

### Российская Федерация

#### Республика Карелия

# РАСПОРЯЖЕНИЕ

## ГЛАВЫ РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ

В целях развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирования стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики:

1. Утвердить прилагаемые Схему и Программу перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2021 года.

2. Действие настоящего распоряжения распространяется на правоотношения, возникшие с 1 января 2017 года.

Временно исполняющий обязанности  
Главы Республики Карелия А.О. Парфенчиков

г. Петрозаводск

28 апреля 2017 года

№ 198-р

Утверждена распоряжением

Главы Республики Карелия

от 28 апреля 2017 года № 198-р

Программа

перспективного развития электроэнергетики

Республики Карелия на период до 2021 года

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование Программы | Программа перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2021 года (далее – Программа) |
| Основание для разработки  Программы | постановление Правительства Российской Федерации от  17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» |
| Государственный заказчик –  координатор Программы | Министерство строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия |
| Разработчик Программы | Министерство строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Карелия |
| Цели Программы | снижение дефицита энергетического баланса Республики Карелия;  развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;  обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;  снижение потерь в инженерных сетях;  создание условий для устойчивого обеспечения населения и экономики Республики Карелия электроэнергией с учетом прогнозируемого роста валового регионального продукта  (далее – ВРП) |
| Основные задачи Программы | обеспечение надежного электроснабжения;  увеличение выработки электрической энергии;  улучшение качества электроснабжения;  обеспечение возможности технологического присоединения к сетям;  сокращение сверхнормативных потерь и непроизводительных расходов энергоресурсов;  повышение конкурентоспособности продукции организаций, расположенных на территории Республики Карелия;  снижение негативной антропогенной нагрузки на природную среду;  реализация эффективной инвестиционной и инновационной политики в сфере энергетики;  мобилизация внебюджетных источников финансирования мероприятий Программы |
| Основные  мероприятия Программы | реконструкция существующих и строительство новых источников генерации;  реконструкция существующих сетей с заменой устаревшего оборудования новым |
| Ожидаемые результаты  Программы | реализация Программы позволит обеспечить:  более надежное электроснабжение районов Республики Карелия и наличие свободных мощностей для обеспечения существующих потребителей и подключения новых к сетям электроснабжения;  социально-экономическую эффективность: улучшение инвестиционной привлекательности энергетических производств, увеличение количества рабочих мест на объектах, деятельность которых связана с электроснабжением |
| Финансовое обеспечение Программы | на реконструкцию, строительство объектов 35 кВ, 110 кВ –  28 400,2 млн. рублей; на реконструкцию, строительство объектов 220, 330 кВ – 23 978,8 млн. рублей.  Источники финансирования – средства инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС», филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», АО «ПСК», АО «ПКС», АО «Норд Гидро», филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» |
| Система  организации управления и  контроля за ходом исполнения Программы | государственный заказчик обеспечивает создание и функционирование многоуровневой системы планирования, учета и контроля за ходом выполнения программных мероприятий, в том числе организацию мониторинга выполнения Программы, предоставление докладов о ходе реализации Программы в установленном порядке |

Нормативное правовое обеспечение Программы

Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября   
2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

поручение Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (перечень поручений от 29 марта 2010 года   
№ Пр-839, пункт 5 – предусмотреть в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимальное использование потенциала когенерации и модернизацию систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований);

протокол совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина от 9 ноября 2010 года № АШ-369пр.

Нормативные правовые и иные документы, а также информация,

учтенные при разработке Программы

Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р;

схема и программа развития Единой энергетической системы России на   
2015 – 2021 годы, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 9 сентября 2015 года № 627;

Методические рекомендации по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период;

генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 21 июня 2014 года № 1099-р;

прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый по субъектам Российской Федерации (региональным энергосистемам) и основным узлам нагрузки, расположенным на территории субъекта Российской Федерации;

схема территориального планирования Российской Федерации в области электроэнергетики, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 августа 2016 года № 1634-р;

федеральная целевая программа «Развитие Республики Карелия на период   
до 2020 года», утвержденная постановлением Правительства Российской Федерации   
от 9 июня 2015 года № 570;

схема выдачи и потребления мощности малых гидроэлектростанций (далее – ГЭС) Белопорожской ГЭС-1 и Белопорожской ГЭС-2 на реке Кемь вблизи   
дер. Панозеро Республики Карелия;

ежегодный отчет о функционировании Единой энергетической системы России;

данные мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;

сведения о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;

предложения системного оператора о развитии распределительных сетей, в том числе о перечне и размещении объектов электроэнергетики, а также предложения сетевых организаций и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации о развитии электрических сетей и объектов генерации на территории субъекта Российской Федерации;

предложения субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных энергетических системах о перечне и размещении генерирующих и сетевых объектов на территории субъектов Российской Федерации, относящихся к технологически изолированным территориальным энергетическим системам;

статистические отчеты Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Карелия (далее – Карелиястат);

государственная программа Республики Карелия «Энергосбережение, энергоэффективность и развитие энергетики Республики Карелия» на   
2015 – 2020 годы, утвержденная постановлением Правительства Республики Карелия от 20 ноября 2014 года № 341-П;

Мероприятия по газификации Республики Карелия на 2013 – 2020 годы, одобренные распоряжением Правительства Республики Карелия от 16 января 2014 года № 4р-П;

методические рекомендации по обоснованию эффективности сооружения объектов основной сети ЕЭС и ОЭС в рыночных условиях;

методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов;

практические рекомендации по оценке эффективности и разработке проектов и   
бизнес-планов в электроэнергетике;

методические рекомендации по проектированию развития энергосистем;

методические указания по устойчивости энергосистем.

1. Общая характеристика региона

Республика Карелия расположена в Северной Европе, в северо-западной части Российской Федерации. На западе Республика Карелия граничит с Финляндией, на юге – с Ленинградской и Вологодской областями, на севере – с Мурманской областью, на востоке – с Архангельской областью. Западная граница совпадает с государственной границей Российской Федерации с Финляндией и имеет протяженность 798 км. На северо-востоке республика омывается Белым морем. Входит в состав Северо-Западного федерального округа Российской Федерации (далее – СЗФО).

Республика Карелия входит в Северный экономический регион, основными отраслями специализации которого являются камнеобработка, черная и цветная металлургия, машиностроение, лесная, деревообрабатывающая, целлюлозно-бумажная и рыбная промышленность, добыча природных ресурсов, в том числе железных, медно-никелевых, алюминиевых руд и апатитов. Также входит в состав развивающегося региона Балтийского моря, Баренцева Евро-Арктического региона и Еврорегиона «Карелия». Республика Карелия относится к индустриальным, экспортно ориентированным субъектам Российской Федерации.

Площадь Республики Карелия составляет 180,52 тыс. кв. км (10,7% территории СЗФО, 1,06% территории Российской Федерации).

Республика Карелия включает 18 административно-территориальных единиц, в том числе:

2 городских округа (Петрозаводский, Костомукшский),

16 муниципальных районов, включающих

22 городских поселения,

87 сельских поселений.

В Республике Карелия 818 населенных пунктов, в том числе:

13 городов,

11 поселков городского типа,

794 поселка, села и деревни.

По данным Карелиястата, численность населения Республики Карелия   
на 1 января 2016 года составила 629,9 тыс. человек (4,7% населения СЗФО,   
0,5% населения России) и имеет тенденцию к незначительному снижению. Плотность населения – 3,49 человека на 1 кв. км, удельный вес городского населения в общей численности составляет 79,92%. Наблюдается отрицательная динамика изменения численности населения: в период 2011 – 2016 годов оно уменьшилось более чем   
на 12 тыс. человек. При этом соотношение сельского и городского населения остается стабильным (рис. 1).

Рис. 1. Изменение численности населения Республики Карелия  
в 2011 – 2016 годах (данные на начало года)

В соответствии со статистическими данными до 2018 года прогнозируется снижение численности населения.

В таблице 1 приведены данные о численности населения городских округов и муниципальных районов в Республике Карелия.

Таблица 1

Численность населения по муниципальным районам и городским округам

в Республике Карелия (на начало года)

(тыс. человек)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Муниципальное образование | 2012 год | 2013 год | 2014 год | 2015 год | 2016 год |
| Республика Карелия | 639,7 | 636,9 | 634,4 | 632,5 | 629,9 |
| Петрозаводский городской округ | 265,3 | 268,9 | 272,1 | 275,3 | 277,1 |
| Костомукшский городской округ | 29,0 | 29,3 | 29,6 | 29,9 | 30,1 |
| Беломорский район | 18,5 | 18,1 | 17,7 | 17,3 | 17,0 |
| Калевальский район | 8,0 | 7,9 | 7,5 | 7,3 | 7,1 |
| Кемский район | 17,3 | 16,9 | 16,5 | 16,1 | 15,8 |
| Кондопожский район | 40,3 | 39,5 | 38,8 | 38,4 | 37,9 |
| Лахденпохский район | 14,0 | 13,9 | 13,7 | 13,6 | 13,5 |
| Лоухский район | 14,0 | 13,3 | 12,8 | 12,4 | 12,0 |
| Медвежьегорский район | 31,0 | 30,3 | 29,9 | 29,2 | 28,6 |
| Муезерский район | 11,9 | 11,6 | 11,2 | 10,9 | 10,5 |
| Олонецкий район | 22,6 | 22,1 | 21,8 | 21,4 | 21,1 |
| Питкярантский район | 19,5 | 19,2 | 18,9 | 18,5 | 18,2 |
| Прионежский район | 21,7 | 21,5 | 21,5 | 21,6 | 21,8 |
| Пряжинский район | 14,9 | 14,7 | 14,7 | 14,5 | 14,5 |
| Пудожский район | 20,9 | 20,4 | 19,8 | 19,3 | 18,9 |
| Сегежский район | 40,4 | 39,7 | 38,9 | 38,5 | 37,9 |
| Сортавальский район | 32,2 | 31,8 | 31,6 | 31,4 | 31,3 |
| Суоярвский район | 18,2 | 17,8 | 17,4 | 16,9 | 16,6 |

Наиболее крупными населенными пунктами Республики Карелия являются:

г. Петрозаводск – столица и самый крупный город Республики Карелия, административный центр Прионежского района. Население 277, 1 тыс. человек;

г. Кондопога – административный центр Кондопожского городского поселения и Кондопожского района. Население 31,2 тыс. человек. Это второй по численности населения после г. Петрозаводска город Республики Карелия;

г. Сегежа – город, административный центр Сегежского района, с населением   
27,5 тыс. человек. АО «Сегежский ЦБК» – градообразующее предприятие.

Климат республики – умеренный, мягкий, с обилием осадков (около 500 мм в год), меняется на территории Карелии от морского к континентальному. Средняя температура января от – 9 до – 13 ºС, средняя температура июля +15 ºС. Зима прохладная, но без сильных морозов. Лето нежаркое.

Республика Карелия располагает существенными запасами лесных ресурсов, более половины территории Республики Карелия занято лесом.

Среди сырьевых ресурсов Республики Карелия наибольшую ценность представляют запасы железных руд, титан, ванадий, молибден, благородные металлы (серебро, золото), алмазы, слюда, строительные материалы (граниты, диабазы, мраморы), керамическое сырье (пегматиты, шпат), аппатит-карбонатные руды. Разрабатываются месторождения титано-магнетитовых, хромовых и хромо-медно-никелево-платинометальных руд.

Четверть территории республики приходится на акватории озер и моря.   
В Карелии насчитывается около 27 000 рек. Самые крупные: Водла, Кемь, Онда, Унга,   
Чирка-Кемь, Ковда, Шуя, Суна с водопадом Кивач, Выг. В республике также около   
60 000 озер. В совокупности с болотами они заключают в себе около 2000 куб. км пресной воды. Ладожское и Онежское озера являются самыми большими в Европе.

Республика обладает промышленной базой, в которой доминируют металлургия, добыча полезных ископаемых, деревообрабатывающая отрасль и бумажная промышленность. Промышленные отрасли, использующие местные природные ресурсы: лесная,  деревообра-батывающая,  целлюлознобумажная,  горнодобывающая, черная металлургия,  промышленность строительных материалов. Отрасли, работающие на привозном сырье: машиностроение, цветная металлургия.

В г. Петрозаводстке работают 83 совместные организации. Основные виды промышленной продукции, которые выпускают организации города, – это электроэнергия, теплоэнергия, химическое оборудование и запчасти к нему, бумагоделательное оборудование, трелевочные машины, пиломатериалы, в том числе экспортные, строганые изделия, оконные и дверные блоки, деревообрабатывающие станки, швейные и трикотажные изделия, кожаная обувь, колбасные изделия и мясные полуфабрикаты, цельномолочная продукция, мороженое, хлеб, хлебобулочные и кондитерские изделия, ликеро-водочная продукция, товары народного потребления, сувенирные изделия и прочее.

Лесопромышленный комплекс:

1) АО «Сегежский ЦБК»;

2) ОАО «Кондопога»;

3) ЗАО «Запкареллес»

4) ООО «РК-Гранд» (бывший ОАО «Целлюлозный завод «Питкяранта»);

5) ООО ДОК «Калевала»;

6) ООО «Костомукшская строительная компания»;

7) ЗАО «Кей Форест»;

8) ООО «Медвежьегорский леспромхоз»;

9) ПАО «Соломенский лесозавод»;

10) ООО «Бумэкс»;

11) ООО «Лесозаготовительная компания»;

12) АО «Карелия ДСП»;

13) ООО «Биндерхольц»;

14) ООО «НПО Финтек».

Горнопромышленный комплекс:

1) ООО «Суоярвский гранитный карьер»;

2) ЗАО «КП-Габбро»;

3) ООО «Евростройгрупп-Диабаз»;

4) ООО «Яккимо»;

5) ООО «Онежские карьеры»;

6) ООО «Сунский карьер»;

7) ООО «Наследие»;

8) ООО «Виллагорский гранитный карьер»;

9) ООО «Промышленная группа «Диабаз»;

10) ООО «Онежская добывающая компания»;

11) ООО «Ефимовский карьер»;

12) ЗАО «Дорстройматериалы»;

13) ООО «Сегежгранит»

14) ООО «Шуя»;

15) ООО «Прогресс»;

16) ООО «Каменьград»;

17) ООО «Петручей»;

18) ЗАО «Монумент-Сервис»;

19) ООО «Габбро Плюс».

Обрабатывающее производство:

1) филиал АО «Инжиниринговая компания «АЭМ-технологии» «Петрозаводскмаш» в г. Петрозаводске (далее – АО «АЭМ-технологии»);

2) ЗАО «Вяртсильский метизный завод»;

3) Филиал «Надвоицкий алюминиевый завод Сибирско-Уральской Алюминиевой компании» (далее ОАО «НАЗ»);

4) АО «Нитро Сибирь Норд Групп»;

5) АО «Карельский окатыш».

Агропромышленный комплекс:

1) ООО «Маяк»;

2) ООО «Медвежьегорский молокозавод»;

3) ООО «Агрофирма «Тукса»;

4) АО «Славмо»;

5) ООО ПК «Ягода Карелии»;

6) ЗАО «Свинокомплекс «Кондопожский»;

7) ЗАО «Вирта»;

8) ОАО «Корм».

В соответствии с данными статистики оценка ВРП Республики Карелия на   
2015 год составляет 198,2 млрд. рублей (таблица 2).

Таблица 2

Валовый региональный продукт Республики Карелия

| Показатель | Единица измерения | 2013 год (отчет) | 2014 год  (отчет) | 2015 год  (оценка) |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ВРП (в основных ценах соответствующих лет) | млн. рублей | 175 975,00 | 189 200,00 | 198 200,00 |
| Индекс физического объема валового регионального продукта | % к преды-дущему году в сопоставимых ценах | 100,70 | 100,00 | 100,50 |

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Республики Карелия

2.1. Характеристика энергосистемы

Энергетический комплекс Республики Карелия характеризуется как энергодефицитный, так как зависит от привозных видов топлива, каменного угля и углеводородов, что препятствует наращиванию темпов социально-экономического развития республики.

Электроэнергетика является базовой отраслью. От ее работы напрямую зависит жизнедеятельность и развитие экономики республики. Динамичное развитие промышленности, социально-культурных объектов (металлургии, целлюлозно-бумажной, деревообрабатывающей промышленности, горного комплекса и т. д.), естественный рост электропотребления в бытовом секторе, а также реализация национальных проектов требуют ввода дополнительных электрических мощностей, развития электросетевого хозяйства, что является необходимым условием для успешного социально-экономического развития Республики Карелия.

Современная ситуация в электроэнергетике характеризуется существенным разрывом в производстве и потреблении электроэнергии. Собственное производство электроэнергии покрывает порядка 60% от общего потребления электроэнергии.

Электроснабжение потребителей, расположенных на территории Республики Карелия, осуществляется энергосистемой Республики Карелия. Энергосистема Республики Карелия входит в состав объединенной энергосистемы Северо-Запада (далее – ОЭС Северо-Запада). Наряду с Карелией в ОЭС Северо-Запада входят энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Мурманской, Новгородской, Псковской и Архангельской областей, а также энергосистема Республики Коми, с 2004 года – также энергосистема Калининградской области. Режимом работы ОЭС Северо-Запада управляет филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Северо-Запада» (далее –   
ОДУ Северо-Запада).

Оперативно-диспетчерское управление объектами электроэнергетики на территории Республики Карелия осуществляет филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Карелия» (далее – Карельское РДУ).

В операционной зоне Карельского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 1098,105 МВт. Наиболее крупными из них являются: Петрозаводская теплоэлектроцентраль (далее – ТЭЦ), каскады Кемских, Выгских, Сунских гидроэлектростанций (далее – ГЭС) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1», Ондская ГЭС ООО «Евросибэнерго – тепловая энергия», тепловые электростанции (далее – ТЭС) ТЭС-1 и ТЭС-2 ОАО «Кондопога», ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 АО «Сегежский ЦБК». В электроэнергетический комплекс Республики Карелия входят также 135 линий электропередачи класса напряжения 110-330 кВ, 102 трансформаторные подстанции и распределительных устройства электростанций с суммарной мощностью трансформаторов 7797,4 МВ·А.

По отчетным данным, выработка электроэнергии электростанциями операционной зоны Карельского РДУ за 2015 год составила 4,947 млрд. кВт.ч, а электропотребление – 7,717 млрд. кВт∙ч.

Основными компаниями, осуществляющими производство электроэнергии и тепловой энергии, являются: филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1», ОАО «Кондопога», АО «Сегежский ЦБК», ООО «РК-Гранд», ООО «Евросибэнерго – тепловая энергия».

Каскад Кемских ГЭС расположен на реке Кемь, вытекающей из озера Нижнее Куйто и впадающей в Кемскую губу Белого моря. Общая установленная мощность – 330,0 МВт. Выработка электроэнергии в 2015 году – 1627,542 млн. кВт∙ч. В состав каскада входят Путкинская ГЭС (ГЭС-9), Подужемская ГЭС (ГЭС-10), Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14), Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16).

Каскад Выгских ГЭС расположен на реке Выг, которая берет начало на водоразделе между Онежским и Телекинским озерами и впадает в Белое море. Общая установленная мощность – 160,0 МВт. Выработка электроэнергии в 2015 году – 870,867 млн. кВт∙ч. В состав каскада входят Маткожненская ГЭС (ГЭС-3), Выгостровская ГЭС (ГЭС-5), Беломорская ГЭС (ГЭС-6), Палакоргская ГЭС (ГЭС-7).

Каскад Сунских ГЭС расположен на реке Суне, вытекающей из озера Кивиярви и впадающей в Онежское озеро. Общая установленная мощность – 63,7 МВт. Выработка электроэнергии в 2015 году – 282,088 млн. кВт∙ч. В состав каскада входят Кондопожская ГЭС (ГЭС-1), Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2), группа малых ГЭС (объединяет шесть электростанций: Питкякоски (ГЭС-19), Хямекоски (ГЭС-21), Харлу (ГЭС-22), Пиени-йоки (ГЭС-24),   
Суури-йоки (ГЭС-25), Игнойла (ГЭС-26).

Также в состав филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» входит Петрозаводская ТЭЦ (установленная электрическая мощность – 280,0 МВт; установленная тепловая мощность – 689,0 Гкал/ч).

Ондская ГЭС (ГЭС-4) установленной мощностью 80 МВт введена в   
1956 году. В 2014 году совет директоров ПАО «ТГК-1» одобрил сделку по продаже Ондской ГЭС (ГЭС-4) в собственность ООО «Евросибэнерго – тепловая энергия».

Целлюлозно-бумажная промышленность Республики Карелия располагает пятью ТЭЦ, подключенными к энергосистеме установленной мощностью 178 МВт:

ТЭС-1 и ТЭС-2 ОАО «Кондопога» установленной мощностью 48 и 60 МВт соответственно;

ТЭЦ ООО «РК-Гранд» установленной мощностью 22 МВт;

ТЭЦ-1 и ТЭС-2 АО «Сегежский ЦБК» установленной мощностью 24 МВт и   
24 МВт соответственно.

ТЭЦ промышленных предприятий ОАО «Кондопога», ООО «РК-Гранд»,   
АО «Сегежский ЦБК» эксплуатируются в соответствии с режимом работы обслуживаемых ими производств.

На территории Республики Карелия на базе водных источников энергии с целью выработки дешевой и экологичной электрической энергии функционируют:

малая ГЭС «Ляскеля» (АО «Норд Гидро») установленной мощностью   
4,8 МВт. Объекту присвоена квалификация генерирующего объекта, функционирующего на основе возобновляемых источников электроэнергии;

малая ГЭС «Рюмякоски» установленной мощностью 0,63 МВт;

малая ГЭС «Каллиокоски» установленной мощностью 0,975 МВт.

На территории Республики Карелия располагается Кумская ГЭС   
(ПАО «ТГК-1»), которая относится к энергосистеме Мурманской области, организационно входит в самый крупный в Кольском Заполярье по количеству станций и вырабатываемой энергии каскад Нивских ГЭС (вместе с Нивскими ГЭС-1, 2 и 3 на реке Нива, Княжегубской и Иовской ГЭС на реке Ковда).

Наиболее крупными сетевыми компаниями на территории Республики Карелия являются филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС, филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», АО «ПСК», ОАО «РЖД».

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС – сетевая компания, обслуживающая электрические сети 220 – 330 кВ энергосистемы Республики Карелия. В зону обслуживания данной организации входят также Мурманская область и часть Ленинградской области. В эксплуатации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Карельского ПМЭС находится 2 121,94 км линий электропередачи (далее – ЛЭП) напряжением 6 – 330 кВ, 10 подстанций (далее – ПС) напряжением 35 – 330 кВ общей трансформаторной мощностью 1945,1 МВ∙А.

Производственный комплекс филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Карельского ПМЭС на территории республики представлен 10 ПС 35 – 220 – 330 кВ установленной мощностью 1945,1 МВ∙А, а также ЛЭП 110 – 220 – 330 кВ и ЛЭП 35 кВ на о. Валаам.

Распределительная сетевая компания филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» осуществляет деятельность по передаче электрической энергии и технологическому присоединению к сетям 0,4 – 110 кВ на территории Республики Карелия. Компания обеспечивает технологическое управление и соблюдение режимов энергосбережения и энергопотребления, эксплуатацию электротехнического оборудования и его ремонт, техническое перевооружение и реконструкцию энергетических объектов на территории республики.

Основной вид деятельности АО «ПСК» – передача и распределение электрической энергии потребителям. Также компания занимается эксплуатацией, ремонтом, реконструкцией и развитием электрических сетей в Республике Карелия, производством электрической энергии (дизельной генерацией) в территориально обособленных сетях в с. Реболы,   
пос. Валдай, Вожмозеро, Кимоваара, дер. Полга, Линдозеро и Юстозеро, и осуществляет технологическое присоединение к обслуживаемым электросетям. В эксплуатации АО «ПСК» находятся электрические сети напряжением 0,4 – 110 кВ на территории населенных пунктов Прионежского, Пряжинского, Медвежьегорского, Кондопожского, Олонецкого, Питкярантского, Лахденпохского, Лоухского, Кемского, Муезерского, Калевальского, Сегежского, Сортавальского районов, а также Костомукшского городского округа и частично г. Петрозаводска, включая микрорайоны Соломенное и Птицефабрика. В зоне обслуживания общества находится 5081,8 км ЛЭП,   
1483 трансформаторных и распределительных пункта (далее – РП).

Приоритетными направлениями деятельности  АО «ПКС» являются: передача электрической энергии, распределение электрической энергии, деятельность по обеспечению работоспособности электрических сетей. Общество обслуживает сети электроснабжения   г. Петрозаводска, пос. Кварцитного.

АО «ПКС» обеспечивает электрической энергией более 100 тыс. лицевых счетов (население) и более 2500 тыс. юридических лиц.

В таблице 3 приведена структура основных электросетевых компаний, действующих на территории Республики Карелия.

Таблица 3

Структура основных электросетевых компаний, действующих

на территории Республики Карелия

| Электросетевая компания | Объем обслуживания | | |
| --- | --- | --- | --- |
| количество ПС, штук | протяженность ЛЭП, км | трансформаторная мощность, МВ∙А |
| Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Карельское ПМЭС, сети 35 – 330 кВ | 10 | 2121,94 | 1945,1 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго», в том числе |  |  |  |
| ПС 110 кВ | 54 | – | 1262,8 |
| ПС 35 кВ | 97 | – | 557,18 |
| Воздушные линии электропередачи (далее – ВЛ) 110 кВ | – | 2574,35 |  |
| ВЛ 35 кВ | – | 2119,58 |  |
| АО «ПСК», в том числе |  |  |  |
| трансформаторные ПС и  РП 110/35/10/6/0,4 кВ | 1483 | – |  |
| ЛЭП 0,4 110 кВ |  | 5081,8 |  |
| АО «ПКС», в том числе |  |  |  |
| трансформаторные ПС и РА | 510 | – | – |
| ВЛ 0,4 – 6 – 10 кВ | – | 230,15 |  |
| КЛ 0,4 – 6 – 10 кВ | – | 1229,44 |  |

Протяженность ЛЭП и трансформаторная мощность ПС в разрезе основных электросетевых компаний, действующих на территории Республики Карелия, по классам напряжения на 1 января 2016 года приведены в приложениях 1, 2 к Программе.

Также на территории Республики Карелия присутствуют такие электросетевые компании, которые не владеют электросетевым хозяйством 35 кВ и выше:

ООО «Электросетевая компания. Карелия» (создана в феврале 2014 года);

ООО «Карелия-сети» (создана в марте 2012 года);

ООО «Региональная Электросетевая компания» (создана в ноябре 2014 года);

АО «Оборонэнерго», филиал «Северо-Западный».

Энергосбытовые компании

ООО «Энергокомфорт». Карелия» – компания, осуществляющая сбыт электрической энергии, начисление и сбор платежей за услуги электроснабжения, а также сбор, учет, перерасчет, обработку, перечисление платежей за услуги тепло-, водоснабжения и водоотведения, заключение договоров энергоснабжения с абонентами от имени ресурсоснабжающих организаций. Компания осуществляет свою деятельность на территории Петрозаводского городского округа и в пос. Кварцитном Прионежского муниципального района.

АО «ТНС энерго Карелия» – компания, основными направлениями деятельности которой являются покупка электрической энергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности), реализация электрической энергии потребителям, в том числе гражданам, оказание услуг третьим лицам, в том числе по сбору платежей за отпускаемые товары и оказываемые услуги, предоставление коммунальных услуг населению, разработка, организация и проведение энергосбережающих мероприятий, выполнение функций гарантирующего поставщика на основании решений уполномоченных органов. Территория обслуживания АО «ТНС энерго Карелия» – все районы Республики Карелия.

ООО «Русэнергосбыт» осуществляет обслуживание потребителей, присоединенных к электрическим сетям ОАО «РЖД». Основные направления деятельности компании: покупка электроэнергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности), реализация электроэнергии потребителям, заключение договоров оказания услуг по передаче электрической энергии (мощности) с сетевыми организациями в интересах обслуживаемых потребителей, разработка, организация и проведение энергосберегающих мероприятий, выполнение функций гарантирующего поставщика, создание автоматизированных систем коммерческого учета энергоресурсов. На территории Республики Карелия осуществляет свою деятельность Октябрьский филиал ООО «Русэнергосбыт».

2.2. Динамика и структура потребления электроэнергии

Полное потребление электрической энергии по Республике Карелия в 2015 году составило 7,7168 млрд. кВт∙ч, что в сравнении с 2014 годом обеспечило прирост на 0,36%.

Динамика электропотребления Республики Карелия представлена в таблице 4 и на рисунке 2.

Таблица 4

Электропотребление Республики Карелия в 2011 – 2015 годах

| Наименование | 2011  год | 2012  год | 2013  год | 2014  год | 2015  год | 2011 – 2015 годы |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Электропотребление, млрд. кВт∙ч | 8,989 | 8,7317 | 7,645 | 7,6898 | 7,7168 | – |
| Абсолютный прирост электропотребления, млрд. кВт∙ч | –0,138 | –0,257 | –1,087 | 0,0448 | 0,027 | –0,92 |
| Среднегодовой темп прироста, % | –1,5 | –2,9 | –12,4 | 0,58 | 0,36 | –10,61 |

Рис. 2. Динамика электропотребления Республики Карелия за период   
2011 – 2015 годов, млрд. кВт∙ч

Начиная с 2011 года объемы потребления электроэнергии постепенно снижаются до 8,989 млрд. кВт∙ч, в 2012 году – 8,732 млрд. кВт∙ч. Наибольшее снижение электропотребления (12,4%) наблюдалось в 2013 году. Величина годового электропотребления в Республике Карелия в 2013 году составила 7,645 млрд. кВт∙ч. В 2014 году данное потребление увеличилось на 44,8 млн. кВт∙ч (0,6% к 2013 году) и составило 7,689 млрд. кВт∙ч. В 2015 году потребление электроэнергии увеличилось незначительно (на 27 тыс. кВт∙ч) и составило   
7,7168 млрд. кВт∙ч.

На снижение электропотребления в 2013 году повлияла деятельность крупных промышленных потребителей:

ОАО «НАЗ» снизило свое потребление на 537,6 млн. кВт∙ч в связи с консервацией части электролизеров в соответствии с принятыми решениями о консервации электролизного производства;

ОАО «Кондопога» снизило свое потребление на 260 млн. кВт∙ч в связи со снижением объема производства из-за уменьшения поставок сырья;

ОАО «РЖД» снизило свое потребление на 33,63 млн. кВт∙ч в связи с уменьшением объема перевозок.

Потери единой национальной (общероссийской) электрической сети также уменьшились на 15,51 млн. кВт∙ч в связи со снижением сальдо перетоков по причине проведения ремонтов транзитных линий 220 – 330 кВ.

Кроме того, во все месяцы 2013 года была зафиксирована более высокая температура, чем в 2012 году, в том числе в феврале и декабре 2013 года температура была выше на 8,7 ºС и 9,8 ºС соответственно. Исключение составил март, когда температура была ниже на 7 ºС. В целом среднее за год отклонение температуры наружного воздуха в 2013 году по сравнению с 2012 годом составило +1,8 ºС.

В таблице 5 приведена структура электропотребления Республики Карелия по видам экономической деятельности.

Таблица 5

Структура электропотребления Республики Карелия по видам

экономической деятельности

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | | 2011 год | | | | 2012 год | | 2013 год | | 2014 год | | 2015 год | | |
| млн. кВт∙ч | | % | | млн. кВт∙ч | % | млн. кВт∙ч | % | млн. кВт∙ч | % | млн. кВт∙ч | | % |
| Промышленное производство с учетом собствен-ных нужд электростанций), в том числе | | 5977,4 | | 70,61 | | 6160,6 | 70,55 | 4738,4 | 61,98 | 4564,05 | 59,35 | 4538,79 | | 58,82 |
| добыча полез-ных ископаемых | | 1601,2 | | 18,92 | | 1647,2 | 18,86 | 1742,77 | 22,8 | 1687,16 | 21,94 | 1674,98 | | 21,71 |
| обрабатывающие производства | | 3970,7 | | 46,91 | | 4071,5 | 46,63 | 2616,0 | 34,22 | 2475,95 | 32,20 | 2454,92 | | 31,81 |
| производство и распределение электроэнергии, газа, воды (без собственных | | 125,90 | | 1,49 | | 176,7 | 2,02 | 139,7 | 1,83 | 155,97 | 2,03 | 104,11 | | 1,35 |
| нужд электро-станций) | |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  | |  |
| строительство | | 17,8 | | 0,21 | | 18,5 | 0,21 | 18,5 | 0,24 | 20,57 | 0,27 | 28,16 | | 0,36 |
| Транспорт и связь | | 1127,2 | | 13,32 | | 1161,0 | 13,30 | 1714,3 | 22,42 | 1717,65 | 22,34 | 1705,86 | | 22,11 |
| Сельское хозяйство | 216,6 | | 2,56 | | 215,4 | | 2,47 | 129,2 | 1,69 | 123,22 | 1,60 | 113,97 | 1,48 | |
| Бытовое потребление (жилищно-коммунальный сектор) | 538,9 | | 6,37 | | 604,1 | | 6,92 | 597,5 | 7,82 | 612,48 | 7,96 | 606,48 | 7,86 | |
| Потери в электрических сетях | 508,2 | | 6,00 | | 387,9 | | 4,44 | 284,0 | 3,71 | 485,19 | 6,31 | 492,72 | 6,38 | |
| Собственные нужды электростанций | 279,6 | | 3,30 | | 265,2 | | 3,04 | 239,92 | 3,14 | 244,97 | 3,19 | 304,78 | 3,95 | |
| Другие виды экономической деятельности | 79 | | 0,93 | | 184,2 | | 2,11 | 163,1 | 2,13 | 166,61 | 2,17 | 230,82 | 2,99 | |
| Итого | 8465,1 | | 100,0 | | 8731,7 | | 100,0 | 7645,0 | 100,0 | 7689,8 | 100,0 | 7716,8 | 100,0 | |

Основную долю в структуре электропотребления Республики Карелия занимает промышленное производство (58 – 70%). При этом доля электропотребления обрабатывающей промышленности колеблется в диапазоне 31 – 47%.

Расход электроэнергии на работу транспорта занимает второе место в структуре электропотребления Республики Карелия, доля транспорта составляет 12 – 22,3%.

Доля непроизводственной сферы (домашнее хозяйство и сфера услуг) составляет   
9 – 10%.

Структура электропотребления Республики Карелия по видам экономической деятельности в 2015 году представлена на рисунке 3.

Рис. 3. Структура электропотребления Республики Карелия по видам экономической деятельности в 2015 году, млн. кВт∙ч

2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Основными потребителями электрической энергии Республики Карелия являются черная и цветная металлургия, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность – доля потребления производств составляет более 93% от общего объема потребления электроэнергии в обрабатывающей промышленности в 2011 – 2015 годах.

Электропотребление и максимальные нагрузки основных крупных потребителей Республики Карелия представлены в таблице 6.

Таблица 6

Электропотребление и максимальные нагрузки основных крупных потребителей   
Республики Карелия

| Организа-ция | Вид деятельности | Электро-потреб-ление и максимум нагрузки | 2011 год | 2012 год | 2013 год | 2014  год | 2015  год |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| АО «Карель-ский окатыш» | добыча железных руд открытым способом | млн.  кВт∙ч | 1529,7 | 1553,7 | 1570,6 | 1560,0 | 1591,75 |
| МВт | 218,7 | 213,8 | 181,65 | 192,7 | 179,32 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Филиал ОАО «НАЗ» | производство оксида алюминия | млн.  кВт∙ч | 1317,6 | 1049,1 | 511,5 | 223,82 | 64,62 |
| МВт | 151 | 120 | 58 | 26 | 26 |
| ОАО «Кон-допога» | производство целлюлозы и древесной массы | млн.  кВт∙ч | 1712,3 | 1358,5 | 1099,6 | 1433,4 | 1473,501 |
| МВт | 57 | 54 | 156,9 | 173,9 | 188,4 |
| АО «Сегежский ЦБК» | производство целлюлозы и древесной массы, производство бумаги и картона | млн.  кВт∙ч | 469,6 | 493,3 | 493,4 | 500,7 | н. д. |
| МВт | 63 | 63 | 63 | 63 | н. д. |
| ООО  «РК-Гранд» | производство целлюлозы и древесной массы | млн.  кВт∙ч | 85,0 | 69,1 | 74,3 | 71,4 | н. д. |
| МВт | 10,6 | 12,5 | 10,2 | 10,1 | н. д. |

Примечание:

1. Электропотребление и максимум нагрузки ООО «РК-Гранд» и АО «Сегежский ЦБК» приведены с учетом выработки и участия собственных электростанций этих предприятий.

2. Электропотребление ОАО «Кондопога» приведено с учетом выработки собственных электростанций. Максимум нагрузки приведен с учетом генерации собственных электростанций ОАО «Кондопога».

3. Информация приведена по данным, полученным от потребителей.

АО «Карельский окатыш» – комбинат по добыче и переработке железной руды. Продукция организации – офлюсованные и неофлюсованные окатыши любых качественных характеристик. В 2012 году произведено 10,974 млн. тонн концентрата. Сырьевой базой для производства окатышей является Костомукшское месторождение железной руды – крупнейшее на северо-западе России. Разрабатываются Костомукшский и Корпангский карьеры. Исследованные запасы руды составляют 1,15 млрд. тонн. Предприятие входит в горнодобывающий (сырьевой) дивизион горно-металлургической компании   
ПАО «Северсталь» с 1999 года. АО «Карельский окатыш» занимает первое место в России по объему производства железорудных окатышей – производит третью часть всех российских окатышей. Мощность организации – 10 млн. тонн окатышей в год. Основным потребителем продукции компании является металлургический комбинат «Северсталь», расположенный в г. Череповце (Вологодская область). Предприятие также поставляет свою продукцию на экспорт: Турция, Нидерланды, Финляндия, Великобритания, Китай и др.

Помимо основной деятельности, АО «Карельский окатыш» осуществляет: производство, передачу и сбыт тепловой энергии, электроснабжение, оказание услуг в сфере водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод.

Филиал ОАО «НАЗ» – предприятие по производству первичного алюминия и силумина. Завод введен в эксплуатацию в 1954 году. Производственная мощность составляет более   
80 тыс. тонн первичного алюминия в год. Филиал ОАО «НАЗ» произвел в 2013 году   
49,2% алюминия и его сплавов по отношению к уровню 2012 года. Низкие биржевые цены на алюминий, высокая себестоимость производства, в основном из-за роста тарифов на электроэнергию, негативным образом сказались на финансовом результате деятельности организации.

ОАО «Кондопога» является одним из крупнейших производителей газетной бумаги в России. Доля организации на российском рынке производителей газетной бумаги составляет 38,8%. В качестве сырья используется ель, поставляемая в основном леспромхозами Республики Карелия.

АО «Сегежский ЦБК» – одно из старейших российских предприятий в своей отрасли, с 2006 года входит в состав ЗАО «Инвестлеспром». Комбинат способен производить   
до 414 тыс. тонн высококачественной небеленой сульфатной целлюлозы, 330 тыс. тонн   
крафт-бумаги и крафт-лайнера.

ООО «РК-Гранд» – одно из крупнейших предприятий лесной промышленности в Республике Карелия. Основной вид деятельности организации – производство и реализация сульфатной небеленой целлюлозы, а также производство сопутствующих продуктов: талового масла и скипидара. Кроме того, завод оказывает услуги организациям и населению   
г. Питкяранты, обеспечивая его централизованное теплоснабжение и очистку хозяйственно-бытовых стоков. ООО «РК-Гранд» – экспортно ориентированное предприятие, более   
90% от общего количества вырабатываемой продукции продается за границу.

АО «АЭМ-технологии» – крупнейшее машиностроительное предприятие на Северо-Западе России. Предприятие производит и поставляет корпусное, емкостное и другое оборудование для атомной, нефтехимической и целлюлозно-бумажной промышленности. Продукция организации поставляется более чем в 40 стран мира. С 2010 года производственная площадка АО «АЭМ-технологии» входит в АО «Атомэнергомаш».

Объем потребления и максимальная мощность АО «АЭМ-технологии» приведены в таблице 7.

Таблица 7

Объем потребления и максимальная мощность АО «АЭМ-технологии»

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | 2014 год | 2015 год |
| Объем передачи электроэнергии ПС-18,  млн. кВт∙ч\* | 44,132 | 39,466 |
| Максимальная мощность собственная, МВт | 45,5 | 45,5 |
| Максимальная мощность присоединенных к центру питания потребителей, МВт | 6,287 | 5,078 |

\*Филиал АО «АЭМ-технологии» «Петрозаводскмаш» в г. Петрозаводске обладает единственным центром питания – ПС 220 кВ Петрозаводскмаш (ПС-18). Центры питания ниже 35 кВ отсутствуют.

2.4. Динамика изменения максимума нагрузки и наличие резерва

мощности крупных узлов нагрузки

В таблице 8 и на рисунке 4 приведена динамика изменения собственного максимума нагрузки потребителей карельской энергосистемы.

Таблица 8

Динамика изменения собственного максимума нагрузки

| Показатель | 2011 год | 2012 год | 2013 год | 2014 год | 2015 год | 2011 –2015 годы |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Собственный максимум нагрузки, МВт | 1339 | 1330 | 1148 | 1192,43 | 1194,73 | - |
| Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт | -28 | -9 | -182 | 44,43 | 2,3 | -172,27 |
| Среднегодовой темп прироста максимума нагрузки, % | –2,0 | -0,67 | -13,68 | 3,87 | 0,19 | -12,60 |
| Число часов использования собственного максимума нагрузки, часов | 6713 | 6565 | 6658 | 6449 | 6459 | - |
| Совмещенный максимум нагрузки, МВт | 1294 | 1282 | 1098 | 1143,56 | 1194,73 | - |
| Среднегодовой темп прироста максимума нагрузки, % | -1,52 | -0,93 | -14,35 | 4,15 | 4,47 | -9,08 |
| Число часов использования совмещенного максимума нагрузки, часов | 6947 | 6811 | 6964 | 6724 | 6459 | - |
| Коэффициент совмещения | 0,97 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 1,0 | - |

Рис. 4. Максимум нагрузки (2011 – 2015 годы), МВт

Собственный максимум нагрузки потребителей, расположенных на территории республики, в отчетные годы был зафиксирован в диапазоне 1148 – 1339 МВт. Число часов использования собственного максимума нагрузки в этот же период времени изменялось в пределах от 6449 до 6713. Совмещенный максимум нагрузки (в день прохождения собственного максимума ОЭС Северо-Запада) в отчетные годы был зафиксирован в диапазоне 1098 – 1294 МВт, число часов использования совмещенного максимума изменялось в пределах от 6724 до 6964. Разница в величинах собственного и совмещенного максимума нагрузки объясняется тем, что, как правило, даты и время прохождения собственного максимума нагрузки энергосистемы Республики Карелия и максимума нагрузки   
ОЭС Северо-Запада не совпадают, коэффициент совмещения максимумов в течение рассматриваемого периода составил 0,96 – 1,00.

Существенное увеличение максимума нагрузки в 2010 году связано главным образом с восстановлением экономики после кризиса на мировом рынке и, как следствие, увеличением спроса на продукцию, в первую очередь, металлургических производств и целлюлозно-бумажной промышленности. С 2010 по 2013 год уровень нагрузки снизился   
с 1367 до 1148 МВт (на 219 МВт). Относительно 2012 года существенное снижение произошло в 2013 году (на 182 МВт). В 2014 году собственный максимум увеличился   
на 44 МВт по отношению к 2013 году. В 2015 году собственный максимум нагрузки остался почти на прежнем уровне.

Дата и час прохождения собственного и совмещенного максимума нагрузки энергосистемы Республики Карелия приведены в таблице 9. Годовые максимумы электрической нагрузки в отчетный период отмечались в вечерние и утренние часы в начале года (январь, февраль).

Таблица 9

Дата и час прохождения собственного и совмещенного максимума нагрузки энергосистемы Республики Карелия

| Тип максимума | 2010 год | 2011 год | 2012 год | 2013 год | 2014 год | 2015 год |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Собственный максимум | 21.01; 19:00 | 14.02; 18:00 | 30.01; 10:00 | 18.01; 12:00 | 28.01;  21:00 | 22.01;  19:00 |
| Совмещенный максимум | 28.01; 18:00 | 18.02; 11:00 | 06.02; 11:00 | 25.01; 10:00 | 31.01;  11:00 | 22.01;  19:00 |

2.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей

Динамика потребления тепловой энергии (с учетом потребления тепловой энергии промышленными организациями на собственные нужды) в 2010 – 2015 годах представлена в таблице 10.

Таблица 10

Динамика производства тепловой энергии по Республике Карелия

| Показатель | 2011 год | 2012 год | 2013 год | 2014 год | 2015 год |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Произведено теплоэнергии (единый топливно-энергетический баланс) тыс. Гкал | 8161,35 | 8286,21 | 7520,13 | 7928,71 | 7875,94 |
| Произведено теплоэнергии, тыс. Гкал | 7977,3 | 7941,0 | 7304,5 | 7586,9 | 7434,4 |
| Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал | -660,3 | -36,3 | -636,5 | 282,4 | -152,5 |
| Среднегодовой темп прироста, % | -7,64 | -0,46 | -8,02 | 3,87 | -2,01 |

Рис. 5. Динамика производства тепловой энергии по Республике Карелия

Динамика потребления тепловой энергии в централизованной зоне энергоснабжения Республики Карелия в 2011 – 2015 годах приведена в таблице 11.

Таблица 11

Динамика потребления тепловой энергии Республики Карелия

| Показатель | 2011 год | 2012 год | 2013 год | 2014 год | 2015 год |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Потребление теплоэнергии (единый топливно-энергетический баланс за минусом потерь), тыс. Гкал | 7744,13 | 7781,54 | 7009,72 | 7415,10 | 7587,41 |
| Потребление теплоэнергии в централизованной зоне энерго-снабжения, тыс. Гкал | 6604,1 | 6956,3 | 6835,4 | 5612,3 | 5335,3 |
| Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал | -303,0 | 352,2 | -120,9 | -1223,1 | -277,0 |
| Среднегодовой темп прироста, % | -4,59 | 5,06 | -1,77 | -17,89 | -4,94 |

Отпуск теплоэнергии потребителям осуществляется от различных источников. В таблицах 12 и 13 представлена структура выработки и отпуска теплоэнергии (по параметрам пара) от электростанций, блок-станций (электростанций предприятий других отраслей), котлотурбинных цехов предприятий (далее – КТЦ) и котельных генерирующих компаний.

Таблица 12

Структура выработки теплоэнергии от электростанций и котельных генерирующих компаний Республики Карелия в 2014 – 2015 годах, тыс. Гкал

| Энергоисточник | 2014 год | 2015 год |
| --- | --- | --- |
| Петрозаводская ТЭЦ | 1 690,92 | 1 616,18 |
| КТЦ ОАО «Кондопога» | 1353,9 | 1260,6 |
| ТЭС-2 ОАО «Кондопога» | 1433,6 | 1567 |
| Утилизационная котельная ОАО «Кондопога» | 177,887 | 173,2 |
| ТЭЦ ООО «РК-Гранд» | н. д. | н. д. |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 АО «Сегежский ЦБК» | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | 521,5454 | 481,1635 |

Таблица 13

Структура отпуска теплоэнергии электростанциями и котельными генерирующих   
компаний Республики Карелия, тыс. Гкал

| Энергоисточник | 2011 год | 2012  год | 2013 год | 2014 год | 2015 год | Изменение 2015 года к 2014 году, % |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Петрозаводская ТЭЦ | 1 645,17 | 1 784,66 | 1 664,28 | 1 631,94 | 1 560,71 | -4,36 |
| КТЦ ОАО «Кондопога» | 726,9 | 1106,2 | 900,8 | 1144,2 | 1078,5 | -5,74 |
| ТЭС-2 ОАО «Кондопога» | 1161,8 | 716,8 | 542,7 | 542 | 349,4 | -35,54 |
| Утилизационная котельная ОАО «Кондопога» | 227,9 | 201,5 | 200,1 | 173,657 | 169,031 | -2,66 |
| ТЭЦ ООО «РК-Гранд» | 497,2 | 486,2 | 484,2 | 350,421 | 350,421 | 0,00 |
| ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 АО «Сегежский ЦБК» | 1 128,3 | 1 303,7 | 1 302,0 | 1552,7 | 1552,7 | 0,00 |
| АО «Карельский окатыш» | н. д. | н. д. | н. д. | 496,71 | 458,25 | -7,74 |

Рис. 6. Структура отпуска теплоэнергии электростанциями и котельными генерирующих компаний Республики Карелия в 2015 году, %

Снижение отпуска тепловой энергии обусловлено температурным фактором: на протяжении отопительного периода 2015 года наблюдалась более высокая среднемесячная температура наружного воздуха, чем в 2014 году.

2.6. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии, основные производители тепловой энергии

Таблица 14

Перечень основных потребителей тепловой энергии в 2014 – 2015 годах

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Потре-битель | Вид деятель-ности | Годовой объем теплопотребления, тыс. Гкал | | Источник покрытия тепловой нагрузки | Параметры пара | Присоеди-ненная нагрузка в 2015 году, Гкал/ч |
| 2014 год | 2015  год |
| АО «Карель-ский окатыш» | добыча железных руд открытым способом | 270,43 | 248,26 | котельная, вид топлива – мазут | н. д. | 272,0  (131,0 – пред-приятие, 141,0 – внешние потреби-тели) |
| ОАО «Кондо-пога» | произ-водство целлюлозы и древесной массы | 1667,86 | 1406,43 | ТЭС-2  (установ-ленная мощность 325 Гкал/ч) | 2 паровые турбины  (далее – ПТ)  30-3,4-1, номинальное давление пара одной  ПТ 3,4 МПА, температура – 435 ºС;  5 паровых котлов  БКЗ-75-39 ГМА (Е-100-3,9-440), номинальное давление пара одного котла  3,9 МПА, температура  440 ºС | 287,0  (157,5 – пред-приятие, 129,5 – внешние потреби-тели) |
|  |  |  |  | котлотур-бинный цех (ТЭС-1) | 3 ПТ-13/15,8-3,4/1,5/0,6, номинальное давление пара одной ПТ 3,4 МПА, температура – 435 ºС;  3 паровых котла Е-160-3,9-440ГМ, номинальное давление пара одного котла  3,9 МПА, температура  440 оС | 208,0 (пред-приятие) |
|  |  | утилиза-ционная котельная | н. д. | н. д. |
| ООО  «РК-Гранд» | произ-водство целлюлозы и древесной массы | 315,3 | 315,3 | ТЭЦ | н. д. | н. д. |
| АО «Сегеж-ский ЦБК» | произ-водство целлюлозы и древесной массы; производ-ство бумаги и картона | 1539,3 | 1539,3 | пар – ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, горячая вода – котельная ООО «Сегежа-Энерго» | пар 350 °С | н. д. |

Наиболее крупными потребителями являются ОАО «Кондопога»,   
АО «Сегежский ЦБК», ООО «РК-Гранд» и АО «Карельский окатыш».

Таблица 15

Характеристика потребления тепловой энергии АО «Карельский окатыш»

в 2014, 2015 годах и планы на 2016 год

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатель | 2014 год | 2015 год | 2016 год |
| факт | факт | план |
| Установленная тепловая мощность, Гкал/час | 496 | 496 | 496 |
| Подключенная тепловая нагрузка всех потребителей, Гкал/час | 272 | 272 | 272 |
| предприятия | 131 | 131 | 131 |
| внешние потребителей | 141 | 141 | 141 |
| Объем выработки за год, Гкал | 521545,4 | 481163,5 | 513786,4 |
| Объем отпущенной теплоэнергии за год, Гкал | 496709,9 | 458250,9 | 489320,4 |
| Объем реализации теплоэнергии за год, Гкал | 496709,9 | 458250,9 | 489320,4 |
| предприятия | 270430,4 | 248262,5 | 242573,8 |
| внешние потребители | 226279,5 | 209988,4 | 246746,6 |
| Вид топлива | мазут | мазут | мазут |
| Расход топлива на выработку тепловой энергии за год, т | 78587,3 | 72511,4 | 74746,1 |

Наиболее крупными организациями комплекса, осуществляющими выработку и отпуск теплоэнергии, являются:

АО «Сегежский ЦБК»,

ООО «Карелэнергоресурс»,

ООО «Петербургтеплоэнерго»,

Кондопожское ММП ЖКХ,

ПАО «ТГК-1».

