

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
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 Петрозаводский энергоузел.....	15
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	17
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	26
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	39
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	39
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	39
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	39
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	40
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	40
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	42
3.3	Прогноз потребления мощности.....	43
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	45
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	47
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	47
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 Республики Карелия.....	49
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	51
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	53
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	56
5.1	Исходные расчетные условия	56
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов по строительству ПС 110 кВ Гранит.....	58
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	66
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	68
7.1	Основные подходы.....	68
7.2	Исходные допущения.....	69
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	72
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	73
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	75
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	77

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	78
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	80
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.....	84

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СТО	–	стандарт организации
СШ	–	система (сборных) шин
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УПАСК	–	устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Карелия за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Карелия на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Карелия входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ и обслуживает территорию Республики Карелия.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Карелия 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;

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

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Карелия связана с энергосистемами:

- Мурманской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кольское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

- г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

- Архангельской области и Ненецкого автономного округа (Филиал АО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

- Вологодской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Карелия

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Карельский окатыш»	221,0
АО «Кондопожский ЦБК»	190,0
Более 50 МВт	
ОАО «РЖД»	96,0
АО «Сегежский ЦБК»	81,0
Филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Надвоицы»	68,0
ООО «КЮ Дата-Центр»	52,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 10 МВт	
ООО «РК Гранд»	11,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия на 01.01.2025 составила 1144,7 МВт, в том числе: ГЭС – 686,7 МВт, ТЭС – 458,0 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 Республики Карелия, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	1094,9	49,8	–	–	–	1144,7
ГЭС	636,9	49,8	–	–	–	686,7
ТЭС	458,0	–	–	–	–	458,0

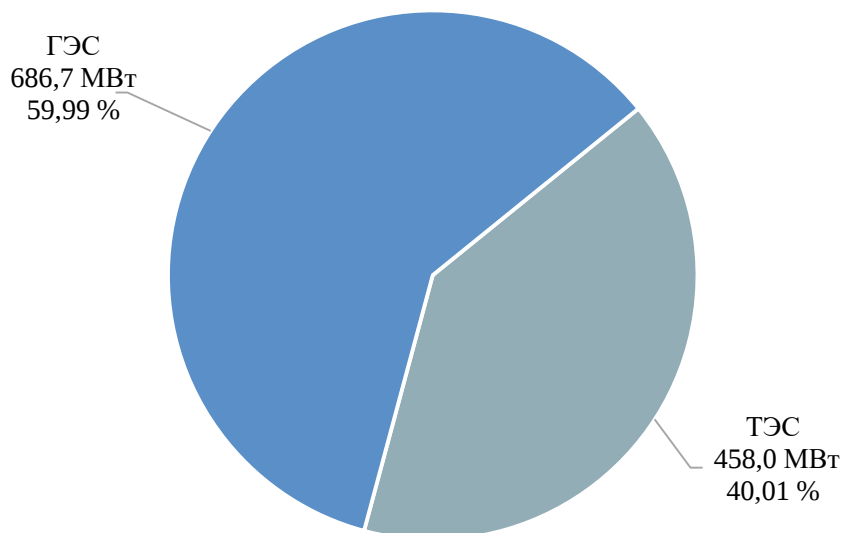


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Карелия в 2024 году составило 5303,6 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 3272,4 млн кВт·ч, ТЭС – 2031,2 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Карелия за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	5467,8	5232,3	4864,7	5092,4	5303,6
ГЭС	3503,1	3097,7	2841,3	3078,6	3272,4
ТЭС	1964,7	2134,6	2023,5	2013,9	2031,2

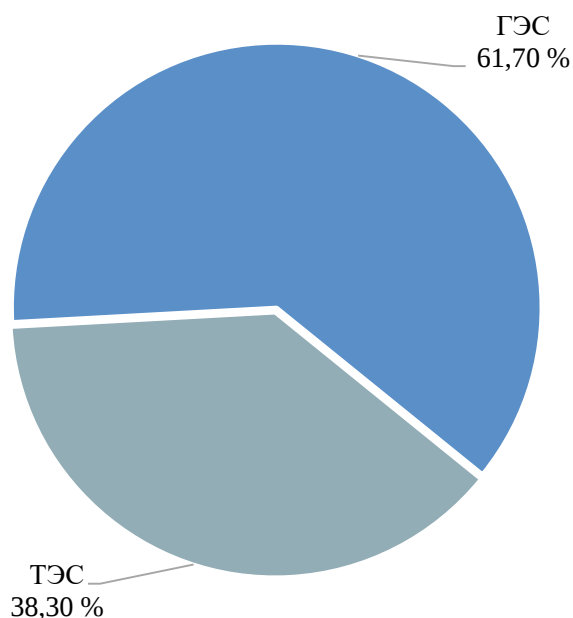


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Карелия в 2024 году

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

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

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Карелия

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7815	8302	8299	8542	8872
Годовой темп прироста, %	-0,41	6,23	-0,04	2,93	3,86

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1128	1250	1244	1300	1336
Годовой темп прироста, %	-6,31	10,82	-0,48	4,50	2,77
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6928	6642	6671	6571	6641
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	31.12 17:00	16.01 17:00	04.02 19:00	31.12 18:00	05.01 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-1,9	-21,1	-17,4	-14,6	-32,8

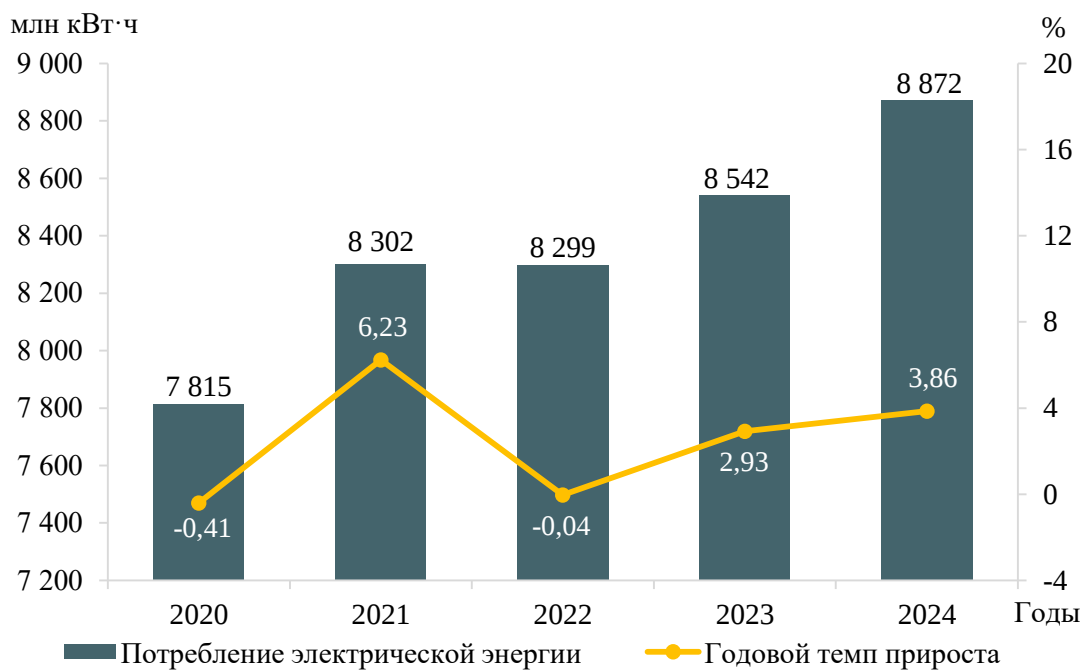


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста

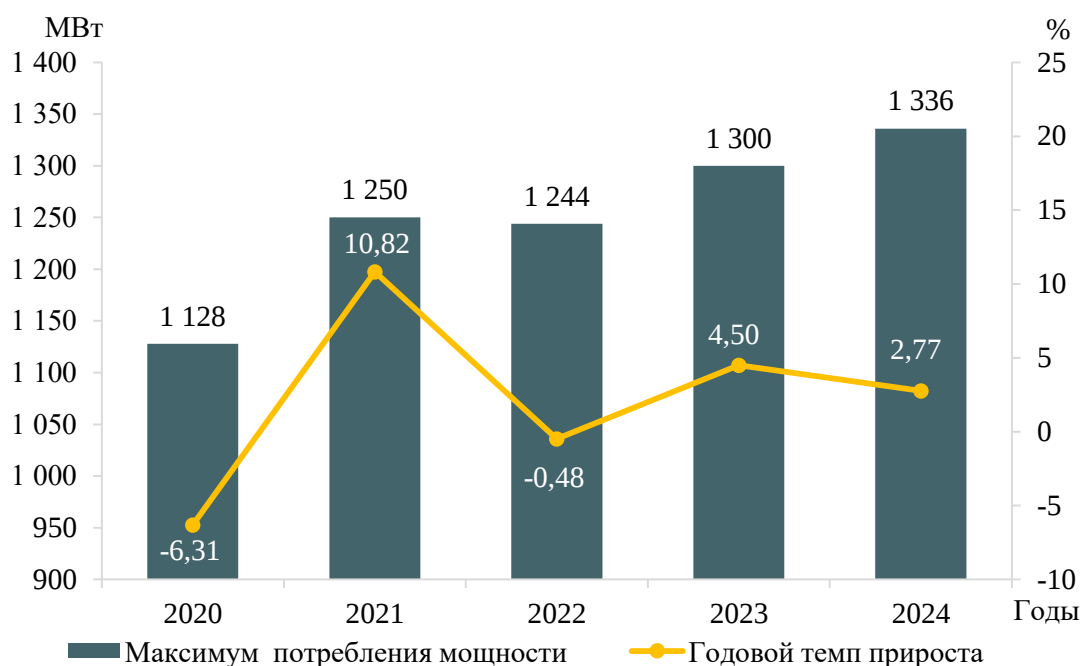


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Карелия увеличилось на 1025 млн кВт·ч и составило в 2024 году 8872 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,49 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 6,23 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,41 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия вырос на 132 МВт и составил 1336 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,10 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 10,82 % в 2021 году; наибольшее снижение составило 6,31 % в 2020 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия был зафиксирован в 2010 году в размере 1367 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- разнонаправленными тенденциями потребления действующими потребителями в добычи полезных ископаемых и в целлюлозно-бумажном и деревообрабатывающем производствах;
- ростом потребления на железнодорожном транспорте.

