



## РАСПОРЯЖЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА КАМЧАТСКОГО КРАЯ

30.04.2020 № 458-Р

г. Петропавловск-Камчатский

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

утвердить Схему и программу развития электроэнергетики Камчатского края на 2020 – 2024 годы согласно приложению к настоящему распоряжению.



ВРЕМЕННО ИСПОЛНЯЮЩИЙ ОБЯЗАННОСТИ  
ГУБЕРНАТОРА КАМЧАТСКОГО КРАЯ В.В. СОЛОДОВ

## Оглавление

1. Общие положения .....	3
2. Общая характеристика Камчатского края .....	4
3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Камчатского края за 2015-2019 годы .....	11
3.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Камчатского края .....	11
3.2. Анализ динамики и структуры потребления электроэнергии .....	17
3.3. Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в Камчатском крае.....	18
3.4. Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергоузлов Камчатского края за 2015-2019 годы .....	21
4. Структура установленной электрической мощности на территории Камчатского края.....	24
4.1. Ввод/вывод мощностей на электростанциях Камчатского края. ....	33
4.2. Структура установленной электрической мощности генерирующих источников.....	34
5. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности....	38
6. Анализ существующего баланса мощности и электрической энергии .....	39
7. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных...	43
7.1. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края .....	43
8. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Камчатском крае. ....	50
9. Основные характеристики теплосетевого хозяйства Камчатского края .....	52
10. Объем и структура топливного баланса электростанций и котельных (с учётом муниципальных котельных) на территории Камчатского края.....	53
11. Единый топливно-энергетический баланс Камчатского края .....	55
12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности Камчатского края.....	57
13. Основные характеристики электросетевого хозяйства Камчатского края .....	59
13.1. Анализ загрузки трансформаторов и автотрансформаторов на ПС 110 кВ и выше .....	72
13.2. Анализ баланса реактивной мощности.....	75
14. Особенности и проблемы функционирования энергосистемы на территории Камчатского края .....	76
14.1. Топливообеспечение электростанций .....	79
14.2. Состояние энергетического оборудования. ....	80
14.3. Особенности и проблемы в генерирующих источниках электрической энергии и электрических сетей 35 кВ и выше энергоузлов Камчатского края. ....	82
15. Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Камчатского края на 2020-2024 годы .....	87
15.1. Прогноз максимальных электрических нагрузок .....	94
16. Перспективные балансы мощности и электрической энергии.....	95
17. Основные направления развития электроэнергетики Камчатского края на 2020-2024 год	100

17.1.	Сводные данные по развитию электрической сети.....	121
17.2.	Прогноз возможных объёмов развития энергетики Камчатского края на основе ВИЭ и местных видов топлива.....	122
17.3.	Энергетика на основе местных видов топлива.....	136
18.	Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Камчатского края.....	140
19.	Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период.....	151
19.1.	Потенциал развития когенерации в Камчатском крае и возможности перевода котельных в газопоршневые установки и газотурбинные установки ТЭЦ.....	153
19.2.	Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе.....	155
20.	Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований в Камчатском крае.....	156
20.1.	Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения крупных муниципальных образований Камчатского края.....	160
20.2.	Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ.....	165
21.	Выводы.....	166
Приложение 1	"Основные показатели работы энергоузлов в изолированных населённых пунктах Камчатского края за 2019 год"	
Приложение 2	"Структура установленной электрической мощности по энергоузлам на территории Камчатского края за 2019 год"	
Приложение 3	"Балансы мощности для изолированных энергоузлов Камчатского края на 2019-2024 годы"	
Приложение 4	"Формирование истинного тарифа на электро-тепло-энергию ПАО «Камчатскэнерго» без учета скрытых субсидий ПАО «Газпром» в 2020 году"	
Приложение 5	"Анализ и экспертная оценка прогнозных тарифов"	
Приложение 6	"Информация о необходимости выполнения Россией ее международных обязательств в области экологии"	
Приложение 7	"Перечень действующих и перспективных объектов газификации"	
Приложение 8	"Оценка экономической эффективности повышения надёжности схемы выдачи электрической мощности Мутновских ГеоЭС"	
Приложение 9	"Перечень актуальных (действующих) заявок и технических условий на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям ПАО "Камчатскэнерго"	
Приложение 10	"Баланс мощности центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за 2019 год и на период до 2024 года"	
Приложение 11	"Баланс электроэнергии центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за 2019 год и на период до 2024 года"	
Приложение 12	"Карта – схема существующих и перспективных электрических сетей"	
Приложение 13	"Календарный график реализации перспективных проектов по переводу энергетики Камчатского края на возобновляемые источники энергии, ВИЭ"	
Приложение 14	"Концепция стратегии развития энергетики Камчатского края"	
Приложение 15	"Выдача электрической мощности каскада ГЭС на р. Жупанова"	
Приложение 16	"Расчет потребности в топливе электростанций и котельных Камчатского края на период 2019-2024 гг."	

Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края  
на 2020-2024 годы

1. Общие положения

Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2020-2024 годы (далее - Схема и программа) разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утверждёнными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 (с изменениями и дополнениями).

Основной целью Схемы и программы является комплексное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей Камчатского края, а также обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность на территории региона.

Основными задачами Схемы и программы являются обеспечение надёжного функционирования энергосистемы Камчатского края в среднесрочной перспективе, скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей (в том числе и на основе возобновляемых источников энергии) и информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов.

## 2. Общая характеристика Камчатского края

Камчатский край входит в состав Дальневосточного федерального округа. Площадь территории - 464,3 тыс. кв.км. Численность постоянного населения региона на 01.01.2020 составляет 313,02 тыс. человек, плотность населения - 0,67 человека на 1 кв. км.

Камчатский край включает в себя 66 муниципальных образований, в том числе 3 имеют статус «Городской округ»:

- Петропавловск-Камчатский городской округ;
- Вилючинский городской округ;
- Городской округ «посёлок Палана»;

11 имеют статус «Муниципальный район»:

- Алеутский муниципальный район;
- Быстринский муниципальный район;
- Елизовский муниципальный район;
- Мильковский муниципальный район;
- Соболевский муниципальный район;
- Усть-Большерецкий муниципальный район;
- Усть-Камчатский муниципальный район;
- Карагинский муниципальный район;
- Олюторский муниципальный район;
- Пенжинский муниципальный район;
- Тигильский муниципальный район.

Перечень крупнейших населённых пунктов региона представлен в таблице 2.1. Таблица 2.1 - Перечень крупнейших населённых пунктов Камчатского края.

Населённый пункт	Численность населения, чел.
Петропавловск-Камчатский	179 586
Елизово	39 216
Вилючинск	21 973
Мильково	8251
Ключи	4598
Усть-Камчатск	4352
Палана	2920
Пионерский	2782
Коряки	2735
Раздольный	2425

Камчатский край характеризуется постепенным снижением численности постоянного населения: за последние 10 лет (с 2009 года) население края сократилось с 346 до 313 тыс.чел. При этом наблюдается рост численности трудовых мигрантов, работающих в регионе вахтовым способом.

Основные виды экономической деятельности Камчатского края, исходя из ВРП: обеспечение социально-экономического проживания населения, обеспечение

военной безопасности РФ, производство и распределение электрической энергии, газа, воды; рыбная промышленность, добыча полезных ископаемых и сельское хозяйство.

В экономике региона ведущую роль играют рыбохозяйственный комплекс и горнодобывающая промышленность. Камчатский край занимает первое место в стране по вылову водных биоресурсов.

Кроме рыбодобычи, рыбопереработки, изучения, охраны и воспроизводства рыбных ресурсов она включает в себя целый ряд вспомогательных и обслуживающих отраслей, а также институты производственной и социальной инфраструктуры. Наиболее важными из них являются судоремонт, строительство, транспорт, тарное и сетеснастное производство.

Кроме того, рыбохозяйственная отрасль является градо- и поселкообразующей отраслью региона, одним из основных источников занятости населения, источником пополнения краевого бюджета, а также играет важную роль в обеспечении населения края и других регионов страны экологически чистой и высококачественной рыбной продукцией.

В промысловых районах, прилегающих к полуострову добываются 5 видов тихоокеанских лососей и более сорока видов морских объектов. Практически все реки на территории Камчатского края имеют рыбохозяйственное значение, обеспечивая нерестовый фонд тихоокеанских лососей и других видов рыб.

Основой рыбной отрасли является добывающий флот: это более 650 крупно-, средне- и малотоннажных рыбодобывающих судов.

В крае построено и действует более 190 рыбоперерабатывающих заводов с круглогодичным, либо сезонным производственным циклом, из которых 17 осуществляют выпуск рыбных консервов.

Значимым фактором роста региональной экономики является развитие туристско- рекреационного комплекса. В 2018 году Камчатский край посетили 215 485 туристов, в том числе 25 418 иностранных граждан, причём второй показатель является рекордным за последние 5 лет – прирост составил 82,5%, в основном за счёт круизного направления.

Автомобильный транспорт играет ведущую роль в перевозках грузов в крае. Общая протяжённость автомобильных дорог – 3 014,04 км, 47,5 км из них – федерального значения (А401 «Морской порт – Аэропорт»), 1 875,82 км – регионального значения, 1 090,72 км – местного значения. Сеть автодорог отличается высокой степенью износа (дороги регионального значения изношены на 70,9%), имеет незавершённый характер и не обеспечивает круглогодичного автотранспортного сообщения экономически развитых южных и центральных районов с севером.

Важнейшими объектами транспортной инфраструктуры являются международный аэропорт Петропавловск-Камчатский «им. Витуса Беринга», обеспечивающий устойчивое функционирование воздушного транспорта и доступность авиационных услуг для населения и морской порт Петропавловска - Камчатского, через который на территорию края поступает большая часть ввозимых грузов.

Развитие минерально-сырьевой отрасли Камчатского края обусловлено наличием в регионе природно-ресурсного потенциала: месторождений благородных, цветных и черных металлов, а также нерудных полезных ископаемых.

На территории Камчатского края государственным балансом учтены 63 месторождения золота, 5 месторождений платиноидов и одно титаномагнетитовое месторождение, расположенное в пределах Петропавловск-Камчатского городского округа на песках берега Тихого океана, включенное в реестр баланса в 2015 году. В 2006 году началась промышленная добыча золота на Агинском месторождении, в 2011 году - на Асачинском месторождении. На Аметистовом золоторудном месторождении в сентябре 2015 года введена в эксплуатацию золотоизвлекающая фабрика горно-обогатительного комбината.

В крае имеется значительный потенциал возобновляемых энергетических ресурсов: гидроэнергетический потенциал рек, морских приливов, тепла земли, ветроэнергетических ресурсов, которые можно использовать в получении электрической и тепловой энергии, учитывая сохранение рыбных запасов и многочисленных существующих природных парков по Камчатскому краю.

Энергоресурс рек с минимальным ущербом для рыбных запасов составляет порядка 1200 МВт, энергоресурс морских приливов - более 100 000 МВт (по оценке проектно-изыскательского института АО «Ленгидропроект»), геотермального тепла согласно прогнозам - порядка 800 МВт, а по разведанным запасам - 330 МВт.

Минерально-сырьевая база Камчатского края характеризуется наличием широкого спектра полезных ископаемых, в том числе: энергетическое сырьё, сырьё для горнорудной и химической промышленности, строительные материалы, подземные воды.

По состоянию на 01.01.2020 Территориальным балансом запасов полезных ископаемых Камчатского края учтено 398 месторождения, в том числе: газа горючего - 4, твёрдых горючих полезных ископаемых - 113 (угля - 7, торфа - 106), теплоэнергетических вод - 16, благородных и цветных металлов - 76 (в том числе: 64 золото-серебряных, 6 - платиноидов, 1 - цветных), питьевых и технических подземных вод - 50, минеральных вод - 3, ртути - 3, титаномагнетитовых песков - 1, ювелирно-поделочных камней - 4, серы - 1, цеолитизированных туфов - 1, красок минеральных - 1, грязи лечебной - 1, общераспространённых полезных ископаемых - 124.

Деятельность в сфере недропользования в Камчатском крае осуществляют 90 предприятий (без учёта организаций, эксплуатирующих одиночные водозаборы на пресные подземные воды и участки недр, не связанные с добычей полезных ископаемых), на которых трудоустроено более 4000 человек.

Энергетические ресурсы недр Камчатки представлены запасами и прогнозными ресурсами природного газа, каменного и бурого угля, теплоэнергетических вод, пароводяной смеси, торфа, прогнозными ресурсами нефти.

### Природный газ

Территориальным балансом запасов полезных ископаемых федерального значения Камчатского края по состоянию на 01.01.2020 учтены 4 газоконденсатных месторождения (Кшукское, Нижне-Квакчикское, Средне-Кунжикское и Северо-

Колпаковское) с общими запасами газа в объёме 7 780 млн. м<sup>3</sup>, в том числе по категориям: А+В1 – 5 452 млн. м<sup>3</sup>, В2 – 545 млн. м<sup>3</sup>, С1 – 1 783 млн. м<sup>3</sup>. Свободный газ месторождений содержит конденсат, этан, пропан, бутан и сероводород. Содержание стабильного конденсата в добываемом газе варьирует от 33,2 до 47,1 г/м<sup>3</sup>, коэффициент извлечения составляет 0,87.

Все месторождения, кроме северного фланга Северо-Колпаковского месторождения, числятся в распределённом фонде недр, владельцем лицензий является ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Кшукское и Нижне-Квакчикское месторождения находятся в разработке, Средне-Кунжикское и Северо-Колпаковское относятся к числу разведываемых.

По состоянию на 01.01.2020 по 4 газоконденсатным месторождениям учтены извлекаемые запасы конденсата в количестве 284 тыс. т, в том числе категорий А+В<sub>1</sub>+В<sub>2</sub> – 213 тыс. т, категории С<sub>1</sub> – 71 тыс. т. В нераспределённом фонде недр числятся извлекаемые запасы конденсата категории С<sub>1</sub> в количестве 13 тыс. т.

### Уголь

Твердое топливо в Камчатском крае представлено месторождениями каменных и бурых углей. Территориальным балансом запасов полезных ископаемых по Камчатскому краю по состоянию на 01.01.2020 в крае учитываются 7 месторождений угля, из них 4 каменного и 3 бурого угля, балансовые запасы которых составляют 274,98 млн.т. Запасы каменного угля составляют 260,8 млн. т, забалансовые – 61,3 млн. т; балансовые запасы бурого угля составляют 14,2 млн. т, забалансовые – 75,4 млн. т. Прогнозные ресурсы углей, апробированные Центральным научно-исследовательским геологоразведочным институтом цветных и благородных металлов (ЦНИГРИ) по состоянию на 01.01.2010, составляют 4591 млн. т.

В 2019 году запасы бурого угля уменьшились в связи с их добычей и потерями на Паланском буроугольном разрезе.

Все разведанные месторождения, за исключением Крутогоровского, расположены на севере Камчатского края (Тигильский, Пенжинский, Олюторский, Карагинский муниципальные районы). В распределённом фонде недр учитывается два месторождения:

– Паланское буроугольное месторождение (недропользователь ООО «Палана-Уголь») с общими балансовыми запасами – 1,8 млн. т, забалансовые запасы составляют 877,018 тыс. т. Месторождение разрабатывается с 2007 года, уголь поставляется в близлежащий населенный пункт п. Палана на основании муниципальных контрактов, ежегодно добывается порядка 20,0 тыс. т. бурого угля.

– Крутогоровское каменноугольное месторождение (недропользователь ООО «ФИНР» – дочерняя компания индийской компании TATA POWER) с общими балансовыми запасами (А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>) 258,6 млн. т, забалансовые запасы составляют 54 284 тыс. т.

ООО «ФИНР» (дочерняя компания индийской компании TATA POWER) в 2018 году была получена лицензия на пользование недрами ПТР 00901 ТР с целью геологического изучения, разведки и добычи каменного угля на месторождении «Крутогоровское» (на срок до 22.01.2043).

На сегодняшний день годовая потребность Камчатского края в твердом топливе



составляет не более 250 тыс. т, из них на местный уголь приходится порядка 20 тыс. т, что связано с более низким качеством углей по сравнению с привозным и сложной дорогостоящей логистикой его доставки до потребителя. Крупные угледобывающие предприятия в крае отсутствуют.

За последние 5 лет объем добычи угля в Камчатском крае снизился примерно в два раза, что связано с сокращением спроса на местные угли внутри региона. В силу индивидуальных географических и экономических особенностей территории Камчатского края, а также отсутствия развитой инфраструктуры, предприятия ограничены рынком сбыта продукции, поставка угля ведется только в близлежащие населенные пункты.

Основными проблемами освоения Камчатских угольных месторождений являются следующие:

- сложная транспортная доступность и сезонность поставок;
- невысокое качество угля.

Поставки угля в Камчатский край осуществляются из Кемеровской области (Кузбасс), Красноярского края (Канско-Ачинский угольный бассейн), Иркутской области, Сахалинской области, Чукотки.

### Торф

Территориальным балансом общераспространённых полезных ископаемых Камчатского края по состоянию на 01.01.2020 учитываются 106 торфяных месторождений (113 объектов вместе с участками) с общими балансовыми запасами торфа 771,95 млн. т. Все месторождения числятся в нераспределённом фонде недр.

### Теплоэнергетические воды

Территориальным балансом запасов полезных ископаемых федерального значения Камчатского края учтены 16 месторождений теплоэнергетических подземных вод с эксплуатационными запасами термальной воды по категориям А+В+С<sub>1</sub> – 74,93 тыс. м<sup>3</sup>/сут, категории С<sub>2</sub> – 9,15 тыс. т/сут; пароводяной смеси по категориям А+В+С<sub>1</sub> – 72,99 тыс. т/сут, категории С<sub>2</sub> – 45,46 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Забалансовые запасы пароводяной смеси составляют 13,5 тыс. т/сут. В распределённом фонде находится 14 месторождений термальных вод, их эксплуатацией занимаются 8 недропользователей.

Крупнейшими предприятиями по добыче пароводяной смеси и термальных вод являются АО «Тепло Земли» и филиал «Возобновляемая энергетика ПАО «Камчатскэнерго».

На запасах пароводяной смеси Мутновского и Паужетского месторождений работают две геотермальные электростанции суммарной электрической мощностью соответственно 62 МВт и 12 МВт; на геотермальное теплоснабжение в Камчатском крае переведены отдельные населённые пункты (Паратунка, Термальный, Эссо, Анавгай, Запорожье, Паужетка, Малки, Начики), ряд лечебных, оздоровительных и рекреационных учреждений, большое количество частных тепличных хозяйств. Термальная вода Паратунского и Малкинского месторождений используется в производственном цикле по воспроизводству лосося на одноименных лососевых рыбоводных заводах ФГБУ «Северо-Восточное бассейновое управление по

рыболовству и сохранению водных биологических ресурсов».

В Камчатском крае за счет средств федерального бюджета в рамках государственного контракта от 04.08.2016 № 4/2016 АО «Росгеология» выполняло работы по объекту «Оценка теплоэнергетического потенциала Авачинской геотермальной площади (Камчатский край)».

Целевое назначение работ: оценка теплоэнергетического потенциала Авачинской площади для обеспечения населённых пунктов Петропавловск-Камчатский - Елизовской городской агломерации, обоснование выбора участков под заложение поисковой скважины.

В 2018 году выполнялись режимные наблюдения за состоянием подземных вод в гидрогеологических скважинах №№ 1, 2, 3 (глубиной 100 м каждая), а также интерпретация данных электроразведочных и гравиразведочных работ с целью создания трехмерной геолого-геофизической модели Авачинской группы вулканов, подготовка окончательного отчета. Построены геоэлектрические, геоплотностные и геолого-геофизические разрезы по 10-и интерпретационным профилям, карта сопоставления результатов интерпретации гравиметрических материалов с результатами работ МТЗ. Уточнено геологическое строение площади, а также положение периферического очага под Авачинским вулканом и зоны его вероятного магматического питания, создана модель глубинного геологического строения исследуемой территории в виде 3D-геоэлектрической модели, показывающей распределение электропроводности на глубину до 15 км; 3D-геоплотностной модели с охватом глубин до 12 км, с выделением зоны разуплотнения, уточняющей положение периферического очага. На основе полученных данных обосновано выделение трех мест под заложение глубокой параметрической скважины.

Ряд объективно существующих факторов (географическая удалённость от мест производства первичных энергоресурсов, работа энергосистемы и энергоузлов в условиях изолированности, экстремальные климатические условия) определяют формирование на полуострове высоких экономически обоснованных тарифов на электрическую и тепловую энергию, что, в свою очередь, создаёт необходимость значительного субсидирования со стороны бюджета Субъекта Федерации.

В целях снижения зависимости от привозного топлива руководством Камчатской области в 1993 году было принято решение о газификации региона. Так с 2000 года функционирует газопровод от Кшукского газоконденсатного месторождения до села Соболево и поселка Крутогоровский, а в сентябре 2010 года завершилось строительство магистрального газопровода с. Соболево – г. Петропавловск-Камчатский (протяженностью 392 км, диаметром 530 мм) и «Газопровода межпоселкового АГРС-2 Елизовского района - ТЭЦ-2 Петропавловск-Камчатского городского округа Камчатского края» и началась поставка природного газа на ТЭЦ-2. В 2012 году началась подача газа на ТЭЦ-1.

Согласно приказа ФАС России 13 мая 2019 г. № 584/19 установлена оптовая цена на газ для потребителей Камчатского края в размере 6018,42 рублей за 1 тыс. м<sup>3</sup>, без НДС. При этом конечная цена для коммерческого потребителя формируется путем добавления к оптовой цене платы за транспортировку и ПССУ.

По состоянию на 01.01.2020 газифицированы следующие объекты: Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, Котельная № 1 (ПКГО), ООО «Камчатский пивоваренный завод»,

Асфальтобетонный завод МУП «Спецдорремстрой», ОАО «Петропавловский хлебокомбинат», Котельная № 2 и 4 г. Елизово, котельные Пионерского сельского поселения.

Однако, реализация проекта перевода энергообъектов на газ не решила основной задачи - снижения экономически обоснованного энерготарифа до уровня среднероссийского и обеспечения в достаточном объеме газом энергетических объектов. Изменилась ситуация по поставкам природного газа ПАО «Газпром». Было принято решение об уменьшении объемов поставки газа с 750 млн. м<sup>3</sup> в год до 420 млн. м<sup>3</sup> в ближайший пятилетний период, что подтверждено Протоколом Правительства Камчатского края и ПАО «Газпром» от 26.01.2015 года. В дальнейшем предполагается снижение добычи в течение двадцати лет до уровня 143 млн. м<sup>3</sup>/год. При этом в 2018-2019 годах прорабатывался проект, предложенный ПАО «НОВАТЭК» по строительству терминала перегрузки СПГ с возможностью присоединения к существующей газотранспортной системе. Реализация данного проекта позволит частично компенсировать падение объемов добычи и обеспечить газом основные генерирующие объекты, при этом важно при реализации проекта принять оптимальные технические решения. Это оказалось главной проблемой: размещение портовых сооружений для приема и хранения СПГ. В начале предполагалось разместить в Авачинской бухте, где расположен город Петропавловск-Камчатский, это было самое оптимальное решение. Последним решением от апреля 2018 года, принято разместить терминал СПГ в бухте «Бечевинка», бывшая военно-морская база, расположенная в 90 км на север от бухты Авача. Такое решение потребует увеличения расходов из бюджета на доставку сжиженного газа до Петропавловска-Камчатского, реконструкцию инфраструктуры самой бухты, обеспечение ее социальной и транспортной инфраструктурой, что в итоге оценивается десятками миллиардов рублей и неопределенным временем реализации. При этом сохраняется зависимость от углеводородного ресурса и регулярностью его поставки на терминал.

По этой причине в корректировке Стратегии развития энергетики Камчатки (в том числе актуализации Схемы и программы развития энергетики Камчатского края на 2020-2024 годы) рассматривается использование местных возобновляемых энергетических ресурсов - на основе гидро- и геотермальных ресурсов.

Мировой опыт в аналогичных Камчатскому краю регионах (Исландия: 71 % электроэнергии производится от ГЭС, Норвегия – 99 %) показывает высокую экономическую эффективность производства электрической энергии на основе гидро- и геотермальных ресурсов.

### 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Камчатского края за 2015-2019 годы

#### 3.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Камчатского края

Энергосистема Камчатского края работает изолированно и осуществляет энергоснабжение потребителей Камчатского края. В состав энергосистемы Камчатского края входят Центральный энергоузел и 13 изолированно работающих энергоузлов.

Центральный энергоузел энергосистемы Камчатского края обеспечивает централизованное электроснабжение потребителей городских округов Петропавловск - Камчатского и Вилючинского, а также муниципальных районов: Елизовского, Усть - Большерецкого (п. Октябрьский, п. Апача, с. Кавалерово, с. Усть-Большерецк) и Мильковского (с. Пушино, с. Шаромы, с. Мильково).

Энергоснабжение потребителей Центрального энергоузла осуществляет ПАО «Камчатскэнерго» (дочернее общество ПАО «РусГидро»). В конце 2019 года ПАО «РусГидро» завершило реструктуризацию активов на территории Камчатского края, в результате которой АО «Геотерм», АО «Паужетская ГеоЭС» и ПАО «КамГЭК» вошли в состав ПАО «Камчатскэнерго». В настоящее время энергоснабжение потребителей осуществляется от филиалов ПАО «Камчатскэнерго» «Камчатские ТЭЦ» (Камчатская ТЭЦ-1 и Камчатская ТЭЦ-2), «Возобновляемая энергетика» (Мутновская и Верхне-Мутновская ГеоЭС, каскад Толмачевских ГЭС), «Центральные электрические сети» (резервные ДЭС) и АО «Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова», функционирующее на территории п. Октябрьский Усть-Большерецкого муниципального района и осуществляющее деятельность по покупке электрической энергии у ПАО «Камчатскэнерго», выработке электроэнергии собственными электростанциями (ВЭС, ДЭС) с дальнейшей передачей и сбытом в пределах п. Октябрьский.

Изолированно работающие энергоузлы Камчатского края осуществляют электроснабжение потребителей в муниципальных районах: Усть-Большерецкий, Усть-Камчатский, Алеутский, Быстринский, Соболевский, Карагинский, Олюторский, Пенжинский, Тигильский и в городском округе «посёлок Палана»:

- Средне-Камчатский энергоузел включает п. Атласово, с. Лазо, с. Эссо, с. Долиновка и с. Анавгай:
  - п. Атласово, с. Эссо, с. Анавгай объединены ВЛ 35 кВ,
  - от п. Атласово по ВЛ 10 кВ обеспечивается электроснабжение с. Лазо,
  - электроснабжение с. Долиновка осуществляется от собственной ДЭС;
- Озерновский энергоузел включает п. Озерновский, с. Запорожье и п. Паужетка, объединённые ВЛ 35 кВ;
- Алеутский энергоузел осуществляет электроснабжение с. Никольское;
- Усть-Камчатский энергоузел осуществляет электроснабжение потребителей с. Усть-Камчатск, с. Крутоберегово;
- Ключевской энергоузел осуществляет электроснабжение п. Ключи;

- Козыревский энергоузел включает п. Козыревск и с. Майское, объединённые ВЛ 35 кВ;
- Соболевский энергоузел включает с. Соболево и с. Устьевое, объединённые ВЛ 35 кВ, а также п. Крутогоровский;
- Паланский энергоузел осуществляет электроснабжение городского округа п. Палана, а также с. Лесная;
- Тигильский энергоузел включает в себя с. Тигиль и с. Седанка, объединённые ВЛ 35 кВ, а также не связанные друг с другом с. Усть-Хайрюзово, с. Хайрюзово, с. Ковран, с. Воямполка;
- Оссорский энергоузел включает п. Оссора, с. Ивашка, с. Ильпырское, с. Карага, с. Кострома, с. Тымлат;
- Олюторский энергоузел включает с. Тилички, с. Хаилино, с. Пахачи, с. Средние Пахачи, с. Вывенка, с. Ачайваям, с. Апука;
- Манильский энергоузел включает и с. Таловка;
- Пенжинский энергоузел включает с. Слаутное, с. Аянка, с. Оклан, с. Парень.
- Манилы-Каменский энергоузел включает с. Манилы и с. Каменское.

Помимо вышеперечисленных, на территории Камчатского края также функционируют осуществляющие электроснабжение потребителей в пределах одного населённого пункта энергоузлы, суммарное потребление электроэнергии которых составляет порядка 7 % от общего потребления электроэнергии в Камчатском крае.

Энергоснабжение изолированных населённых пунктов Камчатского края осуществляют АО «Южные электрические сети Камчатки» (АО «ЮЭСК», 100 % дочернее общество ПАО «Камчатскэнерго»), ПАО «Камчатскэнерго» (Паужетская ГеоЭС в составе филиала «Возобновляемая энергетика»), АО «Корякэнерго» и частные компании.

АО «ЮЭСК» осуществляет электроснабжение потребителей Средне-Камчатского, Алеутского, Усть-Камчатского, Козыревского, Соболевского, Паланского, Тигильского, Оссорского, Олюторского, Манильского и Пенжинского энергоузлов.

Паужетская ГеоЭС осуществляет электроснабжение потребителей Озерновского энергоузла.

АО «Корякэнерго» осуществляет энергоснабжение потребителей в Олюторском муниципальном районе (с. Апука, с. Заречное, с. Пахачи, с. Средние Пахачи, с. Ачайваям, с. Хаилино, с. Вывенка, с. Усть-Вывенка, с. Тилички), Мильковском муниципальном районе (п. Таёжный), Карагинском муниципальном районе (с. Тымлат и с. Ильпырское), Тигильском муниципальном районе (с. Хайрюзово, с. Усть-Хайрюзово, с. Ковран), Соболевском муниципальном районе (с. Устьевое, п. Крутогоровский, п. Ичинский).

В Карагинском муниципальном районе осуществляют деятельность по электроснабжению потребителей ООО «Колхоз «Ударник» (с. Карага, с. Кострома), ООО «Морошка» (с. Ивашка).