Система теплоснабжения г. Сегежи состоит из четырех котельных, принадлежащих   
АО «Сегежский ЦБК», ООО «ЛДК «Сегежский», котельных на ул. Лейгубской г. Сегежи (ФКУ «Исправительная колония № 7» и ФКУ «Следственный изолятор № 10/2»), и присоединенных к ним тепловых сетей. Сети являются замкнутыми и не пересекающимися.

В соответствии с постановлением администрации Сегежского городского поселения от 12 апреля 2016 года № 71 АО «Сегежский ЦБК» является единой теплоснабжающей организацией только в границе зоны действия источника тепловой энергии АО «Сегежский ЦБК».

ООО «Карелэнергоресурс» с 2013 года предоставляет услуги теплоснабжения в поселениях Медвежьегорского, Суоярвского, Беломорского, Калевальского, Муезерского, Пудожского, Кемского, Сегежского (пгт Надвоицы и дер. Каменный Бор), Лоухского районов. Учредителем компании является АО «Корпорация развития Республики Карелия». Зона деятельности представлена на рисунке 7.



Рис. 7. Зона деятельности ООО «Карелэнергоресурс»

В управлении ООО «Карелэнергоресурс» находятся 235 километров тепловых сетей и 127 котельных, 61 из них работает на дровах и щепе, 41 – на угле, 13 – на электричестве,   
10 – на мазуте. Также есть 2 дизельные котельные. В дальнейшем планируется их закрыть и перевести на уголь, поскольку себестоимость тепла, получаемого на дизельном топливе, очень высокая.

В 2015 году ООО «Карелэнергоресурс» выполнило объединение котельных   
в пос. Летнереченском, пос. Золотец, в г. Беломорске, в пос. Лоймола и пос. Муезерском. Реализуется контракт на переоснащение котельных в г. Суоярви.

Данные о котельных и протяженности тепловых сетей ООО «Карелэнергоресурс» по состоянию на 2016 год представлены в приложении 3.

Аварийность на источниках тепловой энергии и тепловых сетях, находящихся в оперативном управлении ООО «Карелэнергоресурс» в период с 1 сентября 2015 года   
по 25 апреля 2016 года:

аварийность на тепловых сетях – 0,506 аварии на 1 км тепловых сетей;

аварийность на источниках тепловой энергии – 2,91 аварии на источник.

Фактический показатель надежности объектов теплоснабжения с 1 сентября 2015 года по 25 апреля 2016 года, определяемый количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловых сетей ООО «Карелэнергоресурс», составляет 0,427.

В конце 2011 года к работе в Северном Приладожье приступило   
ООО «Петербургтеплоэнерго» (дочернее общество АО «Газпром теплоэнерго»   
(до ноября 2013 года – ОАО «Межрегионтеплоэнерго»), которое сегодня занимает лидирующие позиции среди теплоснабжающих организаций Санкт-Петербурга.   
ООО «Петербургтеплоэнерго», в эксплуатации которого находятся 78 котельных, и Правительство Республики Карелия подписали договор об эксплуатации и обслуживании котельных на территории Северного Приладожья: в Лахденпохском, Питкярантском, Олонецком и Сортавальском районах. К окончанию 2014 года в эксплуатации   
ООО «Петербургтеплоэнерго» находилось 70 котельных общей установленной мощностью 188 Гкал/час и 235 км тепловых сетей.

В 2013 и 2014 годах на инвестиции компании построено 47 источников теплоснабжения общей тепловой мощностью 162,6 МВт в соответствии с долгосрочной целевой программой «Реконструкция, техническое перевооружение и строительство объектов теплоэнергетики на территории Северного Приладожья Республики Карелия на период до 2027 года», утвержденной постановлением Правительства Республики от 19 ноября 2011 года № 314-П (далее – Программа-1). ООО «Петербургтеплоэнерго» осуществило строительство и техническое перевооружение источников теплоснабжения с монтажом сетей инженерно-технического обеспечения и перекладкой тепловых сетей.

В 2014 году ООО «Петербургтеплоэнерго» на территории Республики Карелия выполнило строительство и техническое перевооружение 26 источников теплоснабжения, в том числе в Олонецком районе – 1 объекта, Лахденпохском районе – 17 объектов, Питкярантском районе – 8 объектов. Общая установленная мощность источников теплоснабжения – 71,7 МВт. Протяженность перекладываемых тепловых сетей – 90,32 км  (в однотрубном исчислении), что составило 100% от программных мероприятий на 2014 год.

В Программу-1 включены 78 нерентабельных котельных Лахденпохского, Сортавальского, Олонецкого, Питкярантского районов Республики Карелия, в том числе:

работающих на угле – 43;

работающих на дровах – 25;

работающих на мазуте – 3;

работающих на щепе – 2;

работающих на дизельном топливе – 1;

работающих на древесных отходах – 3;

работающих на электроэнергии – 1.

Их суммарная тепловая мощность составляет 268,36 МВт (230,75 Гкал/час).

До 2016 года Программа-1 предусматривала реконструкцию, техническое перевооружение и строительство 63 работающих на газе объектов теплоэнергетики и   
235,6 км тепловых сетей.

По окончании отопительного сезона 2014/15 года ООО «Петербургтеплоэнерго» выполнило работы по строительству 90 км тепловых сетей в Олонецком, Лахденпохском и Питкярантском районах. Кроме того, компания обеспечила досрочный ввод новой котельной в г. Лахденпохье. Данные по котельным ООО «Петербургтепоэнерго» представлены в приложении 4.

Таблица 16

Подключенная тепловая нагрузка ООО «Петербургтеплоэнерго»

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатель | 2014 год | 2015 год | 2016 год |
| Подключенная тепловая нагрузка (Гкал/ч) | 91,98 | 92,1 | 92,43 |

Петрозаводская ТЭЦ является структурным подразделением филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» и стратегическим производителем тепловой и электрической энергии для жителей и предприятий г. Петрозаводска. Петрозаводская ТЭЦ производит и распределяет тепловую энергию в Петрозаводске, тем самым обеспечивая теплом более 85% потребителей столицы республики.

В 2015 году выполнен капитальный ремонт котлоагрегата № 3 и турбоагрегата   
№ 1.

Технико-экономические показатели работы котельных ПАО «ТГК-1» на территории Республики Карелия в 2015 году представлены в приложении 5.

В таблицах 17 – 20 дана более подробная характеристика вырабатывающего тепловую энергию основного оборудования ПАО «ТГК-1» на территории Республики Карелия. На рисунках 8 – 11 показана динамика отпуска тепловой энергии потребителям и изменения суммарной мощности источников теплоснабжения на конец года по Республике Карелия.

Таблица 17

Характеристика паровых турбин Петрозаводской ТЭЦ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | Установленная мощность | | Номинальные параметры свежего пара | | Год ввода в эксплуатацию | Фактическая наработка, тыс. ч | Год достижения паркового/ индивидуаль-ного ресурса |
| электрическая, МВт | тепловая, Гкал/ч | давление, МПа | тем-тура, оС |
| ПТ-60-130 | 60 | 139 | 130 | 555 | 1979 | 231 855 | 2020 |
| Т-110/ 120-130-4 | 110 | 175 | 130 | 555 | 1980 | 185 811 | 2022 |
| Т-110/ 120-130-4 | 110 | 175 | 130 | 555 | 1982 | 147 724 | 2017 |

Таблица 18

Характеристика паровых котлов Петрозаводской ТЭЦ

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | Паропро-изво  дительно-сть, т/ч | Номинальные параметры свежего пара | | Год  ввода в эксплу-атацию | Фактиче-ская наработка, тыс. ч | Год достижения паркового/ индивидуаль-ного ресурса |
| давление, МПа | темпе-ратура,  оС |
| БКЗ-420-140 НГМ | 420 | 140 | 560 | 1978 | 192 652 | 2017 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| БКЗ-420-140 НГМ | 420 | 140 | 560 | 1980 | 182 968 | 2018 |
| БКЗ-420-140 НГМ | 420 | 140 | 560 | 1982 | 173 361 | 2019 |

Таблица 19

Характеристика водогрейных котлов Петрозаводской ТЭЦ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | Установленная тепловая мощность, Гкал/ч | Год ввода в эксплуатацию | Фактическая наработка, тыс. ч | Год достижения паркового/ индивидуального ресурса |
| КВГМ-100 | 100 | 1976 | 29 041 | 2017 |
| КВГМ-100 | 100 | 1976 | 22 845 | 2016 |

Таблица 20

Технико-экономические показатели работы энергетического объекта   
Петрозаводской ТЭЦ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование | Единицы измерения | 2011 год | 2012 год | 2013 год | 2014 год | 2015 год |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |  |  |  |  |
| электрическая | МВт | 280,00 | 280,00 | 280,00 | 280,00 | 280,00 |
| тепловая | Гкал/ч | 689,00 | 689,00 | 689,00 | 689,00 | 689,00 |
| 2. | Располагаемая мощность энергоисточника |  |  |  |  |  |  |
| электрическая | МВт | 200,29 | 195,10 | 187,80 | 231,41 | 234,44 |
| тепловая | Гкал/ч | 689,00 | 689,00 | 689,00 | 689,00 | 689,00 |
| 3. | Присоединенная тепловая нагрузка | Гкал/ч | 560,35 | 565,20 | 590,00 | 608,01 | 615,99 |
| 4. | Годовая выработка тепловой энергии, | тыс. Гкал | 1 747,45 | 1 898,69 | 1 726,38 | 1 690,92 | 1 616,18 |
| 5. | Годовой отпуск тепловой энергии с коллекторов | тыс. Гкал | 1 645,17 | 1 784,66 | 1 664,28 | 1 631,94 | 1 560,71 |
| в том числе |  |  |  |  |  |  |
| отработавшим паром | тыс. Гкал | 1 434,43 | 1 615,58 | 1 546,99 | 1 536,16 | 1 466,81 |
| от пиковых водогрейных котлов | тыс. Гкал |  |  |  |  |  |
| 6. | Годовая выработка электроэнергии | тыс. кВт∙ч | 1 059 924,26 | 1 207 748,62 | 1 198 949,41 | 1 162 531,59 | 1 079 962,94 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | в том числе по теплофикационному циклу | тыс. кВт∙ч | 771 206,00 | | 878 863,00 | 830 551,40 | 812 969,00 | | 775 143,00 |
| 7. | Годовой отпуск электроэнергии с шин | тыс. кВт∙ч | | 938421,26 | 1073869,62 | 1069047,41 | 1032393,59 | | 953944,94 |
| 8. | Годовой расход электроэнергии на собственные нужды | тыс. кВт∙ч | | 121503,00 | 133879,00 | 129902,00 | 130138,00 | | 126 018,00 |
| в том числе |  | |  |  |  |  | |  |
| на отпуск тепла | тыс. кВт∙ч | | 66222,00 | 71772,00 | 67614,00 | 66700,00 | | 65907,00 |
|  | на выработку электроэнергии | тыс. кВт∙ч | | 55281,00 | 62107,00 | 62288,00 | 63438,00 | | 60111,00 |
| 9. | Годовой расход условного топлива | тыс. т у. т. | | 482,76 | 534,76 | 519,18 | 499,49 | | 469,27 |
| в том числе |  | |  |  |  |  | |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у. т. | | 218,91 | 234,06 | 217,08 | 211,12 | | 201,15 |
| на отпуск электроэнергии | тыс. т у. т. | | 263,86 | 300,71 | 302,10 | 288,38 | | 268,12 |
| 10. | Годовой расход условного топлива по видам | | | | | | | | |
| основной вид топлива – газ | тыс. т у. т. | | 478,90 | 526,85 | 519,14 | 499,45 | 468,71 | |
| резервный вид топлива – мазут | тыс. т у. т. | | 3,86 | 7,92 | 0,04 | 0,04 | 0,57 | |
| 11. | Годовой расход натурального топлива по видам | | | | | | | | |
| основное – газ | тыс. м³ | | 417596,90 | 459336,37 | 450665,60 | 432710,47 | 404477,79 | |
| резервное – мазут | тонн | | 2759,25 | 6063,03 | 25,05 | 28,46 | 398,87 | |
| 12. | Удельный расход условного топлива | | | | | | | | |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | | 133,06 | 131,15 | 130,43 | 129,36 | 128,88 | |
| на отпуск электроэнергии (для электростанции) | г/кВт∙ч | | 281,17 | 280,02 | 282,59 | 279,33 | 281,07 | |
| 13. | Удельный расход электроэнергии на отпуск тепла | кВт∙ч/Гкал | | 40,25 | 40,22 | 40,63 | 40,87 | 42,23 | |
| 14. | Годовой расход воды |  | |  |  |  |  |  | |
| факт | тыс. м³ | | 5 150,00 | 4803,77 | 4209,85 | 4111,63 | 3590,94 | |
| лимит | тыс. м³ | | 6 300,00 | 5400,00 | 4500,00 | 4200,00 | - | |
| 15. | Удельный расход сетевой воды на отпущенную тепловую энергию | м³/Гкал | | 3,24 | 2,78 | 2,62 | 2,61 | 2,39 | |

Таблица 21

Динамика основных показателей источников снабжения тепловой энергией, тепловых сетей Республики Карелия

| Показатель | 2011 год | 2012 год | 2013  год | 2014 год | 2015 год |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Суммарная мощность источников теплоснабжения, Гкал/ч | 3131,8 | 3123,4 | 3087,7 | 3118,2 | 3525,3 |
| Количество установленных котлов (энергоустановок), ед. | 835 | 856 | 854 | 859 | 728 |
| Введено источников теплоснабжения за отчетный год, ед. | 0 | 0 | 3 | 1 | 8 |
| Число источников теплоснабжения на конец года, ед. | 301 | 304 | 304 | 293 | 249 |
| Производство тепловой энергии,  тыс. Гкал | 3691,5 | 3482,0 | 3439,8 | 3437,7 | 4772,2 |
| Отпущено тепловой энергии своим потребителям, тыс. Гкал | 5000,4 | 4810,0 | 4607,0 | 4459,3 | 4456,0 |
| Потери тепловой энергии, тыс. Гкал | 417,2 | 504,7 | 510,4 | 513,7 | 288,5 |
| Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км | 918,1 | 917,6 | 955,8 | 945,4 | 951,3 |
| Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, нуждающихся в замене, км | 321,3 | 319,7 | 276,0 | 303,1 | 277,3 |
| Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км | 8,1 | 13 | 58 | 30 | 4 |
| Расход топлива по норме на весь объем производственных ресурсов  (тыс. т у. т.) | 634,1 | 601,7 | 590,0 | 581,6 | 772,0 |
| Расход топлива фактически на весь объем производственных ресурсов  (тыс. т у. т.) | 649,4 | 612,4 | 595,9 | 595,3 | 765,0 |
| Число аварий на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях  (ед.) | 188 | 82 | 92 | 19 | 29 |

Таблица 22

Сведения о снабжении тепловой энергей Республики Карелия в 2014, 2015 годах

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | 2014 год | 2015 год | | Изменение, % к 2014 году |
| Суммарная мощность источников теплоснабжения на конец года, тыс. Гкал | 3118,2 | 3525,3 | | 13,06 |
| мощностью до 3 Гкал/ч | 263,9 | 238,3 | | -9,70 |
| мощностью от 3 до 20 Гкал/ч | 450,8 | 388,3 | | -13,86 |
| мощностью от 20 до 100 Гкал/ч | 287,5 | 93,6 | | -67,44 |
| Введено источников теплоснабжения за год, ед | 1 | 8 | | 700,00 |
| мощностью до 3 Гкал/ч | - | 2 | | - |
| мощностью от 3 до 20 Гкал/ч | 1 | 6 | | 500,00 |
| мощностью от 20 до 100 Гкал/ч | - | - | | - |
| Ликвидировано источников теплоснабжения за год, ед. | 4 | | 23 | 475,00 |
| мощностью до 3 Гкал/ч | 4 | | 14 | 250,00 |
| мощностью от 3 до 20 Гкал/ч | - | | 8 | - |
| мощностью от 20 до 100 Гкал/ч | - | | 1 | - |
| Число источников теплоснабжения на конец года, ед. | 293 | | 249 | -15,02 |
| мощностью до 3 Гкал/ч | 206 | | 174 | -15,53 |
| мощностью от 3 до 20 Гкал/ч | 78 | | 69 | -11,54 |
| мощностью от 20 до 100 Гкал/ч | 6 | | 2 | -66,67 |
| Число когенерационных источников на конец года, ед. | - | | - | - |
| Источники теплоснабжения, работающие на твердом топливе, ед. | 228 | | 193 | -15,35 |
| Источники теплоснабжения, работающие на жидком топливе, ед. | 32 | | 24 | -25,00 |
| Источники теплоснабжения, работающие на газообразном топливе, ед. | 12 | | 8 | -33,33 |
| Количество котлов (энергоустановок) на конец отчетного года, ед. | 859 | | 728 | -15,25 |
| Произведено тепловой энергии за год,  тыс. Гкал | 3437,67 | | 4772,2 | 38,82 |
| котельные мощностью до 3 Гкал/ч | 369,73 | | 270,3 | -26,89 |
| котельные мощностью от 3 до 20 Гкал/ч | 497,06 | | 482,0 | -3,03 |
| котельные мощностью от 20 до 10 Гкал/ч | 252,23 | | 130,0 | -48,46 |
| Получено тепловой энергии со стороны,  тыс. Гкал | 2174,59 | | 563,1 | -74,11 |
| Отпущено тепловой энергии, тыс. Гкал | 4873,93 | | 4876,9 | 0,06 |
| Отпущено тепловой энергии своим потребителям, тыс. Гкал | 4459,3 | | 4456,4 | -0,07 |
| населению | 2128,8 | | 1942,0 | -8,77 |
| бюджетофинансируемым организациям | 410,2 | | 388,1 | -5,39 |
| предприятиям на производственные нужды | 1640,1 | | 1991,6 | 21,43 |
| прочим организациям | 280,2 | | 134,7 | -51,93 |
| Отпущено другому предприятию (перепродавцу), тыс. Гкал | 414,63 | | 420,5 | 1,42 |
| Расход топлива на единицу теплоэнергии (по норме), кг на Гкал | 167,0 | | 161,8 | -3,11 |
| Расход топлива на единицу теплоэнергии (фактически), кг на Гкал | 170,4 | | 160,3 | -5,93 |
| Потери тепловой энергии, тыс. Гкал | 513,74 | | 288,5 | -43,84 |
| из них на тепловых и паровых сетях, тыс. Гкал | 477,15 | | 284,4 | -40,40 |
| Число аварий на источниках теплоснабжения, ед. | - | | - | - |
| Число аварий на паровых и тепловых сетях, ед. | 19 | | 29 | 52,63 |
| Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км | 945,4 | | 951,3 | 0,62 |
| диаметром до 200 мм | 764,3 | | 760,2 | -0,54 |
| диаметром от 200 мм до 400 мм | 117,9 | | 113,3 | -3,90 |
| диаметром от 400 мм до 600 мм | 62,3 | | 49,3 | -20,87 |
| Из общей протяженности – сети, нуждающиеся в замене, км | 303,1 | | 277,3 | -8,51 |
| из них ветхие | 271,3 | | 239,7 | -11,65 |
| Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении – всего, км | 29,8 | | 4,4 | -85,23 |
| из них ветхих | 28,7 | | 4,3 | -85,02 |

Рис. 8. Динамика изменения суммарной мощности источников теплоснабжения

на конец года по Республике Карелия

Рис. 9. Динамика изменения суммарной мощности источников теплоснабжения на конец года по Республике Карелия

Рис. 10. Динамика отпуска тепловой энергии потребителям Республики Карелия

Рис. 11. Динамика отпуска тепловой энергии потребителям Республики Карелии

29 июня 2016 года закончился договор аренды объектов теплоснабжения Прионежского и Пряжинского районов, заключенных между ПАО «ТГК-1» и ГУП РК «Карелкоммунэнерго». В состав арендуемых объектов входила 31 котельная. 30 июня   
2016 года подписано концессионное соглашение Правительства Республики Карелия и   
ГУП РК «Карелкоммунэнерго» о передаче ПАО «ТГК-1» прав владения и пользования   
до 31 декабря 2018 года объектами теплоснабжения, в состав которых вошли 23 котельные Прионежского и Пряжинского районов:

Прионежский район:

котельная № 1 пос. Ладва ПТУ,

котельная № 2 пос. Ладва (школа),

котельная с. Заозерье,

котельная пос. Вилга,

котельная пос. Вилга (военный городок),

котельная дер. Шёлтозеро (центр),

котельная пос. Пай,

котельная с. Рыбрека,

котельная пос. Педасельга,

котельная с. Шокша,

котельная пос. Шёлтозеро (школа);

Пряжинский район:

котельная пос. Чална,

котельная с. Святозеро,

котельная дер. Падозеро,

котельная пос. Матросы,

котельная № 1 пос. Пряжа

котельная № 1 с. Эссойла,

котельная № 1 дер. Крошнозеро,

котельная № 2 дер. Крошнозеро,

котельная № 1 дер. Ведлозеро,

котельная № 2 дер. Ведлозеро,

котельная № 3 дер. Ведлозеро (Рожнаволок),

котельная дер. Савиново.

2.7. Состав существующих электростанций и структура установленной мощности

На 1 января 2016 года общая установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия составила 1110,105 МВт, в том числе мощность электростанций филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» – 833,7 МВт, малых ГЭС АО «Норд Гидро» – 6,4 МВт, электростанций промышленных предприятий – 190 МВт, Ондской ГЭС (ООО «Евросибэнерго – тепловая энергия») – 80 МВт.

В течение 2013 года установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия увеличилась на 0,63 МВт в связи с вводом в эксплуатацию малой   
ГЭС Рюмякоски и уменьшилась на 2,048 МВт, что обусловлено отсоединением изолированно работающей дизельной электростанции на о. Валаам.

В течение 2014 года установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия увеличилась на 0,975 МВт в связи с вводом в эксплуатацию малой   
ГЭС Каллиокоски.

В 2014 году произошло уточнение установленной мощности ТЭЦ   
ООО «РК-Гранд» с 24 на 22 МВт.

В 2015 году ввод, вывод и реконструкция энергооборудования электростанций не производился, в связи с чем мощность осталось на прежнем уровне.

В апреле 2016 года установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия уменьшилась на 12 МВт в связи с выводом из эксплуатации турбоагрегата № 2 ТЭЦ-1 АО «Сегежский ЦБК».

Состав электростанций Республики Карелия с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям и указанием установленной мощности на 1 января 2016 года приведен в таблице 23.

Таблица 23

Состав электростанций энергосистемы Республики Карелия с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям и указанием установленной мощности

на 1 января 2016 года

| Собственник электростан-ции | Тип электро-станции | Наименование электростанции | Установленная мощность  на 1 января 2016 года, МВт |
| --- | --- | --- | --- |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | ГЭС | Кондопожская ГЭС (ГЭС-1) | 25,60 |
| Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2) | 25,00 |
| Малые ГЭС | 13,10 |
| Маткожненская ГЭС (ГЭС-3) | 63,00 |
| Выгостровская ГЭС (ГЭС-5) | 40,00 |
| Беломорская ГЭС (ГЭС-6) | 27,00 |
| Палакоргская ГЭС (ГЭС-7) | 30,00 |
| Путкинская ГЭС (ГЭС-9) | 84,00 |
| Подужемская ГЭС (ГЭС-10) | 48,00 |
| Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14) | 180,00 |
| Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16) | 18,00 |
| ТЭЦ | Петрозаводская ТЭЦ | 280,00 |
| ООО «Евро-сибэнерго – тепловая энергия» | ГЭС | Ондская ГЭС (ГЭС-4) | 80,00 |
| АО «Норд Гидро» | МГЭС | малая ГЭС Ляскеля | 4,80 |
| малая ГЭС Рюмякоски | 0,63 |
| малая ГЭС Каллиокоски | 0,975 |
| ОАО «Кондопога» | ТЭС | ТЭС-1 и ТЭС-2 | 108,00 |
| АО «Сегежский ЦБК» | ТЭЦ | ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 | 60,00 |
| ООО  «РК-Гранд» | ТЭЦ | ТЭЦ ООО «РК-Гранд» | 22,00 |
| Итого |  |  | 1110,105 |

Структура установленной мощности энергосистемы Республики Карелия по типам электростанций на 1 января 2016 года приведена на рисунке 12. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия по видам собственности на 1 января 2016 года приведена на рисунке 13.

Рис. 12. Структура установленной мощности энергосистемы Республики Карелия

по типам электростанций на 1 января 2016 года

Рис. 13. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы

Республики Карелия по видам собственности на 1 января 2016 года

На территории Республики Карелия, кроме вышеперечисленных электростанций, в населенных пунктах, не охваченных централизованным электроснабжением, работают дизельные электростанции (далее – ДЭС) АО «ПСК».

На 1 января 2016 года на территории Сегежского, Муезерского, Кондопожского и Калевальского районов в эксплуатации находятся 18 дизель-генераторных установок (далее – ДГУ) общей мощностью 5,3 МВ∙А.

Таблица 24

Характеристика ДЭС АО «ПСК»

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование электростанции | Характеристика, мощность |
| ДЭС Сегежского района | |
| пос. Валдай | 3 ДГУ Cummins суммарной мощностью 1120 кВт |
| пос. Полга | ДГУ AKSA мощностью 32 кВт |
| пос. Вожмозеро | ДГУ SDMO мощностью 12 кВт |
| ДЭС Муезерского района | |
| пос. Реболы | 400 кВт |
| пос. Кимоваара | 4 ДГУ суммарной мощностью 138 кВт (включая резерв), при этом постоянно работает только одна ДГУ – AKSA AJD 45 мощностью 32 кВт, а остальные используются как резерв |
| ДЭС Кондопожского района | |
| пос. Линдозеро | ДГУ AKSA AJD33 мощностью 22,4 кВт |
| пос. Юстозеро | ДГУ Cummins C22 D5, 17 кВт |
| ДЭС Калевальского района | |
| пос. Войница | ДЭС состоит из двух ДГУ суммарной мощностью  64 кВт, при этом постоянно работает одна ДГУ – AKSA AJD 45 мощностью 32 кВт, а вторая используется как резерв |

2.8. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций

и видам собственности

Структура выработки годовой электроэнергии по видам собственности   
приведена в таблице 25.

Таблица 25

Структура выработки годовой электроэнергии по видам собственности

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Собственник электростан-ции | Тип элект-ро-стан-ции | Наименование электростанции | Выработка электро-энергии, млн. кВт∙ч в 2014 году | Выработка электро-энергии, млн. кВт∙ч в 2015 году | Динамика относи-тельно 2014 года, млн. кВт∙ч |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | ГЭС | Кондопожская ГЭС (ГЭС-1) | 100,23 | 111,986 | 11,76 |
| Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2) | 92,57 | 107,931 | 15,36 |
| Малые ГЭС | 59,61 | 62,171 | 2,56 |
| Маткожненская ГЭС  (ГЭС-3) | 307,45 | 354,131 | 46,68 |
| Выгостровская ГЭС (ГЭС-5) | 240,57 | 205,452 | -35,12 |
| Беломорская ГЭС  (ГЭС-6) | 143,53 | 141,897 | -1,63 |
|  |  | Палакоргская ГЭС (ГЭС-7) | 97,99 | 169,387 | 71,40 |
| Путкинская ГЭС  (ГЭС-9) | 453,53 | 533,419 | 79,89 |
| Подужемская ГЭС (ГЭС-10) | 239,06 | 273,690 | 34,63 |
| Кривопорожская ГЭС  (ГЭС-14) | 550,23 | 720,081 | 169,85 |
| Юшкозерская ГЭС  (ГЭС-16) | 80,79 | 100,352 | 19,56 |
| ТЭЦ | Петрозаводская ТЭЦ | 1162,53 | 1079,963 | 82,57 |
| ООО «Евро-сибэнерго – тепловая энергия» | ГЭС | Ондская ГЭС (ГЭС-4) | 315,77 | 297,396 | -18,37 |
| АО «Норд Гидро» | МГЭС | малая ГЭС Ляскеля | 20,47 | 19,635 | -0,83 |
| малая ГЭС Рюмякоски | 2,02 | 2,429 | 0,41 |
| малая ГЭС Каллиокоски | 0,236 | 3,727 | 3,49 |
| ОАО «Кондопога» | ТЭС | ТЭС-1 и ТЭС-2 | 551,038 | 549,179 | -1,86 |
| АО «Сегежский ЦБК» | ТЭЦ | ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 | 176,8 | 176,62\* | -0,18 |
| ООО  «РК-Гранд» | ТЭЦ | ТЭЦ ООО «РК-Гранд» | 37,5 | 37,35\* | -0,15 |
| Итого |  |  | 4 631,917 | 4 946,8 | 314,88 |

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций энергосистемы Республики Карелия в 2015 году приведена на рисунке 14.

Рис. 14. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций энергосистемы Республики Карелия в 2015 году

Структура выработки электроэнергии электростанциями энергосистемы Республики Карелия в 2015 году по видам собственности приведена на рисунке 15.

Рис. 15. Структура выработки электроэнергии электростанциями

энергосистемы Республики Карелия в 2015 году по видам собственности

2.9. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

В таблице 26 представлен баланс мощности энергосистемы Республики Карелия в 2011 – 2015 годах на час совмещенного максимума нагрузки объединенной энергосистемы (далее – ОЭС). Кроме максимума нагрузки потребителей, расположенных на территории Республики Карелия, в потребности учтен резерв мощности, размещенный на электростанциях энергосистемы.

Таблица 26

Баланс мощности энергосистемы Республики Карелия в 2011 – 2015 годах на час совмещенного максимума нагрузки ОЭС, МВт

| Показатель | 2011 год | 2012 год | 2013 год | 2014 год | 2015  год |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Совмещенный максимум нагрузки | 1293,8 | 1282,3 | 1097,8 | 1143,56 | 1194,73 |
| Фактический резерв мощности, включая ремонт | 43,2 | 56,4 | 59,4 | 69,0 | 57,88 |
| Получение мощности из энергосистем Мурманской области, Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Вологодской области | 691,1 | 688,3 | 501,7 | 526,71 | 634,08 |
| Установленная мощность | 1095,7 | 1112,5 | 1112,5 | 1111,13 | 1110,105 |
| Располагаемая мощность, в том числе | 695,2 | 699,7 | 661,5 | 685,85 | 618,53 |
| ГЭС | 319,2 | 332,2 | 339,5 | 351,81 | 270,29 |
| ТЭЦ | 376,0 | 367,5 | 322,0 | 334,04 | 348,24 |
| Перегруз | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,69 | 0,19 |

В таблице 27 представлен баланс электроэнергии энергосистемы Республики Карелия в 2011 – 2015 годах.

Таблица 27

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Карелия в 2011 – 2015 годах,   
млрд. кВт∙ч

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | 2011 год | 2012  год | 2013 год | 2014 год | 2015 год |
| Электропотребление | 8,989 | 8,732 | 7,645 | 7,690 | 7,717 |
| Получение электроэнергии | 4,995 | 3,661 | 3,225 | 3,058 | 2,7702 |
| Потребность | 3,994 | 5,071 | 4,420 | 4,632 | 4,9468 |
| Выработка электростанций, в том числе | 3,994 | 5,071 | 4,420 | 4,632 | 4,9468 |
| ГЭС, в том числе малые | 2,212 | 3,152 | 2,513 | 2,704 | 3,1037 |
| ТЭЦ | 1,782 | 1,919 | 1,907 | 1,928 | 1,8431 |

Таблицы 26 и 27 составлены по данным годовых отчетов за 2011 – 2015 годы   
ОДУ Северо-Запада. Из приведенной информации видно, что Республика Карелия является энергодефицитным регионом. Собственное производство электроэнергии покрывает от 44 до 59% общего потребления электроэнергии. Покрытие совмещенного максимума нагрузки при прохождении максимума ОЭС Северо-Запада осуществлялось собственными электростанциями примерно на 50%. Энергосистема республики балансируется за счет получения электроэнергии (от 41 до 56%) из смежных энергосистем Ленинградской и Мурманской области.

Основные генерирующие мощности – каскады Кемских и Выгских ГЭС, ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 АО «Сегежский ЦБК» расположены в северной части энергосистемы. В южной и западной части Карелии расположены Петрозаводская ТЭЦ, станции каскада Сунских ГЭС, ТЭС-1 и ТЭС-2 ОАО «Кондопога» для промышленных потребителей, ТЭЦ   
ООО «РК-Гранд», а также малые ГЭС. Необходимо отметить, что выработка электроэнергии на Петрозаводской ТЭЦ из года в год практически не изменяется, выработка же на ТЭЦ промышленных предприятий связана с режимом работы самих производств. Производство электроэнергии собственных ГЭС неравномерно и напрямую зависит от гидрологической обстановки, которая носит циклический характер. Так,   
2011 год и 2013 год были маловодными (выработка ГЭС составила 2212 млн. кВт∙ч,   
2513 млн. кВт∙ч соответственно). В 2014 и 2015 годах вырабтка ГЭС увеличилась и составила 2704 млн. кВт∙ч. и 3103,7 млн. кВт∙ч соответственно.

На рисунке 16 представлена отчетная динамика баланса электроэнергии энергосистемы Республики Карелия в 2011 – 2015 годах.

Рис. 16. Отчетная динамика баланса электроэнергии энергосистемы Республики Карелия

в 2011 – 2015 годах, млрд. кВт∙ч

2.10. Динамика показателей энергоэффективности и электроэффективности

Основные показатели энергоэффективности Республики Карелия в 2011 – 2015 годах приведены в таблице 28.

Таблица 28

Основные показатели энергоэффективности Республики Карелия   
в 2011 – 2015 годах

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Единица измерения | Год | | | | |
| 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| ВРП | млн. рублей | 154953,7 | 162002,8 | 175975 | 189200 | 198200 |
| Потребление топливно-энерге-тическихресурсов | тыс. т у.т. | 3309,83 | 3242,08 | 3099,4 | 3097,1 | 3153,16 |
| Объем потребления электроэнергии | млн.  кВт∙ч | 8465,1 | 8731,7 | 7645 | 7689,8 | 7716,8 |
| Энергоемкость ВРП | кгут/тыс. рублей | 21,36 | 20,01 | 17,61 | 16,37 | 15,91 |
| Электроемкость ВРП | кВт∙ч/тыс. рублей | 54,63 | 53,90 | 43,44 | 40,64 | 38,93 |
| Потребление населением | млн.  кВт∙ч | 538,9 | 604,1 | 597,5 | 602,43 | 606,48 |
| Потребление электроэнергии на душу населения | кВт∙ч/чел. | 838,62 | 946,42 | 938,14 | 949,61 | 958,86 |
| Электровоору-женность труда в экономике на одного занятого в экономике | кВт∙ч | 3498,865 | 3578,907 | 3074,873 | 2965,483 | 28247,619 |

2.11. Характеристика электросетевого хозяйства

На территории Республики Карелия получили развитие электрические сети напряжением 330/220/110/35 кВ.

Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении   
330 – 220 кВ, распределительная – на напряжении 110 – 35 кВ.

Сводные данные о протяженности ВЛ на территории Республики Карелия, количестве и мощности ПС по напряжению, независимо от ведомственной принадлежности, на начало 2016 года приведены в таблице 29.

Таблица 29

ЛЭП и ПС на 1 января 2016 года

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Напряжение, кВ | Протяженность ЛЭП в одноцепном исчислении (по цепям), км | Количество ПС, единиц | Мощность ПС, МВ∙А |
| 330 кВ | 903,3 | 5 | 1931 |
| 220 кВ | 1137,18 | 19 | 3068,5 |
| 110 кВ | 2911,24 | 93 | 4116,6 |
| 35 кВ | 2445,38 | 108 | 659,96 |

Сети напряжением 330 – 220 кВ, расположенные на территории Республики Карелия, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются Карельским ПМЭС.

Сети высшего напряжения 330 кВ Республики Карелия представлены семью ВЛ суммарной протяженностью 903,3 км (из них ~778 км по территории Республики Карелия), в том числе двумя ВЛ 330 кВ Княжегубская – Лоухи № 1 и ВЛ 330 кВ Княжегубская – Лоухи № 2 (105,3 и 107,2 км), ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 (160 км), ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Путкинская ГЭС (123,1 км), ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога (211,3 км), ВЛ 330 кВ Кондопога – Петрозаводск (64,9 км) и ВЛ 330 кВ   
Сясь – Петрозаводск протяженностью 131,33 км по территории Республики Карелия (суммарная протяженность – 255,3 км).

Все крупные районы (энергетические узлы) Республики Карелия получают питание по сетям 330 кВ от 3 ПС и 2 ГЭС:

ПС 330 кВ Лоухи – 2 автотрансформатора (далее – АТ) 330/110/35/10 кВ, 125 МВ∙А;

Путкинская ГЭС (ГЭС-9) – 2 АТ 330/220 кВ, 240 МВ∙А;

Ондская ГЭС (ГЭС-4) – 2 АТ 330/220 кВ, 240 МВ∙А;

ПС 330 кВ Кондопога – 1 АТ 330/220 кВ, 240 МВ∙А;

ПС 330 кВ Петрозаводск – 2 АТ 330/220/35 кВ, 240 МВ∙А.

Сети 220 кВ Республики Карелия представлены:

двумя ВЛ 220 кВ Путкинская ГЭС – Кривопорожская ГЭС с отпайкой на Подужемские ГЭС № 1 и 2 (51,8 и 51,4 км);

двумя ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 1 и 2 (177,8 и 178,01);

ВЛ 220 кВ Путкинская ГЭС – Кемь (5,94 км);

ВЛ 220 кВ: ВЛ 220 кВ Ондская ГЭС – Сегежа (22,3 км), ВЛ 220 кВ Сегежа – Медвежьегорск с отпайкой на Раменцы (101,1 км), ВЛ 220 кВ – Кондопога – Медвежьегорск (94,26 км), ВЛ 220 кВ Кондопога – Петрозаводскмаш (51,1 км), ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Петрозаводскмаш (24,23 км). Суммарная протяженность линий составляет ~292,9 км;

одной ВЛ 220 кВ Кондопога – Кондопога (5,89 км);

двумя ВЛ 220 кВ, связывающими центр питания г. Петрозаводск – ПС 220 кВ Древлянка с энергосистемой: ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Древлянка (25,85 км) и ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка (105,7 км).

Также электроснабжение Петрозаводска осуществляется на напряжении 110 кВ   
от Петрозаводской ТЭЦ по ВЛ 110 кВ.

Линиями, по которым осуществляется электроснабжение западных районов Республики Карелия от ПС 330 кВ Петрозаводск, являются ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви (101,68 км), ВЛ 220 кВ Ляскеля – Суоярви (86,41 км), ВЛ 220 кВ Ляскеля – Сортавальская (38,25 км).

ВЛ 220 кВ работают параллельно линиям 330 кВ на участке Ондская ГЭС –   
ПС 330 кВ Кондопога – ПС 330 кВ Петрозаводск – Свирские ГЭС.

Центры питания 220 кВ Республики Карелия:

ПС 220 кВ Медвежьегорск – 2 трансформатора (далее – Т) 220/35/10, 25 МВ∙А,   
20 МВ∙А и один АТ 220/110, 32 МВ∙А;

ПС 220 кВ Кемь – 1АТ 220/110/35, 125 МВ∙А;

ПС 220 кВ Древлянка – 2АТ 220/110/35, 125 МВ∙А;

ПС 220 кВ Суоярви – 2 АТ 220/110/6, 2х63 МВ∙А;

ПС 220 кВ Ляскеля – 2 АТ 220/110/10, 2х63 МВ∙А;

ПС 220 кВ Сортавальская – 1 АТ 220/110/10, 63 МВ∙А.

Крупные потребители Республики Карелия (АО «Карельский окатыш»,   
ОАО «Кондопога», филиал АО «АЭМ-технологии» «Петрозаводскмаш») получают питание от сетей 220 кВ.

По ВЛ 220 кВ от Путкинской ГЭС (ГЭС-9) до ПС 220 кВ Костомукша (ПС 52) осуществляется электроснабжение АО «Карельский окатыш». Суммарная длина ВЛ по трассе составляет 229,3 км. На ПС 220 кВ Костомукша (ПС 52) установлены 2 АТ 220/110 кВ мощностью 2х200 МВ∙А. На шинах 110 кВ установлены 2 батареи конденсаторной мощности (далее – БСК) номинальной мощностью 52 Мвар и 57 Мвар соответственно. Распределительная сеть комбината представлена сетями 110 кВ и 12 ПС 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 252 МВ∙А.

По ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Кондопога обеспечивается электроснабжение   
ОАО «Кондопога», которое связано с энергосистемой по трем ВЛ 220 кВ: ВЛ 220 кВ Кондопога – Медвежьегорск; ВЛ 220 кВ Кондопога – Кондопога (Л-214), ВЛ 220 кВ Кондопога – Петрозаводскмаш.

К ПС 220 кВ Кондопога присоединены следующие ПС ОАО «Кондопога»:

ПС глубоких вводов (далее – ПГВ) – 1 с Т 220/10 кВ, 2х63 МВ∙А;

ПГВ 2 с Т – 220/10 кВ, 2х63 МВ∙А;

ПГВ 3 с Т – 220/10 кВ, 1х100 МВ∙А;

ПС 8 с Т – 220/110/6 кВ, 2х60 МВ∙А.

Электроснабжение ОАО «Кондопога» также осуществляется от ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 ОАО «Кондопога» суммарной установленной мощностью 108 МВт.

ПС 220 кВ Петрозаводскмаш (собственник – филиал АО «АЭМ-технологии» «Петрозаводскмаш») присоединена к энергосистеме двумя ВЛ: ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Петрозаводскмаш, ВЛ 220 кВ Кондопога – Петрозаводскмаш. На ПС установлены   
2 Т 220/10 кВ, мощностью 2х63 МВ∙А.

Характерными особенностями электрических сетей 220 – 330 кВ Республики Карелия являются:

1) большая протяженность ВЛ с севера на юг вдоль железных дорог Мурманск – Петрозаводск – Санкт–Петербург и Петрозаводск – Суоярви – Сортавала –   
Санкт-Петербург.

2) наличие крупных потребителей (ОАО «Кондопога, АО «Карельский окатыш», филиал АО «АЭМ-технологии» «Петрозаводскмаш»), электроснабжение которых обеспечивается по сетям 220 кВ.

Распределительные электрические сети напряжением 35 – 110 кВ практически полностью являются объектами ПАО «МРСК Северо-Запада» и обслуживаются его филиалом «Карелэнерго».

Распределительные сети 35 – 110 кВ получили развитие на всей территории Республики Карелия, но в особенности на территории южной и западной частей, что обусловлено большей заселенностью крупных населенных пунктов, в том числе   
г. Петрозаводска.

Сети 110 кВ на участке Княжегубская ГЭС – ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС работают параллельно с сетями 330 кВ.

Электроснабжение ряда районов (Пудожский, Муезерский, Олонецкий) Республики Карелия осуществляется только по сетям 35 – 110 кВ.

Часть потребителей Лахденпохского муниципального района получает питание по сетям 35 кВ от энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

ВЛ 35 кВ характеризуются значительной протяженностью на следующих участках:

ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Деревянка – ПС 35 кВ Шёлтозеро – ПС 35 кВ Шокша –   
ПС 35 кВ Рыбрека суммарной протяженностью 96,7 км;

ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Медвежьегорск – ПС 110 кВ Великая Губа суммарной протяженностью ~112,3 км.

На 1 января 2016 года на балансе и в эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» находятся распределительные сети 110 кВ, суммарной протяженностью (в одноцепном исчислении) 2574,35 км и 54 ПС 110 кВ мощностью 1262,8 МВ∙А.

В состав филиала входят три производственных отделения:

Южно-Карельские электрические сети;

Западно-Карельские электрические сети;

Северные электрические сети.

Техническое состояние линий электропередачи (далее – ЛЭП) и ПС напряжением 330, 220, 110, 35 кВ поддерживается в удовлетворительном состоянии.

Часть ПС 35 – 110 кВ, расположенных в г. Петрозаводске, находится на балансе и обслуживается следующими организациями:

АО «ПКС» – ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС 68), ПС-35 кВ ПЛМК Соломенное;

АО «ПСК» – ПС 110 кВ Онего (ПС 71), ПС-35 кВ ОТЗ (Охта Групп) (ПС-19).

Сведения ЛЭП и ПС напряжением 35 кВ и выше, эксплуатирующихся на территории Республики Карелия, приведены в приложении 1, 2.

2.12. Основные внешние электрические связи энергосистемы

Энергосистема Республики Карелия связана с энергосистемами Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Мурманской, Архангельской и Вологодской областей. Основные внешние электрические межсистемные связи энергосистемы Республики Карелия представлены в таблице 30

Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Республики Карелия представлена на рисунке 17.



Рис. 17. Внешние электрические связи энергосистемы Республики Карелия

Таблица 30

Основные внешние электрические межсистемные связи энергосистемы   
Республики Карелия

| Класс напря-жения, кВ | Объект | Протяженность, км |
| --- | --- | --- |
| Энергосистема Мурманской области | | |
| 330 | ВЛ 330 кВ Княжегубская – Лоухи № 1 | 105,47 |
| 330 | ВЛ 330 кВ Княжегубская – Лоухи № 2 | 107,2 |
| 110 | ВЛ 110 кВ Княжегубская ГЭС – Княжая (Л-145) | 18,6 |
| Энергосистема Санкт-Петербурга и Ленинградской области | | |
| 330 | ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск | 131,33 |
| 220 | ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка | 74,28 |
| 110 | ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129) | 51,5 |
| 110 | ВЛ 110 кВ Лодейнопольская – Олонец(Л-170) | 49,0 |
| 110 | ВЛ 110 кВ Пай – Ольховец (Л-188) | 34,0 |
| Энергосистема Вологодской области | | |
| 110 | ВЛ 110 кВ Андома – Каршево (Л-141) | 51,0 |
| Энергосистема Архангельской области | | |
| 110 | ВЛ 110 кВ Нюхча – Малошуйка (Л-Малошуйка) | 69,0 |

2.13. Структура топливного баланса электростанций и котельных в 2015 году

Данные о потреблении топлива электростанциями и котельными в 2015 году приведены в таблице 31.

Таблица 31

Потребление топлива электростанциями и котельными в 2015 году

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Всего,  тыс. т у.т.,  2015 год | В том числе, тыс. т у. т. | | | |
| газ | уголь | нефтетопливо | прочее топливо |
| Годовой расход топлива, в том числе | 1852,3514 | 1004,43 | 65,496 | 359,4764 | 422,948 |
| Петрозаводская ТЭЦ | 469,272 | 468,707 | – | 0,565 (мазут) | – |
| АО «Карельский окатыш» | 72,5114 | – | – | 72,5114 (мазут) | – |
| ОАО «Кондопога» | 486,24 | 457,411 | – | 1,507 (мазут) | 27,322 |
| ТЭС-1 | 202,511 | 202,511 | – | – | – |
| ТЭС-2 | 254,9 | 254,9 | – | – | – |
| Утилизационная котельная | 28,829 | – | – | 1,507 (мазут) | 27,322 |
| АО «Сегежский ЦБК» | 287,174 |  |  | 66,907 (мазут) | 220,266 |
| ТЭЦ-1 | 137,034 | – | – | 66,907 (мазут) | 220,266 |
| ТЭЦ-2 | 150,14 | – | – |
| ТЭЦ ООО  «РК-Гранд» | 74,894 |  |  | 41,172 (мазут) | 33,722 |
| Котельные | 462,26 | 78,312 | 65,496 | 176,814 (мазут) | 141,638 |

Структура топливного баланса электростанций в 2015 году и структура потребления топлива электростанциями, котельными представлены на рисунках 18 – 20.

Рис. 18. Структура топливного баланса электростанций (без котельных) в 2015 году

Рис. 19. Структура потребления топлива электростанциями (без котельных) в 2015 году

Рис. 20. Структура потребления топлива котельными в 2015 году

2.14. Единый топливно-энергетический баланс в 2010 – 2015 годах

Единый топливно-энергетический баланс (далее – ТЭБ) показан в таблице 32, где в едином топливном эквиваленте (т у. т.) отражены взаимосвязанные показатели количест-венного соответствия поставок, распределения и использования конечными потребителями основных видов энергетических ресурсов.