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 Республики Карелия приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Карелия 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	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Белопорожская ГЭС-1 – Белый порог I цепь протяженностью 0,54 км	ООО «НГБП»	2020	0,54 км
2	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Белопорожская ГЭС-1 – Белый порог II цепь протяженностью 0,54 км	ООО «НГБП»	2020	0,54 км
3	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Борей – Каменный Бор № 2 протяженностью 129,8 км	ПАО «Россети»	2021	129,8 км
4	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 2 протяженностью 170,33 км	ПАО «Россети»	2021	170,33 км
5	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Каменный Бор – Петрозаводск протяженностью 286,8 км	ПАО «Россети»	2021	286,8 км
6	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-3 Ондской ГЭС протяженностью 0,17 км	ПАО «Россети»	2021	0,17 км
7	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-3 Путкинской ГЭС протяженностью 1,41 км	ПАО «Россети»	2021	1,41 км
8	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-4 Ондской ГЭС протяженностью 0,76 км	ПАО «Россети»	2021	0,76 км
9	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-4 Путкинской ГЭС протяженностью 3,46 км	ПАО «Россети»	2021	3,46 км
10	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный протяженностью 331,94 км	ПАО «Россети»	2021	331,94 км
11	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Белопорожская ГЭС-2 – Белый порог I цепь протяженностью 0,12 км	ООО «НГБП»	2024	0,12 км
12	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Белопорожская ГЭС-2 – Белый порог II цепь протяженностью 0,12 км	ООО «НГБП»	2024	0,12 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	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с установкой УШР 330 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2021	1×180 Мвар
2	330 кВ	Строительство РП 330 кВ Борей с установкой ШР 330 кВ мощностью 110,5 Мвар	ПАО «Россети»	2021	1×110,5 Мвар
3	330 кВ	Строительство РП 330 кВ Каменный Бор с установкой УШР 330 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2021	1×180 Мвар
4	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Сортавальская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 17,5 Мвар каждая	ПАО «Россети»	2021	2×17,5 Мвар
5	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Костомукша (ПС 52) с установкой четырех БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая	АО «Карельский окатыш»	2024	4×26 Мвар

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 Республики Карелия к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– Петрозаводский энергоузел.

2.1.1 Петрозаводский энергоузел

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Петрозаводском энергоузле.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Петрозаводского энергоузла

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением СШ 220 кВ ПС 220 кВ Древлянка в период полного останова Петрозаводской ТЭЦ, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 49 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ

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 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 и (или) иного замера. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С	
		ЭС Республики Карелия	Энергорайон г. Петрозаводска
2020	16.12.2020	-1,9	-1,9
	17.06.2020	15,4	15,3
2021	15.12.2021	-1,5	-1,0
	16.06.2021	13,5	15,2
2022	21.12.2022	-4,7	-4,7
	15.06.2022	14,4	14,2
2023	20.12.2023	-1,6	-0,6
	21.06.2023	12,4	11,6
2024	18.12.2024	-18,6	-17,9
	19.06.2024	17,9	18,4

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

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

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного 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 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	5,01	6,73	6,57	5,23	5,17	2,78	3,59	3,36	3,06	3,54	0
			T-2	115/38,5/11	10	4,74	6,36	6,41	6,14	8,64	3,09	3,26	4,93	3,37	3,02	
2	ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС 94)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	6,3	2,51	3,26	2,62	3,19	4,24	1,93	2,29	2,29	2,19	2,59	0
			T-2	115/38,5/11	10	2,60	3,12	4,20	4,41	4,22	1,46	1,45	1,98	1,76	2,21	
3	ПС 110 кВ Олонец (ПС 41)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	2,31	5,74	5,88	5,15	6,84	1,32	0,00	0,00	2,50	2,87	0
			T-2	115/38,5/11	16	6,98	7,95	10,85	10,78	14,06	6,80	7,81	8,47	5,69	5,28	
4	ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23)	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	10	1,25	2,61	2,77	2,98	4,27	0,94	2,20	1,36	1,54	1,48	0
			T-2	115/38,5/6,6	10	6,01	5,07	6,18	3,35	7,19	2,87	0,10	1,26	3,08	2,86	
5	ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5)	110/35/10/6	T-1	115/38,5/6,6	10	6,05	6,53	8,55	8,39	8,34	0,00	2,84	5,46	0,00	7,22	0
			T-2	115/38,5/6,6	16	2,70	3,39	0,00	3,48	4,23	5,86	1,76	1,68	7,33	1,89	
6	ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70)	110/10	T-1	115/11	25	12,94	13,92	12,15	10,53	12,13	12,15	6,29	6,46	7,27	7,52	0
			T-2	115/11	16	6,79	6,30	8,76	7,42	10,81	0,00	2,60	7,08	5,25	5,22	

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{HВ} , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34)	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	2004	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10-76У1	2003	87,97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС 94)	T-1	ТМТН-6300/110/35/10-У1	2003	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10-76У1	1984	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Олонец (ПС 41)	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1985	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1986	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23)	T-1	ТДТН-10000/110/35/6	1989	81,55	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/6	1989	88,09	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5)	T-1	ТДТН-10000/110-70У1	1978	89,25	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110У1	2010	87,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70)	T-1	ТРДН-25000/110/10	2007	80,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110/10	1982	73,84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34)	2024 / зима	13,81	ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34)	АО «ДСМ»	22.08.2023	ЛД0067-23	2025	1,20	0	10	0,96	15,51	15,53	15,54	15,55	15,55	15,55
				ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34)	ООО «Туристический комплекс Ладога»	30.05.2024	КАР-00312-Э-С/24	2026	1,87	0	10	0,37						
				ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2028	1,56	0,11	0,4–10	0,14						
				ПС 35 кВ Труд (15С)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2029	1,01	0,13	0,4–10	0,09						
				ПС 35 кВ Ихала (ПС 48П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,03	0,003	0,4	0,003						

№ п/п	Наименование ПС	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	Планируе- мый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
2	ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС 94)	2024 / зима	8,46	ПС 35 кВ Приладожская (ПС 46С)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2029	1,86	0,84	0,4–6	0,10	8,56	8,57	8,57	8,58	8,58	8,58
				ПС 35 кВ Хелюля (ПС 21С)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	0,4	0,002						
3	ПС 110 кВ Олонец (ПС 41)	2024 / зима	20,90	ПС 110 кВ Олонец (ПС 41)	ООО «НОРД ПАРК»	20.02.2023	КАР-04191-Э-П/22	2025	1,30	0,50	6–10	0,16	21,19	21,20	21,21	21,21	21,21	21,21
				ПС 110 кВ Олонец (ПС 41)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2030	0,52	0,07	0,4–10	0,05						
				ПС 35 кВ Видлица (ПС 13П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2028	0,21	0,03	0,23–10	0,02						
				ПС 35 кВ Ильинское (ПС 12П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,65	0,17	0,4–10	0,05						
				ПС 35 кВ Куйтежа (ПС 50П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2028	0,08	0,01	0,4	0,01						
				ПС 35 кВ Михайловское (ПС 50П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	0,4	0,002						
4	ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23)	2024 / зима	11,46	ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2029	7,76	1,24	0,23-6	0,65	12,00	12,05	12,06	12,18	12,18	12,18
5	ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5)	2024 / зима	12,57	ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5)	ООО «ЛЕСТ»	27.03.2024	ПР240118	2025	1,00	0	6–10	0,40	13,12	13,12	13,12	13,14	13,14	13,14
				ПС 35 кВ Рыбрека (ПС 25П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2029	0,66	0,03	0,4–10	0,06						
				ПС 35 кВ Шелтозеро (ПС 21П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,30	0,02	0,4–10	0,03						
				ПС 35 кВ Шокша (ПС 24П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,18	0	0,4–10	0,02						
6	ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70)	2024 / зима	22,94	–	–			–	–	–	–	–	22,94	22,94	22,94	22,94	22,94	22,94

ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34).

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 13,81 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 10,48 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -18,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,42 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,74 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,81 + 1,74 + 0 - 0 = 15,55 \text{ МВА.}$$

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 превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 24,43 % (без ТП превышение до 10,48 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34) расчетный объем ГАО составит 3,05 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,55 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Северо-Запад».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС 94).

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 8,46 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 7,43 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 70,50 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 (Т-1) при ТНВ -18,6 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,04 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,11 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,46 + 0,11 + 0 - 0 = 8,58 \text{ МВА.}$$

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 превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС 94), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 8,89 % (без ТП превышение до 7,43 %).

При этом 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 $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС 94), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 71,46 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС 94) ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС 94) расчетный объем ГАО составит 0,70 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 8,58 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим,

стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Северо-Запад».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Олонец (ПС 41).

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 20,90 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 8,85 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -18,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,99 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,31 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,90 + 0,31 + 0 - 0 = 21,21 \text{ МВА.}$$

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 превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Олонец (ПС 41), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 10,47 % (без ТП превышение до 8,85 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Олонец (ПС 41) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Олонец (ПС 41) расчетный объем ГАО составит 2,01 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,21 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Северо-Запад».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23).

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 11,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 95,50 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -18,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,52 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,72 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,46 + 0,72 + 0 - 0 = 12,18 \text{ МВА.}$$

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 превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 1,53 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23) расчетный объем ГАО составит 0,18 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,18 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Северо-Запад».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5).

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 12,57 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 4,75 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 62,85 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -18,6 °С и

при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,57 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,57 + 0,57 + 0 - 0 = 13,14 \text{ МВА.}$$

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 превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 9,46 % (без ТП превышение до 4,75 %).

При этом 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 $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 65,68 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5) расчетный объем ГАО составит 1,14 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 13,14 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×10 МВА на 1×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Северо-Запад».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70).

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 22,94 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 19,48 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 73,41 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 (Т-1) при ТНВ -18,6 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70) отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,94 + 0 + 0 - 0 = 22,94 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 19,48 %.

При этом суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 73,41 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70) расчетный объем ГАО составит 3,74 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 22,94 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×16 МВА на трансформатор 1×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Северо-Запад».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Северо-Запад»

Строительство ПС 110 кВ Гранит.

В таблице 12 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) и ПС 110 кВ Шуя (ПС 21), в таблице 13 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения

длительности) перегрузке трансформаторов, в таблице 14 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Схема электрической сети между ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) и ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) с указанием нормально отключенных сетевых элементов представлена на рисунке 5.