Основными генерирующими источниками в изолированных энергоузлах являются дизельные и газодизельные электростанции, Паужетская ГеоЭС, малая

Быстринская ГЭС, а также ветровые электростанции (в п. Октябрьский, с. Усть-Камчатск, с. Никольское). Основными источниками теплоснабжения являются котельные.

Краткая характеристика энергоузлов, энергоснабжение потребителей в которых осуществляет АО «ЮЭСК» (теплоснабжение частично осуществляется от ведомственных котельных) приведена в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Краткая характеристика энергоузлов, энергоснабжение потребителей в которых осуществляет АО «ЮЭСК»

Энергоузел	Муниципал. район	Населённый пункт	Энергоисточники	ЛЭП
Средне-Камчатский	Мильковский	п. Атласово	ДЭС-14, МГЭС-4 на р. Быстрая, котельная, тепловые сети; ведомственные котельные и	ВЛ, ВЛ 35 кВ ГЭС-4 - Атласово 64,35 км
		с. Долиновка	ДЭС-19, котельная, тепловые сети	
	Быстринский	с. Эссо	АО "Тепло Земли" (добыча геотермальной воды и тепловые сети)	ВЛ, ВЛ 35 кВ ГЭС-4 - Анагвай - Эссо 39,55 км
		с. Анагвай		
Алеутский	Алеутский	с. Никольское	ДЭС-17, ВЭС, котельные и тепловые сети; ведомственные котельные и тепловые сети	ВЛ и КЛ
Усть-Камчатский	Усть-Камчатский	с. Усть-Камчатск	ДЭС-23, ВЭС; локальные системы электроснабжения (МУП "Тепловодхоз", 7 ДЭС и ЛЭП); локальные системы теплоснабжения (ООО "Коммунэнерго УК МР", ООО "Норд-Фиш", ООО "СтройАльянс", ООО "Гермес", ООО "Интеко")	ВЛ 35 кВ 35,95 км и КЛ
Ключевской		п. Ключи	ДЭС-22; локальные системы электро- и теплоснабжения (ООО "Ключиэнерго", ООО "Термо", ООО "Тепловодхоз", ООО "Коммунэнерго УК МР")	ВЛ и КЛ

Козыревский	Усть-Камчатский	п. Козыревск	ДЭС-16; локальные системы электро- и теплоснабжения (ООО "Топливная энергетическая компания")	ВЛ
		с. Майское		
Соболевский	Соболевский	с. Соболево	ГДЭС-7; локальные системы теплоснабжения (АО "Корякэнерго", ООО "Стимул")	ВЛ 35 кВ Соболево - Устьевое 17,3 км и КЛ
		с. Устьевое		
Паланский	Тигильский	г.о. "п. Палана"	ДЭС-10; локальные системы теплоснабжения (МУП "Горсети")	ВЛ и КЛ
		с. Лесная	ДЭС-30; локальные системы теплоснабжения (МУП "Горсети")	ВЛ
с. Тигиль		котельные и тепловые сети	ВЛ 35 кВ Тигиль - Седанка 35,8 км и КЛ	
				с. Седанка
Тигильский		с. Воямполка	ДЭС-29	ВЛ
		с. Усть-Хайрюзово	локальные системы теплоснабжения АО "Корякэнерго"	ВЛ
				с. Ковран
		с. Хайрюзово	ведомственные котельные и тепловые сети	ВЛ
		с. Лесная		ВЛ
Оссорский		Карагинский	п. Оссора	ДЭС-12; локальные системы теплоснабжения (АО "Оссора")
Олюторский	Олюторский	с. Тилички	ДЭС-8; локальные системы электро- и теплоснабжения (АО "Корякэнерго"), ведомственные котельные и тепловые сети	ВЛ 35 кВ Тилички - Корф 24,21 км и КЛ
Манильский	Пенжинский	с. Таловка	ДЭС-26, котельные, бойлерные и тепловые сети	ВЛ и КЛ

		с. Парень	ДЭС-28	ВЛ
		с. Манилы	ДЭС-4, котельные, бойлерные и тепловые сети	ВЛ 35 кВ Манилы - Каменское 46 км и КЛ
Пенжинский	Пенжинский	с. Каменское	ДЭС-9, котельные, бойлерные и тепловые сети	
		с. Слаутное	ДЭС-1, котельные, бойлерные и тепловые сети	ВЛ
Пенжинский	Пенжинский	с. Аянка	ДЭС-15, котельная, бойлерная и тепловые сети	ВЛ
		с. Оклан	ДЭС-27	ВЛ

Краткая характеристика энергоузлов, энергоснабжение потребителей в которых осуществляет Паужетская ГеоЭС, приведена в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 - Краткая характеристика энергоузлов, энергоснабжение потребителей в которых осуществляет Паужетская ГеоЭС

Энергоузел	Муниципал. район	Населённый пункт	Энергоисточники	ЛЭП
Озерновский	Усть-Большерецкий	п. Озерновский	резервная ДЭС	ВЛ, ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС
		с. Запорожье	локальные системы теплоснабжения	
		п. Паужетка	Паужетская ГеоЭС	Озерновская

Краткая характеристика энергоузлов, энергоснабжение потребителей в которых осуществляет АО «Корякэнерго» приведена в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 - Краткая характеристика энергоузлов, энергоснабжение потребителей в которых осуществляет АО «Корякэнерго»

Энергоузел	Муниципальный район	Населённый пункт	Энергоисточники	ЛЭП
с. Апука	Олюторский	с. Апука	ДЭС-7, котельная и тепловые сети	ВЛ и КЛ
с. Пахачи	Олюторский	с. Пахачи	ДЭС-14, ДЭС-Водозабор, котельная и тепловые сети; муниципальная котельная и	ВЛ и КЛ



Энергоузел	Муниципальный район	Населённый пункт	Энергоисточники	ЛЭП
с. Средние Пахачи	Олюторский	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	ВЛ и КЛ
п. Таёжный	Мильковский	п. Таёжный	ДЭС-6	ВЛ и КЛ
п. Крутогоровский	Соболевский	п. Крутогоровский	ГДЭС-21, котельная и тепловые сети	ВЛ и КЛ
п. Ичинский	Соболевский	п. Ичинский	ДЭС-22	ВЛ и КЛ
с. Тымлат	Карагинский	с. Тымлат	ДЭС-23, котельная и тепловые сети	ВЛ и КЛ
с. Ильпырское	Карагинский	с. Ильпырское	ДЭС-25, ДЭС "Водозабор"	ВЛ и КЛ
с. Хаилино	Олюторский	с. Хаилино	ДЭС-26, котельные и тепловые сети	ВЛ и КЛ
с. Ачайваям	Олюторский	с. Ачайваям	ДЭС-27, котельная и тепловые сети	ВЛ и КЛ
с. Вывенка	Олюторский	с. Вывенка	ДЭС-28, котельная	ВЛ и КЛ
с. Хайрюзово	Тигильский	с. Хайрюзово	ДЭС-29	ВЛ и КЛ
с. Усть- Хайрюзово	Тигильский	с. Усть- Хайрюзово	ДЭС-5, котельные и тепловые сети	ВЛ и КЛ
с. Ковран	Тигильский	с. Ковран	МДЭС, котельная и тепловые сети	ВЛ и КЛ

Краткая характеристика энергоузлов, энергоснабжение потребителей в которых осуществляют частные компании и муниципальные предприятия, приведена в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 - Краткая характеристика энергоузлов, энергоснабжение потребителей в которых осуществляют частные компании и муниципальные предприятия

Энергоузел	Муниципал. район	Населённый пункт	Энергоисточники	ЛЭП
с. Карага	Карагинский	с. Карага	муниципальные ДЭС, котельная и тепловые сети; котельные и тепловые сети ООО "Колхоз "Ударник"	ВЛ и КЛ

с. Ивашка	Карагинский	с. Ивашка	ДЭС "Колхозная", ДЭС "Рыбозаводская", котельные и тепловые сети ООО "Морошка"; ведомственные котельные и тепловые сети	ВЛ и КЛ
с. Кострома	Карагинский	с. Кострома	ДЭС, котельная и тепловые сети ООО "Колхоз Ударник	ВЛ и КЛ
с. Вывенка	Олюторский	с. Вывенка	муниципальная ДЭС	ВЛ и КЛ

Наиболее крупные предприятия по передаче и сбыту электроэнергии на территории Камчатского края в 2019 году являются: ПАО «Камчатскэнерго», АО «Корякэнерго», АО «Южные электрические сети Камчатки», АО Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова».

Оперативно-диспетчерское управление режимами в Центральном энергоузле осуществляет филиал «Региональное диспетчерское управление» ПАО «Камчатскэнерго».

Основные показатели работы энергоузлов в изолированных населённых пунктах Камчатского края за 2019 год представлены в Приложении 1.

### 3.2. Анализ динамики и структуры потребления электроэнергии

Анализ динамики потребления электроэнергии по энергосистеме Камчатского края за пятилетний период показывает наличие устойчивого растущего тренда электропотребления (таблица 3.2.1).

Таблица 3.2.1 - Динамика электропотребления по энергосистеме Камчатского края за 2015-2019 гг

Наименование энергоузла/ год	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Среднегодовой темп прироста, %
<b>Камчатский край*</b> , млн кВт.ч, в т.ч.	<b>1735</b>	<b>1781</b>	<b>1811</b>	<b>1861</b>	<b>1875</b>	
годовой темп, %	1,19	2,66	1,68	2,78	0,76	1,81
<b>Центральный энергоузел</b> , млн кВт.ч	<b>1444</b>	<b>1452</b>	<b>1441</b>	<b>1492</b>	<b>1531</b>	
годовой темп, %	1,91	0,55	-0,76	3,54	2,61	1,56
<b>Удельный вес Центрального энергоузла, %</b>	<b>83,2</b>	<b>81,5</b>	<b>79,6</b>	<b>80,2</b>	<b>81,7</b>	
<b>Изолированные энергоузлы</b> , млн кВт.ч	<b>291</b>	<b>329</b>	<b>370</b>	<b>369</b>	<b>344</b>	
годовой темп, %	-2,22	13,15	12,44	-0,16	-6,80	2,42

\*по данным Росстата

Отчётная динамика электропотребления по Центральному энергоузлу характеризуется в целом растущим трендом. За период с 2015 по 2019 годы спрос на электроэнергию по Центральному энергоузлу энергосистемы Камчатского края

вырос на 7,5 % (по отношению к показателю 2015 года) при среднегодовых темпах прироста 1,56 %. Удельный вес Центрального энергоузла в суммарном потреблении электроэнергии по Камчатскому краю составляет около 80 %.

Вследствие снижения численности населения с одновременным трендом увеличения объёмов производства в горнодобывающей промышленности, наблюдаются сдвиги в структуре потребления электроэнергии по видам экономической деятельности (ВЭД): растёт доля добывающей промышленности при снижении удельного веса домашних хозяйств и сферы услуг.

Структура потребления электроэнергии по ВЭД представлена на диаграмме 3.2.1.

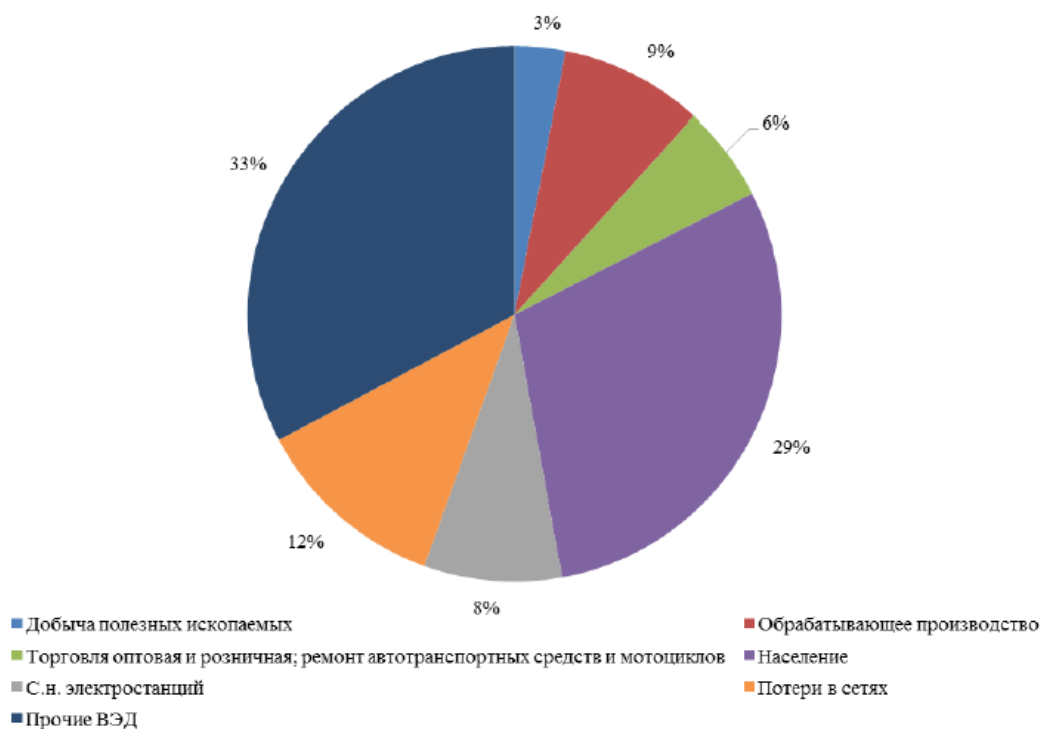


Диаграмма 3.2.1 - Структура потребления электроэнергии по ВЭД за 2019 год

Наиболее высокий удельный вес в структуре электропотребления имеет население – 29 %. Отмечается незначительная доля промышленности, что обусловлено отсутствием крупных энергоёмких производств.

### 3.3. Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в Камчатском крае.

Наиболее крупные потребители в энергосистеме представлены предприятиями рыбохозяйственного комплекса, транспорта и др. (таблица 3.3.1).

Таблица 3.3.1 - Перечень наиболее крупных потребителей электроэнергии Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края, тыс. кВт.ч

Наименование потребителя	2017 г.	2018 г.	2019 г.
АО "Северо-Восточный ремонтный центр"	10484	10737	11115
ООО "Рыболовецкая артель "Народы Севера"	5327	5446	9323
ЗАО "Агротек Холдинг"	6795	6367	6431
АО "Международный аэропорт Петропавловск-Камчатский"	4148	4968	6292
ООО "Свинокомплекс "Камчатский"	2490	4996	5453
ООО "Комета"	4796	4686	5056
Рыболовецкий колхоз им. В.И. Ленина	5936	5361	4102
ООО "Жестяно-баночная фабрика и Ко"	4052	4348	3904
АО "Петропавловск-Камчатский морской торговый порт"	7827	4221	3576

Основные характеристики режимов электропотребления по Центральному энергоузлу представлены в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2 - Основные характеристики режимов электропотребления по Центральному энергоузлу

Показатели	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, млн кВт.ч	1444	1452	1441	1492	1531
$P_{max}$ , МВт	248	252	245	253	259
ЧЧИМ, час/год	5823	5762	5882	5897	5911

Динамика электропотребления и максимума электрической нагрузки по основным энергоузлам энергосистемы Камчатского края за 2015-2019 годы приведен в таблице 3.3.3.

Таблица 3.3.3 - Динамика электропотребления и максимума электрической нагрузки по основным энергоузлам энергосистемы Камчатского края

№ п/п	Наименование Энергоузла, энергорайона	Годы				
		2015	2016	2017	2018	2019
	Камчатский край - всего					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч в т.ч.:	1735	1781	1811	1861	1875
	Максимум нагрузки, МВт	281,05	286,74	278,7	297,85	310,45
1	Центральный энергоузел					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	1443,9	1452,0	1440,67	1492,05	1530,91
	Максимум нагрузки, МВт	248	252	245	253	259
2	Средне-Камчатский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	7,51	7,87	13,797	8,422	8,552
	Максимум нагрузки, МВт	2,14	2,14	1,94	2,121	1,96
3	Озерновский (Усть-Большерецкий муниципальный район)					

№ п/п	Наименование Энергоузла, энергорайона	Годы				
		2015	2016	2017	2018	2019
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	34,8	35,6	36,05	36,16	49,257
	Максимум нагрузки, МВт	6,9	6,5	7,00	6,80	9,3
4	Алеутский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	2,56	2,59	2,693	2,53	2,447
	Максимум нагрузки, МВт	0,66	0,85	0,83	0,76	0,66
5	Усть-Камчатский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	20,8	20,79	21,186	20,81	20,03
	Максимум нагрузки, МВт	5,1	6,7	6,19	6,85	6,7
6	Ключевской (Усть-Камчатский муниципальный район)					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	15,92	15,92	15,503	16,24	16,137
	Максимум нагрузки, МВт	2,95	3,2	3,05	3,15	3,1
7	Козыревский (Усть-Камчатский муниципальный район)					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	2,98	3,09	2,984	2,94	3,113
	Максимум нагрузки, МВт	0,68	0,8	0,83	0,72	0,76
8	Соболевский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	13,03	14,9	8,5	20,6	19,552
	Максимум нагрузки, МВт	1,7	1,85	1,94	4,60	5,67
9	Паланский (Тигильский муниципальный район)					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	10,97	10,5	9,164	10,21	10,474
	Максимум нагрузки, МВт	2,4	2,48	2,3	2,176	2,1
10	Тигильский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	11,62	12,1	12,2	12,4	12,55
	Максимум нагрузки, МВт	1,73	1,8	1,53	1,42	3,94
11	Оссорский (Карагинский муниципальный район)					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	13	13,1	8,4	16,9	17,969
	Максимум нагрузки, МВт	1,65	2,0	1,8	3,8	5,577
12	Олюторский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	30,32	34,4	10,6	40,6	42,147
	Максимум нагрузки, МВт	4,51	4,6	3,75	9,93	9,14
13	Манильский (Пенжинский муниципальный район)					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	2,37	2,2	1,391	2,18	2,336

№ п/п	Наименование Энергоузла, энергорайона	Годы				
		2015	2016	2017	2018	2019
	Максимум нагрузки, МВт	1,32	1,18	1,25	1,41	1,47
14	Пенжинский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	3,52	3,48	16,021	3,67	3,668
	Максимум нагрузки, МВт	1,31	0,72	1,29	1,116	1,07

Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за последние 5 лет представлена в таблице 3.3.4.

Таблица 3.3.4 - Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребление электроэнергии на душу населения, тыс. кВт.ч/чел.	5,5	5,6	5,8	5,9	6,0
Электроёмкость ВРП, кВт.ч/тыс.руб. ВРП	8,5	8,5	8,5	8,5	8,3
Электроёмкость промышленного производства, кВт.ч/тыс.руб. промышленной продукции	3,3	2,7	3,0	2,9	н/д

Анализ показателей энергоэффективности показывает отсутствие значимых изменений удельных показателей электроёмкости ВРП и промышленного производства.

Кроме крупных энергоузлов, в населенных пунктах Камчатского края есть локальные потребители на собственной генерации, суммарное потребление которых не превышает 10 % от общего потребления электрической энергии по Камчатскому краю.

#### 3.4. Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергоузлов Камчатского края за 2015-2019 годы

Перечень основных энергоузлов Камчатского края с указанием максимума электрической нагрузки за 2015-2019 годы представлен в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Камчатского края за 2015-2019 годы по энергоузлам

№	Показатель	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2015-2019
1	Центральный энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	248	252	245	253	259	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	5	4	-7	8	6	11
	Среднегодовые темпы прироста, %	2,1	1,6	-2,8	3,3	2,37	4,4
2	Средне-Камчатский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	2,14	2,14	1,94	2,121	1,96	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,17	0,01	-0,2	0,181	-0,16	-0,17

№	Показатель	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2015-2019
	Среднегодовые темпы прироста, %	8,7	0,5	-9,3	9,3	-7,59	-8,0
3	Озерновский (Усть-Большерецкий муниципальный район)						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	6,9	6,5	7,00	6,80	9,30	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,2	-0,4	0,5	-0,2	2,50	2,40
	Среднегодовые темпы прироста, %	3,0	-5,8	7,7	-2,9	36,76	34,8
4	Алеутский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	0,66	0,85	0,83	0,76	0,66	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-0,04	0,19	-0,02	-0,07	-0,10	0
	Среднегодовые темпы прироста, %	-5,7	28,8	-2,4	-8,4	-13,16	0,0
5	Усть-Камчатский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	5,1	6,7	6,19	6,85	6,70	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-0,86	1,6	-0,51	0,66	-0,15	1,6
	Среднегодовые темпы прироста, %	-14,43	31,37	-7,61	10,66	-2,19	31,37
6	Ключевской энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	2,95	3,2	3,05	3,15	3,10	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-0,1	0,25	-0,15	0,1	-0,05	0,15
	Среднегодовые темпы прироста, %	-3,28	8,47	-4,69	3,28	-1,59	95,08
7	Козыревский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	0,68	0,8	0,83	0,72	0,76	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,04	0,12	0,03	-0,11	0,04	0,08
	Среднегодовые темпы прироста, %	6,25	17,65	3,75	-13,25	5,56	11,76
8	Соболевский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	1,7	1,85	1,94	4,60	5,67	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-0,41	0,15	0,09	2,66	1,07	3,97
	Среднегодовые темпы прироста, %	-19,43	8,82	4,86	137,1 1	23,26	233,53
9	Паланский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	2,4	2,48	2,3	2,176	2,10	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-0,06	0,08	-0,18	-0,124	-0,08	-0,3
	Среднегодовые темпы прироста, %	-2,44	3,33	-7,26	-5,39	-3,49	-12,50
10	Тигильский энергоузел						

№	Показатель	Годы					
		2015	2016	2017	2018	2019	2015-2019
	Собственный максимум нагрузки, МВт	1,73	1,8	1,5	1,4	3,94	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,3	0,04	-0,24	-0,11	2,52	2,21
	Среднегодовые темпы прироста, %	20,98	2,31	-13,56	-7,19	177,46	127,75
11	Оссорский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	1,65	2,0	1,8	3,8	5,58	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-0,1	0,35	-0,2	2	1,78	3,9
	Среднегодовые темпы прироста, %	-5,71	21,21	-10,00	111,1 1	46,84	238,18
12	Олюторский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	4,51	4,55	3,75	9,93	9,14	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,37	4,58	-0,8	-0,08	-0,79	4,63
	Среднегодовые темпы прироста, %	8,94	101,55	-17,58	-2,13	-7,96	102,66
13	Манильский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	1,32	1,18	1,25	1,41	1,47	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,07	-0,14	0,07	0,16	0,06	0,15
	Среднегодовые темпы прироста, %	5,60	-10,61	5,93	12,80	4,26	11,36
14	Пенжинский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	1,31	0,72	1,29	1,116	1,07	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,34	-0,59	0,57	-0,174	-0,05	-0,24
	Среднегодовые темпы прироста, %	35,05	-45,04	79,17	-13,49	-4,12	-18,32

Из приведенных данных следует, что за 2018-2019 годы наблюдался ощутимый рост собственного максимума нагрузки в Оссорском, Тигильском, Соболевском и Озерновском энергоузлах.

В Центральном энергоузле собственный максимум нагрузки за период 2015 - 2019 годы менялся в диапазоне от 248 до 259 МВт.

Время использования максимальной электрической нагрузки (далее - Т исп. Р макс.) центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края изменялось в последние годы в пределах 5762-5970 часов и приведено ниже.

	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Т исп. Р макс.	5970	5830	5820	5762	5856	5896



#### 4. Структура установленной электрической мощности на территории Камчатского края

Установленная мощность электростанций на территории Камчатского края на 01.01.2020 составила 655,335 МВт, в том числе установленная мощность электростанций Центрального энергоузла составила 490,5 МВт (с учетом ветровых и дизельной электростанции в п. Октябрьский).

Основными источниками электроснабжения в центральном энергоузле являются две ТЭЦ, две блок – станции (Мутновская и Верхне-Мутновская ГеоЭС), каскад Толмачёвских ГЭС.

Перечень электростанций, осуществляющих электроснабжение на территории Центрального энергоузла, представлен в таблице 4.1

Таблица 4.1 - Перечень электростанций, осуществляющих электроснабжение на территории Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края

Наименование	Принадлежность	Место расположения	Установленная мощность электростанций, МВт
Камчатская ТЭЦ-1	ПАО «Камчатскэнерго»	г. Петропавловск-Камчатский	204
Камчатская ТЭЦ-2	ПАО «Камчатскэнерго»	г. Петропавловск-Камчатский	160
ДЭС-5 Мильково	ПАО «Камчатскэнерго»	п. Мильково	4
ДЭС-6 Усть-Большерецк	ПАО «Камчатскэнерго»	с. Усть-Большерецк	4,6
ДЭС (КТЭЦ-2)	ПАО «Камчатскэнерго»	г. Петропавловск-Камчатский	3,2
Мутновская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	Елизовский муниципальный район	50
Верхне-Мутновская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	Елизовский муниципальный район	12
Каскад Толмачевских ГЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева	45,4
Всего:			483,2
Электростанции АО «Камчатские электрические сети им. И. А. Пискунова»	АО «Камчатские электрические сети им. И. А. Пискунова»	п. Октябрьский, Усть-Большерецкого муниципального района	7,3

В связи с избытком мощности в Центральном энергоузле Камчатского края (ЦЭУ), на Камчатской ТЭЦ-1 выведены в консервацию часть котлоагрегатов (ст. № 1-5,9). Также на ТЭЦ-1 турбоагрегат ст. № 3 25 МВт согласно приказа Минэнерго России №765 от 17.08.2017 г. выведен из эксплуатации с 01.12.2017 года.

В остальных энергоузлах края электроснабжение осуществляется в основном от дизельных электростанций, ГеоЭС (Паужетская – в Озерновском энергоузле), малой ГЭС (Быстринской ГЭС-4), а также ВЭС (в п. Октябрьском, с. Никольском, с. Усть-Камчатск) установленной мощностью:

Наименование	Установленная мощность, МВт
- Паужетская ГеоЭС	12
- Быстринская ГЭС - 4	1,71
- ВЭС	5,52

Ограничения установленной мощности на 31 декабря 2019 года составили 24,17 МВт, в том числе:

- Мутновские ГеоЭС – 12,00 МВт;
- Толмачевские ГЭС – 4,2 МВт;
- Паужетская ГеоЭС – 6,27 МВт;
- Быстринской ГЭС-4 - 1,7 МВт (ГЭС деривационного типа на р. Быстрая не работает в период ледостава в декабре-январе, в течение 1-2 мес. в году).

Установленная мощность электростанций Камчатского края увеличилась за последние годы в основном за счёт ввода возобновляемых источников генерирующей мощности, а также новых более экономичных агрегатов на дизельных электростанциях.

С выходом каскада Толмачевских ГЭС на расчетную мощность (с полным вводом всего оборудования), режим работы ЦЭУ улучшился за счет следующих факторов:

1. В зимний период Камчатская ТЭЦ-1 работает по «тепловому» графику, то есть практически без разгрузки (в базовой части суточного графика). Мутновские ГеоЭС работают в базовом режиме, с частичной разгрузкой станции, для обеспечения теплофикационного минимума Камчатских ТЭЦ. Камчатская ТЭЦ-2 регулирует частоту. Каскад Толмачевских ГЭС покрывает пиковую часть суточного графика электрической нагрузки (как «дневной», так и «вечерний» пик нагрузки).

2. В летний период Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 несут основную нагрузку, регулируя частоту. Мутновские ГеоЭС работают в базовом режиме, с частичной разгрузкой станции по технологическому минимуму Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. Каскад Толмачевских ГЭС, как и в зимний период, покрывает пиковую часть суточного графика.

Покрытие пиковой части суточного графика нагрузки Толмачевским каскадом ГЭС как в зимний, так и в летний периоды, позволяет снизить количество сжигаемого топлива на Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. Тем самым улучшаются экономические показатели ЦЭУ в целом.

3. Кроме указанного выше, Толмачевский каскад ГЭС позволяет сократить время ликвидации аварийных ситуаций, связанных с потерей генерирующей мощности.

Кроме положительных качеств каскад Толмачевских ГЭС имеет и недостатки:

- каскад построен по деривационному принципу и на ГЭС-2 и ГЭС-3 нет бассейнов суточного регулирования. В связи с этим, каскад не может работать в

режиме регулирования частоты. Большая ГЭС с большим водохранилищем позволила бы регулировать частоту в течении суток. Тем самым экономические характеристики энергосистемы улучшились бы в большей степени;

- в связи с тем, что каскад построен по деривационному принципу, он не может взять сиюминутно полную нагрузку. Вода, поступающая из водохранилища на ГЭС-1, поступает на основные генерирующие агрегаты ГЭС-2 и ГЭС-3 в течении 1-1,5 часов (в зависимости от времени года), что не позволяет использовать ТГЭС в аварийной ситуации, когда нагрузку необходимо «подхватить» без выдержки по времени.

Следовательно, в центральном энергоузле проблема дефицита пиковой мощности также остаётся актуальной, в перспективе необходимо предусмотреть ввод пикового энергоисточника (ГЭС плотинного типа или ГТУ).

Структура установленной мощности электростанций на территории Камчатского края с разбивкой по изолированным энергоузлам представлена в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Структура установленной мощности электростанций на территории Камчатского края с разбивкой по изолированным энергоузлам (по состоянию на 01.01.2020).