Таблица 32

ТЭБ Республики Карелия в 2010 – 2015 годах, тыс. т у.т.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пока-затель | Год | При-род-ный газ | Уголь | Неф-те-про-дук-ты | Прочие виды твер-  дого топлива | Сырая нефть | Элект-ро-энер-гия | Элект-роэнергия воды, солнца, ветра и др. (далее – ВЭИ) | Теп-ло-  энер-гия | Всего |
| Произ-ведено первич-ных ресурсов | 2010 | – | – | – | 630,42 | – | – | 342 | Х | 972,42 |
| 2011 | – | – | – | 614,4 | – | – | 272,1 | Х | 886,5 |
| 2012 | – | – | – | 605,6 | – | – | 384,6 | Х | 990,2 |
| 2013 | – | – | – | 624,5 | – | – | 306,23 | Х | 930,73 |
| 2014 | – | – | – | 615,84 | – | – | 321,99 | Х | 937,83 |
| 2015 | – | – | – | 524,86 | – | – | 378,58 | Х | 903,44 |
| Ввоз из-за преде-лов Респуб-лики Карелия | 2010 | 1 005,36 | 212,18 | 986,06 | – | – | 548,81 | – | Х | 2752,41 |
| 2011 | 952,1 | 136,2 | 950 | – | – | 660,02 | – | Х | 2698,32 |
| 2012 | 1 062,44 | 77,38 | 843,8 | – | – | 593,48 | – | Х | 2577,1 |
| 2013 | 1 020,38 | 74,89 | 862,6 | – | – | 547,06 | – | Х | 2504,93 |
| 2014 | 1 048,56 | 74,85 | 853,2 | – | – | 575,86 | – | Х | 2552,47 |
| 2015 | 1 011,05 | 61,98 | 921,30 | – | – | 599,56 | – | Х | 2593,90 |
| Вывоз за пределы Респуб-лики Карелия | 2010 | – | – | – | –190,79 | – | –143,98 | – | Х | –334,77 |
| 2011 | – | – | – | –170,37 | – | –112,68 | – | Х | –283,05 |
| 2012 | – | – | – | –198,64 | – | –143,58 | – | Х | –342,22 |
| 2013 | – | – | – | –184,51 | – | –151,91 | – | Х | –336,42 |
| 2014 | – | – | – | –191,57 | – | –200,46 | – | Х | –392,03 |
| 2015 | – | – | – | -94,02 | – | -256,93 | – | Х | -350,95 |
| Изме-нение запасов | 2010 | – | –0,91 | –14,95 | –21,49 | – | – | - | Х | –37,35 |
| 2011 | – | –8,06 | – | – | – | – | – | Х | –8,06 |
| 2012 | – | –17 | – | – | – | – | – | Х | –17 |
| 2013 | – | –0,16 | – | – | – | – | – | Х | –0,16 |
| 2014 | – | 1,17 | – | – | – | – | – | Х | 1,17 |
| 2015 | – | –6,77 | – | – | – | – | – | Х | –6,77 |
| Потреб-ление первич-ной энергии | 2010 | 1 005,36 | 213,1 | 1 001,01 | 461,13 | – | 404,83 | 342 | Х | 3427,43 |
| 2011 | 952,1 | 144,26 | 950 | 444,03 | – | 547,34 | 272,1 | Х | 3309,83 |
| 2012 | 1062,44 | 94,38 | 843,8 | 406,96 | – | 449,9 | 384,6 | Х | 3242,08 |
| 2013 | 1020,38 | 75,05 | 862,6 | 439,99 | – | 395,15 | 306,23 | Х | 3099,4 |
| 2014 | 1 048,56 | 73,68 | 853,2 | 424,27 | – | 375,40 | 321,99 | Х | 3097,1 |
| 2015 | 1 011,05 | 68,75 | 921,30 | 430,84 | – | 342,64 | 378,58 | Х | 3153,16 |
| Статис-тическое расхож-дение | 2010 | – | – | – | – | – | – | Х | Х | – |
| 2011 | – | – | – | – | – | – | Х | Х | – |
| 2012 | – | – | – | – | – | – | Х | Х | – |
| 2013 | – | – | – | – | – | – | Х | Х | – |
| 2014 | – | – | – | – | – | – | Х | Х | – |
| 2015 | – | – | – | – | – | – | Х | Х | – |
| Произ-водство элект-риче-ской энергии | 2010 | –455,09 | –16,09 | –33,86 | –19,23 | – | 591,47 | –339,54 | – | –272,34 |
| 2011 | –396,46 | –7,92 | –25,27 | –17,93 | – | 493,87 | –269,81 | – | –223,52 |
| 2012 | –441,71 | – | –22,15 | –17,33 | – | 624,11 | –382,24 | – | –239,32 |
| 2013 | –461,86 | – | –22,7 | –17,89 | – | 545,19 | –296,57 | – | –253,83 |
| 2014 | –457,05 | – | –21,97 | –17,95 | – | 570,45 | –313,12 | – | –239,64 |
| 2015 | –439,92 | – | –21,65 | –19,10 | – | 611,36 | –378,58 | – | –247,90 |
| Произ-водство тепло-вой энергии | 2010 | –533,77 | –192,06 | –415,86 | –355,46 | – | –3,22 | – | 1 268,68 | –231,69 |
| 2011 | –543,27 | –123,61 | –353,02 | –316,88 | – | –3,15 | – | 1 167,07 | –172,86 |
| 2012 | –603,45 | –75,85 | –335,35 | –326,84 | – | –3,22 | – | 1 184,93 | –159,78 |
| 2013 | –543,35 | –70,02 | –333,25 | –295,58 | – | –2,86 | – | 1 075,38 | –169,68 |
| 2014 | –568,55 | –72,63 | –310,53 | –325,37 | – | –2,14 | – | 1 133,82 | –145,4 |
| 2015 | –556,70 | –65,50 | –287,61 | –341,72 | – | –1,42 | – | 1 126,26 | –125,27 |
| Тепло-электро-станции | 2010 | –458,94 | –124,54 | –147,26 | –210,07 | – | – | – | 772,49 | –168,32 |
| 2011 | –477,32 | –60,06 | –132,3 | –188,67 | – | – | – | 730,27 | –128,08 |
| 2012 | –528,78 | – | –115,55 | –197 | – | – | – | 731,78 | –109,55 |
| 2013 | –457,04 | – | –108,77 | –193,51 | – | – | – | 635,02 | –124,3 |
| 2014 | –489,75 | – | –86,15 | –205,95 | – | – | – | 683,94 | –97,92 |
| 2015 | –478,39 | – | –95,65 | –215,22 | – | – | – | 688,38 | –100,89 |
| Котель-ные | 2010 | –74,83 | –67,52 | –268,61 | –145,38 | – | – | – | 433,29 | –123,05 |
| 2011 | –65,95 | –63,56 | –220,72 | –128,21 | – | – | – | 371,1 | –107,34 |
| 2012 | –74,67 | –75,85 | –219,8 | –129,84 | – | – | – | 387,49 | –112,67 |
| 2013 | –86,32 | –70,02 | –224,48 | –102,07 | – | – | – | 375,21 | –107,68 |
| 2014 | –78,81 | –72,63 | –224,38 | –119,42 | – | – | – | 385,11 | –110,12 |
| 2015 | –78,31 | –65,50 | –191,95 | –126,50 | – | – | – | 375,54 | –86,72 |
| Тепло-вая энергия от элект-pоко-тельных | 2010 | – | – | – | – | – | –3,22 | – | 0 | –3,22 |
| 2011 | – | – | – | – | – | –3,15 | – | 2,8 | –0,35 |
| 2012 | – | – | – | – | – | –3,22 | – | 2,85 | –0,37 |
| 2013 | – | – | – | – | – | –2,86 | – | 2,54 | –0,32 |
| 2014 | – | – | – | – | – | –2,14 | – | 2 | –0,14 |
| 2015 | – | – | – | – | – | –1,42 | – | 1,33 | –0,09 |
| Тепло-вая энергия от теп-лоути-лиза-ционных устано-вок | 2010 | – | – | – | – | – | – | – | 62,9 | 62,9 |
| 2011 | – | – | – | – | – | – | – | 62,9 | 62,9 |
| 2012 | – | – | – | – | – | – | – | 62,8 | 62,8 |
| 2013 | – | – | – | – | – | – | – | 62,6 | 62,6 |
| 2014 | – | – | – | – | – | – | – | 62,77 | 62,77 |
| 2015 | – | – | – | – | – | – | – | 61,01 | 61,01 |
| Собст-венные нужды | 2010 | – | – | – | – | – | –18,84 | –2,46 | – | –21,3 |
| 2011 | – | – | – | – | – | –34,39 | –2,29 | – | –36,68 |
| 2012 | – | – | – | – | – | –32,61 | –2,36 | – | –34,97 |
| 2013 | – | – | – | – | – | –29,51 | –9,66 | – | –39,17 |
| 2014 | – | – | – | – | – | –31,91 | –8,87 | – | –40,78 |
| 2015 | – | – | – | – | – | –31,33 | –1,87 | – | –33,20 |
| Потери пpи распре-делении | 2010 | – | – | – | – | – | –73,16 | – | –67,22 | –140,38 |
| 2011 | – | – | – | – | – | –62,51 | – | –59,66 | –122,17 |
| 2012 | – | – | – | – | – | –47,71 | – | –72,17 | –119,88 |
| 2013 | – | – | – | – | – | –34,93 | – | –72,99 | –107,92 |
| 2014 | – | – | – | – | – | –59,68 | – | –73,46 | –133,14 |
| 2015 | – | – | – | – | – | –60,60 | – | –41,26 | –101,86 |
| Конеч-ное потреб-ление энергии | 2010 | 16,5 | 4,94 | 551,28 | 86,44 | – | 872,34 | – | 1 201,46 | 2732,96 |
| 2011 | 12,37 | 12,73 | 571,72 | 109,22 | – | 941,15 | – | 1 107,41 | 2754,6 |
| 2012 | 17,28 | 18,53 | 486,3 | 62,79 | – | 990,45 | – | 1 112,76 | 2688,11 |
| 2013 | 15,17 | 5,03 | 506,65 | 126,52 | – | 873,04 | – | 1 002,39 | 2528,8 |
| 2014 | 22,96 | 1,05 | 520,7 | 80,94 | – | 852,12 | – | 1 060,36 | 2538,13 |
| 2015 | 14,43 | 3,25 | 612,05 | 70,01 | – | 860,63 | – | 1 085,00 | 2645,38 |
| Сель-ское хозяй-ство | 2010 | – | 0,11 | 32,26 | 5,6 | – | 25,6 | – | 10,94 | 74,51 |
| 2011 | – | 0,08 | 37,5 | 6,84 | – | 26,64 | – | 15,6 | 86,66 |
| 2012 | – | 0,1 | 37,5 | 6,85 | – | 26,49 | – | 15,34 | 86,28 |
| 2013 | – | 0,1 | 37,6 | 6,43 | – | 15,89 | – | 13,96 | 73,98 |
| 2014 | – | – | 37,53 | 6,7 | – | 15,16 | – | 14,97 | 74,36 |
| 2015 | – | – | 33,79 | 4,00 | – | 14,02 | – | 11,81 | 63,61 |
| Про-мыш-ленно-сть | 2010 | 8,25 | 0,41 | 269,21 | 36,52 | – | 652,24 | – | 697,16 | 1663,79 |
| 2011 | 4,28 | 8,23 | 261,63 | 66,98 | – | 676,6 | – | 641,91 | 1659,63 |
| 2012 | 5,93 | 14,5 | 203,93 | 7,96 | – | 714,68 | – | 648,41 | 1595,41 |
| 2013 | 3,51 | 0,95 | 231,91 | 81,83 | – | 550,46 | – | 538,33 | 1406,99 |
| 2014 | 13,37 | 0,1 | 216,02 | 37,45 | – | 529,1 | – | 604,84 | 1400,88 |
| 2015 | 5,16 | 1,54 | 311,68 | 55,64 | – | 525,52 | – | 697,30 | 1596,84 |
| Окаты-ши желе-зоруд-ные | 2010 | – | – | 111,47 | – | – | 54,18 | – | 52,15 | 217,8 |
| 2011 | – | – | 113,93 | – | – | 53,08 | – | 48,6 | 215,61 |
| 2012 | – | – | 112,84 | – | – | 53,19 | – | 45,03 | 211,06 |
| 2013 | – | – | 112,75 | – | – | 53,49 | – | 48,6 | 214,84 |
| 2014 | – | – | 111,94 | – | – | 53,99 | – | 38,67 | 204,6 |
| 2015 | – | – | 115,59 | – | – | 56,04 | – | 35,30 | 207,13 |
| Руда желез-ная товарная | 2010 | – | – | – | – | – | 101,27 | – | – | 101,27 |
| 2011 | – | – | – | – | – | 103,69 | – | – | 103,69 |
| 2012 | – | – | – | – | – | 104,75 | – | – | 104,75 |
| 2013 | – | – | – | – | – | 103,24 | – | – | 103,24 |
| 2014 | – | – | – | – | – | 132,04 | – | – | 132,04 |
| 2015 | – | – | – | – | – | 132,02 | – | – | 132,02 |
| Мясо | 2010 | – | – | – | – | – | 0,28 | – | 0,06 | 0,34 |
| 2011 | – | – | – | – | – | 0,24 | – | 0,06 | 0,3 |
| 2012 | – | – | – | – | – | 0,21 | – | 0,05 | 0,26 |
| 2013 | – | – | – | – | – | 0,23 | – | 0,06 | 0,29 |
| 2014 | – | – | – | – | – | 0,29 | – | 0,06 | 0,35 |
| 2015 | – | – | – | – | – | 0,27 | – | 0,06 | 0,33 |
| Хлеб и хлебо-булоч-ные изделия | 2010 | 0,19 | 0,32 | – | 0,65 | – | 0,81 | – | 2,33 | 4,3 |
| 2011 | 0,21 | 0,64 | – | 0,04 | – | 0,83 | – | 2,25 | 3,97 |
| 2012 | 0,2 | 0,26 | – | 0,05 | – | 0,77 | – | 1,8 | 3,08 |
| 2013 | 0,16 | 0,27 | – | 0,04 | – | 0,72 | – | 1,6 | 2,79 |
| 2014 | 0,25 | 0,1 | – | 0,03 | – | 0,63 | – | 1,47 | 2,48 |
| 2015 | 0,23 | 0,26 | 0,02 | 0,04 | – | 0,67 | – | 1,37 | 2,58 |
| Пилома-териалы | 2010 | – | – | – | – | – | 1,84 | – | 20,56 | 22,4 |
| 2011 | – | – | – | – | – | 1,68 | – | 16,2 | 17,88 |
| 2012 | – | – | – | – | – | 1,57 | – | 14,2 | 15,77 |
| 2013 | – | – | – | – | – | 1,72 | – | 16,61 | 18,33 |
| 2014 | – | – | – | – | – | 1,76 | – | 17,7 | 19,46 |
| 2015 | – | – | – | – | – | 1,66 | – | 16,47 | 18,13 |
| Фанера клееная | 2010 | – | – | – | – | – | 0,65 | – | 3,87 | 4,52 |
| 2011 | – | – | – | – | – | 0,77 | – | 3,61 | 4,38 |
| 2012 | – | – | – | – | – | 0,04 | – | 0,16 | 0,2 |
| 2013 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 2014 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 2015 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Древес-но-стру-жечные плиты | 2010 | – | – | – | – | – | 1,96 | – | 6,49 | 8,45 |
| 2011 | – | – | – | – | – | 2,47 | – | 9,4 | 11,87 |
| 2012 | – | – | – | – | – | 2,84 | – | 10,04 | 12,88 |
| 2013 | – | – | – | – | – | 2,42 | – | 8,65 | 11,07 |
| 2014 | – | – | – | – | – | 8,32 | – | 31,21 | 39,53 |
| 2015 | – | – | – | – | – | 7,49 | – | 6,02 | 13,52 |
| Целлю-лоза | 2010 | – | – | – | – | – | 16,55 | – | 170,68 | 187,23 |
| 2011 | – | – | – | – | – | 16,08 | – | 157,37 | 173,45 |
| 2012 | – | – | – | – | – | 14,86 | – | 148,47 | 163,33 |
| 2013 | – | – | – | – | – | 15,22 | – | 151,13 | 166,35 |
| 2014 | – | – | – | – | – | 15,43 | – | 163,3 | 178,73 |
| 2015 | – | – | – | – | – | 15,62 | – | 161,22 | 176,84 |
| Бумага | 2010 | – | – | – | – | – | 92,8 | – | 224,85 | 317,65 |
| 2011 | – | – | – | – | – | 90,01 | – | 223,21 | 313,22 |
| 2012 | – | – | – | – | – | 86,12 | – | 241,41 | 327,53 |
| 2013 | – | – | – | – | – | 89,64 | – | 229,82 | 319,46 |
| 2014 | – | – | – | – | – | 83,68 | – | 194,78 | 278,46 |
| 2015 | – | – | – | – | – | 85,58 | – | 198,38 | 283,96 |
| Картон | 2010 | – | – | – | – | – | 0,84 | – | 3,13 | 3,97 |
| 2011 | – | – | – | – | – | 0,7 | – | 3,12 | 3,82 |
| 2012 | – | – | – | – | – | 0,76 | – | 1,86 | 2,62 |
| 2013 | – | – | – | – | – | 0,77 | – | 2,7 | 3,47 |
| 2014 | – | – | – | – | – | 0,74 | – | 2,56 | 3,3 |
| 2015 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Кирпич  стpо-итель-ный | 2010 | – | – | – | – | – | 0,32 | – | – | 0,32 |
| 2011 | – | – | – | – | – | 0,2 | – | – | 0,2 |
| 2012 | – | – | – | – | – | 0,4 | – | – | 0,4 |
| 2013 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 2014 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 2015 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Элект-росталь | 2010 | – | – | – | – | – | 0,01 | – | – | 0,01 |
| 2011 | – | – | – | – | – | 0,01 | – | – | 0,01 |
| 2012 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 2013 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 2014 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 2015 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Прокат черных метал-лов | 2010 | – | 0,01 | 0,08 | – | – | – | – | – | 0,09 |
| 2011 | – | – | 0,01 | – | – | – | – | – | 0,01 |
| 2012 | – | – | 0,02 | – | – | – | – | – | 0,02 |
| 2013 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 2014 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 2015 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Литье (с термо-обра-боткой) | 2010 | – | – | 0,56 | – | – | 4,36 | – | – | 4,92 |
| 2011 | – | – | 0,55 | – | – | 4,92 | – | – | 5,47 |
| 2012 | – | – | – | – | – | 4,45 | – | – | 4,45 |
| 2013 | – | – | – | – | – | 1,13 | – | – | 1,13 |
| 2014 | – | – | – | – | – | 1,34 | – | – | 1,34 |
| 2015 | – | – | – | – | – | 0,90 | – | – | 0,90 |
| Прочая про-мыш-лен-ность | 2010 | 8,06 | 0,08 | 157,1 | 35,87 | – | 376,37 | – | 213,04 | 790,52 |
| 2011 | 4,07 | 7,59 | 147,14 | 66,94 | – | 401,9 | – | 178,08 | 805,72 |
| 2012 | 5,73 | 14,24 | 91,07 | 7,91 | – | 444,71 | – | 185,4 | 749,06 |
| 2013 | 3,35 | 0,69 | 119,16 | 81,8 | – | 281,89 | – | 79,17 | 566,06 |
| 2014 | 13,12 | – | 104,08 | 37,42 | – | 230,87 | – | 155,09 | 540,58 |
| 2015 | 4,93 | 1,28 | 196,07 | 55,61 | – | 225,26 | – | 278,28 | 761,43 |
| Стро-итель-ство | 2010 | 0,02 | – | 9,08 | – | – | 2,02 | – | 2,75 | 13,87 |
| 2011 | 0,02 | – | 10,8 | – | – | 2,19 | – | 3,7 | 16,71 |
| 2012 | 0,02 | – | 9,8 | – | – | 2,28 | – | 3,7 | 15,8 |
| 2013 | 0,02 | – | 9,9 | – | – | 2,28 | – | 3,8 | 16 |
| 2014 | 0,02 | – | 10,17 | – | – | 2,53 | – | 3,73 | 16,45 |
| 2015 | 0,02 | – | 9,96 | – | – | 3,46 | – | 3,74 | 17,18 |
| Тран-спорт и связь | 2010 | – | 2,49 | 57,75 | 0,4 | – | 118,13 | – | 20,28 | 199,05 |
| 2011 | – | 3,33 | 80,64 | 0,55 | – | 138,65 | – | 16,2 | 239,37 |
| 2012 | – | 3 | 70,72 | 0,47 | – | 142,8 | – | 14,9 | 231,89 |
| 2013 | – | 2,94 | 62,73 | 0,44 | – | 210,86 | – | 14,8 | 291,77 |
| 2014 | – | 0,43 | 64,23 | 0,42 | – | 211,27 | – | 15,3 | 291,65 |
| 2015 | – | 1,20 | 59,30 | 0,28 | – | 209,82 | – | 15,61 | 286,22 |
| Желез-нодо-рожный транс-порт | 2010 | – | 2,18 | 36,85 | 0,13 | – | 111 | – | 15,61 | 165,77 |
| 2011 | – | 2,47 | 46,62 | 0,22 | – | 130,54 | – | 10,8 | 190,65 |
| 2012 | – | 2,2 | 40,93 | 0,19 | – | 133,96 | – | 10,01 | 187,29 |
| 2013 | – | 2,3 | 37,54 | 0,17 | – | 204,05 | – | 10,4 | 254,46 |
| 2014 | – | 0,28 | 37,58 | 0,17 | – | 205,06 | – | 10,41 | 253,5 |
| 2015 | – | 0,82 | 34,84 | 0,06 | – | 197,70 | – | 10,69 | 244,11 |
| Трубо-провод-ный транс-порт | 2010 | – | – | 0,08 | – | – | 0,01 | – | 0,05 | 0,14 |
| 2011 | – | – | 0,07 | – | – | 0,01 | – | 0,05 | 0,13 |
| 2012 | – | – | 0,08 | – | – | 0,01 | – | 0,05 | 0,14 |
| 2013 | – | – | 0,08 | – | – | 0,02 | – | 0,05 | 0,15 |
| 2014 | – | – | 0,08 | – | – | 0,02 | – | 0,05 | 0,15 |
| 2015 | – | – | 0,08 | – | – | 0,02 | – | 0,05 | 0,15 |
| Прочий сухо-путный транс-порт | 2010 | – | – | 7,49 | 0,05 | – | 3,83 | – | 0,21 | 11,58 |
| 2011 | – | – | 19,19 | – | – | 4,71 | – | 0,52 | 24,42 |
| 2012 | – | – | 16,96 | – | – | 4,83 | – | 0,37 | 22,16 |
| 2013 | – | – | 14,55 | – | – | 3,25 | – | 0,37 | 18,17 |
| 2014 | – | – | 16,9 | – | – | 2,67 | – | 0,42 | 19,99 |
| 2015 | – | – | 16,14 | – | – | 1,57 | – | 0,38 | 18,09 |
| Водный транс-порт | 2010 | – | 0,32 | 1,1 | – | – | – | – | 0,27 | 1,69 |
| 2011 | – | 0,74 | 2,42 | – | – | – | – | 0,52 | 3,68 |
| 2012 | – | 0,8 | 1,76 | – | – | – | – | 0,66 | 3,22 |
| 2013 | – | 0,62 | 2,09 | – | – | – | – | 0,48 | 3,19 |
| 2014 | – | 0,12 | 1,93 | – | – | – | – | 0,55 | 2,6 |
| 2015 | – | 0,36 | 2,01 | – | – | – | – | 0,56 | 2,93 |
| Прочий транс-порт | 2010 | – | – | 9,89 | 0,05 | – | – | – | 1,64 | 11,58 |
| 2011 | – | 0,12 | 9,44 | 0,08 | – | 0,48 | – | 1,56 | 11,68 |
| 2012 | – | – | 8,24 | 0,05 | – | 0,87 | – | 1,14 | 10,3 |
| 2013 | – | 0,01 | 5,82 | 0,06 | – | 0,42 | – | 0,86 | 7,17 |
| 2014 | – | 0,02 | 4,98 | 0,02 | – | 0,01 | – | 1,18 | 6,21 |
| 2015 | – | 0,03 | 3,52 | 0,11 | – | 3,85 | – | 1,25 | 8,76 |
| Связь | 2010 | – | – | 2,34 | 0,17 | – | 3,3 | – | 2,5 | 8,31 |
| 2011 | – | – | 2,89 | 0,25 | – | 2,9 | – | 2,75 | 8,79 |
| 2012 | – | – | 2,74 | 0,23 | – | 3,14 | – | 2,68 | 8,79 |
| 2013 | – | – | 2,66 | 0,22 | – | 3,11 | – | 2,65 | 8,64 |
| 2014 | – | – | 2,76 | 0,23 | – | 3,51 | – | 2,69 | 9,19 |
| 2015 | – | – | 2,72 | 0,11 | – | 6,68 | – | 2,67 | 12,18 |
| Прочие виды деятель-ности | 2010 | – | 1,05 | 23,05 | 5,01 | – | 7,86 | – | 127,43 | 164,4 |
| 2011 | – | 0,72 | 35,35 | 1,2 | – | 30,8 | – | 81,1 | 149,17 |
| 2012 | – | 0,89 | 23,36 | 1,2 | – | 29,9 | – | 78,7 | 134,05 |
| 2013 | – | 0,8 | 23,48 | 1,2 | – | 20,07 | – | 78,4 | 123,95 |
| 2014 | – | 0,34 | 20,45 | 2,15 | – | 19,96 | – | 79,4 | 122,3 |
| 2015 | – | 0,41 | 16,89 | 0,72 | – | 33,22 | – | 78,83 | 130,07 |
| Насе-ление | 2010 | 6,81 | 0,59 | 158,01 | 23,5 | – | 66,49 | – | 342,9 | 598,3 |
| 2011 | 5,94 | 0,04 | 143,87 | 22,54 | – | 66,28 | – | 348,9 | 587,57 |
| 2012 | 9,07 | 0,01 | 140,6 | 29,8 | – | 74,3 | – | 351,7 | 605,48 |
| 2013 | 9,16 | 0,02 | 139,4 | 28,1 | – | 73,49 | – | 353,1 | 603,27 |
| 2014 | 9,55 | – | 171,17 | 29,45 | – | 74,1 | – | 342,1 | 626,37 |
| 2015 | 9,25 | – | 179,51 | 2,97 | – | 74,60 | – | 277,71 | 544,04 |
| Неэнер-гетиче-ские нужды | 2010 | 1,41 | 0,29 | 1,93 | 15,43 | – | – | – | – | 19,06 |
| 2011 | 2,13 | 0,33 | 1,94 | 11,12 | – | – | – | – | 15,52 |
| 2012 | 2,26 | 0,04 | 0,4 | 16,52 | – | – | – | – | 19,22 |
| 2013 | 2,48 | 0,22 | 1,63 | 8,52 | – | – | – | – | 12,85 |
| 2014 | 0,02 | 0,18 | 1,14 | 4,77 | – | – | – | – | 6,11 |
| 2015 | 0,00 | 0,09 | 0,93 | 6,40 | – | – | – | – | 7,42 |

Структура потребления первичной энергии в тыс. т у. т. показана на рисунке 21.   
На рисунках 22 – 24 представлена структура потребления первичной энергии и ТЭР в 2011 – 2015 годах.

Рис. 21. Структура потребления первичной энергии, тыс. т у. т.

Рис. 22. Структура потребления первичной энергии

Рис. 23. Структура конечного потребления ТЭР, тыс. т у. т.

Рис. 24. Структура конечного потребления ТЭР, %

На рисунках 25, 26 представлена структура потребления ТЭР в промышленности в 2011 – 2015 годах.

Рис. 25. Структура потребления ТЭР в промышленности, тыс. т у. т.

Рис. 26. Структура потребления ТЭР промышленностью

На рисунках 27, 28 представлена структура потребления ТЭР населением   
в 2011 – 2015 годах. В 2015 году, по сравнению с 2014 годом, общее потребление ТЭР снизилось на 13%. Сократилось потребление тепловой энергии на 18% в 2015 году по сравнению с 2014 годом. Основную долю (51%) в потреблении ТЭР населением   
в 2015 году занимает тепловая энергия. Доля потребления электрической энергии составляет 13% в 2015 году, по сравнению с 2014 годом оно увеличилось на 0,67%.

На протяжении 2011 – 2015 годов наблюдается увеличение потребления нефтепродуктов. В 2015 году доля потребления нефтепродуктов в общем потреблении ТЭР населением составляла 33%. По сравнению с 2014 годом потребление нефтепродуктов увеличилось на 4,9%.

Рис. 27. Структура потребления ТЭР населением, тыс. т у. т.

Рис. 28. Структура потребления ТЭР населением, %

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Карелия

В системообразующей сети 220 – 330 кВ Республики Карелия имеются узкие места и проблемы.

1. Одноцепный участок транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС. По территории Республики проходит межсистемный транзит 330 кВ, соединяющий энергосистемы Мурманской области, Республики Карелия и Ленинградской области, протяженностью по территории Республики Карелия 709,5 км. При этом участок от ПС 330 кВ Лоухи до Ондской ГЭС (283 км) является одноцепным. Энергосистема Республики Карелия является дефицитной. Покрытие дефицита мощности (40 – 50% от суммарного потребления энергосистемы) при нормальной схеме транзита 330 кВ производится по сечениям «Кола – Карелия» и «Ленинград – Карелия». Повышенная вероятность выхода параметров режима работы энергосистемы из области допустимых значений связана с разрывом вышеуказанного одноцепного участка транзита 330 кВ, проходящего по территории энергорайона Северной Карелии.

В момент прохождения максимума нагрузок нагрузок осенне-зимнего периода (далее – ОЗП) 2015/16 года энергосистема работала с потреблением 1050 − 1224 МВт, при этом внешний сальдо-переток составлял  450 – 600 МВт.

В ремонтной или послеаварийной схеме с отключенной ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 или ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Путкинская ГЭС величина максимально допустимого перетока (далее – МДП) в сечении Ленинград – Карелия является расчетной и составляет 275 + Рон1 + Рон2 ≤ 585 МВт или 260 + Рон1 ≤ 550 МВт соответственно, где Рон1 – величина располагаемого объема специальной автоматики отключения нагрузки (далее – САОН) ОАО «НАЗ» (20 МВт) и Рон2 – величина располагаемого объема САОН АО «Карельский окатыш» (70 – 90 МВт с возможностью увеличения до  120 – 140 МВт по оперативной команде). Величина МДП без противоаварийной автоматики (далее – ПА) ограничена по критерию недопущения превышения аварийно допустимой токовой нагрузки (далее – АДТН) ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка при аварийном отключении ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск. Обе эти линии входят в состав сечения «Ленинград – Карелия». В период прохождения зимнего максимума нагрузок с дефицитом энергосистемы Республики Карелия 500 – 600 МВт при аварийном отключении ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 ввести параметры электроэнергетического режима в область допустимых значений по сечению «Ленинград – Карелия» в режиме ограниченных водных ресурсов (суммарная генерация ГЭС Кемского, Выгского и Сунского каскадов менее 250 – 350 МВт соответственно) не представляется возможным без ввода графиков временного отключения потребления (далее − ГВО). Для исключения ввода ГВО необходимо дополнительное увеличение располагаемого объема САОН в операционной зоне (далее – ОЗ) филиала АО «СО ЕЭС» Карельского РДУ. Недостаточность объема САОН связана с сокращением в 2013 году с 140 до 30 МВт производственных мощностей филиалом ОАО «НАЗ», нагрузка которого полностью была заведена под отключение нагрузки (далее – ОН). Необходимость возможного ограничения потребителей в выше рассматриваемой послеаварийной схеме связана с существующим ограничением фактического МДП в сечении «Ленинград – Карелия» 275 + Рон1 + Рон2 МВт (с учетом располагаемого объема ОН МДП ≈ 435 МВт). Поэтому основной задачей в настоящее время является восстановление необходимого объема САОН до заданного уровня. В настоящее время величина располагаемого объема САОН: филиала   
ОАО «НАЗ» (20 МВт), АО «Карельский окатыш» 140 МВт (2 ступени по 70 МВт),   
ОАО «Кондопога» 60 МВт (2 ступени по 30 МВт). Восстановление объема САОН позволит исключить мероприятия по вводу ГВО в послеаварийной схеме с отключением ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи № 1 путем увеличения МДП до значений, выбранных по критериям обеспечения нормативных запасов статической устойчивости для текущей ремонтной схемы (585 МВт – критерий обеспечения 20%-го коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении). В условиях ограниченных ресурсов собственной генерации до необходимого уровня при наложении на ремонтную схему с отключенной ВЛ 330 кВ Путкинская   
ГЭС – Лоухи № 1 аварийного отключения ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск произойдет отключение потребителей, заведенных под САОН от устройств ПА. При недостаточности схемно-режимных мероприятий для восстановления электроснабжения потребителей, отключенных действием ПА, и ввода параметров электроэнергетического режима в допустимую область потребуется перевод нагрузки потребителей, отключенных устройствами ПА в ГВО. При прохождении максимума ОЗП 2015/16 года (18часов   
16 января 2016 года – максимальная величина) с потреблением энергосистемы Республики Карелия 1224 МВт и собственной генерацией 722 МВт (из них генерация ГЭС энергосистемы Республики Карелия составляла 380 МВт) необходимый объем ГВО в рассматриваемой схемно-режимной ситуации составил бы величину порядка 90 МВт. При этом стоит отметить, что суммарная нагрузка ГЭС 380 МВт не является характерной для прохождения ОЗП. Высокие значения ее при прохождении максимума ОЗП   
2015 – 2016 годов были связаны с наличием большой водной приточности в данный период. Средняя суммарная нагрузка ГЭС в прошлые ОЗП (декабрь, январь, февраль) составляла: 2012/13 ~ 265 – 330 МВт, 2013/14 ~ 285 – 340 МВт, 2014/15 ~ 230 – 260 МВт. Поэтому в периоды средней и низкой приточности, т. е. при отсутствии значительных объемов собственной генерации ГЭС, данный объем ГВО будет только увеличиваться. Кроме вышеперечисленного, послеаварийные режимы с отключением одноцепного участка транзита 330 кВ ПС 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС приводят к отделению северной части энергосистемы Республики Карелии совместно с энергосистемой Мурманской области на изолированную работу от ЕЭС. В изолированно работающей части формируются управляющие воздействия от автоматического предотвращения нарушения устойчивости (далее – АПНУ) и/или автоматического ограничения повышения частоты (далее – АОПЧ) на отключение генерирующих мощностей в энергосистеме Мурманской области, а также в северной части энергосистемы Республики Карелия. Максимальный объем воздействий от АПНУ составляет порядка 300 МВт: отключение генераторов на Княжегубской ГЭС (2х36 МВт), Нива ГЭС-3 (1х38,5 МВт) и Кольской АЭС (1х220 МВт). Под АОПЧ в операционной зоне Кольского РДУ заведены генераторы Княжегубской ГЭС-11, Нива ГЭС-3, Кумской   
ГЭС-9, Иовской ГЭС-10, Верхне-Туломской ГЭС-12, Серебрянской ГЭС-15 (суммарный средний объем порядка 250 МВт), в операционной зоне Карельского РДУ генераторы Кривопорожской ГЭС и Ондской ГЭС (суммарный средний объем порядка 100 МВт).

Таким образом, протяженный одноцепный транзит 330 кВ не обеспечивает надежного электроснабжения потребителей Республики Карелия в послеаварийной схеме, связанной с отключением указанного транзита. Данная схема одноцепного транзита приводит к ограничению сроков и возможностей проведения ремонтных работ в системообразующей сети 330 кВ, связанных с вводом значительных ограничений на выдачу мощности из энергосистемы Мурманской области.

2. Ненадежна схема электроснабжения АО «Карельский окатыш» и города Костомукша по двум ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша. При отключении одной из ВЛ 220 кВ в период прохождения ОЗП, в зимний контрольный день замеров 2015 года (18 часов), происходит нарушение устойчивости электропередачи мощности на ПС 220 кВ Костомукша, требуется ограничение перетока мощности по оставшейся   
ВЛ до 193 МВт.

Исчерпали пропускную способность АТ 220 кВ мощностью 200 МВ∙А, установленные на ПС 220 кВ Костомукша. По результатам расчетов электроэнергетического режима, при отключении одного из АТ в режиме зимнего контрольного дня 2014 года (18 часов) загрузка другого составит 114%, что превышает допустимые значения согласно правилам технической эксплуатации.

3. ПС 220 кВ Древлянка является единственным опорным узлом г. Петрозаводска, шины 220 кВ которой представляют собой одиночную несекционированную систему шин, что значительно снижает надежность схемы внешнего электроснабжения города при выводе их в ремонт или аварийном отключении. В настоящее время максимум потребления энергорайона г. Петрозаводска составляет в ОЗП 220 – 265 МВт, в летний период − 130 – 160 МВт, когда в связи с ремонтными работами на Петрозаводской ТЭЦ и полным остановом станции на профилактический ремонт практически единственным источником электроснабжения является ПС 220 кВ Древлянка. В данном режиме при потреблении энергорайона свыше 100 МВт и аварийном отключении несекционированной системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Древлянка напряжение на подстанциях 110 кВ энергорайона г. Петрозаводска снижается ниже аварийно допустимого уровня. Без действия автоматики ограничения снижения напряжения на отключение потребительской нагрузки ввести параметры электроэнергетического режима в допустимую область не представляется возможным.

4. В условиях аварийных выходов из строя генерирующего и вспомогательного оборудования Петрозаводской ТЭЦ с последующим длительным проведенем ремонтных работ, с ростом потребления города, обеспечением технической возможности осуществления технологического присоединения потребителей к электрическим сетям в энергорайоне г. Петрозаводска в объеме ~ 62,95 МВт (по заключенным договорам об осуществлении технологического присоединения и планируемым к присоединению потребителям) существующие узлы нагрузки 110 кВ не позволяют в полной мере обеспечить надежное электроснабжение всех потребителей электроэнергии энергорайона г. Петрозаводска в послеаварийных схемах.

5. В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) при выведенной в ремонт ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Идель (Л-112) или   
ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102) в условиях многоводного года загрузка ВЛ 110 кВ Беломорск – Кемь (Л-115) превысит АДТН по нагреву проводов (АС 150). В данном режиме необходимо вводить ограничения на суммарную допустимую нагрузку станций (ограничение выдачи мощности).

6. Узкие места и проблемы распределительных электрических сетей 35 – 110 кВ обусловлены в основном отставанием темпов проведения реконструкции ВЛ и ПС от темпов их старения.

Наличие морально и физически изношенных, устаревших электросетевых объектов 35 – 110 кВ, состояние которых не соответствует современным требованиям к надежности электроснабжения, так как исчерпан нормативный срок эксплуатации ~51,7%   
ВЛ и ~13,3% трансформаторов на ПС 35 – 110 кВ (приложения 1 и 2);

7. Пропускная способность ряда ЛЭП по условию обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах (отключение головных участков ВЛ 35 кВ от одного центра питания и резервирования потребителей от другого центра питания) исчерпана уже при существующих нагрузках. К таким ЛЭП относятся: в Южно-Карельских электрических сетях – ВЛ 35 кВ между ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5), ПС 110 кВ Станкозавод (ПС-69), ПС 220 кВ Древлянка, выполненная проводами АС 50, АС 70, АС 120 со сложной конфигурацией сети и общей протяженностью более 180 км; ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Медвежьегорск до ПС 110 кВ Великая Губа протяженностью 112,6 км, выполненная проводами АС 50, АС 95, АС 120.

8. В настоящее время электроснабжение района ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) –   
ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) обеспечивается по протяженной ВЛ 35 кВ. Для снижения потерь при передаче электроэнергии и для повышения надежности электроснабжения существующих и присоединения новых потребителей необходимо строительство нового центра питания в Прионежском районе.

9. ПС 110 кВ Олонец получает питание по протяженным сетям 110 кВ от Петрозаводской ТЭЦ по ВЛ 110 кВ (суммарная протяженность 176,85 км) и по ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Лодейнопольская. Вследствие чего на ПС 110 кВ Олонец в послеаварийных режимах отключения ВЛ 110 кВ Лодейнопольская – Олонец (Л-170) во время ОЗП, в зимний контрольный день замеров 2015 года (18 часов), зафиксировано снижение напряжения ниже номинального (до 100 кВ).

10. Недостаток мощности на фидере «Кондопога-1», отходящем от Кондопожской   
ГЭС-1 (аварийные отключения), по которому осуществляется электроснабжение потребителей г. Кондопоги, и невозможность увеличения мощности в связи с тем, что действующим законодательством не предусмотрен механизм компенсации затрат   
ПАО «ТГК-1» на реконструкцию объектов при технологическом присоединении.

11. ВЛ 110 кВ, аварийно отключавшиеся в 2016 году (n) (см. приложение 8) по причине воздействия стихийных явлений: Л-106(4), Л-109(3), Л-117(3), Л-119(3), Л-122(3),   
Л-124(3), Л-125(3), Л-126(4), Л-129(6), Л-132(6), Л-133(3), Л-134(4), Л-135(6), Л-136(4),   
Л-137(3), Л-139(4), Л-140(5), Л-141(7), Л-143(3), Л-144(3), Л-148(6), Л-149(4), Л-150(3),   
Л-156(3), Л-170(4).

В настоящее время являются перегруженными 13 подстанций 35 – 110 кВ   
(8 ПС 110 кВ и 5 ПС 35 кВ), у которых исчерпан резерв свободной трансформаторной мощности для технологического присоединения новых электрических нагрузок строящихся и планируемых к строительству объектов (приложение 7). Перечень недостаточно надежных схем присоединения ПС 110 кВ показан в таблице 33.

На ЛЭП и ПС эксплуатируется оборудование, которое выработало свой ресурс, морально устарело и нуждается в замене.

Таблица 33

Перечень недостаточно надежных схем присоединения ПС 110 кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Фактор снижения надежности электроснабжения | Количество  ПС 110 кВ,  протяженность ВЛ 110 кВ | Диспетчерское наименование  ПС 110 кВ |
| ПС, питающиеся по одной ВЛ 110 кВ с односторон-ним питанием (шт. / %  от общего количества ПС) | 14/31 | ПС 110 кВ Софпорог, ПС 110 кВ Сосновый, ПС 110 кВ Кестеньга,  ПС 110 кВ Пяозеро,  ПС 110 кВ Калевала, ПС 110 кВ Кепа, ПС 110 кВ Великая Губа,  ПС 110 кВ Повенец,  ПС 110 кВ Чёлмужи, ПС 110 кВ Гимолы, ПС 110 кВ Суккозеро,  ПС 110 кВ Пенинга,  ПС 110 кВ Карьерная,  ПС 110 кВ Вяртсиля |
| ПС с одним трансформа-тором (шт. / % от общего количества ПС) | 9/17 | ПС 110 кВ Пай, ПС 110 кВ Лоймола,  ПС 110 кВ Чёлмужи, ПС 110 кВ Гимолы, ПС 110 кВ Пенинга, ПС 110 кВ Олений, ПС 110 кВ Кепа, ПС 110 кВ Сосновый, ПС 110 кВ Софпорог |
| ПС, схемы присоединения которых не соответствуют Методическим рекомен-дациям по проектирова-нию развития энерго-систем и нормам электроснабжения тяговых ПС (шт. / % от общего количества ПС) | 9/17 | 5 ПС присоединены к одноцепной  ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Древлянка – Верхне- Свирская ГЭС (ГЭС-12) (допускается не более трех, в том числе одна ПС тяговая), а именно:  ПС 110 кВ Станкозавод,  ПС 110 кВ Деревянка,  ПС 110 кВ Ладва тяговая,  ПС 110 кВ Пай, ПС 110 кВ Ольховец (Ленэнерго).  4 ПС присоединены к двухцепной тупиковой ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Древлянка – ПС 110 кВ Прибрежная,  а именно: ПС 110 кВ Кукковка,  ПС 110 кВ Авангард, ПС 110 кВ ОТЗ-2, ПС 110 кВ Прибрежная  (допускается 2 ПС) |
| ВЛ 110 кВ на деревянных опорах, отработавших нормативный срок и находящихся в состоянии, близком к аварийному (км) | ~400 | – |

Для обеспечения надежного электроснабжения действующих и новых потребителей Республики Карелия необходимо выполнить значительный объем работ по реконструкции и техническому перевооружению действующих электрических сетей 35 кВ и выше, а также по сооружению новых ПС и ВЛ напряжением 35 кВ и выше.

4. Основные направления развития электроэнергетики Республики Карелия

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Республики Карелия

Энергосистема Республики Карелия является дефицитной. Покрытие дефицита мощности (40 – 50% от суммарного потребления энергосистемы) при нормальной схеме транзита 330 кВ происходит за счет сальдо-перетоков из смежных энергосистем Мурманской и Ленинградской областей, в первую очередь из первой. В настоящее время Ленинградская и Мурманская области имеют значительные объемы резервов мощностей (избыточные энергосистемы). Однако экономика данных областей развивается (развитие экономики Мурманской области предполагает увеличение объемов производства горной промышленности и повышение глубины переработки добываемых ресурсов (хром, никель, апатиты), расширение и модернизация Мурманского порта), что может привести к снижению поставки электроэнергии из этих регионов в Карелию.

Для построения конкурентоспособной экономики, формирования бездефицитного бюджета, выполнения социальных обязательств требуется по крайней мере удвоить гарантированное энергоснабжение для ликвидации дефицита и обеспечения электроэнергией новых предприятий, в том числе в рамках Пудожского мегапроекта (производство железа, титана, ванадия, хрома, золота и т. д.), проекта создания и эксплуатации нефтеперерабатывающего завода рядом с г. Беломорском, а также предприятия по производству плит OSB в ООО ДОК «Калевала». В соответствии со схемой территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 августа   
2016 года № 1634-р, предполагается строительство новой Медвежьегорской ТЭС, с вводом к 2025 году 660 МВт, к 2030 году – 1980 МВт, в целях обеспечения энергией Пудожского горно-обогатительного комбината. Ввод данных мощностей не рассматривается в рамках данной Схемы и Программы перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2021 года, так как выходит за рамки рассматриваемого периода. Эти проекты позволяют создать новые рабочие места, увеличить поступления в бюджеты всех уровней.

Приоритеты предстоящего социально-экономического развития Республики Карелия определены в федеральной целевой программе «Развитие Республики Карелия на период до 2020 года», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации   
от 9 июня 2015 года № 570 (далее также – Программа 2).

Основными целями разработки Программы 2 являются:

снижение дефицита энергетического баланса Республики Карелия;

развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

удовлетворение долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;

снижение потерь в инженерных сетях;

создание условий для устойчивого обеспечения населения и экономики Республики Карелия электроэнергией с учетом прогнозируемого роста ВРП;

развитие и реализация экономического потенциала Республики Карелия.

Основными задачами Программы 2 являются:

обеспечение надежного электроснабжения;

увеличение выработки электрической энергии;

улучшение качества электроснабжения;

обеспечение возможности технологического присоединения к сетям;

сокращение сверхнормативных потерь и непроизводительных расходов энергоресурсов (повышение энергоэффективности);

повышение конкурентоспособности продукции организаций, расположенных на территории Республики Карелия, и создание новых производств и секторов экономики;

снижение негативной антропогенной нагрузки на природную среду;

реализация эффективной инвестиционной и инновационной политики в сфере энергетики;

мобилизация внебюджетных источников финансирования мероприятий Программы;

инфраструктурное обеспечение экономического развития.

Основные направления и принципы развития электрической сети на территории Республики Карелия должны обеспечить нормативный уровень надежности электроснабжения существующих потребителей электроэнергии и возможность присоединения к электрической сети новых потребителей.

Программные мероприятия, направленные на повышение конкурентоспособности базовых и создание новых производств и секторов экономики, включают в себя реализацию ряда инвестиционных проектов развития производства в сфере горнопромышленного, лесопромышленного комплексов, транспорта и металлургии, нефтепромышленности, развития генерирующих мощностей.

Инфраструктурное обеспечение экономического развития предусматривает реализацию проектов, способствующих совершенствованию транспортной логистики, грузо- и пассажирооборота на автомобильном, морском, железнодорожном и авиационном транспорте; создание необходимой инфраструктуры земельных участков в целях жилищного строительства для семей, имеющих трех и более детей; развитие энергетической инфраструктуры.

4.2. Анализ причин невыполнения предыдущих схем и программ перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия

Анализ разработанных на период до 2020 года схем и программ перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия позволил выявить следующее: в течение 2012 – 2020 годов рекомендуется соорудить и ввести в эксплуатацию ряд электросетевых объектов. Целесообразность ввода этих объектов обусловлена необходимостью ликвидации узких мест в энергосистеме с целью расширения возможностей технологического присоединения потребителей к электрической сети.

В 2013 – 2015 годах было завершено сооружение ряда электросетевых объектов, рекомендованных предыдущими схемами и программами перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия. Перечень этих объектов приведен в таблице 34. Перечень подстанций 35 – 110 кВ, в том числе трансформаторных подстанций (далее – ТП), реконструированных и/или введенных в эксплуатацию в 2015 году, дан в таблице 35.

Таблица 34

Перечень реконструированных и (или) введенных электросетевых объектов на территории Республики Карелия, рекомендованных предыдущими схемами и программами перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия

| Наименование | Рекомендуемый срок реализации, год | Фактическая реализация |
| --- | --- | --- |
| Строительство ПС 110 кВ Логмозеро (ПС 83) | 2011 – 2013 | выполнено |
| Техническое перевооружение ПС 110 кВ Ледмозеро (ПС-13) с установкой устройств компенсации реактивной мощности | 2011 – 2013 | выполнено |
| Техническое перевооружение ВЛ 35 кВ Хемякоски – Леппясюрья (Л-71С) | 2013 | выполнено |
| Техническое перевооружение ПС 35 кВ  Эссойла (ПС-42П) | 2014 | выполнено |
| Техническое перевооружение ПС 110 кВ  КОЗ (ПС-20) | 2014 | выполнено |
| Капитальный ремонт открытого РУ 35кВ  ПС Хямекоски (ПС-38С) с заменой устройств вторичной коммутации | 2013 | выполнено |

Таблица 35

Перечень подстанций 35 – 110 кВ, реконструированных и/или введенных   
в эксплуатацию в 2015 году

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Объект | Класс напряжения, кВ | Количество и мощность установлен-ных трансформаторов, шт. × кВ∙А | Мощность, МВ∙А | Причина ввода |
| ТП 35 кВ Склады МЧС (ТП 568) | 35/0,4 | 1 х 250 | 0,25 | техническое состояние |
| ПС 110 кВ Онего (ПС-71) | 110/10 | 1 х 40000;  1 х 40000 | 80 | подключение дополнительных нагрузок |

Заменен трансформатор ТМ‑100/35/0,4 на трансформатор ТМ‑250/35/0,4 при капитальном ремонте ТП 35/0,4 кВ ТП-568 Склады МЧС в соответствии с утвержденной ремонтной программой филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго».

Введен 3-й пусковой комплекс в рамках инвестиционного проекта «Техническое перевооружение подстанции ПС-41 «Олонец» с заменой силовых трансформаторов на 2х25 МВ∙А, отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 штук, масляных выключателей 35 кВ на вакуумные в количестве 5 штук, установкой блока с вакуумным выключателем 35 кВ, заменой масляных выключателей   
10 кВ на вакуумные в количестве 15 штук на сумму 19,82 млн. рублей, освоение составило 16,456 млн. рублей.

В 2015 году в рамках инвестиционному проекту выполнены работы со следующим позициям:

монтаж модульного здания общеподстанционного пункта управления (далее – ОПУ);

монтаж в ОПУ:

щита постоянного тока 1 комплект (3 шкафа);

зарядно-подзарядного устройства (ЗПУ) – (2 штуки);

шкафов распределения оперативного тока;

стеллажа аккумуляторного – (4 штуки);

аккумуляторной батареи – (104 элемента).

Реализация данного проекта проводится в целях раскрытия дефицитного центра питания ПС 110 кВ Олонец (ПС-41).

Выполнена реконструкция ПС 110 кВ Онего (ПС-71) с заменой трансформаторов 2х16 на трансформаторы 2х40 МВ∙А в соответствии с утвержденной инвестиционной программой АО «ПСК».

4.3. Прогноз потребления тепловой энергии

Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями Республики Карелия представлен в таблице 36.

Таблица 36

Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями Республики Карелия (тыс. Гкал)

| Организация | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021  год |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| АО «Карельский окатыш» | 242,6 | 242,6 | 242,6 | 242,6 | 242,6 | 242,6 |
| ОАО «Кондопога» | 1406,43 | 1406,43 | 1406,43 | 1406,43 | 1406,43 | 1406,43 |
| ООО «РК-Гранд» | 395,9 | 395,9 | 395,9 | 395,9 | 395,9 | 395,9 |
| АО «Сегежский ЦБК» | 1539,3 | 1539,3 | 1539,3 | 1539,3 | 1539,3 | 1539,3 |
| ОАО «НАЗ» | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 6,3 |

Прогноз потребности в тепловой энергии выполнен на основании прогнозов теплопотребления, анализа тенденций в потреблении тепловой энергии и тепловых нагрузок, с учетом взаимозаменяемости энергоносителей в сфере теплоснабжения, информации потребителей теплоэнергии и статистических методик обработки данных. Итоговые результаты по прогнозу потребления тепловой энергии Республики Карелия представлены в таблице 37.

Таблица 37

Прогноз потребления тепловой энергии потребителями Республики Карелия

| Показатель | 2016  год | 2017  год | 2018  год | 2019  год | 2020  год | 2021  год |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Потребление теплоэнергии,  тыс. Гкал | 7689,84 | 7782,12 | 7873,95 | 7968,43 | 8072,02 | 8178,57 |
| Абсолютный прирост теплопотребления,  тыс. Гкал | 102,43 | 92,28 | 91,83 | 94,49 | 103,59 | 106,55 |
| Среднегодовой темп прироста, % | 1,35 | 1,20 | 1,18 | 1,20 | 1,30 | 1,32 |
| Крупные муниципальные образования |  |  |  |  |  |  |
| Петрозаводский городской округ | 1488,65 | 1490,86 | 1492,45 | 1494,01 | 1495,60 | 1497,16 |
| Костомукшский городской округ | 489,32 | 489,32 | 489,32 | 492,02 | 494,72 | 497,41 |
| Сегежский муниципальный район | 400,23 | 403,76 | 407,28 | 410,81 | 428,43 | 446,05 |

Среднегодовой темп прироста потребления тепловой энергии в Петрозаводском городском округе – 0,11%. Уровень потребления тепловой энергии в 2021 году составит 1 497,16 тыс. Гкал. Среднегодовой темп прироста потребления тепловой энергии в Костомукшском городском округе – 0,33%. Уровень потребления тепловой энергии   
в 2021 году составит 497,41 тыс. Гкал. Среднегодовой темп прироста потребления тепловой энергии в Сегежском районе – 2,2%. Уровень потребления тепловой энергии в 2021 году составит 446,05 тыс. Гкал.

Согласно данным филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1», в период до   
2021 года не планируется вывода из эксплуатации теплогенерирующего оборудования.

Так как в Республике Карелия не планируется до 2021 года размещения крупных теплоемких производств, то существующая и планируемая к вводу/реконструкции теплогенерация полностью покрывает прогнозируемое потребление тепловой энергии. Ввод в строй энергоустановок с совместной выработкой тепловой и электрической энергии (когенерации), а также с совместной выработкой тепла, электроэнергии и холода (тригенерации) в рассматриваемый период не прогнозируется.