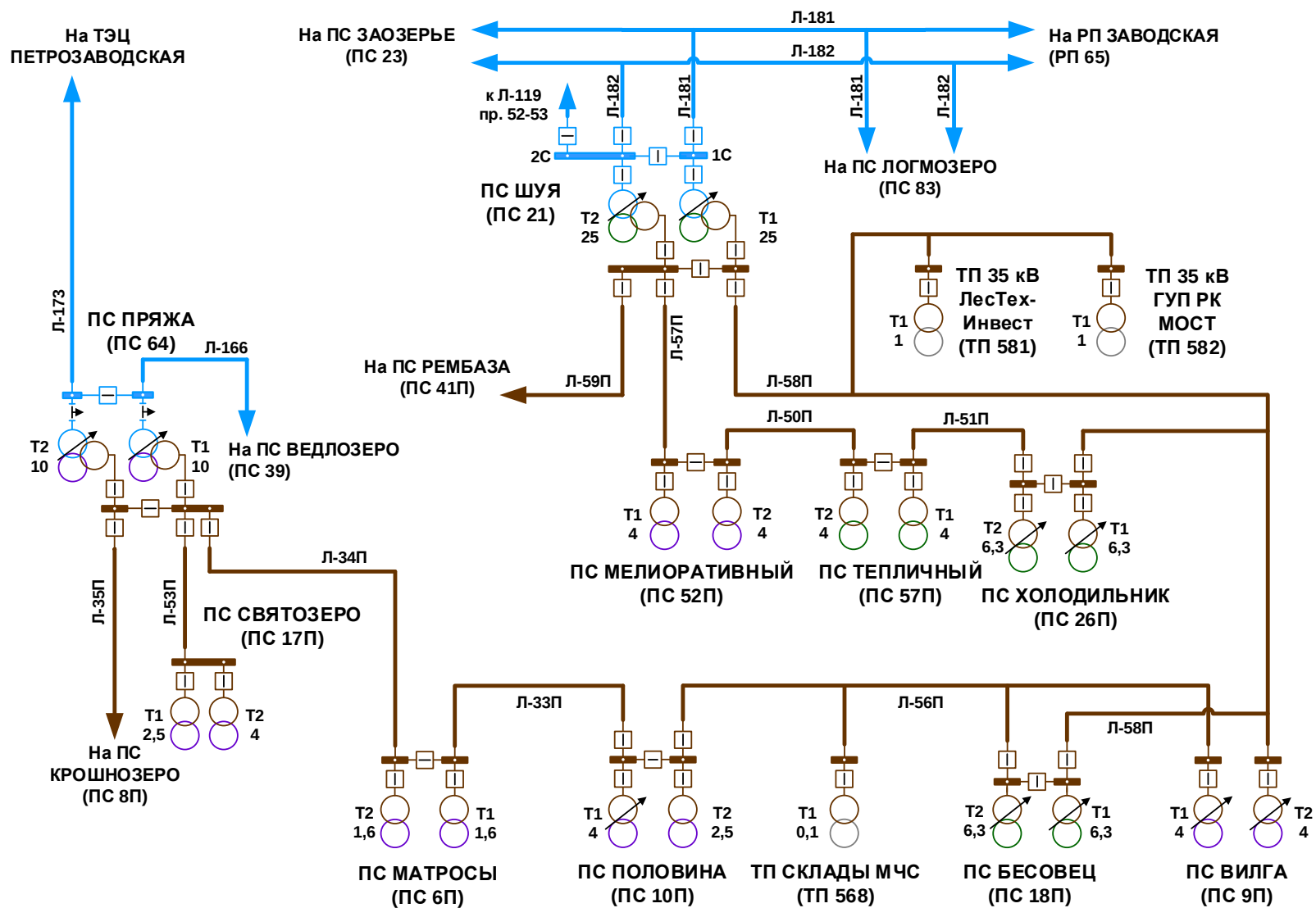


Рисунок 5 – Принципиальная схема сети 35 кВ района ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) – ПС 110 кВ Шуя (ПС 21)

Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64)	110/35/10	T-1	110/35/10	10	2,13	6,08	6,81	7,36	8,52	1,18	3,99	1,50	1,40	4,58	0
			T-2	110/35/10	10	8,05	6,17	6,91	7,45	8,63	2,85	4,05	1,59	1,46	4,68	
2	ПС 110 кВ Шуя (ПС 21)	110/35/10	T-1	110/35/10	25	15,47	14,21	16,55	16,00	20,24	8,06	2,25	11,27	14,38	—	0
			T-2	110/35/10	25	12,88	14,50	14,70	13,48	17,02	10,41	10,41	11,01	9,43	15,44	

Таблица 13 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{НВ} , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64)	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1993	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1993	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Шуя (ПС 21)	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	2008	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	2008	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 14 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64)	2024 / зима	17,15	ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,70	0,03	0,4–10	0,07	17,39	17,41	17,41	17,43	17,43	17,43
				ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2027	0,12	0,03	0,4	0,01						
				ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2029	0,15	0	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Половина (ПС 10П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,786	0,05	0,23–0,4	0,07						
				ПС 35 кВ Половина (ПС 10П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2027	0,103	0,004	0,4	0,01						
				ПС 35 кВ Матросы (ПС 6П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	1,02	0,27	0,4–10	0,07						
				ПС 35 кВ Матросы (ПС 6П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2027	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Матросы (ПС 6П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2028	0,02	0	0,4	0,002						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
2	ПС 110 кВ Шуя (ПС 21)	2024 / зима	37,26	ПС 110 кВ Шуя (ПС 21)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,828	0,08	0,4	0,07	39,07	39,09	39,11	39,15	39,15	39,15
				ПС 110 кВ Шуя (ПС 21)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2027	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 110 кВ Шуя (ПС 21)	Михеев Евгений Владиевич	09.04.2025	ПР240417	2026	2,00	0,49	0,4	0,60						
				ПС 35 кВ Вилга (ПС 9П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	1,07	0,10	0,4–10	0,10						
				ПС 35 кВ Вилга (ПС 9П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2027	0,25	0,08	0,4–10	0,02						
				ПС 35 кВ Вилга (ПС 9П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2028	0,18	0	0,4–10	0,02						
				ПС 35 кВ Вилга (ПС 9П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2029	0,15	0	10	0,02						
				ПС 35 кВ Мелиоративный (ПС 52П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,25	0	0,4–10	0,02						
				ПС 35 кВ Мелиоративный (ПС 52П)	Дзевенис Андрей Борисович	27.04.2023	51368-02-23/ОКТ	2025	1,00	0	10	0,10						
				ПС 35 кВ Мелиоративный (ПС 52П)	ООО «Асфальтобетонный завод-ВАД»	22.06.2023	КАР-01000-Э-П/23	2025	0,95	0	10	0,665						
				ПС 35 кВ Мелиоративный (ПС 52П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2029	0,15	0	10	0,02						
				ПС 35 кВ Мелиоративный (ПС 52П)	ООО «Инбиотек»	18.08.2023	ПР0488-23	2025	1,30	0,65	10	0,065						
				ПС 35 кВ Бесовец (ПС 18П)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,01	0	0,4	0,001						

ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64).

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 17,15 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 42,92 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -17,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,52 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,28 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,15 + 0,28 + 0 - 0 = 17,43 \text{ МВА.}$$

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 превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 45,25 % (без ТП превышение до 42,92 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) расчетный объем ГАО составит 5,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,43 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Северо-Запад».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Шуя (ПС 21).

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 37,26 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 19,23 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -17,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,75 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,89 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 37,26 + 1,89 + 0 - 0 = 39,15 \text{ МВА.}$$

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 превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шуя (ПС 21), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 25,28 % (без ТП превышение до 19,23 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) расчетный объем ГАО составит 7,90 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,15 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Северо-Запад».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

В настоящее время в рассматриваемом энергорайоне планируется строительство ПС 110/35/10 кВ Гранит с двумя трансформаторами мощностью 16 МВА каждый с заходами ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Гранит для обеспечения технологического присоединения потребителей ООО «Прионежская горная компания» (договор ТП от 28.12.2022 № КАР-03917-Б-П/22 на 7,8 МВт, ранее предусматривалась установка двух трансформаторов мощностью 10 МВА каждый, с учетом комплексного технического решения по усилению электрической сети в рассматриваемом энергорайоне, в соответствии с изменениями № 1 в ТУ для ТП, предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый).

Анализ режимов работы энергорайона Западной Карелии при строительстве ПС 110 кВ Гранит в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки выявил необходимость установки двух БСК 10 кВ мощностью 10 Мвар каждая и создания на ПС 110 кВ Гранит устройств АОСН.

В качестве возможного варианта исключения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) ПАО «Россети Северо-Запад» предлагается строительство ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами мощностью 16 МВА каждый с сооружением РУ 35 кВ и заходов ВЛ 35 кВ

Половина – Бесовец (Л-56П) ориентировочной протяженностью 2×0,175 км, что обеспечивает частичное перераспределение нагрузки ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) на ПС 110 кВ Гранит (перевод питания ТП 35 кВ Склады МЧС (ТП 568), трансформатора Т-2 ПС 35 кВ Половина (ПС 10П), трансформатора Т-2 ПС 35 кВ Бесовец (ПС 18П) и трансформатора Т-1 ПС 35 кВ Вилга (ПС 9П) от ПС 110 кВ Гранит).

При таком варианте развития электрической сети 35-110 кВ в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -28 °С (температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92) на уровне потребления 2031 года в ПАР отключения Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 11,27 МВА (11,08 МВА), что не превышает величину аварийно допустимой нагрузки трансформатора (16 МВА) и составляет 70,4 % (69,3 %). Свыше 20 минут после нормативного возмущения (единичная ремонтная схема) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 93,9 % (92,33 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В ПАР отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гранит нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 14,80 МВА, что не превышает аварийно допустимую нагрузку трансформаторов (25,6 МВА) и составляет 57,8 %. Свыше 20 минут после нормативного возмущения (единичная ремонтная схема) нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 74,0 % от $S_{\text{ддн}}$.

В ПАР отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 43,16 МВА, что превышает аварийно допустимую нагрузку трансформаторов (40 МВА) на величину до 7,9 %. Свыше 20 минут после нормативного возмущения (единичная ремонтная схема) нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 38,1 %.