Наименование энергоузла	Установленная мощность электростанций, МВт	Располагаемая мощность электростанций, МВт
Изолированные узлы в Усть-Большерецком муниципальном районе - всего, в т. ч.:	7,6	7,6
ДЭС-38 п. Озерновский (рыбоперерабатывающее предприятие)	7,6	7,6
Изолированные узлы в Мильковском муниципальном районе - всего, в т. ч.:	0,208	0,208
ДЭС-6 п. Таежный	0,208	0,208
Средне-Камчатский энергоузел - всего, в т. ч.:	6,105	5,49
Быстринская мГЭС-4 п. Эссо	1,71	1,54
ДЭС-14 п. Атласово	3,68	3,31
ДЭС-19 п. Долиновка	0,715	0,64
Озерновский энергоузел - всего, в т. ч.:	17,57	11,57
Паужетская ГеоЭС	12	6
ДЭС-20 п. Озерновский	5,57	5,57
Алеутский энергоузел - всего, в т. ч.:	3,31	2,98
ДЭС-17 с. Никольское (в составе ВДК)	2,26	2,03
ВЭС с. Никольское (в составе ВДК)	1,05	0,95
Усть-Камчатский энергоузел - всего, в т. ч.:	9,575	8,62
ДЭС-23 п. Усть-Камчатск	8,4	7,56
ВЭС-23	1,175	1,06
Ключевской энергоузел - всего, в т. ч.:	6,2	5,58
ДЭС-22 п. Ключи	6,2	5,58
Козыревский энергоузел - всего, в т. ч.:	2,23	2,01
ДЭС-16 с. Козыревск	2,23	2,01

Соболевский энергоузел - всего, в т. ч.:	4,67	4,2
ГДЭС-7 п. Соболево	4,67	4,2
Изолированные узлы в Соболевском муниципальном районе - всего, в т. ч.:	14,966	14,966
ГДЭС-21 п. Крутогоровский	5,58	5,58
ДЭС-22 п. Ичинский	1,852	1,852
ДЭС-36 с. Устьево (рыбоперерабатывающее предприятие)	7,534	7,534
Паланский энергоузел - всего, в т. ч.:	6,82	6,14
ДЭС-10 пгт Палана	6	5,4
ДЭС-30 с. Лесная	0,82	0,74
Тигильский энергоузел - всего, в т. ч.:	5,1	4,59
ДЭС-11 п. Тигиль	4,8	4,32
ДЭС-29 с. Воямполка	0,3	0,27
Изолированные энергоузлы в Тигильском муниципальном районе - всего, в т. ч.:	5,068	5,068
ДЭС-5 с. Усть-Хайрюзово	4,86	4,86
ДЭС-29 с. Хайрюзово	0,208	0,208
Оссорский энергоузел - всего, в т. ч.:	4,6	4,14
ДЭС-12 п. Оссора	4,6	4,14
Изолированные энергоузлы в Карагинском муниципальном районе -	9,177	9,177
ДЭС-23 с. Тымлат	6,16	6,16
ДЭС-25 с. Ильпырское	3,017	3,017
Олюторский энергоузел - всего, в т. ч.:	6,2	5,58
ДЭС-8 с. Тилички	6,2	5,58
Изолированные энергоузлы в Олюторском муниципальном районе - всего, в т. ч.:	21,948	21,948
мДЭС-8 (модульная) с. Верхние Тилички	5	5
ДЭС-7 с. Апука	5,214	5,214
ДЭС-14 с. Пахачи	2,276	2,276
ДЭС-16 с. Средние Пахачи	0,84	0,84
ДЭС-26 с. Хаилино	2,08	2,08
ДЭС-27 с. Ачайваям	0,75	0,75
ДЭС-28 с. Вывенка	5,788	5,788
Манильский энергоузел - всего, в т. ч.:	5,017	4,51
ДЭС-4 с. Манилы	4,32	3,89
ДЭС-26 с. Таловка	0,561	0,5
ДЭС-28 с. Парень	0,136	0,12
Пенжинский энергоузел - всего, в т. ч.:	2,591	2,44
ДЭС-1 с. Слаутное	0,487	0,44
ДЭС-9 с. Каменское	1,2	1,18

ДЭС-15 с. Аянка	0,774	0,7
ДЭС-27 с. Оклан	0,13	0,12
Всего по энергоузлам	138,955	126,817

Перечень электростанций Камчатского края мощностью 5 МВт и более приведён в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Перечень электростанций установленной мощностью 5 МВт и более на территории Камчатского края

Наименование	Принадлежность и правовой статус	Место расположения	Установленная мощность по состоянию на 01.01.2020, МВт
Камчатская ТЭЦ-1	ПАО «Камчатскэнерго»	г. Петропавловск-Камчатский	204
Камчатская ТЭЦ-2	ПАО «Камчатскэнерго»	г. Петропавловск-Камчатский	160
Мутновская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	Елизовский муниципальный район, п. Дачный	50
Верхне-Мутновская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	Елизовский муниципальный район, п. Дачный	12
Паужетская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	Усть-Большерецкий муниципальный район, с. Паужетка	12
Каскад Толмачевских ГЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	Усть-Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева	45,4
ДЭС-8	АО «ЮЭСК»	Олюторский муниципальный район, с. Тилички	6,2
ДЭС-22	АО «ЮЭСК»	Усть-Камчатский муниципальный район, п. Ключи	6,2
ДЭС-23	АО «ЮЭСК»	Усть-Камчатский муниципальный район, п. Усть-Камчатск	8,4
ДЭС-10	АО «ЮЭСК»	Тигильский муниципальный район, п. Палана	6
МДЭС	АО «Корякэнерго»	Олюторский муниципальный район, с. Верхние Тилички	5

Состав генерирующего оборудования существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поимённым перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, приведён в таблице 4.4

Таблица 4.4 - Состав генерирующего оборудования на существующих электростанциях установленной мощностью 5 МВт и более на территории Камчатского края

Наименование	Ст. №	Год ввода	Тип оборудования	Маркировка	Уст. мощность		Вид топлива	Примечание
					МВт	Гкал/ч		
ПАО "Камчатскэнерго" Филиал "Камчатские ТЭЦ"								
Камчатская ТЭЦ-1, г. Петропавловск-Камчатский					204	145	газ, мазут	
	4	1970	турбины паровые	Р-44-9,0/1,2	44	90		
	5	1975	турбины паровые	К-50-90-4	50			
	6	1977	турбины паровые	Т-50-90	50	55		
	7	1980	турбины паровые	К-50-90-4	50			
	1	1966	котлы барабанные	БКЗ-135-100ГМ			мазут	в консервации
	2	1965	котлы барабанные	БКЗ-120-100ГМ			мазут	в консервации
	3-5	1969-1971	котлы барабанные	БКЗ-135-100ГМ			мазут	в консервации
	6-8	1975-1977	котлы барабанные	БКЗ-135-100ГМ	3x135 т/ч		газ, мазут - резерв.топл.	
	9	1978	котлы барабанные	БКЗ-135-100ГМ			мазут	
	10-11	1981-1983	котлы барабанные	БКЗ-120-100ГМ	2x120 т/ч		мазут	
Камчатская ТЭЦ-2, г. Петропавловск-					160	360	газ, мазут	

Наименование	Ст. №	Год ввода	Тип оборудования	Маркировка	Уст. мощность		Вид топлива	Примечание
					МВт	Гкал/ч		
Камчатский	1	1985	турбины паровые		80	180		
	2	1987	турбины паровые		80	180		
	1-3	1985-1988	котлы барабанные	БКЗ-320-140ГМ	3x320 т/ч		газ, резерв. - мазут	
	Филиал "Возобновляемая энергетика"							
Мутновская ГеоЭС-1 Елизовский муниципальный район, п. Дачный					50		пароводяная смесь из геотермальных скважин	
	1	2002	турбины паровые	К-25-06 Гео	25			
	2	2002	турбины паровые	К-25-06 Гео	25			
Верхне-Мутновская ГеоЭС Елизовский муниципальный район, п. Дачный					12		пароводяная смесь из геотермальных скважин	
	1	1999	турбины паровые	Туман-4К	4			
	2	1999	турбины паровые	Туман-4К	4			
	3	2000	турбины паровые	Туман-4К	4			
Толмачевская ГЭС-1 Усть-Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева					2,2		гидроресурсы	ГЭС-регулятор приплотинного типа с глубинным регулирующим водосбросом, напор
	1	1999	гидротурбины	Пр18/811а-ВБ-	1,1			
	2	1999	гидротурбины	Пр18/811а-ВБ-120	1,1			
Толмачевская ГЭС-2 Усть-Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева					24,8		гидроресурсы	ГЭС деривационного типа с металлическим напорным
	1	2011	гидротурбины	PO170/662-ВМ95	1,1			
	2	2011	гидротурбины	PO170/662-ВМ95	1,1			

Наименование	Ст. №	Год ввода	Тип оборудования	Маркировка	Уст. мощность		Вид топлива	Примечание
					МВт	Гкал/ч		
Толмачевская ГЭС-3 Усть-Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева					18,4		гидроресурсы	ГЭС деривационного типа с открытым каналом и металлическим напорным водоводом на конечных участках, напор 122 м
	1	2001	гидротурбины	PO180/874а-В -	9,2			
	2	2001	гидротурбины	PO180/874а-В - 102	9,2			
Паужетская Г еоЭС Усть-Большерецкий муниципальный район, п. Паужетка					12		геотермальный пар	
	1	2006	турбины паровые	ГТЗА-631	6			
			турбины паровые					
	2	1980	турбины паровые	МК-6	6			
АО "ЮЭСК"								
ДЭС-8 Олюторский муниципальный район, с. Тилички					6,2		дизельное топливо	
	1,2,4,5	1978, 1991, 1978, 1979	ДГУ	ДГ-72	4x0,8			
	М1	2014	ДГУ	Wilson P 1250	1			
	М2-М-3	2019	ДГУ	Cummins KTA 50G3	2x1			
ДЭС-10 Тигильской муниципальный район, п. Палана					6		дизельное топливо	
	2,3,5,7,8	1992, 2011, 1978, 1978, 1980	ДГУ	ДГ-72	5x0,8			
	4	2001	ДГУ	ДГ-99	1			



Наименование	Ст. №	Год ввода	Тип оборудования	Маркировка	Уст. мощность		Вид топлива	Примечание
					МВт	Гкал/ч		
	6	2015	ДГУ	LB8250ZLD	1			
					6,2			
ДЭС-22 Усть-Камчатский муниципальный район, п. Ключи	1,2,3	2017, 2015, 2014	ДГУ	LB8250ZLD	3x1		дизельное топливо	
	4,5	2001, 1977	ДГУ	ДГ-72	2x0,8			
	6,7	2012, 2010	ДГУ	Г-72М	2x0,9			
					8,4			
ДЭС-23 Усть-Камчатский муниципальный район, п. Усть-Камчатск	4,8,10,1 1,	1988-1993	ДГУ	ДГ-72М	6x0,8		дизельное топливо	
	5,6	2014,2018	ДГУ	LB8250ZLD	2x1			
	7,13	2001, 1977	ДГУ	ДГ-72	2x0,8			
АО "Корякэнерго"								
МДЭС Олюторский муниципальный район, с. Верхние Тилички					5			
	1-5	2017	ДГУ	DA-C1250PHV	5x1		дизельное топливо	

Структура установленной электрической мощности по энергоузлам на территории Камчатского края за 2019 год представлена в Приложении 2.

#### 4.1. Ввод/вывод мощностей на электростанциях Камчатского края.

В 2014-2015 годах установлены ВЭС в с. Усть-Камчатск, три ветроэнергетические установки Комаи KWT300, общей мощностью 900 кВт. ВЭС приняты в эксплуатацию АО «ЮЭСК».

В 2019 году введены в эксплуатацию: 2хДГ суммарной мощностью 2 МВт на Озерновской ДЭС в Озерновском энергоузле (АО «Паужетская ГеоЭС, с 20 декабря 2019 года в составе ПАО «Камчатскэнерго» филиал «Возобновляемая энергетика»); МДГ 2 МВт на ДЭС-8 в с. Тиличики, ДГ 0,05 МВт на ДЭС-27 в с. Оклан и ДГ 0,09 МВт на ДЭС - 28 в с. Парень (АО «ЮЭСК»).

Вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях Камчатского края в 2019 году не было.

Новые мощности на электростанциях энергосистемы Камчатского края, введенные согласно утвержденных инвестиционных программ на 2017-2019 годы генерирующих компаний приведены в таблице 4.1.1

Таблица 4.1.1 - Перечень вводов мощности на электростанциях в 2017-2019 годы.

Наименование электростанции	Тип оборудования	Вид топлива	Установленная мощность	Год ввода
			МВт	
Установка двух ДГУ на ДЭС-23 п. Тымлат (замена)	1x0,25	дизельное	0,25	2018
Техническое перевооружение ДЭС с. Усть-Хайрюзово (замена)	1x1,2	дизельное	1,2	2018
Установка двух ДГУ на ДЭС-25 с. Ильпырское (замена)	2x0,22	дизельное	0,44	2018
Установка двух ДГУ на ДЭС-22 п. Ичинский (замена)	2x0,8	дизельное	0,16	2018
Установка одного ДГУ на ДЭС-28 п. Вывенка (замена)	1x0,22	дизельное	0,22	2018
	1x0,22	дизельное	0,22	2019
Установка одного ДГУ на ДЭС-7 п. Апука (замена)	1x0,36	дизельное	0,36	2018
Строительство ДЭС в с. Пахачи	-	дизельное	2,08	2017

В 2017 году АО «Корякэнерго» осуществило полную замену Модульной ДЭС-8 путем замены 3-х основных ДГУ мощностью 1,0 МВт каждая, а также установило дополнительный блок с двумя ДГУ мощностью 1,0 МВт каждая, тем самым увеличив установленную мощность модульной ДЭС-8 с 3,0 до 5,0 МВт. Также в с. Усть-Хайрюзово вводятся мощности в размере 2,4 МВт взамен мощности 2,0 МВт (таблица 4.1.2), тем самым увеличивая установленную мощность на 0,4 МВт.

Таблица 4.1.2 - Перечень выведенных из эксплуатации агрегатов на электростанциях

Наименование электростанции	Марка оборудования	Вид топлива	Установленная мощность		Год
			МВт	Гкал/ч	
1. Камчатская ТЭЦ-1	ПТ-25-90/10М	Природный газ/мазут	25	72	2017

#### 4.2. Структура установленной электрической мощности генерирующих источников.

Структура установленной мощности по типам генерирующих мощностей на 01.01.2020 года дана в таблице 4.2.1 и на диаграмме 4.2.

Таблица 4.2.1 - Структура установленной мощности на территории Камчатского края в 2019 году

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
Всего, в т. ч.:	655,335	100,0
ТЭС – всего, в том числе.:	364	55,54
КЭС	0	0,0
из них ПГУ	0	0,0
ТЭЦ	364	55,54
из них ПГУ и ГТ-ТЭЦ	0	0,0
ДЭС	160,1	23,43
из них ГДЭС	10,25	1,56
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ) - всего, в том числе:	126,63	19,32
ГеоЭС	74	11,29
ВЭС	5,52	0,84
Солнечные ЭС	0	0,0
ГЭС	47,11	7,19

\*с учетом ввода мощностей, указанных в таблице 4.1.1

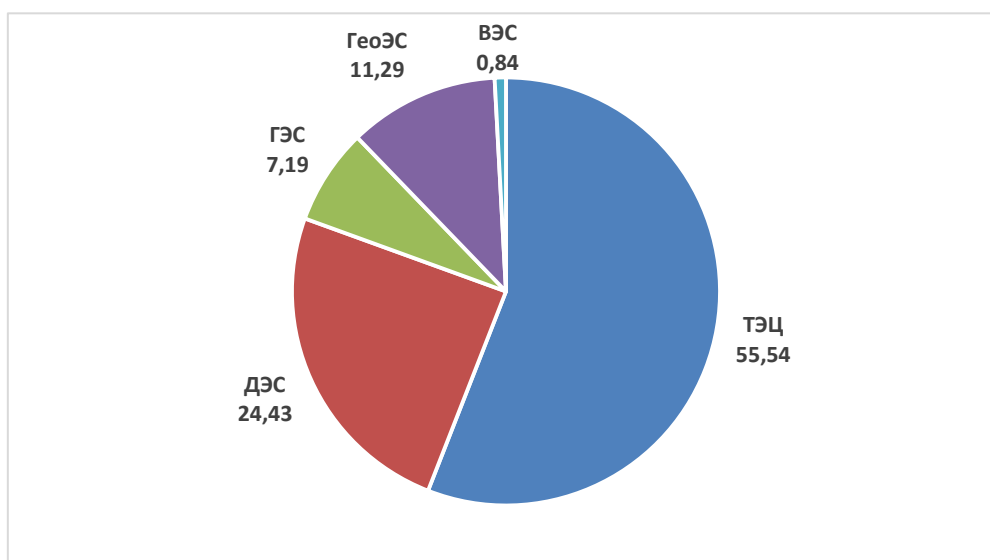


Диаграмма 4.2 Структура установленной мощности по типам электростанций

Парковый ресурс оборудования со сроком эксплуатации более 40 лет как правило относится к категории продлённого, что значительно снижает системную надёжность и является фактором роста экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию.

Высокозатратное поддержание в удовлетворительном техническом состоянии при существующем износе генерирующего оборудования Камчатской ТЭЦ-1 и ДЭС не обеспечивает уровня безопасности, установленного действующей нормативной документацией, и не решает задачу снижения себестоимости электроэнергии до уровня среднероссийского.

Состав и состояние парка турбинного оборудования Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ - 2 на 01.01.2020 года приведены в таблице ниже.

Показатели	Камчатская ТЭЦ-1				Камчатская ТЭЦ-2	
	4	5	6	7	1	2
Станционный номер агрегата						
Тип (марка) турбины	Р-44-9,0/1,2	К-50-90-4	Т-50-90	К-50-90-4	ПТ-80/100-130-13	ПТ-80/100-130-13
Год ввода	1970	1975	1977	1980	1985	1987
Завод изготовитель (сокращенно)	Ленинградский МЗ				Ленинградский МЗ	
Установленная электрическая мощность, МВт	44	55	50	55	80	80
Тепловая мощность, Гкал*час	90	0	55	0	180	180
Выработка электроэнергии в 2019 году – всего млн. кВт*ч	50,304	20,232	185,688	15,396	372,861	431,887
В т.ч. по теплофикационному циклу, млн. кВт*ч	50,304	-	77,768	-	185,748	234,202

Отпуск тепла из отборов турбин, тыс.Гкал	151,264	-	182,845	-	383,546	444,443
Парковый ресурс норма, тыс. час	270	270	270	270	220	220
Наработка с начала эксплуатации на конец 2019 года, тыс. час	201,599	148,658	233,460	140,487	213,402	199,290
Год достижения паркового ресурса	2039	2050	2028	2050	2020	2022
Количество пусков с начала эксплуатации	266	258	227	202	228	220

Примечание: турбоагрегат ст. № 3 согласно приказа Минэнерго России № 765 от 17.08.2017 г. выведен из эксплуатации с 01.12.2017 года.

Располагаемая мощность электростанций в центральном энергоузле, превышает максимальную нагрузку почти в 2 раза. Из-за этого менее экономичная Камчатская ТЭЦ-1 эксплуатируется с низким коэффициентом использования установленной мощности, турбоагрегат ст. № 7 (К-50-90-4) выведен в консервацию.

Основное турбинное оборудование Камчатских ТЭЦ достигнет паркового ресурса (по данным ПАО «Камчатскэнерго»):

- на Камчатской ТЭЦ-1 в 2050 году, учитывая существующую малую загрузку оборудования, (кроме турбоагрегата ст. № 6 Т-50-90, парковый ресурс которого обрабатывается в 2025 году);

- на ТЭЦ-2 - турбоагрегат ст. № 1 и ст. № 2 (ПТ-80/100-130-13) - в 2020 и 2022 годах.

При достижении паркового ресурса турбинного оборудования потребуется его обследование и в зависимости от результатов обследования продление индивидуального ресурса (ИД) до 50-100 тыс. час. (что более вероятно), либо замена.

Состав и состояние парка турбинного оборудования Паужетской и Мутновских ГеоЭС приведен ниже в таблице.

Наименование	Тип (марка) турбины	Год изготовления/ввода	Установленная мощность на конец года	Год достижения паркового ресурса
Верхне-Мутновская ГеоЭС	Туман 4К	1999	4,0	2029
	Туман 4К	1999	4,0	2029
	Туман 4К	2000	4,0	2029
Мутновская ГеоЭС-1	К-25-0,6 Гео	2002	25,0	2032
	К-25-0,6 Гео	2002	25,0	2032
Паужетская ГеоЭС	Ст. № 1 ГТЗА-6-01	2005/2006	6,0	2046
	Ст. № 3 МК-6-0.2	1940/1980	6,0	2020

Состояние парка турбинного оборудования Мутновских ГеоЭС удовлетворительное.

Оборудование Верхне-Мутновской ГеоЭС достигнет паркового ресурса в 2029 году, а Мутновской ГеоЭС-1 - в 2032 году.

Нормативный срок службы оборудования Паужетской ГеоЭС регламентирован техническими условиями на поставку оборудования и составляет 40 лет.

На сегодняшний день оборудование станции отработало более 40 лет.

Техническое состояние части турбинного парка оборудования Паужетской ГеоЭС приближается к состоянию невосстанавливаемого износа, это оборудование системы регулирования и проточная часть турбины МК-6-1, арматура пристанционного парового коллектора и другое.

В 2016 году экспертными мероприятиями продлён парковый ресурс основных частей турбоагрегата МК-6-0.2 (корпус и проточная часть) на 35 тыс. час. Вопрос замены ТА или реконструкции с заменой проточной части и системы регулирования будет решаться экспертизой в 2020 году.

На Паужетской ГеоЭС за 50-летний период эксплуатации были произведены две реконструкции генерирующего оборудования путём его замены. В обоих случаях были введены адаптированные для работы в условиях сниженных параметров пара бывшие в употреблении турбоагрегаты.

Продление паркового ресурса с выполнением комплекса реставрационно-восстановительных работ на основном оборудовании, реконструкция системы подготовки, распределения и регулирования параметров пара, а также автоматики технологического регулирования и реконструкция коммутационного и сетевого оборудования составляют значительную часть ремонтно-инвестиционных программ общества, что значительно «утяжеляет» тариф на электроэнергию.

Эксплуатация геотермального месторождения без развития скважинного фонда сократила реальную добычу пара на уровне 5,6 МВт, вместо возможных 8 МВт.

Немаловажной проблемой в настоящее время является неопределенность в исполнении лицензионных защищенных запасов газа для энергетики и высокая стоимость углеводородного топлива, которая в будущем будет возрастать.

Приоритетной задачей стратегии развития энергетики Камчатского края на ближайшую перспективу является поэтапное замещение на электростанциях устаревшего и выработавшего парковый ресурс генерирующего оборудования на оборудование, работающее на возобновляемых ресурсах (в первую очередь гидроэнергетика и геотермальная энергетика), с низкой себестоимостью продукции, а также работы по восстановлению энергоресурса для ГеоЭС - бурение добычных скважин ПВС.

Генерирующее оборудование 75 % ДЭС считается устаревшим, отработавшими свой срок службы более 25 лет. В связи с этим, требуется масштабная модернизация этих установок, либо замена их на новое современное оборудование и строительство объектов генерации на возобновляемых источниках энергии с развитием сетевой инфраструктуры для подключения потребителей.

ДЭС-8 с. Тилички находится в аварийном состоянии. После сильного землетрясения 2006 года в Олюторском муниципальном районе ДЭС-8 сильно пострадала. Проведенные работы по укреплению здания не позволяют эксплуатировать станцию без ограничений, а также в безопасном режиме для персонала. В связи с чем АО «Корякэнерго» провела модернизацию Модульной ДЭС в п. Верхние Тилички установив 5 новых ДГ, а АО «ЮЭСК» установили дополнительный ДГ на ДЭС-8.

## 5. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии на электростанциях Камчатского края в 2019 году с разбивкой по типам электростанций и видам собственности приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности, млн. кВт.ч

Источник/год	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Камчатский край всего	1 611,03	1 619,68	1 606,88	1 661,00	1 703,75
в т.ч ТЭС	959,40	979,30	980,87	1 038,00	1 076,37
ГеоЭС	451,17	442,56	434,95	426,34	428,13
ГЭС	73,02	74,87	73,02	75,78	75,56
ДЭС	104,72	101,05	96,05	99,32	102,31
ВЭС	22,72	21,90	21,99	21,56	21,39
в т.ч. Центральный энергоузел	1 443,94	1 452,13	1 440,67	1 491,82	1 530,91
в т.ч. ТЭС	959,40	979,30	980,87	1 038,00	1 076,37
ТЭЦ-1	232,89	223,49	232,16	268,90	271,62
ТЭЦ-2	726,51	755,81	748,70	769,10	804,75
в т.ч. ДЭС	7,06	3,55	0,45	0,22	0,45
Центральные электрические сети	0,27	0,29	0,42	0,20	0,41
ДЭС-5 п.Милькоо	0,17	0,11	0,22	0,10	0,36
ДЭС-6 п.Милькоо	0,10	0,18	0,20	0,09	0,05
ДЭС ТЭЦ-2	0,03	0,03	0,04	0,02	0,03
Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова	6,77	3,23	7,68	6,98	7,97
в т.ч. Геотермальные электростанции (Мутновские)	409,67	400,20	392,06	383,37	385,00
ВМГеоЭС	65,67	70,21	62,88	57,34	52,58
МГеоЭС	344,00	329,99	329,18	326,03	332,43
в т.ч. Толмачёвские ГЭС	67,81	69,09	67,29	70,23	69,09
в т.ч. Паужетский энергоузел	42,26	43,11	43,92	43,77	44,20
Паужетская Г еоЭС	41,50	42,37	42,90	42,97	43,12
Озерновские ДЭС	0,77	0,74	1,02	0,80	1,08
в т.ч. АО Южные электрические сети (изолированные энергоузлы)	124,82	124,44	122,29	125,41	128,64
Средне-Камчатский	8,29	8,63	8,84	8,90	9,23
в т.ч. МГЭС-4	5,21	5,78	5,72	5,55	6,47
ДЭС	3,08	2,85	3,12	3,35	2,76
п. Долиновка (ДЭС)	0,68	0,74	0,74	0,77	0,76
п. Соболево (ДЭС)	9,80	10,00	10,07	11,48	11,53
п. Козыревск (ДЭС)	3,53	3,72	3,56	3,45	3,47
Алеутский	3,69	3,77	3,94	3,70	3,66

Источник/год	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
в т.ч. ДЭС	3,25	3,40	3,75	3,25	3,36
ВЭС	0,44	0,37	0,19	0,46	0,30
Усть-Камчатский	22,82	23,01	23,24	22,75	22,53
в т.ч. ДЭС	0,54	1,49	1,45	1,65	1,45
ВЭС	22,28	21,52	21,79	21,10	21,09
Ключевской (ДЭС)	17,91	17,70	17,37	17,94	17,54
Олюторский (ДЭС)	19,83	16,26	12,00	11,10	12,69
Манило-Каменский (ДЭС)	9,13	9,05	9,00	9,36	9,54
Паланский (ДЭС)	12,47	11,94	11,31	11,52	11,86
Тигильский (ДЭС)	7,16	7,54	7,28	7,59	7,62
п.Оссора (ДЭС)	9,52	9,69	9,41	9,45	9,81
АО Корякэнерго (покупная ээ) (ДЭС)	0,00	2,38	5,53	7,41	8,42

Основной объем электроэнергии в 2015-2019 гг. вырабатывался на Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 ПАО «Камчатскэнерго» (59-63 % от суммарной выработки электростанций Камчатского края) и на Мутновских ГеоЭС (25-28 %).

Структура выработки электроэнергии в 2019 году представлена на диаграмме 5.1

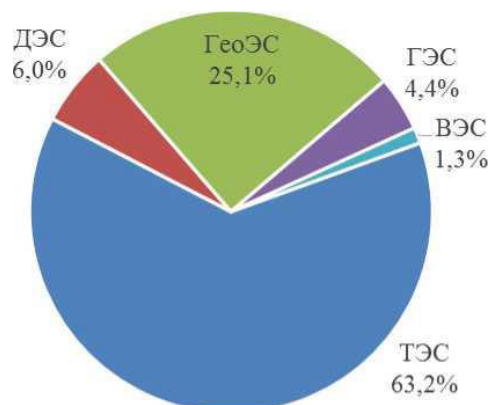


Диаграмма 5.1 - Структура выработки электроэнергии в 2019 году

#### 6. Анализ существующего баланса мощности и электрической энергии

Фактический баланс мощности Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края представлен в таблице 6.1

Таблица 6.1 - Фактический баланс мощности Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края на 2019 год, МВт.