Прогноз отпуска тепловой энергии от ТЭС на основании данных генерирующих компаний представлен в таблице 38.

Таблица 38

Прогноз отпуска теплоэнергии от ТЭС (включая котельные генерирующих компаний и потребление собственным производством промышленных ТЭС)   
на период до 2021 года (тыс. Гкал)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Отпуск теплоэнергии | 2016  год | 2017  год | 2018  год | 2019  год | 2020  год | 2021  год |
| Петрозаводская ТЭЦ\* | 1643,92 | 1643,92 | 1643,92 | 1643,92 | 1643,92 | 1643,92 |
| От станций промышленных предприятий | | | | | | |
| ТЭС-1 ОАО «Кондопога» | 1078,5 | 1078,5 | 1078,5 | 1078,5 | 1078,5 | 1078,5 |
| ТЭС-2 ОАО «Кондопога» | 349,4 | 349,4 | 349,4 | 349,4 | 349,4 | 349,4 |
| Утилизационная котельная ОАО «Кондопога» | 169,031 | 169,031 | 169,031 | 169,031 | 169,031 | 169,031 |
| ТЭЦ-1 АО «Сегежский ЦБК» | 744,7 | 744,7 | 744,7 | 744,7 | 744,7 | 744,7 |
| ТЭЦ-2 АО «Сегежский ЦБК» | 807,9 | 807,9 | 807,9 | 807,9 | 807,9 | 807,9 |
| ТЭЦ ООО «РК-Гранд» | 486,4 | 486,4 | 486,4 | 486,4 | 486,4 | 486,4 |

\*В соответствии со схемой теплоснабжения города Петрозаводска (в границах Петрозаводского городского округа) на период до 2029 года, утвержденной постановлением Администрации Петрозаводского городского округа от 15 апреля   
2015 года № 1821.

4.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Карелия

Согласно данным филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1», в перспективе   
до 2021 года ввода в работу нового генерирующего оборудования и вывода из работы действующего на территории Республики Карелия не планируется.

В соответствии с материалами, полученными от ОАО «Кондопога»,   
АО «Сегежский ЦБК», ООО «РК-Гранд», ввода и вывода генерирующих мощностей на электростанциях этих предприятий до 2021 года не предполагается.

В период до 2021 года АО «Норд Гидро» планирует ввести в эксплуатацию малые ГЭС на территории Кемского, Муезерского и Пряжинского районов:

малую ГЭС «Реболы» (Муезерский муниципальный район, установленная мощность – 0,5 МВт, предполагаемый срок ввода в эксплуатацию – 2019 год);

Белопорожскую ГЭС-1 и Белопорожскую ГЭС-2 (Кемский муниципальный район, предполагаемый срок ввода в эксплуатацию – 2019 год, установленная мощность каждой станции составит 24,9 МВт). Ранее в Кемском муниципальном районе предполагался ввод одной крупной станции, однако АО «Норд Гидро» отказалось от старого проекта в пользу двух малых ГЭС по 24,9 МВт, чтобы кардинально уменьшить зону затопления и сохранить исторические поселения в этих местах. С вводом в эксплуатацию Белопорожской ГЭС-1 и Белопорожской ГЭС-2 дефицит мощности в республике уменьшится;

малую ГЭС Шуя-1 (Пряжинский район, установленная мощность – 10 МВт, предполагаемый срок ввода в эксплуатацию – 2019 год).

В рассматриваемой перспективе АО «ПСК» предусматривает модернизацию и новое строительство на территории Республики Карелия в зоне децентрализованного электроснабжения ДЭС общей электрической мощностью 1,5 МВт.

Таким образом, установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия с учетом электростанций филиала «Карельский»   
ПАО «ТГК-1», электростанций промышленных предприятий и малых   
ГЭС АО «Норд Гидро» к 2021 году составит 1157,9 МВт.

Перспективными проектами генерации электрической энергии на территории Республики Карелия являются:

расширение Петрозаводской ТЭЦ – ввод нового энергоблока на базе парогазовой установки электрической мощностью 180 МВт и тепловой – 160 Гкал/ч. Выработка – около 1 млрд. кВт∙ч;

строительство Сегозерской ГЭС установленной мощностью 24 МВт (Сегозерское водохранилище). Выработка – 76,3 млн. кВт∙ч;

строительство каскада ГЭС на реке Чирка-Кемь, состоящего из двух ГЭС: Ялганьпорожской (мощность 13 МВт, напор 17,4 м) и Железнопорожской (мощность 16 МВт, напор 16,5 м). Выработка –168 млн. кВт∙ч;

строительство каскада ГЭС на реке Водла, состоящего из двух ГЭС: Верхне- Водлинской и Пудожской. Установленная мощность Верхне-Водлинской ГЭС –  
20 МВт, Пудожской ГЭС – 20,8 МВт. Суммарная проектная мощность ГЭС каскада составляет 40,8 МВт, среднегодовая выработка – 245 млн. кВт∙ч;

строительство Медвежьегорской ТЭС. В соответствии со схемой территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 августа 2016 года № 1634-р, строительство Медвежьегорской ТЭС планируется в период 2025 – 2030 годов.

Строительство ГЭС не включено в инвестиционные программы каких-либо компаний и маловероятно в пределах рассматриваемого периода.

4.5. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

Прогноз потребления электроэнергии и мощности рассмотрен в двух вариантах: «базовый» – со среднегодовым темпом прироста 0,06% и «максимальный» – со среднегодовым темпом прироста 2,44%.

Перспективный уровень электропотребления энергосистемы Республики Карелия для варианта «базовый» соответствуют варианту развития энергосистемы Республики Карелия, разработанному АО «СО ЕЭС» в рамках формирования схемы и программы развития ЕЭС России на 2016 – 2022 годы.

Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Республики Карелия для оптимистического варианта предполагает реализацию инвестиционных проектов и создание новых предприятий, на которые имеется необходимая документация, – вариант «максимальный».

Показатели электропотребления и максимумы нагрузки энергосистемы Республики Карелия на 2016 – 2021 годы представлены в таблице 39.

Таблица 39

Электропотребление и максимумы нагрузки энергосистемы Республики Карелия   
на 2016 – 2021 годы

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020  год | 2021  год | темп при-  роста, % | 2021  год | темп при-  роста, % |
|  | Вариант «базовый» | | | | | | | Вариант «максимальный» | |
| Электро-потребление, млрд. кВт∙ч | 7,737 | 7,732 | 7,669 | 7,695 | 7,739 | 7,745 | 0,06 | 8,91 | 2,44 |
| Годовой темп прироста, % | 0,26 | -0,06 | -0,81 | 0,34 | 0,57 | 0,08 | – | – | – |
| Собственный максимум нагрузки, МВт | 1196,0 | 1199,0 | 1189,0 | 1193,0 | 1196,0 | 1200,0 | 0,07 | 1376,54 | 2,40 |
| Число часов использова-ния собствен-ного максимума нагрузки | 6469 | 6449 | 6450 | 6450 | 6471 | 6454 | – | 6454 | – |
| Совмещенный максимум нагрузки, МВт | 1149,4 | 1152,2 | 1142,6 | 1145,3 | 1148,2 | 1152,0 | - 0,59 | 1321,47 | 1,72 |
| Число часов использова-ния совме-щенного максимума нагрузки | 6469 | 6449 | 6450 | 6450 | 6471 | 6454 | – | 6454 | – |
| Коэффициент совмещения | 0,961 | 0,961 | 0,961 | 0,960 | 0,960 | 0,960 | – | 0,960 | – |

В соответствии с приказом Федеральной антимонопольной службы России   
от 28 декабря 2016 года № 1894/16 электропотребление по республике на 2017 год определено в объеме 7,781 66 мрлд. кВт∙ч.

Рост электропотребления в энергосистеме Республики Карелия, по данным   
АО «СО ЕЭС» (вариант «базовый»), в перспективе до 2021 года ожидается со среднегодовым темпом 0,06%. Общий спрос на электрическую энергию в энергосистеме Республики Карелия к концу прогнозного периода оценивается в размере 7,745 млрд. кВт∙ч.

Собственный максимум нагрузки энергосистемы Республики Карелия в рассматриваемой перспективе до 2021 года прогнозируется на уровне   
1200 МВт.

Число часов использования собственного максимума в течение рассматриваемого периода составит 6454.

Рост электропотребления энергосистемы Республики Карелия по второму варианту – «максимальному» – в перспективе до 2021 года намечается со среднегодовым темпом 2,44%. Приоритетные проекты предстоящего социально-экономического развития Республики Карелия определены федеральной целевой программой «Развитие Республики Карелия на период до 2020 года».

Прогноз сформирован на основе включенных в федеральную целевую программу «Развитие Республики Карелия на период до 2021 года» проектов, заявок на технологическое присоединение и инвестиционных программ крупных потребителей энергоресурсов.

В таблице 40 приведена динамика изменения нагрузки энергорайонов энергосистемы Республики Карелия с выделением крупных потребителей.

Таблица 40

Динамика изменения нагрузки энергорайонов энергосистемы Республики Карелия с выделением крупных потребителей

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Энергорайон | Нагрузка, МВт | | |
| 2016 год | 2021 год | 2021 год |
| Вариант «базовый» | Вариант «максималь-ный» |
| Южно-Карельские электрические сети,  в том числе |  |  |  |
| г. Петрозаводск | 218 | 273 | 285 |
| Олонецкий район | 15,1 | 34,3 | 34 |
| Медвежьегорский район | 30,1 | 41,7 | 43,4 |
| Пудожский район | 11,7 | 15,3 | 15,4 |
| Прионежский район | 31 | 65,7 | 71,1 |
| Кондопожский район | 41,7 | 49,5 | 61 |
| ОАО «Кондопога» | 49 | 92 | 119 |
| Всего по Южно-Карельским электрическим сетям | 442,6 | 573,7 | 628,9 |
| Западно-Карельские электрические сети,  в том числе |  |  |  |
| Сортавальский район | 30,1 | 49,2 | 47,1 |
| Суоярвский район | 13,6 | 19,8 | 19,8 |
| Лахденпохский район | 12,9 | 16,6 | 20,6 |
| ООО «РК-Гранд» | 10 | 10 | 16,8 |
| Питкярантский район | 14.6 | 14,3 | 28,4 |
| Всего по Западно-Карельским электрическим сетям | 68,3 | 93,9 | 132,7 |
| Северные электрические сети, в том числе |  |  |  |
| Лоухский район | 31 | 37,7 | 42,5 |
| АО «Сегежский ЦБК» | 50,5 | 61,0 | 61,0 |
| Сегежский район | 32,2 | 50,4 | 54,1 |
| ОАО «НАЗ» | 29 | 29 | 29 |
| Кемский район | 44,3 | 35,8 | 35,9 |
| Калевальский район | 5,7 | 7,6 | 7,6 |
| Муезерский район | 8,8 | 11,6 | 11,6 |
| Беломорский район | 35 | 28,2 | 51,3 |
| Всего по Северным электрическим сетям | 243,5 | 262,3 | 293,7 |
| АО «Карельский окатыш» и  г. Костомукша | 207 | 222,0 | 235 |

В таблице 41 приведено потребление электроэнергии и мощности наиболее крупными потребителями энергосистемы Республики Карелия на период   
до 2021 года.

Таблица 41

Потребление электроэнергии и мощности наиболее крупными потребителями энергосистемы Республики Карелия на период до 2021 года

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наиме-нование органи-зации | Вид деятель-ности | Электро-потребление и максимум нагрузки | 2016  год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020  год | 2021  год |
| АО «Ка-рельский окатыш» | добыча железных руд открытым способом | млн.  кВт∙ч | 1 582,3 | 1 593,7 | 1 593,7 | 1 593,7 | 1 593,7 | 1 593,7 |
| МВт | 178,00 | 179,67 | 179,67 | 179,67 | 179,67 | 179,67 |
| ОАО «НАЗ» | производ-ство оксида алюминия (глинозема) | млн.  кВт∙ч | 98,4 | 98,4 | 98,4 | 98,4 | 98,4 | 98,4 |
| МВт | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |
| ОАО «Кон-допога» | производ-ство целлюлозы и древесной массы | млн.  кВт∙ч | 1474 | 1474 | 1474 | 1474 | 1474 | 1474 |
| МВт | 189 | 189 | 189 | 189 | 189 | 189 |
| АО «Сегеж-ский ЦБК» | производ-ство целлюлозы и древесной массы, про-изводство бумаги и картона | млн.  кВт∙ч | 500,7 | 500,7 | 500,7 | 500,7 | 500,7 | 500,7 |
| МВт | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 |
| ООО «РК-Гранд» | производ-ство целлюлозы и древесной массы | млн.  кВт∙ч | 88,9 | 88,9 | 88,9 | 88,9 | 88,9 | 88,9 |
| МВт | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |

Примечание:

1. Прогнозные данные о потреблении мощности и электроэнергии крупными потребителями приняты по полученной от них информации.

2. Электропотребление и максимум нагрузки ООО «РК-Гранд» и   
АО «Сегежский ЦБК» приведены с учетом выработки и участия собственных электростанций этих предприятий.

3. Электропотребление ОАО «Кондопога» приведено с учетом выработки собственных электростанций. Максимум нагрузки приведен с учетом генерации собственных электростанций ОАО «Кондопога».

В рассматриваемый период времени в основных наиболее крупных организациях Республики Карелия в базовом варианте электропотребления не прогнозируется увеличения объемов потребления электроэнергии. В таких организациях, как   
АО «Карельский окатыш», АО «Сегежский ЦБК», ООО «РК-Гранд», в этот период электропотребление и максимальная нагрузка сохранятся почти на уровне последних отчетных лет. Фактическое снижение потребления филиала ОАО «СУАЛ» «НАЗ-СУАЛ» к 2014 было более существенным (с 511,5 млн. кВт∙ч в 2013 году до 223,8 млн. кВт∙ч   
в 2014 году и до 64 млн. кВт∙ч в 2015 году), в перспективе до 2021 года максимальная нагрузка организации принята на уровне 2014 года (29 МВт).

В варианте «максимальный» предполагается увеличение объемов потребления электроэнергии в энергосистеме Республики Карелия за счет дополнительного развития существующих и ввода ряда новых потребителей.

1. Строительство нефтеперерабатывающего завода с нефтебазой и точечным причалом.

Строительство нефтеперерабатывающего завода по производству топлива стандарта «Евро-4» и «Евро-5» с объемом переработки 600 тыс. т в год, с подъездными железнодорожными путями в г. Беломорске. Инвестором проекта является   
ООО «Инновационная промышленная группа».

Концепция строительства завода по глубокой переработке нефти заключается в организации законченного цикла производства нефтепродуктов с момента доставки сырья, перевалки, хранения продуктов переработки и до отгрузки готовой продукции на борт судна в порту на Белое море. Для функционирования завода предусматривается строительство нефтебазы для приемки и хранения сырья, хранения готовой продукции. Максимальная нагрузка на конец рассматриваемого периода оценивается в размере   
10 МВт.

2. ООО ДОК «Калевала».

ООО ДОК «Калевала» – завод по производству древесных плит из ориентированной стружки (OSB) на территории Петрозаводского городского округа. Это одно из первых в России предприятий, выпускающих принципиально новый вид древесных материалов для малоэтажного домостроения. На первом этапе планируется производить 300 тыс. куб. м плит OSB в год.

В перспективе до 2021 года планируется дальнейшее развитие завода по производству древесных плит OSB.

Планируемое годовое электропотребление завода к 2021 году составит   
0,09 млрд. кВт∙ч.

Проект ООО ДОК «Калевала» является одним из приоритетных в области развития лесопромышленного комплекса Республики Карелия в соответствии со Стратегией социально-экономического развития Республики Карелия до 2020 года, утвержденной постановлением Законодательного Собрания Республики Карелия от 24 июня 2010 года   
№ 1755-IV ЗС.

3. Завод по производству товарной беленой химико-термомеханической массы.

В перспективе до 2021 года администрация Петрозаводского городского округа рассматривает возможность размещения завода по производству товарной беленой химико-термомеханической массы (далее – завод по производству БХТММ). Максимальная нагрузка на конец рассматриваемого периода оценивается в размере   
30 МВт.

4. Пудожский мегапроект.

На базе крупных месторождений металлических руд (железо, титан, ванадий, хром, золото, металлы платиновой группы, медь, магний, никель и др.) планируется создание горнопромышленного узла. Оцениваемое годовое электропотребление –   
6 – 7 млрд. кВт∙ч. Ввиду потребности в значительных капитальных вложениях в инфраструктуру реализация проекта требует поддержки Правительства Российской Федерации, решение о предоставлении которой находится в стадии рассмотрения. В настоящее время ведется проектирование промышленной разработки Аганозерского месторождения хромовых руд, которое является частью Пудожского мегапроекта.

5. Молибденовое месторождение Лобаш.

Молибденовое месторождение Лобаш расположено в северо-западной части Беломорского района, является типичным примером эндогенных гидротермальных штокверковых месторождений молибденовой формации.

Месторождение Лобаш может стать весьма экономически эффективным объектом добычи молибдена благодаря его непосредственной близости к таким крупным потребителям, как Череповецкий (ПАО «Северсталь») и Новолипецкий (ПАО «НЛМК») металлургические комбинаты, находящимся в европейской части страны, которые могут стать инвесторами, заинтересованными в разведке месторождения Лобаш.

Всего в 1,5 км к северо-востоку от молибденового месторождения Лобаш расположено золоторудное месторождение Лобаш-1. Руды месторождения   
Лобаш-1 по содержанию основных и попутных полезных компонентов относятся к комплексным золотосульфидно-кварцевым. Оба объекта являются частью единой рудно-магматической системы Лобашской гранитной интрузии.

Наилучшие показатели доходности проекта достигаются при использовании варианта с бортовым содержанием 0,03% молибдена. Отработка месторождения открытым способом была признана наиболее экономически целесообразной ввиду относительно низкой стоимости добычи и незначительного коэффициента вскрыши для предлагаемого контура карьера. Отработка месторождения может вестись быстрыми темпами, что оптимизирует операционные затраты.

Возможность совместной подготовки промышленной инфраструктуры для молибденового месторождения Лобаш и золоторудного Лобаш-1 существенно увеличит инвестиционную привлекательность того и другого проектов. Потенциал месторождения Лобаш оценивается ориентировочно в объеме 170 тыс. т молибдена. Максимальная нагрузка оценивается в размере 60 МВт. Инвестором проекта является ООО «Молибден-Карелия».

4.6. Прогноз развития энергетики Республики Карелия на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Солнечная энергетика

В 2013 году Norsk Energi совместно с автономной некоммерческой организацией «Центр энергетической эффективности» разработали технико-экономическое обоснование использования экологически чистых возобновляемых источников энергии в 8 удаленных поселках Республики Карелия.

В июне 2015 года NEFCO подписало с АО «ПСК» соглашение о финансировании данного проекта, а Norsk Energi совместно с Центром энергетической эффективности стали выполнять функции ответственного исполнителя и руководителя первого этапа реализации проекта.

Автономные гибридные энергоустановки (далее – АГЭУ) размещены  
в 5 поселках:

Вожмозеро (Валдайское сельское поселение, Сегежский район);

Линдозеро и Юстозеро (Кондопожский район);

Кимоваара (Лендерское сельское поселение, Муезерский район);

Войница (Луусалмское сельское поселение, Калевальский район);

Оборудование АГЭУ, установленное в пос. Войница:

48 солнечных панелей, мощность 260 Вт (RZMP-260-M), соответственно максимальная вырабатываемая мощность в светлый день может достигать 12 480 Вт;

32 аккумулятора Solar.bloc 6V 250 Ah производства Hoppecke, общая выработка при   
50%-м разряде – 24 000 Вт∙ч;

3 инвертора «МАП Hybrid 48х9» (48В х 9кВт) производства ООО «МикроАРТ»;

3 контроллера солнечных батарей «ECO Энергия МРРТ Pro 200/100» производства   
ООО «МикроАРТ»;

программно-аппаратный комплекс «Малина» ООО «МикроАРТ».

Оборудование АГЭУ, установленное в пос. Кимоваара:

80 солнечных панелей, мощность 260 Вт (RZMP-260-M), а также 40 солнечных панелей 270 Вт (ТСМ-270А, ЗАО «Телеком-СТВ»). Таким образом, максимальная вырабатываемая мощность в светлый день может достигать 31 600 Вт;

40 аккумуляторов, Solar.bloc 6V 250 Ah производства Hoppecke, общая выработка при 50%-м разряде – 30 000 Вт∙ч;

3 инвертора «МАП Hybrid 48х6» (48В х 6 кВт) производства ООО «МикроАРТ»;

7 контроллеров солнечных батарей «ECO Энергия МРРТ Pro 200/100»   
ООО «МикроАРТ»;

программно-аппаратный комплекс «Малина» ООО «МикроАРТ».

Оборудование в поселке Юстозеро:

12 солнечных панелей, мощность 260 Вт (RZMP-260-M), максимальная вырабатываемая мощность – 3120 Вт;

16 аккумуляторов, Solar.bloc 6V 200 Ah производства Hoppecke, общая выработка при 50%-м разряде – 9600 Вт∙ч;

3 инвертора «МАП Hybrid 48х3» производства ООО «МикроАРТ»;

один контроллер солнечных батарей «ECO Энергия МРРТ Pro 200/100», ООО «МикроАРТ»;

программно-аппаратный комплекс «Малина» ООО «МикроАРТ».

В состав АГЭУ в пос. Линдозеро входит следующее оборудование:

24 солнечные панели мощностью 260 Вт (RZMP-260-M), максимальная вырабатываемая мощность – 6240 Вт;

8 аккумуляторов Solar.bloc 12V 150 Ah производства Hoppecke, общая выработка при 50%-м разряде – 7200 Вт∙ч;

3 инвертора «МАП Hybrid 48х3» производства ООО «МикроАРТ»;

2 контроллера солнечных батарей «ECO Энергия МРРТ Pro 200/10», ООО «МикроАРТ»;

программно-аппаратный комплекс «Малина» ООО «МикроАРТ».

В пос. Вожмозеро установлено:

32 солнечные панели (производитель АО «Рязанский завод металлокерамических приборов»), каждая мощностью 260 Вт с учетом КПД (15 – 16%). Таким образом, вырабатываемая панелями общая мощность в солнечный день может достигать 8320 Вт.

контроллеры «ECO Энергия МРРТ Pro 200/100» (ООО «МикроАРТ»);

16 аккумуляторов Solar.bloc 12V 135 Ah производства Hoppecke. Батарея может накапливать до 2160 А∙ч. При разряде до 50% такая батарея в состоянии выдать по трем фазам около 12 500 кВт∙ч энергии;

инверторы «МАП Hybrid 48Вх3кВт» ООО «МикроАРТ», преобразующие прямой ток в переменный, – 220В х 50Гц.

Ветроэнергетика

Ветровой потенциал в Карелии, по экспертным оценкам, составляет   
10 000 ГВт∙ч в год, а среднемноголетняя выработка электроэнергии оценивается в   
7 – 10 ГВт∙ч в год. Наиболее благоприятными являются прибрежные районы Белого моря, Онежского и Ладожского озер. Именно в этих районах и было запланировано строительство нескольких ветровых электростанций (далее – ВЭС).

Ветроэнергетический потенциал Республики Карелия относительно скромен, если сравнивать с расположенной севернее Мурманской областью. Это связано с отсутствием выхода на большие, открытые ветрам, морские пространства. Согласно данным многолетних наблюдений, только в трех районах республики – Кемском, Беломорском и Медвежьегорском – средняя скорость ветра достигает свыше 3,5 м/с и достаточном для работы мощных ветроэлектрических установок с горизонтальным ротором. В остальных районах целесообразно строительство малых ветроэлектрических установок, предназначенных для локального энергоснабжения удаленных от ЛЭП потребителей.

Средние многолетние скорости ветра по Республике Карелия приведены   
в таблице 42.

Таблица 42

Средние многолетние скорости ветра по Республике Карелия

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Расположение метеостанции | Средняя скорость ветра, м/с | | | | Максимальная скорость ветра, м/с |
| зима | весна | лето | осень |
| г. Петрозаводск | 2,7 | 2,8 | 2,3 | 2,7 | 20 |
| г. Беломорск | 3,3 | 2,9 | 2,5 | 3,5 | 20 |
| пгт Калевала | 1,8 | 2,0 | 1,8 | 2,2 | 24 |
| г. Кемь | 3,9 | 3,7 | 3,4 | 4,1 | 24 |
| с. Колежма (Беломорский муниципальный район) | 2,4 | 2,4 | 2,1 | 2,5 | 25 |
| г. Кондопога | 2,3 | 2,3 | 2,1 | 2,4 | 22 |
| г. Медвежьегорск | 1,3 | 1,4 | 1,2 | 1,3 | 20 |
| г. Олонец | 2,9 | 2,7 | 2,5 | 3,0 | 24 |
| с. Паданы (Медвежьегорский муниципальный район) | 3,1 | 3,0 | 2,8 | 3,5 | 27 |
| г. Пудож | 1,5 | 1,7 | 1,5 | 1,6 | 20 |
| с. Реболы (Муезерский муниципальный район) | 1,8 | 1,9 | 1,9 | 2,2 | 21 |
| г. Сегежа | 2,5 | 2,4 | 2,4 | 2,8 | 23 |
| г. Сортавала | 2,4 | 2,2 | 2,1 | 2,3 | 21 |
| г. Суоярви | 1,9 | 2,1 | 1,9 | 2,2 | 22 |
| пос. Энгозеро (Лоухский муниципальный район) | 1,9 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 19 |

Планы размещения в Карелии достаточно крупных ВЭС разрабатывались еще с 1990-х годов. Согласно ряду прошлых федеральных и региональных программ планировалось построить четыре ВЭС: Валаамскую (мощностью 1 МВт), ВЭС в пос. Валдай (1,2 МВт), Беломорскую (10 МВт) и Морскую ВЭС под г. Кемь (8 МВт). Однако ни один из этих планов реализован не был, так как не нашлось инвестора.

На данный момент отсутствует какая-либо информация о сроках реализации планов строительства ВЭС.

Развитие малых ГЭС

В Республике Карелия имеется большое количество малых ГЭС мощностью менее 25 МВт. В большинстве своем это станции, построенные более 60 лет назад, их оборудование устарело и подлежит замене и модернизации.

В настоящее время в рамках соглашения от 24 ноября 2010 года о сотрудничестве между АО «Норд Гидро» и Правительством Республики Карелия ведется реконструкция и возведение малых ГЭС на территории Республики Карелия.

В период до 2021 года предполагается провести реконструкцию ГЭС Лахденпохского, Суоярвского, Питкярантского, Прионежского, Сортавальского, Пудожского, Муезерского, Калевальского районов.

В соответствии с вышеуказанным соглашением в пос. Ляскеля Республики Карелия 28 июля 2011 года была введена в эксплуатацию реконструированная малая ГЭС Ляскеля мощностью 4,8 МВт. В ходе реконструкции произведена замена всех гидроагрегатов станции, значительно увеличена мощность ГЭС (первоначально ГЭС имела мощность 0,75 МВт). В здании ГЭС установлено шесть пропеллерных гидроагрегатов мощностью 0,8 МВт каждый.

17 июля 2013 года был произведен торжественный запуск малой   
ГЭС Рюмякоски в пос. Рускеала Сортавальского района. Малая ГЭС построена на месте старой финской ГЭС. На объекте установлен гидроагрегат чешского производства мощностью 0,63 МВт, а также современные системы автоматики, станция будет работать полностью в автоматическом режиме. В декабре 2014 года в пгт Хелюля Сортавальского района введена в эксплуатацию малая ГЭС Каллиокоски мощностью 0,975 МВт.

В 2014 году завершен комплекс инженерных изысканий под размещение объектов гидротехнических сооружений, выполнены проектно-изыскательские работы в рамках инвестиционных проектов строительства малой ГЭС Реболы, Белопорожской ГЭС-1 и Белопорожской ГЭС-2. По проектам Белопорожской ГЭС-1 и Белопорожской ГЭС-2 утверждена схема выдачи мощности станций.

Сдерживающим фактором на пути сооружения малых ГЭС является рыбохозяйственное значение большинства рек, а также вопросы подключения к сетям малых ГЭС.

В таблице 43 представлен перечень новых и расширяемых малых ГЭС на период до 2021 года.

Таблица 43

Перечень новых и расширяемых малых ГЭС на период до 2021 года

| Электростанция | Собственник | Год ввода | Вводимая мощность, МВт |
| --- | --- | --- | --- |
| Шуя-1 | АО «Норд Гидро» | 2019 | 10 |
| Реболы | 2019 | 0,5 |
| Белопорожская ГЭС-1 | 2019 | 24,9 |
| Белопорожская ГЭС-2 | 2019 | 24,9 |

В рамках реализации проекта строительства малых ГЭС Реболы прорабатываются различные механизмы софинансирования капитальных затрат, в том числе из собственных средств АО «Норд Гидро», а также средств гранта и кредитной части. Малая ГЭС Реболы, изолированная от единой энергосистемы, обеспечит нужды поселка и заменит дорогой в обслуживании дизельный источник энергии.

Использование местного вида топлива

В рамках проекта Совета Министров Северных стран «Возобновляемая энергетика на Северо-Западе России» разработана Стратегии теплоснабжения Республики Карелия на основе местных видов топлива до 2020 года. Данная стратегия теплоснабжения опирается на фактологическую и аналитическую базу Региональной стратегии развития топливной отрасли Республики Карелия на основе местных энергетических ресурсов   
на 2011 – 2020 годы, одобренной распоряжением Правительства Республики Карелия от 14 октября 2009 года № 405р-П.

Согласно данной Региональной стратегии развития топливной отрасли Республики Карелия на основе местных энергетических ресурсов подавляющее большинство муниципальных образований в Республике Карелия обладают достаточной сырьевой базой для полного удовлетворения потребности коммунальной энергетики (дрова, топливная щепа, торф).

Перспективное для Республики Карелия местное топливо – торф, добыча которого в настоящее время возрождается. Торфодобыча в Карелии, как и во всей России, за последние десятилетия существенно снизилась, многие торфопредприятия закрылись или перешли на добычу торфа для сельского хозяйства. Вместе с тем запасы торфа имеются практически во всех районах республики (таблица 44). Около 44% из кадастра торфяных месторождений Карелии представляют собой месторождения с большими запасами, залегающими на глубине 1,5 – 2 м, 19% – со средними и 37% – месторождения с небольшими запасами.

Сведения о болотно-торфяном фонде Карелии и торфяных ресурсах приведены в таблице 44.

Таблица 44

Болотно-торфяной фонд Карелии и торфяные ресурсы (кадастр «Торфяные месторождения Карельской АССР», 1979 год)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Район | Общая площадь болот,  кв. км | Запас торфа в изученных болотах в границах промышленной залежи | | Средняя глубина промышленной залежи, м |
| млн. куб. м | млн. т |
| Беломорский | 4202 | 2814,1 | 360,2 | 2,2 |
| Калевальский | 2186 | 650,4 | 104,7 | 1,5 |
| Кемский | 3082 | 2488,7 | 334,9 | 1,8 |
| Кондопожский | 720 | 249,7 | 42,1 | 2,1 |
| Лахденпохский | 84 | 117,5 | 18,7 | 2,0 |
| Лоухский | 3114 | 945,4 | 155,0 | 1,7 |
| Медвежьегорский | 2281 | 1122,5 | 181,8 | 2,0 |
| Муезерский | 1905 | 84,1 | 13,7 | 1,8 |
| Олонецкий | 632 | 648,2 | 96,4 | 1,7 |
| Питкярантский | 172 | 220,2 | 31,8 | 2,15 |
| Прионежский | 343 | 305,8 | 47,6 | 2,0 |
| Пряжинский | 889 | 1004,9 | 155,3 | 2,15 |
| Пудожский | 1531 | 555,0 | 88,3 | 2,2 |
| Сегежский | 2455 | 1361,0 | 213,7 | 2,2 |
| Сортавальский | 55 | 87,7 | 13,3 | 2,9 |
| Суоярвский | 2083 | 1078,8 | 156,7 | 2,0 |
| Итого | 25 734 | 13 734,0 | 2014,2 | 2,06 |

Впервые общая оценка топливно-сырьевой базы Республики Карелия для производства местных ТЭР была представлена в Концепции Региональной целевой программы «Активное вовлечение в топливно-энергетический комплекс Республики Карелия местных топливно-энергетических ресурсов на 2006 – 2010 годы», одобренной распоряжением Правительства Республики Карелия от 8 сентября 2006 года № 275р-П. Указанная целевая программа в полном объеме реализована не была.

Большинство муниципальных образований в Республике Карелия имеют достаточную сырьевую базу для абсолютного обеспечения потребностей коммунальной энергетики в древесном топливе (дрова и топливная щепа).

Однако даже с учетом высокого уровня обеспеченности древесным топливом почти всех муниципальных образований в Республике Карелия в ходе планирования объемов его использования, а особенно при планировании модернизации источников теплоснабжения с увеличением доли использования древесного топлива, необходимо учитывать достаточно существенные сырьевые риски.

Первый риск: так как распределение древесных ресурсов по территории республики неравномерно, их доступные объемы не всегда могут обеспечить годовую потребность в биотопливе для источников теплоснабжения некоторых муниципальных образований.

Второй риск: ценообразование в отношении древесины в различных муниципальных районах и округах может существенно отличаться, так как на него повлияет и неравномерное распределение по территории республики древесных ресурсов, и степень развития инфраструктуры, приближенность к государственной границе, состав лесосечного фонда по породам древесины и т. д.

Кроме того, есть общая тенденция, затронувшая все муниципальные образования: в последние 10 – 12 лет стоимость дровяной древесины ежегодно увеличивается.

Если сложившаяся ситуация не будет изменена, можно ожидать дальнейшего увеличения конкуренции на внутреннем рынке древесного сырья в зоне экономической доступности для иностранных компаний, и, соответственно – цены на древесное сырье будут расти.

Появление специализированных хозяйств, поставляющих древесину в зоне действия целлюлозно-бумажных и плитных производств, приведет в будущем к изменению структуры заготовляемой древесины, а значит, к существенному уменьшению объемов дровяного сырья.

Сырьевая база торфяных залежей Республики Карелия характеризуется следующими показателями.

Болотно-торфяной фонд Республики Карелия составляет 5,45 млн. га (31% от общей площади территории республики).

Практически все заболоченные земли и болота (более 95%) включены в государственный лесной фонд, в соответствии с инвентаризацией которого выделены две категории земель:

1) открытые болота, включающие как полностью безлесные, так и болота с редким древостоем (запасы древесины менее 40 куб. м/га);

2) заболоченные леса и облесенные болота (болотные леса) (запасы древесины более 40 куб. м/га).

При данной классификации не учитывается мощность торфяных залежей. Поэтому облесенные болота с мощной торфяной залежью, иногда достигающей нескольких метров, относятся к той же категории, что и заболоченные леса, с толщиной торфяного слоя   
20 – 30 см. Необходимо разработать для территории Республики Карелия более надежную классификацию и карту заболоченных земель и болот, основанную на критерии мощности торфяных залежей.

Общая площадь открытых болот в Республике Карелия составляет   
3,63 млн. га, заболоченных лесов (в их составе большие площади лесных болот с торфяными залежами различной мощности) – 1,82 млн. га.

На настоящий момент из всех болот на территории Республики Карелия, учтенных при картировании, только 1394 болота (общей площадью 954 тыс. га и площадью промышленной залежи 699 тыс. га) исследованы наземно с различной степенью детальности: 6% болот исследовано детально; 3% болот исследовано с детальностью, составляющей 80%; 16% болот исследовано с детальностью, составляющей 50 – 60%; 75% – прогнозные данные.

На среднесрочный период запланированы следующие мероприятия:

реконструкция торфяных полей и организация промышленной добычи торфа на торфяных месторождениях Паперо (Суоярвский район), Круглое (Пудожский район), Сюрьгинское (Прионежский район), Суурисуо и Васкаламенсуо (Лахденпохский район), Туленсуо (Питкярантский район), Заречное (Костомукшский городской округ);

увеличение производственных площадей и объемов добычи торфа на месторождениях Суурисуо и Тайпале (Сортавальский район), Волуссуо и Агвенсуо (Пряжинский район);

увеличение объемов производства топливной щепы за счет использования передвижных высокопроизводительных щепорубительных комплексов и увеличения их количества.

В 2011 году между Правительством Республики Карелия и ООО «Энергопит» подписано соглашение о сотрудничестве и взаимодействии в рамках реализации инвестиционных проектов в сфере повышения энергетической эффективности использования возобновляемых и местных видов топлива в коммунальной энергетике на территории Питкярантского, Медвежьегорского, Лоухского и Кемского районов. В соответствии с соглашением в пос. Харлу введен в эксплуатацию источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (3 МВт) из газифицированного торфа.

В рамках реализации инвестиционного проекта ООО «Питэр Пит» (Московская область) организована промышленная добыча торфа в Пряжинском национальном, Суоярвском, Пудожском районах. В 2012 году реализован инвестиционный проект модернизации схемы теплоснабжения пос. Эссойла Пряжинского района: проведена реконструкция центральной котельной с переводом на сжигание местного топлива (торфа, щепы). Торф добывается в границах поселения на торфоплощадке Агвенсуо, право на недропользование которой принадлежит ООО «Питэр Пит».

Полностью за счет собственных средств ООО «Питэр Пит» завершило реконструкцию котельной установленной мощностью 1,5 МВт в  
с. Вешкелица Суоярвского муниципального района. Котельная предназначена для использования топливного торфа, производимого на торфоплощадке Агвенсуо   
(пос. Эссойла, на удалении 24 км от строящейся котельной).

В планах ООО «Питэр Пит» – реализация инвестиционных проектов модернизации источника теплоснабжения в пос. Найстенъярви Суоярвского района и угольных котельных на территории Суоярвского городского поселения.

В целом потенциал местных видов топлива и возобновляемых источников энергии Республики Карелия велик. Наибольшее внимание, ввиду важности энергоресурса, должно быть уделено использованию энергии ветра, гидроэнергии малых рек и торфа. Применение этих ресурсов возможно при экономическом стимулировании возобновляемой энергетики.

С целью увеличения доли использования местных видов топлива при организации и обеспечении муниципального теплоснабжения Республики Карелия рассматриваются   
два направления:

полное замещение энергетическим торфом (щепой) фоссильного топлива (уголь, мазут, дизельное топливо) путем реконструкции (строительства) и модернизации источников теплоснабжения, в том числе установок вихревых топок (предтопков);

комбинированное сжигание каменного угля и энергетического торфа (в пропорции 80/20 процентов), без дополнительного переоборудования котельных.

Районы, которые на ближайшую перспективу не входят в программу мероприятий газификации, – Пряжинский, Суоярвский, Калевальский, Муезерский, Лоухский и Костомукшский городской округ. В действующей Региональной стратегии развития топливной отрасли Республики Карелия на основе местных энергетических ресурсов на 2011 – 2020 годы подробно описаны возможности перехода этих районов на местные виды биотоплива и финансовые выгоды этого перехода.

Компанией Pro-Team Oy при поддержке Turveruukki Oy был разработан план производства торфа в г. Костомукше. Согласно плану определены производственные площади и описаны мероприятия, необходимые для подготовки этих площадей, подсчитаны затраты на производство торфа и его перевозку.

Проект включает 9 различных участков земли в болотистой местности, на которых планируется создание канав разного назначения: картовые канавы, изолированные канавы, магистральные канавы/кюветы, водосборные и водосточные канавы, противопожарные бассейны и отстойники. Предполагается, что вся проектная территория будет разделена на 4 отдельно оснащенные производственным оборудованием обособленные площади. Торфодобывающее предприятие обеспечит биотопливом городскую водогрейную котельную, строительство которой также запланировано   
в г. Костомукше. Жители города в результате будут обеспечены бесперебойным теплоснабжением. Срок реализации – 2013 – 2017 годы.

4.7. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности

В соответствии с прогнозируемыми потребностью в мощности, вводом новых энергомощностей и размещаемым на электростанциях резервом мощности сформирован баланс мощности энергосистемы Республики Карелия на период   
2016 – 2021 годов.

Величина расчетного резерва мощности на электростанциях энергосистемы Республики Карелия принята из условий его размещения в целом по ОЭС Северо-Запада.

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Карелия сформирован с учетом следующих условий:

выработка ГЭС (за исключением Ондской ГЭС (ГЭС-4)) принята по данным   
ПАО «ТГК-1»;

выработка Ондской ГЭС (ГЭС-4) и МГЭС АО «Норд Гидро» принята по среднемноголетней величине;

работа ТЭЦ осуществляется по графику тепловой нагрузки потребителей.

В таблице 45 приведен баланс мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Карелия на 2016 – 2021 годы для вариантов «базовый» и «максимальный» с выделением крупных потребителей. Приоритетные проекты социально-экономического развития Республики Карелия определены федеральной целевой программой «Развитие Республики Карелия на период до 2020 года».

Структура максимума нагрузки Республики Карелия на период до 2021 года по варианту «максимальный» приведена на рисунке 31.

Таблица 45

Баланс мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Карелия   
на 2016 – 2021 годы

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | 2016 год | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год |
| Потребность | | | | | | |
| Электропотребление, млн. кВт∙ч (вариант «базовый») | 7,737 | 7,732 | 7,669 | 7,695 | 7,739 | 7,745 |
| прирост, % | 0,26% | -0,06% | -0,81% | 0,34% | 0,57% | 0,08% |
| Максимум потребления мощности, МВт (вариант «базовый») | 1196,00 | 1199,00 | 1189,00 | 1193,00 | 1196,00 | 1200,00 |
| прирост, % | 0,11% | 0,25% | -0,83% | 0,34% | 0,25% | 0,33% |
| Число часов использования максимума нагрузки, час (вариант «базовый») | 6469 | 6449 | 6450 | 6450 | 6471 | 6454 |
| Совмещенный максимум («вариант базовый») | 1149,4 | 1152,2 | 1142,6 | 1145,3 | 1148,2 | 1152,0 |
| Коэффициент совмещения (вариант «базовый») | 0,961 | 0,961 | 0,961 | 0,960 | 0,960 | 0,960 |
| Электропотребление, млн. кВт∙ч (вариант «максимальный») | 7,78 | 8,07 | 8,14 | 8,36 | 8,66 | 8,91 |
| прирост, % | 0,84 | 3,66 | 0,93 | 2,62 | 3,63 | 2,94 |
| Максимум нагрузки, МВ т (вариант «максимальный») | 1202,71 | 1246,79 | 1257,41 | 1290,41 | 1337,21 | 1376,54 |
| прирост, % | 0,67 | 3,66 | 0,85 | 2,62 | 3,63 | 2,94 |
| Существующие + новые | 1202,71 | 1246,79 | 1257,41 | 1290,41 | 1337,21 | 1376,54 |
| Потребители существующие | 1194,73 | 1194,73 | 1194,73 | 1194,73 | 1194,73 | 1194,73 |
| Потребители новые (с учетом  Кодн. = 0,9), из них | 7,98 | 52,06 | 62,68 | 95,68 | 142,48 | 181,81 |
| Потребители новые (вариант «максимальный») из них | 8,87 | 57,84 | 69,64 | 106,31 | 158,31 | 202,01 |
| Горнопромышленный комплекс | 0,5 | 9,1 | 14,4 | 25,6 | 61,6 | 81,1 |
| Подсоединение к ЛЭП |  |  |  |  |  |  |
| Строительство комплекса по производству щебня в Лахденпохском районе на месторождении Алхо-2  ООО «Алхострой»  (производство щебня) |  | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Медвежьегорский МР  ООО «Корунд» (предприятия  по производству щебня) | 0,5 | 1 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 |
| Строительство дробильно-сортировочного завода по производству щебня в Суоярвском районе  ООО «Гранитдомдорстрой» |  | 1 | 2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 |
| ООО «Петручей»  (производство блоков) |  |  |  | 1 | 2 | 2,1 |
| Строительство торфодобываю-щего предприятия (Костомукшский городской округ, ООО «Лесфорвард») |  |  |  | 7,0 | 8,0 | 10,0 |
| Модернизация ОАО «Карельский окатыш»  (г. Костомукша) |  | 6 | 10,0 | 13,0 | 15,0 | 17,4 |
| Строительство горно-обогати-тельного комбината на месторождении молибдена Лобаш (Беломорский МР,  ООО «Молибден-Карелия») |  |  |  |  | 25,0 | 36,0 |
| Строительство предприятия по производству облицовочных материалов в Кондопожском районе (ООО «Онежский сланец») |  | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| ООО «Муста Киви» (добыча блочного камня на участке недр «Братов») |  |  |  |  |  | 1,0 |
| ООО «Габбро плюс» (строительство предприятия  по производству блоков на месторождении Маварское) |  |  |  |  |  | 1,0 |
| ООО «Раре метал» (разведка и добыча строительного камня  на месторождении Руголампи с целью производства щебня) |  |  |  |  |  | 1,0 |
| ООО «Карелфлотинвест» (организация производства щебня на месторождении Западно-Каккаровское – строительство дробильно-сортировочного комплекса с производительностью не менее  1 млн. куб. м щебня в год) |  |  |  |  |  | 1,0 |
| АО «Питкярантское карьеро-управление» (реконструкция действующего предприятия для добычи гнейсо-гранитов с целью производства щебня) |  |  |  |  | 1,0 | 1,0 |
| ООО «Карьероуправление Мосавтодор» (добыча гранито-гнейсов на месторождении Лупикко-2 с целью производства щебня) |  |  |  |  | 1,0 | 1,0 |
| Строительство дробильно-сортировочного завода по производству щебня  ООО «Оливин» в Пряжинском районе на месторождении Станционное |  |  |  |  | 1,0 | 1,0 |
| Строительство предприятия по производству блоков на месторождении Красное  ООО «Орион» в Медвежьегорском районе |  |  |  |  | 1,0 | 1,0 |
| Строительство предприятия по производству щебня на место-рождении гранито-гнейсов Гранитная Сельга  ООО «Медвежья Гора» в Медвежьегорском районе |  |  |  |  | 1,0 | 1,0 |
| Строительство комплекса по производству щебня  ООО «Гранит» в Лахденпохском районе |  |  |  |  | 1,0 | 1,0 |
| Строительство предприятия по производству блоков  ООО «Конди Стоун» в Кондопожском районе |  |  |  |  | 1,0 | 1,0 |
| Лесопромышленный комплекс |  | 22,5 | 25,0 | 31,2 | 42,5 | 54,9 |
| Реализация 2-го этапа реконструкции и модернизации ПАО «Соломенский лесозавод» (г. Петрозаводск) |  | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Реконструкция существующего производства целлюлозного завода ООО «Питкяранта Палп» в г. Питкяранта,  в т. ч. строительство подводящего газопровода  от ГРС Питкяранта до границ промышленной площадки по производству товарной целлюлозы (8 км) |  |  |  |  |  | 7,2 |
| Создание производства лесоматериалов, строганого погонажа и клееных изделий на ООО НПО «Финтек».  Выпуск комплектов деревянного домостроения |  |  |  | 3,0 | 4,0 | 5,0 |
| Создание производственных мощностей в рамках строительства 2-й очереди инвестиционного проекта  ООО ДОК «Калевала» – завода по производству плит OSB,  (г. Петрозаводск), в т. ч. создание железно-дорожной инфраструктуры | 0,5 | 1,2 | 1,7 | 2,9 | 5,2 | 5,2 |
| Создание предприятия по лесозаготовке и переработке леса ЗАО «Карлис-Пром» в условиях долгосрочной аренды лесных участков |  |  |  |  | 2,0 | 4,0 |
| Организация производства заготовки леса и его переработки в условиях долгосрочной аренды лесов (ООО «Костомукшская строительная компания») |  |  |  |  | 2,0 | 2,2 |
| Организация деревообраба-тывающего производства  ООО «Русский Лесной Альянс» |  | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Строительства завода по производству БХТММ |  | 20,0 | 22,0 | 24,0 | 28,0 | 30,0 |
| Транспорт |  |  |  | 2,0 | 2,3 | 3,2 |
| Расширение судостроительных мощностей на базе Онежского судостроительного завода  (г. Петрозаводск) |  |  |  | 2,0 | 2,3 | 2,6 |
| Строительство международного автомобильного пункта пропуска «Сювяоро» и таможенно-логистического терминала (Лахденпохский район) |  |  |  |  |  | 0,3 |
| Строительство автодороги Медвежьегорск – Толвуя – Великая Губа |  |  |  |  |  | 0,3 |
| Нефтепереработка, производство сжиженного природного газа | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 4,1 | 4,6 | 11,1 |
| Строительство нефтеперера-батывающего завода с нефтебазой в г. Беломорске  (ООО «Инновационная промышленная Группа») |  |  |  |  |  | 6,0 |
| Строительство под Петрозаводском завода по производству сжиженного природного газа (ЗАО «Криогаз») |  |  |  | 4,0 | 4,5 | 5,0 |
| АЗС «Новая Вилга» ООО «Лукойл-Северо-Западнефтепродукт» |  | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 |
| Генерирующие мощности, ПС, увеличение нагрузки | 0,0 | 2,4 | 3,4 | 5,8 | 6,2 | 6,6 |
| Строительство малой  ГЭС Шуя-1 |  |  |  | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Строительство Белопорожской малой ГЭС – 1, 2 |  |  |  | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Подкачивающая насосная станция тепловых сетей  г. Петрозаводска (2х2000 кВ∙А) |  |  |  | 1,0 | 1,4 | 1,8 |
| Ефимовский карьер |  | 1,0 | 2,0 | 2,3 | 2,3 | 2,3 |
| Гранитстройинвест |  | 0,67 | 0,67 | 0,67 | 0,67 | 0,67 |
| Карел Транс Неруд |  | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 |
| Карелкамень |  | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 |
| Увеличение мощности прочих потребителей сетевых компаний | 8,37 | 23,72 | 26,72 | 30,59 | 30,59 | 30,59 |
| Акционерное общество «ПКС» |  | 2,65 | 2,65 | 2,65 | 2,65 | 2,65 |
| АО ПСК | 4,00 | 13,45 | 13,45 | 15,92 | 15,92 | 15,92 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго»  (реконструкция и строительство объектов технологического присоединения льготной категории заявителей мощностью до 15 кВт) | 1,715 | 4,515 | 4,515 | 5,915 | 5,915 | 5,915 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | 2,37 | 2,82 | 5,82 | 5,82 | 5,82 | 5,82 |
| ООО «Карелия-сети» | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| Промышленные (индустриальные) площадки |  |  |  | 7,0 | 10,5 | 14,5 |
| Промышленные площадки Кондопожского муниципального района, Костомукшского городского округа, пгт Вяртсиля |  |  |  |  | 2,5 | 4,5 |
| Инфраструктурное обеспечение промышленной площадки на территории Петрозаводского городского округа Республики Карелия, в т. ч. строительство подводящего газопровода до границ промышленной площадки индустриального парка (1 км) |  |  |  | 7,0 | 8,0 | 10,0 |
| Число часов использования максимума нагрузки, час | 6470 | 6470 | 6475 | 6475 | 6475 | 6475 |
| Расчетный резерв мощности | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 |
| Итого потребность | 1272,71 | 1316,79 | 1327,41 | 1360,41 | 1407,21 | 1446,54 |
| Покрытие | | | | | | |
| Установленная мощность | 1098,11 | 1098,11 | 1098,11 | 1157,91 | 1157,91 | 1157,91 |
| ТЭЦ | 458,00 | 458,00 | 458,00 | 458,00 | 458,00 | 458,00 |
| ГЭС | 633,70 | 633,70 | 633,70 | 633,70 | 633,70 | 633,70 |
| Малые ГЭС (АО «Норд Гидро») | 6,41 | 6,41 | 6,41 | 66,21 | 66,21 | 66,21 |
| Ветровые электростанции |  |  |  |  |  |  |
| Располагаемая мощность | 698,93 | 698,93 | 698,93 | 725,32 | 725,32 | 725,32 |
| ТЭЦ | 362,60 | 362,60 | 362,60 | 362,60 | 362,60 | 362,60 |
| ГЭС | 331,83 | 331,83 | 331,83 | 315,22 | 315,22 | 315,22 |
| МГЭС (АО «Норд Гидро») | 4,50 | 4,50 | 4,50 | 47,50 | 47,50 | 47,50 |
| Ветровые электростанции |  |  |  |  |  |  |
| Ограничения установленной мощности электростанций филиала ПАО «ТГК-1» «Карельский»: | 306,99 | 307,72 | 307,72 | 307,72 | 307,72 | 307,72 |
| Кондопожская (ГЭС-1) | 11,29 | 11,32 | 11,32 | 11,32 | 11,32 | 11,32 |
| Пальеозерская (ГЭС-2) | 11,64 | 11,93 | 11,93 | 11,93 | 11,93 | 11,93 |
| Маткожненская (ГЭС-3) | 20,57 | 20,56 | 20,56 | 20,56 | 20,56 | 20,56 |
| Выгостровская (ГЭС-5) | 14,75 | 14,74 | 14,74 | 14,74 | 14,74 | 14,74 |
| Беломорская (ГЭС-6) | 12,74 | 12,74 | 12,74 | 12,74 | 12,74 | 12,74 |
| Палакоргская (ГЭС-7) | 9,39 | 9,41 | 9,41 | 9,41 | 9,41 | 9,41 |
| Путкинская (ГЭС-9) | 33,33 | 33,28 | 33,28 | 33,28 | 33,28 | 33,28 |
| Подужемская (ГЭС-10) | 19,95 | 19,93 | 19,93 | 19,93 | 19,93 | 19,93 |
| Кривопорожская (ГЭС-14) | 111,30 | 111,22 | 111,22 | 111,22 | 111,22 | 111,22 |
| Юшкозерская (ГЭС-16) | 8,66 | 8,96 | 8,96 | 8,96 | 8,96 | 8,96 |
| Малые ГЭС | 7,18 | 7,44 | 7,44 | 7,44 | 7,44 | 7,44 |
| Петрозаводская ТЭЦ | 46,19 | 46,19 | 46,19 | 46,19 | 46,19 | 46,19 |
| Используемая в балансе мощность | 698,9 | 698,9 | 698,9 | 725,3 | 725,3 | 725,3 |
| Итого |  |  |  |  |  |  |
| избыток (+), дефицит (-) | -573,8 | -617,9 | -628,5 | -635,1 | -681,9 | -721,2 |
| Фактический резерв мощности | 60,14 | 56,11 | 56,58 | 51,62 | 53,49 | 55,06 |
| То же в % максимума | 5,00 | 4,50 | 4,50 | 4,00 | 4,00 | 4,00 |
| Совмещенный максимум (вариант «максимальный») | 1155,8 | 1198,2 | 1208,4 | 1238,8 | 1283,7 | 1321,5 |
| Коэффициент совмещения | 0,961 | 0,961 | 0,961 | 0,960 | 0,960 | 0,960 |

Примечание.