При осуществлении перевода питания ПС 35 кВ Рембаза МК-46 (ПС 41П) и трансформатора Т-2 ПС 35 кВ Соломенное (ПС 51П) от ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23) путем замыкания РС1-35 ПС 35 кВ Соломенное (ПС 51П) и размыкания ВЛ 35 кВ Шуя – Соломенное (Л-59П) на ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 39,61 МВА и превысит $S_{\text{ддн}}$ на величину до 26,75 %.

В целях исключения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) рассматривается два сценария:

1. Дополнительно к строительству ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами мощностью 16 МВА каждый, с сооружением РУ 35 кВ и заходов ВЛ 35 кВ Половина – Бесовец (Л-56П) протяженностью 2×0,175 км (по предложению ТСО) предусмотреть реконструкцию ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

2. В варианте по предложению ТСО предлагается изменить схему присоединения ПС 110 кВ Гранит по сети 35 кВ: осуществить строительство ПС 110 кВ Гранит с сооружением заходов ВЛ 35 кВ Шуя – Бесовец с отпайками (Л-58П) (на участке от отпайки на ПС 35 кВ Холодильник (ПС 26П) до отпайки на ПС 35 кВ Вилга (ПС 9П)) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 9,5 км каждый. Таким образом, питание нагрузки ПС 35 кВ Вилга (ПС 9П) и ПС 35 кВ Бесовец (ПС 18П) будет осуществляться от ПС 110 кВ Гранит.

При такой схеме сети, предложенной в варианте 2, в ПАР отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 25,85 МВА, что не превышает аварийно допустимую нагрузку трансформаторов (40 МВА) и составляет 64,63 %. Свыше 20 минут после нормативного возмущения (единичная ремонтная схема) нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 82,7 % от $S_{\text{дн}}$. При этом нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гранит составляет 22,0 МВА (110 % от $S_{\text{дн}}$), нагрузка трансформатора Т-2 составляет 10,56 МВА (52,8 % от $S_{\text{дн}}$).

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется предусмотреть на вновь сооружаемой ПС 110 кВ Гранит установку трансформаторов мощностью 25 МВА каждый. Тогда в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 22,81 МВА, что не превышает аварийно допустимую нагрузку трансформатора (40 МВА) и составляет 57,03 %. Свыше 20 минут после нормативного возмущения (единичная ремонтная схема) нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 72,99 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного, а также с учетом строительства в районе ПС 110/35/10 кВ Гранит предлагается рассмотреть следующие варианты:

Вариант № 1:

- реконструкция ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый;
- реконструкция ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый;
- строительство ПС 110/35/10 кВ Гранит с двумя трансформаторами мощностью 16 МВА каждый, с заходами ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый (рисунок 6).

Вариант № 2:

- строительство ПС 110/35/10 кВ Гранит с двумя трансформаторами мощностью 25 МВА каждый, с заходами ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый;
- строительство заходов ВЛ 35 кВ Шуя – Бесовец с отпайками (Л-58П) на участке от отпайки на ПС 35 кВ Холодильник (ПС 26П) до отпайки на ПС 35 кВ Вилга (ПС 9П) на сооружаемое РУ 35 кВ ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 9,5 км каждый (рисунок 7).

Вариант № 3:

- строительство ПС 110/35/10 кВ Гранит с двумя трансформаторами мощностью 16 МВА каждый, с заходами ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый;
- строительство заходов ВЛ 35 кВ Половина – Бесовец (Л-56П) на сооружаемое РУ 35 кВ ПС 110 кВ Гранит протяженностью 2×0,175 км;
- реконструкция ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый (рисунок 8).

По результатам ТЭО, приведенным в 5.2, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 3241,05 млн руб., по варианту № 2 – 2652,79 млн руб., по варианту № 3 – 2794,14 млн руб. Наиболее экономичным вариантом является вариант № 2.

С учетом высокой степени реализации работ по строительству ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами мощностью 16 МВА, в соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, а также с учетом равноэкономичности вариантов № 2 и № 3 по капитальным затратам к реализации рекомендуется вариант № 3.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

- строительство ПС 110/35/10 кВ Гранит с двумя трансформаторами мощностью 16 МВА каждый, с заходами ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый;

- строительство заходов ВЛ 35 кВ Половина – Бесовец (Л-56П) на сооружаемое РУ 35 кВ ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 2×0,175 км;

- реконструкция ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Северо-Запад».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

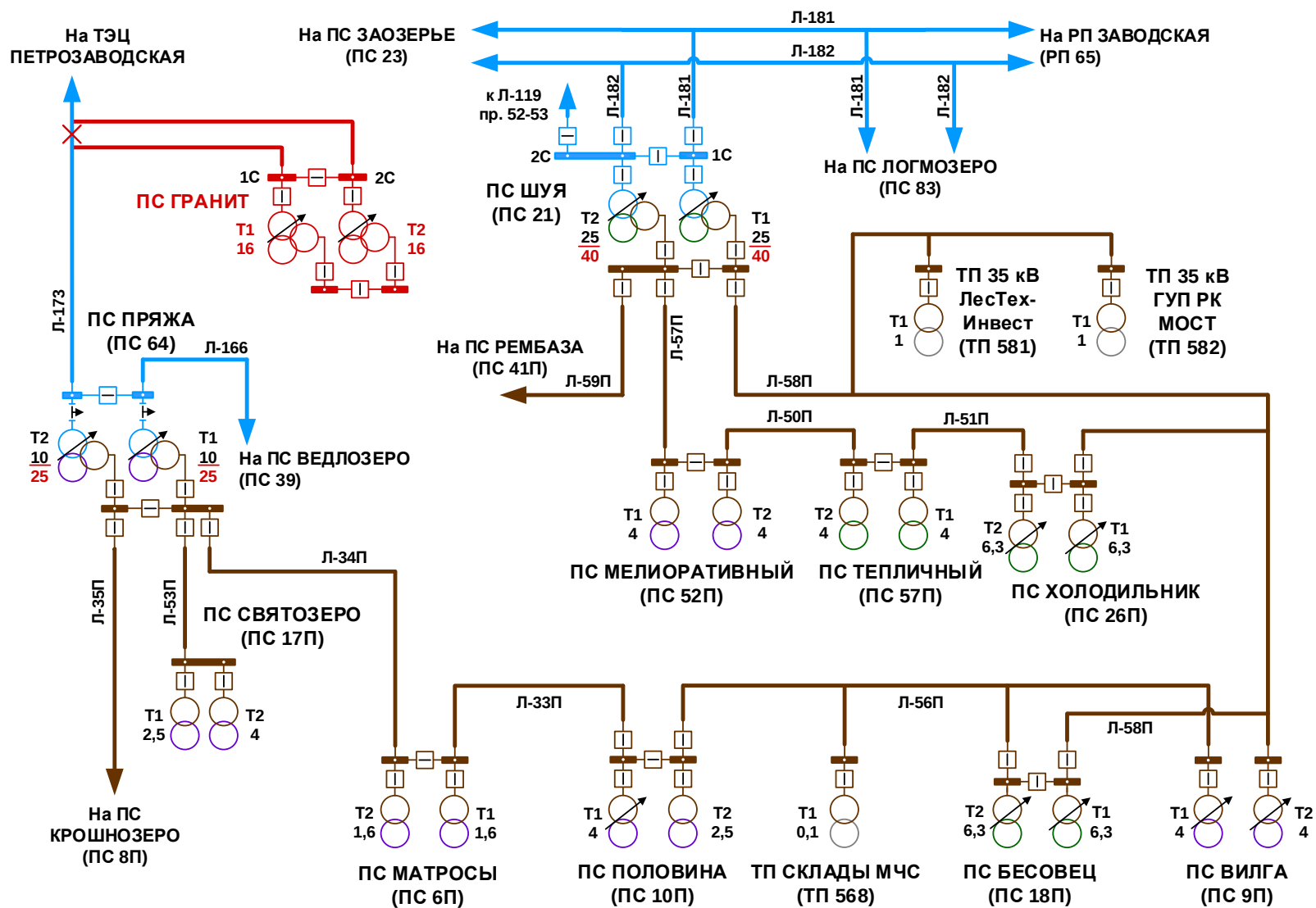


Рисунок 6 – Принципиальная схема сети 35 кВ района ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) – ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) по варианту № 1