Показатели	Установленная мощность, МВт
Собственный максимум нагрузки по ЦЭУ	259,00
Установленная мощность электростанций ЦЭУ, всего:	483,15
Установленная мощность ПАО "Камчатскэнерго", всего:	483,15
В том числе: Камчатские ТЭЦ:	364,00



Показатели		Установленная мощность, МВт
	Камчатская ТЭЦ-1	204,00
	Камчатская ТЭЦ-2	160,00
	ДЭС всего:	11,75
	ДЭС-5	4,00
	ДЭС-6	4,60
	ДЭС-ТЭЦ-2	3,15
	Возобновляемая энергетика:	107,40
	Мутновские ГеоЭС	62,00
	Толмачёвские ГЭС	45,40
Ограничения мощности электростанций ЦЭУ, всего:		16,20
Ограничения мощности электростанций ПАО "Камчатскэнерго":		16,20
В том числе:	Возобновляемая энергетика:	16,20
	Мутновские ГеоЭС	12,00
	Толмачёвские ГЭС	4,20
Используемая в балансе мощность электростанций ЦЭУ (располагаемая), всего:		466,95
Располагаемая мощность электростанций ПАО "Камчатскэнерго", всего:		466,95
В том числе:	КТЭЦ всего:	364,00
	Камчатская ТЭЦ-1	204,00
	Камчатская ТЭЦ-2	160,00
	ДЭС всего:	11,75
	ДЭС-5	4,00
	ДЭС-6	4,60
	ДЭС-ТЭЦ-2	3,15
	Возобновляемая энергетика:	91,20
	Мутновские ГеоЭС	50,00
	Толмачёвские ГЭС	41,20
Ремонты ЦЭУ, всего:		0,00
Ремонты ПАО "Камчатскэнерго", всего:		0,00
Консервация ЦЭУ, всего:		0,00
Рабочая мощность ЦЭУ, всего:		466,95
Рабочая мощность ПАО "Камчатскэнерго", всего:		466,95
В том числе:	КТЭЦ всего:	364,00
	ТЭЦ-1	204,00
	ТЭЦ-2	160,00
	ДЭС всего:	11,75
	ДЭС-5	4,00
	ДЭС-6	4,60
	ДЭС-ТЭЦ-2	3,15
	Возобновляемая энергетика:	91,20
	Мутновские ГеоЭС	50,00
	Толмачёвские ГЭС	41,20
Нагрузка электростанций ЦЭУ, всего:		259,00
Нагрузка электростанций ПАО "Камчатскэнерго", всего:		259,00
В том числе:	КТЭЦ всего:	188,00

Показатели		Установленная мощность, МВт
	Камчатская ТЭЦ-1	42,00
	Камчатская ТЭЦ-2	146,00
	ДЭС всего:	0,00
	ДЭС-5	0,00
	ДЭС-6	0,00
	ДЭС-ТЭЦ-2	0,00
	Возобновляемая энергетика:	71,00
	Мутновские ГеоЭС	50,00
	Толмачёвские ГЭС	21,00
Резерв ЦЭУ, всего:		207,95
Резерв на электростанциях ПАО "Камчатскэнерго", всего:		207,95
В том числе:	КТЭЦ всего:	176,00
	ТЭЦ-1	162,00
	ТЭЦ-2	14,00
	ДЭС всего:	11,75
	ДЭС-5	4,00
	ДЭС-6	4,60
	ДЭС-ТЭЦ-2	3,15
	Возобновляемая энергетика:	20,20
	Мутновские ГеоЭС	0,00
	Толмачёвские ГЭС	20,20

Фактический баланс электроэнергии Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края представлен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Фактический баланс электроэнергии Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края на 2019 год

Наименование	2019 год
Электропотребление, млн.кВт.ч	1530,909
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	
ЦЭУ	1530,909
в т.ч. Камчатская ТЭЦ-1	271,62
Камчатская ТЭЦ-2	804,748
ДЭС ЦЭС	0,447
Мутновские ГеоЭС	385,004
Толмачёвские ГЭС	69,090
Собственные нужды, млн.кВт.ч	
ЦЭУ	136,876
в т.ч. Камчатская ТЭЦ-1	34,900
Камчатская ТЭЦ-2	86,980
ДЭС ЦЭС	0,004
Мутновские ГеоЭС	7,650
Толмачёвские ГЭС	7,342

Наименование	2019 год
Отпуск электроэнергии на хозяйственные нужды электростанций, млн.кВт.ч	1,758
Потери электроэнергии в пристанционных узлах, млн.кВт.ч	10,221
Поступление от АО "КЭС", млн.кВт.ч	0,219
Отпуск электроэнергии в сеть, млн.кВт.ч	1345,074
Потери э/энергии в сетях	144,950
то же в %	10,78
Производственные нужды, млн.кВт.ч	56,641
Хозяйственные нужды, млн.кВт.ч	4,766

Электростанции ПАО «Камчатскэнерго» в 2019 году полностью обеспечивали потребность в мощности и электроэнергии Центрального энергоузла. Фактический резерв мощности составил 207,95 МВт (44,5 % от располагаемой мощности электростанций энергоузла).

В таблице 6.3 приведены балансы мощности и электроэнергии за 2019 год для изолированных энергоузлов Камчатского края.

Таблица 6.3 - Балансы мощности и электроэнергии изолированных энергоузлов Камчатского края за 2019 год

Энергоузел	Собств. максимум нагрузки, МВт	Расп. мощность, МВт	Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	Число часов использования расп. мощности,
Озерновский	8,09	17,98	9,89	49,26	49,26	4259
Средне - Камчатский	1,96	5,495	3,53	8,55	8,55	1818
Алеутский*	0,66	2,034	1,37	2,45	2,45	1798
Усть-Камчатский*	6,7	7,56	0,86	20,03	20,03	2941
Ключевской	3,1	5,58	2,48	16,14	16,14	3144
Козыревский	0,76	2,217	1,46	3,11	3,11	1729
Соболевский	5,07	19,17	14,10	19,55	19,55	2743
Паланский	2,10	6,14	4,04	10,47	10,47	1933
Тигильский	2,94	9,66	6,72	12,55	12,55	1660
Оссорский	5,58	13,32	7,74	17,97	17,97	2367
Олюторский	9,14	27,53	18,39	42,15	42,15	2273
Манильский	1,20	4,52	3,32	2,34	2,34	1588
Пенжинский	1,07	2,33	1,26	3,67	3,67	1015

\*ВЭС в располагаемой мощности не учитывается

Генерирующие источники в изолированных энергоузлах Камчатского края в 2019 году полностью обеспечивали потребность в мощности и электроэнергии.

Балансы мощности для изолированных энергоузлов Камчатского края на 2019-2024 годы представлены в Приложении 3.

7. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных.

Суммарная мощность источников теплоснабжения Камчатского края на конец 2019 года составляла 1571,09 Гкал/ч. Число источников теплоснабжения в регионе на конец 2019 года составляло 242 ед., в том числе две ТЭЦ - 505 Гкал/ч.

Теплоснабжение населенных пунктов Камчатского края осуществляется от Камчатских ТЭЦ, котельных, бойлерных, а также геотермальных скважин.

Наиболее крупными производителями тепловой энергии в крае являются следующие компании:

- ПАО «Камчатскэнерго», зона деятельности по обеспечению теплом: Петропавловск-Камчатский, Елизовский, Мильковский муниципальные районы;

- АО «Камчатэнергосервис», зона деятельности – Вилючинск, Усть-Большерецкий и Мильковский муниципальные районы;

- АО «Южные электрические сети Камчатки», зона деятельности: Пенжинский, Тигильский, Алеутский и Мильковский муниципальные районы;

- АО «Корякэнерго», зона деятельности: Соболевский, Тигильский, Олюторский и Карагинский муниципальные районы;

- АО «Тепло Земли», зона деятельности: Елизовский, Быстринский и Усть-Большерецкий муниципальные районы.

Самый крупный потребитель теплоэнергии Камчатского края – г. Петропавловск-Камчатский.

7.1. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края

Таблица 7.1.1 - Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края за 2014-2019 годы.

Показатель	Годы					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Потребление теплоэнергии, тыс.Гкал	2099,3	1991,3	2144,1	2466,0	2454,0	2660,1
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс.Гкал	-162,8	-108,0	152,8	321,9	-12,0	206,1
Среднегодовые темпы прироста, %	-7,2	-5,1	7,7	15,0	-0,5	8,4

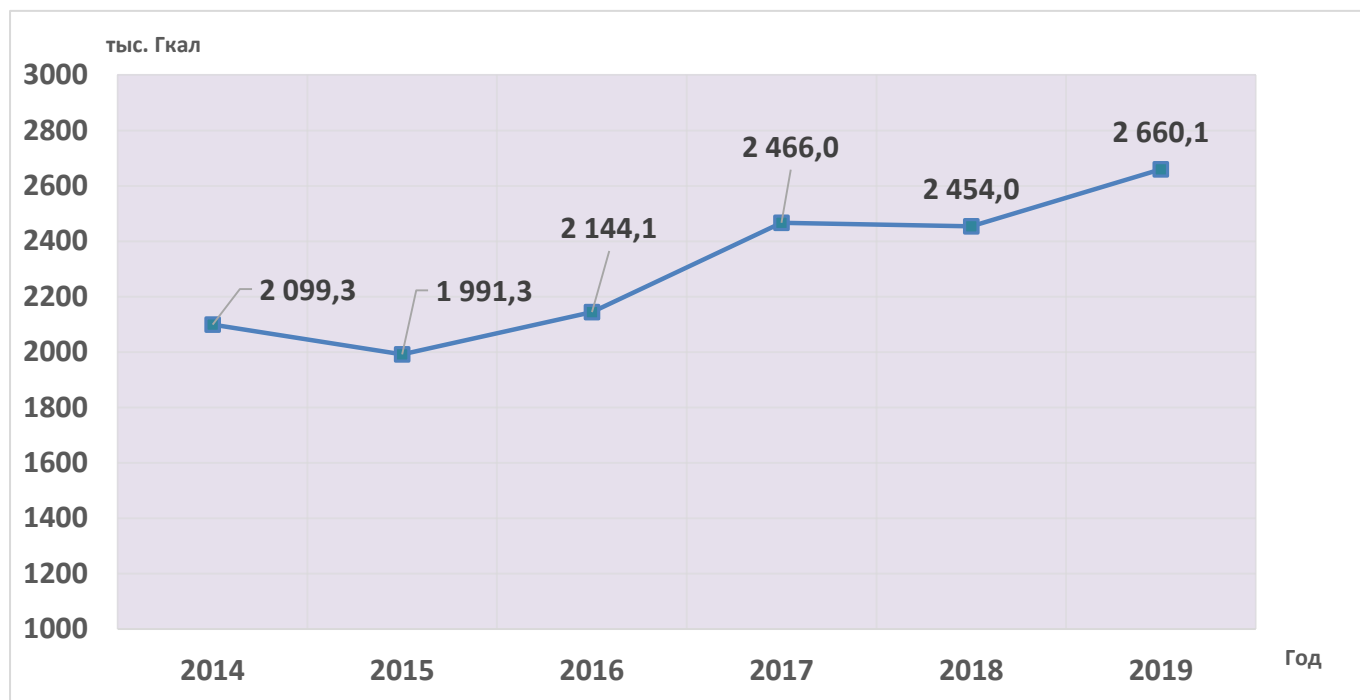


Рисунок 7.1 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края за 2014-2019 годы, тыс. Гкал.

Распределение источников тепловой энергии по генерирующим компаниям произведено на основе данных, предоставленных самими компаниями, а также на основе анализа утвержденных топливно-энергетических паспортов муниципальных районов на 2019 год.

Ниже в таблице приведена тепловая мощность электростанций и котельных энергосистемы Камчатского края.

Таблица 7.1.2 Принадлежность источников тепловой энергии Камчатского края генерирующим компаниям на 31 декабря 2019 года

№ п/п	Энергокомпания	Тип теплоисточника	Кол-во, ед.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
1	ПАО «Камчатскэнерго»	Камчатские ТЭЦ	2	505,0	349,76
		котельные	73	548,82	249,21
2	АО «Камчатэнергосервис»	котельные	17	188,69	120,3
3	АО «Южные электрические сети Камчатки»	котельные, бойлерные	36	45,35	19,05
4	АО «Корякэнерго»	котельные	22	49,71	34,38
5	ООО «Стимул»	котельные	7	9,33	2,89
6	ООО «Морошка»	котельные	2	6,63	3,85
7	ООО «Колхоз «Ударник»	котельные	1	2,66	0,63

№ п/п	Энергокомпания	Тип теплоисточника	Кол-во, ед.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
8	Усть-Камчатский муниципальный район, с. Усть- Камчатск:	котельные	33	20,01	14,22
	АО «Корякэнерго»			17,5	12,34
	ООО «Интеко»			0,48	0,32
	ООО «НОРД ФИШ»			0,70	0,45
	ООО «Строй-Альянс»			0,80	0,70
	ООО «Гермес»			0,50	0,37
9	Усть-Камчатский муниципальный район п. Ключи:	котельные	14	23,69	9,93
	ООО «Термо»			17,14	6,68
	ООО «Ключи Энерго»			6,55	3,25
10	Усть-Камчатский муниципальный район, п. Козыревск: МУП «Тепловодхоз»	котельные	6	6,79	2,51
11	МУП «Горсети»	котельные	2	34,82	14,40
12	ООО «КорякТеплоСнаб»	котельные	3	8,52	6,52
13	АО «Оссора»	котельные	5	31,58	11,82
14	Другие организации и предприятия (ведомственные котельные, частные, муниципальные)	котельные	16	22,91	9,84
15	Прочие: ОАО «Тепло Земли»	скважины термальной воды	62	19,5	9,72
	муниципальные		3	3,41	0,123
	ВСЕГО по Камчатскому краю (без скважин)		242	1571,09	883,26

Структура отпуска теплоэнергии (по параметрам пара) от электростанций и котельных генерирующих компаний в Камчатском крае за 2019 год представлена в таблице 7.1.3

Таблица 7.1.3 - Структура производства теплоэнергии от электростанций и котельных генерирующих компаний в Камчатском крае за 2019 год

№ п/п	Наименование энергоисточника	Произведено тепловой энергии, тыс. Гкал	Параметры пара,
			вид топлива
<b>ПАО «Камчатскэнерго», ТЭС</b>			
	от ТЭС - всего, в т. ч.:	<b>1111,81</b>	
	Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2	1111,81	Отборный пар P=1,2;
			9,0 и 13,0 кгс/см <sup>2</sup>
			Газ, мазут
<b>Котельные (энергокомпаний, муниципальные)</b>			
	от котельных и бойлерных, 310 ед. – всего, в т. ч.:	<b>1589,68</b>	
1	Котельные и электробойлерные ПАО «Камчатскэнерго»	807,72	уголь, мазут, газ, электрическая энергия
2	АО «Камчатэнергосервис» (Вилючинск+Мильковский МР+Усть-Большерецк)	347,57	Уголь, мазут, дрова, газ
3	Котельные и бойлерные АО «Южные электрические сети Камчатки»	87,45	уголь, дизельное топливо, дрова
4	Котельные АО «Корякэнерго»	109,04	уголь, дизельное топливо, газ
5	Котельные ООО «Стимул»	14,13	газ
6	Котельные с. Усть-Камчатск, п. Ключи, п. Козыревск	81,45	дизельное топливо, дрова
7	Котельные ООО «Морошка», с. Ивашка	14,14	уголь
8	Котельные ООО «Колхоз «Ударник»	4,44	уголь
9	МУП "УМиТ" (Камтеплосбыт)	1,65	жидкое топливо
10	Коряктеплоснаб	24,14	уголь
11	ООО "Силуэт"	1,35	жидкое топливо
12	Котельные МУП «Горсети», п. Палана	56,08	уголь
13	Котельные других организаций и предприятий (ведомственные котельные) в Алеутском, Мильковском, Елизовском, Карагинском, Олюторском, Тигильском районах, г. Петропавловске-Камчатском	17,16	уголь, мазут, дизельное топливо
14	Прочие теплоисточники	23,36	уголь, мазут, дизельное топливо, дрова
<b>ИТОГО:</b>		<b>2701,49</b>	
<b>Скважины</b>			
	От геотермальных скважин – всего, в т. ч.:	156	

№ п/п	Наименование энергоисточника	Произведено тепловой энергии, тыс. Гкал	Параметры пара,
			вид топлива
	Скважины АО "Тепло Земли	156	термальная вода, термальный пар
	<b>ИТОГО (с учетом геотермальных скважин):</b>	<b>2857,49</b>	

В структуре отпуска тепла потребителям Камчатского края доля отпуска от ТЭЦ составила в 2019 году 38,91 %, от котельных – 55,63 %, от геотермальных скважин – 5,46 %.

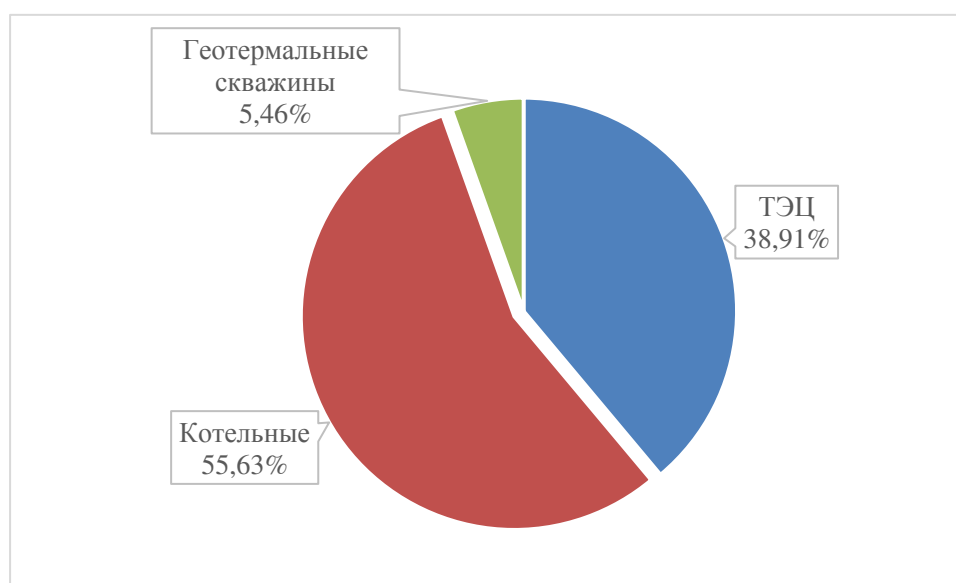


Диаграмма 7.1.1 Структура отпуска тепла потребителям по видам источников.

Информация по динамике потребления тепловой энергии по крупным муниципальным образованиям за 2015-2019 годы приведена в таблице 7.1.4.

Таблица 7.1.4 - Динамика потребления тепловой энергии по крупным муниципальным образованиям Камчатского края за 2015-2019 годы, тыс. Гкал

Показатель	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Петропавловск-Камчатский</b>	1266,09	1309,07	1238,86	1197,26	1258,6
Потребление теплоэнергии	1266,09	1309,07	1238,86	1197,26	1258,6
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	1266,09	1309,07	1238,86	1197,26	1258,6
ТЭЦ - всего, в т. ч.:	877,16	906,20	857,08	830,55	876,67
энергокомпаний	877,16	906,20	857,08	0,00	0,00
блок-станции					
Котельные - всего, в т. ч.:	388,93	402,87	381,78	366,71	381,93
энергокомпаний	381,77	397,21	371,76	352,31	359,2
муниципальные	4,13	4,82	9,25	14,1	22,7



Показатель	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
ведомственные	3,03	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие источники		0,84	0,76	0,00	0,00
<b>Елизово</b>					
Потребление теплоэнергии	207,28	272,21	303,49	257,34	268,17
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	207,28	272,21	303,49	257,34	268,17
Котельные - всего, в т. ч.:	207,28	272,21	303,49	257,34	268,17
энергокомпаний	205,14	272,21	303,49	257,34	268,17
муниципальные	2,14				
ведомственные					
Прочие источники					
<b>Вилючинск</b>					
Потребление теплоэнергии	52,39	172,77	152,62	152,53	165,18
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	52,39	172,77	152,62	152,53	165,18
Котельные - всего, в т. ч.:	52,39	172,77	152,62	152,53	165,18
энергокомпаний	52,39	172,77	152,62	152,53	165,18
муниципальные					
Прочие источники					
<b>с. Мильково</b>					
Потребление теплоэнергии	71,93	37,98	72,21	68,07	79,03
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	71,93	37,98	72,21	68,07	79,03
Котельные - всего, в т. ч.:	71,93	37,98	72,21	68,07	79,03
энергокомпаний	70,12	36,40	70,62	66,49	77,45
ведомственные	1,80	1,58	1,58	1,58	1,58
<b>с. Усть-Камчатск</b>					
Потребление теплоэнергии	42,77	42,15	46,36	38,26	41,84
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	42,77	42,15	46,36	38,26	41,84
Котельные - всего, в т. ч.:	42,77	42,15	46,36	38,26	41,84
энергокомпаний	4,44	42,15	46,36	38,26	41,84
муниципальные	38,33				
<b>с. Тигиль</b>					
Потребление теплоэнергии	35,21	35,38	34,86	28,49	32,04
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	35,21	35,38	34,86	28,49	32,04
Котельные - всего, в т. ч.:	35,21	35,38	34,86	28,49	32,04
энергокомпаний	34,86	34,97	34,45	28,09	31,62
муниципальные					
ведомственные	0,35	0,40	0,40	0,40	0,42
<b>пгт. «Палана»</b>					
Потребление теплоэнергии	40,98	41,50	41,52	41,35	40,69

Показатель	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	40,98	41,50	41,52	41,35	40,69
Котельные - всего, в т. ч.:	40,98	41,50	41,52	41,35	40,69
энергокомпаний					
муниципальные	40,98	41,50	41,52	41,35	40,69
<b>с. Тилички</b>					
Потребление теплоэнергии	19,06	10,94	18,74	16,72	16,11
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	19,06	10,94	18,74	16,72	16,11
Котельные - всего, в т. ч.:	19,06	10,94	18,74	16,72	16,11
энергокомпаний	19,06	10,94	18,74	16,72	16,11
муниципальные					
<b>с.Тымлат</b>					
Потребление теплоэнергии	6,07	5,97	6,39	6,66	7,18
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	6,07	5,97	6,39	6,66	7,18
Котельные - всего, в т. ч.:	6,07	5,97	6,39	6,66	7,18
энергокомпаний	6,07	5,97	6,39	6,66	7,18
муниципальные					
<b>с.Усть Хайрюзово</b>					
Потребление теплоэнергии	13,32	13,65	13,66	13,91	13,07
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	13,32	13,65	13,66	13,91	13,07
Котельные - всего, в т. ч.:	13,32	13,65	13,66	13,91	13,07
энергокомпаний	13,32	13,65	13,66	13,91	13,07
муниципальные					
<b>с.Устьевое</b>					
Потребление теплоэнергии	5,48	3,17	3,93	3,96	4,17
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	5,48	3,17	3,93	3,96	4,17
Котельные - всего, в т. ч.:	5,48	3,17	3,93	3,96	4,17
энергокомпаний	5,48	3,17	3,93	3,96	4,17
муниципальные					
<b>п.Крутогоровский</b>					
Потребление теплоэнергии	5,92	3,53	4,80	4,84	4,98
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	5,92	3,53	4,80	4,84	4,98
Котельные - всего, в т. ч.:	5,92	3,53	4,80	4,84	4,98
энергокомпаний	5,92	3,53	4,80	4,84	4,98
муниципальные					

Структура потребления тепловой энергии по муниципальным образованиям на 2019 год представлена на диаграмме 7.1.2.

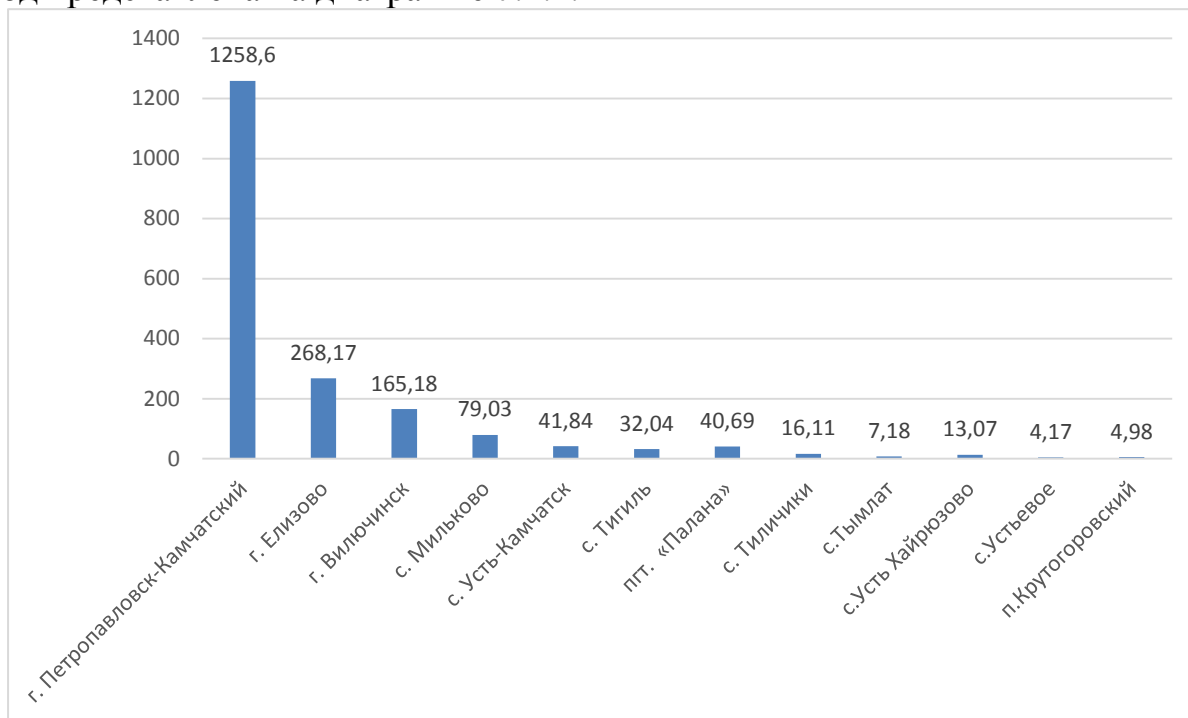


Диаграмма 7.1.2 Потребление тепловой энергии в муниципальных образованиях на 2019 год, тыс. Гкал

Потребление тепла в прочих изолированных районах составляет не более 2,5 % от общего теплоснабжения по краю.

Основным потребителем тепловой энергии в Камчатском крае является население.

Анализ отпуска тепловой энергии потребителям в территориальном разрезе показывает, что основное потребление тепловой энергии приходится на городской округ Петропавловск-Камчатский, доля которого в 2019 году составила 72 % от потребления тепла в Камчатском крае.

## 8. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Камчатском крае.

Основными потребителями тепловой энергии в Камчатском крае являются управления жилищно-коммунального хозяйства крупных населенных пунктов и объекты социального назначения, объекты рыболовства и пищевой промышленности.

Информация по основным потребителям тепловой энергии за 2019 год приведена в таблице 8.1

Таблица 8.1 - Перечень основных потребителей тепловой энергии за 2019 год

№ п/п	Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Годовой объем теплопотребления, тыс. Гкал	Источник покрытия тепловой нагрузки	Присоединенная нагрузка Гкал/ч
1.	Акционерное общество «Камчатское пиво», г. Петропавловск-Камчатский ул. Лукашевского, 13	производство пищевых продуктов	3,183	ТЭЦ-2	1,92
2.	Рыболовецкий колхоз имени В.И. Ленина, г. Петропавловск-Камчатский, ул. Космонавтов, 40	производство пищевых продуктов	3,276	Котельные ПКГО	1,77
3.	Федеральное казенное учреждение «Центр хозяйственного и сервисного обеспечения Управления Министерства внутренних дел Российской Федерации по Камчатскому краю, г.Петропавловск-Камчатский, пр. Рыбаков, 49	обеспечение безопасности государства	6,738	ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, котельные Елизовского района, котельные ПКГО	3,272
4.	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Камчатский государственный технический университет», г. Петропавловск-Камчатский, Ключевская 35	образование	3,922	ТЭЦ-2	1,893
5.	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения «Камчатская краевая больница им. А.С. Лукашевского», г. Петропавловск-Камчатский, Ленинградская 112	здравоохранение	3,506	ТЭЦ-2	1,395
6.	ФГБУ "Центральное жилищно-коммунальное управление" Министерства обороны РФ", г.П-К, Пограничная 77/1	министерство обороны	37,629	ТЭЦ-1, 2, котельные	9,135
7.	Государственное унитарное предприятие Камчатского края "Камчатстройэнергосервис", г. П-К, Лукашевского 5	оказание услуг населению	4,347	ТЭЦ-2	2,963
8.	Муниципальное унитарное предприятие Петропавловск-Камчатского городского округа "Управление механизации и автомобильного транспорта" г.П-К, Автомобилистов 1	услуги по транспортировке тепловой энергии	19,583	ТЭЦ-1, 2, котельные № 1, 3	5,545

## 9. Основные характеристики теплосетевого хозяйства Камчатского края

Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении в 2019 году составила 700,84 км. Крупными предприятиями Камчатского края, эксплуатирующими тепловые сети, являются: ПАО «Камчатскэнерго» - 353,9 км, АО «Корякэнерго» - 27,31 км, АО «Тепло Земли» – 65,78 км, АО «ЮЭСК» - 29,28 км, АО «Камчатэнергосервис» - 83,05 км, АО «Оссора» - 15,25 км, МУП «Горсети» - 15,8 км.

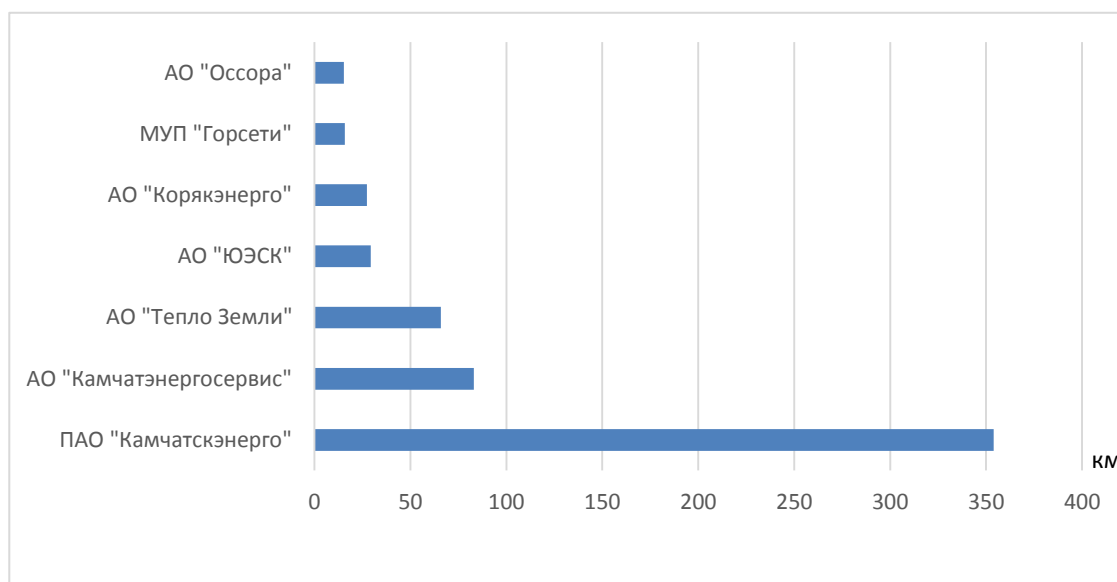


Диаграмма 9.1 Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении за 2019 год.

Кроме основных теплоснабжающих предприятий в Камчатском крае деятельность по передаче и обеспечению потребителей тепловой энергией ведут много средних и малых предприятий, на долю которых приходятся сети от 0,1 до 8 км.