1. Прогнозная располагаемая мощность электростанций рассчитана с учетом предоставленных данных об ограничении установленной мощности станций филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1».

2. Установленная мощность электростанций энергосистемы указана с учетом вывода из эксплуатации в апреле 2016 года турбоагрегата № 2 ТЭЦ-1 АО «Сегежский ЦБК».

3. Малая ГЭС Реболы будет работать децентрализованно (раздельно от энергосистемы Республики Карелия).

Структура максимума нагрузки Республики Карелия до 2021 года (вариант «максимальный») показана на рисунке 29.

Рис. 29. Структура максимума нагрузки Республики Карелия до 2021 года   
(вариант «максимальный»), МВт

Основной прирост электропотребления в варианте «максимальный» намечается   
в г. Петрозаводске и в Прионежском районе, за счет ввода новых потребителей и увеличения потребления существующими. Прогнозируемые данные о новых потребителях, намечаемые в г. Петрозаводске и Прионежском районе приведены в таблице 46.

Таблица 46

Планируемые потребители г. Петрозаводска и Прионежского района   
(вариант «максимальный»)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование потребителя | Место распо­ложения | Год ввода | Заявленная мощность (увеличение мощности), МВт | Примечание |
| Инфраструктурное обеспечение промыш-ленной площадки на территории Петроза-водского городского округа, в том числе строительство подво-дящего газопровода до границ промышленной площадки индуст-риального парка  (1 км) | г. Петрозаводск, Шуйское шоссе | 2019 | 10 | проект включен в федеральную целевую программу «Развитие Республики Карелия на период до  2020 года» |
| Строительство завода по производству БХТММ на террито-рии Петрозаводского городского округа | г. Петрозаводск, Шуйское шоссе | 2017 – 2021 | 30 | проект на стадии намерений. Один из резидентов Петрозаводского промышленного парка |
| Подкачивающая насосная станция тепловых сетей  г. Петрозаводска (2х2000 кВ∙А),  филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | г. Петрозаводск, ул. Анохина,  д. 45 | 2019 – 2021 | 1,8 | заключен договор о технологиче-ском присоедине-нии |
| АО «ПСК». Увеличе-ние присоединяемой мощности | г. Петрозаводск, с. Заозерье,  пос. Бесовец,  дер. Педасельга,  пос. Деревянка | 2016 – 2021 | 10,4 | заключены договоры о технологическом присоединении |
| АО «ПКС». Увеличе-ние присоединяемой мощности | г. Петрозаводск | 2017 – 2021 | 2,65 | заключены договоры о технологическом присоединении |
| Реализация 2-го этапа реконструкции и модернизации  ПАО «Соломенский лесозавод»  (г. Петрозаводск) | г. Петрозаводск | 2017 – 2021 | 0,3 | проект включен в федеральную целевую програм-му «Развитие Республики Каре-лия на период до 2020 года» |
| Создание производст-венных мощностей в рамках строительства 2-й очереди инвести-ционного проекта ООО ДОК «Калевала» – завода по производ-ству плит OSB, в т. ч. создание железно-дорожной инфраструктуры | г. Петрозаводск | 2016 – 2021 | 5,2 | проект включен в федеральную целевую про-грамму «Развитие Республики Карелия на период до 2020 года». Планы потребителя |
| Расширение судостроительных мощностей на базе ООО «Онежский судостроительный завод» | г. Петрозаводск | 2019 – 2021 | 2,6 | проект включен в федеральную целевую про-грамму «Развитие Республики Карелия на период до 2020 года» |

Балансы мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Карелия складываются со значительным дефицитом.

Потребность в электроэнергии энергосистемы Республики Карелия в период   
до 2021 года обеспечивается за счет собственных энергоисточников только на 55 – 60%. Остальная часть потребности в электроэнергии, как и прежде, будет покрываться за счет передачи из смежных энергосистем: Мурманской и Санкт-Петербурга, а также Ленинградской области.

В варианте «максимальный» по сравнению с вариантом «базовый» на конец прогнозируемого периода предполагается более высокий уровень электропотребления и мощности с учетом реализации инвестиционных проектов и создания новых предприятий.

Балансы мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Карелия в варианте «максимальный» складываются с дефицитом, превышающим аналогичные показатели варианта «базовый».

При этом дополнительные собственные источники генерации смогли бы сократить потребность в получаемой электроэнергии, улучшить энергетическую ситуацию в республике и повысить надежность электроснабжения потребителей Карелии.

Снизить дефицит электроэнергии и мощности энергосистемы могло бы расширение Петрозаводской ТЭЦ (ввод энергоблока электрической мощностью 180 МВт). Однако филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» в перспективе до 2021 года не рассматривает ввод нового энергоблока на Петрозаводской ТЭЦ ввиду отсутствия механизма долгосрочного возврата инвестиций.

Конкретные площадки размещения замещающих мощностей должны определяться по результатам проведения технико-экономического обоснования, в качестве приоритетных целесообразно рассмотреть площадки в районе г. Медвежьегорска (Медвежьегорская ТЭС) и г. Петрозаводска.

4.8. Развитие электрической сети напряжением 35 кВ и выше

При разработке Схемы и Программы перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2021 года соблюдались следующие основные положения:

высшее напряжение в энергосистеме Республики Карелия – 330 кВ. По сети 330 кВ обеспечивается передача мощности от крупнейшей электростанции энергосистемы Мурманской области Кольской АЭС в энергосистему Республики Карелия. Предусматривается дальнейшее развитие сети 330 кВ;

усиление распределительных сетей напряжением 35 – 110 кВ с целью повышения надежности электроснабжения существующих потребителей Республики Карелия и обеспечения электроснабжения расширяемых и намечаемых к строительству и вводу новых предприятий;

более полное использование существующих сетей;

реконструкция и техническое перевооружение действующих электросетевых объектов, период эксплуатации которых превышает нормативные сроки;

ограничение расхода электроэнергии на ее транспорт;

мероприятия, обеспечивающие поддержание требуемого уровня напряжения в сети и качество электроэнергии.

4.8.1. Южные районы Республики Карелия

4.8.1.1. Город Петрозаводск и прилегающий район

Потребление энергорайона г. Петрозаводска покрывается за счет генерации Петрозаводской ТЭЦ (установленная мощность станции 280 МВт) и перетоков мощности:

по двум АТ ПС 220 кВ Древлянка (2×125 МВ∙А);

по транзиту 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Кондопожская ГЭС (ГЭС-1) − ПС 220 кВ Суоярви;

по транзиту 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС39) − ПС 220 кВ Суоярви;

по транзиту 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – ПС 220 кВ Древлянка.

В настоящее время ПС 220 кВ Древлянка присоединена заходами ВЛ 220 кВ   
ПС 330 кВ Петрозаводск – Верхне-Свирская ГЭС и имеет двустороннее питание. Учитывая, что данная ПС находится в эксплуатации с 1957 года, а ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «одна система шин с выключателями на присоединениях» без установки секционного выключателя, любая аварийная ситуация на шинах ОРУ 220 кВ приводит к полному погашению ПС и, как следствие, к потере единственной связи 220 кВ энергорайона г. Петрозаводска с энергосистемой, при этом возможность покрытия дефицита района в данной послеаварийной схеме определяется загрузкой оставшихся трех транзитов 110 кВ.

Завершение комплексной реконструкции ПС 220 кВ Древлянка предусматривается за пределами рассматриваемого периода (2022 год). В составе реконструкции   
ПС предусмотрено изменение схемы ОРУ 220 кВ на схему «четырехугольник», замена выключателей всех присоединений, включая РУ 110 кВ на элегазовые, а также замена   
АТ 220 кВ мощностью 2х125 МВ∙А на АТ мощностью 2х200 МВ∙А и трехобмоточные   
трансформаторы 110 кВ мощностью 40 и 40,5 МВ∙А на трансформаторы мощностью   
2х63 МВ∙А. Реализация мероприятий позволит повысить надежность электроснабжения потребителей г. Петрозаводска. В связи с чем рекомендуется ускорить реконструкцию ПС, сдвинув сроки окончания работ на 2017 – 2019 годы.

В соответствии с принципами построения систем электроснабжения крупных городов схема сети должна предусматривать не менее двух ПС с высшим напряжением   
220 кВ и выше, питающихся от энергосистемы.

С учетом роста нагрузок г. Петрозаводска и прилегающего района, а также необходимости надежного электроснабжения потребителей города, особенно в летний период, когда в связи с ремонтными работами на Петрозаводской ТЭЦ практически единственным источником электроснабжения г. Петрозаводска остается ПС 220 кВ Древлянка, рекомендуется ввести до 2021 года новую ПС 220 кВ – Петрозаводская новая.

Строительство ПС 220 кВ Петрозаводская новая рекомендуется при подтверждении роста нагрузок г. Петрозаводска и близлежащего района в соответствии с вариантом «максимальный».

При вводе ПС 220 кВ Петрозаводская новая снижается загрузка АТ 125 МВ∙А   
на ПС 220 кВ Древлянка в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного из АТ. Ввод ПС 220 кВ Петрозаводская новая также позволяет отказаться при реконструкции   
ПС от замены АТ на ПС 220 кВ Древлянка на АТ большей мощности.

На намечаемой ПС 220 кВ Петрозаводская новая предлагается установить   
2 АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВ∙А каждый.

ПС 220 кВ Петрозаводская новая предполагается разместить вблизи Петрозаводской ТЭЦ и в перспективе осуществить присоединение к ней энергоблоков расширяемой части Петрозаводской ТЭЦ.

ПС 220 кВ Петрозаводская новая предлагается присоединить по схеме «заход-выход» к ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Петрозаводскмаш с переключением питания   
ПС 220 кВ Петрозаводскмаш (ПС 18) на питание от ПС 220 кВ Петрозаводская новая, при этом потребуется сооружение двух ВЛ 220 кВ длиной около 3,8 км.

Для повышения надежности транзита 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12) –   
ПС 220 кВ Древлянка предлагается к сооружению новая ВЛ 110 кВ Петрозаводская новая – Деревянка.

В районе пос. Мелиоративный развивается ООО ДОК «Калевала». Электроснабжение организации осуществляется от ПС 110 кВ Логмозеро с трансформаторами мощностью 3х25 МВ∙А, которая присоединена ответвлениями к двухцепной ВЛ 110 кВ Заводская – Заозерье №1, ВЛ 110 кВ Заводская – Заозерье № 2. Рост нагрузки ООО ДОК «Калевала» предусмотрен в варианте «максимальный».

Следует отметить, что присоединение ПС 110 кВ Логмозеро в соответствии с выполненным проектом противоречит методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем, допускающим присоединение к двухцепной тупиковой ВЛ 110 кВ только двух ПС.

К 2017 году в районе Шуйского шоссе рекомендуется к вводу   
ПС 110 кВ, с установкой трансформаторов мощностью 2х40 МВ∙А, для электроснабжения завода по производству БХТММ с нагрузкой до 30 МВт.

На первом этапе ПС 110 кВ завода БХТММ предлагается присоединить по двум одноцепным ВЛ 110 кВ длиной около 5 км от ПС 110 кВ Логмозеро. После ввода   
ПС 220 кВ Петрозаводская новая питание ПС 220 кВ Петрозаводск и ПС 110 кВ Логмозеро переключается на электроснабжение от нового центра питания (длина одноцепных ВЛ ~10 км).

Ввод завода по производству БХТММ предусматривается в варианте «максимальный».

В период до 2021 года в максимальном варианте электропотребления прогнозируется рост нагрузки в центральной части города, в районе ПС 110 кВ ТБМ (ПС 7) и в районе новой жилой и общественно-деловой застройки микрорайона Кукковка в г. Петрозаводске.

Существующая максимальная электрическая нагрузка (приложение 7) потребителей северной, центральной и южной частей г. Петрозаводска определяет необходимость замены трансформаторов:

на ПС 110 кВ ТБМ (ПС-7) 2х25 МВ∙А на 2х40 МВ∙А (практически исчерпана);

на ПС 110 кВ Петрозаводск (ПС-1) 2х40 МВ∙А на 2х63 МВ∙А;

на ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70) 16 и 25 МВ∙А на 2х40 МВ∙А;

на ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67) 2х25 МВ∙А на 2х32 МВ∙А;

Присоединение новых потребителей, планируемых к размещению в районе   
ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66), рекомендуется осуществлять к ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС-68), на которой установлены 2 трансформатора мощностью 63 МВ∙А каждый, а отчетная нагрузка составляет порядка 4 МВт. Однако следует обратить внимание на крайне ненадежную схему присоединения 4 ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66), ПС 110 кВ Авангард (ПС-79),   
ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС-68) и ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70) по двухцепной тупиковой   
ВЛ 110 кВ к ПС 220 кВ Древлянка.

Для повышения надежности транзита 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – ПС 220 кВ Древлянка предусматривается:

1. Реконструкция и техническое перевооружение ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5)   
с заменой отделителей и короткозамыкателей на выключатели и заменой трансформаторов 10 МВ∙А на 16 МВ∙А.

2. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Пай (ПС-6) (замена оборудования 110, 10 кВ).

3. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Станкозавод (ПС-69) (замена оборудования 110, 35, 10 кВ).

В настоящее время электроснабжение района ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) – ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) обеспечивается по протяженной ВЛ 35 кВ. Для снижения потерь при передаче электроэнергии, снижения загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) и ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) и для повышения надежности электроснабжения существующих и присоединения новых потребителей необходимо строительство нового центра питания в Прионежском районе. Анализ загрузки ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64), Шуя (ПС-21), ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) и ПС 35 кВ Вилга (ПС-9П) с учетом контрольных замеров за пятилетний период, заключенных договоров на технологическое присоединение и заявок на технологическое присоединение показал, что загрузка данных ПС превышает допустимую (приложение 7). В связи с этим до 2021 года предлагается строительство нового центра питания ПС 110 кВ Прионежская.

В соответствии с инвестиционной программой АО «ПСК» в 2017 году предусматривается завершение строительства ПС 35 кВ ОТЗ (ПС-19П) с двумя трансформаторами 35/6 мощностью 25 МВ∙А каждый.

В целях развития электроэнергетики г. Петрозаводска АО «ПКС» разработан план первоочередных мероприятий по капитальному ремонту и модернизации электрических сетей г. Петрозаводска, а также долгосрочный план организационно-технических мероприятий по поэтапной модернизации и реконструкции действующих электрических сетей г. Петрозаводска на период 2015 – 2030 годов с общим объемом необходимых расходов более 3 млрд рублей. Указанный план предусматривает разработку проектов и осуществление мероприятий по полному обновлению элементов наружных электрических сетей г. Петрозаводска для повышения надежности электроснабжения потребителей в условиях постоянного роста нагрузок.

В период 2017 – 2018 годов АО «ПСК» планирует строительство новой ПС 35/10(6) кВ в районе дер. Верхний, Нижний Бесовец – пос. Чална максимальной трансформаторной мощностью 16 МВ∙А. Подключение планируется осуществить   
от ПС 220 кВ № 90 путем строительства ЛЭП 35 кВ и реконструкции ВЛ 6 кВ, подключенной от ПС-90. Строительство новой ПС 35 кВ обусловленно необходимостью снять сетевое ограничение на подключение новых потребителей и повысить надежность электроснабжения существующих потребителей, присоединенных от ЛЭП 6 кВ   
от ПС 35 кВ Шуя (ПС-21), ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18), которые в настоящее время перегружены.

Пропускная способность ЛЭП района ПС 110 кВ Шёлтозеро по условию обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах (отключение головных участков ВЛ 35 кВ от одного центра питания и резервирования потребителей от другого центра питания (снижение напряжения до 100 кВ) исчерпана при существующих и перспективных нагрузках в режиме максимальных нагрузок до 2021 года. В период   
до 2021 года предлагается сооружение взамен ПС 35 кВ Шёлтозеро (ПС-21П) одноименной ПС 110/35/10 кВ, которая предназначается для разукрупнения сети 35 кВ, повышения надежности электроснабжения и обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей к ПС 110 кВ Деревянка (ПС–5).

ПС 110 кВ Шёлтозеро предлагается присоединить по ВЛ 110 кВ протяженностью порядка 58 км к реконструируемой ПС 110 кВ Деревянка (ПС–5). Для этого предлагается использовать существующую ВЛ, выполненную в габаритах 110 кВ, временно включенную на напряжение 35 кВ, ВЛ 35 кВ Деревянка – Шёлтозеро.

На ПС 110 кВ Шёлтозеро предлагается установить 2 трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВ∙А каждый и завести на РУ 35 кВ ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Рыбрека   
(ПС-25П) и ПС 35 кВ Шокша (ПС-24П).

4.8.1.2. Район Пряжа – Ведлозеро – Олонец

Электроснабжение района Пряжа – Ведлозеро – Олонец осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа – Ведлозеро длиной 93 км и одноцепной ВЛ 110 кВ ПС Суоярви – ПС Ведлозеро длиной порядка 70 км.

От ПС 110 кВ Ведлозеро (ПС-39) по одноцепной ВЛ 110 кВ длиной порядка 86 км питаются ПС 110 кВ Коткозеро (ПС-40) и часть нагрузки г. Олонца.

Большая удаленность ПС 110 кВ Олонец (ПС-41) от центров питания (от Петрозаводской ТЭЦ – 180 км и от ПС 220 кВ Суоярви – 155 км) определяет низкие уровни напряжения (100 – 107 кВ) в послеаварийных режимах с отключением питающих линий в обоих вариантах роста электропотребления на ПС 110 кВ Коткозеро (ПС-40) и ПС 110 кВ Олонец (ПС-41), поэтому для разукрупнения сети 35 кВ в районе ПС 110 кВ Олонец (ПС-41) предлагается выполнить ряд мероприятий, с выделением этапов:

1) строительство ВЛ 35 кВ от первой секции шин ПС 110 кВ Олонец по опорам ВЛ 35 кВ Олонец – Тукса (Л-47П) и ВЛ 35 кВ Тукса – Ильинское (Л-43П) в габаритах 110 кВ. Перевод питания ПС 35 кВ Ильинское на первую секцию шин ПС 110 кВ Олонец. В проекте реконструкции ПС 110 кВ Олонец предусмотрена ячейка 35 кВ;

2) сооружение ПС 110 кВ Ильинское с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 10 МВ∙А каждый. Подключение ПС 110 кВ Ильинское рекомендуется осуществить по одной ВЛ 110 кВ (используя построенную на первом этапе ВЛ 35 кВ, выполненную в габаритах 110 кВ) через выключатель 110 кВ на ПС 110 кВ Олонец.   
На РУ 35 кВ ПС 110 кВ Ильинское рекомендуетя завести ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Тукса (ПС-14П) и ПС 35 кВ Видлица (П-15П).

На ПС 110 кВ Олонец (ПС-41) намечается реконструкция с заменой трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2х16 МВ∙А на 2х25 МВ∙А, отделителей и короткозамыкателей – на выключатели 110 и 35 кВ.

Для поддержания допустимого уровня напряжения на ПС 110 кВ Олонец (ПС-41) и ПС 110 кВ Ильинское намечается установка батарей статических конденсаторов (далее – БСК) на напряжении 10 кВ мощностью 5 Мвар.

Перспективная максимальная электрическая нагрузка потребителей определяет необходимость технического перевооружения ПС 35 кВ Педасельга с заменой силового трансформатора Т-1 в дер. Педасельге Прионежского района (по договору технологического присоединения от 20 февраля 2014 № 2412П/13 с ОАО «ПСК»).

Для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей и возможности технологического присоединения новых предусматривается реконструкция ПС 35 кВ Соломенное (ПС-41П) со строительством ВЛ 10 кВ ПС 110 кВ Логмозеро –   
ПС 35 кВ Соломенное.

4.8.1.3. Район г. Кондопоги и Кондопожской ГЭС

В настоящее время электроснабжение потребителей г. Кондопоги осуществляется на напряжении 6 кВ от Кондопожской ГЭС (ГЭС-1).

Учитывая то обстоятельство, что ВЛ 110 Кондопожская ГЭС – Кондопожский ЦБК отключена, электроснабжение района осуществляется по одноцепной   
ВЛ 110 кВ протяженностью порядка 50 км от Петрозаводской ТЭЦ и по ВЛ 110 кВ   
от ПС 220 кВ Суоярви – Пальеозерская ГЭС – Кондопожская ГЭС.

В настоящее время трансформатор 110 кВ мощностью 6,3 МВ∙А, установленный на ПС 110 кВ Березовка (ПС-63), исчерпал свою пропускную способностью (отсутствует резерв подключения дополнительных нагрузок при существующей собственной максимальной нагрузке ПС) (приложение 7). В период до 2021 года для обеспечения надежного электроснабжения потребителей на ПС 110 кВ Березовка (ПС-63) рекомендуется его замена на трансформатор мощностью 10 МВ∙А.

На ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П) рекомендуетя замена трансформатора мощностью 2х2,5 МВ∙А на трансформатор мощностью 2х6,3 МВ∙А (приложение 7).

Перспективная максимальная электрическая нагрузка потребителей (приложение 7) определяет необходимость замены трансформаторов на ПС 110 кВ Суна   
(2х2,5 на 2х4 МВ∙А), ПС 110 кВ КОЗ (10 МВ∙А на 16 МВ∙А).

4.8.1.4. Медвежьегорский и Пудожский муниципальные районы

Электроснабжение Медвежьегорского и Пудожского районов осуществляется от ПС 220 кВ Медвежьегорск.

Электроснабжение сельскохозяйственных потребителей Пудожского района, расположенных на северо-восточном берегу Онежского озера, а также г. Пудожа осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Медвежьегорск протяженностью порядка 220 км.

Нагрузка района в контрольный день замеров 2015 года составила порядка 11,7 МВт. Роста нагрузки в обоих вариантах электропотребления в период до 2021 года не ожидается.

Пропускная способность ЛЭП района сети 35 кВ ПС 220 кВ Медвежьегорск по условию обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах (отключение головных участков ВЛ 35 кВ от одного центра питания и резервирования потребителей от другого центра питания (снижение напряжения до 98 – 103 кВ) исчерпана при существующих и перспективных нагрузках в режиме максимальных нагрузок   
до 2021 года. Для разукрупнения сети 35 кВ в Медвежьегорском районе к 2021 году рекомендуется строительство взамен ПС 35 кВ Шуньга ПС 110/35/10 кВ Шуньга с двумя трансформаторами мощностью 10 МВ∙А каждый.

Присоединение ПС 110 кВ Шуньга рекомендуется осуществить по ВЛ 110 кВ длиной 58 км к РУ 110 кВ ПС 220 кВ Медвежьегорск. На РУ 35 кВ   
ПС 35 кВ Шуньга предполагается завести ВЛ 35 кВ со стороны ПС 35 кВ Пергуба   
(ПС-40П) и ПС 35 кВ Толвуя (ПС-23П).

Для повышения надежности электроснабжения потребителей района в период   
до 2021 года предусматривается установка реклоузера на ВЛ 35 кВ (Л-90П) Чёлмужи –Сергиево.

Перспективная максимальная электрическая нагрузка потребителей (приложение 7) определяет необходимость замены трансформатора на ПС 35 кВ Большой Массив   
с 2,5 МВ∙А на 4 МВ∙А.

Перспективная максимальная электрическая нагрузка потребителей определяет необходимость замены на ПС Эссойла силового трансформатора 4 МВ∙А на 6,3 МВ∙А.

Одним из приоритетных проектов в рамках федеральной целевой программы «Развитие Республики Карелия на период до 2020 года» является Пудожский мегапроект.

Его целью являются разведка и промышленная разработка Пудожгорского месторождения титаномагнетитовых руд, Аганозерского месторождения хромовых руд и Шалозерского месторождения хромо-медно-никелево-платинометальных руд Бураковского массива, а также создание на их базе ряда крупных промышленных производств.

В настоящее время проект находится на стадии намерений.

После принятия решения о реализации в составе проектной документации предполагаемых к строительству производств следует разработать схемы их внешнего электроснабжения.

Для реализации мегапроекта в целом в соответствии с предполагаемым электропотреблением 6 – 7 млрд. кВт.ч потребуется сооружение новых генерирующих мощностей.

4.8.2. Западные районы Республики Карелия

В западной части Республики Карелия расположены г. Суоярви, г. Сортавала, г. Питкяранта, г. Лахденпохья и пос. Ляскеля.

В настоящее время электроснабжение потребителей указанных населенных пунктов осуществляется по сетям 220 и 110 кВ, в том числе по одноцепным   
ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви, ВЛ 220 кВ Ляскеля – Суоярви и ВЛ 220 кВ Ляскеля – Сортавальская. Суммарная протяженность ВЛ порядка 227 км.

В варианте «максимальный» в период до 2021 года суммарная электрическая нагрузка района составит 126 МВт, при этом дефицит района за вычетом участия   
ТЭЦ ООО «РК-Гранд» (12 МВт) и Приладожских ГЭС (8 МВт) составит 106 МВт.

Электроснабжение по одной ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви – Ляскеля – Сортавальская недопустимо по соображениям надежности. При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви (в режиме зимнего максимума электропотребления 2021 года максимального роста) по сети 110 кВ может быть обеспечено около 58 МВт, и ограничение нагрузки района составит около 57 МВт, или 42% от суммарной нагрузки.

Для обеспечения удовлетворительных уровней напряжения в сетях 35 кВ и выше в послеаварийных режимах при отключении ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви, ВЛ 220 кВ Ляскеля – Суоярви и ВЛ 220 кВ Ляскеля – Сортавальская предусматривается в 2018 году установить батареи статических конденсаторов (далее – БСК) мощностью 30 Мвар на   
ПС 220 кВ Сортавальская. В варианте «максимальный» установка только БСК не обеспечивает допустимых уровней напряжения в сетях 35 кВ и выше в Республике Карелия, и потребуется сооружение дополнительной ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви – Сортавальская.

Для присоединения ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви к энергосистеме потребуется расширение ОРУ 220 кВ ПС Петрозаводск и ОРУ 220 кВ ПС Суоярви на одну линейную ячейку.

Пропускная способность ЛЭП района Западно-Карельских сетей 35 кВ по условию обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах (отключение головных участков ВЛ 35 кВ от одного центра питания и резервирования потребителей от другого центра питания (снижение напряжения до 98 – 103 кВ) исчерпана при существующих и перспективных нагрузках в режиме максимальных нагрузок   
до 2021 года, поэтому в период до 2021 года рекомендуется строительство новых и реконструкция существующих ПС 110 кВ:

строительство ПС 110/35/10 кВ Куркиёки с трансформаторами 2х16 МВ∙А, предназначенной для разукрупнения сети 35 кВ и обеспечения возможности присоединения новых потребителей в этом районе. ПС 110 кВ Куркиёкки рекомендуется присоединить в рассечку ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129);

реконструкция ПС 110/35/10 кВ Лахденпохья (ПС-34) с заменой трансформаторов 2х10 МВ∙А на 2х25 МВ∙А и замена отделителей на выключатели 110 кВ;

реконструкция ПС 110 кВ Вяртсиля (ПС-28) с заменой трансформаторов 2х6,3 МВ∙А на 2х16 МВ∙А и заменой отделителей и короткозамыкателей на выключатели 110 кВ. Для обеспечения передачи мощности по сетям 35 кВ, при отключении ВЛ 110 кВ Карьерная – Вяртсиля рекомендуется замена трансформаторов тока на ВЛ 35 кВ (Л-58С, Л-43С), которые являются ограничивающими элементами в данном режиме;

реконструкция ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94) с заменой трансформатора   
1х6,3 МВ∙А на 1х10 МВ∙А.

Для обеспечения двухстороннего питания ПС 35 кВ Ихала (ПС-48С), Элисенваара (ПС-8С) и Тоунан (ПС-10С) рекомендуется строительство ВЛ 35 кВ Ихала – Элисенваара – Тоунан в период до 2021 года.

Для обеспечения электроснабжением промпарка в пос. Вяртсиля рекомендуется строительство ВЛ 35 кВ порядка 15 км от ПС 35 Искра (ПС-7С) и строительство ТП 35 кВ Промпарк Вяртсиля.

В случае реализации мероприятий по реконструкции существующего производства ООО «РК-Гранд» в рамках федеральной целевой программы «Развитие Республики Карелия на период до 2020 года» необходимо осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Питкяранта (ПС 25) с заменой трансформаторов 2х25 МВ∙А на 2х40 МВ∙А.

4.8.3. Северные районы Республики Карелия

В северной части Республики Карелия расположены г. Беломорск, г. Кемь, г. Сегежа, г. Костомукша и пгт Калевала.

В период до 2021 года на указанных территориях предусматривается строительство новых и реконструкция существующих ВЛ и ПС.

В соответствии с инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» к 2021 году предусматривается завершение строительства и ввод в работу РП 330 кВ Путкинский и новой ВЛ 330 кВ Лоухи – РП Путкинский с выполнением заходов на РП Путкинский существующих ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи, ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС, ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Петрозаводск и ВЛ 330 кВ Тихвин-Литейный – Петрозаводск, а также строительство и ввод в работу РП Ондский и новой ВЛ 330 кВ РП Путкинский – РП Ондский с выполнением заходов ВЛ 330 кВ РП Путкинский – Ондская ГЭС и ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога. Завершение строительства позволит увеличить пропускную способность транзита 330 кВ между энергосистемами Мурманской области и Республики Карелия для выдачи «запертой» мощности электростанций энергосистемы Мурманской области и покрытия дефицита энергосистемы Республики Карелия, что приведет к повышению надежности электроснабжения потребителей в Республике Карелия за счет снижения рисков аварийного выделения энергосистемы на изолированную работу с дефицитом мощности.

По результатам расчета режима работы сети 110 кВ (летний максимум   
2021 года), в условиях многоводного года в послеаварийном режиме отключения   
ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) при выведенной в ремонт   
ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Идель (Л-112) или Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102), загрузка ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115), выполненной проводом АС 150, составит порядка 540 А, что превысит длительно допустимую по нагреву проводов токовую нагрузку, поэтому для повышения надежности электроснабжения существующих и намечаемых потребителей рекомендуется сооружение второй ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск.

В период до 2021 года намечается реконструкция ВЛ 110 кВ Катозеро – Чупа (Л-151) и ВЛ 110 кВ Полярный Круг – Котозеро (Л-150) протяженностью около 27,5 км с заменой опор и провода. При реконструкции предусматривается внедрение такого инновационного мероприятия, как установка металлических многогранных опор взамен деревянных.

Для обеспечения двустороннего питания ПС 110 кВ Пяозеро (ПС-56) и   
ПС 110 Калевала (ПС-55) рекомендуется строительство ВЛ 110 кВ Пяозеро – Калевала протяженностью порядка 80 км с реконструкцией ПС 110 кВ Пяозеро (ПС-56), но при данном строительстве могут возникнуть проблемы с поддержанием допустимых уровней напряжения в связи с малой мощностью нагрузок по транзиту и большой зарядной мощности ЛЭП (при одностороннем отключении транзита в летнем минимальном режиме).

В качестве альтернативных вариантов обеспечения надежного электроснабжения Калевальского района может рассматриваться строительство ПС 220/110 кВ вблизи Юшкозерской ГЭС с установкой АТ мощностью 63 МВ∙А, который присоединяется к РУ 110 кВ Юшкозерской ГЭС (РУ 220 кВ рекомендуется присоединить в рассечку одной из ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша), а также установка генерации в конечных точках (ПС-56, -55).

В 2019 году предусматривается ввод Белопорожских ГЭС-1 и ГЭС-2 соответственно. Для выдачи мощности Белопорожских ГЭС-1 и ГЭС-2 намечается строительство заходов длиной около 8 км к двум ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша.

В варианте «максимальный» возрастет нагрузка АО «Карельский окатыш» и   
г. Костомукши и составит порядка 232 МВт.

В послеаварийном или ремонтном режиме отключения одной из питающих линий ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша передаваемая мощность по оставшейся в работе ВЛ должна быть ограничена до 193 МВ.

Для усиления схемы внешнего электроснабжения АО «Карельский окатыш» и г. Костомукши рекомендуется в период до 2021 года строительство третьей   
ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша протяженностью около 180 км.

Электроснабжение Соловецкого архипелага, расположенного на территории Архангельской области, осуществляется децентрализованно от собственных ДЭС. В настоящее время Министерством энергетики Российской Федерации рассматривается возможность электроснабжения Соловецкого архипелага от ЕЭС России. При этом рассматриваются несколько вариантов электроснабжения: от возобновляемых источников энергии, энергосистемы Архангельской области, энергосистемы Республики Карелия. Для централизованного электроснабжения от энергосистемы Республики Карелия рекомендуется схема электроснабжения от ПС 220 кВ Кемь (ближайшая к Соловецкому архипелагу). Для реализации данного проекта предлагается осуществить строительство ВЛ 110 кВ длиной 14 км от РУ 110 кВ ПС 220 кВ Кемь (ПС 10), а также прокладку подводной кабельной линии КЛ 110 кВ длиной 45 км до новой ПС 110 кВ Соловки с установкой трансформаторов 2×25 МВ∙А. Для компенсации большой зарядной мощности кабельной линии и поддержания уровней напряжения на ПС 110 кВ Соловки предлагается установить 2хШР мощностью 30 Мвар каждый.

Перспективная максимальная электрическая нагрузка потребителей (приложение 7) определяет необходимость замены трансформатора на ПС 110 кВ Пяозеро с 2х2,5 на 2х4 МВ∙А.

Существующая максимальная электрическая нагрузка потребителей (приложение 7) определяет необходимость замены трансформаторов на ПС 35 кВ Муезерка с 2х2,5 МВ∙А на 2х4 МВ∙А.

В варианте «максимальный» планируется ввод новых потребителей (информация от инвесторов, потребители включены в федеральную целевую программу «Развитие Республики Карелия на период до 2020 года»):

нефтеперерабатывающего завода (НПЗ-600) (инвестор – ООО «Инновационная промышленная группа») на берегу Белого моря, недалеко от г. Беломорска, мощностью до 10 МВт. Для его электроснабжения рекомендуется строительство новой ПС 110 кВ с установкой трансформаторов 2х16 МВ∙А. Присоединение ПС рекомендуется осуществить по схеме «заход-выход» к ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск. Длина заходов при этом будет около 1 км;

строительство горно-обогатительного комбината на месторождении молибдена Лобаш (инвестор – ООО «Молибден-Карелия»), мощностью до 60 МВт. Для его электроснабжения рекомендуется строительство новой ПС 220 кВ с установкой трансформаторов 2х80 МВ∙А. Присоединение ПС рекомендуется осуществить ответвлениями к двум одноцепным ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша   
№ 1 и № 2. Длина заходов при этом будет около 60 км.

4.9. Уточнение узких мест в электрической сети напряжением 35 кВ и выше и мероприятия по их ликвидации

В данном разделе уточнены узкие места для вариантов роста электропотребления «базовый» и «максимальный» в энергосистеме Республики Карелия. Для устранения этих узких мест в электрической сети напряжением 35 кВ и выше предполагается выполнить следующие мероприятия:

1) в сфере производства электрической энергии:

начало проектно-изыскательских работ для строительства Медвежьегорской ТЭС, решение о котором принято в схеме территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 августа 2016 года № 1634-р. Строительство ТЭС позволит ликвидировать дефицит электроэнергии и мощности в энергосистеме Республики Карелия. Ввод Медвежьегорской ТЭС планируется в 2025 – 2030 годах;

2) в электрических сетях 220 – 330 кВ:

для покрытия потребности (дефицита) в электроэнергии и мощности энергосистемы Республики Карелия как в нормальном, так и в послеаварийном режимах, а также для снижения рисков и частоты выделения энергосистемы или ее части на изолированную работу, отключения и ограничения потребителей предусматривается завершение строительства и ввод в работу РП 330 кВ Путкинский и новой ВЛ 330 кВ Лоухи –   
РП Путкинский с выполнением заходов на РП Путкинский существующих ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Лоухи и ВЛ 330 кВ Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС, строительство и ввод в работу РП Ондский и новой ВЛ 330 кВ РП Путкинский – РП Ондский с выполнением заходов ВЛ 330 кВ РП Путкинский – Ондская ГЭС и ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога, а также ввод ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Петрозаводск и ВЛ 330 кВ Тихвин-Литейный – Петрозаводск.

Для повышения надежности электроснабжения района города Петрозаводска, рекомендуется ускорить реконструкцию существующей ПС 220 кВ Древлянка   
к 2017 –2019 годам. В варианте «максимальный» для обеспечения возможности технологического присоединения новых и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей рекомендуется ввод в период до 2021 года новой ПС 220 кВ в районе Петрозаводской ТЭЦ. Схема подключения ПС определена предварительно (заход длиной около 1 км ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Петрозаводскмаш на ОРУ 220 кВ   
ПС Петрозаводская новая, переключение питания ПС 220 кВ Петрозаводскмаш на питание от ПС 220 кВ Петрозаводская новая с сооружением двух ВЛ 220 кВ длиной около 3,8 км, расширением Петрозаводской ТЭЦ на две линейные ячейки и сооружением двух ВЛ 110 кВ Петрозаводская новая – Петрозаводская ТЭЦ). Также для повышения надежности электроснабжения района ПС 110 кВ Деревянка предлагается ввести   
ВЛ 110 кВ Петрозаводская новая – Деревянка длиной около 22 км.

Для обеспечения надежного электроснабжения района ПС 220 кВ Суоярви,   
ПС 220 кВ Ляскеля и ПС 220 кВ Сортавальская предусматривается установка на   
ПС 220 кВ Сортавальская в 2019 году БСК мощностью 30 Мвар. В варианте «максимальный» установка только БСК не обеспечивает допустимых уровней напряжения в сетях напряжением 35 кВ и выше в Республике Карелия, и рекомендуется сооружение дополнительной ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви – Сортавальская.

Для обеспечения надежного электроснабжения АО «Карельский окатыш» и   
г. Костомукши, а также возможности технологического присоединения новых потребителей рекомендуется ввод третьей ВЛ 220 кВ Кривопорожская   
ГЭС – Костомукша;

3) в распределительных сетях 35 – 110 кВ:

Для обеспечения двустороннего питания ПС 110 кВ Пяозеро (ПС-56) и ПС 110 Калевала (ПС-55) рекомендуется строительство ВЛ 110 кВ Пяозеро – Калевала протяженностью порядка 80 км, с реконструкцией ПС 110 кВ Пяозеро (ПС-56), но при данном строительстве могут возникнуть проблемы с поддержанием допустимых уровней напряжения в связи с малой мощностью нагрузок по транзиту и большой зарядной мощности ЛЭП (при одностороннем отключении транзита в летнем минимальном режиме).

Большая удаленность ПС 110 кВ Олонец (ПС 41) от центров питания   
(от Петрозаводской ТЭЦ – 180 км и от ПС 220 кВ Суоярви – 155 км) определяет низкие уровни напряжения (100 – 107 кВ) в послеаварийных режимах с отключением питающих линий в обоих вариантах роста электропотребления на ПС 110 кВ Коткозеро (ПС-40) и ПС 110 кВ Олонец (ПС-41), поэтому для разукрупнения сети 35 кВ в районе ПС 110 кВ Олонец (ПС-41) предлагается выполнить ряд мероприятий, с выделением этапов:

а) строительство ВЛ 35 кВ от первой секции шин ПС 110 кВ Олонец по опорам   
ВЛ 35 кВ Олонец – Тукса (Л-47П) и ВЛ 35 кВ Тукса – Ильинское (Л-43П) в габаритах   
110 кВ. Перевод питания ПС 35 кВ Ильинское на первую секцию шин ПС 110 кВ Олонец. В проекте реконструкции ПС 110 кВ Олонец предусмотрена ячейка 35 кВ;

б) сооружение:

ПС 110 кВ Ильинское с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью   
10 МВ∙А каждый. Подключение ПС 110 кВ Ильинское рекомендуется осуществить по одной ВЛ 110 кВ (используя построенную на первом этапе ВЛ 35 кВ, выполненную в габаритах 110 кВ) через выключатель 110 кВ на ПС 110 кВ Олонец. На РУ 35 кВ   
ПС 110 кВ Ильинское рекомендуется завести ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Тукса (14П) и   
ПС 35 кВ Видлица (ПС 15П);

Пропускная способность ЛЭП района сети 35 кВ ПС 220 кВ Медвежьегорск по условию обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах (отключение головных участков ВЛ 35 кВ от одного центра питания и резервирования потребителей от другого центра питания (снижение напряжения до 98 – 103 кВ) исчерпана при существующих и перспективных нагрузках в режиме максимальных нагрузок   
до 2021 года. Для разукрупнения сети 35 кВ в Медвежьегорском районе к 2021 году рекомендуется строительство взамен ПС 35 кВ Шуньга ПС 110/35/10 кВ Шуньга с двумя трансформаторами мощностью 10 МВ∙А каждый.

Присоединение ПС 110 кВ Шуньга рекомендуется осуществить по ВЛ 110 кВ длиной 58 км к РУ 110 кВ ПС 220 кВ Медвежьегорск. На РУ 35 кВ   
ПС 35 кВ Шуньга предполагается завести ВЛ 35 кВ со стороны ПС 35 кВ Пергуба   
(ПС-40П) и ПС 35 кВ Толвуя (ПС-23П).

Пропускная способность ЛЭП района Западно-Карельских сетей 35 кВ по условию обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах (отключение головных участков ВЛ 35 кВ от одного центра питания и резервирования потребителей   
от другого центра питания (снижение напряжения до 98 – 103 кВ) исчерпана при существующих и перспективных нагрузках в режиме максимальных нагрузок   
до 2021 года, поэтому в период до 2021 года рекомендуется строительство новых и реконструкция существующих ПС 110 кВ:

строительство ПС 110/35/10 кВ Куркиёки с трансформаторами 2х16 МВ∙А, предназначенной для разукрупнения сети 35 кВ и обеспечения возможности присоединения новых потребителей в этом районе. ПС 110 кВ Куркиеки рекомендуется присоединить в рассечку ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129);

реконструкция ПС 110/35/10 кВ Лахденпохья (ПС 34) с заменой трансформаторов 2х10 МВ∙А на 2х25 МВ∙А и замена отделителей на выключатели 110 кВ;

реконструкция ПС 110 кВ Вяртсиля (ПС-28) с заменой трансформаторов 2х6,3 МВ∙А на 2х16 МВ∙А и заменой отделителей и короткозамыкателей на выключатели 110 кВ. Для обеспечения передачи мощности по сетям 35 кВ, при отключении ВЛ 110 кВ Карьерная – Вяртсиля рекомендуется замена трансформаторов тока на ВЛ 35 кВ (Л-58С, Л-43С), которые являются ограничивающими элементами в данном режиме;

реконструкция ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94) с заменой трансформатора   
1х6,3 МВ∙А на 1х10 МВ∙А.

Для обеспечения двухстороннего питания ПС 35 кВ Ихала (ПС-48С), Элисенваара (ПС-8С) и Тоунан (ПС-10С) рекомендуется строительство ВЛ 35 кВ Ихала – Элисенваара – Тоунан в период до 2021 года.

Пропускная способность ЛЭП района ПС 110 кВ Шелтозеро по условию обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах (отключение головных участков ВЛ 35 кВ от одного центра питания и резервирования потребителей от другого центра питания (снижение напряжения до 100 кВ) исчерпана при существующих и перспективных нагрузках в режиме максимальных нагрузок до 2021 года. В период до 2021 года предлагается сооружение взамен ПС 35 кВ Шёлтозеро (ПС-21П) одноименной ПС 110/35/10 кВ, которая предназначается для разукрупнения сети 35 кВ, повышения надежности электроснабжения и обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей к ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5).

ПС 110 кВ Шёлтозеро предлагается присоединить по ВЛ 110 кВ протяженностью порядка 58 км к реконструируемой ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5). Для этого предлагается использовать существующую ВЛ, выполненную в габаритах 110 кВ, временно включенную на напряжение 35 кВ, ВЛ 35 кВ Деревянка – Шёлтозеро.

На ПС 110 кВ Шёлтозеро предлагается установить 2 трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВ∙А каждый и завести на РУ 35 кВ ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Рыбрека   
(ПС- 25П) и ПС 35 кВ Шокша (ПС-24П).

В настоящее время электроснабжение района ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) – ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) обеспечивается по протяженной ВЛ 35 кВ. Для снижения потерь при передаче электроэнергии, снижения загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) и ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) и для повышения надежности электроснабжения существующих и присоединения новых потребителей необходимо строительство нового центра питания в Прионежском районе. Анализ загрузки ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64), Шуя (ПС-21), ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) и ПС 35 кВ Вилга (ПС-9П) с учетом контрольных замеров за пятилетний период, заключенных договоров на технологическое присоединение и заявок на технологическое присоединение показал, что загрузка данных ПС превышает допустимую (приложение 8). В связи с этим до 2021 года предлагается строительство нового центра питания ПС 110 кВ Прионежская.

С целью повышения уровня напряжения на ПС 110 кВ Олонец в нормальном и послеаварийном режимах предлагается установка БСК мощностью 5 Мвар, на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Олонец и БСК такой же мощности на шинах 10 кВ новой ПС 110 кВ Ильинское.

Для обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей рекомендуется выполнить мероприятия по «раскрытию» центров питания 35 – 110 кВ.

В варианте «максимальный» возрастает загрузка центров питания 35 – 110 кВ (приложение 7). Вследствие чего перегруженными окажутся 29 ПС 35 – 110 кВ (17 ПС 110 кВ и 12 ПС 35 кВ), у которых в перспективе будет исчерпан резерв свободной трансформаторной мощности для технологического присоединения новых электрических нагрузок строящихся и планируемых к строительству объектов.

В период до 2021 года предусматривается реконструкция:

ВЛ 110 кВ Каршево – Пудож с заменой опор и провода, расширением трассы ВЛ по всей длине в 2019 – 2020 годах;

ВЛ 110 кВ Котозеро – Чупа и Полярный круг – Котозеро с заменой деревянных опор на металлические, провода и грозозащитного троса, расширением трассы ВЛ по всей длине в 2019 году;

ВЛ 35 кВ Кривой Порог – Белый Порог с заменой 72 опор и проводов   
в 2019 году.

Реконструкция ВЛ 110 кВ, аварийно отключащихся под воздействием стихийных явлений (приложение 8).

В период до 2021 года предусматривается повышение надежности транзита 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка с техническим перевооружением ПС 110 кВ Деревянка и ПС 110 кВ Пай (замена оборудования 110, 35, 10 кВ).

В таблицах 47 и 48 приведены перечени основных вводов электросетевых объектов для ликвидации узких мест в энергосистеме Республики Карелия для варианта «базовый» и дополнительных – в варианте «максимальный».