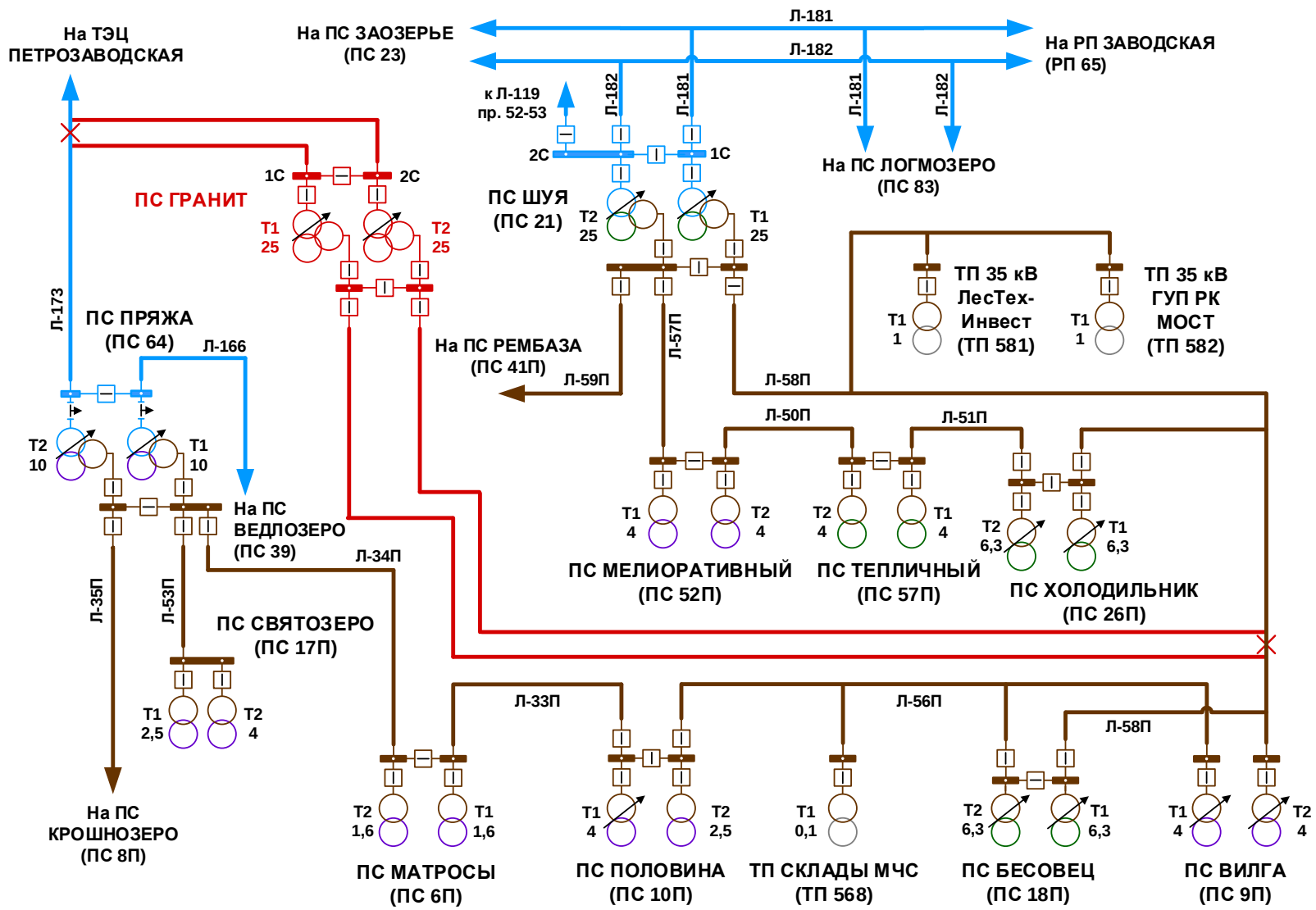


Рисунок 7 – Принципиальная схема сети 35 кВ района ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) – ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) по варианту № 2

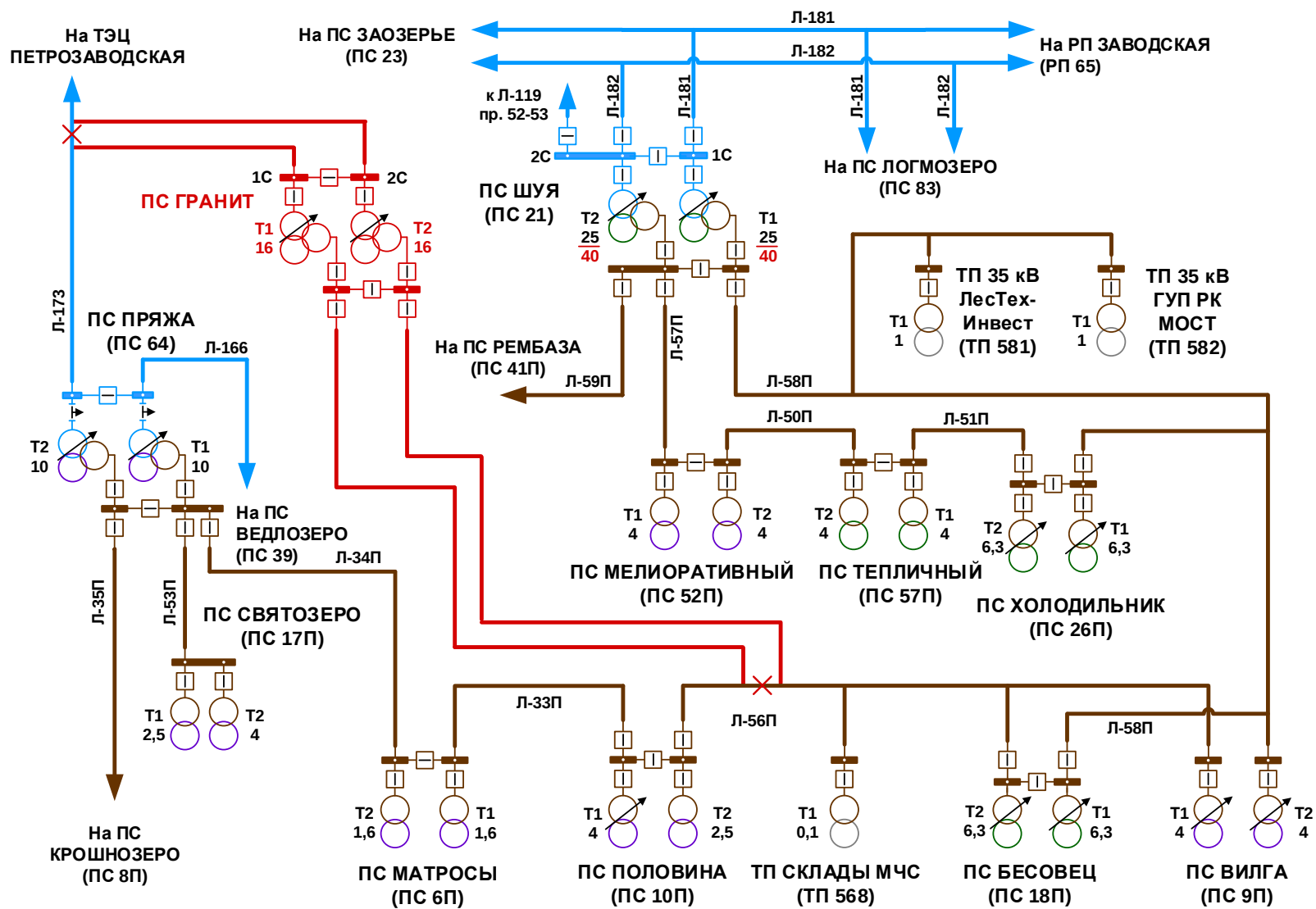


Рисунок 8 – Принципиальная схема сети 35 кВ района ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) – ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) по варианту № 3

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

Предложения от сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Республики Карелия, 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

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Карелия приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Карелия

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ и АТ-2 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на два автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	2×250 МВА	2027	ПАО «Россети»

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 2026–2031 годы

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

В таблице 16 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Карелия, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 16 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Карелия

№ 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	Энергопринимающие устройства железнодорожной инфраструктуры	ОАО «РЖД»	0,0	21,3	220	2026	ПС 220 кВ Кондопога ПС 220 кВ Медвежьегорск
2	Энергопринимающие устройства	АО «Карельский окатыш»	233,1	17,4	220	2025	ПС 220 кВ Костомукша (ПС 52)
3	Энергопринимающие устройства	ООО «Русский Лесной Альянс»	0,0	12,0	110	2025	ПС 110 кВ Логмозеро (ПС 83)

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия на период 2026–2031 годов представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8986	9305	9502	9718	9830	9908	10040
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	319	197	216	112	78	132
Годовой темп прироста, %	–	3,55	2,12	2,27	1,15	0,79	1,33

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Карелия прогнозируется на уровне 10040 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,78 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия прогнозируется в 2026 году и составит 319 млн кВт·ч или 3,55 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 78 млн кВт·ч или 0,79 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 16.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 9.

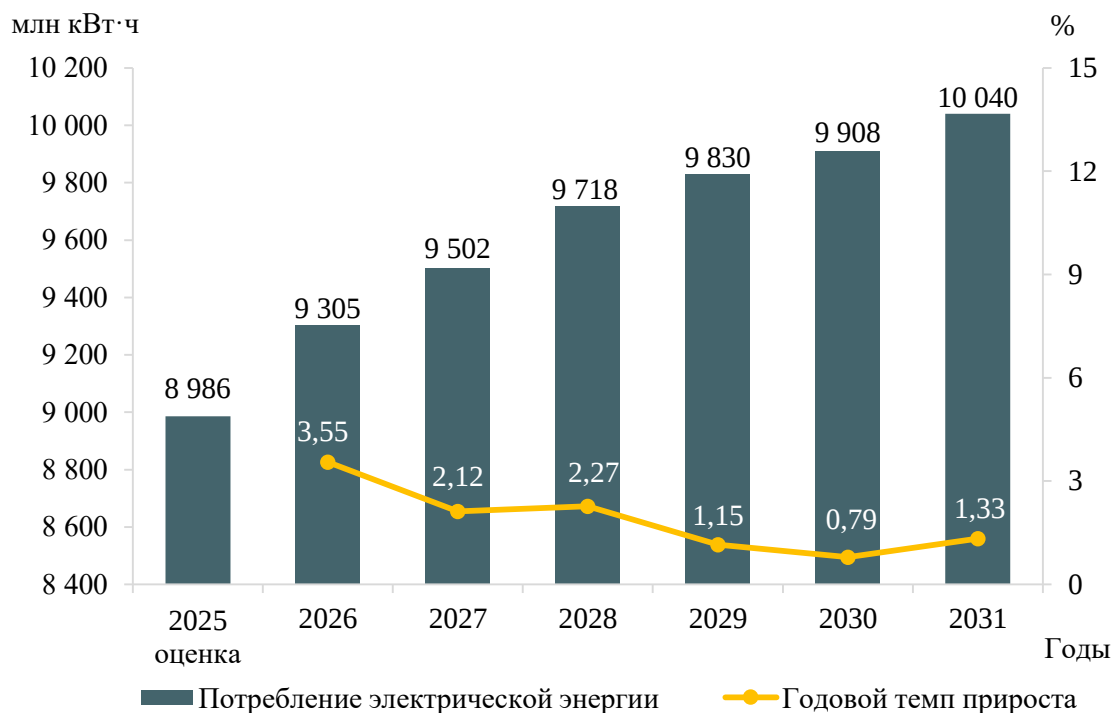


Рисунок 9 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии в энергосистеме Республики Карелия обусловлена следующими основными факторами:

- значительным ростом потребления предприятиями информационных технологий – дата центрами, образованными на производственной площадке алюминиевого завода АО «РУСАЛ Урал» филиала «РУСАЛ Надвоицы»;
- развитием инфраструктуры железнодорожного транспорта;
- вводом новых потребителей.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1361	1414	1439	1456	1470	1472	1491
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	53	25	17	14	2	19
Годовой темп прироста, %	–	3,89	1,77	1,18	0,96	0,14	1,29
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6602	6581	6603	6674	6687	6731	6734

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия к 2031 году прогнозируется на уровне 1491 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,58 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 53 МВт или 3,89 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 2 МВт или 0,14 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. К 2031 году ожидается уплотнение годового режима и число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6734 ч/год против 6581 ч/год в 2026 году.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 10.