Основной проблемой эксплуатации тепловых сетей населенных пунктов Камчатского края является их физический износ. В 2019 году в замене нуждались 52 % тепловых сетей от всей протяженности. Эксплуатирующие компании в 2019 году провели работы по ремонту и замене тепловых сетей, было заменено 17 км ветхих тепловых и паровых сетей.

### Состояние теплосетевого хозяйства Петропавловск-Камчатского городского округа

Существующая система водяных тепловых сетей двухтрубная и четырехтрубная (с отдельной подачей теплоты на отопление и горячее водоснабжение).

В связи с преобладанием нагрузки жилищно-коммунального сектора, регулирование отпуска тепла потребителям на отопление осуществляется по графику 95–70 °С.

Присоединение местных систем отопления, в основном, независимое, через ЦТП.

Нагрузки системы централизованного горячего водоснабжения покрываются по закрытой схеме.

Прокладка существующих теплопроводов надземная и подземная – в непроходных железобетонных каналах.

На тепломагистрале № 2 от Камчатской ТЭЦ-1 установлены две подкачивающие насосные станции (далее – ПНС), которые в настоящее время законсервированы:

– ПНС – 1 (установлено 5 насосов типа СЭ 800-55-11) – на подающем трубопроводе,

– ПНС - 2 (установлено 2 насоса 200Д-60 и 2 насоса НКУ-250-75) – на обратном трубопроводе.

На тепломагистрале № 3 от Камчатской ТЭЦ-2 установлены ПНС-3 с тремя насосами СЭ 1250-70-11 на подающем трубопроводе и ПНС-4 с четырьмя насосами СЭ 800-55-11.

Насосное оборудование указанных ПНС ПАО «Камчатскэнерго» находится в удовлетворительном состоянии.

Текущее состояние инженерных сетей является причиной повышения затрат на водо- и теплоснабжение что, в том числе, обуславливает высокий уровень затратности жилищно-коммунального хозяйства.

#### Состояние теплосетевого хозяйства г. Елизово

Существующая система водяных тепловых сетей по г. Елизово – двухтрубная, закрытая. Присоединение местных систем отопления, в основном, независимое, через водо-водяные подогреватели.

Прокладка существующих теплопроводов преимущественно надземная, на низких опорах, а также подземная – в непроходных железобетонных каналах.

Основная часть тепловых сетей находится в неудовлетворительном состоянии.

#### 10. Объем и структура топливного баланса электростанций и котельных (с учётом муниципальных котельных) на территории Камчатского края.

Топливообеспечение электростанций Камчатского края является проблемным уже многие годы из-за высокой стоимости нефтепродуктов. В центральном энергоузле в 2010-2012 годы Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 переведены с мазута на использование более дешёвого местного природного газа. При этом на текущий момент в условиях ограниченной ресурсной базы (по данным ПАО «Газпром») вопрос с привозным топливом снова становится актуальным.

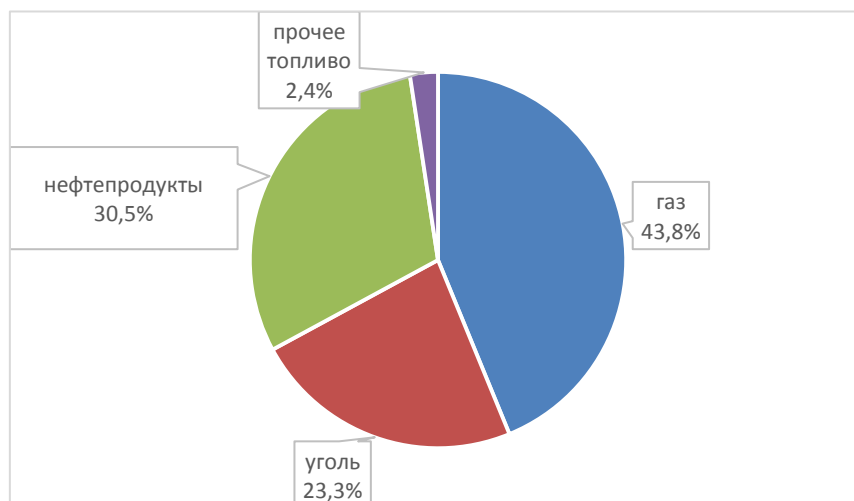
Структура потребляемого топлива электростанциями и котельными Камчатского края за 2019 год представлена в таблице 10.1 и на диаграмме 10.1.

Таблица 10.1 - Потребление топлива электростанциями и котельными Камчатского края за 2019 год, тыс. т.у.т.

№ п/п	Показатель	Всего	в том числе				
			газ	уголь	мазут	дизельное топливо	прочее топливо
	Годовой расход топлива - всего:	974,3	426,7	227,0	204,6	92,8	23,3
	%	100,0	43,8	23,3	21,0	9,5	2,4
	В т.ч.						
1	Камчатские ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго» - всего, в т. ч.:	482,0	395,62	0,00	86,34	0,00	0,0
1.1	Камчатская ТЭЦ-1	146,3	68,632		77,631		
1.2	Камчатская ТЭЦ-2	335,7	326,99		8,706		
2	ДЭС, 332 ед. - всего, в т. ч.:	73,8	2,75	0,00	0,00	71,02	0,0
2.1.1	ДЭС ПАО «Камчатскэнерго»	0,2				0,17181	
2.1.2	ДЭС (в т. ч. ГДЭС) АО «ЮЭСК»	28,8	2,8			26,0	
2.1.3	ДЭС АО «Корякэнерго»	34,3				34,3	
2.2	Прочие ДЭС,	10,5				10,5	
3	Котельные – всего, в т. ч.:	418,6	28,4	227,0	118,2	21,7	23,3
3.1	Котельные ПАО «Камчатскэнерго»	169,6	27,80	59,38	81,67	0,74	
3.2	Котельные АО «ЮЭСК»	29,5		19,3		1,5	8,6
3.3	Котельные АО «Корякэнерго»	21,5	0,6	14,4		6,5	
3.4	Котельные АО «Камчатэнергосервис»	67,4		31,3	34,8	0,2	1,1
3.5	Прочие котельные (муниципальные (районные) котельные, Ведомственные, другие)	130,6		102,6	1,7	12,8	13,5

Из приведённых данных следует, что потребление топлива электростанций и котельных Камчатского края за 2019 год составила 974,3 тыс. т.у.т.

В целом по энергосистеме Камчатского края в 2019 году в структуре топлива, потребляемого электростанциями, котельными и бойлерными, преобладает газ -



43,8 %, уголь - 23,3 %, доля нефтепродуктов: мазут – 21,0 %, дизельное топливо - 9,5 %, прочего топлива – 2,4 %.

#### Диаграмма 10.1 Структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Камчатского края в 2019 году

Для производства электрической и тепловой энергии на Камчатских ТЭЦ и котельной № 1 (ПКГО) филиала «Коммунальная энергетика» используется природный газ Кшукского и Нижне-Квакчикского месторождений. В качестве резервного топлива сохраняется топочный мазут марки М-100.

Для производства тепловой энергии на котельных филиала «Коммунальная энергетика» используется мазут марки М-100, уголь марок Д – ДГ Сибирских месторождений, дизельное топливо и дрова.

Для производства электрической и тепловой энергии на ДЭС и котельных АО «ЮЭСК» используется природный газ Соболевского месторождения, топливо дизельное «Зимнее», уголь.

Потребление топлива электростанциями и котельными АО «ЮЭСК» в 2019 году с разбивкой по энергоузлам приведено в таблице 10.2

Таблица 10.2 - Потребление топлива электростанциями и котельными АО «ЮЭСК» в 2019 году

Наименование энергоузла	газ, тыс.куб.м	дизельное топливо, т н.т.	уголь, т н.т.	дрова, т н.т.
АО «ЮЭСК», в т.ч.:	2754,215	27541,88	19334,71	5775,333
Пенжинский энергоузел		3929,315	5207,838	2413,943
Олюторский энергоузел		3204,632		
Алеутский энергоузел		822,254	3808,07	
Тигильский энергоузел		1916,237	10318,8	
Средне-Камчатский энергоузел		957,577		3361,39
Паланский энергоузел		2959,618		
Усть-Камчатский энергоузел		5168,775		
Оссорский энергоузел		2468,764		
Ключевской энергоузел		4317,491		
Козыревский энергоузел		888,394		
Соболевский энергоузел	2754,215	908,818		

В структуре использованного на электростанциях АО «ЮЭСК» в 2019 году топлива преобладают дизельное топливо и уголь.

#### 11. Единый топливно-энергетический баланс Камчатского края

Единый топливно-энергетический баланс (далее – ЕТЭБ) Камчатского края по данным Министерства ЖКХ и энергетики Камчатского края за 2018 год с отражением всех видов ресурсов и групп потребителей, выделенных на основании ОКВЭД, представлен в таблице 11.1.



Таблица 11.1 Единый топливно-энергетический баланс Камчатского края за 2018 год  
тыс. тут

Наименование строк топливно-энергетического баланса/ вида топлива	Номер строк баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и ВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	8,6	0	0	448	12	62,85	0	0	0	531,7
Ввоз	2	193,9	0	465	0		0	0	0	0	658,7
Вывоз	3	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Изменение запасов	4	-7,1	0	0	0	-0,3	0	0	0	0	-7,8
Потребление первичной энергии	5	195,4	0	464	448	12,2	62,85	0	0	0	1182,6
Статистическое расхождение	6	0,0	0	0			0				0,0
Производство электрической энергии	7	0,0	0	-99	-329	0,0	-62,85	0	226,62	0	-264,7
Производство тепловой энергии	8	-176,5	0	-310	-209	-2,7	0	0	59,90	511,09	-127,6
Теплоэлектростанции	8,1		0	-26	-179	0	0	0	11,43	236,56	43,1
Котельные	8,2	-176,5	0	-196	-30	-2,7	0	0	48,46	273,93	-83,1
Электрокотельные и тепло-утилизационные установки	8,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Преобразование топлива	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Переработка нефти	9,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Переработка газа	9,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Обогащение угля	9,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Собственные нужды	10	-0,98	0	-11	-9,232	0,0	-5,90	0	-18,47	-17,51	-63,3
Потери при передаче	11	0	0	-7	-9,232	0	0	0	-31,48	-73,29	-121,0
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	104,7	0	447	429,3	3	56,95	0	176,66	420,28	1637,7
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	2,7	0	0	9	3,2	0,97	0	2,49	8,61	27,4
Промышленность	14	24,1	0	8	265	0,7	12,48	0	48,62	74,37	433,6
Добыча полезных ископаемых	14,1	0,0	0	92	5	0,0	0,50	0	5,33	0	102,9
Обрабатывающее производство	14,2	0,2	0	4	13	0,0	1,34	0	14,18	0	33,4
ЖКХ	14,3	0,0	0	11	81	0,7	7,42	0	3,15	69,41	172,8
Прочая промышленность	14,4	0,3	0	49	29	0,1	2,91	0	25,95	6,09	112,6
Строительство	15	0,4	0	7	6	0,0	0,65	0	5,97	1,03	21,1
Транспорт и связь	16	3,3	0	16,2	14	0,1	1,52	0	6,80	7,71	49,4
Железнодорожный	16,1	0,0	0	0	0	0,0	0,00	0	0,00	0,00	0,0
Трубопроводный	16,2	0,0	0	0	2	0,0	0,22	0	2,39	0,00	4,8
Автомобильный	16,3	0,0	0	5	2	0,0	0,16	0	0,77	0,80	8,7
Прочий	16,4	3,3		12	11	0,1	1,13	0	3,64	6,91	38,3

Наименование строк топливно-энергетического баланса/ вида топлива	Номер строк баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и ВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Сфера услуг	17	8,1	0	32	7	0,3	3,12	0	8,62	22,35	81,4
Население	18	62,4	0	254	69	1,9	24,53	0	48,75	222,98	683,5
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	0,0	0	3,4	0	0,0	0	0	0	0	3,4

## 12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности Камчатского края.

Потребление электроэнергии на душу населения в Камчатском крае за период 2015-2019 годы выросло на 4,5 %. Численность постоянно проживающего населения Камчатского края по данным Росстата по Камчатскому краю с 2015 по 2019 год снизилась на 4,25 тыс. человек. Анализ динамики потребления электрической энергии на душу населения показал за этот же период прирост на 295,6 кВт\*ч/чел. Вероятной причиной увеличения потребления электроэнергии на душу населения является рост жилищного строительства. В этой связи очевидна необходимость внедрения в повседневную жизнь населения энергосберегающих технологий в домашнем хозяйстве.

Электровооруженность труда в Камчатском крае ежегодно увеличивалась за 2015-2019 годы. Абсолютный прирост электровооруженности труда в 2019 году по сравнению с 2015 годом составил 689,1 кВт\*ч на одного занятого в экономике.

Доля энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории Камчатского края, носит ровный характер. Это связано с устоявшимся балансом выработки между традиционными источниками и возобновляемыми.

Таблица 12.1 - Основные показатели энерго- и электроэффективности Камчатского края за 2015-2019 годы

Наименование показателей	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
Потребление электроэнергии на душу населения, кВт*ч/чел.	5470,4	5463,3	5539,1	5570,6	5766
Электровооруженность труда в экономике, кВт*ч на одного занятого в экономике	13624,3	14008,5	14202,8	14283,6	14784,5
Объем производства энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов), млн. кВт*ч	510,4	536,5	525,7	517,164	511,758
Доля энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии и	30,1	30,0	30,0	29,5	28,1

Наименование показателей	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
(или) вторичных энергетических ресурсов, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории края, %					

Оценка тарифа на электро- и теплоэнергию ПАО «Камчатскэнерго» без учета скрытых субсидий ПАО «Газпром» в 2020 году приведена в Приложении 4.

В Камчатском крае проводится политика сдерживания тарифов. Тарифы на электрическую и тепловую энергию по центральному энергоузлу на 2019-2020 годы для населения приведены в таблице ниже:

Тариф	Факт 2019 года	Ожидаемый 2020 год
Тариф на электрическую энергию в центральном энергоузле руб./кВт*час с НДС, население	4,68 (2 полугодие)	4,68 (2 полугодие)
Тариф на тепловую энергию ПАО «Камчатскэнерго» в Петропавловск-Камчатском городском округе, руб./Гкал с НДС, население	4400,0	3900,0

Экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию на 1 полугодие 2020 года составляют: Население – 9,82 руб./кВт\*ч без НДС, Прочие – 8,188 руб./кВт\*ч без НДС.

Тариф на электроэнергию от уже переведенных на газ Камчатских ТЭЦ (тариф генерации) составляет – 4,75 руб./кВт\*ч, без сетевой, составляющей тариф генерации Камчатских ТЭЦ на природном газе превышает общероссийский тариф в 2 раза. Одними из самых дешевых тарифов на электроэнергию по центральному энергоузлу являются тарифы от возобновляемых источников энергии: от Мутновских геотермальных электростанций - 3,42 руб./кВт\*ч, и тариф от гидрогенерации Толмачевских ГЭС - 5,47 руб./кВт\*ч, данные тарифы генерации имеют перспективу к относительному снижению в долгосрочной перспективе. Этот факт подтверждает предположение, что наиболее дешевая электроэнергия на Камчатке может быть получена от возобновляемых источников энергии.

Динамика перспективных тарифов на электрическую энергию в Центральном энергоузле показывает, что происходит его постоянный рост в соответствии с уровнем инфляции (и даже выше). Снижение экономически обоснованного тарифа до 2025 года до уровня среднероссийского при такой ситуации в этот период невозможно, нет коренных изменений в структуре генерации электроэнергии и в организационной структуре. Соответственно не сможет быть снижен уровень дотационности региона. Для достижения среднероссийских показателей необходимо внедрение таких источников энергии, которые «физически» не могут иметь тенденцию к росту тарифа (отсутствует топливная составляющая) и имеют в долгосрочной перспективе самый низкий тариф.

При существующем на сегодня тарифе на транспорт и сбыт электроэнергии - 1,846 руб./кВт\*ч по сегодняшним ценам необходимо иметь источник электроэнергии с тарифом не более - 0,75 руб./кВт\*ч. Таким источником может стать крупная

гидроэлектростанция – например Жупановская ГЭС-1, у которой затраты на эксплуатацию составят (согласно Декларации о намерениях строительства Каскада ГЭС на р. Жупанова, ОАО «Ленгидропроект» 2013 год), около 2,0 рублей, а без учета амортизационных отчислений, эксплуатационные затраты не превышают 0,4 руб/кВт\*ч. В этом случае, при бюджетном финансировании возможно достижение цели стратегии сразу после ввода ГЭС-1 в эксплуатацию.

Анализ тарифов на отпускаемую электро- и теплоэнергию в центральном энергоузле на основе экспертных заключений Региональной службы по тарифам и ценам Камчатского края на 2019 год и оценка прогнозных тарифов приведены в Приложении 5.

### 13. Основные характеристики электросетевого хозяйства Камчатского края

Электрические сети Камчатского края получили незначительное развитие по сравнению с регионами центральной части России, что обусловлено большими расстояниями между населёнными пунктами при низкой плотности населения, сложным рельефом и климатическими условиями.

В Камчатском крае отсутствует единая энергосистема и транзитные межрегиональные магистральные сети высокого напряжения.

Энергосистема Камчатского края состоит из изолированных энергоузлов, самым крупным, из которых является Центральный энергоузел.

Центральный энергоузел сформирован в южной части Камчатского края и имеет достаточную электрическую сеть для передачи электроэнергии от самых мощных в Камчатском крае источников генерирующей мощности к потребителям крупных населенных пунктов.

В Камчатском крае функционируют изолированные энергоузлы, которые не связаны между собой и с центральным энергоузлом линиями электропередачи.

Электрические сети напряжением 220 и 110 кВ получили развитие только в центральном энергоузле, в котором также действует самая протяжённая сеть 35 кВ.

В изолированных энергоузлах электрические сети 35 кВ получили незначительное развитие, что обусловлено низкой численностью населения и отсутствием крупных промышленных потребителей.

Сети 220/110/35 кВ Центрального энергоузла находятся в ведении ПАО «Камчатскэнерго».

Сети 35 кВ изолированных энергоузлов находятся в ведении АО «Южные электрические сети Камчатки», АО «Паужетская ГеоЭС» (с 20 декабря 2019 года в филиале «Возобновляемая энергетика» ПАО «Камчатскэнерго»).

#### Центральный энергоузел

В настоящее время на напряжении 220 кВ в центральном энергоузле работает одна ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача протяжённостью 80,45 км, по которой

выдаётся мощность Мутновской и Верхне-Мутновской ГеоЭС в центральный энергоузел и одна ПС 220 кВ Авача (с АТ 220/110 кВ, 63 МВА).

Проект «Строительство ВЛ-220 кВ от Мутновской ГеоЭС до ГЭС-3 каскада на реке Толмачева» рассматривался в 2016 году Филиалом ОАО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы» как один из альтернативных вариантов схемы выдачи мощности (далее – СВМ) Мутновских ГеоЭС. Согласно выводам варианты СВМ через каскад ГЭС на р. Толмачева предполагают более высокие капитальные вложения по сравнению с вариантом строительства второй линии вдоль действующей, при этом данный вариант СВМ имеет более высокую надежность. В связи с чем необходима оценка тарифных последствий, которые могут быть определены в результате разработки проектно-сметной документации.

Четыре ВЛ выполнены в габаритах 220 кВ, но работают на напряжении 110 кВ:

- ВЛ Камчатская ТЭЦ-2 – Елизово (39,3 км) и Елизово – Мильково (303,39 км), по которым мощность Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 выдаётся в центральный энергоузел;

- ВЛ Развилка - Апача (49,7 км), по которой обеспечивается выдача мощности Толмачёвских ГЭС-1, ГЭС-2, ГЭС-3 в центральный энергоузел.

- ВЛ Апача - Кавалерская (34,6 км), по которой мощность Толмачёвских ГЭС-1, ГЭС-2 и ГЭС-3 выдаётся в Усть-Большерецкий энергоузел, расположенный на юго-западном побережье полуострова.

Суммарная протяжённость ВЛ 220 кВ (в том числе в габаритах) энергосистемы составляет 507,44 км, трансформаторная мощность ПС 220 кВ – 63 МВА.

Сети 110 кВ получили развитие в основном в Петропавловске-Камчатском и представлены:

- в виде кольца, выполненного двумя одноцепными ВЛ 110 кВ на участке КСИ – Камчатская ТЭЦ-2 – Камчатская ТЭЦ-1 – Зеркальная (55+37,6 км) и одноцепной ВЛ 110 на участке Зеркальная – Дачная – КСИ (12 км);

протяжёнными радиальными ВЛ 110 кВ:

- двумя ВЛ (53,3+51,5 км) в направлении от ПС Елизово до ПС Крашенинникова (район ЗАТО г. Вилючинск);

- одной ВЛ в направлении от ПС Елизово до ПС Мильково (с. Мильково), которая является самой протяженной в центральном энергоузле (303,39 км);

- одной ВЛ 110 кВ от ПС 220/110/35/10 кВ Авача до ПС 110/10 кВ "Зеленовские озерки" и ПС 110/10 "Зеленовские озерки" (17,91 км).

Крупнейшими центрами питания Петропавловска-Камчатского являются ПС 110 кВ: Зеркальная (2х40 МВА), Дачная (2х16+25 МВА) и КСИ (2х25 и 1х40 МВА).

Всего в центральном энергоузле одна подстанция напряжением 220 кВ, 18 подстанций 110 кВ и 17 подстанций 35 кВ.

Учитывая особенности топологии электрической сети напряжением 110-220 кВ энергосистемы Камчатского края (наличие протяжённых радиальных ЛЭП) при отключении ряда ЛЭП (в умеренном и оптимистичном вариантах) на изолированную работу выделяются:

- Мутновские ГеоЭС - при отключении ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача;
- каскад Толмачевских ГЭС - при отключении ЛЭП 110 кВ Апача - Толмачевская ГЭС-3;
- ПС 110 кВ Кавалеровская - при отключении ЛЭП 110 кВ Апача - Кавалеровская;
- каскад Толмачевских ГЭС и ПС 110 кВ Кавалеровская - при отключении ЛЭП 110 кВ Развилка - Апача;
- ПС 110 кВ Мильково - при отключении ЛЭП 110 кВ Развилка - Мильково с отпайкой на ПС 110 кВ Малки;
- каскад Толмачевских ГЭС и ПС 110 кВ Кавалеровская, Апача, Развилка, Малки, Мильково - при отключении ЛЭП 110 кВ Елизово - Развилка.

Кабельные линии 35 кВ и выше в электросетевом хозяйстве Камчатского края отсутствуют.

Суммарная протяжённость линий электропередачи и трансформаторная мощность ПС (включая потребительские) центрального узла по классам напряжения на 01 января 2020 года приведены ниже в таблице 13.1.

Таблица 13.1 - Протяжённость ВЛ и трансформаторная мощность ПС центрального энергоузла по классам напряжения на 01 января 2020 года

Класс напряжения	Протяжённость ВЛ и КЛ, км (в одноцепном исполнении)	Трансформаторная мощность ПС, МВА
220 кВ	80,45	63
110 кВ (габариты 220 кВ)	426,99	-
110 кВ	344,865	765,2
35 кВ	369,16	145
0,4-6-10 кВ	896	469,77

Перечень ЛЭП напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Камчатского края

№ п/п	Название ВЛ	Количество цепей	Марка провода	Протяжённость, км	Год ввода
1	ЛЛ-201 ВЛ-220 кВ Авача- МГеоЭС-1	1	АС-240/56	80,45	1998
2	ЛЛ-102 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-2-Завойко	1	АС-150	11,05	1982
3	ЛЛ-103 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-1 -Зеркальная	1	АС-150	9,83	1977
4	ЛЛ-104 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-1-ТЭЦ-2	1	АС-150	6,86	1971
5	ЛЛ-106 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-1-Океан	1	АС-150	3,6	1966

6	Л-107 ВЛ-110 кВ Океан-Центральная	1	АС-150	3,7	1966
7	Л-108 ВЛ-110 кВ Центральная-Зеркальная	1	АС-150	3,3	1966
8	Л-109 ВЛ-110 кВ Зеркальная -Дачная	1	АС-150	4,97	1966
9	Л-111 ВЛ-110 кВ КСИ-Дачная	1	АС-150	6,96	1966
10	Л-112 ВЛ-110 кВ Тундровая	1	АС-150	25,789	1974
11	Л-113 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-2-КСИ	1	АС-150	20,146	1977
12	Л-114 ВЛ-110 кВ Горизонт	1	АС-240/56	39,3	1987
13	Л-116 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-2 - Стройка	1	АС-150/34	0,15	1985
14	Л-117 ВЛ-110 кВ КСИ-Елизово	1	АС-150	23,36	1974
15	Л-118 ВЛ-110 кВ Орбита	1	АС-150	23,88	1968
16	Л-119 ВЛ-110 кВ Елизово1-Авача1	1	АС-150	7,863	1970
17	Л-120 ВЛ-110 кВ Елизово2-Авача2	1	АС-150	7,759	1978
18	Л-121 ВЛ-110 кВ Сосновка-1	1	АС-150	29,88	1970
19	Л-122 ВЛ-110 кВ Сосновка-2	1	АС-150	29,114	1970
20	Л-123 ВЛ-110 кВ Приморская-1	1	АС-150	22,617	1980
21	Л-124 ВЛ-110 кВ Приморская-2	1	АС-150	23	1980
22	Л-126 ВЛ-110 кВ Елизово-Развилка	1	АС-240/56	94,39	1989
23	Л-127 ВЛ-110 кВ Развилка-Мильково	1	АС-240/56	209	1989
24	Л-128 ВЛ-110 кВ Развилка-Апача	1	АС 240/56	49,7	2005
25	Л-129 ВЛ-110 кВ Апача-Кавалеровская	1	АС-240/56	34,6	2000
26	Л-130 ВЛ 110 кВ Апача - Толмачевская ГЭС-3	1	АС-150	55	2000
27	ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 - Толмачевская ГЭС-2	1	АС-150	4	2011
28	Л-101 ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 - Завойко	1	АС-120	7,5	1972
	<b>ИТОГО:</b>			<b>837,76</b>	

Перечень (авто)- трансформаторов напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Камчатского края

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование	Тип трансформатора	Количество, шт	Установленная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию
1	ПС 110 кВ Дачная	T1, T2	ТДН 110/10	2	16	2007/1978
		T3	ТРДН 110/10	1	25	2009
2	ПС 110 кВ КСИ	T1, T2	ТРДН 110/10	2	25	1977/1980
		T3	ТРДН 110/10	1	40	2015
3	ПС 110 кВ Зеркальная	T1	ТРДН 110/6	1	40	2014
		T2	ТРНДЦН 110/6	1	40	1992
4	ПС 110 кВ Океан	T2	ТДТН 110/6	1	10	1987
		T1	ТДН 110/6	1	10	1974
5	ПС 110 кВ Центральная	T1	ТДН 110/6	1	10	1987
		T2	ТДН 110/6	1	10	1974
6	ПС 110 кВ Стройка	T1, T2	ТМН 110/6	2	6,3	1982
7		T1	ТДТН 110/10	1	16	1994

	ПС 110 кВ Северная	T2	ТДН 110/10	1	25	2015
8	ПС 110 кВ Советская	T1, T2	ТДТН 110/6	2	10	1977
9	ПС 110 кВ Приморская	T1	ТДТН 110/6	1	16	1986
		T2	ТДТН 110/6	1	16	1987
10	ПС 110 кВ Крашенинникова	T1, T2	ТДТН 110/6	2	25	2014
11	ПС 110 кВ Новая	T1, T2	ТДН 110/10	2	16	2018
12	ПС 110 кВ Сосновка	T1	ТМН 110/6	1	6,3	1982
		T2	ТДТН 110/35/6	1	10	1993
		T3	ТДТН 110/35/10	1	10	1973
13	ПС 110 кВ Елизово	T1, T2, T3	ТДТН 110/35/10	3	25	1978/1979/1988
14	ПС 110 кВ Малки	T1	ТМН 110/10	1	2,5	1991
15	ПС 220 кВ Авача	T2	ТДТН 110/10	1	40	1998
		T1	АТДЦТН 220/110	1	63	2002
16	ПС 110 кВ Мильково	T1, T2	ТДТН 110/35/10	2	16	1990
17	ПС 110 кВ Апача	T1	ТНДТН 110/6	1	10	2000
		T2	ТМН 110/6	1	2,5	2000
18	ПС 110 кВ Кавалеровская	T1	ТДТН 110/35/10	1	10	2000
		T2	ТДТН 110/35/10	1	16	2011
19	ПС 110 кВ Завойко	T2	ТДН 110/6	1	10	1969
		T1	ТМ 110/6	1	6,3	2007
20	ПС 110 кВ Зеленовские Озерки	T1, T2	ТМН 110/10	2	40	2018
<b>Итого 220 кВ, МВА</b>					<b>63</b>	
<b>Итого 110 кВ, МВА</b>					<b>765,2</b>	
<b>Всего, км</b>					<b>828,2</b>	

Из приведённых выше таблиц данных следует, что основная часть электрических сетей центрального энергоузла (порядка 70 %) работает на напряжении 110 кВ.

В 2018 году завершено сооружение "ВЛ 110 кВ от ПС 220/110/35/10 кВ Авача до ПС 110/10 кВ "Зеленовские озерки" со строительством ПС 110/10 "Зеленовские озерки" и кабельных линии 10 кВ.

При этом в 2016 году разработана ПСД на строительство ВЛ 110 кВ от ПС Елизово до ПС 110/6 «Чайка», ПС 110/6 «Богатыревка», ПС 110/6 «Стеллера».

В 2017 году выполнены работы по разработке ПСД и выполнению части СМР по реконструкции ПС 110/10 «КСИ».

В 2019 году выполнена реконструкция подстанции 110/10 кВ Новая с заменой трансформаторов (Т-1 и Т-2) на новые с увеличением мощности с 20 МВА до 32 МВА.

ПАО «Камчатскэнерго» не осуществляло выводы из эксплуатации линий электропередачи и подстанций классов напряжения 110/220 кВ в 2019 году.