Таблица 47

Перечень основных вводов электросетевых объектов для ликвидации узких мест в энергосистеме Республики Карелия. Вариант «базовый»

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование проекта, класс напряжения | Год начала и окончания строитель-ства | Протяжен-ность  и (или)  мощность | Обоснование необходимости строительства | Примечание |
| Строительство Медвежьегорской ТЭС | 2025 – 2030 | 1980 МВт | ликвидация дефи-цита мощности и электроэнергии в энергосистеме Республики Каре-лия, повышение энергоэффектив-ности | строительство предусмотрено в схеме террито-риального плани-рования Россий-ской Федерации в области энергетики |
| Строительство  ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Княжегубская ГЭС – Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС, РП 330 кВ Путкинский,  РП 330 кВ Ондский | 2005 – 2019 | 298 км | обеспечение выдачи «запертой» мощности Коль-ской АЭС, повыше-ние надежности электроснабжения потребителей Рес-публики Карелия, повышение энерго-эффективности | строительство включено в инвестиционную программу  ПАО «ФСК ЕЭС» на период  2015 – 2019 годов |
| Установка управ-ляемых шунтиро-ванных реакторов на РП 330 кВ Ондский | 180 Мвар |
| Установка шунтирующего реактора на  РП 330 кВ Путкинский | 100 Мвар |
| Строительство  ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Петрозаводск | 2016 – 2021 | 278 км | обеспечение выдачи «запертой» мощности Коль-ской АЭС, повыше-ние энергоэффек-тивности | строительство включено в инвестиционную программу  ПАО «ФСК ЕЭС» на период  2015 – 2019 годов |
| Строительство  ВЛ 330 кВ Тихвин – Литейный – Петрозаводск | 2016 – 2021 | 280 км | обеспечение выдачи «запертой» мощности Коль-ской АЭС, повыше-ние надежности электроснабжения потребителей Рес-публики Карелия, повышение энерго-эффективности | строительство включено в инвестиционную программу  ПАО «ФСК ЕЭС» на период  2015 – 2019 годов |
| ПС 220 кВ Белый Порог | ввод в 2019 | 4х32 МВ∙А | обеспечение выдачи мощности Белопорожских ГЭС-1 и ГЭС-2 | инвестиционная программа АО «Норд Гидро» |
| Комплексная реконструкция  ПС 220 кВ Древлянка | 2016 – 2022 | 2х200, 2х63 МВ∙А | повышение надеж-ности электроснаб-жения г. Петроза-водска и обеспече-ние возможности технологического присоединения новых потребите-лей, повышение энергоэффектив-ности | реконструкция не включена в инвес-тиционные прог-раммы субъектов электроэнергетики |
| Установка БСК мощностью  30 Мвар на  ПС 220 кВ Сортавальская | 2018 | 30 Мвар | обеспечение надеж-ного электроснаб-жения района ПС 220 кВ Суоярви,  ПС 220 кВ Ляскеля и ПС 220 кВ Сортавальская и обеспечение возможности техно-логического при-соединения новых потребителей, повышение энерго-эффективности | установка БСК включена в инвестиционную программу  ПАО «ФСК ЕЭС» на период  2015 – 2019 годов |
| Строительство ПС 110 кВ Ильинское | 2024 | 26,5 км, 2х10 МВ∙А | большая удален-ность ПС 110 кВ Олонец (ПС-41) от центров питания (от Петрозаводской ТЭЦ – 180 км и от ПС 220 кВ Суоярви – 155 км) опреде-ляет низкие уровни напряжения (100 –107 кВ) в после-аварийных режимах с отключением питающих линий в обоих вариантах роста электропот-ребления на  ПС 110 кВ Коткозеро (ПС- 40) и ПС 110 кВ Олонец (ПС-41). Для разукрупнения электрических сетей 35 – 110 кВ, снижения загрузки ПС 110 кВ и под-ключения новых потребителей, повышения энерго-эффективности | строительство не включено в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики |
| Строительство ПС 110 кВ Шуньга | 2024 | 58 км, 2х10 МВ∙А | пропускная способность ЛЭП района сети 35 кВ ПС 220 кВ Медвежьегорск по условию обеспече-ния допустимых уровней напряже-ния в послеаварий-ных режимах (отключение голов-ных участков  ВЛ 35 кВ от одного центра питания и резервирования потребителей от другого центра питания (снижение напряжения до 98 –103 кВ) исчерпана при существующих и перспективных нагрузках в режи-ме максимальных нагрузок до 2021 года. Для разукруп-нения электриче-ских сетей 35 – 110 кВ в г. Медвежье-горске, снижения загрузки ПС 110 кВ и подключения новых потребите-лей, повышения энергоэффектив-ности | строительство не включено в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики |
| Строительство ПС 110 кВ Куркиёки | 2024 | 2х0,8 км, 2х16 МВ∙А | пропускная способность ЛЭП района Западно-Карельских сетей 35 кВ по условию обеспечения допус-тимых уровней напряжения в послеаварийных режимах (отключе-ние головных участков ВЛ 35 кВ от одного центра питания и резерви-рования потреби-телей от другого центра питания (снижение напря-жения до 98 – 103 кВ) исчерпана при существующих и перспективных нагрузках в режи-ме максимальных нагрузок до 2021 года. Для разук-рупнения электри-ческих сетей 35 – 110 кВ, снижения загрузки ПС 110 кВ и подключения новых потреби-телей, повышения энергоэффектив-ности | строительство не включено в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики |
| Строительство ПС 110 кВ Шёлтозеро | 2024 | 2х0,5 км, 2х6,3 МВ∙А | пропускная способность ЛЭП района ПС 110 кВ Шёлтозеро по условию обеспече-ния допустимых уровней напряже-ния в послеаварий-ных режимах (отключение голов-ных участков ВЛ 35 кВ от одного центра питания и резервирования потребителей от другого центра питания (снижение напряжения до 100 кВ) исчерпана при существующих и перспективных нагрузках в режи-ме максимальных нагрузок до 2021 года. Для разукруп-нения электриче-ских сетей 35 –  110 кВ, снижения загрузки ПС 110 кВ и подключения новых потребите-лей, повышения энергоэффектив-ности | строительство не включено в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики |
| Строительство ПС 110 кВ Прионежская | 2015 – 2023 | 2х0,5\* км, 2х25 МВ∙А | в настоящее время электроснабжение района ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) –  ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) обеспечи-вается по протяжен-ной ВЛ 35 кВ. Для сниже-ния потерь при передаче электро-энергии, снижения загрузки трансфор-маторов ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) и  ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) и для повы-шения надежности электроснабжения существующих и присоединения новых потребите-лей необходимо строительство нового центра пита-ния в Прионежском районе. Анализ загрузки ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64), Шуя (ПС-21),  ПС 35 кВ Бесовец (ПС-18П) и ПС 35 кВ Вилга (ПС-9П) с учетом контроль-ных замеров за пятилетний период, заключенных дого-воров на технологи-ческое присоедине-ние и заявок на него показал, что загрузка данных  ПС превышает допустимую (приложение 8).  В связи с этим до 2021 года пред-лагается строитель-ство нового центра питания ПС 110 кВ Прионежская | выполнена проектно-сметная документация. Ввод ПС  в 2022 году согласно инвестиционной программе филиала  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» |

\* Протяженность заходов.

Таблица 48

Перечень дополнительных вводов электросетевых объектов для ликвидации узких мест в энергосистеме Республики Карелия для варианта «максимальный»

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование проекта, класс напряжения | Год начала и окон-чания строитель-ства | Протяжен-ность/мощ-ность, км/  МВ∙А | Обоснование необходимости строительства | Примечание |
| Строительство ПС 220 кВ Петрозаводская новая | 2016 – 2021 | 2х125 МВ∙А | повышение надеж-ности электроснаб-жения г. Петрозавод-ска и обеспечение возможности техно-логического присое-динения новых потребителей, повы-шение энергоэффек-тивности | строительство  не включено в инвестиционные программы субъектов электроэнер-гетики |
| Строительство  3-й ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша | 2016 – 2021 | 180 км | обеспечение надеж-ного электроснабже-ния АО «Карельский окатыш» и г. Косто-мукши, а также возможности техноло-гического присоеди-нения новых потреби-телей | строительство  не включено в инвестиционные программы субъектов электроэнер-гетики |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Строительство  2-й ВЛ 110 кВ Беломорск – Кемь | 2024 | 55,8 км | по результатам расчета режима работы сети 110 кВ (летний максимум  2021 года), в условиях многоводного года в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Палакоргская ГЭС (Л-111) при выведенной в ремонт  ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Идель (Л-112) или Маткожненская ГЭС – Идель (Л-102), загрузка ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск  (Л-115), выполненной проводом АС 150, составит порядка  540 А, что превысит длительно допусти-мую по нагреву проводов токовую нагрузку | строительство  не включено в инвестиционные программы субъектов электроэнер-гетики |
| Строительство ВЛ 110 кВ Пяозеро – Калевала | 2024 | 80 км | для обеспечения двустороннего питания ПС 110 кВ Пяозеро (ПС 56) и ПС 110 Калевала  (ПС 55) | строительство  не включено в инвестиционные программы субъектов электроэнер-гетики |

Устранение остальных узких мест и проблем в электрических сетях 35 кВ и выше энергосистемы Республики Карелия предполагается за пределами рассматриваемого периода после 2021 года путем осуществления следующих мероприятий:

В электрических сетях 220 – 330 кВ:

С целью усиления схемы внешнего электроснабжения Петрозаводского энергоузла (г. Петрозаводска и прилегающих районов) предполагается завершить комплексную реконструкцию ПС 220 кВ Древлянка с заменой трансформаторов 220 кВ 2х125 МВ∙А на 2х200 МВ∙А и трансформаторов 110 кВ 40 и 40,5 МВ∙А на трансформаторы 2х63 МВ∙А к 2022 году.

Увеличить на 4 МВт присоединенной мощности к ПС-2 с устновкой в РУ 6 кВ двух новых ячеек и на 3 МВт присоединенной мощности к ПС-67 с установкой в РУ 10 кВ ПС-67 двух новых ячеек для АО «ПКС».

В распределительных сетях 35 – 110 кВ:

реконструкция морально и физически устаревших объектов (приложения 1 и 2);

сооружение вторых ВЛ и трансформаторов на ПС 110 кВ для повышения надежности электроснабжения потребителей ПС 110 кВ, указанных с таблице 33.

4.10. Анализ схем теплоснабжения муниципальных образований в Республике Карелия и предложения о модернизации системы теплоснабжения

Развитие систем теплоснабжения муниципальных образований осуществляется на основании схем теплоснабжения.

Необходимость разработки схем теплоснабжения городов (поселений) определена Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Порядок разработки и утверждения, а также требования к схемам теплоснабжения утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Данные о стадиях разработки схем теплоснабжения муниципальных об­разований Республики Карелия по состоянию на июнь 2016 года представлены в таблице 49.

Таблица 49

Стадии разработки схем теплоснабжения муниципальных об­разований

Республики Карелия по состоянию на июнь 2016 года

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование муниципального образования | Стадия разработки схемы |
| 1. | Петрозаводский городской округ | утверждена |
| 2. | Костомукшский городской округ | утверждена |
| Сортавальский муниципальный район | | |
| 1. | Вяртсильское городское поселение | утверждена |
| 2. | Хелюльское городское поселение | утверждена |
| 3. | Хаапалампинское сельское поселение | утверждена |
| 4. | Кааламское сельское поселение | разработан проект схемы |
| 5. | Сортавальское городское поселение | разработан проект схемы |
| Калевальский муниципальный район | | |
| 1. | Калевальское городское поселение | утверждена |
| 2. | Юшкозерское сельское поселение | нет |
| 3. | Боровское сельское поселение | утверждена |
| 4. | Луусалмское сельское поселение | утверждена |
| Кондопожский муниципальный район | | |
| 1. | Кондопожское городское поселение | утверждена |
| 2. | Янишпольское сельское поселение | утверждена |
| 3. | Кяппесельгское сельское поселение | информация о разработке и утверждении схемы в официальных источниках отсутствует |
| 4. | Курортное сельское поселение | утверждена |
| 5. | Кончезерское сельское поселение | нет |
| 6. | Гирвасское сельское поселение | нет |
| 7. | Петровское сельское поселение | информация о разработке и утверждении схемы в официальных источниках отсутствует |
| 8. | Кедрозерское сельское поселение | информация о разработке и утверждении схемы в официальных источниках отсутствует |
| 9. | Новинское сельское поселение | информация о разработке и утверждении схемы в официальных источниках отсутствует |
| Муезерский муниципальный район | | |
| 1. | Муезерское городское поселение | утверждена |
| 2. | Ледмозерское сельское поселение | утверждена |
| 3. | Ругозерское сельское поселение | утверждена |
| 4. | Воломское сельское поселение | утверждена |
| 5. | Пенингское сельское поселение | утверждена |
| 6. | Суккозерское сельское поселение | утверждена |
| 7. | Лендерское сельское поселение | утверждена |
| 8. | Ребольское сельское поселение | информация о разработке и утверждении схемы в официальных источниках отсутствует |
| Медвежьегорский муниципальный район | | |
| 1. | Медвежьегорское городское поселение | нет |
| 2. | Великогубское сельское поселение | утверждена |
| 3. | Пиндушское городское поселение | утверждена |
| 4. | Повенецкое сельское поселение | нет |
| 5. | Толвуйское сельское поселение | нет |
| 6 | Шуньгское сельское поселение | разработан проект схемы |
| 7. | Паданское сельское поселение | информация о разработке и утверждении схемы в официальных источниках отсутствует |
| 8. | Чёбинское сельское поселение | информация о разработке и утверждении схемы в официальных источниках отсутствует |
| 9. | Чёлмужское сельское поселение | информация о разработке и утверждении схемы в официальных источниках отсутствует |
| Суоярвский муниципальный район | | |
| 1. | Суоярвское городское поселение | утверждена |
| 2. | Поросозерское сельское поселение | утверждена |
| 3. | Найстенъярвское сельское поселение | утверждена |
| 4. | Вешкельское сельское поселение | утверждена |
| 5. | Лоймольское сельское поселение | утверждена |
| Кемский муниципальный район | | |
| 1. | Кемское городское поселение | утверждена |
| 2. | Рабочеостровское сельское поселение | утверждена |
| 3. | Кривопорожское сельское поселение | утверждена |
| 4. | Куземское сельское поселение | разработан проект схемы |
| Беломорский муниципальный район | | |
| 1. | Беломорское городское поселение | утверждена |
| 2. | Летнереченское сельское поселение | утверждена |
| 3. | Сосновецкое сельское поселение | утверждена |
| 4. | Сумпосадское сельское поселение | утверждена |
| Сегежский муниципальный район | | |
| 1. | Сегежское городское поселение | утверждена |
| 2. | Надвоицкое городское поселение | утверждена |
| 3. | Чернопорожское сельское поселение | утверждена |
| 4. | Валдайское сельское поселение | утверждена |
| 5. | Идельское сельское поселение | утверждена |
| 6. | Поповпорожское сельское поселение |  |
| Лоухский муниципальный район | | |
| 1. | Лоухское городское поселение | утверждена |
| 2. | Чупинское городское поселение | утверждена |
| 3. | Пяозерское городское поселение | утверждена |
| 4. | Плотинское сельское поселение | утверждена |
| 5. | Амбарнское сельское поселение | нет |
| 6. | Кестеньгское сельское поселение | утверждена |
| 7. | Малиноваракское сельское поселение |  |
| Лахденпохский муниципальный район | | |
| 1. | Лахденпохское городское поселение | разработан проект схемы |
| 2. | Элисенваарское сельское поселение | разработан проект схемы |
| 3. | Мийнальское сельское поселение | разработан проект схемы |
| 4. | Хийтольское сельское поселение | разработан проект схемы |
| 5. | Куркиёкское сельское поселение | разработан проект схемы |
| Лахденпохский муниципальный район | | |
| 1. | Коткозерское сельское поселение | утверждена |
| 2. | Куйтежское сельское поселение | утверждена |
| 3. | Коверское сельское поселение | утверждена |
| 4. | Ильинское сельское поселение | утверждена |
| 5. | Видлицкое сельское поселение | нет |
| 6. | Мегрегское сельское поселение | утверждена |
| 7. | Туксинское сельское поселение | утверждена |
| 8. | Михайловское сельское поселение | утверждена |
| 9. | Олонецкое городское поселение | разработан проект схемы |
| Питкярантский муниципальный район | | |
| 1. | Питкярантское городское поселение | утверждена |
| 2. | Импилахтинское сельское поселение | утверждена |
| 3. | Харлуское сельское поселение | утверждена |
| 4. | Ляскельское сельское поселение | утверждена |
| 5. | Салминское сельское поселение | утверждена |
| Прионежский муниципальный район | | |
| 1. | Мелиоративное сельское поселение | утверждена |
| 2. | Шуйское сельское поселение | нет |
| 3. | Пайское сельское поселение | нет |
| 4. | Ладвинское сельское поселение | нет |
| 5. | Нововилговское сельское поселение | нет |
| 6. | Деревянское сельское поселение | нет |
| 7. | Заозерское сельское поселение | утверждена |
| 8. | Деревянкское сельское поселение | утверждена |
| 9. | Рыборецкое сельское поселение | нет |
| 10. | Шёлтозерское сельское поселение | утверждена |
| 11. | Шокшинское сельское поселение | нет |
| 12. | Ладва-Веткинское сельское поселение | информация о разработке и утверждении схемы в официальных источниках отсутствует |
| 13. | Гарнизонное сельское поселение | разработан проект схемы |
| Пряжинский муниципальный район | | |
| 1. | Пряжинское городское поселение | нет |
| 2. | Матросское сельское поселение | утверждена |
| 3. | Ведлозерское сельское поселение | утверждена |
| 4. | Святозерское сельское поселение | утверждена |
| 5. | Крошнозерское сельское поселение | утверждена |
| 6. | Эссойльское сельское поселение | разработан проект схемы |
| 7. | Чалнинское сельское поселение | информация об утвержде-нии схемы в официальных источниках отсутствует |
| Пудожский муниципальный район | | |
| 1. | Пудожское городское поселение | нет |
| 2. | Шальское сельское поселение | нет |
| 3. | Пяльмское сельское поселение | информация о разработке и утверждении схемы в официальных источниках отсутствует |
| 4. | Кривецкое сельское поселение | утверждена |
| 5. | Красноборское сельское поселение | утверждена |
| 6. | Кубовское сельское поселение | утверждена |
| 7. | Авдеевское сельское поселение | утверждена |
| 8. | Куганаволокское сельское поселение | информация о разработке и утверждении схемы в официальных источниках отсутствует |

По состоянию на июнь 2016 года в Республике Карелия разработано 95 схем теплоснабжения муниципальных образований, из них:

утверждено 83 схемы теплоснабжения (75% от общего количества схем теплоснабжения, необходимых для разработки);

разработано 12 проектов схем теплоснабжения (11% от общего количества схем теплоснабжения, необходимых для разработки);

Информация о разработке и утверждении для 15 муниципальных образований отсутствует в официальных источниках (14% от общего количества схем теплоснабжения, необходимых для разработки).

Разработка схем теплоснабжения не требуется для двух муниципальных образований вследствие отсутствия в данных поселениях системы централизован­ного теплоснабжения.

Данные об основных мероприятиях по строительству новых и расширению существующих источников когенерации, крупных котельных Республики Карелия, запланированные в схемах теплоснабжения муниципальных образований, представлены в таблице 50.

Таблица 50

Мероприятия по строительству новых и расширению существующих источников когенерации, крупных котельных Республики Карелия, запланированные в схемах теплоснабжения муниципальных образований

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование муниципального образования | Наименование мероприятия согласно материалам схем теплоснабжения | Параметры источников, планируемых к строительству, реконструкции согласно материалам схем теплоснабжения | Намечаемый период (год) реализации мероприятия |
| Петрозаводский городской округ | | | | |
| 1. | Петрозаводский городской округ, Петрозаводская ТЭЦ | замена турбоагрегата  ст. № 1 ПТ-60-130/13 на ПТ-65/75-130/13 | установленная тепловая мощность – 65 МВт | 2020 |
| 2. | Петрозаводский городской округ, Петрозаводская ТЭЦ | строительство  КВГМ-100 № 6 для обеспечения перспектив-ного прироста тепловой нагрузки в зоне покрытия | установленная тепловая мощность – 100 Гкал/ч | 2017 |
| 3. | Петрозаводский городской округ, котельная № 2 АО «ПКС-Тепло-вые сети» по адресу ул. Ломо-носова, д. 65а | реконструкция котельной – перевод на сжигание природного газа с работой в автома-тическом режиме, с уве-личением установленной мощности | установленная тепловая мощность – 4 Гкал/ч | 2016 |
| 4. | Петрозаводский городской округ, котельная «Птицефабрика» АО «ПКС-Тепловые сети» | строительство новой водогрейной биомодуль-ной котельной (далее – БМК) (газ) взамен старой котельной, с увеличением установленной мощности | установленная тепловая мощность – 6 Гкал/ч | 2025 |
| 5. | Петрозаводский городской округ, котельная «Сайнаволок» АО «ПКС-Тепловые сети» | строительство новой водогрейной БМК (газ) взамен старой котельной, с увеличением установ-ленной мощности | установленная тепловая мощность – 1 Гкал/ч | 2024 |
| 6. | Петрозаводский городской округ, котельная РЭБ Флота АО «ПКС-Тепловые сети» | реконструкция котель-ной с установкой 3 водогрейных котлов, с увеличением установ-ленной мощности | суммарная установленная тепловая мощность – 38,7 Гкал/ч | 2018 |
| 7. | Петрозаводский городской округ, котельная «Пески» АО «ПКС-Тепловые сети» | строительство новой водогрейной БМК (газ) взамен старой котельной с увеличением установ-ленной мощности | установленная тепловая мощность – 6 Гкал/ч | 2024 |
| Костомукшский городской округ | | | | |
| 1. | Костомукшский городской округ, пос.Контокки | строительство новой водогрейной котельной на биотопливе | установленная тепловая мощность – 5,15 Гкал/ч | 2023 |
| 2. | Костомукшский городской округ | строительство новой водогрейной котельной | установленная тепловая мощность – 77,4 Гкал/ч | 2023 |
| Сортавальский муниципальный район | | | | |
| 1. | Вяртсильское городское поселение | строительство новой газовой водогрейной котельной (вариант развития № 2) | установленная тепловая мощность – 5 Гкал/ч | 2028 |
| 2. | Хелюльское городское поселение | строительство новой газовой водогрейной котельной пгт Хелюля | установленная тепловая мощность – 0,5 Гкал/ч | 2020 |
| строительство новой газовой водогрейной котельной с. Хелюля | установленная тепловая мощность – 1,25 Гкал/ч | 2020 |
| 3. | Хаапалампинское сельское поселение | строительство новой водогрейной БМК (газ) пос. Хаапалампи | установленная тепловая мощность – 1,72 МВт | 2016 |
| строительство новой водогрейной БМК (газ) пос. Ниэмелянхови | установленная тепловая мощность – 0,62 МВт | 2016 |
| строительство новой водогрейной БМК (газ) пос. Заозерный | установленная тепловая мощность – 0,26 МВт | 2016 |
| Калевальский муниципальный район | | | | |
| 1. | Кааламское сельское  поселение | строительство новой котельной пос. Рускеала | установленная тепловая мощность – 1,62 МВт | 2016 |
| строительство новой котельной пос. Рускеала | установленная тепловая мощность – 0,75 МВт | 2016 |
| Кемский муниципальный район | | | | |
| 1. | Кемское городское поселение | строительство новой угольной котельной | установленная тепловая мощность – 13,76 Гкал/ч | 2020 |
| Сегежский муниципальный район | | | | |
| 2. | Надвоицкое городское поселение | строительство новой котельной | установленная тепловая мощность – 11 Гкал/ч | 2020 |
| Лоухский муниципальный район | | | | |
| 1. | Лоухское городское поселение | строительство новой угольной котельной | установленная тепловая мощность – 17 МВт | 2021 |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 2. | Чупинское городское поселение | строительство новой водогрейной БМК (газ) | установленная тепловая мощность – 12 МВт | 2028 |
| строительство новой водогрейной БМК (газ) пгт Чупа | установленная тепловая мощность – 1 МВт | 2028 |
| 3. | Пяозерское городское поселение | строительство новой водогрейной котельной взамен старой с увеличением мощности | установленная тепловая мощность – 12 МВт | 2017 |

В качестве наиболее часто указанных предложений о строительстве, ре­конструкции и техническом перевооружении источников тепловой энергии в разработанных схемах теплоснабжения рассматриваются:

1) реконструкция источников некомбинированной выработки с переводом их на газообразное топливо;

2) строительство новых блочно-модульных котельных взамен существующих источников некомбинированной выработки в связи с истечением нормативного срока эксплуатации последних в случае экономической обоснованности данного строительства;

3) проведение мероприятий по реконструкции тепловых сетей с применением современных теплоизоляционных материалов, установка блочных тепловых пунктов, внедрение современных систем учета тепловой энергии.

4.11. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе

Прогноз потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе в 2016 году, приведен в соответствии с данными прогнозов предприятий в таблице 51.

Таблица 51

Потребление топлива электростанциями и котельными генерирующих

компаний на 2016 год (прогноз)

(тыс. т у.т.)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Всего | В том числе | | | |
| газ | уголь | нефте-топливо (мазут) | прочее топливо |
| Годовой расход топлива, в том числе | 1392,316 | 920,518 | – | 190,4681 | 281,31 |
| Петрозаводская ТЭЦ | 469,27 | 468,707 | – | 0,565 | – |
| ОАО «Кондопога», в том числе | 486,24 | 451,811 | – | 7,085 | 27,322 |
| ТЭС-1 | 202,511 | 202,511 | – | – | – |
| ТЭС-2 | 254,9 | 249,3 | – | 5,578 | – |
| Утилизационная котельная | 28,829 | – | – | 1,507 | 27,322 |
| АО «Карельский окатыш» | 74,7461 | – | – | 74,7461 | – |
| ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 АО «Сегежский ЦБК» | 287,166 | – | – | 66,9 | 220,266 |
| ТЭЦ, ООО «РК-Гранд» | 74,894 | – | – | 41,172 | 33,722 |

Потребность в топливе ТЭС и котельных генерирующих компаний Республики Карелия в 2016 – 2021 годах представлена в таблице 52.

Таблица 52

Потребность ТЭС и котельных генерирующих компаний

в топливе на период до 2021 года

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Газ | | Мазут | | Уголь | | Прочее | | Итого | |
| тыс.  т у.т. | % | тыс.  т у.т. | % | тыс.  т у.т. | % | тыс.  т у.т. | % | тыс.  т у.т. | % |
| 2016 | 920,52 | 66,11 | 190,47 | 13,68 | 0,00 | 0,00 | 281,31 | 20,20 | 1392,32 | 100,00 |
| 2017 | 920,52 | 66,11 | 190,47 | 13,68 | 0,00 | 0,00 | 281,31 | 20,20 | 1392,32 | 100,00 |
| 2018 | 920,52 | 66,11 | 190,47 | 13,68 | 0,00 | 0,00 | 281,31 | 20,20 | 1392,32 | 100,00 |
| 2019 | 920,52 | 66,11 | 190,47 | 13,68 | 0,00 | 0,00 | 281,31 | 20,20 | 1392,32 | 100,00 |
| 2020 | 920,52 | 66,11 | 190,47 | 13,68 | 0,00 | 0,00 | 281,31 | 20,20 | 1392,32 | 100,00 |
| 2021 | 920,52 | 66,11 | 190,47 | 13,68 | 0,00 | 0,00 | 281,31 | 20,20 | 1392,32 | 100,00 |

4.12. Разработка предложений о переводе на парогазовый цикл действующих тепловых электростанций

На территории Республики Карелия более 27% тепловой энергии вырабатывается котельными. Наиболее эффективными по удельному расходу топлива на отпуск тепловой энергии (150 – 160 кг у.т./Гкал) являются котельные, использующие в качестве топлива природный газ. Данный факт позволяет говорить о необходимости продолжать на территории республики реализацию мероприятий Генеральной схемы газификации и газоснабжения Республики Карелия, стимулируя перевод котельных на природный газ. Так, реализация программы газификации районов Северного Приладожья позволит снизить удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии   
со 198,6 кг/Гкал в 2010 году до 156,05 кг/Гкал в 2016 году.

Перспективным проектом повышения эффективности когенерации является строительство нового энергоблока Петрозаводской ТЭЦ на базе парогазовой установки электрической мощностью 180 МВт и тепловой –160 Гкал/ч. В настоящее время Петрозаводская ТЭЦ является основным источником электроэнергии и теплоснабжения г. Петрозаводска, вырабатывая около трети всей электроэнергии и 85% тепловой энергии, потребляемой городом.

Вследствие использования высокоэффективного парогазового цикла электрический коэффициент полезного действия будет увеличен до 52%, а по комбинированной выработке электрической и тепловой энергии – вырастет до 89%.

Однако реализация данного проекта требует всестороннего согласования и определения параметров окупаемости. В связи с этим его инвестирование в настоящее время не планируется.

4.13. Прогноз развития теплосетевого хозяйства

На стадии производства тепловой энергии на территории Республики требуется модернизация большинства теплоисточников. Физический износ оборудования котельных составил более 56%, центральных тепловых пунктов – 53%.

В таблице 53 представлена характеристика теплосетевого хозяйства Республики Карелия в 2015 году.

Таблица 53

Характеристика теплосетевого хозяйства Республики Карелия в 2015 году

| Показатель | Значение |
| --- | --- |
| Потери тепловой энергии, тыс. Гкал | 288,5 |
| из них на тепловых и паровых сетях, тыс. Гкал | 284,4 |
| Число аварий на источниках теплоснабжения, ед. | - |
| Число аварий на паровых и тепловых сетях, ед. | 29 |
| Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км | 951,3 |
| диаметром до 200 мм | 760,2 |
| диаметром от 200 мм до 400 мм | 113,3 |
| диаметром от 400 мм до 600 мм | 49,3 |
| Сети, нуждающиеся в замене, км | 277,3 |
| из них ветхие | 239,7 |
| Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении сетей – всего, км | 4,4 |
| из них ветхих | 4,3 |

Сильный износ сетей, нуждающихся в замене, отмечается в Муезерском районе (73,7% – общий износ сетей, нуждающихся в замене), в Пудожском районе (79,6%), в Сегежском районе (72,1%).

Перспектива развития теплосетевого хозяйства Республики Карелия в   
2017 – 2021 годах будет определяться двумя факторами – инвестиционными проектами в области теплосетевого строительства и изменением численности населения.

В настоящее время программы развития муниципальных районов в Республике Карелия находятся в стадии разработки или утверждения. Анализ разработанных схем показывает, что существенного развития теплосетевого хозяйства не предполагается, основное направление на ближайшие годы – это модернизация котельных с заменой морально и физически устаревшего оборудования на современное. Часть из них планируется перевести на природный газ или биотопливо, постепенно произвести замену обыкновенных труб на трубы с пенополиуретановой изоляцией.

В целом по Республике Карелия не планируется роста до 2020 года выработки тепловой энергии вследствие размещения крупных теплоемких производств, поскольку существующая и планируемая к вводу/реконструкции теплогенерация полностью покрывает прогнозируемое потребление тепловой энергии. Также в соответствии со статистическими данными общее потребление тепловой энергии уменьшается.

Согласно статистическим данным численность населения Республики Карелия уменьшается (см. табл. 54).

Таблица 54

Прогноз численности населения Республики Карелия

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Едини-ца изме-рения | прогноз | | | | | |
| 2016 год | | 2017 год | | 2018 год | |
| вариант 1 | вариант 2 | вариант 1 | вариант 2 | вариант 1 | вариант 2 |
| Все население (средне-годовая) | тыс.  человек | 628,40 | 628,60 | 626,00 | 626,50 | 623,90 | 625,00 |
| Городское население (средне-годовая) | тыс.  человек | 503,60 | 503,70 | 503,70 | 503,80 | 503,80 | 503,90 |
| Сельское население (средне-годовая) | тыс.  человек | 124,80 | 124,90 | 122,30 | 122,70 | 120,10 | 121,10 |
| Коэффи-циент естествен-ного при-роста насе-ления, на  1 тыс. человек |  | -4,00 | -3,70 | -3,40 | -2,70 | -3,10 | -2,30 |
| Число при-бывших на территорию региона | тыс. человек | 24,42 | 24,50 | 24,51 | 24,55 | 24,55 | 24,58 |
| Число вы-бывших с территории региона | тыс. человек | 24,61 | 24,59 | 24,60 | 24,56 | 24,59 | 24,55 |
| Коэффи-циент мигра-ционного прироста, на 10 тыс. человек |  | -3,17 | -1,43 | -1,43 | -0,10 | -0,64 | 0,32 |

К 2021 году при сохранении существующего уровня рождаемости, смертности и существующей нулевой миграции численность населения республики сократится примерно до 616 тыс. человек. Главной причиной станет снижение количества женщин детородного возраста и сохранение низкого суммарного коэффициента рождаемости.

Очевидно, что прогнозируемое снижение численности населения приведет к снижению тепловой нагрузки Республики Карелия, поэтому развитие теплосетевого хозяйства по демографическим причинам в рассматриваемый период не прогнозируется.

Исходя из представленной информации в 2016 – 2021 годы не прогнозируется роста теплосетевого хозяйства Республики Карелия.

4.14. Объемы электросетевого строительства и ориентировочные капиталовложения

В таблице 55 приведены объемы электросетевого строительства, реконструкции и технического перевооружения, намечаемые до 2021 года, а также ориентировочные капиталовложения.

Таблица 55

Намечаемые объемы и ориентировочные капиталовложения электросетевого строительства, реконструкции и технического перевооружения

| Объект по уровню напряжения | Единица измерения | | | | | | | Полная стоимость строительства | | Остаточная стоимость на  1 января 2016 года |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
| км | | МВ·А | | | Мвар | | млн. рублей | | млн. рублей |
| Объекты нового строительства | | | | | | | | | | |
| 330 кВ | 856 | | 0 | | | 280 | | 22074,73 | | 10425,05 |
| 220 кВ | 343,2 | | 474 | | | 0 | | 10578 | | 10578 |
| 110 кВ | | 421,8 | | 296,6 | 10 | | 11931,027 | | 11931,027 | |
| 35 кВ | | 67,17 | | 95,3 | 2,6 | | 1389,916 | | 1277,916 | |
| Объекты реновации | | | | | | | | | | |
| 220 кВ | | 0 | | 1026 | 30 | | 4274 | | 2976 | |
| 110 кВ | | 1884 | | 543 | 0 | | 14810 | | 14810 | |
| 35 кВ | | 14 | | 35 | 0 | | 381 | | 381 | |

Принятая стоимость электросетевых объектов подлежит уточнению при конкретном проектировании.

Сроки реализации электросетевого строительства, приведенные в приложении 6 к Программе, носят рекомендательный характер и будут уточняться в зависимости от наличия источника финансирования.

4.15. Рекомендации по компенсации емкостных токов в сетях напряжением 35 кВ

Сети напряжением 35 кВ работают с изолированной нейтралью и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю. Уменьшение тока замыкания на землю с целью предупреждения перехода однофазных замыканий в многофазные, а также для ограничения перенапряжений в сетях при однофазных замыканиях достигается установкой заземляющих дугогасящих реакторов и делением сетей на изолированно работающие части.

Компенсация емкостных токов однофазного замыкания на землю предусматривается для ВЛ 35 кВ на железобетонных и деревянных опорах при емкостных токах 10 А и выше.

Величина емкостного тока замыкания на землю для ВЛ определялась по формуле:



где:

Iс – емкостной ток замыкания на землю, А;

Uн – номинальное напряжение линии, кВ;

L – суммарная протяженность всех изолированно работающих электрически соединенных сетей (независимо от ведомственной принадлежности) в нормальном режиме, км;

1,1 – коэффициент, учитывающий увеличение емкостного тока замыкания на землю за счет оборудования ПС и ошиновки.

Предельная суммарная протяженность электрически соединенных ВЛ 35 кВ, при которой емкостной ток замыкания на землю не превышает допустимый, составляет примерно 90 км.

На ПС 110/35/10 кВ, где протяженность электрически связанных ВЛ 35 кВ составляет более 90 км, требуется установка дугогасящих реакторов. ПС 110/35/10 кВ, на которой рекомендуется установка заземляющих дугогасящих реакторов, расчетный емкостной ток замыкания на землю в сети 35 кВ и рекомендуемый тип и мощность заземляющих дугогасящих реакторов приведены в таблице 56. Вместе с дугогасящими реакторами устанавливаются резисторы 35 кВ. Типы и мощность заземляющих дугогасящих реакторов должны быть уточнены при выполнении проектной документации.

Таблица 56

ПС 110/35/10(6) кВ, на которой рекомендуется установка заземляющих дугогасящих реакторов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ПС | Емкостнойток замыкания  на землю в сетях 35 кВ, А | Тип и установленная мощность заземляющих дугогасящих реакторов |
| ПС 110 кВ Олонец (ПС-41) | 15,7 | РЗДПОМ-700/35 У1 |

4.16. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов трехфазного и однофазного короткого выполнен на 2021 год с целью выбора вновь устанавливаемого оборудования РУ напряжением 35 кВ и выше и оценки ориентировочного объема аппаратуры с несоответствующей отключающей способностью.

Результаты расчета токов трехфазного и однофазного короткозамыкателей в сетях напряжением 35 кВ и выше в энергосистеме Республики Карелия приведены в таблице 57.

Следует отметить, что отсутствует информация об установленных выключателях на ряде ПС. Оценка соответствия токов короткого замыкания для таких ПС производилась сравнением токов короткозамыкателей с данными о токах короткозамыкателей предыдущих схем и программ перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия.

Анализ результатов расчета показал, что на 2021 год уровень токов короткозамыкателей в сетях напряжением 35 кВ и выше не превышает отключающей способности выключателей, установленных на ПС, поэтому мероприятий по приведению в соответствие токов короткозамыкателей и отключающей способности выключателей не требуется.

Таблица 57

Токи трехфазного и однофазного короткозамыкателей в сетях напряжением 35 кВ и выше в энергосистеме Республики Карелия на 2021 год

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ПС | | Класс напряжения, кВ | Ток трехфазного короткозамы-кателя, кА | | Ток однофазного короткозамы-кателя, кА | Номинальный ток отключения короткозамы-кателей, кА |
|  | ПС 110 кВ Поляр-ный круг (ПС-43) | 110 | 3,2 | | 2 | н. д. |
| 35 | 1,3 | | – | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Котозеро  (ПС-44) | 110 | 4 | | 3 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Чупа (ПС-45) | 110 | 4 | | 3 | 18,4 |
| 35 | 2 | | – | 6,6; 10 |
|  | ПС 110 кВ Лоухи (ПС-47) | 110 | 9,3 | | 10,2 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Сосно-вый (ПС-57) | 110 | 3 | | 2 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Кестень-га (ПС-58) | 110 | 2 | | 2 | 18,4 |
|  | ПС 110 кВ Софпо-рог (ПС-59) | 110 | 2 | | 1 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) | 330 | 9 | | 7 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Пяозеро  (ПС-56) | 110 | 2 | | 1 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | Путкинская ГЭС (ГЭС-9) | 330 | 9 | | 8 | 35,5 |
| 220 | 10 | | 11 | 40; 31,5; 25 |
|  | Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14) | 220 | 6,4 | | 6,3 | 25 |
|  | Подужемская ГЭС  (ГЭС-10) | 220 | 8 | | 7 | 25 |
|  | Путкинская ГЭС (ГЭС-9) | 110 | 9 | | 10 | 31,5 |
|  | ПС 220 кВ Косто-мукша (ПС-52) | 220 | 2 | | 2 | 40 |
| 110 | 3 | | 2 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Кемь-тяговая (ПС-50) | 110 | 9 | | 9 | н. д. |
| 35 | 3 | | – | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Кузема (ПС-49) | 110 | 4 | | 3 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Энгозеро  (ПС-48) | 110 | 3 | | 3 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Бело-морск (ПС-12) | 110 | 7 | | 7 | 20 |
| 35 | 3 | | – | 10; 25 |
|  | ПС 110 кВ Бело-морск-тяговая  (ПС-51) | 110 | 6 | | 6 | н. д. |
|  | Беломорская ГЭС (ГЭС-6) | 110 | 6 | | 7 | 25 |
|  | Выгостровская ГЭС  (ГЭС-5) | 110 | 7 | | 7 | 25 |
|  | Маткожненская ГЭС (ГЭС-3) | 110 | 7 | | 7 | 13,2; 18,4; 40 |
|  | Палакоргская ГЭС (ГЭС-7) | 110 | | 6 | 5 | 25 |
|  | Ондская ГЭС  (ГЭС-4) | 110 | | 11 | 13 | н. д. |
| 330 | | 8 | 8 | н. д. |
| 220 | | 9 | 9 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ НАЗ (ПС-3) | 110 | | 10 | 11 | 20; 40; 50 |
|  | ПС 110 кВ Олений (ПС-14) | 110 | | 4 | 3 | короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Ругозеро (ПС-9) | 110 | | 2 | 2 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Ледмо-зеро (ПС-13) | 110 | | 2 | 2 | 20 |
| 35 | | 1 | – | 25 |
|  | ПС 110 кВ Боровое  (ПС-53) | 110 | | 2 | 1 | 20 |
|  | Юшкозерская ГЭС  (ГЭС-16) | 110 | | 2 | 2 | 20 |
|  | ПС 110 кВ Калевала  (ПС-55) | 110 | | 1 | 1 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Сегежа (ПС-15) | 110 | | 8 | 9 | 20 |
| 35 | | 5 | – | 10; 25 |
|  | ПС 110 кВ СЦБК (ПС-4) | 110 | | 8 | 8 |  |
|  | ПС 220 кВ Медвежьегорск | 220 | | 4 | 4 | 25; 40 |
| 110 | | 3 | 3 | н. д. |
| 35 | | 4 | – | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Великая Губа (ПС-78) | 110 | | 1 | 1 | отделитель и короткозамыкатель |
| 35 | | 2 | – | 10; 25 |
|  | ПС 110 кВ Повенец  (ПС-77) | 110 | | 2 | 2 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Чёлмужи  (ПС-38) | 110 | | 1 | 1 | отделитель и короткозамыкатель |
| 35 | | 1 | – | 10 |
|  | ПС 110 кВ Пяльма (ПС-37) | 110 | | 1 | 1 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Авдеево  (ПС-76) | 110 | | 1 | 1 | отделитель и короткозамыкатель |
| 35 | | 1 | – | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Пудож (ПС-36) | 110 | | 1 | 1 | отделитель и короткозамыкатель |
| 35 | | 1 | – |  |
|  | ПС 110 кВ Каршево  (ПС-75) | 110 | | 1 | 1 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 330 кВ Кондопога | 330 | | 7 | 7 | 31,5; 50 |
| 220 | | 9 | 10 | 40 |
|  | ПС 220 кВ КЦБК (ПС-8) | 220 | | 8 | 9 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20) | 110 | | 6 | 6 | 25 |
|  | Кондопожская ГЭС  (ГЭС-1) | 110 | | 6 | 6 | 25 |
|  | ПС 110 кВ Бере-зовка (ПС-63) | 110 | | 6 | 6 | 20; 25 |
| 35 | | 6 | – | 10; 12,5 |
|  | Пальеозерская ГЭС  (ГЭС-2) | 110 | | 3 | 3 | 25 |
|  | ПС 110 кВ Поросозеро (ПС-29) | 110 | | 3 | 2 | н. д. |
| 35 | | 1 | – | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Гимолы  (ПС-31) | 110 | | 2 | 1 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Сукко-зеро (ПС-32) | 110 | | 1 | 1 | отделитель и короткозамыкатель |
|  |  | 35 | | 1 | –- | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Пенинга  (ПС-33) | 110 | | 1 | 1 | н. д. |
| 35 | | 1 | – | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Най-стенъярви (ПС-35) | 110 | | 3 | 3 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 220 кВ Суоярви | 110 | | 5 | 6 | н. д. |
| 35 | | 2 | – | н. д. |
| 220 | | 5 | 4 | 25 |
|  | ПС 330 кВ Петрозаводск | 330 | | 11 | 10 | 31,5; 20 |
| 220 | | 12 | 12 | н. д. |
|  | ПС 220 кВ Петроза-водскмаш (ПС-18) | 220 | | 8 | 8 | 10; 25 |
|  | ПС 220 кВ Древлянка | 220 | | 8 | 7 | 25 |
| 110 | | 17 | 19 | н. д. |
| 35 | | 6 | – | н. д. |
|  | Петрозаводская ТЭЦ | 110 | | 18 | 19 | 50; 20 |
|  | ПС 110 кВ Радио-завод (ПС-67) | 110 | | 16 | 18 | 40 |
|  | ПС 110 кВ Онего (ПС-71) | 110 | | 17 | 19 | 40 |
|  | ПС 110 кВ ТБМ (ПС-7) | 110 | | 13 | 14 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Петроза-водск (ПС-1) | 110 | | 10 | 8 | 25 |
|  | ПС 110 кВ Кукковка (ПС-66) | 110 | | 13 | 13 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Авангард (ПС-79) | 110 | | 8 | 7 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС-68) | 110 | | 11 | 10 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ При-брежная (ПС-70) | 110 | | 10 | 8 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Станко-завод (ПС-69) | 110 | | 9 | 8 | 20 |
|  | ПС 110 кВ Деревянка (ПС-5) | 110 | | 10 | 7 | 20 |
| 35 | | 2 | – | 10; 20 |
|  | ПС 110 кВ Ладва (ПС-82) | 110 | | 4 | 3 | 40 |
|  | ПС 110 кВ Пай (ПС-6) | 110 | | 4 | 2 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) | 110 | | 4 | 3 | 25 |
| 35 | | 1 | – | 10 |
|  | ПС 110 кВ Ведло-зеро (ПС-39) | 110 | | 3 | 2 | 25 |
| 35 | | 2 | – | 10 |
|  | ПС 110 кВ Котко-зеро (ПС-40) | 110 | | 3 | 2 | отделитель и короткозамыкатель |
| 35 | | 2 | – | 10 |
|  | ПС 110 кВ Олонец (ПС 41) | 110 | | 3 | 3 | замена отделителя и короткозамыка-теля на выклю-чатель |
| 35 | | 2 | – |  |
|  | ПС 220 кВ Ляскеля | 220 | | 3 | 3 | 50; 25 |
| 110 | | 4 | 5 | н. д. |
| 35 | | 2 | – | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Питкя-ранта (ПС-25) | 110 | | 3 | 3 | н. д. |
| 35 | | 3 | – | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Лоймола  (ПС-30) | 110 | | 3 | 3 | н. д. |
|  | ПС110 кВ Кирьява-лахти (ПС-94) | 110 | | 4 | 4 | н. д. |
| 35 | | 2 | – | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Ляскеля  (ПС-26) | 110 | | 4 | 4 | н. д. |
| 35 | | 2 | – | н. д. |
|  | ПС 220 кВ Сортавальская | 220 | | 3 | 3 | 25 |
| 110 | | 5 | 5 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Сорта-вала (ПС-27) | 110 | | 3 | 3 | н. д. |
| 35 | | 4 | – | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Лахден-похья (ПС-34) | 110 | | 4 | 3 | замена отделителя и короткозамыка-теля на выклю-чатель |
| 35 | | 3 | – | замена отделителя и короткозамыка-теля на выклю-чатель |
|  | ПС 110 кВ Хаапа-лампи (ПС-95) | 110 | | 3 | 4 | отделитель и короткозамыкатель |
|  | ПС 110 кВ Карьер-ная (ПС-93) | 110 | | 2 | 2 | н. д. |
| 35 | | 1 | – | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Вярт-силя (ПС-28) | 110 | | 1 | 1 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Сувилахти | 110 | | 4 | 5 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Суна (ПС-22) | 110 | | 5 | 4 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Завод-ская (ПС-65) | 110 | | 15 | 16 | 40 |
|  | ПС 110 кВ Сулаж-гора (ПС-72) | 110 | | 15 | 16 | 20 |
|  | ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) | 110 | | 7 | 6 | 40 |
| 35 | | 3 | – | 25 |
|  | Белопорожские ГЭС | 220 | | 5 | 5 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Идель (ПС-61) | 110 | | 6 | 5 | н. д. |
|  | ПС 110 кВ Ильинское | 110 | | 1 | 1 | перспективная ПС |
| 35 | | 1 | – | перспективная ПС |
|  | ПС 110 кВ Шёлтозеро | 110 | | 2 | 2 | перспективная ПС |
|  | ПС 110 кВ Шуньга | 110 | | 2 | 1 | перспективная ПС |
| 35 | | 2 | – | перспективная ПС |
|  | ПС 110 кВ Логмо-зеро (ПС-83) | 110 | | 10 | 8 | н. д. |
|  | ПС 220 кВ Петроза-водская новая | 220 | | 10 | 10 | перспективная ПС |
| 110 | | 18 | 20 | перспективная ПС |
|  | ПС 110 кВ Заозерье  (ПС 23) | 110 | | 5 | 4 | отделитель и короткозамыкатель |
| 35 | | 2 | – | 10 |
|  | ПС 110 кВ Прионежская | 110 | | 8 | 6 | перспективная ПС |
| 35 | | 3 | – | перспективная ПС |
|  | ПС 110 кВ Куркиёки | 110 | | 2 | 2 | перспективная ПС |

4.17. Анализ баланса реактивной мощности энергосистемы Республики Карелия

Для определения объема необходимых средств компенсации реактивной мощности составлен баланс реактивной мощности в энергосистеме Республики Карелия на 2021 год.

В таблице 58 приведен баланс реактивной мощности, составленный для режима максимальных нагрузок на 2021 год для варианта «максимальный».

Таблица 58

Баланс реактивной мощности в энергосистеме Республики Карелия на 2021 год

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Зимний максимум, Мвар |
| Потребность, в том числе |  |
| нагрузка потребителей, включая нагрузку собственных нужд электростанций | 514 |
| потери в сетях 35 – 330 кВ | 611 |
| Выдача в другие энергосистемы |  |
| Резерв | 123 |
| Необходимая располагаемая мощность источников реактивной мощности | 1248 |
| Покрытие, в том числе |  |
| генераторы электростанций | 624,2 |
| зарядная мощность ЛЭП | 1273 |
| получение из других энергосистем | 180 |
| Избыток | +829 |

В расходной части баланса учтены следующие составляющие:

реактивная составляющая нагрузки потребителей и нагрузки собственных нужд электростанций;

потери реактивной мощности в линиях электропередачи и в трансформаторах;

выдача реактивной мощности в другие узлы энергосистемы;

необходимый резерв реактивной мощности, определяемый условиями обеспечения плановых и аварийных ремонтов источников реактивной мощности, поддержания уровня напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

В приходной части баланса учитываются:

располагаемая реактивная мощности электростанций;

зарядная мощность линий электропередачи;

располагаемая мощность установленных компенсирующих устройств.

Как видно из таблицы 57, баланс реактивной мощности энергосистемы Республики Карелия на 2021 год складывается с избытком, и, следовательно, установка дополнительных компенсирующих устройств не требуется.

4.18. Мероприятия по энергоэффективности, снижению уровня потерь электрической энергии

Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности сетевых организаций включает в себя мероприятия, которые имеют прямой эффект в виде повышения энергетической эффективности, а также учитывает сопутствующий эффект в виде снижения потерь электроэнергии, получаемый в результате реализации иных производственных программ (программы перспективного развития систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии, программы реновации (технического перевооружения и реконструкции), программы повышения надежности). Мероприятия в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности с прямым эффектом включают:

мероприятия, направленные на снижение потерь электроэнергии;

мероприятия, направленные на снижение расхода энергетических ресурсов (электроэнергии, тепловой энергии) и воды на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения;

мероприятия, направленные на снижение расхода моторного топлива автотранспорта и спецтехники.

Мероприятия с прямым эффектом включают как организационные (беззатратные), так и технические. В состав организационных мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии включаются:

выявление безучетного электропотребления;

оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей;

оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей;

отключение в режимах малых нагрузок трансформаторов на ПС с двумя и более трансформаторами;

отключение трансформаторов на ПС с сезонной нагрузкой;

выравнивание нагрузок фаз в электросетях;

снижение расхода электрической энергии на собственные нужды ПС;

приведение состояния контактов и контактных соединений всех ПС в соответствие с требованиями нормативно-технической документации, применение электропроводящей смазки для контактов.

В состав технических мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии (в том числе снижение потребления электроэнергии на хозяйственные нужды), включается оснащение автоматикой систем отопления и освещения помещений ПС, в том числе систем обогрева маслонаполненного оборудования.

Мероприятия с сопутствующим эффектом энергосбережения реализуются в рамках иных целевых программ и направлены в первую очередь на развитие электрической сети, повышение надежности электроснабжении потребителей, повышение доступности сетевой инфраструктуры в целях технологического присоединения, а также создание информационно-измерительных комплексов по учету электроэнергии. Указанные мероприятия можно отнести к следующим целевым программам:

техническое перевооружение, реконструкция и новое строительство;

программа развития средств учета и контроля электроэнергии;

прочие мероприятия:

мероприятия, реализуемые в рамках программы развития средств учета и контроля электроэнергии (система мониторинга потерь, установка электросчетчиков учета на границах балансовой и эксплуатационной ответственности и т. д.)

техническое перевооружение и реконструкция, новое строительство (замена проводов на перегруженных линиях, замена перегруженных, установка и ввод в работу дополнительных силовых трансформаторов на эксплуатируемых подстанциях);

установка энергосберегающих ламп в целях снижения энергопотребления на собственные нужды;

установка и ввод в работу автоматических регуляторов трансформаторов;

внедрение активно-адаптивных сетей на основе SCADA, OMS, DMS (регулирование напряжения);

внедрение средств компенсации реактивной мощности;

выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 6 – 10 кВ путем установки трансформаторов с соединением вторичной обмотки по схеме «Зигзаг» и др.

4.19. Предложение об инновационных мероприятиях

В соответствии со Стратегией инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 декабря 2011 года № 2227-р, Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 года № 511-р, планом мероприятий («дорожной картой») «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса» на период до 2018 года», утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 июля 2014 года № 1217-р, одним из направлений развития, в том числе развития электроэнергетического комплекса, является применение инновационных решений и технологий. Правительством Российской Федерации взят курс на модернизацию экономики страны и переход от экстенсивного сценария развития отраслей производства к инновационному.

Применение инновационных решений на объектах субъектов электроэнергетики осуществляется через исполнение ремонтных и инвестиционных программ. В перспективе до 2021 года предусматривается внедрение стальных многогранных опор.