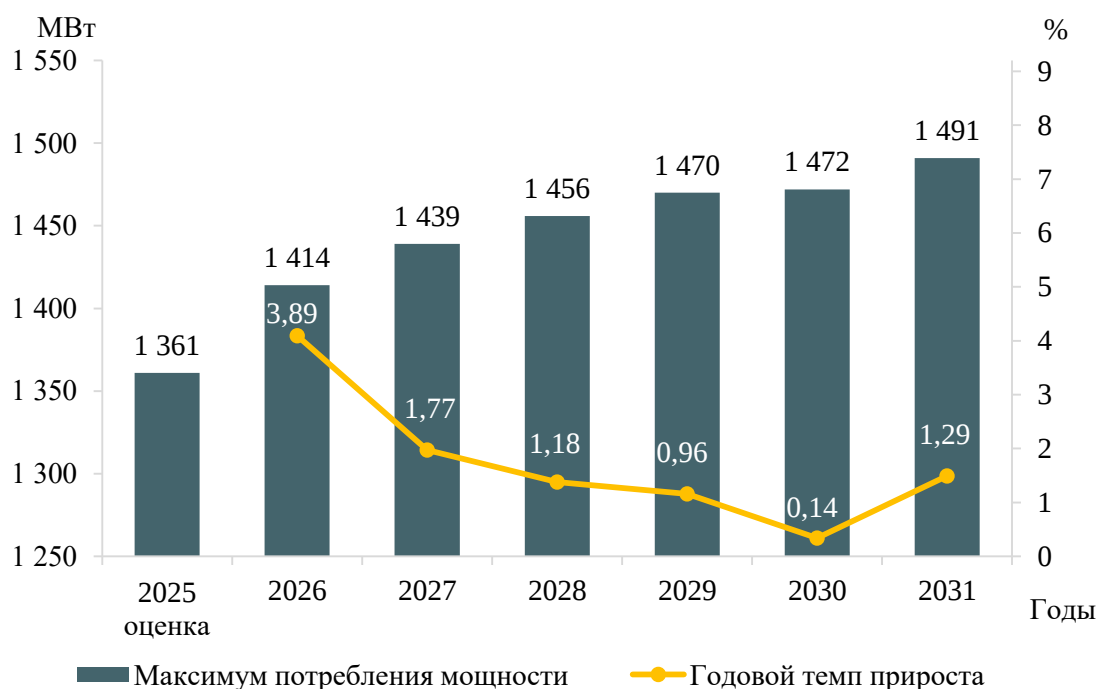


Рисунок 10 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Карелия в период 2026–2031 годов предусматриваются в объеме 8,1 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Карелия в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Карелия, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	8,1	–	–	–	–	–	8,1
ГЭС	–	8,1	–	–	–	–	–	8,1

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия в 2031 году составит 1152,8 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Карелия не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия представлена в таблице 20. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия представлена на рисунке 11.

Таблица 20 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	1144,7	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8
ГЭС	686,7	694,8	694,8	694,8	694,8	694,8	694,8
ТЭС	458,0	458,0	458,0	458,0	458,0	458,0	458,0

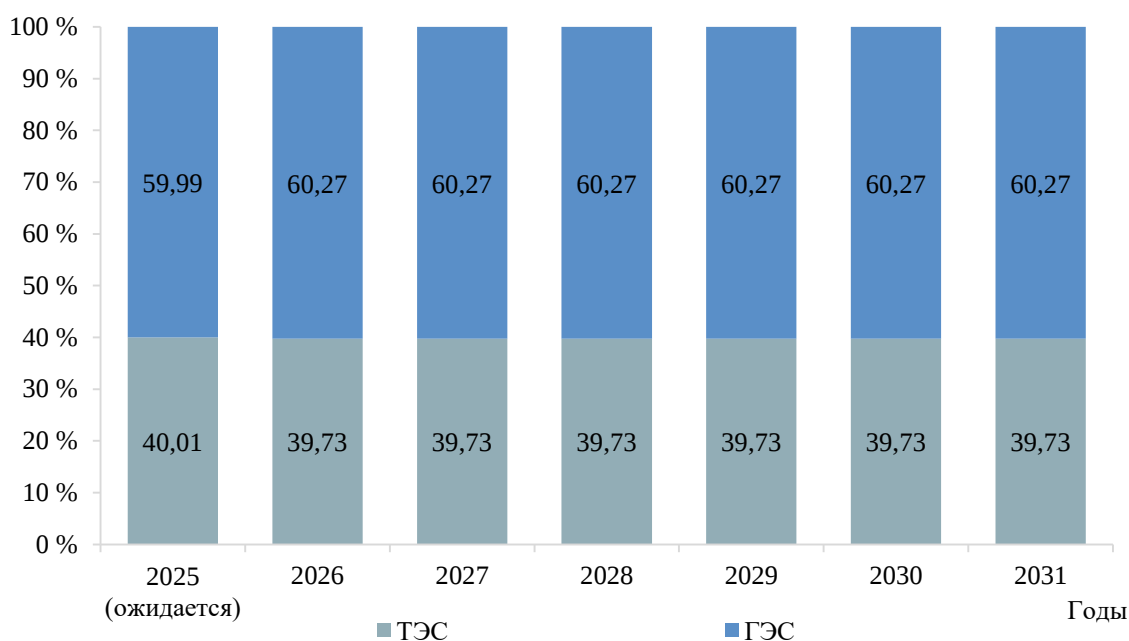


Рисунок 11 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Карелия 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 2025–2031 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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	ПАО «Россети»	220	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 Республики Карелия

В таблице 22 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 Республики Карелия.

Таблица 22 – 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 Республики Карелия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
1	Строительство ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	ООО «Прионежская горная компания»	–	7,8
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	2×0,9	–	–	–	–	–	1,8			
3	Строительство ПС 220 кВ Новый Поселок с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	ОАО «РЖД» (ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ»)	–	21,323
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кондопога – Медвежьегорск на ПС 220 кВ Новый Поселок ориентировочной протяженностью 3,7 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×3,7	–	–	–	–	–	7,4			

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ и АТ-2 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на два автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	Реновация основных фондов

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Лихденпохья (ПС 34) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС 94) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Олонец (ПС 41) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
5	Реконструкция ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5) с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Реконструкция ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70) с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
7	Строительство ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
8	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	2×0,9	–	–	–	–	–	–	1,8	3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Прионежская горная компания»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
9	Реконструкция ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

5.1 Исходные расчетные условия

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2025 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2025 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [5], п. 381, (таблица 25).

Таблица 25 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы		
			2023	2024	2025
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2024	109,1	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.04.2025	–	108,1	107,8

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов по строительству ПС 110 кВ Гранит

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2044 годов, включающий в себя годы строительства и 15 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 26 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по строительству ПС 110 кВ Гранит

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Вариант № 1 (реконструкция ПС 110 кВ Шуя и ПС 110 кВ Пряжа, строительство ПС 110 кВ Гранит (2×16 МВА))									
Реконструкция ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	110	2×25	–	–	–	368,40
Реконструкция ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	110	2×40	–	–	–	447,23
Строительство ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый и установкой двух БСК 10 кВ мощностью 10 Мвар каждая	–	–	–	110/35/10	2×16 2×10	ОРУ 110-5АН / 3	ОРУ 35-9 / 7	ЗРУ 10 / 9	1699,90
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (ЛЛ-173) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый	110	1×2×0,9	АС-120	–	–	–	–	–	29,68
Создание на ПС 110 кВ Гранит устройства АОСН	–	–	–	110	–	–	–	–	10,86
Итого по варианту № 1									2556,06
Вариант № 2 (новое строительство: строительство ПС 110 кВ Гранит (2×25 МВА) и создание устройств ПА на ПС 110 кВ Поросозеро (ПС 29))									
Строительство ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой двух БСК 10 кВ мощностью 10 Мвар каждая	–	–	–	110/35/10	2×25 2×10	ОРУ 110-5АН / 3	ОРУ 35-9 / 7	ЗРУ 10 / 9	1714,56
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (ЛЛ-173) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый	110	1×2×0,9	АС-120	–	–	–	–	–	29,68
Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шуя – Бесовец с отпайками (ЛЛ-58П) на участке от отпайки на ПС 35 кВ Холодильник (ПС 26П) до отпайки на ПС 35 кВ Вилга (ПС 9П) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 9,5 км каждый	35	1×2×9,5	АС-95	–	–	–	–	–	254,53
Создание на ПС 110 кВ Гранит устройства АОСН	–	–	–	110	–	–	–	–	10,86
Создание на ПС 110 кВ Поросозеро (ПС 29) устройства АОПО ВЛ 110 кВ Пальеозерская ГЭС – Поросозеро (ЛЛ-135)	–	–	–	110	–	–	–	–	11,58
Создание на ПС 110 кВ Поросозеро (ПС 29) УПАСК (ПРД)	–	–	–	–	–	–	–	–	11,37
Создание на ПС 110 кВ Найстенъярви (ПС 35) УПАСК (ПРД+ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	11,37
Создание на ПС 220 кВ Суоярви УПАСК (ПРМ)	–	–	–	–	–	–	–	–	11,37
Создание ВОЛС от ПС 110 кВ Поросозеро (ПС 29) до ПС 220 кВ Суоярви	–	151,12	–	–	–	–	–	–	123,78
Итого по варианту № 2									2179,10
Вариант № 3 (комбинированный: реконструкция ПС 110 кВ Шуя, строительство ПС 110 кВ Гранит (2×16 МВА))									
Реконструкция ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	110	2×40	–	–	–	447,23
Строительство ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый и установкой двух БСК 10 кВ мощностью 10 Мвар каждая	–	–	–	110/35/10	2×16 2×10	ОРУ 110-5АН / 3	ОРУ 35-9 / 7	ЗРУ 10 / 9	1699,90
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (ЛЛ-173) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый	110	1×2×0,9	АС-120	–	–	–	–	–	29,68
Строительство заходов ВЛ 35 кВ Половина – Бесовец (ЛЛ-56П) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,175 км каждый	35	1×2×0,175	АС-95	–	–	–	–	–	4,51
Создание на ПС 110 кВ Гранит устройства АОСН	–	–	–	110	–	–	–	–	10,86
Итого по варианту № 3									2192,17