Физическое состояние электрических сетей 35-220 кВ центрального энергоузла можно охарактеризовать как «удовлетворительное», возрастная структура ВЛ и трансформаторной мощности ПС центрального энергоузла приведена на диаграммах 13.1 и 13.2.

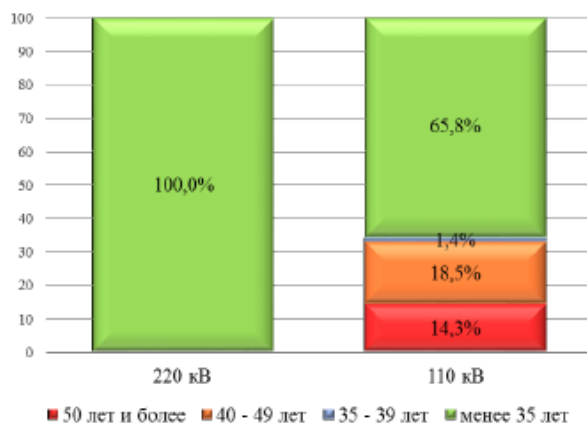


Диаграмма 13.1 Возрастная структура ВЛ 110-220 кВ центрального энергоузла

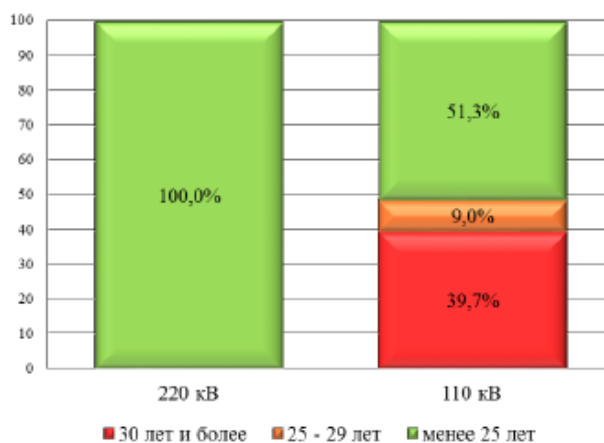


Диаграмма 13.2 Возрастная структура трансформаторной мощности ПС 35 - 220 кВ ЦЭУ

Анализ возрастной структуры электросетевых объектов показывает следующее:

- исчерпан нормативный срок службы (40 лет) 34 % ВЛ 110 кВ и 27 % ВЛ 35 кВ;
- превышают 25 лет службы 74 % трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ и 82 % трансформаторов, установленных на ПС 35 кВ, из которых более 40 лет эксплуатируются 29 % трансформаторов 110 кВ и 2 % трансформаторов 35 кВ.

Схема электрических сетей 220-110 кВ центрального энергоузла относительно надёжна.

Наличие одиночных линий за пределами Петропавловска-Камчатского на направлениях связей между энергоузлами требует резерва в узлах нагрузок.

Резервные ДЭС установлены в центрах питания, которые присоединены к сетям центрального энергоузла одноцепными, протяжёнными ВЛ:

– ДЭС-5 (4 МВт) - на ПС 35 кВ КТПБ, связанной с ПС 110/35/6 кВ Мильково двумя ВЛ 35 кВ (7 + 7 км);

– ДЭС-6 (2х1,8 МВт) - на ПС 35 кВ Усть-Большерецк.

Низкая надежность ВЛ 201 «ПС Елизово – Мутновская ГеоЭС», протяженность линии составляет 80,450 км, линия проходит в экстремальных климатических условиях – гололед, налипание мокрого снега на провода и конструкции, ветры 40 - 50 м/сек, сход снежных лавин на опоры ЛЭП 220 кВ, в результате низкая надежность ВЛ. Необходимо повышение надежности путем усовершенствования конструкции опор, установки опор на лавинобезопасные фундаменты, также необходима модернизация схемы плавки гололеда.

Данную проблему так же можно решить путем «Строительства ВЛ 220 кВ от Мутновской ГеоЭС до ГЭС-3 каскада на реке Толмачева», данный вариант СВМ через каскад ГЭС на р. Толмачева предполагает более высокие капитальные вложения по сравнению с вариантом строительства второй линии вдоль действующей, при этом данный вариант СВМ имеет более высокую надежность. Наиболее подходящий вариант строительства ВЛ необходимо выбрать после разработки технико-экономического обоснования. Факт ненадежности, существующей ВЛ 201 подтверждается аварией, произошедшей 28.12.2018 года в результате схода лавины. Так в период с 28.12.2018 года по 11.01.2019 года отпуск электроэнергии по ВЛ 201 был прекращен, а у ПАО «Камчатскэнерго» возникли убытки, связанные дополнительным расходом мазута на Камчатских ТЭЦ.

Низкая надежность ПС «Развилка», ПС «Авача». Необходима достройка ПС «Развилка» и ПС «Авача» согласно проектным схемам. Необходимо для повышения надежности получения электроснабжения от Мутновской ГеоЭС установить на ПС «Авача» второй автотрансформатор мощностью 63000 кВа.

Физический износ распределительных сетей 35 кВ Мильковского района, Усть-Большерецкого района, Елизовского района составляет более 60 %. Необходимо увеличение средств на ремонтную программу. Построить линию электропередачи 35 кВ от ПС «Начики» до ПС «Коряки».

Загрузка электрических сетей 110 - 220 кВ центрального энергоузла и уровни напряжения в зимний вечерний максимум нагрузки контрольного дня замеров 2014 года при полной схеме сети находились в допустимых пределах:

- загрузка ВЛ 110–220 кВ не превышала экономическую (при нормированной плотности тока), кроме ВЛ 110 кВ Камчатской ТЭЦ-1 – Океан и Камчатских ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2, загрузка которых превысила экономическую, но была значительно ниже длительно допустимой по нагреву;

- загрузка трансформаторов на ПС 110-220 кВ не превышает нормируемую Правилами технической эксплуатации кратковременную перегрузку в аварийных режимах (30 % в течение 2-х часов), кроме ПС 110 кВ КСИ, на которой перегрузка одного трансформатора при отключении второго (до установки третьего) превышает 30 % (без учёта мощности по выданным ТУ);

- потоки мощности в отдалённые от источников генерирующей мощности районы незначительны и составляют 6,4 МВт в район ПС Мильково и 1,9 МВт в район ПС Кавалерская - Усть-Большерецк.

Для компенсации реактивной мощности и поддержания напряжения у потребителей в нормируемых пределах в сетях центрального энергоузла установлены компенсирующие устройства напряжением 6-10 кВ:

- БСК суммарной мощностью 20,25 Мвар (на ПС 110 кВ Елизово, Авача, Приморская, Крашенинникова, Кавалерская и др.) и шунтирующий реактор - 3,3 Мвар на ПС 110 кВ Крашенинникова. Имеющихся средств компенсации реактивной мощности достаточно для поддержания нормируемых уровней напряжения у потребителей.

## Изолированные энергоузлы

Электрические сети 35 кВ получили развитие в следующих изолированных энергоузлах:

- Усть-Камчатский, Средне-Камчатский, Козыревский, Соболевский, Тигильский, Олюторский, Манильский и Пенжинский энергоузел (АО «ЮЭСК»);
- Озерновский энергоузел (АО «Паужетская ГеоЭС»).

### АО «ЮЭСК»

*Усть-Камчатский энергоузел* (мощность одновременно включаемого оборудования  $P_{\text{макс.}} = 7,637$  МВт) является крупнейшим по количеству и мощности ПС 35 кВ.

Электроснабжение энергоузла, в зону влияния которого входят населённые пункты: Усть-Камчатск и Крутоберегово, осуществляется децентрализованно от установленной в с. Усть-Камчатск ДЭС-23 (мощность установленного оборудования  $P_{\text{уст.}} = 8,4$  МВт) и ВЭС ( $P_{\text{уст.}} = 1,175$  МВт) по сетям 35 кВ.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Усть-Камчатского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. x МВА
ВЛ 35 кВ ДЭС-23 – Демби – Погодная - Крутоберегово	1973	36,08	-
ДЭС-23 (Усть-Камчатск)	1976	-	1x6,3
	1977		1x6,3
ПС 35 кВ Демби	1976	-	1x1;
	2015		1x4
ПС 35 кВ Погодная	1989	-	1x4
			1x1
ПС 35 кВ Крутоберегово	1976	-	1x4
	1980		1x1
Всего		36,08	8x27,6

Срок эксплуатации электросетевых объектов 35 кВ Усть-Камчатского энергоузла превышает нормируемый и составляет:

- ВЛ 35 кВ ДЭС-23 – Демби – Погодная - Крутоберегово - 42 года (загнивание древесины превышает нормы, требуется капитальный ремонт 8 км ВЛ);
- трансформаторов - от 26 лет на ПС Погодная до 39 лет на остальных ПС.

При этом потребуются реконструкция с заменой ВЛ 35 кВ и трансформаторов на ПС 35 кВ энергоузла в рассматриваемый период.

*Средне-Камчатский энергоузел* ( $P_{\text{макс.}} = 3,429$  МВт) сформирован на базе Быстринской мГЭС-4 ( $P_{\text{уст.}} = 1,71$  МВт) в зону влияния которого входят населённые пункты Эссо, Анавгай, Атласово, Лазо.

В энергоузле имеется резервный энергоисточник - ДЭС-14 в п. Атласово ( $P_{\text{уст.}} = 3,68$  МВт), который обеспечивает электроснабжение сёл в зимний период при нехватке воды на мГЭС-4 и в послеаварийных режимах отключения ВЛ 35 кВ.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Средне-Камчатского энергоузла составляет:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. x МВА
ВЛ 35 кВ Атласово – Быстринская мГЭС-4	1977	64,35	-
ВЛ 35 кВ Быстринская мГЭС-4 – Анавгай – Эссо	1977	23,25	-
ПС 35 кВ Атласово	1993 1996	-	1x1; 1x1,6
ПС 35 кВ Анавгай	1978 1987	-	2x1
ПС 35 кВ Эссо	1987	-	2x1
Быстринская мГЭС-4	1987	-	1x1,6
ДЭС-14 (Атласово)	1982	-	1x1
Всего		87,6	8x9,2

Срок эксплуатации электросетевых объектов 35 кВ Средне-Камчатского энергоузла не превышает нормируемого. Состояние ПС 35 кВ энергоузла можно охарактеризовать как «удовлетворительное», ВЛ 35 кВ требуют частичного ремонта.

В состав *Средне-Камчатского энергоузла* входит также изолированный Долиновский ЭУ (Р<sub>макс.</sub> = 0,177 МВт), который удалён от Средне-Камчатского энергоузла (от ПС 35 кВ Лазо) на расстояние 75 км, от центрального энергоузла (от ПС Мильково) - на расстояние 65 км. Питание потребителей Долиновского энергоузла осуществляется от ДЭС-19 (Р<sub>уст.</sub> = 0,715 МВт).

Отсутствуют сети 35 кВ в энергоузле Ключи (Р<sub>макс.</sub> = 3,1 МВт), который удалён от ближайшего Средне-Камчатского энергоузла на расстояние 130 км. Питание энергоузла Ключи осуществляется от ДЭС-22 (Р<sub>уст.</sub> = 6,2 МВт).

*Козыревский энергоузел* (Р<sub>макс.</sub> = 0,72 МВт), в зону влияния которого входят сёла Козыревск и Майское, удалён от ближайшего Средне-Камчатского энергоузла на расстояние 50 км.

Электроснабжение Козыревского энергоузла осуществляется от ДЭС-16 (Р<sub>уст.</sub> = 2,23 МВт), установленной в с. Козыревск. Потребители с. Майское питаются от ДЭС-16 (Козыревск) по ВЛ 35 кВ Козыревск - Майское.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Козыревского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. x МВА
ВЛ 35 кВ ДЭС-16 (Козыревск) – Майское	1998	27,9	-
ДЭС-16 (Козыревск)	1998	-	1x1,6
ПС 35 кВ Майское	1998	-	1x1
Всего		27,9	2x2,6

Состояние электросетевых объектов 35 кВ Козыревского энергоузла можно охарактеризовать как «удовлетворительное», срок эксплуатации не превышает нормируемого.

*Соболевский энергоузел* ( $P_{\text{макс.}} = 2,42$  МВт), в зону влияния которого входят сёла Соболево и Устьево, питается децентрализованно от расположенной в с. Соболево ГДЭС-7 ( $P_{\text{уст.}} = 4,67$  МВт).

ГДЭС-7 обеспечивает электроснабжение сёл Соболево и Устьево по ВЛ 35 кВ Соболево - Устьево.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Соболевского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. x МВА
ВЛ 35 кВ Соболево – Устьево	1979	17,3	-
ПС 35 кВ Соболево	1979	-	1x1 1x1,6
ПС 35 кВ Устьево	1979 1979	-	2x1
Всего		17,3	4x4,6

Состояние электросетевых объектов 35 кВ Соболевского энергоузла можно охарактеризовать как «удовлетворительное», срок эксплуатации ниже нормируемого. По данным АО «ЮЭСК» необходима реконструкция ВЛ 35 кВ с заменой алюминиевого провода на самонесущий изолированный провод в связи с большими ветровыми нагрузками и прохождением ВЛ вблизи Охотского моря.

*Тигильский энергоузел* ( $P_{\text{макс.}} = 1,53$  МВт) - электроснабжение осуществляется от расположенной в с. Тигиль ДЭС-11 ( $P_{\text{уст.}} = 4,8$  МВт), от которой также питается с. Седанка по ВЛ 35 кВ Тигиль-Седанка и ДЭС-29 в с. Воямполка ( $P_{\text{уст.}} = 0,3$  МВт).

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Тигильского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. x МВА
ВЛ 35 кВ ДЭС-11 (Тигиль) - Седанка	1978	35,8	-
ДЭС-11 (Тигиль)	1990	-	1x1,6
ПС 35 кВ Седанка	1990	-	1x1
Всего		35,8	2x2,6

Состояние электросетевых объектов 35 кВ Тигильского энергоузла можно охарактеризовать как «удовлетворительное», срок эксплуатации ниже нормируемого.

*Олюторский энергоузел* ( $P_{\text{макс.}} = 3,25$  МВт) - электроснабжение осуществляется от расположенной в с. Тилички ДЭС-8 ( $P_{\text{уст.}} = 6,2$  МВт), от которой также питается с. Корф по ВЛ 35 кВ Тилички – Корф.

С вводом ВЛ 35 кВ Тилички – Корф ДЭС-3 в с. Корф выведена из эксплуатации и демонтирована.

ВЛ 35 кВ Тилички – Корф эксплуатируется АО «ЮЭСК», но находится в собственности у администрации муниципального образования.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Олюторского энергоузла составляет:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. x МВА
ВЛ 35 кВ ДЭС-8 (Тиличики) - Корф	2005	24,21	-
ДЭС-8 (Тиличики)	2005	-	1x1
ПС 35 кВ Корф	2005	-	1x1
Всего		24,21	2x2

Срок эксплуатации электросетевых объектов 35 кВ Олюторского энергоузла достиг нормируемого. Состояние ВЛ 35 кВ, проходящей по тундровой части от ОРУ 35 кВ Тиличики, в целом можно охарактеризовать как «удовлетворительное». По данным АО «ЮЭСК» часть опор ВЛ на морской стороне от устья реки нуждается в срочном укреплении или замене, а часть - в переносе из перемываемых участков. Кроме того, возле комплексного распределительного устройства ПС Корф требуется выравнивание опор, которые имеют наклон более 30 %.

Манильский энергоузел (Р<sub>макс.</sub> = 1,465 МВт) - электроснабжение осуществляется децентрализованно от расположенной в с. Манилы ДЭС-4 (Р<sub>уст.</sub> = 4,32 МВт), от которой питается также с. Каменское по ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Манильского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. x МВА
ВЛ 35 кВ ДЭС-4 – ДЭС-9 (Манилы – Каменское)	1986	46	-
ПС 35 кВ ДЭС-4 (Манилы)	1986	-	1x1,6 1x0,63
ДЭС-9 (Каменское)	1986	-	2x1,6
Всего		46	4x5,43

Состояние ПС 35 кВ Манильского энергоузла удовлетворительное, срок эксплуатации не достиг 30 лет.

Состояние ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское, которая эксплуатируется 41 год, по данным АО «ЮЭСК» не отвечает требованиям надёжности. Необходима реконструкция ВЛ 35 кВ с изменением трассы прохождения (с привязкой к автомобильной дороге, так как есть трудно доступные участки) и установкой дополнительных опор, о чём более подробно изложено ниже в подразделе «узкие места». В 2016 году разработана ПСД по реконструкции ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское. Реконструкцию ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское не включили в инвест программу АО «ЮЭСК» на 5-и летний период. Вопрос поддержания работоспособного состояния решается проведением ремонтов.

#### Паужетская ГеоЭС

Озерновский энергоузел (Р<sub>макс.</sub> = 6,8 МВт) сформирован на базе первой в России и на Камчатке геотермальной Паужетской электростанции (Р<sub>уст.</sub> /Р<sub>расп.</sub> = 12/5,57 МВт).

Электроснабжение потребителей энергоузла, в зону влияния которого входят: поселки Озерновский, Шумный, Паужетка и с. Запорожье, осуществляется от

Паужетской ГеоЭС на напряжении 35 кВ по ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская (выполнена в габаритах 110 кВ), к которой присоединены ответвлениями ПС 35 кВ Ферма и Ключи.

В энергоузле имеется резервный энергоисточник - ДЭС (Руст. = 5,57 МВт) в п. Озерновский, мощности которой недостаточно для обеспечения потребности сёл в электроэнергии в осенне-зимний период в послеаварийных режимах отключения ВЛ 35 кВ.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Озерновского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт.хМВА
ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская с отп.	1965	27	-
ПС 35 кВ Ферма	1967	-	2х6,3
ПС 35 кВ Ключи	1967	-	1х1
ПС 35 кВ Озерновская	1967	-	1х0,16
Всего		27	4х13,76

Состояние электросетевых объектов 35 кВ Озерновского энергоузла – неудовлетворительное, срок эксплуатации превышает нормируемый и составляет порядка 50 лет. Требуется полная реконструкция сети с капитальным ремонтом опор, подвесной системы ВЛ 35 кВ и заменой трансформаторов на ПС 35 кВ энергоузла.

#### АО «Корякэнерго»

В эксплуатации АО «Корякэнерго» нет электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше. При этом в эксплуатации находятся сети напряжением 0,4/6/10 кВ в населенных пунктах: Усть-Хайрюзово, Ковран, Хайрюзово, Ачайваям, Таежный, Крутогоровский, Средние Пахачи, Пахачи, Вывенка, Тымлат, Тиличики общей протяженностью 123,44 км. (в том числе 10 км. сетей в п. Тиличики принятых на эксплуатацию в 2016 году).

Сводные данные по протяжённости ВЛ и трансформаторной мощности ПС по классам напряжения энергетических компаний, функционирующих на территории Камчатского края, на 31 декабря 2019 года:

Компания	Протяженность ЛЭП, км			Трансформаторная мощность ПС, МВА		
	35 кВ	110 кВ	220 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ
ПАО «Камчатскэнерго»	369,16	771,855	80,00	145	765,2	63
АО «Южные электрические сети Камчатки»	274,89	-	-	59,7	-	-
АО «Паужетская ГеоЭС»	27,00	-	-	13,76	-	-
АО «Корякэнерго»	-	-	-	-	-	-
Всего по Камчатскому краю	671,05	771,855	80,00	218,46	765,2	63



### 13.1. Анализ загрузки трансформаторов и автотрансформаторов на ПС 110 кВ и выше

С целью выявления возможных перегрузок трансформаторов и автотрансформаторов на ПС 110-220 кВ в энергосистеме Камчатского края проведён анализ загрузки подстанций на основании актуального отчётного потокораспределения в энергосистеме Камчатского края в час зимнего максимума нагрузки. Допустимый уровень загрузки трансформаторов принят равным 105 % от 1 ном. (в соответствии с Приказом Минэнерго России от 08.02.2019 №81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики» (п. 8)).

Существующая загрузка (авто)- трансформаторов на ПС 110-220 кВ представлена в таблице 13.1.1

Таблица 13.1.1 - Загрузка (авто)- трансформаторов ПС 110-220 кВ в энергосистеме

ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ	Напряжение, кВ	Тип	Этр, МВА	Энагр, МВА	S, %
Мутновская ГеоЭС	Т-1	220/110	ТРДН	40	22,6+J7,3	59,3%
	Т-2	220/110	ТРДН	40	22,6+J7,3	59,3%
Авача	АТ-1	220/110	АТДЦТН	63	44,7+J4,6	71,4%
	Т-2	110/35/10	ТДТН	40	0+J0	0,0%
Елизово	Т-1	110/35/10	ТДТН	25	15,8+J3,4	64,6%
	Т-2	110/35/10	ТДТН	25	15,8+J3,4	64,6%
	Т-3	110/35/10	ТДТН	25	15,8+J3,4	64,6%
Милюково	Т-1	110/35/10	ТДТН	16	2,6+J0,6	17,0%
	Т-2	110/35/10	ТДТН	16	2,6+J0,6	17,0%
Апача	Т-1	110/6	ТНДТН	10	Откл.	Откл.
	Т-3	110/6	ТМН	1,6	0,5+J0,1	31,4%
Кавалерская	Т-1	110/35/10	ТДТН	10	3+J0,6	30,6%
	Т-2	110/35/10	ТДТН	16	Откл.	Откл.
Сосновка	Т-1	110/6	ТМН	6,3	Откл.	Откл.
	Т-2	110/35/6	ТДТН	10	2,9+J0,6	29,4%
	Т-3	110/35/10	ТДТН	10	2,9+J0,6	29,4%
Советская	Т-1	110/35/6	ТДТН	10	3,5+J0,8	35,9%
	Т-2	110/35/6	ТДТН	10	2,9+J0,6	29,6%
Приморская	Т-1	110/35/6	ТДТН	16	2,9+J0,7	18,3%
	Т-2	110/35/6	ТДТН	16	2,9+J0,7	18,3%
Крашениникова	Т-1	110/35/6	ТДТН	25	3,9+J0,7	15,8%
	Т-2	110/35/6	ТДТН	25	3,9+J0,7	15,8%
Завойко	Т-1	110/6	ТМН	6,3	2,9+J0,6	46,9%
	Т-2	110/35/6	ТМН	10	2,9+J0,6	29,5%
Стройка	Т-1	110/6	ТМН	6,3	1,3+J0,2	20,1%
	Т-2	110/6	ТМН	6,3	1,3+J0,2	20,1%
КСИ	Т-1	110/10	ТРДН	25	9,8+J1,6	39,7%
	Т-2	110/10	ТРДН	25	9,8+J1,6	39,7%

	Т-3	110/10	ТРДН	40	15,8+J2,5	40,0%
Новая	Т-1	110/10	тдн	16	4,1+J0,8	26,1%
	Т-2	110/10	тдн	16	4,1+J0,8	26,1%
Дачная	Т-1	110/10	ТДН	16	8,2+J1,3	51,7%
	Т-2	110/10	ТДН	16	8,2+J1,3	51,7%
	Т-3	110/10	ТРДН	25	12,7+J2,1	51,3%
Зеркальная	Т-1	110/6	ТРДН	40	11,9+J2,7	30,5%
	Т-2	110/6	ТРНДЦН	40	11,9+J2,7	30,5%
Центральная	Т-1	110/6	ТДН	10	4,2+J1,1	42,9%
	Т-2	110/6	ТДН	16	4,2+J1,1	26,8%
Океан	Т-1	110/6	ТДТН	10	3,6+J0,9	37,0%
	Т-2	110/6	ТДН	10	3,6+J0,9	37,0%
Малки	Т-1	110/10	ТМН	2,5	0,3+J0,1	13,5%
Северная	Т-1	110/35/10	ТДТН	16	3,4+J0,5	21,5%

Анализ данных таблицы 13.1.1 с учётом результатов проведённых расчётов режимов работы электрической сети показал, что в настоящее время на ПС 110 - 220 кВ Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края загрузка трансформаторного оборудования в нормальной схеме не превышает допустимые значения. Максимальная загрузка зафиксирована на ПС 220 кВ Авача (загрузка АТ-1 220/110 кВ составила 71,4 %).

С целью выявления возможных перегрузок ЛЭП проведён анализ загрузки линий электропередачи напряжением 110-220 кВ в Центральном энергоузле на основании актуального отчётного потокораспределения в час зимнего максимума нагрузки 2019 года. В таблице 8.2 представлена загрузка линий электропередачи 110 - 220 кВ.

Таблица 13.1.2 - Загрузка линий электропередачи 110-220 кВ

Название ВЛ	Марка проводв	1доп, А	1расч, А	Поток мощности	1расч/1доп, %
ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 - Авача	АС-240/56	600	117	45,1-14,6j	20%
ВЛ 110 кВ Мильково - Малки	АС-240/56	600	41	5,4-7,2j	7%
ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 - Толмачевская ГЭС-2	АС-150	600	49	9-5,8j	8%
ВЛ 110 кВ Апача - Кавалеровская	АС-240/56	600	14	3-0,9j	2%
ВЛ 110 кВ Апача - Толмачевская ГЭС-3	АС-150	600	111	22,9-7,7j	18%
ВЛ 110 кВ Развилка - Малки	АС-240/56	600	44	5,7-7,8j	7%
ВЛ 110 кВ Развилка - Апача	АС-240/56	600	91	19,1 -5,4j	15%
ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 - Завойко	АС-150	587	79	4,9-16,3j	14%
ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 - ТЭЦ-2	АС-150	600	242	25,6-45,1j	40%
ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 - Зеркальная	АС-150	600	151	29,9+12,3j	25%
ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 - Океан	АС-150	600	175	35,1+13,2j	29%
ВЛ 110 кВ Завойко - ТЭЦ-2	АС-150	587	89	10,7-15,6j	15%
ВЛ 110 кВ Центральная - Океан	АС-150	600	141	27,8+11,5j	23%
ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 - Стройка	АС-150/34	581	12	2,5+0,4j	2%

ВЛ 110 кВ Зеркальная - Центральная	АС-150	600	101	19,5+9,4j	17%
ВЛ 110 кВ отп. Северная - ТЭЦ-2	АС-150	690	145	31-1,1j	21%
ВЛ 110 кВ отп. Северная - ТЭЦ-2	АС-150	690	114	24,3-0,9j	16%
ВЛ 110 кВ Северная - отп. Северная	АС-150	600	18	3,9+0,6j	3%
ВЛ 110 кВ Северная - отп. Северная	АС-150	600	23	4,8+0,7j	4%
ВЛ 110 кВ Тундровая - отп. Северная	АС-150	690	123	26,1-1,6j	18%
ВЛ 110 кВ Тундровая - отп. Северная	АС-150	690	96	20,3-1,3j	14%
ВЛ 110 кВ Дачная - Зеркальная	АС-150	600	142	25,4+16,4j	24%
ВЛ 110 кВ Кси - Тундровая	АС-150	690	123	26-1,4j	18%
ВЛ 110 кВ Кси - Тундровая	АС-150	690	123	26-1,4j	18%
ВЛ 110 кВ Кси - отп. Новая	АС-150	587	20	3,4+2,1j	3%
ВЛ 110 кВ Кси - отп. Новая	АС-150	587	21	3,8+2,1j	4%
ВЛ 110 кВ Кси - Дачная	АС-150	600	59	3,6-12,1j	10%
ВЛ 110 кВ Новая - отп. Новая	АС-150	587	18	3,8+0,8j	3%
ВЛ 110 кВ Новая - отп. Новая	АС-150	587	21	4,4+0,8j	4%
ВЛ 110 кВ Авача - Елизово	АС-150	600	105	21,2-7,1j	18%
ВЛ 110 кВ Авача - отп.Сосновка	АС-150	600	111	23,4-1,4j	18%
ВЛ 110 кВ Елизово - Развилка	АС-240/56	600	71	13,2+4,1j	12%
ВЛ 110 кВ Елизово - ТЭЦ-2	АС-240/56	600	80	16,6+2,8j	13%
ВЛ 110 кВ Елизово - отп. Новая	АС-150	587	11	0,4-2,3j	2%
ВЛ 110 кВ Елизово - отп. Новая	АС-150	587	11	0,6-2,2j	2%
ВЛ 110 кВ Авача 2СШ - Елизово	АС-150	600	16	2,4+2,2j	3%
ВЛ 110 кВ Авача 2СШ - отп.Сосновка	АС-150	600	18	2,4+2,6j	3%
ВЛ 110 кВ Сосновка - отп.Сосновка	АС-150	600	63	13,4-1,2j	11%
ВЛ 110 кВ Сосновка - отп.Сосновка	АС-150	600	38	7,6-2,4j	6%
ВЛ 110 кВ отп.Сосновка - Советская 2СШ	АС-150	587	47	10-j	8%
ВЛ 110 кВ Советская 1СШ - отп.Сосновка	АС-150	587	48	10+0,5j	8%
ВЛ 110 кВ Советская 1СШ - Отп От Вл 123	АС-150 АС- 120	484	31	6,5+0,5j	6%
ВЛ 110 кВ Советская 2СШ - Отп От Вл 124	АС-150 АС- 120	484	33	7+0,2j	7%
ВЛ 110 кВ отп. Приморская - Отп От Вл 124	АС-150 АС- 120	484	33	7+0,3j	7%
ВЛ 110 кВ отп. Приморская - Отп От Вл 123	АС-150 АС- 120	484	31	6,5+0,6j	6%
ВЛ 110 кВ Приморская - отп. Приморская	АС-150	587	18	3,7+0,6j	3%
ВЛ 110 кВ Приморская - отп. Приморская	АС-150	587	10	2+0,8j	2%
ВЛ 110 кВ Крашенинникова - отп. Приморская	АС-150	587	16	3,4-0,1j	3%
ВЛ 110 кВ Крашенинникова - отп. Приморская	АС-150	587	21	4,4-0,1j	4%

Анализ таблицы 13.1.2 показал отсутствие токовых перегрузок линий электропередачи напряжением 110-220 кВ в Центральном энергоузле в режиме зимнего максимума нагрузки 2019 года (токовая загрузка ЛЭП не превышала 40%).