5. Выводы по схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2021 года

1. Схема и Программа перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2021 года разработаны для двух вариантов электропотребления и максимумов нагрузки:

7,745 млрд кВт·ч и 1200 МВт (вариант «базовый»), средний прирост – 0,06%;

8,91 млрд кВт·ч и 1376 МВт (вариант «максимальный»), средний прирост – 2,44%.

2. В период до 2021 года АО «Норд Гидро» планирует ввести в эксплуатацию четыре малых ГЭС на территории Республики Карелия:

Малая ГЭС «Реболы» (Муезерский район, установленная мощность – 0,5 МВт, предполагаемый срок ввода в эксплуатацию – 2019 год);

Белопорожская ГЭС-1 и Белопорожская ГЭС-2 (Кемский район, установленная мощность каждой малая ГЭС составит 24,9 МВт, предполагаемый срок ввода в эксплуатацию – 2019 год);

Малая ГЭС «Шуя-1» (Пряжинский район, установленная мощность – 10 МВт, предполагаемый срок ввода в эксплуатацию – 2019 год).

3. Развитие собственной генерации в регионе позволит сократить потребность в получаемой электроэнергии из смежных энергосистем, улучшить энергетическую ситуацию в Республике Карелия и повысить надежность электроснабжения потребителей.

С учетом возможной реализации строительства Пудожского мегапроекта, в Республике Карелия следует рекомендовать строительство базовой генерации установленной мощностью не менее 1500 МВт. Приоритетным проектом является строительство Медвежьегорской ТЭС, решение о котором принято в Схеме территориального планирования Российской Федерации в области энергетики на период до 2030 года. Также целесообразно рассмотреть площадки в районе   
г. Петрозаводска.

4. По базовому варианту рекомендуется сооружение следующих новых ПС:

ПС 110/35/10 кВ Шуньга 2х10 МВ·А;

ПС 110/35/10 кВ Шёлтозеро 2х6,3 МВ·А;

ПС 110/35/10 кВ Ильинское 2х10 МВ·А;

ПС 110/35/10 кВ Куркиёкки, 2х16 МВ·А;

ПС 110/35/10 кВ Прионежская 2х25 МВ·А.

5. В варианте «максимальный», помимо вышеперечисленных ПС, рекомендуется сооружение дополнительных ПС:

ПС 220/110 кВ Петрозаводск новая АТ 2х125 МВ·А;

ПС 110/10 кВ НПЗ 600, 2х16 МВ·А;

ПС 220/10 кВ Лобаш, 2х80 МВ·А.

6. При разработке Схемы и Программы перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2021 года учтены рекомендации по усилению сети для обеспечения надежного электроснабжения потребителей с сооружением:

ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша;

ВЛ 110 кВ Беломорск – Кемь;

ВЛ 110 кВ Пяозеро – Калевала.

7. Для возможности подключения новых потребителей и повышения надежности электроснабжения существующих в Программе предусмотрена замена на ПС 220 кВ Костомукша АТ 220/110 кВ мощностью 2х200 МВ·А на АТ 2х250 кВ, а также мероприятия по «раскрытию» центров питания.

8. На период до 2021 года рекомендован следующий объем электросетевого строительства:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Новое строительство | | |
| уровень напряжения | ВЛ, км | ПС, МВ·А |
| 330 кВ | 856 | 0 |
| 220 кВ | 343,2 | 474 |
| 110 кВ | 421,8 | 296,6 |
| 35 кВ | 67,17 | 95,3 |
| Реконструкция и техническое перевооружение | | |
| 220 кВ | 0 | 1026 |
| 110 кВ | 1884 | 543 |
| 35 кВ | 14 | 35 |

9. Суммарные капиталовложения в развитие электрических сетей   
за 2016 – 2021 годы определились в текущих ценах: сетей напряжением 35 кВ –   
1659,1 млн. рублей, 110 кВ – 26741,1 млн. рублей, 220 – 330 кВ – 23978,8 млн. рублей.

10. Предусмотренные Схемой и Программой перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2021 год мероприятия по вводу электросетевых объектов позволят обеспечить надежное электроснабжение существующих и возможность присоединения новых потребителей энергосистемы Республики Карелия.

Приложение 1 к Программе

Протяженность линий электропередачи

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Собственник объекта | Наименование | Номинальное напряжение, кВ | Протя-жен-ность, км | Год ввода в эксплуа-тацию | Срок эксплуата-ции |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск | 330 | 131,30 | 1982 | 34 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Кондопога | 330 | 211,33 | 1979 | 37 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Путкинская ГЭС | 330 | 123,20 | 1967 | 49 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 330 кВ Кондопога – Петрозаводск | 330 | 64,91 | 1979 | 37 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 330 кВ Путкинская  ГЭС –Лоухи № 1 | 330 | 160,00 | 1975 | 41 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 330 кВ Княжегубская – Лоухи № 1 | 330 | 105,37 | н. д. | н. д. |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 330 кВ Княжегубская – Лоухи № 2 | 330 | 107,20 | 2009 | 7 |
| Итого 330кВ | – | 330 | 903,31 |  |  |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Петрозаводская – Древлянка | 220 | 25,85 | 1976 | 40 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Петрозаводскмаш – Кондопога | 220 | 51,07 | 1963 | 53 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Медвежьегорск – Кондопога | 220 | 88,40 | 1964 | 52 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Сегежа – Медвежьегорск с отпайкой на  ПС Раменцы | 220 | 100,05 | 1965 | 51 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Петрозаводская –Петрозаводскмаш | 220 | 24,24 | 1976 | 40 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Путкинская  ГЭС – Кемь | 220 | 5,41 | 1991 | 25 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Путкинская ГЭС –Кривопорожская ГЭС с отпайкой на Подужемскую  ГЭС № 1 | 220 | 51,03 | 1971 | 45 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Путкинская ГЭС –Кривопорожская ГЭС с отпайкой на Подужемскую  ГЭС № 2 | 220 | 50,56 | 1982 | 34 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 1 | 220 | 178,01 | 1977 | 39 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 2 | 220 | 177,78 | 1988 | 28 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Петрозаводская – Суоярви | 220 | 101,70 | 1976 | 40 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Суоярви – Ляскеля | 220 | 86,41 | 1985 | 31 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Ляскеля – Сортавальская | 220 | 38,25 | 1997 | 19 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Ондская ГЭС – Сегежа | 220 | 22,30 | 1965 | 51 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка | 220 | 105,07 | н. д. | н. д. |
| Итого Карельское ПМЭС | – | 220 | 1106,13 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 220 кВ Сегежа – Сегежа-тяговая № 1 (Л-211) | 220 | 2,20 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 220 кВ Сегежа – Сегежа-тяговая № 2 (Л-212) | 220 | 2,20 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 220 кВ Сегежа – Медвежьегорск с отпайкой на ПС Раменцы (Л-203) | 220 | 4,30 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 220 кВ Медвежьегорск – Медгора № 1  (Л-207) | 220 | 0,70 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 220 кВ Медвежьегорск – Медгора № 2  (Л-208) | 220 | 0,70 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 220 кВ Кондопога – Нигозеро № 1  (Л-209) | 220 | 1,50 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 220 кВ Кондопога – Нигозеро № 2  (Л-210) | 220 | 1,50 | н. д. | н. д. |
| Итого ОАО «РЖД» | – | 220 | 13,10 |  |  |
| ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога») | ВЛ 220 кВ «Петрозаводск-маш» – Кондопога (Л-201) | 220 | 1,40 | н. д. | н. д. |
| ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога») | ВЛ 220 кВ Медвежьегорск – Кондопога (Л-202) | 220 | 5,90 | н. д. | н. д. |
| ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога») | ВЛ 220 кВ Кондопога – Кондопога (Л-214) | 220 | 6,6 | н. д. | н. д. |
| ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога») | ВЛ 220 кВ Кондопога – Кондопожский ЦБК № 1 (Л-205) | 220 | 2,00 | н. д. | н. д. |
| ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога») | ВЛ 220 кВ Кондопога – Кондопожский ЦБК № 2 (Л-206) | 220 | 2,05 | н. д. | н. д. |
| Итого ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога») | – | 220 | 17,95 |  |  |
| Итого 220кВ |  | 220 | 1137,18 |  |  |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 110 кВ Лоухи –Лоухи-тяговая № 1 (Л-198) | 110 | 3,10 | 2009 | 7 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 110 кВ Лоухи – Лоухи-тяговая № 2 (Л-199) | 110 | 3,10 | 2009 | 7 |
| Итого Карельское ПМЭС |  | 110 | 6,20 |  |  |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – НАЗ (Л-100) | 110 | 6,24 | 2004 | 12 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – НАЗ (Л-101) | 110 | 6,22 | 1985 | 31 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Маткож-ненская ГЭС – Ондская ГЭС – отпайка на  ПС-Идель (тяговая) (Л-102) | 110 | 27,14 | 2004 | 12 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Маткож-ненская ГЭС – Ондская ГЭС – отпайка на  ПС61-Идель (тяговая) (Л-102) | 110 | 8,14 | 2004 | 12 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Палокорг-ская ГЭС (Л-103) | 110 | 25,48 | 2004 | 12 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Беломорская ГЭС (Л-104) | 110 | 16,25 | 1962 | 54 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Маткожненская ГЭС – Выгостров-ская ГЭС (Л-105) | 110 | 13,30 | 1962 | 54 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Олений  (Л-106) | 110 | 31,81 | 1969 | 47 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – ОАО «НАЗ» № 3 (Л-107) | 110 | 6,35 | 1996 | 20 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – ОАО «НАЗ» № 4 (Л-108) | 110 | 6,37 | 1996 | 20 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Сегежский ЦБК с отпайкой на Сегежу № 1 (Л-109) | 110 | 23,79 | 1971 | 45 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Сегежский ЦБК с отпайкой на Сегежу № 1 (Л-110) | 110 | 23,82 | 1971 | 45 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Палакоргская  ГЭС – Ондская ГЭС с отпайкой на Полокоргскую ГЭС (Л-111) | 110 | 10,67 | 2004 | 12 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | Палогорская ГЭС-Ондская ГЭС  (Л-111) | 110 | 33,28 | 2004 | 12 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ондская ГЭС – Идель  (Л-112) | 110 | 27,16 | 2004 | 12 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Беломорская  ГЭС – Беломорск (Л-113) | 110 | 3,58 | 1960 | 56 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Выгостровская ГЭС – Беломорск (Л-114) | 110 | 6,10 | 1963 | 53 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Кемь – Беломорск (Л-115) | 110 | 55,80 | 1991 | 25 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Олений – Ругозеро (Л-116) | 110 | 54,17 | 1970 | 46 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ругозеро – Ледмозеро  (Л-117) | 110 | 56,42 | 1971 | 45 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Сулажгора (Л-118) | 110 | 1,60 | 1981 | 35 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Сулажгора – Суна с отпайкой на Шую (Л-119) | 110 | 37,80 | 1937 | 79 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Суна – КОЗ (Л-120) | 110 | 7,20 | 1937 | 79 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – КОЗ (Л-121) | 110 | 4,10 | 1947 | 69 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Хаапалампи  (Л-122) | 110 | 27,20 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Суоярви (Л-124) | 110 | 68,23 | 1976 | 40 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Коткозеро (Л-125) | 110 | 43,51 | 1978 | 38 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Коткозеро – Олонец (Л-126) | 110 | 43,36 | 1985 | 31 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Сортавальская – Кирьявалахти  (Л-127) | 110 | 15,30 | 1964 | 52 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Кирьявалахти – Ляскеля (Л-128) | 110 | 23,31 | 1964 | 52 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Кузнечное – Лахденпохья  (Л-129) | 110 | 51,35 | 1964 | 52 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ляскеля – Питкяранта  (Л-130) | 110 | 37,97 | 1966 | 50 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Питкяранта – Лоймола (Л-131) | 110 | 50,10 | 1963 | 53 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Лоймола – Суоярви (Л-132) | 110 | 42,17 | 1964 | 52 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Суоярви – Найстенъярви (Л-133) | 110 | 28,70 | 1964 | 52 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Найстенъярви – Поросозеро (Л-134) | 110 | 47,14 | 1965 | 51 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Пальеозерская ГЭС – Поросозеро  (Л-135) | 110 | 75,33 | 1968 | 48 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Поросозеро – Гимолы (Л-136) | 110 | 33,89 | 1969 | 47 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Гимолы – Суккозеро  (Л-137) | 110 | 28,22 | 1969 | 47 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Суккозеро – Пенинга (Л-138) | 110 | 51,57 | 1986 | 30 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Сортавальская – Карьерная (Л-139) | 110 | 26,11 | 1979 | 37 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Карьерная – Вяртсиля (Л-140) | 110 | 38,53 | 1979 | 37 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Каршево – Андома (Л-141) | 110 | 51,59 | 1964 | 52 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Пяльма – Авдеево (Л-142) | 110 | 59,89 | 1982 | 34 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Медвежьегорск – Пяльма с отпайками (Л-143) | 110 | 107,23 | 1980 | 36 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Медвежьегорск – Великая Губа  (Л-144) | 110 | 95,90 | 1987 | 29 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Юшкозерская ГЭС – Боровое (Л-146) | 110 | 28,70 | 1982 | 34 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Юшкозерская ГЭС – Кепа (Л-147) | 110 | 37,94 | 1983 | 33 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Кепа – Калевала (Л-148) | 110 | 53,74 | 1983 | 33 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Лоухи-тяговая – Кестеньга с отпайкой на Сосновый (Л-149) | 110 | 66,26 | 1976 | 40 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Полярный круг – Котозеро (Л-150) | 110 | 16,60 | 1966 | 50 |
|
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Котозеро – Чупа (Л-151) | 110 | 10,40 | 1966 | 50 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Чупа – Кереть (Л-152) | 110 | 11,60 | 1968 | 48 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Кереть – Лоухи-тяговая  (Л-153) | 110 | 18,00 | 1969 | 47 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Лоухи-тяговая – Энгозеро (Л-154) | 110 | 53,27 | 1988 | 28 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Энгозеро – Кузема (Л-155) | 110 | 59,27 | 1989 | 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Кузема – Кемь (Л-156) | 110 | 49,50 | 1988 | 28 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Путкинская ГЭС –Кемь-тяговая  (Л-157) | 110 | 5,02 | 1988 | 28 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Кемь-тяговая – Кемь  (Л-158) | 110 | 1,14 | 1988 | 28 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Беломорск –Беломорск-тяговая № 1 (Л-161) | 110 | 3,03 | 1989 | 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Беломорск – Беломорск-тяговая № 2 (Л-162) | 110 | 3,03 | 1989 | 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Кестеньга – Пяозеро (Л-163) | 110 | 44,00 | 1976 | 40 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Авдеево – Пудож (Л-164) | 110 | 42,05 | 1982 | 34 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Каршево – Пудож (Л-165) | 110 | 18,63 | 1964 | 52 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ведлозеро – Пряжа (Л-166) | 110 | 45,90 | 1997 | 19 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Боровое – Ледмозеро  (Л-167) | 110 | 45,24 | 1982 | 34 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – Березовка (Л-168) | 110 | 6,60 | 1954 | 62 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Пальеозерская ГЭС – Березовка (Л-169) | 110 | 47,37 | 1954 | 62 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Лодейнопольская – Олонец (Л-170) | 110 | 49,74 | 1993 | 23 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Заводская №1 (Л-171) | 110 | 2,60 | 1989 | 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Заводская  № 2 (Л-172) | 110 | 2,60 | 1989 | 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа  (Л-173) | 110 | 46,40 | 1994 | 22 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Петроза-водская ТЭЦ – Древлянка с отпай-ками № 1 (Л-174) | 110 | 4,90 | 1959 | 57 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Петроза-водская ТЭЦ – Древлянка с отпай-ками № 2 (Л-175) | 110 | 5,38 | 1983 | 33 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ –Петро-заводск с отпайкой на ПТБМ № 1  (Л-176) | 110 | 8,79 | 1953 | 63 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Петроза-водск с отпайкой на ПТБМ № 2  (Л-177) | 110 | 8,82 | 1953 | 63 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Древлянка – Авангард с отпайками № 1  (Л-178) | 110 | 14,67 | 1978 | 38 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Древлянка – Аван-гард с отпайками № 2 (Л-179) | 110 | 14,67 | 1978 | 38 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Заводская – Заозерье с отпайкой на ПС Логмозеро и на Шую № 1 (Л-181) | 110 | 26,74 | 1989 | 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Заводская – Заозерье с отпайкой на ПС Логмозеро и на Шую № 2 (Л-182) | 110 | 26,74 | 1989 | 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Древлянка – Станкозавод  (Л-184) | 110 | 7,94 | 1959 | 57 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Станкозавод – Деревянка (Л-185) | 110 | 21,10 | 1959 | 57 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Деревянка – Ладва (Л-186) | 110 | 32,90 | 1959 | 57 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ладва – Пай (Л-187) | 110 | 17,20 | 1959 | 57 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Пай – Ольховец (Л-188) | 110 | 34,48 | 1959 | 57 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ляскеля – Ляскеля № 1  (Л-191) | 110 | 6,34 | 1987 | 29 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Ляскеля – Ляскеля № 2  (Л-192) | 110 | 6,34 | 1987 | 29 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Сортавальская – Сортавала № 1  (Л-193) | 110 | 8,73 | 1997 | 19 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Сортавальская – Хаапалампи  (Л-194) | 110 | 5,48 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Сортавальская – Сортавала № 2  (Л-195) | 110 | 11,05 | 1979 | 37 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС –Ольховец (Л-О1) | 110 | 4,10 | 1959 | 57 |
| Итого Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | – | 110 | 2574,35 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ Костомукша – Город (Л-104) | 110 | 6,50 | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ Костомукша – Город (Л-105) | 110 | 6,50 | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ Костомукша – ЦРРМ (Л-106) | 110 | 23,80 | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ Костомукша – ЦРРМ (Л-107) | 110 | 23,80 | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ Костомукша – Фаб-рика окомкования (Л-108) | 110 | 3,50 | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – Фаб-рика окомкования (Л-109) | 110 | 3,50 | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – Фаб-рика обогащения (Л-111) | 110 | 3,50 | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – Фаб-рика обогащения (Л-114) | 110 | 3,50 | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – Насосная оборот-ного водоснаб-жения (Л-116) | 110 | 1,00 | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – Насосная оборот-ного водоснаб-жения (Л-117) | 110 | 1,00 | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – ГПП-14 (Л-118) | 110 | 9,50 | н. д. | н. д. |
| АО «Карельский окатыш» | ВЛ 110 кВ ПС Костомукша – ГПП-14 (Л-120) | 110 | 9,50 | н. д. | н. д. |
| Итого АО «Карельский окатыш» | – | 110 | 95,60 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 110 кВ Беломорск – Нюхча с отпайкой на Сум-посад № 1 (Л-159) | 110 | 112,00 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 110 кВ Беломорск – Нюхча с отпайкой на Сумпосад № 2  (Л-160) | 110 | 112,00 | н. д. | н. д. |
| Итого ОАО «РЖД» | – | 110 | 231,30 |  |  |
| АО «ПСК» | ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Древлянка с отпайками № 1  (Л-174) | 110 | 1,60 | 1983 | 33 |
| АО «ПСК» | ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Древлянка с отпайками № 2  (Л-175) | 110 | 1,60 | 1983 | 33 |
| Итого АО «ПСК» | – | 110 | 3,19 |  |  |
| ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога») | ВЛ 110 кВ Кондопожская ГЭС – Кондопожский целлюлозно-бумажный комбинат (Л-123) | 110 | 0,60 | н. д. | н. д. |
| Итого 110кВ |  | 110 | 2911,24 |  |  |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 35 кВ Лоухи –Амбарный | 35 | 0,70 | 2010 | 6 |
| Карельское ПМЭС | ВЛ 35 кВ Лоухи – Амбарный | 35 | 0,10 | 2010 | 6 |
| Карельское ПМЭС | КВЛ Ляскеля –  о. Валаам № 1  (Л-75С) | 35 | 52,50 | 2009 | 7 |
| Карельское ПМЭС | КВЛ Ляскеля –  о. Валаам № 2  (Л-76С) | 35 | 52,50 | 2009 | 7 |
| Итого Карельское ПМЭС | – | 35 | 105,80 |  |  |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кв Кузнечное – Липпола (Л-30С) | 35 | 13,34 | 1958 | 58 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Леванпельто – Труд (Л-31С) | 35 | 18,57 | 1966 | 50 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС-1 ПС-27  (Л-32С) | 35 | 2,77 | 1985 | 31 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС-1- ПС-27  (Л-33С) | 35 | 2,84 | 1992 | 24 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Импилахти – Леппясилта  (Л-34С) | 35 | 7,44 | 1968 | 48 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Хемякоски – Октябрь (Л-35С) | 35 | 18,67 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Харлу – Ляскеля (Л-36С) | 35 | 6,45 | 1962 | 54 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Ляскеля – Импилахти (Л-37С) | 35 | 16,72 | 1968 | 48 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Питкяранта – Ууксу (Л-38С) | 35 | 9,77 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Искра – Рускеала (Л-39С) | 35 | 13,28 | 1964 | 52 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Питкякоски ГЭС – Куокканиеми  (Л-41С) | 35 | 9,17 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Туокслахти – Сортавала (Л-42С) | 35 | 5,37 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Искра – Вяртсиля (Л-43С) | 35 | 14,97 | 1965 | 51 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ, Л-45С ПС-18С Хаутаваара – Л-46 (Л-45С) | 35 | 5,72 | 1962 | 54 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Пийтсиёки – Игнойла (Л-46С) | 35 | 26,23 | 1963 | 53 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Суоярви – Пийтсиёки  (Л-47С) | 35 | 2,96 | 1963 | 53 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Игнойла – Эссойла (Л-50С) | 35 | 35,31 | 1971 | 45 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Салми – Ряймяля (Л-51С) | 35 | 6,29 | 1968 | 48 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Салми – ГЭС-25 Суури-йоки (Л-52С) | 35 | 6,84 | 1964 | 52 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Поросозеро – Поросозеро  (Л-53С) | 35 | 2,71 | 1965 | 51 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Сортавала – Хелюля (Л-54С) | 35 | 3,93 | 1974 | 42 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Кааламо – Карьерная  (Л-55С) | 35 | 4,08 | 1983 | 33 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Сортавала – Кааламо (Л-56С) | 35 | 22,67 | 1977 | 39 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Кааламо – Карьерная  (Л-57С) | 35 | 9,23 | 1983 | 33 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Рускеала – Кааламо (Л-58С) | 35 | 6,17 | 1977 | 39 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Тохма – Хелюля (Л-59С) | 35 | 2,87 | 2006 | 10 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Суккозеро – Тумба (Л-60С) | 35 | 24,32 | 1976 | 40 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Тумба – Мотко (Л-61С) | 35 | 18,36 | 1976 | 40 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Мотко – Лендеры (Л-62С) | 35 | 32,82 | 1976 | 40 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Леппясилта –Ладожская (Л-63С) | 35 | 9,98 | 1978 | 38 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 РП Койриноя – Леппясилта  (Л-64С) | 35 | 8,76 | 1968 | 48 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ РП Койриноя – Карьер (Л-65С) | 35 | 4,74 | 1968 | 48 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Питкяранта – Карьер (Л-66С) | 35 | 6,05 | 1968 | 48 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Ууксу – ГЭС Суури-йоки ГЭС (Л-67С) | 35 | 17,90 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Харлу – Хемякоски (Л-68С) | 35 | 5,24 | 1962 | 54 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Липпола – Леванпельто  (Л-69С) | 35 | 8,29 | 1969 | 47 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Лахденпохья – Труд (Л-70С) | 35 | 14,05 | 1969 | 47 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Хемякоски – Леппясюрья  (Л-71С) | 35 | 26,06 | 1974 | 42 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Харлу – РП Харлу (Л-72С) | 35 | 0,39 | 1962 | 54 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Леванпельто – Тоунан (Л-73С) | 35 | 19,75 | 1976 | 40 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Леванпельто –Элисенваара  (Л-74С) | 35 | 14,75 | 1982 | 34 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Кирьяволахти – Тохма (Л-77С) | 35 | 6,17 | 1977 | 39 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Сортавала – Приладожская  (Л-78С) | 35 | 5,56 | 1985 | 31 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Кирьяволахти – Приладожская  (Л-79С) | 35 | 9,58 | 1992 | 24 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Лахденпохья – Куокканиеми  (Л-80С) | 35 | 20,37 | 1969 | 47 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ РП Койриноя – Койриноя (81С) | 35 | 0,44 | 1968 | 48 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Лахденпохья – Ихала (Л-82С) | 35 | 10,81 | 1987 | 29 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Октябрь – Искра (Л-83С) | 35 | 8,69 | 1962 | 54 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Туокслахти – Питкякоски ГЭС (Л-84С) | 35 | 8,16 | 1966 | 50 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Чупа – Плотина (Л-32К) | 35 | 25,00 | 2008 | 8 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Беломорск – БЛДК (Л-31К) | 35 | 4,91 | 1991 | 25 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Сегежа – Попов Порог  (Л-33К) | 35 | 69,30 | 2006 | 10 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Чупа – Малиновая Варакка (Л-34К) | 35 | 11,25 | 1968 | 48 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Беломорск – Сумпосад (Л-35К) | 35 | 49,50 | 1978 | 38 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Кемь – Рабочий Остров  (Л-36К) | 35 | 10,11 | 1960 | 56 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Сегежа – ДОК (Л-37К) | 35 | 1,90 | 1987 | 29 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Полярный круг – Тэдино (Л-38К) | 35 | 8,10 | 1973 | 43 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Полярный круг – Тэдино (Л-39К) | 35 | 8,10 | 1973 | 43 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Ледмозеро – Муезерка (Л-40К) | 35 | 36,00 | 1973 | 43 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Муезерка – Волома (Л-41К) | 35 | 27,95 | 1973 | 43 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Волома – Пенинга (Л-42К) | 35 | 23,62 | 1973 | 43 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Кемь – Рабочий Остров  (Л-43К) | 35 | 10,11 | 1979 | 37 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Лоухи – Амбарный (Л-44К) | 35 | 37,00 | 1982 | 34 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Сегежа – Птицефабрика  (Л-45К) | 35 | 9,25 | 1987 | 29 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Сегежа – ДОК (Л-46К) | 35 | 1,99 | 1987 | 29 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Сегежа – Птицефабрика  (Л-47К) | 35 | 8,16 | 1987 | 29 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Кривопорожская ГЭС – Электро-котельная (Л-48К) | 35 | 1,27 | 1992 | 24 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Кривопорожская ГЭС – Электро-котельная (Л-49К) | 35 | 1,27 | 1992 | 24 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Кривопорожская ГЭС – Белопорож-ская ГЭС (Л-50К) | 35 | 40,38 | 1993 | 23 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Березовка – Кончезеро  (Л-30П) | 35 | 20,51 | 1975 | 41 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Спасская Губа – Кончезеро (Л-31П) | 35 | 20,51 | 1989 | 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Пальеозерская ГЭС-2 – Спасская Губа (Л-32П) | 35 | 32,90 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Половина – Матросы (Л-33П) | 35 | 9,43 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Матросы – Пряжа (Л-34П) | 35 | 16,90 | 1962 | 54 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Пряжа – Крошнозеро  (Л-35П) | 35 | 40,20 | 1996 | 20 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Крошнозеро – Ведлозеро (Л-36П) | 35 | 21,20 | 1996 | 20 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ ДСК – Заозерье (Л-37П) | 35 | 10,70 | 1969 | 47 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ ТБМ – ДСК (Л-38П) | 35 | 1,45 | 1958 | 58 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ ТБМ – ДСК (Л-39П) | 35 | 1,45 | 1958 | 58 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Эссойла – Крошнозеро  (Л-40П) | 35 | 27,30 | 1980 | 36 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Коткозеро – Куйтежа (Л-41П) | 35 | 43,80 | 1978 | 38 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Ильинское – Тукса (Л-43П) | 35 | 16,67 | 1963 | 53 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Ильинское – Видлица (Л-44П) | 35 | 28,10 | 1963 | 53 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Видлица – Ряймяля (Л-45П) | 35 | 31,20 | 1966 | 50 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Олонец – Куйтежа (Л-46П) | 35 | 17,60 | 1968 | 48 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Олонец – Тукса (Л-47П) | 35 | 10,80 | 1991 | 25 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Куйтежа – Михайловское (Л-49П) | 35 | 32,00 | 1985 | 31 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Мелиоративный – Тепличный (Л-50П) | 35 | 6,18 | 1988 | 28 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Тепличный – Холодильник  (Л-51П) | 35 | 2,60 | 1990 | 26 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Соломенное – ПЛМК (Л-52П) | 35 | 4,25 | 1985 | 31 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Пряжа –Святозеро (Л-53П) | 35 | 14,70 | 1990 | 26 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Уя – Педасельга (Л-54П) | 35 | 8,50 | 1969 | 47 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Половина – Бесовец (Л-56П) | 35 | 17,18 | 1962 | 54 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Шуя – Мелиоративный (Л-57П) | 35 | 2,20 | 1980 | 36 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Шуя – Бесовец (Л-58П) | 35 | 23,00 | 1972 | 44 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Шуя – Соломенное  (Л-59П) | 35 | 5,61 | 1985 | 31 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Древлянка – Онежская (Л-60П) | 35 | 9,50 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Древлянка – ОТЗ (Л-61П) | 35 | 3,30 | 1963 | 53 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Древлянка – ОТЗ (Л-62П) | 35 | 3,30 | 1963 | 53 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Древлянка – Лососинное  (Л-64П) | 35 | 12,80 | 1969 | 47 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Онежская – Уя (Л-65П) | 35 | 28,70 | 1969 | 47 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Онежская – Авангард (Л-66П) | 35 | 3,40 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Онежская – Авангард (Л-67П) | 35 | 3,40 | 1961 | 55 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Деревянка – Шёлтозеро (Л-69П) | 35 | 56,50 | 1991 | 25 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Шуньга – Толвуя (Л-70П) | 35 | 27,80 | 1992 | 24 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Толвуя – Великая Нива  (Л-71П) | 35 | 19,00 | 1971 | 45 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Пергуба РЛ-73 – Кяппесельга  (Л-72П) | 35 | 20,02 | 1996 | 20 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ РЛ-73 – Шуньга (Л-73П) | 35 | 32,80 | 1966 | 50 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Пиндуши – Повенец (Л-74П) | 35 | 18,00 | 1970 | 46 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Пергуба – РЛ-73 (Л-75П) | 35 | 2,20 | 1966 | 50 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Медгора – Чёбино (Л-76П) | 35 | 16,30 | 1988 | 28 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Медгора – Пергуба (Л-77П) | 35 | 17,75 | 1966 | 50 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Медгора – КЭЗ (Л-78П) | 35 | 12,25 | 1977 | 39 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Медгора – КЭЗ (Л-79П) | 35 | 12,15 | 1977 | 39 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Авдеево – Большой Массив (Л-80П) | 35 | 23,66 | 1987 | 29 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Пудож – Рагнукса (Л-81П) | 35 | 17,07 | 1967 | 49 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Пудож – Шала (Л-82П) | 35 | 29,51 | 1967 | 49 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Пудож – Кубово (Л-83П) | 35 | 46,00 | 1966 | 50 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Кубово – Водла (Л-85П) | 35 | 22,79 | 1973 | 43 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Авдеево – Рагнукса (Л-86П) | 35 | 22,11 | 1967 | 49 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Чёлмужи – Сергиево (Л-90П) | 35 | 49,70 | 1980 | 36 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Чёбино – Паданы (Л-92П) | 35 | 80,00 | 1989 | 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Великая Губа – Великая Нива (Л-93П) | 35 | 16,00 | 1971 | 45 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Великая Губа – Жарниково (Л-94П) | 35 | 32,02 | 2012 | 4 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Деревянка – Шокша (Л-96П) | 35 | 37,60 | н.д. | н.д. |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Шокша – Шёлтозеро (Л-97П) | 35 | 22,40 | 1985 | 31 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ 35 кВ Шёлтозеро – Рыбрека (Л-98П) | 35 | 13,90 | 1966 | 50 |
| Итого Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | – | 35 | 2119,58 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 27,5 кВ Беломорск – Сухое | 35 | 26,50 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 27,5 кВ Беломорск – Вирма | 35 | 42,60 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 27,5 кВ Нюхча – б/п 98 км (Вирандозеро) | 35 | 17,00 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 27,5 кВ Кемь – Шуерецкая | 35 | 31,00 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 27,5 кВ Идель – Кочкома | 35 | 9,00 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 27,5 кВ Кузема – Энгозеро | 35 | 59,00 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ 27,5 кВ  ст. Идель | 35 | 0,90 | н. д. | н. д. |
| Итого ОАО «РЖД» | – | 35 | 186,00 |  |  |
| АО «ПСК» | ВЛ 35 кВ Паданы – Шалговаара  (Л-91П) | 35 | 34,00 |  |  |
| Итого 35кВ |  | 35 | 2445,38 |  |  |
| Карельское ПМЭС | отпайка от ВЛ-10 кВ Л-47-04  на ПС-Лоухи | 10-0,4 | 0,50 | 2010 | 6 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ВЛ и кабельная линия (далее – КЛ) 10-0,4 кВ, всего | 10-0,4 | 6713,90 | н. д. | н. д. |
| ОАО «РЖД» | ВЛ и КЛ 10-0,4 кВ, всего | 10-0,4 | 6105,00 | н. д. | н. д. |
| АО «ПСК» | ВЛ и КЛ 10-0,4 кВ, всего | 10-0,4 | 5044,60 | н. д. | н. д. |
| ОАО «28 ЭС» | ВЛ и КЛ 10-0,4 кВ, всего | 10-0,4 | 107,80 | н. д. | н. д. |
| ООО «Охта Групп Онега» | ВЛ и КЛ 10-0,4 кВ, всего | 10-0,4 | 6,30 | н. д. | н. д. |
| Итого 10-0,4кВ | – | 10-0,4 | 17978,10 |  |  |

Приложение 2 к Программе

Мощность трансформаторных подстанций

| Собственник объекта | Наименование | Класс напря-жения, кВ | Мощ-ность, МВ·А | Год ввода | Срок эксплуа-тации |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Карельское ПМЭС | ПС 330 кВ Лоухи | 330 | 251 | АТ-1 - 2008, АТ-2 - 2008, Т-3 - 2008 | АТ-1 -8,  АТ-2 - 8,  Т-3 - 8 |
| Карельское ПМЭС | ПС 330 кВ Петрозаводск | 330 | 480 | АТ-1 - 1981, АТ-2 - 1977 | АТ-1 - 35,  АТ-2 - 39 |
| Карельское ПМЭС | ПС 330 кВ Кондопога | 330 | 240 | АТ-1 - 1980 | АТ-1 - 36 |
| Карельское ПМЭС |  | 330 | 971 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Путкинская ГЭС (ГЭС-9) | 330 | 480 |  |  |
| ООО «Евро-сибэнерго – тепловая энергия» | Ондская ГЭС (ГЭС-4) | 330 | 480 |  |  |
| Итого 330 кВ | – | 330 | 1931 |  |  |
| Карельское ПМЭС | ПС 220 кВ Древлянка (ПС-2) | 220 | 330,5 | АТ-1 - 1977, АТ-2 - 1975, Т-1 - 1969,  Т-2 - 1967 | АТ-1 - 39,  АТ-2 - 41,  Т-1 - 47,  Т-2 - 49 |
| Карельское ПМЭС | ПС 220 кВ Кемь (ПС-10) | 220 | 175 | АТ-1 - 1990, Т-1 - 1995,  Т-2 - 1993 | АТ-1 - 26,  Т-1 - 21,  Т-2 - 23 |
| Карельское ПМЭС | ПС 220 кВ Медвежьегорск (ПС-19) | 220 | 77 | АТ-1 - 1977, Т-1 - 1990,  Т-2 - 1968 | АТ-1 - 39,  Т-1 - 26,  Т-2 - 48 |
| Карельское ПМЭС | ПС 220 кВ Суоярви  (ПС-24) | 220 | 158 | АТ-1 - 1975, АТ-2 - 1981, Т-1 - 1981,  Т-2 - 1972 | АТ-1 - 41,  АТ-2 - 35,  Т-1 - 35,  Т-2 - 44 |
| Карельское ПМЭС | ПС 220 кВ Ляскеля  (ПС-92) | 220 | 158 | АТ-1 - 1983, АТ-2 - 1984, Т-1 - 2009,  Т-2 - 2009 | АТ-1 - 33,  АТ-2 - 32,  Т-1 - 7,  Т-2 - 7 |
| Карельское ПМЭС | ПС 220 кВ Сортавальская (ПС-97) | 220 | 63 | АТ-2 - 1995 | АТ-2 - 21 |
| Итого Карельское ПМЭС | – | 220 | 961,5 |  |  |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ОАО «РЖД» | ПС 220 кВ Сегежа (РП-103) | 220 | 80 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 220 кВ Сегежа-тяговая (ПС-101) | 220 | 80 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 220 кВ Раменцы  (ПС-104) | 220 | 40 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 220 кВ Медгора  (ПС-17) | 220 | 80 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 220 кВ Нигозеро  (ПС-106) | 220 | 80 |  |  |
| Итого ОАО «РЖД» |  | 220 | 360 |  |  |
| ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога») | ПС 220 кВ Кондопога (ПС-16) | 220 | 352 |  |  |
| ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога») | ПС 220 кВ Кондопожский ЦБК (ПС-8) | 220 | 160 |  |  |
| Итого ООО «СК «Тесла» (ОАО «Кондопога») | – | 220 | 512 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Кривопорож-ская ГЭС (ГЭС-14) | 220 | 250 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Путкинская ГЭС (ГЭС-9) | 220 | 145 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Подужемская ГЭС (ГЭС-10) | 220 | 64 |  |  |
| Итого Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» |  | 220 | 459 |  |  |
| ООО «Евро-сибэнерго – тепловая энергия» | Ондская ГЭС (ГЭС-4) | 220 | 250 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 220 кВ Костомукша (ПС-52) | 220 | 400 |  |  |
| АО «АЭМ-Технологии» | ПС 220 кВ «Петрозаводск-маш» (ПС-18) | 220 | 126 |  |  |
| Итого 220 кВ | – | 220 | 3068,5 |  |  |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Петрозаводск (ПС-1) | 110 | 80 | Т-1 - 1999,  Т-2 - 2000 | Т-1 - 17,  Т-2 - 16 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Деревянка  (ПС-5) | 110 | 26 | Т-1 - 1978,  Т-2 - 2008 | Т-1 - 38,  Т-2 - 8 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Пай (ПС-6) | 110 | 2,5 | Т-1 - 1986 | Т-1 - 30 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ ТБМ (ПС-7) | 110 | 50 | Т-1 - 1977,  Т-2 - 1974 | Т-1 - 39,  Т-2 - 42 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Ругозеро  (ПС-9) | 110 | 5 | Т-1 - 1971,  Т-2 - 1971 | Т-1 - 45,  Т-2 - 45 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Беломорск (ПС-12) | 110 | 26 | Т-1 - 1996,  Т-2 - 1983 | Т-1 - 20,  Т-2 - 33 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Ледмозеро (ПС-13) | 110 | 20 | Т-1 - 1989,  Т-2 - 1972 | Т-1 - 27,  Т-2 - 44 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Олений  (ПС-14) | 110 | 6,3 | Т-1 - 2003 | Т-1 - 13 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Сегежа (ПС-15) | 110 | 80 | Т-1 - 1985,  Т-2 - 1986 | Т-1 - 31,  Т-2 - 30 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ КОЗ (ПС-20) | 110 | 26 | Т-1 - 1987,  Т-2 - 2014 | Т-1 - 29,  Т-2 - 2 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Шуя (ПС-21) | 110 | 50 | Т-1 - 2008,  Т-2 - 2008 | Т-1 - 8,  Т-2 - 8 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Суна (ПС-22) | 110 | 5 | Т-1 - 1974,  Т-2 - 1974 | Т-1 - 42,  Т-2 - 42 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Заозерье  (ПС-23) | 110 | 20 | Т-1 - 1989,  Т-2 - 1989 | Т-1 - 27,  Т-2 - 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Питкяранта (ПС-25) | 110 | 50 | Т-1 - 1992,  Т-2 - 1991 | Т-1 - 24,  Т-2 - 25 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Ляскеля  (ПС-26) | 110 | 16,3 | Т-1 - 1965,  Т-2 - 1964 | Т-1 - 51,  Т-2 - 52 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Сортавала  (ПС-27) | 110 | 80 | Т-1 - 1995,  Т-2 - 1994 | Т-1 - 21,  Т-2 - 22 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Вяртсиля  (ПС-28) | 110 | 12,6 | Т-1 - 1978,  Т-2 - 1978 | Т-1 - 38,  Т-2 - 38 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Поросозеро (ПС-29) | 110 | 16,3 | Т-1 - 1966,  Т-2 - 1966 | Т-1 - 50,  Т-2 - 50 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Лоймола  (ПС-30) | 110 | 6,3 | Т-1 - 1965 | Т-1 - 51 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Гимолы  (ПС-31) | 110 | 2,5 | Т-1 - 1986 | Т-1 - 30 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кв Суккозеро (ПС-32) | 110 | 20 | Т-1 - 1986,  Т-2 - 1995 | Т-1 - 30,  Т-2 - 21 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Пенинга  (ПС-33) | 110 | 10 | Т-1 - 1986 | Т-1 - 30 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС-34) | 110 | 20 | Т-1 - 2004,  Т-2 - 2003,  Т-3 - 2002 | Т-1 - 12,  Т-2 - 13, Т-3 - 14, |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Найстенъярви (ПС-35) | 110 | 12,6 | Т-1 - 2004,  Т-2 - 1977 | Т-1 - 12,  Т-2 - 39 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Пудож (ПС-36) | 110 | 32 | Т-1 - 1993,  Т-2 - 1982 | Т-1 - 23,  Т-2 - 34 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Пяльма  (ПС-37) | 110 | 5,7 | Т-1 - 1983,  Т-2 - 1986 | Т-1 - 33,  Т-2 - 30 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Чёлмужи  (ПС-38) | 110 | 6,3 | Т-1 - 1981 | Т-1 - 35 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Ведлозеро  (ПС-39) | 110 | 32 | Т-1 - 1990,  Т-2 - 1998 | Т-1 - 26,  Т-2 - 18 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Коткозеро  (ПС-40) | 110 | 11 | Т-1 - 1979,  Т-2 - 1979 | Т-1 - 37,  Т-2 - 37 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Олонец  (ПС-41) | 110 | 32 | Т-1 - 1985  Т-2 - 1986 | Т-1 - 31,  Т-2 - 30 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Чупа (ПС-45) | 110 | 26 | Т-1 - 1982,  Т-2 - 1996 | Т-1 - 34,  Т-2 - 20 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Боровое  (ПС-53) | 110 | 12,6 | Т-1 - 1981,  Т-2 - 2010 | Т-1 - 35,  Т-2 - 6 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Кепа (ПС-54) | 110 | 2,5 | Т-1 - 2001 | Т-1 - 15 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Калевала  (ПС-55) | 110 | 12,6 | Т-1 - 1984,  Т-2 - 1983 | Т-1 - 32,  Т-2 - 33 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Пяозеро  (ПС-56) | 110 | 8,8 | Т-1 - 2006,  Т-2 - 2004 | Т-1 - 10,  Т-2 - 12 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Сосновый  (ПС-57) | 110 | 2,5 | Т-1 - 2006 | Т-1 - 10 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Кестеньга  (ПС-58) | 110 | 5 | Т-1 - 1995,  Т-2 - 2007 | Т-1 - 21,  Т-2 - 9 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Софпорог  (ПС-59) | 110 | 2,5 | Т-1 - н.д. | н.д. |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Березовка  (ПС-63) | 110 | 16,3 | Т-1 - 1975,  Т-2 - 1995 | Т-1 - 41,  Т-2 - 21 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Пряжа (ПС-64) | 110 | 20 | н.д. | н.д. |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Кукковка  (ПС-66) | 110 | 32 | Т-1 - 1985,  Т-2 - 1978 | Т-1 - 31,  Т-2 - 38 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Радиозавод (ПС-67) | 110 | 50 | Т-1 - 1986,  Т-2 – 1988 | Т-1 - 30,  Т-2 - 28 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Станкозавод (ПС-69) | 110 | 50 | Т-1 - 1989,  Т-2 - 1989 | Т-1 - 27,  Т-2 - 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Прибрежная (ПС-70) | 110 | 41 | Т-1 - 2007,  Т-2 - 1982 | Т-1 - 9,  Т-2 - 34 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Сулажгора (ПС-72) | 110 | 26 | Т-1 - 1985,  Т-2 - 2004 | Т-1 - 31,  Т-2 - 12 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Каршево  (ПС-75) | 110 | 8,8 | Т-1 - 1990,  Т-2 - 1989 | Т-1 - 26,  Т-2 - 27 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Авдеево  (ПС-76) | 110 | 12,6 | Т-1 - 1986,  Т-2 - 1986 | Т-1 - 30,  Т-2 - 30 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Повенец  (ПС-77) | 110 | 10,3 | Т-1 - 1997  Т-2 - 1982 | Т-1 - 19,  Т-2 - 34 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Великая Губа (ПС-78) | 110 | 20 | Т-1 - 1987,  Т-2 - 1988 | Т-1 - 29,  Т-2 - 28 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Авангард  (ПС-79) | 110 | 32 | н. д. | н. д. |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Логмозеро (ПС-83) | 110 | 75 | Т-1 - 2012,  Т-2 - 2012, Т-3 - 2012 | Т-1 - 4,  Т-2 - 4, Т-3 - 4 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Карьерная  (ПС-93) | 110 | 12,6 | Т-1 - 1981  Т-2 - 1981 | Т-1 - 35,  Т-2 - 35 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС-94) | 110 | 16,3 | Т-1 - 2003,  Т-2 - 1984 | Т-1 - 13,  Т-2 - 32 |
| Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 110 кВ Хаапалампи (ПС-95) | 110 | 5 | Т-1 - 1983,  Т-2 - 1983 | Т-1 - 33,  Т-2 - 33 |
| Итого Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | – | 110 | 1262,8 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ горноперера-батывающего предприятия (далее – ГПП) – 1 | 110 | 50 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ГПП-2 | 110 | 32 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ГПП-3 | 110 | 20 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ГПП-4 | 110 | 12,6 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ГПП-5 | 110 | 160 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ГПП-6 | 110 | 160 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ГПП-7 | 110 | 32 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ГПП-8 | 110 | 12,6 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ГПП-9 | 110 | 12,6 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ТРП-10 | 110 | 50 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ГПП-12 | 110 | 20 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ГПП-13 | 110 | 32 |  |  |
| АО «Карельский окатыш» | ПС 110 кВ ГПП-14 | 110 | 20 |  |  |
| Итого АО «Карельский окатыш» | – | 110 | 613,8 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Полярный круг (ПС-43) | 110 | 80 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Котозеро  (ПС-44) | 110 | 31 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Кереть (ПС-46) | 110 | 20 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Лоухи-тяговая (ПС-47) | 110 | 80 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Энгозеро  (ПС-48) | 110 | 80 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Кузема (ПС-49) | 110 | 80 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Кемь-тяговая (ПС-50) | 110 | 80 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Беломорск-тяговая  (ПС-51) | 110 | 80 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Сумпосад  (ПС-84) | 110 | 50 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Нюхча (ПС-85) | 110 | 50 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Идель (ПС-61) | 110 | 50 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Ладва-тяговая (ПС-82) | 110 | 80 |  |  |
| ОАО «РЖД» | ПС 110 кВ Петрозаводск-тяговая  (ПС-11) | 110 | 80 |  |  |
| Итого ОАО «РЖД» | – | 110 | 841 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Петрозаводская ТЭЦ (ТЭЦ-13) | 110 | 330 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Маткожнен-ская ГЭС (ГЭС-3) | 110 | 94,5 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Выгостровская ГЭС (ГЭС-5) | 110 | 63 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Палакоргская ГЭС (ГЭС-7) | 110 | 40 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Беломорская ГЭС (ГЭС-6) | 110 | 63 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Кондопожская ГЭС (ГЭС-1) | 110 | 31,5 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2) | 110 | 31,5 |  |  |
| Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16) | 110 | 32 |  |  |
| Итого Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1» | – | 110 | 685,5 |  |  |
| АО «Сегежский ЦБК» | ПС 110 кВ Сегежский ЦБК (ПС-4) | 110 | 126 |  |  |
| АО «ПСК» | ПС 110 кВ Онего (ПС-71) | 110 | 80 |  |  |
| АО «ПКС» | ПС 110 кВ ОТЗ-2 (ПС-68) | 110 | 126 |  |  |
| ОАО «НАЗ» | ПС 110 кВ НАЗ (ПС-3) | 110 | 255,5 |  |  |
| ООО «Евро-сибэнерго – тепловая энергия» | Ондская ГЭС (ГЭС-4) | 110 | 126 |  |  |
| Итого 110 кВ |  | 110 | 4116,6 |  |  |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Сортавала-новая (ПС-1С) | 35 | 50 | Т-1 - 2010,  Т-2 - 2008 | Т-1 - 6,  Т-2 - 8 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Куокканиеми (ПС-2С) | 35 | 1,8 | Т-1 - 1978 | Т-1 - 38 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Туокслахти (ПС-3С) | 35 | 5 | Т-1 - 1989  Т-2 - 1989 | Т-1 - 27,  Т-2 - 27 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Леванпельто (ПС-4С) | 35 | 8 | Т-1 - 2006,  Т-2 - 1987 | Т-1 - 10,  Т-2 - 29 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Рускеала  (ПС-5С) | 35 | 8 | Т-1 - 1976,  Т-2 - 1977 | Т-1 - 40,  Т-2 - 39 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Леппясилта (ПС-6С) | 35 | 1,6 | Т-1 -1984 | Т-1 - 32 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Искра (ПС-7С) | 35 | 5 | Т-1 - 1990,  Т-2 - 1990 | Т-1 - 26,  Т-2 - 26 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Элисенваара (ПС-8С) | 35 | 5 | Т-1 - 1978,  Т-2 - 1982 | Т-1 - 38,  Т-2 - 34 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Импилахти (ПС-9С) | 35 | 5 | Т-1 - 2003,  Т-2 - 1989 | Т-1 - 13,  Т-2 - 27 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Таунан  (ПС-10С) | 35 | 5 | Т-1 - 1983,  Т-2 - 1982 | Т-1 - 34,  Т-2 - 33 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Липпола  (ПС-11С) | 35 | 5 | Т-1 - 1991,  Т-2 - 1991 | Т-1 - 25,  Т-2 - 25 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Октябрь  (ПС-12С) | 35 | 1 | Т-1 - 2003 | Т-1 - 13 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Пийтсиёки (ПС-13С) | 35 | 6,3 | Т-1 - 2008 | Т-1 - 8 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Труд (ПС-15С) | 35 | 2,5 | Т-1 - 1984 | Т-1 - 32 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Салми  (ПС-17С) | 35 | 5 | Т-1 - 1992,  Т-2 - 1992 | Т-1 - 24,  Т-2 - 24 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Хаутаваара (ПС-18С) | 35 | 0,63 | Т-1 - 1970 | Т-1 - 46 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Вешкелица (ПС-19С) | 35 | 5 | Т-1 - 1995,  Т-2 - 1969 | Т-1 - 21,  Т-2 - 47 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Поросозеро (ПС-20С) | 35 | 3,2 | Т-1 - 1971 | Т-1 - 45 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Хелюля  (ПС-21С) | 35 | 8 | Т-1 - 1993,  Т-2 - 1981 | Т-1 - 23,  Т-2 - 35 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Кааламо  (ПС-22С) | 35 | 5 | Т-1 - 1974,  Т-2 - 1989 | Т-1 - 42,  Т-2 - 27 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Кааламо  (ПС-23С) | 35 | 5 | Т-1 - 1977,  Т-2 - 2010 | Т-1 - 39,  Т-2 - 6 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Ууксу  (ПС-33С) | 35 | 2 | Т-1 - 2011,  Т-2 - 2011 | Т-1 - 5,  Т-2 - 5 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Ладожская (ПС-36С) | 35 | 2,5 | Т-1 - 1974 | Т-1 - 42 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Игнойла  (ПС-37С) | 35 | 1 | Т-2 - 1984 | Т-2 - 32 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Хямекоски (ПС-38С) | 35 | 7,4 | Т-1 - н.д.,  Т-2 - 1948, Т-3 - 2000 | Т-1 - н.д.,  Т-2 - 68 Т-3 - 16 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Харлу  (ПС-39С) | 35 | 1 | Т-1 - 2012,  Т-2 - 1999 | Т-1 - 4,  Т-2 - 17 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Леппясюрья (ПС-40С) | 35 | 4,1 | Т-1 - 1975,  Т-2 - 1998 | Т-1 - 41,  Т-2 - 18 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Тумба  (ПС-41С) | 35 | 1 | Т-1 - 1976 | Т-1 - 40 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Мотка  (ПС-42С) | 35 | 2,5 | Т-1 - 1976 | Т-1 - 40 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Лендеры  (ПС-43С) | 35 | 1,6 | Т-1 - 1976 | Т-1 - 40 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Ряймяля  (ПС-44С) | 35 | 5 | Т-1 - 1990,  Т-2 - 1990 | Т-1 - 26,  Т-2 - 26 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Тохма  (ПС-45С) | 35 | 8 | Т-1 - 1977,  Т-2 - 1977 | Т-1 - 39,  Т-2 - 39 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Приладожская (ПС-46С) | 35 | 12,6 | Т-1 - 1992,  Т-2 - 1992 | Т-1 - 24,  Т-2 - 24 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Ихала  (ПС-48С) | 35 | 5 | Т-1 - 1987,  Т-2 - 1987 | Т-1 - 29,  Т-2 - 29 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ БЛДК  (ПС-16К) | 35 | 12,6 | Т-1 - 1978,  Т-2 - 1978 | Т-1 - 38,  Т-2 - 38 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Тэдино  (ПС-22К) | 35 | 2,5 | Т-2 - 1977 | Т-2 - 39 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Плотина  (ПС-23К) | 35 | 5 | Т-1 - н. д.,  Т-2 - н. д. | Т-1 - н. д.,  Т-2 - н. д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Амбарный (ПС-24К) | 35 | 2,5 | Т-1 - 2002 | Т-1 - 14 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ  УМ-220/7  (ПС-25К) | 35 | 10,3 | Т-1 - 1986,  Т-2 - 2006 | Т-1 - 30,  Т-2 - 10 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Сегежская птицефабрика (ПС-26К) | 35 | 12,6 | Т-1 - 1987,  Т-2 - 1987 | Т-1 - 29,  Т-2 - 29 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Малиновая Варакка  (ПС-27К) | 35 | 8 | Т-1 - н.д.,  Т-2 - н.д. | Т-1 - н.д.,  Т-2 - н.д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Баб –Губа (ПС-28К) | 35 | 3,4 | Т-1 - 1994  Т-2 - 1983 | Т-1 - 22,  Т-2 - 33 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Рабочий Остров  (ПС-29К) | 35 | 8 | Т-1 - 1979  Т-2 - 1980 | Т-1 - 37,  Т-2 - 36 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Попов Порог (ПС-30К) | 35 | 1 | Т-1 - 1988 | Т-1 - 28 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Табойпорог (ПС-31К) | 35 | 0,25 | Т-1 - 1978 | Т-1 - 38 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Муезерка  (ПС-32К) | 35 | 5 | Т-1 - 1972  Т-2 - 1972 | Т-1 - 44,  Т-2 - 44 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Волома  (ПС-34К) | 35 | 2,5 | Т-1 - 1973 | Т-1 - 43 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Электроко-тельная  (ПС-35К) | 35 | 32 | Т-1 - н. д.,  Т-2 - н. д. | Т-1 - н. д.,  Т-2 - н. д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Белый Порог (ПС-36К) | 35 | 4 | Т-1 - 1972 | Т-1 - 44 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Спасская Губа (ПС-1П) | 35 | 5 | н. д. | н. д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Кончезеро (ПС-2П) | 35 | 8,8 | Т-1 - 2010,  Т-2 - н. д. | Т-1 - 6,  Т-2 - н. д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ ДСК (ПС-3П) | 35 | 13,1 | Т-1 - 2000,  Т-2 - 1965 | Т-1 - 16,  Т-2 - 51 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Маньга  (ПС-5П) | 35 | 1 | н. д. | н. д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Матросы  (ПС-6П) | 35 | 3,2 | н. д. | н. д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Крошнозеро (ПС-8П) | 35 | 2 | н. д. | н. д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Новая Вилга (ПС-9П) | 35 | 8 | н. д. | н. д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Половина  (ПС-10П) | 35 | 5 | Т-1 - 2002,  Т-2 - 2005 | Т-1 - 14,  Т-2 - 11 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Ильинский (ПС-12П) | 35 | 8 | Т-1 - 1986,  Т-2 - 1986 | Т-1 - 30,  Т-2 - 30 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Видлица  (ПС-13П) | 35 | 8 | Т-1 - 2002,  Т-2 - 2001 | Т-1 - 14,  Т-2 - 15 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Тукса  (ПС-14П) | 35 | 5 | Т-1 - 1984  Т-2 - 1984 | Т-1 - 32,  Т-2 - 32 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Михайловское (ПС-15П) | 35 | 3,2 | Т-1 - 1985,  Т-2 - 1985 | Т-1 - 31,  Т-2 - 31 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Юркостров (ПС-16П) | 35 | 1 | н. д. | н. д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Святозеро  (ПС-17П) | 35 | 8 | Т-1 - 2005,  Т-2 - 2005 | Т-1 - 11,  Т-2 - 11 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Бесовец  (ПС-18П) | 35 | 12,6 | Т-1 - 1976,  Т-2 - 1976 | Т-1 - 40,  Т-2 - 40 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Шёлтозеро (ПС-21П) | 35 | 5 | н. д. | н. д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Педасельга (ПС-22П) | 35 | 5 | Т-1 - 1997,  Т-2 - 2010 | Т-1 - 19,  Т-2 - 6 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Толвуя  (ПС-23П) | 35 | 5 | Т-1 - 2006,  Т-2 - 2006 | Т-1 - 10,  Т-2 - 10 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Шокша  (ПС-24П) | 35 | 8 | н. д. | н. д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Рыбрека  (ПС-25П) | 35 | 4 | Т-1 - 2005 | Т-1 - 11 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Холодильник (ПС-26П) | 35 | 12,6 | Т-1 - 1988,  Т-2 - 1987 | Т-1 - 28,  Т-2 - 29 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Кяппесельга (ПС-27П) | 35 | 2,5 | Т-1 - 2008 | Т-1 - 8 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Сергиево  (ПС-28П) | 35 | 1 | Т-1 - 1984 | Т-1 - 32 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Шуньга  (ПС-29П) | 35 | 5 | Т-1 - 1992,  Т-2 - 1992 | Т-1 - 24,  Т-2 - 24 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Киково  (ПС-30П) | 35 | 1 | Т-1 - 1981 | Т-1 - 35 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Кривцы  (ПС-31П) | 35 | 1 | Т-1 - 2002 | Т-1 - 14 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Кубово  (ПС-32П) | 35 | 2,5 | Т-1 - 1998 | Т-1 - 18 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Большой Массив  (ПС-33П) | 35 | 6,5 | Т-1 - 2004,  Т-2 - 2011 | Т-1 - 12,  Т-2 - 5 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Рагнукса  (ПС-34П) | 35 | 1 | Т-1 - 1975 | Т-1 - 41 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Шала (ПС-35П) | 35 | 7,2 | Т-1 - 1972,  Т-2 - 1994 | Т-1 - 44,  Т-2 - 22 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Поршта  (ПС-36П) | 35 | 1 | Т-1 - 1968 | Т-1 - 48 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Водла  (ПС-37П) | 35 | 1 | Т-1 - 2004 | Т-1 -12 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Лососинное (ПС-38П) | 35 | 2,5 | н.д. | н.д. |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Пергуба  (ПС-40П) | 35 | 1,8 | Т-1 - 2005 | Т-1 - 11 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Соломенное (ПС-41П) | 35 | 5 | Т-1 - 1989,  Т-2 - 1990 | Т-1 - 27,  Т-2 - 26 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Эссойла  (ПС-42П) | 35 | 10,3 | Т-1 - 2014,  Т-2 - н. д. | Т-1 - 2 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Жарниково (ПС-44П) | 35 | 12,6 | Т-1 - 2012,  Т-2 - 2012 | Т-1 - 4,  Т-2 - 4 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Великая Нива (ПС-45П) | 35 | 2,5 | Т-1 - 1993 | Т-1 - 23 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ ЮПЗ (ПС-46П) | 35 | 12,6 | Т-1 - 1973,  Т-2 - 1974 | Т-1 - 43,  Т-2 - 42 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Петрозаводская птицефабрика (ПС-48П) | 35 | 12,6 | Т-1 - 1990,  Т-2 - 1990 | Т-1 -26,  Т-2 - 26 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Уя (ПС-49П) | 35 | 1,6 | Т-1 - 1978 | Т-1 - 38 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Куйтежа  (ПС-50П) | 35 | 2,6 | Т-1 - 1981,  Т-2 - 1978 | Т-1 - 35,  Т-2 - 38 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Мелиоратив-ный (ПС-52П) | 35 | 8 | Т-1 - 1981,  Т-2 - 1981 | Т-1 - 35,  Т-2 - 35 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Паданы  (ПС-55П) | 35 | 2,6 | Т-1 - 1985,  Т-2 - 1992 | Т-1 - 31,  Т-2 - 24 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Чёбино  (ПС-56П) | 35 | 3,2 | Т-1 - 1991,  Т-2 - 1991 | Т-1 - 25,  Т-2 - 25 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Тепличный (ПС-57П) | 35 | 8 | Т-1 - 1966,  Т-2 - 1988 | Т-1 - 50,  Т-2 - 28 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Подпорожье (ПС-58П) | 35 | 2,5 | Т-1 - 1989 | Т-1 - 27 |
| Филиал  ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | ПС 35 кВ Кашино  (ПС-59П) | 35 | 3,2 | Т-1 - 1988,  Т-2 - 1988 | Т-1 - 28,  Т-2 - 28 |
| Итого Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Карелэнерго» | – | 35 | 557,18 |  |  |
| АО «ПСК» | ПС 35 кВ Сортавала  (ПС-1) | 35 | 20 |  |  |
| АО «ПСК» | ПС 35 кВ Охта Групп  (ПС-19 ОТЗ) | 35 | 40 |  |  |
| АО «ПСК» | ПС 35 кВ Пиндуши  (ПС-43П) | 35 | 16,3 |  |  |
| АО «ПСК» | ПС 35 кВ Шалговаара (ПС-54П) | 35 | 0,63 |  |  |
| АО «ПСК» | ПС 35 кВ Федотова  (ТП-731) | 35 | 0,1 |  |  |
| АО «ПСК» | ПС 35 кВ Немино  (ТП-901) | 35 | 0,1 |  |  |
| АО «ПСК» | ПС 35 кВ Ахвенламби (ТП-911) | 35 | 0,25 |  |  |
| АО «ПСК» | ПС 35 кВ Сяргозеро  (ТП-912) | 35 | 0,1 |  |  |
| АО «ПСК» | ПС 35 кВ Евгора  (ТП-922) | 35 | 0,1 |  |  |
| Итого АО «ПСК» |  |  | 77,58 |  |  |
| АО «ПКС» | ПС 35 кВ Соломенное (ПС-51П) | 35 | 12,6 |  |  |
| Карельское ПМЭС | ПС 35 кВ Валаам | 35 | 12,6 |  |  |
| Итого 35кВ | – | 35 | 659,96 |  |  |