Таблица 27 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3
Капитальные затраты, млн руб.	2556,06	2179,10	2192,17
<i>То же в процентах</i>	<i>117 %</i>	<i>100 %</i>	<i>101 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	2176,91	1616,40	1880,39
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	3241,05	2652,79	2794,14
<i>То же в процентах</i>	<i>122 %</i>	<i>100 %</i>	<i>105 %</i>

Таблица 28 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 строительства ПС 110 кВ Гранит в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																			
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	2556,06	424,97	706,74	706,74	717,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																			
ВЛ	29,68	0,00	9,89	9,89	9,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	2526,38	424,97	696,85	696,85	707,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																				
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	2176,91	0,00	0,00	0,00	0,00	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13
в том числе:	–																			
ВЛ	3,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	2173,35	0,00	0,00	0,00	0,00	144,89	144,89	144,89	144,89	144,89	144,89	144,89	144,89	144,89	144,89	144,89	144,89	144,89	144,89	144,89
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	4732,98	424,97	706,74	706,74	717,60	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13	145,13
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	3241,05	424,97	654,39	605,92	569,66	106,67	98,77	91,45	84,68	78,41	72,60	67,22	62,24	57,63	53,36	49,41	45,75	42,36	39,22	36,32

Таблица 29 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 строительства ПС 110 кВ Гранит в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																			
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>2179,10</i>	428,64	523,38	523,38	2179,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																			
ВЛ	407,98	0,00	94,74	94,74	218,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1771,12	428,64	428,64	428,64	485,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																				
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>1616,40</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76
в том числе:	–																			
ВЛ	48,96	0,00	0,00	0,00	0,00	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1567,44	0,00	0,00	0,00	0,00	104,50	104,50	104,50	104,50	104,50	104,50	104,50	104,50	104,50	104,50	104,50	104,50	104,50	104,50	104,50
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>3795,49</i>	428,64	523,38	523,38	703,70	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76	107,76
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>2652,79</i>	428,64	484,61	448,71	558,62	79,21	73,34	67,91	62,88	58,22	53,91	49,91	46,22	42,79	39,62	36,69	33,97	31,45	29,12	26,97

Таблица 30 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 3 строительства ПС 110 кВ Гранит в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																			
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>2192,17</i>	424,97	585,45	585,45	596,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																			
ВЛ	34,19	0,00	11,40	11,40	11,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	2157,98	424,97	574,05	574,05	584,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																				
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>1880,39</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36
в том числе:	–																			
ВЛ	4,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1876,29	0,00	0,00	0,00	0,00	125,09	125,09	125,09	125,09	125,09	125,09	125,09	125,09	125,09	125,09	125,09	125,09	125,09	125,09	125,09
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>4072,57</i>	424,97	585,45	585,45	596,30	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36	125,36
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>2794,14</i>	424,97	542,08	501,93	473,37	92,14	85,32	79,00	73,15	67,73	62,71	58,07	53,76	49,78	46,09	42,68	39,52	36,59	33,88	31,37

Как видно из таблицы 27, наиболее экономичным вариантом по строительству ПС 110 кВ Гранит является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

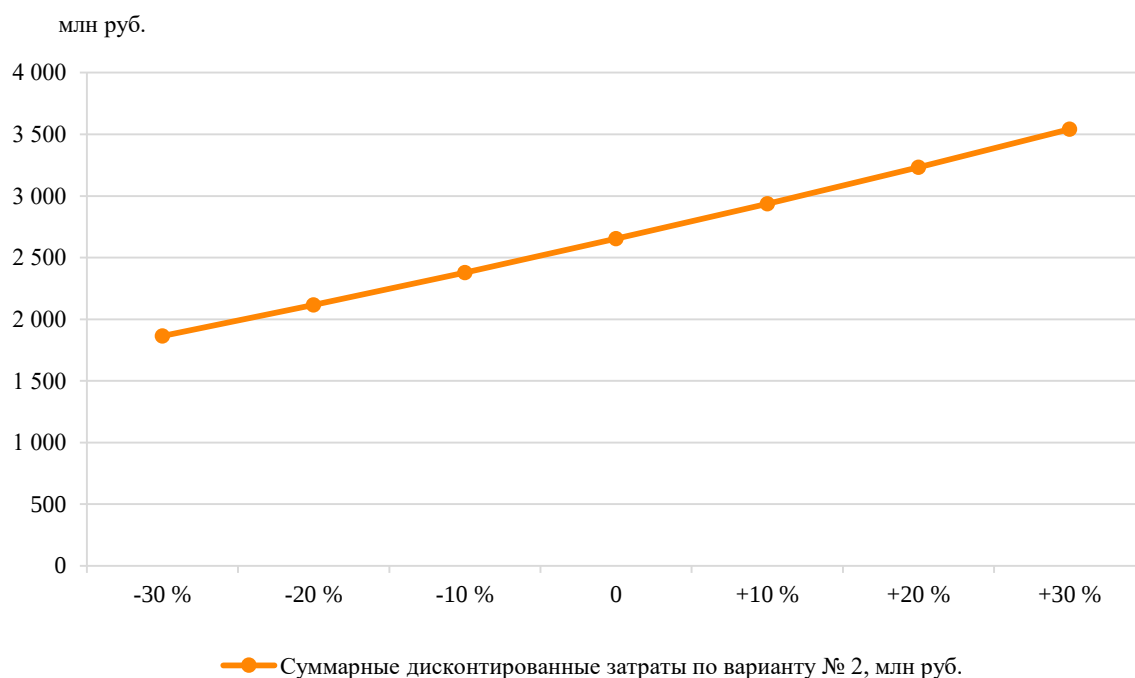
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

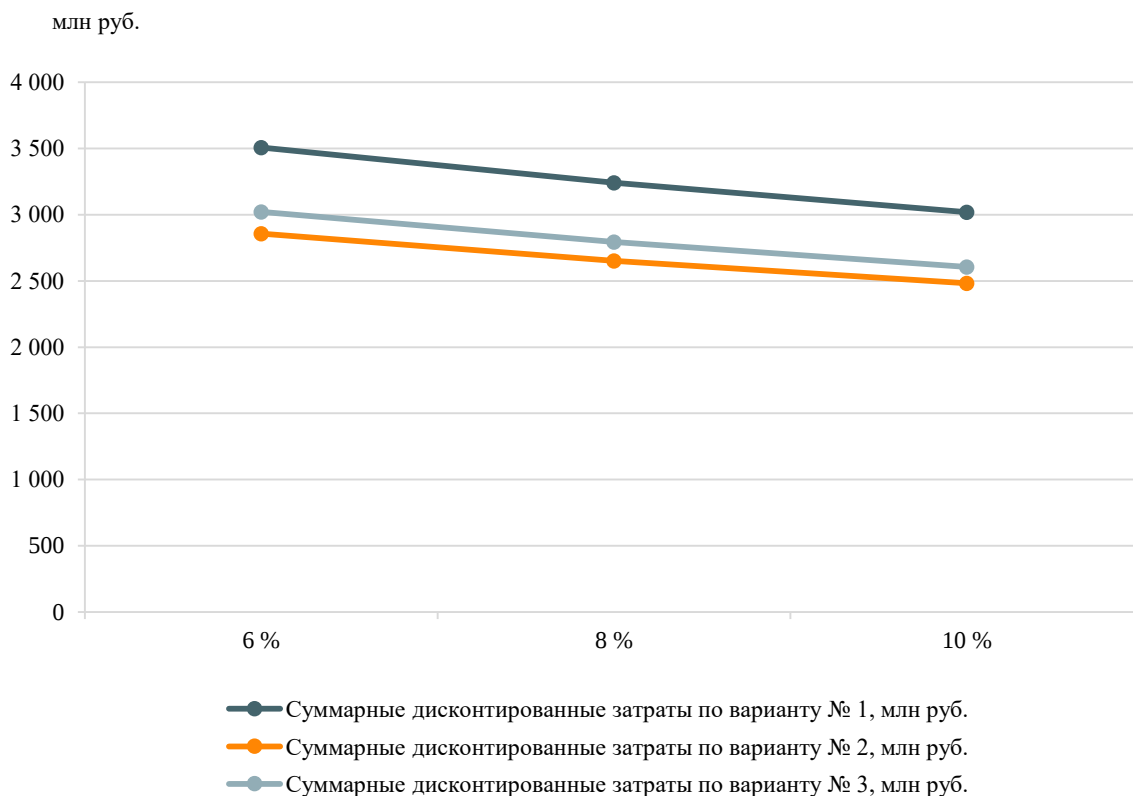
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 12.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1865	2116	2379	2653	2938	3234	3541

Рисунок 12 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 13.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	3507	3241	3020
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	2858	2653	2481
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 3, млн руб.	3021	2794	2605

Рисунок 13 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 10 % вариант № 1 остается более затратным по сравнению с вариантом № 2, разница составляет 10 %, варианты № 2 и № 3 становятся равноэкономичными. При увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 20 % варианты № 1 и № 2 становятся равноэкономичными, вариант № 3 становится более экономичным, чем вариант № 2, разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 2 и № 3 составляет 14 %. При увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % вариант № 1 становится более экономичным, чем вариант № 2, разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и № 2 составляет 8 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 2 по сравнению с вариантом № 1. При ставке дисконтирования 6 % варианты № 1, № 3 остаются более затратными по отношению к варианту № 2, разница составляет 23 % и 6 % соответственно. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 22 %. При ставке дисконтирования 10 % варианты № 2 и № 3 становятся равноэкономичными.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 строительства ПС 110 кВ Гранит при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 10 % сохраняет свое экономическое преимущество по сравнению с вариантом № 1 и становится равноэкономичным по отношению к варианту № 3. При увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 20 % варианты № 1 и № 2 становятся равноэкономичными, вариант № 3 становится более экономичным, чем вариант № 2. При увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % вариант № 1 становится более экономичным, чем вариант № 2. При ставке дисконтирования 10 % варианты № 2 и № 3 становятся равноэкономичными.