### 13.2. Анализ баланса реактивной мощности

С целью определения достаточности установленных в энергосистеме средств компенсации реактивной мощности с учётом регулировочного диапазона (по реактивной мощности) генераторов электростанций энергосистемы Камчатского края для поддержания уровней напряжения в сети 110 кВ и выше в допустимом диапазоне проведена оценка баланса реактивной мощности.

Расчёты баланса реактивной мощности выполнены для характерных режимов (режим летнего минимума нагрузки 2020 года и режим зимнего максимума нагрузки 2024 года) в сети 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края для умеренного и оптимистичного вариантов развития.

Средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) в электрической сети напряжением 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края нет.

Результаты расчётов уровней напряжения энергосистемы Камчатского края представлены в таблице 13.2.1

Таблица 13.2.1 - Баланс реактивной мощности в Центральном энергоузле энергосистемы Камчатского края

№ п/п	С оставляющие баланса	Умеренный вариант		Оптимистичный вариант	
		Зимний максимум нагрузки 2024 года	Летний минимум нагрузки 2020 года	Зимний максимум нагрузки 2024 года	Летний минимум нагрузки 2020 года
Генерация					
1	Станции/УШР/СК	47	-5	58	-4
2	ЛЭП, в т.ч.	47	46	47	46
3	Внешняя сеть	0	0	0	0
4	Итого:	95	41	105	42
Нагрузка					
5	Нагрузка	63	25	70	25
6	Потери в ЛЭП, в т.ч.	8	5	10	5
7	Потери в ТР и АТ	23	12	26	12
8	ШР/БСК	0	0	0	0
9	Итого:	95	41	105	42
10	Q <sub>г</sub> min	-258	-151	-250	-151
11	Q <sub>г</sub> max	248	167	242	166
12	Регулировочный диапазон	506	318	492	317
13	Резерв (дефицит) на потребление Q	305	146	308	147
14	Резерв (дефицит) на выдачу Q	201	171	184	170

Таблица 13.2.2 - Максимальное, среднее и минимальное значения напряжения на подстанциях 110-220 кВ энергосистемы Камчатского края

Умеренный вариант. Зимний максимум нагрузки. 2024 год		
	220 кВ U <sub>max</sub> =252 кВ	110 кВ U <sub>max</sub> =126 кВ
U макс, кВ	230,1	123,4
U сред, кВ	229,1	119,0
U мин, кВ	228,1	116,2
Умеренный вариант. Летний минимум нагрузки. 2020 год		
U макс, кВ	222,7	122,0
U сред, кВ	222,4	117,4
U мин, кВ	222,1	116,1
Оптимистичный вариант. Зимний максимум нагрузки. 2024 год		
U макс, кВ	229,6	122,9
U сред, кВ	228,5	118,4
U мин, кВ	227,4	115,4
Оптимистичный вариант. Летний минимум нагрузки. 2020 год		
U макс, кВ	222,6	121,9
U сред, кВ	222,4	117,3
U мин, кВ	222,1	116,0

Как видно из результатов расчётов, представленных в таблице 13.2.1, Центральный энергоузел энергосистемы Камчатского края обладает достаточным запасом по регулированию реактивной мощности (в умеренном и в оптимистичном вариантах).

Как видно из таблицы 13.2.2, уровни напряжения на подстанциях Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края находятся в допустимых пределах.

В период 2020-2024 гг. для поддержания уровней напряжения в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Камчатского края в допустимых пределах установка дополнительных средств компенсации реактивной мощности не требуется.

#### 14. Особенности и проблемы функционирования энергосистемы на территории Камчатского края

Основными особенностями функционирования энергосистемы Камчатского края являются:

- её изолированность и децентрализация выраженная в наличии в южной части полуострова относительно крупной для Камчатского края центральной энергосистемы и большого количества энергоузлов, изолированных друг от друга и от центрального энергоузла;
- высокая себестоимость производства и поставки электрической и тепловой энергии;
- наличие в энергосистеме существенной доли возобновляемых источников энергии – ГеоЭС, малые ГЭС, ветряные электростанции;
- функционирование всех элементов энергетической системы в активной сейсмической зоне, со сложными климатическими условиями (циклоны, ветровые нагрузки, гололёдообразование);

- возможность развития генерации электроэнергии и тепла на основе высокого потенциала возобновляемых источников энергии - гидро-, геотермальной и ветроэнергии, а также наличие традиционных топливно-энергетических ресурсов – природный газ, каменный и бурый уголь, торф;

- высокая доля бытовой нагрузки в балансе потребления электрической и тепловой энергии, отсутствие промышленного производства на территории края;

- отсутствие возможности максимального использования выгодных режимов когенерации Камчатских ТЭЦ из-за дисбаланса электрической и тепловой нагрузок потребителей.

Одной из проблем функционирования энергосистемы Камчатского края является топливообеспечение электростанций. Используемые большинством источников электро- и теплоэнергии виды топлива являются привозными (мазут, уголь, дизельное топливо), что определяет их высокую стоимость. Несмотря на высокий потенциал местных ВИЭ, в Камчатском крае используется привозное топливо (мазут, дизельное топливо, уголь) для производства электроэнергии и тепла. Значительные затраты на закупку и доставку привозного топлива приводят к тому, что экономически обоснованный тариф на Камчатке превышает предельные уровни тарифов, ежегодно устанавливаемые ФСТ России. Разница между сложившимся уровнем экономически обоснованного и устанавливаемого для конечного потребителя тарифа компенсируется энергокомпаниям за счет бюджетных субсидий.

В настоящее время по мере реализации Программы Газификации Камчатского края по переводу объектов энергетики на потребление природного газа, доля привозного топлива в топливном балансе снизилась, что существенно снизило экономически обоснованный тариф 2012-2013 годов, однако не сократило в последующем темпов их роста. В настоящее время снижение потребительских тарифов на природный газ обеспечивается перекрестным внутренним субсидированием в структуре ПАО «Газпром». При этом необходимо понимать, что реализация природного газа производителям электрической и тепловой энергии на условиях глубокого дотирования со стороны структур ПАО «Газпром» создаёт не более чем иллюзию экономического прорыва, поскольку это потеря средств только в бюджете страны.

Убытки ПАО «Газпром» от деятельности на территории Камчатского края в 2014 г. составили 3,5 млрд. руб. от продажи газа ПАО «Камчатскэнерго», в 2016 и 2017 годах убытки остались в тех же пределах, так как рост тарифа на указанный период был незначительный (п. 7 Протокола совещания от 26 января 2015 г. по исполнению поручений Президента Российской Федерации от 22 сентября 2007 г. № Пр-1680 и решений совещания у Председателя Правительства Российской Федерации В.А. Зубкова от 21 сентября 2007 г. № ВЗ-П11-2Пр. в г. Петропавловске-Камчатском).

В ближайшей перспективе вопрос привозного топлива снова становится актуальным для Камчатского края и требует принятия определенных решений. Частично и временно вопрос возможно решить реализацией на территории Камчатского края инвестиционного проекта ПАО «НОВАТЭК» по строительству терминала по перевалке СПГ и подачи отпарного газа в существующую газотранспортную систему.

При этом требуются более кардинальные решения по строительству в долгосрочной перспективе объектов генерации на возобновляемых ресурсах (ГЭС на р. Жупанова, МГЭС р. Кававля, Белая, Большая Хапица, Кинкиль).

Основные проблемы энергосистемы Камчатского края обусловлены особенностями её функционирования и даны ниже:

- изолированность и удалённость Камчатской энергосистемы от объединенной энергосистемы Дальнего Востока, что определяет отсутствие возможности расширения сбыта электроэнергии за её границами;

- большая протяжённость ЛЭП, связывающих источники генерации с центрами нагрузки. Линии электропередачи выполнены в одноцепном исполнении по радиальной схеме, без резервирующих ЛЭП, что приводит к необходимости содержания резервных источников генерации на случай отключения питающих ЛЭП;

- избыточность генерирующих мощностей в энергоузлах (до 50 %);

- высокая степень физического износа основного энергооборудования (до 70 % основного энергооборудования) и его низкий технический уровень;

- нерациональная структура генерирующих мощностей, в которой преобладают неэффективные энергетические мощности для работы в базовой части графика нагрузки, недостаток маневренной мощности;

- высокая доля населения, бюджетных организаций (61 %) и незначительная доля (7 %) промышленных потребителей в общей структуре энергопотребления;

- не смотря на газификацию основных генерирующих мощностей зависимость ряда объектов региональной энергетики от дальнепривозных дорогостоящих углеводородов – мазута, дизельного топлива и угля, а также высокие транспортные тарифы по их доставке в регион продолжает существенно влиять на тариф (а в перспективе этот вопрос встанет более остро), вследствие этого - высокий уровень субсидирования энерготарифов;

- рост экологического пресса на природу изолированных энергоузлов Камчатского края от сжигания органического топлива и выделения CO<sub>2</sub> в атмосферу земли. В центральном энергоузле на Камчатских ТЭЦ (ТЭЦ-2) используется газ, который считается экологически чистым топливом по сравнению с другими видами сжигаемого органического топлива (уголь, мазут, дизельное топливо).

В Приложении 6 приведена информация о необходимости выполнения Российской Федерацией ее международных обязательств в области экологии (информация приведена по данным КГКУ «Региональный центр развития энергетики и энергосбережения»);

- незначительные объемы инвестиций в Камчатских энергокомпаниях, а также в краевом и муниципальных бюджетах для финансирования объектов энергетики, включенных в программу развития энергетики Камчатского края;

- незначительные объемы выделяемых инвестиций для продолжения работ по разработке месторождений природного газа, угля и объектов возобновляемой энергетики.

#### 14.1. Топливообеспечение электростанций

Для снижения топливной составляющей в тарифах на электрическую и тепловую энергию в Камчатском крае реализованы проекты, предусмотренные Программой газификации Камчатского края, которая разрабатывалась в 2009-2013 годах, по использованию природного газа местных месторождений в качестве топлива для электростанций и котельных. Положительным эффектом завершения первой части программы и реализация природного газа производителям электрической и тепловой энергии по цене значительно ниже цены привозного мазута явилось ощутимое снижение нагрузки на краевой бюджет по статьям субсидирования разницы между экономически обоснованными тарифами и отпускными сниженными тарифами потребителей. Цена природного газа для потребителей ПАО «Камчатскэнерго» ниже себестоимости за счет внутреннего субсидирования в структуре ПАО «Газпром».

В перспективе до конца 2016 года планировалась газификация основных котельных Центрального энергоузла, котельных Елизовского р-на и г. Вилючинск. Однако, в связи со снижением объема годовой добычи газа ~ на 40 % от ранее запланированного, фактически переведены на газ несколько котельных в г. Елизово и Елизовском муниципальном районе, для продолжения газификации объектов, предусмотренных Программой, требуется увеличение объемов добычи.

В 2015 году АО «Газпром промгаз» выполнило работу по актуализации Генеральной схемы газоснабжения и газификации Камчатского края с учетом годовой добычи газа на уровне 420 млн. м<sup>3</sup> в год. В этой схеме уточнен и снижен перечень перспективных объектов, переводимых на газовое топливо. При этом согласно уточненным планам ПАО «Газпром» планируемая поставка газа на 2019-2020 годы конечным потребителям Камчатского края составляет: 395,62 млн. м<sup>3</sup> в год – 2019 год, 360 млн. м<sup>3</sup> в год – 2020 год, с резким снижением с 2023 года и выходу на 143 млн. м<sup>3</sup> к 2030 году. В схеме уточнен и снижен перечень перспективных объектов, переводимых на газовое топливо под 420 млн. м<sup>3</sup> (Приложение 7).

Недопоставка газа в последующие периоды после ввода объектов будет компенсироваться резервным топливом Камчатских ТЭЦ или будет принято решение о корректировке Генеральной схемы.

Фактическое потребление за 2019 год составило 395,62 млн. м<sup>3</sup>. Учитывая, высокую стоимость дальнепривозных углеводородов (мазута, дизельного топлива и угля), разработка местных месторождений угля, расположенных в Корякском округе (Паланское, Гореловское, Корфское и др.) и находящихся в непосредственной близости к местам их использования, является более экономически обоснованной, так как снижает финансовые затраты на доставку топлива, зависимость от сезонности поставок угля к потребителю и имеет мультипликативный эффект для развития северных территорий Камчатского края, принося дополнительные налоговые поступления в краевой бюджет и частично решая проблему занятости местного населения. Важно отметить, что эффективность использования местных углей зависит от применяемых технологий по сжиганию низкокалорийных углей.

Малоэкономичная работа Камчатской ТЭЦ-1 в связи с недогрузкой по электроэнергии из-за избыточности энергосистемы.



Кроме того, отпуск тепла от отборов турбин Камчатских ТЭЦ ограничен уровнем выработки электроэнергии. При увеличении выработки станций, улучшились бы показатели удельного расхода условного топлива на производство электроэнергии и тепла, а также снизились бы затраты на содержание оборудования в расчёте на единицу отпускаемой энергии. Одним из возможных вариантов увеличения выработки электроэнергии Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 является присоединение к центральному энергоузлу новых потребителей и изолированных энергоузлов, что в свою очередь потребует значительных затрат в развитие электросетевого хозяйства.

#### 14.2. Состояние энергетического оборудования.

Одна из проблем энергосистемы – старение и высокая степень физического износа основного энергетического оборудования. Часть энергетического оборудования введена в эксплуатацию более 40 лет назад, в настоящее время устарела и выведена в консервацию, что снижает надежность энергосистемы.

Основное турбинное оборудование на Камчатской ТЭЦ - 2 достигнет паркового ресурса в 2020-2022 годы.

На сегодняшний день оборудование Паужетской ГеоЭС отработало более 40 лет. Техническое состояние части турбинного парка оборудования Паужетской ГеоЭС приближается к состоянию невозстанавливаемого физического износа и достигнет паркового ресурса в 2020 году.

В настоящее время, кроме проводимых плановых мероприятий по продлению паркового ресурса основного оборудования станции планируется осуществление ряда мероприятий по реконструкции в рамках разработанной программы реконструкции и развития Озерновского энергетического узла.

Высокий тариф на электрическую и тепловую энергию одна из основных социально-экономических проблем Камчатского края, что не позволяет предприятиям снизить затраты на производство продукции и оказывает негативное влияние на конкурентоспособность камчатских товаров и благосостояние населения.

Судостроение и судоремонт, практически «ушли» с Камчатки, рыбодобывающие предприятия меняют юрисдикцию, уходят в другие порты; береговая рыбопереработка не рентабельна: рыба вывозится из районов промысла, минуя камчатские порты, налоги «уходят» в бюджеты других регионов и стран.

Выделяются следующие факторы, негативно влияющие на стоимость электрической и тепловой энергии:

- высокая стоимость топлива из-за удалённости и ограниченной транспортной доступности Камчатского края как для доставки грузов из других регионов России или из-за рубежа, так и при их транспортировке по территории самого края. Отсутствует железнодорожное, автомобильное и трубопроводное сообщение Камчатского края с районами производства топлива;
- энергопотребление ограничено потреблением внутреннего рынка;
- наличие избыточности генерирующих мощностей (50 %) в центральном энергоузле и изолированных энергоузлах требует дополнительных издержек;

- высокая степень физического износа основного энергооборудования Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2;

- недостаточное использование потенциала возобновляемых источников энергии, гидро- и геотермальной энергии, с самыми низкими показателями себестоимости при отсутствии топливной составляющей в производстве электро и тепло энергии.

Приоритетными задачами на перспективу, позволяющими снизить себестоимость производимой электроэнергии, являются:

- реализация проектов перевода производства электрической энергии на дешёвый в себестоимости кВт\*ч электроэнергии от ГЭС, производства тепла – от геотермальных источников Земли;

- поэтапное замещение на электростанциях генерирующего оборудования, выработавшего парковый ресурс, с последующим техническим перевооружением на современное оборудование с высоким коэффициентом преобразования первичной энергии.

В декабре 2016 г. Президент РФ утвердил поправки в закон «Об электроэнергетике» (ФЗ от 28.12.2016 № 508-ФЗ), в соответствии с которым тарифы для промышленных потребителей на Дальнем Востоке были снижены с 01 июля 2017 года до среднероссийского уровня за счет надбавки к цене на мощность в I и II ценовых зонах. Надбавка к стоимости электроэнергии для первой и второй ценовых зон (европейская часть РФ и Сибирь), за счет которой удалось добиться снижения.

В Камчатском крае установлен тариф на I полугодие 2020 года – 4,75 руб./кВт, II полугодие 2020 года – 5,73 руб./кВт.

Введение в законодательство изменений, обязывающих потребителей платить за поставленные энергоресурсы непосредственно поставщику в обход ТСЖ и управляющих компаний, позволило снизить объем неплатежей в период 2017-2019 годы.

Отсутствие подтвержденных источников финансирования для ПАО «Камчатскэнерго» является острым вопросом для планов развития районов центрального энергоузла Камчатского края, что делает невозможным корректное планирование инвестиций, направленных на строительство инфраструктуры для перспективных площадок.

Высокий экономически обоснованный тариф производства энергии определяет необходимость направления большого объема бюджетных средств на компенсацию оплаты электро- и теплоэнергии населения и бюджетных организаций, составляющих значительную долю потребления, что приводит к значительному снижению участия краевого бюджета в инвестиционной деятельности топливно-энергетического комплекса Камчатского края.

Отсутствие источников финансирования развития энергетики Камчатского края со стороны федеральных инвестиционных программ определяет перенос этого финансового бремени на экономически обоснованный тариф, что в свою очередь в условиях государственного регулирования отпускных цен приводит к их компенсации средствами дотаций из федерального бюджета в краевой бюджет. Таким образом, обе схемы обеспечиваются одним и тем же источником, однако в

применяемом варианте отсутствует возможность привлечения значительных средств для выполнения целенаправленного субсидирования требуемых в настоящее время мероприятий по развитию энергетики.

Отсутствие инвестиций в развитие топливно-энергетической базы Камчатского края становится тормозом в дальнейшем развитии региональной энергетики (финансирование проектов гидроэнергетики, геотермальных месторождений, природного газа и угля).

Необходимо разрабатывать схемы и варианты финансирования проектирования и строительства с использованием государственного, банковского, частного капитала, венчурные и акционерные варианты в проектах, направленных на производство дешевой по себестоимости электроэнергии от ГЭС, использование тепла Земли для теплоснабжения, использование потенциала малых рек, ветра, других возобновляемых источников энергии и местных ресурсов в изолированных энергоузлах для снижения влияния стоимости топлива на тарифы.

#### 14.3. Особенности и проблемы генерирующих источников электрической энергии и электрических сетей 35 кВ и выше энергоузлов Камчатского края.

##### Центральный энергоузел

Центральный энергоузел обеспечен высокой степенью надежности работы энергосистемы из-за избытка электрической мощности. Однако:

1. Не отвечают в полной мере требованиям надёжности схемы выдачи мощности:

1) Мутновской ГеоЭС по одноцепной ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача, трасса которой проходит в экстремальных климатических условиях (сильные ветровые нагрузки, гололедообразование, мощный снежный покров, лавины). Частые отключения этой ВЛ, а также отключения единственного АТ 220/110 кВ 63 МВА на ПС Авача, приводят к «запиранию» мощности МГеоЭС, себестоимость производства электроэнергии на которой самая низкая в центральном энергоузле.

Неблагоприятными факторами, снижающими надёжность схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС по одной цепи ВЛ 220 кВ являются:

- подверженность ВЛ воздействию лавинных снежных масс по маршруту следования в районе примыкания и пересечения с лавиноопасными участками. Применяемые технические сооружения, усиливающие прочность металлических конструкций опор ВЛ, а также проектные решения по оптимизации расстановки опор ВЛ не исключают разрушающее воздействие лавин, которые приводят к полному или частичному разрушению опор и как следствие к длительному восстановительному ремонту;

- проблемы с осмотрами, своевременным техобслуживанием и ремонтом ВЛ 220 кВ, связанные с расположением в местности, где в течении 9-10 месяцев на высокогорных участках лежит устойчивый снежный покров толщиной от 4,0 до 10,0 м и во время циклонов скорость ветра нередко превышает 40 м/с.

Отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС - Авача приводят к следующим проблемам:

1. ПАО «Камчатскэнерго» несет убытки, связанные с пережогом топливной составляющей в целях обеспечения горячего резерва мощности на Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ - 2;

2. При ухудшении погодных условий приходится менять режим работы и состав основного оборудования Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 для резервирования генерирующих геотермальных мощностей на случай отключения ВЛ-220 МГеоЭС-Авача.

3. Убытки из-за недовыработки электроэнергии, так как Мутновские ГеоЭС ежегодно недовырабатывают порядка 8-10 млн. кВт\*ч по следующим причинам:

- аварийных отключений ВЛ 220 кВ - 107 тыс. кВт\*ч;
- плавков гололеда - 4000 тыс. кВт\*ч.;
- внеплановых выводов в ремонт ВЛ - 2900 тыс. кВт\*ч.

4. Порядка 21,25 млн. кВт\*ч по причине ежегодного вывода ВЛ в плановый ремонт (в период с августа по сентябрь сроком на 15 суток) в связи с ограниченной возможностью их проведения из-за сезонной доступности ВЛ 220 кВ. По этой же причине АО «Геотерм» (с 2019 года входит в состав филиала «Возобновляемая энергетика» ПАО «Камчатскэнерго») выводит в ремонт (или в резерв) всю свою генерацию вне зависимости от целесообразности его проведения.

Для повышения надежности схемы выдачи мощности от Мутновских ГеоЭС и исключения горячего резерва в центральном энергоузле на покрытие мощности МГеоЭС ПАО «Камчатскэнерго» предлагается строительство ВЛ 220 кВ «МГеоЭС – Толмачевские ГЭС – ПС Апача» и установка 2-го АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на ПС Авача.

АО «НТЦ ФСК ЕЭС» при разработке Схемы и программы развития электроэнергетики Камчатского края на 2016-2020 годы рассмотрены возможные варианты повышения надёжности схемы выдачи мощности Мутновской ГеоЭС, в том числе с сооружением второй, отходящей от Мутновской ГеоЭС ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Толмачевские ГЭС – ПС Апача. Техничко-экономические характеристики вариантов, результаты электрических расчётов и расчётов эффективности сооружения электросетевых объектов, требуемых для осуществления этих вариантов, приведены в Приложении 8.

Как отмечено выше, на Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 имеется резерв генерирующей мощности, который обеспечивает покрытие максимума нагрузки центрального энергоузла при отключении ВЛ 220 кВ МГеоЭС - Авача. В отчётном 2019 году максимум нагрузки центрального энергоузла составил 259 МВт, потребность с учётом резерва (80 МВт) – 339 МВт, располагаемая мощность Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 – 364 МВт.

Выполненные расчёты показали, что при сложившейся ситуации в ЦЭУ с избытком генерирующей мощности, которая сохраняется на рассматриваемую в настоящей работе перспективу до 2024 года, эффективность сооружения второй ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-Толмачевские ГЭС для выдачи мощности Мутновских ГеоЭС не обеспечивается.

При рассмотрении вопроса сооружения второй ВЛ 220 кВ от МГеоЭС и второго АТ на ПС Авача следует учитывать развитие энергоисточников центрального энергоузла, в том числе с учётом модернизации Камчатских ТЭЦ и (или) перевода

генерации на возобновляемые источники энергии, а также возможного ввода новых генерирующих мощностей Мутновского месторождения парогидротерм.

2) Толмачёвских ГЭС-1,2,3 по одноцепной ВЛ 110 кВ Толмачёвские ГЭС – Апача – Развилка – Елизово, отключение одного из участков которой приводит к «запиранию» мощности Толмачёвских ГЭС-1,2,3.

Схема выдачи мощности Толмачёвских ГЭС-1, ГЭС-2 и ГЭС-3, мощность которых выдаётся в центральном энергоузле (на ПС Елизово) по одноцепной ВЛ 110 кВ Толмачёвские ГЭС-1, 2, 3 – Апача – Развилка – Елизово (180 км) недостаточно надёжна.

При отключении одного из участков ВЛ 110 кВ Толмачёвские ГЭС – Апача (34,6 км), Апача – Развилка (49,7 км) или Развилка - Елизово (93,8 км) мощность Толмачёвских ГЭС –1,2,3 - «заперта».

Слабым звеном в схеме выдачи мощности Толмачёвских ГЭС является головной участок ВЛ 110 кВ Толмачёвская ГЭС-3 – Апача, который выполнен проводом АС-150, в то время как следующий участок ВЛ 110 кВ Апача – Развилка – Елизово, по которому выдаётся мощность ГЭС, выполнен в габаритах 220 кВ проводом АС-240.

На Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, как отмечено выше, имеется резерв генерирующей мощности, достаточный для обеспечения покрытия максимума нагрузки центрального энергоузла при отключении ВЛ 110 кВ, по которой выдаётся мощность Толмачёвских ГЭС-1, 2, 3.

Надёжность схемы выдачи мощности Толмачёвских ГЭС-1, 2, 3 может быть повышена при усилении схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС по варианту, предусматривающему сооружение ВЛ 220 кВ «МГеоЭС – Толмачёвские ГЭС – ПС «Апача» (с усилением на участке Толмачёвская ГЭС-3 – Апача).

2. Наличие одиночных ВЛ за пределами Петропавловска-Камчатского на направлениях связей между энергоузлами требует резерва в узлах нагрузок. Резервные ДЭС установлены в центрах питания, которые присоединены к сетям центрального энергоузла одноцепными, протяжёнными ВЛ:

1) ДЭС-5 (4,86 МВт) - на ПС 35 кВ КТПБ, связанной с ПС 110/35/6 кВ Мильково двумя ВЛ 35 кВ (7 + 7 км);

2) ДЭС-6 (2х1,8 МВт) - на ПС 35 кВ Усть-Большерецк.

3. Не отвечает требованиям надёжности схема подключения ПС 35 кВ Шапочка и Начики к сетям центрального энергоузла по одноцепной ВЛ 35 кВ Коряки – Начики с отп. на ПС Шапочка. Для обеспечения требуемой степени надёжности электроснабжения потребителей 2-ой категории, питающихся от ПС Шапочка и Начики, необходимо сооружение второй ВЛ 35 кВ на этом направлении.

4. Ненадёжно в условиях Камчатки работают отделители и короткозамыкатели 110 кВ, установленные на ПС 110 кВ Океан, Сосновка, Приморская, Завойко, Стройка, которые требуется заменить на выключатели.

5. Особенностью функционирования электрических сетей ЦЭУ является необходимость борьбы с гололёдом на ВЛ электропередачи зимой, а иногда осенью и весной для предотвращения тяжёлых аварийных ситуаций. В ЦЭУ основным методом защиты ВЛ от гололёда является профилактический прогрев проводов

токами нагрузки, а резервным - плавка гололёда переменным и постоянным током, для обеспечения которых в сетях центрального энергоузла установлено специальное оборудование.

### Изолированные энергоузлы

1. Не отвечает требованиям надёжности схема внешнего электроснабжения Озерновского энергоузла по следующим причинам:

1) неудовлетворительное состояние исчерпавших нормативный срок эксплуатации и не отвечающих условиям безопасности и надёжности электросетевых объектов потребителей 10/0,4 кВ, присоединённых к ПС 35 кВ Ферма, Ключи, Озерновская;

2) производство плановых и аварийных ремонтов на ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская в условиях дефицита генерирующей мощности резервной ДЭС в п. Озерновский, которые приводят к существенным ограничениям. В таких случаях, особенно в осенне-зимний период, существующая система электрического теплоснабжения посёлков с максимумом потребления 3,5 МВт определяет критическую ситуацию электроснабжения в бытовой и социальной сферах.

2. Недостаточно надёжно электроснабжение следующих энергоузлов:

1) Озерновского энергоузла, поскольку генерирующая мощность данного энергоузла ( $P_{\text{макс.}} = 7$  МВт) представлена Паужетской ГеоЭС (Руст./Расп.-12/6,4 МВт), расположенной в п. Паужетка, и резервной ДЭС (Руст.=1,57 МВт), установленной на площадке ПС Озерная в п. Озерновский.

Основные характерные особенности и «узкие места» Озерновского энергоузла, влияющие на состояние и режимы работы энергоузла:

- Паужетская геотермальная станция спроектирована и введена в эксплуатацию в 1966 году как опытный пилотный проект геотермальной энергетики с соответствующим периоду постройки основным и вспомогательным оборудованием и системами, которые на данный момент выработали свой технический ресурс;

- Паужетская ГеоЭС за 50-ти летний период эксплуатации в экстремальных климатических условиях дважды реконструировалась с изменением состава генерирующего оборудования, на текущий момент не отвечает основным требованиям по обеспечению надёжности энергоснабжения, устарела и имеет предельный износ большей части основных фондов;

- при установленной мощности генерирующего оборудования 12 МВт, располагаемая (пиковая) мощность составляет 6,4 МВт, в соответствии с фактическим паровым ресурсом;

- в связи с ограничениями по пару невозможен режим параллельной работы турбогенераторов, как наиболее безопасный по условиям прохождения нештатных ситуаций в энергосистеме;

- неустойчивость режимов работы генерирующего оборудования при характерных для изолированных узлов резких изменений нагрузки и входных параметров рабочего тела (поставляемый паровой ресурс);

- работа непроектных турбоагрегатов, с разными номинальными параметрами рабочего тела, длительное отсутствие работ по модернизации и реконструкции основного оборудования и систем электростанции;

- не достаточно установленной мощности резервной ДЭС для покрытия потребности энергоузла в период сезонных максимумов нагрузки при аварийном или ремонтном отключении ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская или при остановке Паужетской ГеоЭС;

- исчерпан нормативный срок службы электросетевых объектов – ПС 35 кВ и ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская, по которым осуществляется электроснабжение потребителей энергоузла.

Для устранения «узкого места», связанного с дефицитом мощности резервной ДЭС в п. Озерновский, требуется увеличение мощности ДЭС с 1,57 МВт до 4,0 МВт, данное мероприятие включено в «Инвестиционную программу общества на 2017-2019 годы» (далее – Программа) по статье «реконструкция». Требующиеся инвестиции оцениваются в 118,136 млн. рублей, при этом Программой утверждено на период 88,602 млн. рублей, мероприятие планируется дофинансировать в 2020 году.