Приложение 3 к Программе

Данные о котельных и протяженности тепловых сетей ООО «Карелэнергоресурс»

| № | Наименование котельной | Адрес местонахож-дения котельной | Установ-ленная мощность, Гкал/ч | Подклю-ченная тепловая нагрузка, Гкал/ч | Общая длина трасс в однотрубном исчислении, м |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Беломорский район | | | | | | |
| 1. | Котельная № 2, пос. Золотец | пос. Золотец,  ул. Золотецкая | 3,44 | 1,270 | 334,5 |
| 2. | Котельная № 4,  г. Беломорск | г. Беломорск,  ул. Порт-шоссе | 2,8 | 2,130 | 3641 |
| 3. | Котельная № 5,  г. Беломорск | г. Беломорск,  о. Старчина | 17,2 | 2,910 | 934,2 |
| 4. | Котельная № 6,  г. Беломорск | г. Беломорск ,  ул. Пионерская | 10,1 | 6,040 | 3674,8 |
| 5. | Котельная № 7,  г. Беломорск | п. Водников,  ул. Щуркина | 2,58 | 1,620 | 5313 |
| 6. | Котельная № 9,  г. Беломорск | г. Беломорск,  ул. Воронина | 12,8 | 5,680 | 2186,9 |
| 7. | Котельная № 10, г. Беломорск | г. Беломорск,  ул. Пашкова | 1,7 | 0,910 | 476 |
| 8. | Котельная № 14, г. Беломорск | г. Беломорск, пер. Школьный | 1,5 | 0,330 | 334,6 |
| 9. | Котельная № 15, г. Беломорск | г. Беломорск,  ул. Порт-поселок | 3,54 | 1,890 | 1035,2 |
| 10. | Котельная № 2, пос. Сосновец | пос. Сосновец, ул. Матросова | 1,6 | 0,760 | 758,8 |
| 11. | Котельная № 4, пос. Сосновец | пос. Сосновец, ул. Кирова | 1,65 | 0,230 | 565,5 |
| 12. | Электробойлер-ная п. Сосновец | пос. Сосновец, ул. Кирова | 2,7 | 0,790 | 2636,8 |
| 13. | Котельная № 5, пос. Пушной | пос. Пушной,  ул. Школьная | 0,55 | 0,430 | 1810 |
| 14. | Котельная № 6, пос. Пушной | пос. Пушной,  ул. Дорожная | 0,42 | 0,130 | 310 |
| 15. | Котельная № 2, пос. Летнереченск | пос. Летнеречен-ский,  ул. Набережная | 5,5 | 3,500 | 2439 |
| 16. | Электробойлер-ная № 16, Беломорская ГЭС | г. Беломорск,  ул. Беломорская ГЭС | 0,1 | 0,010 | 122,2 |
| Итого по району | | | 68,18 | 28,63 | 26572,5 |
| Число аварий на тепловых сетях | | | | | 13 | |
| Число отказов оборудования на источниках | | | | | 42 | |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене | | | | количе-ство, м | % от общих сетей | |
| 13623,72 | 51,27 | |
| Износ оборудования, % | | | | 80 | | |
| Имеется возможность технологического подключения объектов капитального строительства к сетям теплоснабжения от каждой котельной, центральных тепловых пунктов нет | | | | | | |
| Калевальский район | | | | | | |
| 1. | Котельная начальной школы, пгт Калевала,  ул. Ленина, 42а | пгт Калевала,  ул. Ленина,  д. 42а | 0,9 | 0,174 | 298 | |
| 2. | Котельная средней школы, пгт Калевала | пгт Калевала,  ул. Руны Калевалы, д. 13 | 3 | 0,630 | 925 | |
| 3. | Котельная РУС, пгт Калевала | пгт Калевала,  ул. Пионерская,  д. 9 | 1,4 | 0,520 | 639 | |
| 4. | Котельная жил. фонда,  пгт Калевала | пгт Калевала,  ул.  Полевая, д. 14а | 5 | 1,590 | 1550 | |
| 5. | Котельная в/ч,  пгт Калевала,  ул. Советская,  д. 21-ж | пгт Калевала,  ул. Советская,  д. 21-ж | 3 | 1,800 | 666 | |
| 6. | Котельная № 1, Калевальский  р-он,  пос. Боровой | пос. Боровой,  ул. Школьная,  д. 7 | 4,3 | 3,950 | 8200 | |
| 7. | Котельная № 1, Калевальский  р-он,  пос. Луусалми | пос. Луусалми, ул. Советская,  д. 11а | 0,67 | 0,057 | 798 | |
| 8. | Котельная № 1, Калевальский  р-он,  пос. Юшкозеро | дер. Юшкозеро,  ул. Советская,  д. 54 | 0,8 | 0,132 | 300 | |
| 9. | Котельная  пос. Новое Юшкозеро, Калевальский  р-он | пос. Новое Юшкозеро,  ул. Школьная | 1,67 | 0,619 | 2007 | |
| Итого по району | | | 20,74 | 9,472 | 15383 | |
| Число аварий на тепловых сетях | | | | | 0 | |
| Число отказов оборудования на источниках | | | | | 6 | |
| Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене | | | | количе-ство, м | % от общих сетей | |
| 8697,55 | 56,54 | |
| Износ оборудования, % | | | | 80 | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Имеется возможность технологического подключения объектов капитального строительства к сетям теплоснабжения от каждой котельной; центральных тепловых пунктов нет | | | | | | |
| Кемский район | | | | | | |
| 1. | Котельная БКЛ, пос. Рабочеост-ровск | пос. Рабочеостровск | 3,2 | 1,684 | 3140 | |
| 2. | Котельная пос. Кривой Порог | пос. Кривой Порог | 3,3 | 2,337 | 3027 | |
| 3. | Котельная № 2,  г. Кемь | пер. Совхозный, д. 2 | 2,184 | 1,799 | 645 | |
| 4. | Котельная № 8,  г. Кемь | просп. Пролетар-ский, д. 57а | 5,16 | 3,235 | 1713,9 | |
| 5. | Котельная № 14, г. Кемь | ул. Бланки | 7,94 | 2,853 | 2329,2 | |
| 6. | Электрокотельная № 4, пос. Рабочеостровск (школа) | ул. Новая, д. 6 | 0,344 | 0,278 | 39,1 | |
| 7. | Электрокотельная № 6, г. Кемь, клуб (Гайжево) | ул. Ломоносова | 0,077 | 0,019 | 47,2 | |
| 8. | Электрокотельная № 17, пос. Вочаж | пос. Вочаж | 0,239 | 0,141 | 0 | |
| 9. | Электрокотельная № 18, г. Кемь | ул. Ленина,  д. 6 | 0,132 | 0,066 | 80,5 | |
| 10. | Электрокотельная № 19, г. Кемь | ул. Фрунзе,  д. 1 | 0,202 | 0,150 | 0 | |
| 11. | Электрокотельная № 20, г. Кемь | ул. Фрунзе,  д. 2 | 0,202 | 0,188 | 59,1 | |
| 12. | Электрокотельная № 21, г. Кемь | ул. Фрунзе,  д. 5 | 0,163 | 0,148 | 0 | |
| 13. | Электрокотельная № 25, г. Кемь, МУ «Социально-реабилитацион-ный центр для несовершенно-летних Кемского района» | ул. Первомай-ская, д. 12 | 0,039 | 0,032 | 4 | |
| 14. | Электрокотельная № 27, г. Кемь | ул. Каменева,  д. 18 | 0,124 | 0,230 | 0 | |
| 15. | Электрокотельная № 36, г. Кемь | ул. Полярная,  д. 12а | 0,046 | 0,037 | 23 | |
| 16. | Электрокотельная № 13, пос. Кузема | ул. Гагарина,  д. 13 | 0,098 | 0,081 | 9 | |
| Итого по району | | | 23,45 | 13,278 | 11117,00 | |
| Число аварий на тепловых сетях | | | | | 5 | |
| Число отказов оборудования на источниках | | | | | 3 | |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене | | | | количе-ство, м | % от общих сетей | |
| 6207,73 | 55,84 | |
| Износ оборудования, % | | | | 80 | | |
| Имеется возможность технологического подключения объектов капитального строительства к сетям теплоснабжения от каждой котельной; центральных тепловых пунктов нет | | | | | | |
| Лоухский район | | | | | | |
| 1. | Мазутная котельная,  пгт Лоухи,  ул. Комсомоль-ская, д. 10 | ул. Комсо-мольская, д. 10 | 10,3125 | 11,057 | 10435,5 | |
| 2. | Мазутная котельная,  пгт Пяозерский ОАО «ЛПХ» (технологические нужды) | пгт Пяозерский | 3,163 | 0 | 0 | |
| 3. | Мазутная котельная,  пгт. Пяозерский | ул. Молодежная | 10,16 | 7,218 | 14080,4 | |
| 4. | Угольная котель-ная «Совхоз»  № 6, пгт Лоухи | ул. Совхозная | 1,95 | 1,202 | 3200,8 | |
| 5. | Угольная котель-ная, пос. Амбар-ный | пос. Амбарный | 0,309 | 0,112 | 371 | |
| 6. | Угольная котельная,  пос. Энгозеро | ул. Жигалова | 0,732 | 0,665 | 1653 | |
| 7. | Угольная котельная,  пос. Сосновый | ул. Школьная | 0,34 | 0,124 | 589 | |
| 8. | Угольная  котельная,  пос. Кестеньга  № 1, «Школа» | ул. Советская | 0,662 | 0,553 | 589 | |
| 9. | Угольная  котельная,  пос. Кестеньга  № 2, «Детский сад» | ул.Сухорукова | 0,605 | 0,463 | 576 | |
| 10. | Угольная котельная ЦПК, пгт Чупа | ул. Береговая | 18 | 7,719 | 10782 | |
| 11. | Угольная котельная,  ст. Чупа | ул. Вокзальная | 0,918 | 0,480 | 823 | |
| 12. | Угольная котельная – Малиновая Варакка | ул. Слюдяная | 2,1 | 0,814 | 1753 | |
| 13. | Угольная котельная,  пос. Хетоламбино | ул. Новая | 0,6 | 0,176 | 486 | |
| 14. | Угольная котельная,  пос. Плотина | ул. Клубная | 1,08 | 0,823 | 2604 | |
| 15. | Дровяная котельная,  пос. Тунгозеро | пос. Тунгозеро | 0,315 | 0,170 | 706,5 | |
| Итого по району | | | 51,2465 | 31,576 | 48649,20 | |
| Число аварий на тепловых сетях | | | | | 10 | |
| Число отказов оборудования на источниках | | | | | 25 | |
| Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене | | | | количе-ство, м | % от общих сетей | |
| 25492,18 | 52,4 | |
| Износ оборудования, % | | | | 80 | | |
| Имеется возможность технологического подключения объектов капитального строительства к сетям теплоснабжения от каждой котельной; центральных тепловых пунктов нет | | | | | | |
| Медвежьегорский район | | | | | | |
| 1. | Котельная «Центральная»,  г. Медвежьегорск | ул. Дзержин-ского, д. 7а | 3,330 | 7,25 | 1797,1 | |
| 2. | Котельная «Модульная»,  г. Медвежьегорск, | ул. Ленина | 5,360 | 7,23 | 2756,9 | |
| 3. | Котельная «Вичка»,  пос. Вичка |  | 0,6 | 0,6 | 223 | |
| 4. | Котельная «Заонежская»,  г. Медвежьегорск | ул. Заонежская, д. 6 | 0,569 | 1,04 | 1119 | |
| 5. | Котельная «Советская»,  г. Медвежьегорск | ул. Советская,  д. 12 | 5,857 | 6,188 | 3886,4 | |
| 6. | Котельная «Первомайская», г. Медвежьегорск | ул. Первомай-ская, д. 27 | 0,350 | 1,04 | 298,3 | |
| 7. | Котельная  ГПТУ-11, г. Мед-вежьегорск | ул. К. Либкнехта | 2,210 | 3,69 | 969 | |
| 8. | Котельная 17 кв., пос. Повенец | ул. Красное Поле, д. 4а | 4,130 | 4,6 | 4039,7 | |
| 9. | Котельная  с. Сосновка | ул. Юбилейная | 0,52 | 1,46 | 890,8 | |
| 10. | Котельная «Карелия ДСП», пос. Пиндуши, | ул. Канифоль-ная, д. 5 | 6,220 | 6,25 | 5489,5 | |
| 11. | Котельная «Лумбуши»,  пос. Лумбуши | ул. Совхозная | 0,421 | 1,95 | 453 | |
| 12. | Котельная «Нефтебаза»,  пос. Пиндуши | ул. Нефтебазы | 0,290 | 1,4 | 889 | |
| 13. | Котельная «Наркодиспансер»,  пос. Пиндуши | ул. Больничная | 0,210 | 0,48 | 350 | |
| Итого по району | | | 30,067 | 43,178 | 23161,7 | |
| Число аварий на тепловых сетях | | | | | 19 | |
| Число отказов оборудования на источниках | | | | | 8 | |
| Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене | | | | количе-ство, м | % от общих сетей | |
| 12965,9 | 55,98 | |
| Износ оборудования, % | | | | 80 | | |
| Имеется возможность технологического подключения объектов капитального строительства к сетям теплоснабжения от каждой котельной; центральных тепловых пунктов нет | | | | | | |
| Муезерский район | | | | | | |
| 1. | Котельная «Центральная», пос. Ледмозеро | пос. Ледмозеро, ул. Железнодо-рожная, д. 13 | 4,79 | 1,621 | 2910 | |
| 2. | Котельная «Школьная»,  пос. Тикша | пос. Тикша,  ул. Школьная,  д. 4 | 1,23 | 0,206 | 902 | |
| 3. | Котельная «Центральная»,  с. Ругозеро | с. Ругозеро,  ул. Советская,  д. 9 | 2,7 | 1,310 | 749,4 | |
| 4. | Котельная «Центральная», пос. Волома | пос. Волома,  ул. Промзона,  д. 1 | 6,36 | 1,195 | 4920 | |
| 5. | Котельная школы, пос. Пенинга | пос. Пенинга,  ул. Гагарина, д. 9 | 0,298 | 0,168 | 100 | |
| 6. | Котельная РММ, пос. Лендеры | пос. Лендеры,  ул. Заречная | 2,9 | 0,856 | 357,5 | |
| 7. | Котельная «Детский сад»,  пос. Лендеры | пос. Лендеры,  ул. Советская | 0,49 | 0,033 | 175 | |
| 8. | Котельная «Школьная»,  пос. Лендеры,  ул. Первомайская | пос. Лендеры,  ул. Набережная | 4,12 | 0,211 | 1250 | |
| 9. | Котельная «Центральная», пгт Муезерский | пгт Муезерский, ул. Строителей, д. 6 | 4,72 | 2,807 | 2953,3 | |
| 10. | Котельная «Квартальная»,  пгт Муезерский | пгт Муезерский, ул. Строителей, д. 6б | 4,3 | 2,668 | 3103,7 | |
| 11 | Котельная конторы ЖКХ | пгт Муезерский, ул. Советская,  д. 21 | 1,1 | 0,970 | 1475 | |
| Итого по району | | | 33,01 | 12,0444 | 18895,9 | |
| Число аварий на тепловых сетях | | | | | 5 | |
| Число отказов оборудования на источниках | | | | | 3 | |
| Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене | | | | количе-ство, м | % от общих сетей | |
| 10842,47 | 57,38 | |
| Износ оборудования, % | | | | 80 | | |
| Имеется возможность технологического подключения объектов капитального строительства к сетям теплоснабжения от каждой котельной; центральных тепловых пунктов нет | | | | | | |
| Пудожский район | | | | | | |
| 1. | Котельная № 23,  г. Пудож | ул. Пионерская | 0,099 | 0,047 | 21,00 | |
| 2. | Школьная котельная,  пос. Кривцы | пос. Кривцы | 0,464 | 0,380 | 143,00 | |
| 3. | Центральная котельная,  пос. Кривцы | ул. Горького | 0,306 | 0,110 | 377,00 | |
| 4. | Котельная  дер. Авдеево | дер. Авдеево | 1,04 | 0,665 | 562,00 | |
| 5. | Котельная  пос. Пяльма | пос. Пяльма | 2,85 | 1,149 | 3937,00 | |
| 6. | Котельная  пос. Пудожгор-ский | ул. Молодежная, д. 7 | 0,664 | 0,197 | 223,50 | |
| 7. | Котельная  пос. Краснобор-ский | пос. Красноборский | 3,32 | 1,084 | 2310,20 | |
| 8. | Котельная  дер. Каршево | дер. Каршево | 0,8 | 0,226 | 949,00 | |
| 9. | Котельная № 1 «Школа»,  пос. Шальский | ул. Октябрьская | 1,9 | 1,150 | 1941,00 | |
| 10. | Котельная № 2 «Клуб»,  пос. Шальский | ул. Заводская | 1 | 0,234 | 362,00 | |
| 11. | Котельная № 3 «Квартальная» | пер. Северный | 2,2 | 0,531 | 1014,00 | |
| 12. | Котельная  пос. Кубово | пос. Кубово | 0,543 | 0,117 | 294,00 | |
| 13. | Котельная № 1,  г. Пудож | ул. Красная, д. 8 | 2,59 | 1,630 | 3030,00 | |
| 14. | Котельная № 8,  г. Пудож | ул. Пионерская, д. 1а | 9,116 | 2,814 | 2415,00 | |
| 15. | Котельная № 9,  г. Пудож | ул. Комсомоль-ская, д. 3а | 7,74 | 2,400 | 968,00 | |
| 16. | Котельная № 13,  г. Пудож | ул. К.Маркса | 6,67 | 3,56 | 3530,00 | |
| 17. | Котельная № 18,  г. Пудож | ул. Полевая, д. 2 | 0,59 | 0,398 | 255,00 | |
| 18. | Котельная № 19, г. Пудож | ул. Комсомоль-ская, д. 65а | 1,11 | 0,538 | 776,00 | |
| 19. | Котельная № 7,  г. Пудож | пер. Комсомоль-ский, д. 33 | 4,8 | 1,3 | 2322,00 | |
| 20. | Котельная № 10,  г. Пудож | ул. Строителей | 10 | 3,240 | 2760,00 | |
| 21. | Котельная № 12,  г. Пудож | ул. Пионерская | 4,92 | 2,950 | 4067,00 | |
| 22. | Котельная № 16,  г. Пудож | ул. Строителей, д. 10а | 10,32 | 3,68 | 3734,00 | |
| 23. | Котельная № 17,  г. Пудож | ул. Машакова | 1,08 | 0,137 | 249,00 | |
| Итого по району | | | 74,122 | 28,537 | 36239,70 | |
| Число аварий на тепловых сетях | | | | | 10 | |
| Число отказов оборудования на источниках | | | | | 17 | |
| Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене | | | | количе-ство, м | % от общих сетей | |
| 19134,56 | 52,8 | |
| Износ оборудования ,% | | | | 80 | | |
| Имеется возможность технологического подключения объектов капитального строительства к сетям теплоснабжения от каждой котельной; центральных тепловых пунктов нет | | | | | | |
| Сегежский район | | | | | | |
| 1. | Котельная  д. Каменный Бор, ул. Советская, д. 1 | Сегежский район,  пгт Надвоицы,  ул. Заводская,  д. 1 (территория площадки НАЗ) | 1,303 | 2,4 | 2330 | |
| 2. | Котельная пгт Надвоицы – левая тепломагистраль | Сегежский район, пос. Каменный Бор, ул. Советская, 1 | 19,415 | 54 | 15772,3 | |
| Итого по району | | | 20,718 | 56,4 | 18102,3 | |
| Число аварий на тепловых сетях | | | | | 5 | |
| Число отказов оборудования на источниках | | | | | 2 | |
| Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене | | | | количе-ство, м | % от общих сетей | |
| 10535,54 | 58,2 | |
| Износ оборудования , % | | | | 55 | | |
| Имеется возможность технологического подключения объектов капитального строительства к сетям теплоснабжения от каждой котельной; центральных тепловых пунктов нет | | | | | | |
| Суоярвский район | | | | | | |
| 1. | Котельная «Сувилати»,  г. Суоярви | ул. Тикиляйнена, д. 9 | 0,084 | 0,486 | 272,6 | |
| 2. | Котельная «Маяковского»,  г. Суоярви | ул. Маяковского, д. 1 | 0,086 | 0,36 | 371 | |
| 3. | Котельная «Гагарина»,  г. Суоярви | ул. Гагарина, д. 6 | 0,440 | 0,8 | 380 | |
| 4. | Котельная «Химлесхоз»,  г. Суоярви | ул. Карьерная,  д. 19 | 0,305 | 0,76 | 1670 | |
| 5. | Котельная «Стройуправ-ление»,  г. Суоярви | ул. Суоярвское шоссе, д. 86 | 0,180 | 0,618 | 437 | |
| 6. | Котельная «Модуль»,  г. Суоярви | ул. Суоярвское шоссе | 0,980 | 1,72 | 1840 | |
| 7. | Котельная «РУС», г. Суоярви | ул. Октябрьская, д. 34 | 0,462 | 1,721 | 764 | |
| 8. | Котельная ЦРБ,  г. Суоярви | ул. Шельшакова, д. 17 | 0,586 | 1,44 | 1249,1 | |
| 9. | Котельная «Октябрьская»,  г. Суоярви | ул. Октябрьская, д. 5 | 0,363 | 1 | 444 | |
| 11. | Котельная  пос. Поросозеро,  ул. Больничная | ул. Больничная | 0,317 | 1,8 | 438 | |
| 12. | Котельная  пос. Поросозеро, ул. Приозерная | ул. Приозерная | 0,053 | 0,65 | 336,5 | |
| 13. | Котельная ПСХ, пос. Поросозеро | ул. Заводская,  д. 1 | 2,543 | 4,3 | 3600 | |
| 14. | Котельная  пос. Леппясюрья | ул. Станционная, д. 15 | 0,570 | 0,62 | 1446 | |
| 15. | Котельная школы, пос. Пийтсиёки | пер. Школьный, д. 19 | 0,271 | 0,899 | 427 | |
| 16. | Котельная клуба, пос. Пийтсиеки | пер. Централь-ный, д. 16б | 0,158 | 0,68 | 406 | |
| 17. | Котельная школы, пос. Лоймола | ул. Лесная, д. 27 | 0,202 | 0,86 | 747 | |
| 18. | Котельная школы, пос. Райконкоски | пер. Советский, д. 30а | 0,149 | 0,472 | 270 | |
| 19. | Котельная бани, пос. Райконкоски | ул. Заречная,  д. 1а | 0,160 | 0,73 | 958 | |
| 20. | Котельная «Школа»,  пос. Лахколампи | ул. Школьная,  д. 9 | 0,335 | 2,82 | 485 | |
| 21. | Котельная  пос. Тойвола | ул. Школьная,  д. 2 | 0,350 | 1,76 | 1049 | |
| 22. | Котельная  пос. Суоёки | ул. Шуйская, д. 2 | 0,156 | 1,2 | 1335 | |
| 23. | Котельная пос. Найстенъярви | снт. «Восход»,  д. 1 | 2,640 | 16,1 | 5494 | |
| 24. | Котельная «Запкареллес» |  | 0,312 | покупка | 888 | |
| 25. | Котельная Вешкелица |  | 0,75 | покупка | 1136 | |
| 26. | Котельная ООО «Питэр Пит» |  | 13,94 | покупка | 10417,6 | |
| Итого по району | | | 26,392 | 41,796 | 36860,8 | |
| Число аварийна тепловых сетях | | | | | 22 | |
| Число отказов оборудования на источниках | | | | | 11 | |
| Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене | | | | количе-ство, м | % от общих сетей | |
| 19989,61 | 54,23 | |
| Износ оборудования , % | | | | 80 | | |
| Имеется возможность технологического подключения объектов капитального строительства к сетям теплоснабжения от каждой котельной; центральных тепловых пунктов нет | | | | | | |
| ООО «Карелэнергоресурс» | | | | | | |
| Итого по ООО «Карелэнергоресурс» | | | 347,93 | 264,91 | 234982,10 | |
| Число аварий на тепловых сетях | | | | | 89 | |
| Число отказов оборудования на источниках | | | | | 117 | |
| Протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене | | | | количе-ство, м | % от общих сетей | |
| 127489,26 | 54,25 | |
| Износ оборудования, % | | | | 80 (Сегежский р-н – 55%) | | |

Приложение 4 к Программе

Данные о котельных ООО «Петербургтеплоэнерго»

| № п/п | Район | Объект | | Установленное оборудование | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Адрес источника | Наименование источника |
| Марка котлов | Количество, шт. | Установленная тепловая мощность, Гкал/час (т/ч) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1. | Лахденпохский район | пос. Хийтола, ул. Большая Приозерская (№ 2) | котельная встроенная | Энергия;  Универсал | 2 | 0,500 |
| 2. | пос. Элисенваара, ул. Железнодо-рожная | котельная отдельно стоящая | Универсал 6М; Универсал 6М;  КВР-0,2 | 3 | 0,772 |
| 3. | г. Лахденпохья, ул. Заводская, д.10 | котельная встроенная | Стребель-1 | 1 | 0,050 |
| 4. | г. Лахденпохья, ул. Заходского | БМК | Термотехник ТТ100 2500 | 3 | 6,440 |
| 5. | пос. Вялимяки, ул. Зеленая | котельная отдельно стоящая | Луга;  Универсал | 2 | 0,990 |
| 6. | пос. Ихала | котельная отдельно стоящая | КВр-1,16;  КВс-1,16;  КВс-1,16 | 3 | 3,000 |
| 7. | пос. Элисенваара, Куркиёкское шоссе | котельная встроенная | Стребель | 1 | 0,050 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 8. |  | г. Лахденпохья, ул. Ладожская, (Военный гор. 1) | котельная отдельно стоящая | Энергия-5Д2 | 2 | 0,960 |
| 9. |  | пос. Куркиёки, ул. Ленина, д.27 | котельная отдельно стоящая | КВР 1,0; «НЕВА» КВр-0,8 | 2 | 1,720 |
| 10. | г. Лахденпохья, ул. Ленина, д. 43, (ПУ-9) | котельная отдельно стоящая | Братск;  Луга;  КСВ-Ф-1,0-95Н | 3 | 2,410 |
| 11. | пос. Хийтола (№ 1), ул. Ленина | котельная отдельно стоящая | Универсал | 3 | 0,750 |
| 12. | г. Лахденпохья, Ленинградское шоссе, д. 2а | котельная отдельно стоящая | Энергия 5-Д2; КСВ-0.2; КВр-0,2 | 3 | 0,710 |
| 13. | г. Лахденпохья, Ленинградское шоссе, д. 29 | БМК | WOLF Duotherm 500 | 2 | 0,860 |
| 14. | г. Лахденпохья, Ленинградское шоссе, д. 6б | котельная отдельно стоящая | ЭПЗ-100 И2; ЭПЗ-100 И2 | 2 | 0,172 |
| 15. | пос. Мийнала | котельная отдельно стоящая | Братск -1М | 3 | 2,580 |
| 16. | г. Лахденпохья, ул. Советская,  д. 12 (Бусалова, д. 13а) | котельная отдельно стоящая | Братск-М; Братск-М;  Братск;  Братск;  Братск;  КВ-0,63;  КВ-0,63 | 7 | 6,260 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 17. |  | пос. Тоунан | котельная отдельно стоящая | КВр-1,15;  Луга Лотос; Универсал | 3 | 2,400 |
| 18. | г. Лахденпохья, ул. Трубачева (Военный гор. 2) | котельная отдельно стоящая | КСВ-Ф-1,0-95Н | 3 | 2,580 |
| 19. | пос. Куликово, ул. Центральная | котельная отдельно стоящая | Универсал; Универсал; Энергия-5; Энергия-5 | 4 | 1,720 |
| 20. | Питкярантский район | пос. Импилахти | котельная отдельно стоящая | КВ-2,0 Т;  КВ-1,0 Т | 2 | 2,580 |
| 21. | дер. Хийденсельга, ул. Ладожская, д. 4 | котельная отдельно стоящая | «Нева» КВ-р | 2 | 1,080 |
| 22. | пос. Ляскеля, пересеч.ул. Октябрьской и ул. Рыбацкой | котельная отдельно стоящая | КВД-1,2 | 3 | 3,090 |
| 23. | пос. Янис, ул. Полевая | котельная отдельно стоящая | Энергия 3М –  3 шт.; ВК-0,63 | 4 | 1,590 |
| 24. | пос. Раймяля | котельная отдельно стоящая | КВД 1,2 | 2 | 2,060 |
| 25. | дер. Рауталахти | котельная отдельно стоящая | Братск  (Универсал 6) | 2 | 1,710 |
| 26. | пос. Салми | котельная отдельно стоящая | АК-2000;  КВД 1,0;  АК-2000 | 3 | 4,300 |
| 27. | Олонецкий район | г. Олонец, ул. 30-летия Победы (баня) | котельная отдельно стоящая | КВ-р-1,0 | 2 | 1,720 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 28. |  | г. Олонец, ул. Володарского, тер. совхоза «Олонецкий» | котельная отдельно стоящая | «Нева» КВр-0,63; «Нева» КВр-0,63; «Нева» КВр-0,63; «Нева» КВр-0,63; КВ-р-0,8;  КВс-0,8 | 6 | 4,080 |
| 29. | г. Олонец, ул. Карла Либкнехта, (ЦРБ) | котельная отдельно стоящая | ВК-2,0; ВК-2,0; КВР 1МВТ (0,63) | 3 | 3,980 |
| 30. | г. Олонец, ул. Карла Либкнехта,  д. 12 (общ. медиков) | котельная (встроенная) | КЧМ-5 | 2 | 0,036 |
| 31. | пос. Ковера | котельная отдельно стоящая | КВ-р-0,8; «Универсал»  (0,31 МВт) | 2 | 0,960 |
| 32. | пос. Ильинский, ул. Комсомоль-ская, д. 2в (Заводск.) | котельная отдельно стоящая | ДКВР 10-13 | 2 | 11,000 |
| 33. | дер. Куйтежа, ул. Ленина, д. 13б | котельная отдельно стоящая | КВ-0,63; КСВ-0,4; КСВ-0,4 | 3 | 1,220 |
| 34. | г. Олонец, ул. Ленина, д. 17 (Квартальная) | котельная отдельно стоящая | КСВ-Ф-1,0-95Н | 4 | 3,440 |
| 35. | дер. Мегрега, ул. Лесная, д. 4 | котельная отдельно стоящая | ВК-2,0; КВр-0,8К | 2 | 2,410 |
| 36. | пос. Верхнеолонецкий,  ул. Молодежная | котельная отдельно стоящая | Wolf MKS 250 | 2 | 0,430 |
| 37. | с. Ильинское, ул. Мошкина, д. 3б (Центральная) | котельная отдельно стоящая | «Нева» КВр-0,63; «Нева» КВр-0,63; ВК - 2,0 | 3 | 2,800 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 38. |  | с. Михайловское, ул. Новая, д. 20а | котельная отдельно стоящая | КВр-0,63;  КВр-0,63;  КВр-0,63;  КВ-1,6 | 4 | 3,000 |
| 39. | дер. Коткозеро, ул. Олонецкая,  д. 13а | котельная отдельно стоящая | ВК-2,0;  ВК-1,0;  КВм - 1,33К; КВм - 1,33К | 4 | 4,860 |
| 40. | г. Олонец, ул. Полевая, д. 11 (детский дом) | котельная отдельно стоящая | «Нева» КВр-0,63; «Нева» КВр-0,63; «Нева» КВр-0,63; КВр-0,8 | 4 | 2,310 |
| 41. | г. Олонец, ул. Полевая, (СПТУ-2) | котельная отдельно стоящая | КСВ-Ф-1,0-95Н | 4 | 3,440 |
| 42. | дер. Рыпушкалицы | котельная отдельно стоящая | КВр-0,8;  «Нева» КВр-0,63; «Нева» КВр-0,63; | 3 | 1,770 |
| 43. | г. Олонец, ул. Свирских Дивизий, (гостиница) | котельная отдельно стоящая | КСВ-Ф-1,0-95Н; КСВ-Ф-1,0-95Н; КСВ-Ф-1,0-95Н; КСВ-Ф-1,0-95Н; КВр-0,8 | 5 | 4,130 |
| 44. | пос. Совхоз Ильинский, д. 8б (Старый центр) | котельная отдельно стоящая | ВК-0,63 | 1 | 0,540 |
| 45. | с. Видлица, ул. Сосновая, д. 9а (Центральная) | котельная отдельно стоящая | ВК-2,0;  КВр-0,63 | 2 | 2,260 |
| 46. | г. Олонец, ул. Строительная, (ДСПМК) | котельная отдельно стоящая | КВр-0,63 | 2 | 1,080 |
| 47. | г. Олонец, ул. Урицкого, (школа- интернат) | котельная отдельно стоящая | КВр-0,8;  КВр-0,8;  КВр-1,0 | 3 | 2,240 |
| 48. | дер. Тукса, ул. Юбилейная, д. 1а | котельная отдельно стоящая | ВК-2,0; ВК-1,0 | 2 | 2,580 |
| 49. | Сортавальский район | г. Сортавала, ул. 40 лет ВЛКСМ, (Центральная) | котельная отдельно стоящая | Cochran Thermax; Cochran Thermax; Cochran Thermax; Wee Chieftain; Wee Chieftain | 5 | 39,639 |
| 50. | пос. Рускеала, ул. Алексеева | котельная отдельно стоящая | КВР-1,1; Универсал-6; КВр-1,16Д;  КВр-1,1-95 | 4 | 3,210 |
| 51. | г. Сортавала, ул. Бондарева, д. 48 | котельная отдельно стоящая | «Энергия» Э5-Д2 | 4 | 2,240 |
| 52. | г. Сортавала, пос. Гидрогородок | котельная встроенная | КЧМ-5-К | 1 | 0,040 |
| 53. | пос.Заозерный | котельная отдельно стоящая | Универсал-8; Универсал-8; КВр-0,8-95; КВр-0,8-95 | 4 | 1,990 |
| 54. | г. Сортавала, ул. Кайманова | котельная отдельно стоящая | ДКВР 4/13 | 2 | 5,200 |
| 55. | пгт Хелюля, ул. Комсомольская, (СОШ № 7) | котельная отдельно стоящая | Универсал-6; Универсал-6; Тула | 3 | 0,700 |
| 56. | г. Сортавала, пос. Лахденкюля | котельная встроенная | Универсал-5 | 1 | 0,104 |
| 57. | г. Сортавала, ул. Маяковского | котельная отдельно стоящая | AHLSROM (ТФ-15) | 2 | 5,160 |
| 58. | пос. Ниэмелянхови | котельная отдельно стоящая | Универсал-6; Универсал-5 | 2 | 0,363 |
| 59. | г. Сортавала, ул. Парковая, д. 2 | котельная отдельно стоящая | Универсал-6 | 3 | 0,810 |
| 60. | пос. Партала | котельная отдельно стоящая | КВр-0,63 | 2 | 1,080 |
| 61. | пос. Пуйккола | котельная отдельно стоящая | КВр-1,16Д (Барнаул);  КВр-1,1-95 (Луга); Универсал-6 | 3 | 2,260 |
| 62. | г. Сортавала, ул. Советских Космонавтов, д. 18 | котельная встроенная | ВНИИСТО-М | 1 | 0,021 |
| 63. | г. Сортавала, ул. Спортивная, д. 1 | котельная отдельно стоящая | водонагреватель эл., 40 кВт; водонагреватель эл. ВЭТМ-75, 75 кВт | 2 | 0,100 |
| 64. | пос. Хаапаламипи | котельная отдельно стоящая | КВр-1,6-95; Богатырь КВ-1,25; Братск | 3 | 4,330 |
| 65. |  | г. Сортавала, пос. Хюмпеля | котельная отдельно стоящая | КСВ-Ф-1,0-95Н | 2 | 1,720 |
| 66. | с. Хелюля, ул. Центральная | котельная отдельно стоящая | «Нева» КВр-0,8 | 3 | 2,040 |
| 67. | пос. Рускеала, ул. Школьная (школа) | котельная отдельно стоящая | КВр-0,63-95; Универсал-6 | 2 | 0,950 |
| Итого в натуральных показателях | | | |  | 184 | 183,577 |
|

Приложение 5 к Программе

Технико-экономические показатели работы котельных ПАО «ТГК-1»

на территории Республики Карелия за 2015 год

| № п/п | Наименование | Единица измерения | Данные  отчета за  2015 год |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Прионежский район | | | |
| дер. Вилга | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
|  | тепловая | Ггкал/ч | 2,92 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 1,78 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,47 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам: |  |  |
| основное – уголь | т | 661,6 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 267,05 |
| дер. Вилга (военный городок) | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 3,27 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 2,09 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,52 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам: |  |  |
| основное – уголь | т | 726,2 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 248,69 |
| с. Заозерье | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 2,24 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 2,04 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,61 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам: |  |  |
| основное – дрова | куб. м | 2245,73 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 296,64 |
| пос. Кварцитный | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 7,48 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 3,86 |
| 3. | Годовой расход условного топлива | тыс. т у.т. | 1,08 |
| на отпуск тепла – щепа | тыс. т у.т. | 0,92 |
| на отпуск тепла – мазут | тыс. т у.т. | 0,16 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
| --- | --- | --- | --- |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – щепа | куб. м | 9362,462 |
| резервное – мазут | т | 115,277 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 492,15 |
| пос. Ладва (ПТУ) | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 2,84 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 1,59 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,54 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 751,1 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 340,0 |
| пос. Ладва (школа) | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 5,25 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 2,52 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,74 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 1022,96 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 292,26 |
| пос.Пай | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 1,08 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,78 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,27 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – дрова | куб.м | 990,29 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 340,91 |
| д. Педасельга | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 0,52 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,78 |
| 3. | Годовой расход условного топлива | тыс. т у.т. | 0,15 |
| на отпуск тепла – уголь | тыс. т у.т. | 0,15 |
| на отпуск тепла – дрова | тыс. т у.т. | 0,0 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 209,4 |
| резервное – дрова | куб.м | 15,9 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 346,78 |
| с. Рыбрека | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 0,76 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,94 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,33 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – дрова | куб. м | 1228,2 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 352,78 |
| с. Шёлтозеро | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 2,75 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 2,58 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,78 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – дрова | куб. м | 2902,9 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 303,24 |
| с. Шёлтозеро (школа) | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 1,03 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 2,01 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,40 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – дрова | куб. м | 1477,63 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 198,54 |
| с. Шокша (школа) | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
|  | тепловая | Гкал/ч | 1,24 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,37 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
|  | на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,11 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
|  | основное – дрова | куб. м | 414,72 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
|  | на отпуск тепла | кг/Гкал | 300,49 |
| пгт Пряжа-1 | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 1,03 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 1,04 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,28 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 397,2 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 270,15 |
| пгт Пряжа-3 | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 1,63 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,87 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,22 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 313,9 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 256,48 |
| пгт Пряжа-4 | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 5,20 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 3,68 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 1,05 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 1 471,35 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 284,87 |
| пос. Эссойла-1 | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 0,60 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,61 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,17 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 236,20 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 271,91 |
| пос. Чална | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 2,17 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 1,53 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,40 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 560,5 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 260,57 |
| ст. Падозеро | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 0,97 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,18 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,09 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 113,4 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 486,13 |
| с. Ведлозеро-1 | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 2,17 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,96 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,26 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 370,3 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 275,06 |
| с. Ведлозеро-2 | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 2,71 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 1,30 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,36 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 499,9 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 275,07 |
| Электрокотельная с. Ведлозеро | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 0,90 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,25 |
| 3. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – электроэнергия | тыс.кВт.ч | 320,84 |
| Электрокотельная с. Савино | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 0,26 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,34 |
| 3. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – электроэнергия | тыс. кВт∙ч | 334,14 |
| с. Святозеро | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 3,25 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 2,12 |
| 3. | Годовой расход условного топлива по видам |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,57 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 800,0 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 269,37 |
| с. Крошнозеро-1 | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 0,52 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,22 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,07 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам: |  |  |
| основное – уголь | т | 106,3 |
| 5 | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 328,54 |
| с. Крошнозеро-2 | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 0,60 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,31 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,10 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 139,6 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 315,79 |
| пос. Матросы | | | |
| 1. | Установленная мощность энергоисточника |  |  |
| тепловая | Гкал/ч | 0,69 |
| 2. | Годовая выработка тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,26 |
| 3. | Годовой расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | тыс. т у.т. | 0,07 |
| 4. | Годовой расход натурального топлива по видам |  |  |
| основное – уголь | т | 105,1 |
| 5. | Удельный расход условного топлива |  |  |
| на отпуск тепла | кг/Гкал | 289,75 |