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 Республики Карелия, 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 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и 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 28.12.2023 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 22.11.2024 № 19@ инвестиционной программы ПАО «Россети Северо-Запад» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северо-Запад», утвержденную приказом Минэнерго России от 08.12.2023 № 14@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северо-Запад» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 06.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

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

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Карелия по годам представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Карелия (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	714,81	2340,90	1399,59	1459,77	29,02	255,54	265,77	6465,40

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [7];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [8] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории Республики Карелия осуществляют свою деятельность 5 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Северо-Запад» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 58 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Карелия) и АО «Прионежская сетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 31 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Карелия).

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

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Республики Карелия на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

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

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [9].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств,

¹ Постановления Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 28.11.2022 № 197 и от 29.11.2024 № 172.

включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 6 лет.

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

- 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;
- с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	6 %	6 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год постановлением Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 26.12.2024 № 265 «О внесении изменений в Постановление Государственного комитета Республики Карелия по ценам и тарифам от 28.11.2022 № 198» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Республике Карелия, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Карелия, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Карелия, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Республике Карелия, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых)

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России⁴ не позднее даты утверждения последней актуальной инвестиционной (на момент разработки документа) программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	3 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	3,5 %	2,1 %	2,3 %	1,2 %	0,8 %	1,3 %

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

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и

⁴ Приказ ФАС России от 30.09.2024 № 671/24.

программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Карелия представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Карелия (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2699	1786	1772	1238	1425	1434
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	858	515	537	24	212	220
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2326	1476	2822	1366	1354	1798

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Карелия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 35 и на рисунке 14.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или

достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 35 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Карелия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	13,2	15,4	17,5	19,6	21,8	23,8
НВВ	млрд руб.	12,8	13,5	13,7	14,1	14,4	14,9
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,3	-1,9	-3,8	-5,6	-7,5	-8,9
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,73	4,27	4,76	5,26	5,81	6,24
Среднегодовой темп роста	%	—	114	111	111	111	107
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,64	3,75	3,73	3,77	3,82	3,91
Среднегодовой темп роста	%	—	103	99	101	101	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,1	-0,5	-1,0	-1,5	-2,0	-2,3

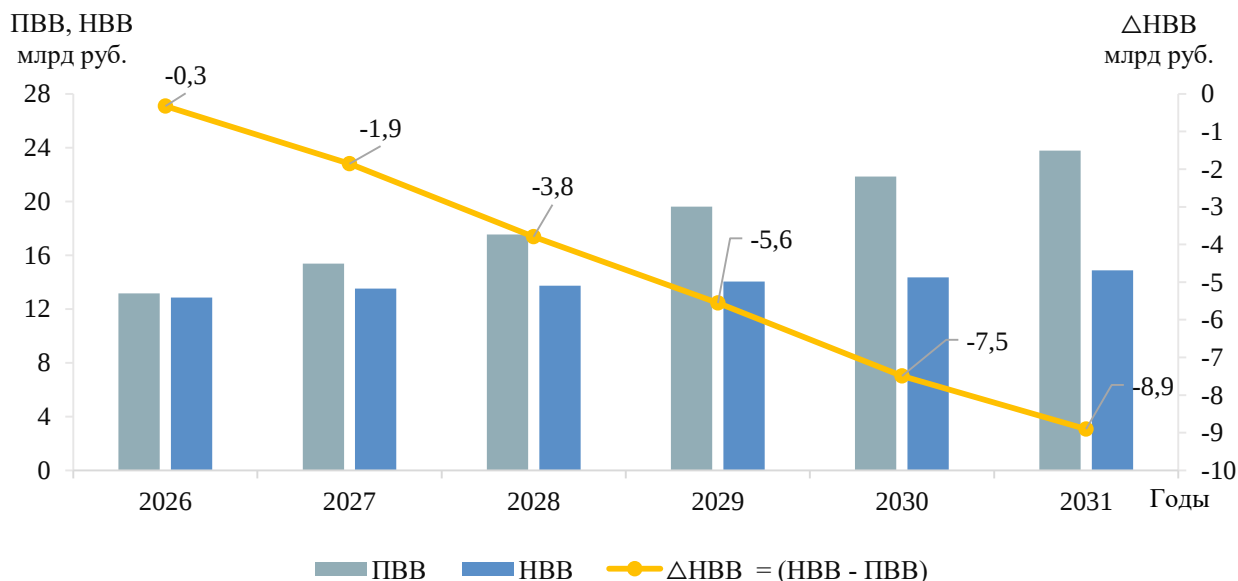


Рисунок 14 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Карелия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 35, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Республики Карелия при существующих механизмах

тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

- сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и снижения (сценарий 2) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность условий тарифного регулирования на всем рассматриваемом периоде при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа (его фиксации на уровне 2025 года) в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии суммарно за период наличия дефицита составляет 10,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	56 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	38 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

В прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования суммарно за период 2026–2031 годов до 5,8 млрд руб. в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) при увеличении объемов привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях (таблица 36).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Карелия, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Карелия, 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 Республики Карелия оценивается в 2031 году в объеме 10040 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,78 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия к 2031 году увеличится и составит 1491 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,58 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Карелия в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6581–6734 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия в 2031 году составит 1152,8 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Карелия в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Карелия.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 9,2 км, трансформаторной мощности 192,7 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: 29.08.2025).

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 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой

организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/ (дата обращения: 29.08.2025).

6. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 29.08.2025).

7. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

8. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.08.2025).

9. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Республики Карелия													
Ондская ГЭС (ГЭС-4)	ООО «Эн+ Гидро Карелия»			–									
		1	ПЛ-577-ВБ-370		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2	ПЛ-577-ВБ-370		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		3	ПЛ-577-ВБ-370		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		4	ПЛ-577-ВБ-370		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Маткожненская ГЭС (ГЭС-3)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ-Каплан		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
		2	ПЛ-Каплан		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
		3	ПЛ-Каплан		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
Установленная мощность, всего		–	–		63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	
Выгостровская ГЭС (ГЭС-5)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ-661-ВБ-550		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2	ПЛ-661-ВБ-550		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Палакоргская ГЭС (ГЭС-7)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ-661-ВБ-550		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2	ПЛ-661-ВБ-550		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		3	ПЛ-661-ВБ-550		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		–	–		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Беломорская ГЭС (ГЭС-6)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ-661-ВБ-550		8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	
		2	ПЛ-661-ВБ-550		8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	
		3	ПЛ-661-ВБ-550		8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	
Установленная мощность, всего		–	–		24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	
Путкинская ГЭС (ГЭС-9)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ-661-ВБ-500		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		2	ПЛ-661-ВБ-500		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		3	ПЛ-661-ВБ-500		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
Установленная мощность, всего		–	–		84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	
Подужемская ГЭС (ГЭС-10)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛИ5/661-В-650		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		2	ПЛИ5/661-В-650		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Установленная мощность, всего		–	–		48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
Кондопожская ГЭС (ГЭС-1)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Радиально-осевая		10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	
		2	Радиально-осевая		10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	
		3	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		–	–		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Радиально-осевая		12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	
		2	Радиально-осевая		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
Установленная мощность, всего		–	–		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛ20/811-B-500		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ПЛ20/811-B-500		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–		18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	ПЛИ-30/800-B-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		2	ПЛИ-30/800-B-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		3	ПЛИ-30/800-B-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		4	ПЛИ-30/800-B-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Установленная мощность, всего		–	–		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
Игнойла ГЭС (ГЭС-26)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Поворотно-лопастная		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Установленная мощность, всего		–	–		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Пиени-Йоки ГЭС (ГЭС-24)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		2	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Харлу ГЭС (ГЭС-22)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Пропеллерная вертикальная		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	Пропеллерная вертикальная		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Суури-Йоки ГЭС (ГЭС-25)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		2	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Питкякоски ГЭС (ГЭС-19)	ПАО «ТГК-1»			–									
		1	Радиально-осевая		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Хямекоски ГЭС (ГЭС-21)	ПАО «ТГК-1»			–									
		2	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
		3	РО 12-Г-105		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
		4	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
		5	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
Установленная мощность, всего		–	–		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
Петрозаводская ТЭЦ	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут									
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	T-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	T-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	
ТЭС-2	АО «Кондопожский ЦБК»			Газ, мазут									
		1	ПТ-30-3,4-1		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		2	ПТ-30-3,4-1		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭС-1	АО «Кондопожский ЦБК»			Газ, мазут									
		1	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
		2	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
		3	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
ТЭЦ РК-Гранд	ООО «РК-Гранд»			Мазут, черный щелок, кородревесные отходы									
		1	ПР-10-35/10/2,5		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
ТЭЦ-1	АО «Сегежский ЦБК»			Древесные отходы, мазут									
		1	Р-12-35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭС-2	АО «Сегежский ЦБК»			Черный щелок									
		3	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
МГЭС Ляскеля	АО «Норд Гидро»			–									
		1	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		2	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		3	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		4	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		5	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		6	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
Установленная мощность, всего		–	–		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
МГЭС Рюмякоски	АО «Норд Гидро»			–									
		1	Каплан		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
МГЭС Каллиокоски	АО «Норд Гидро»			–									
		1	Kaplan S-Turbine S-18,0/SR6A		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Установленная мощность, всего		–	–		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Белопорожская ГЭС-1	ООО «НГБП»			–									
		1, 2	Вертикальная, поворотно-лопастная		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	
Белопорожская ГЭС-2	ООО «НГБП»			–									
		1, 2	Вертикальная, поворотно-лопастная		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
МГЭС «Сегозерская ГЭС»	ООО «Эн+ Гидро»			–									
		1	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE 1329)				2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		2	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE 1329)				2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		3	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE 1329)				2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–				8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	

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 Республики Карелия

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ и АТ-2 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на два автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	2027 ³⁾	Реновация основных фондов	2344,93	2344,93
2	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1078,31	1069,88
3	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	536,12	536,12

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
4	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС 94) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	201,94	201,94
5	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Олонец (ПС 41) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	486,13	486,13
6	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	466,78	466,78

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
7	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5) с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	233,39	233,39
8	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70) с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2027 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	14,22	14,22

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
9	Республики Карелия	Республика Карелия	Строительство ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2025 ³⁾	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	957,35	631,52

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
10	Республики Карелия	Республика Карелия	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (ЛП- 173) на ПС 110 кВ Гранит ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	2×0,9	–	–	–	–	–	–	1,8	2025 ³⁾	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	51,84	13,71

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
11	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	466,78	466,78

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.

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