Кроме того, для поддержания в удовлетворительном состоянии действующих ПС и ВЛ 35 кВ энергоузла, требуется своевременно осуществлять их реконструкцию.

На сегодняшний момент финансирование на реконструкцию и развитие Озерновского энергоузла ограничено из-за дефицита финансовых средств. Предлагается рассмотреть вопрос о внесении в отпускной тариф инвестиционную составляющую, а полученные средства направить на развитие и модернизацию оборудования Паужетской ГеоЭС.

2) Манильского энергоузла, электроснабжение которого осуществляется от ДЭС-4 в с. Манилы по ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское.

Неудовлетворительное физическое состояние ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское, по которой питается с. Каменское, приводит к периодическому отключению ВЛ и потребителей с. Каменское от электроснабжения:

- расстояние между опорами ВЛ 35 кВ Манилы - Каменское составляет 150 - 250 метров, что больше допустимых для условий Крайнего Севера 90 метров;

- загнивание опор составляет 60 %;

- провисание провода в некоторых пролетах между опорами не соответствует требованиям правил устройства электроустановок и правил технической эксплуатации и превышает допустимые нормы на 1,5-3 метра.

Для повышения надёжности схемы внешнего электроснабжения Манильского энергоузла и устранения «узкого места» на ВЛ 35 кВ Манилы-Каменское необходима установка дополнительной анкерной опоры между опорами №№ 199-200 и дополнительных промежуточных опор.

В 2016 году АО «ЮЭСК» разработало проектно-сметную документацию по реконструкции ВЛ 35 кВ Манилы-Каменское. При этом на перспективу до 2020 года источники финансирования работ не определены.

Кроме того, в Манильском энергоузле возможно строительство мГЭС на р. Белой (по данным проектно-изыскательского института АО «Ленгидропроект»),

эффективность которого будет рассмотрена на следующих этапах выполнения работы или малой приливной электростанцией (мощностью 10 МВт) вблизи п. Манилы.

3) Олюторского энергоузла, электроснабжение которого осуществляется по электросетевым объектам 35 кВ, имеющим неудовлетворительное физическое состояние:

- срок эксплуатации ВЛ 35 кВ ДЭС-8 (Тилички) – Корф, ПС 35 кВ ДЭС-8 (Тилички) и Корф достиг нормируемого;

- часть опор ВЛ нуждается в срочном укреплении или замене, а часть - в переносе из перемыкаемых участков;

- требуется выравнивание опор возле комплексного распределительного устройства ПС Корф, которые имеют наклон более 30 %.

4) Соболевского энергоузла, электроснабжение которого осуществляется по электросетевым объектам 35 кВ, требующим реконструкцию, поскольку ВЛ 35 кВ Соболево – Устьевое, проходящая вблизи Охотского моря, подвергается большим ветровым нагрузкам необходима её реконструкция с заменой алюминистрального провода на самонесущий изолированный провод;

5) Тигильский ЭР (Линия 35 кВ в собственности АО «ЮЭСК»):

на сегодняшний день подрядной организацией «КМК-87» отремонтирован участок 18 км от ДЭС-11 с. Тигиль, оставшаяся часть линии (до Седанки) запланирована до 2022 года;

6) Средне-Камчатский ЭР (Линия 35 кВ в собственности АО «ЮЭСК»): требуется частичный ремонт линии;

7) Усть-Камчатский ЭР (Линия 35 кВ в собственности АО «ЮЭСК»):

Л-352 наблюдается загнивание древесины выше нормы, требуется капитальный ремонт участка линии протяженностью 8 км.

## 15. Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Камчатского края на 2020-2024 годы

### Прогноз потребления электроэнергии

Прогнозная динамика спроса на электроэнергию по энергосистеме Камчатского края определяется перспективами социально-экономического развития региона.

В рамках прогноза социально-экономического развития рассматриваются два сценария перспективного социально-экономического развития региона - консервативный и базовый.

Консервативный сценарий прогноза предусматривает реализацию следующих рисков снижения темпов развития экономики:

- сохранение действия финансовых и экономических санкций в отношении российской экономики, а также ответных мер на протяжении всего прогнозного периода;

- постепенное замедление темпов мирового экономического роста;



- сохранение неблагоприятных демографических тенденций;
- сокращение инвестиционных программ ведущих компаний Камчатского края, отсрочка реализации инвестиционных намерений на территории региона;
- сокращение объёмов и перенос сроков планового финансирования инфраструктурных проектов, реализуемых за счёт средств федерального бюджета;
- снижение мировых цен на драгоценные металлы.

Базовым сценарием прогноза предусмотрена реализация приоритетных национальных проектов и программ посредством формирования и исполнения мероприятий соответствующих региональных проектов. Продолжится практика формирования благоприятного инвестиционного климата, стимулирования экономического роста и модернизации производства.

Основные показатели прогноза социально-экономического развития представлены в таблице 15.1

Таблица 15.1 - Основные показатели Прогноза социально-экономического развития Камчатского края

Показатели	Прогноз				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<b>Консервативный сценарий</b>					
Индекс физического объёма ВРП, %	101,1	101,3	102,1	102,1	102,2
Индекс промышленного производства, %, в т.ч.:	100,4	100,5	100,7	100,9	101,1
Добыча полезных ископаемых, %	95,5	99,8	97,0	101,8	100,4
Обрабатывающие производства, %	101,1	100,6	101,3	100,8	101,3
Индекс производства продукции сельского хозяйства, %	102,5	98,0	101,0	103,3	101,2
Индекс физического объёма работ, выполненных по виду деятельности "Строительство", %	93,3	96,3	100,6	95,9	100,2
Ввод в действие жилых домов, тыс. кв.м	51,0	54,0	56,0	59,0	62,0
Индекс физического объёма оборота розничной торговли, %	101,7	101,8	102	102,2	102,3
Индекс физического объёма платных услуг населению, %	102,1	100,8	101,0	100,8	101,8
Индекс физического объёма инвестиций в основной капитал, %	96,3	94,9	99,1	98,7	99,2
Реальные располагаемые денежные доходы населения, %	101,0	101,0	101,5	101,5	101,6
<b>Базовый сценарий</b>					
Индекс физического объёма ВРП, %	102,8	102,8	103,4	103,4	103,7
Индекс промышленного производства, %, в т.ч.:	101,7	101,8	102,0	102,5	102,7
Добыча полезных ископаемых, %	103,8	101,0	97,7	104,4	103,6
Обрабатывающие производства, %	101,5	102,0	102,8	102,2	102,6
Индекс производства продукции сельского хозяйства, %	104,4	106,7	105,6	102,5	101,4
Индекс физического объёма работ, выполненных по виду деятельности "Строительство", %	180,6	110,4	114,4	98,6	59,3
Ввод в действие жилых домов, тыс. кв.м	83,0	79,0	88,0	94,0	101,0

Индекс физического объёма оборота розничной торговли, %	102,2	102,3	102,4	102,4	102,5
Индекс физического объёма платных услуг населению, %	103,8	102,7	103,6	103,8	104,0
Индекс физического объёма инвестиций в основной капитал, %	101,0	100,8	101,0	141,8	106,4
Реальные располагаемые денежные доходы населения, %	101,0	101,5	101,6	101,6	101,7

По консервативному сценарию прогноза перспективные темпы годового прироста ВРП оцениваются в объёме 1,1 % - 2,2 %, промышленного производства - 0,4 % - 1,1 %.

По базовому сценарию прогнозные темпы годового прироста ВРП оцениваются в объёме 2,8 - 3,7 %, промышленного производства - 1,7 % - 2,7 %.

В соответствии с рассмотренными сценариями социально-экономического развития Камчатского края, разработаны два варианта прогноза спроса на электроэнергию - умеренный и оптимистичный.

Умеренный вариант соответствует консервативному сценарию развития экономики. Прогнозная динамика электропотребления в рамках умеренного варианта в целом соответствует фактическому тренду спроса на электроэнергию за 2015-2019 годы.

Умеренный вариант прогноза сформирован с учётом информации о заявках и договорах на технологическое присоединение.

Оптимистичный вариант прогноза спроса на электроэнергию соответствует базовому сценарию прогноза социально-экономического развития Камчатского края.

По оптимистичному сценарию прогноза предполагается более активное развитие проектов в рамках ТОСЭР «Камчатка».

ТОСЭР «Камчатка» территориально создана на нескольких основных площадках в Петропавловско-Камчатской и Елизовской агломерациях: «Морской порт» (портовая и туристская специализации), «Аэропорт» (туризм), «Паратунка» (туризм), «Юг» (портовопромышленная специализация), «Зеленовские озёрки» (туризм и сельское хозяйство), «Центр» (туризм и промышленность), «ВитязьАэро» (туризм), «Нагорный» (сельское хозяйство).

В рамках туристско-рекреационной части ТОСЭР предполагается создание современных курортных зон «Паратунка» и «Зеленовские озёрки», а также реализация других инвестиционных проектов.

Целью создания площадки «Паратунка» является формирование современной высокоэффективной туристской инфраструктуры для повышения конкурентоспособности туристского рынка Камчатского края и условий для ускоренного развития туризма в регионе посредством расширения спектра и повышения качества услуг, оказываемых российским и иностранным туристам. Проект представляет собой ряд инвестиционных площадок с обеспечением инженерно-технической инфраструктурой, создаваемой за счёт федерального бюджета и бюджета Камчатского края.

Спроектированный туристско-рекреационный кластер «Зеленовские озёрки»

территориально расположен в Раздольненском сельском поселении Елизовского района. Площадка создаётся на базе известного месторождения термальных вод. Реализация проектов потенциальных резидентов планируется на 11 инвестиционных площадках общей площадью 127,26 га, в том числе: реконструкция существующей водолечебницы «Зеленовские озёрки»; строительство баз отдыха и туристических гостиниц уровня 3 и 4 звезды более чем на 600 мест; строительство Термального парка; строительство туристско-информационного центра; строительство лечебно-оздоровительного Бальнеологического санатория на 250 мест.

Оптимистичный сценарий прогноза электропотребления предполагает более активную инвестиционную деятельность со стороны резидентов ТОСЭР, значительное увеличение туристического потока в регион, реализацию проектов в производственной сфере.

Площадки ТОСЭР расположены в пределах Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края.

Прогноз спроса на электроэнергию по Центральному энергоузлу энергосистемы Камчатского края представлен в таблице 15.2.

Таблица 15.2 - Прогноз спроса на электроэнергию по Центральному энергоузлу

	Факт	Прогноз					Ср.год. прирост за 2020-2024 гг., %
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
Умеренный вариант							
ЦЭУ, млн.кВт.ч	1531	1546	1562	1577	1592	1608	
годовой прирост, %	2,61	0,98	1,03	0,96	0,95	1,01	0,99
Оптимистичный вариант							
ЦЭУ, млн.кВт.ч	1531	1571	1617	1663	1712	1768	
годовой прирост, %	2,61	2,61	2,93	2,84	2,95	3,27	2,92

В соответствии с умеренным вариантом спрос на электроэнергию по Центральному энергоузлу увеличится на 5,0 % до 1608 млн. кВт.ч при среднегодовых темпах прироста 0,99 %.

По оптимистичному сценарию электропотребление по Центральному энергоузлу оценивается к 2024 году на уровне 1768 млн. кВт.ч, что на 15,5 % выше уровня 2019 года. Среднегодовые темпы прироста оцениваются на уровне 2,92 %.

Прогнозная динамика спроса на электроэнергию (в графическом виде) представлена на графике 15.1

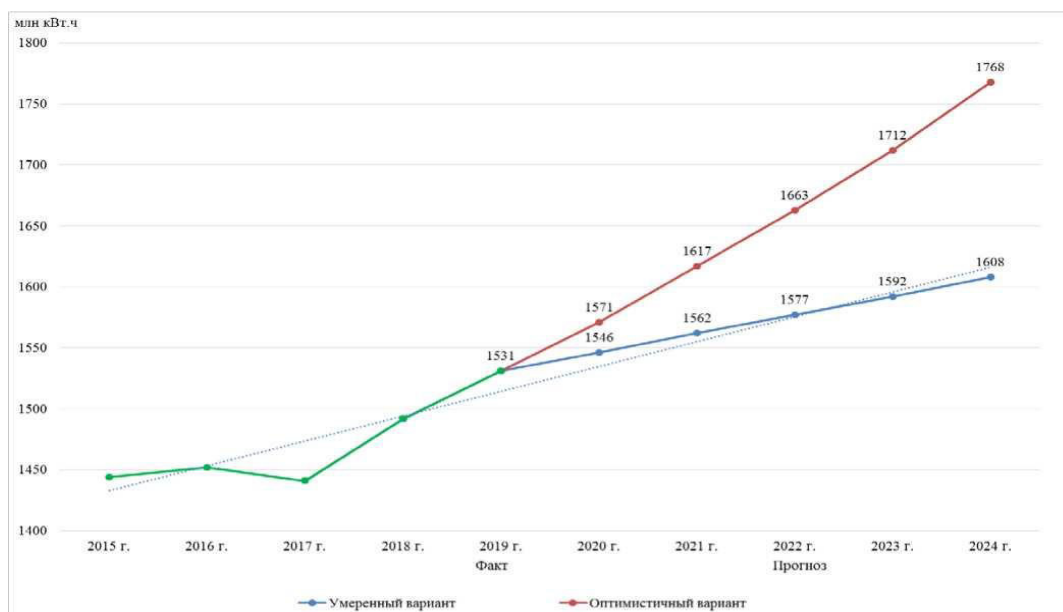


График 15.1 Прогнозная динамика спроса на электроэнергию по Центральному энергоузлу

Пунктирной линией на рисунке показан линейный тренд на основе отчетной динамики электропотребления за 2015-2019 годы.

В таблице 15.3 представлен перечень крупных перспективных потребителей Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в соответствии с заявками и договорами на технологическое присоединение.

Таблица 15.3 - Перечень перспективных потребителей Центрального энергоузла с заявленной мощностью 670 кВт и выше (Приложение 9).

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположения объекта присоединения (адрес)	Максимальная заявленная мощность (без учёта ранее присоединённой), МВт
1	Подстанция 110/6 кВ «Чайка» (планируемая к строительству); -Подстанция 110/6 кВ «Богатыревка» (планируемая к строительству); -Подстанция 110/6 кВ «Стеллера» (планируемая к строительству)	г. Вилючинск	42,824
2	Туристический кластер	Елизовский район, п. Паратунка	7,100

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположения объекта присоединения (адрес)	Максимальная заявленная мощность (без учёта ранее присоединённой), МВт
3	"ВРУ-0,4 кВ" для подключения объекта "Перекачивающие и подкачивающие насосные станции: ЦНС ВП (Верхняя Паратунка), ЦНС Т-2 (п. Термальный), ЦНС П (с. Паратунка), КНС (скважина Э-1), КНС (скважина Э-2), КНС (скважина ГК-22), КНС (скважина ГК-44)	Елизовский район, с. Паратунка, п. Термальный, Верхне-Паратунское месторождение термальных вод	0,832
4	Горнолыжный комплекс Эдельвейс	г. Петропавловск-Камчатский, ул. Стрелковая, ул. Боевая	2,124
5	"КНС № 15"	г. Петропавловск - Камчатский, ул. Ак. Курчатова, д. 1	1,071
6	Здание гостиницы по улице Ленинградская (реконструкция объекта незавершённого строительства)	г. Петропавловск - Камчатский, ул. Ленинградская	2,360
7	ТП-141, проектируемая ТП-10/0,4 кВ	Елизовский район, п. Паратунка, ДОЛ им. Ю.А. Гагарина	1,092
8	Проектируемая ТП-10/0,4 кВ	Елизовский район, п. Нагорный, тер. Свинокомплекса №1	2,440
9	Комплекс причальных сооружений	г. Петропавловск - Камчатский, ул. Чавычная	1,448
10	Распределительные сети Октябрьского РЭС	Усть-Большерецкий район, п. Октябрьский	2,225
11	Комплекс Камчатской краевой больницы	16 км федеральной трассы Петропавловск-Камчатский-аэропорт	6,013
12	ЭПУ №7	площадка "Зеленовские озерки" Елизовского района	8,418
13	ЭПУ №1, №2, №3, №4, №5, №6, №8		5,530
14	Объекты резидентов III этап (ЭПУ №1, ЭПУ №2, ЭПУ №3)	площадка "Зеленовские озерки" Елизовского района	4,903

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположения объекта присоединения (адрес)	Максимальная заявленная мощность (без учёта ранее присоединённой), МВт
15	Объект резидента ООО "Морской Стандарт - Бункер" площадка "Центр"	г. Петропавловск - Камчатский	1,500
16	Здание международного аэропорта	г. Елизово	10,000
17	Распределительные сети Октябрьского РЭС	Усть-Большерецкий р-н, п. Октябрьский	1,045
18	Распределительные сети Октябрьского РЭС	Усть-Большерецкий район, п. Октябрьский	2,480
19	Индустриальный парк «Нагорный»	Индустриальный парк «Нагорный» Елизовский район, п. Нагорный (кадастровый	1,292
20	Производственно-техническая база	Елизовский район, п. Крутобереговый (кадастровый номер земельного участка: 41:05:0101083:69)	4,000
21	Промпарк «Дальний»	г. Петропавловск - Камчатский	10,000
	Итого		118,697

Среди наиболее крупных перспективных потребителей - инвестиционные проекты в рамках ТОСЭР «Камчатка» (площадки «Зеленовские озерки», «Паратунка», промышленный парк «Дальний»), объекты Минобороны.

С учётом характера вида деятельности перспективных потребителей, значимых изменений в структуре потребления электроэнергии в Центральном энергоузле не ожидается.

Прогноз спроса на электроэнергию по изолированным узлам энергосистемы Камчатского края представлен в таблице 15.4.

Таблица 15.4 - Прогноз электропотребления по изолированным узлам энергосистемы Камчатского края, млн.кВт.ч

Энергоузел	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Средне-Камчатский	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Озерновский (Усть-Большерецкий муниципальный район)	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2
Алеутский	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Усть-Камчатский	22,8	31,9	40,3	43,7	49,0
Ключевской (Усть-Камчатский муниципальный район)	18,1	19,8	19,8	19,8	20,9

Энергоузел	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Козыревский (Усть-Камчатский муниципальный район)	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Соболевский	12,4	14,3	18,1	19,5	19,5
Паланский (Тигильский муниципальный район)	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Тигильский	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Оссорский (Карагинский муниципальный район)	9,8	12,3	12,3	13,5	13,5
Олюторский	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
Манильский (Пенжинский национальный район)	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Пенжинский	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4

Наиболее значительные приросты электропотребления прогнозируются в Усть-Камчатском и Соболевском энергоузлах.

### 15.1. Прогноз максимальных электрических нагрузок

Основные показатели перспективных режимов электропотребления Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края на период 2020-2024 годов сформированы на основе прогноза электропотребления по Центральному энергоузлу энергосистемы Камчатского края с учётом коэффициентов совмещения в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06.05.2014 № 250.

В таблице 15.1.1 представлены основные показатели перспективных режимов электропотребления по Центральному энергорайону энергосистемы Камчатского края.

Таблица 15.1.1 - Основные показатели перспективных режимов электропотребления Центрального энергорайона энергосистемы Камчатского края

	Факт	Прогноз				
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<b>Умеренный вариант</b>						
Электропотребление, млн.кВт.ч	1531	1546	1562	1577	1592	1608
Максимальная электрическая нагрузка, МВт	259	262	264	267	269	272
Число часов использования максимальной электрической нагрузки, час/год	5911	5901	5917	5906	5918	5912
<b>Оптимистичный вариант</b>						
Электропотребление, млн.кВт.ч	1531	1571	1617	1663	1712	1768
Максимальная электрическая нагрузка, МВт	259	267	274	283	291	300
Число часов использования максимальной электрической нагрузки, час/год	5911	5884	5901	5876	5883	5893

По умеренному варианту прогноза показатель максимальной электрической нагрузки по Центральному энергоузлу Камчатского края к 2024 году оценивается на уровне 272 МВт, что соответствует росту максимума нагрузки на 5,0 % по сравнению с 2019 годом. Суммарный прирост нагрузки за прогнозный период составит около 13 МВт.

В соответствии с оптимистичным сценарием прогноза, максимум электрической нагрузки по Центральному энергоузлу к 2024 года оценивается на уровне 300 МВт (рост на 41 МВт или 15,8 % к показателю 2019 года).

В таблице 15.1.2 представлен прогноз максимума электрической нагрузки по изолированным энергоузлам энергосистемы Камчатского края.

Таблица 15.1.2 - Прогноз максимума электрической нагрузки по изолированным энергоузлам энергосистемы Камчатского края, МВт

Энергоузел	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Средне-Камчатский	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Озерновский (Усть-Большерецкий муниципальный район)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Алеутский	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Усть-Камчатский	6,8	9,5	12,0	13,0	14,6
Ключевской (Усть-Камчатский муниципальный район)	3,2	3,5	3,5	3,5	3,7
Козыревский (Усть-Камчатский муниципальный район)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Соболевский	2,6	3,0	3,8	4,1	4,1
Паланский (Тигильский муниципальный район)	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Тигильский	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Оссорский (Карагинский муниципальный район)	1,6	2	2	2,2	2,2
Олюторский	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Манильский (Пенжинский муниципальный район)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3
Пенжинский	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

Относительно высокие приросты максимума электрической нагрузки ожидаются в Усть-Камчатском и Соболевском энергоузлах.

## 16. Перспективные балансы мощности и электрической энергии

Балансы мощности и электроэнергии Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края сформированы для умеренного и оптимистичного вариантов в соответствии с прогнозируемым уровнем спроса на мощность и электроэнергию и принятым развитием генерирующих мощностей. Перспективная потребность в мощности определяется прогнозируемым максимумом нагрузки и резервом мощности, принятым равным величине мощности наиболее крупного энергоблока (80 МВт).

Баланс мощности для центрального энергоузла на период 2020-2024 годы представлен в Приложении 10.

Баланс мощности Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края для умеренного варианта приведён в таблице 16.1, баланс электроэнергии - в таблице 16.2.



Таблица 16.1 - Баланс мощности Центрального энергоузла Камчатского края до 2024 года. Умеренный вариант

	Ед. измер.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<b>СПРОС</b>						
Собственный максимум	МВт	262	264	267	269	272
Число часов использования	час	5901	5917	5906	5918	5912
Резерв мощности	МВт	80	80	80	80	80
Резерв в % к максимуму	%	30,5	30,3	30,0	29,7	29,4
СПРОС на мощность	МВт	342	344	347	349	352
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
Установленная мощность на конец года	МВт	483,2	485,2	485,2	485,2	485,2
ГЭС (Каскад Толмачевских ГЭС)	МВт	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС	МВт	375,8	377,8	377,8	377,8	377,8
из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0
Камчатская ТЭЦ-2	МВт	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
ДЭС	МВт	11,8	13,8	13,8	13,8	13,8
ГеоЭС (Мутновская и В.Мутновская)	МВт	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0
Ограничения мощности на максимум	МВт	12,6	12,6	12,6	12,6	9,6
из них: ГЭС	МВт	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
ТЭС	МВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГеоЭС	МВт	9,0	9,0	9,0	9,0	6,0
Вводы мощности после прохождения	МВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность на конец года	МВт	470,6	472,6	472,6	472,6	475,6
ГЭС (Каскад Толмачевских ГЭС)	МВт	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8
ТЭС	МВт	375,8	377,8	377,8	377,8	377,8
из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0
Камчатская ТЭЦ-2	МВт	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
ДЭС	МВт	11,8	13,8	13,8	13,8	13,8
ГеоЭС (Мутновская и В.Мутновская)	МВт	53,0	53,0	53,0	53,0	56,0
ПОКРЫТИЕ спроса	МВт	470,6	472,6	472,6	472,6	475,6
Избыток(+)/Дефицит(-)	МВт	128,6	128,6	125,6	123,6	123,6

Таблица 16.2 - Баланс электроэнергии Центрального энергоузла Камчатского края до 2024 года. Умеренный вариант

	Ед. измер.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1546	1562	1577	1592	1608
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>	млн.кВт.ч	1546	1562	1577	1592	1608
<b>ПРОИЗВОДСТВО</b> электрической	млн.кВт.ч	1546	1562	1577	1592	1608
ГЭС (Каскад Толмачевских ГЭС)	млн.кВт.ч	68,9	68,8	68,3	68,3	68,3
ТЭС	млн.кВт.ч	1092	1087	1093	1081	1080
из них: Камчатская ТЭЦ-1	млн.кВт.ч	278,2	247,5	212,6	200,9	200,2
Камчатская ТЭЦ-2	млн.кВт.ч	814,0	840,0	880,0	880,0	880,0
ДЭС	млн.кВт.ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ГеоЭС (Мутновская и В.Мутновская)	млн.кВт.ч	385,0	405,8	416,1	442,8	459,5
Установленная мощность- всего	МВт	483,2	485,2	485,2	485,2	485,2
ГЭС	МВт	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС	МВт	375,8	377,8	377,8	377,8	377,8
ГеоЭС	МВт	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0
Число часов использования установленной мощности	час/год					
ТЭС	час/год	2906	2878	2892	2861	2859

	Ед. измер.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
из них: Камчатская ТЭЦ-1	час/год	1364	1213	1042	985	982
Камчатская ТЭЦ-2	час/год	5088	5250	5500	5500	5500
ГеоЭС	час/год	6209	6545	6711	7142	7411
Избыток (+)/Дефицит (-)	млн.кВт.ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

В умеренном варианте балансы мощности и электроэнергии Центрального энергоузла складываются удовлетворительно, электростанции обеспечивают потребность в мощности и электроэнергии в рассматриваемый перспективный период до 2024 года.

Баланс мощности Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края для оптимистичного варианта приведён в таблице 16.3, баланс электроэнергии - в таблице 16.4.

Таблица 16.3 - Баланс мощности Центрального энергоузла Камчатского края до 2024 года. Оптимистичный вариант

	Ед.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<b>СПРОС</b>						
Собственный максимум	МВт	267	274	283	291	300
Число часов использования максимума	час	5884	5901	5876	5883	5893
Резерв мощности	МВт	80	80	80	80	80
Резерв в % к максимуму	%	30,0	29,2	28,3	27,5	26,7
СПРОС на мощность	МВт	347	354	363	371	380
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
Установленная мощность на конец года	МВт	483,2	485,2	485,2	485,2	485,2
ГЭС (Каскад Толмачевских ГЭС)	МВт	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС	МВт	375,8	377,8	377,8	377,8	377,8
из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0
Камчатская ТЭЦ-2	МВт	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
ДЭС	МВт	11,8	13,8	13,8	13,8	13,8
ГеоЭС (Мутновская и В.Мутновская)	МВт	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0
Ограничения мощности на максимум	МВт	12,6	12,6	12,6	12,6	9,6
из них: ГЭС	МВт	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
ТЭС	МВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГеоЭС	МВт	9,0	9,0	9,0	9,0	6,0
Вводы мощности после прохождения	МВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность на конец года	МВт	470,6	472,6	472,6	472,6	475,6
ГЭС (Каскад Толмачевских ГЭС)	МВт	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8
ТЭС	МВт	375,8	377,8	377,8	377,8	377,8
из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0
Камчатская ТЭЦ-2	МВт	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
ДЭС	МВт	11,8	13,8	13,8	13,8	13,8
ГеоЭС (Мутновская и В.Мутновская)	МВт	53,0	53,0	53,0	53,0	56,0
ПОКРЫТИЕ спроса	МВт	470,6	472,6	472,6	472,6	475,6
Избыток(+)/Дефицит(-)	МВт	123,6	118,6	109,6	101,6	95,6

Таблица 16.4 - Баланс электроэнергии Центрального энергоузла Камчатского края до 2024 года. Оптимистичный вариант

	Ед.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии	млн.кВт.	1571	1617	1663	1712	1768
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>	млн.кВт.	1571	1617	1663	1712	1768
<b>ПРОИЗВОДСТВО</b> электрической	млн.кВт.	1571	1617	1663	1712	1768
ГЭС (Каскад Толмачевских ГЭС)	млн.кВт.	68,9	68,8	68,3	68,3	68,3
ТЭС	млн.кВт.	1117	1142	1179	1201	1240
из них: Камчатская ТЭЦ-1	млн.кВт.	303,2	302,5	298,6	320,9	360,2
Камчатская ТЭЦ-2	млн.кВт.	814,0	840,0	880,0	880,0	880,0
ДЭС	млн.кВт.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ГеоЭС (Мутновская и В.Мутновская)	млн.кВт.	385,0	405,8	416,1	442,8	459,5
Установленная мощность- всего	МВт	483,2	485,2	485,2	485,2	485,2
ГЭС	МВт	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС	МВт	375,8	377,8	377,8	377,8	377,8
ГеоЭС	МВт	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0
Число часов использования установленной мощности	час/год					
ТЭС	час/год	2973	3024	3120	3179	3283
из них: Камчатская ТЭЦ-1	час/год	1486	1483	1464	1573	1766
Камчатская ТЭЦ-2	час/год	5088	5250	5500	5500	5500
ГеоЭС	час/год	6209	6545	6711	7142	7411
Избыток (+)/Дефицит (-)	млн.кВт.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

В оптимистичном варианте балансы мощности и электроэнергии Центрального энергоузла складываются удовлетворительно, электростанции обеспечивают потребность в мощности и электроэнергии в рассматриваемый перспективный период до 2024 года.

Балансы мощности и электроэнергии по изолированным энергоузлам приведены в таблице 16.5.

Таблица 16.5 - Балансы мощности и электроэнергии изолированных энергоузлов в период до 2024 года.

	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<b>Средне-Камчатский энергоузел</b>					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	10	10	10	10	10
Собственный максимум нагрузки, МВт	2	2	2	2	2
Располагаемая мощность, МВт	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	10	10	10	10	10
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49
<b>Озерновский энергоузел</b>					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2
Собственный максимум нагрузки, МВт	6	6	6	6	6
Располагаемая мощность, МВт	9,30	9,30	9,30	9,30	9,30
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
<b>Алеутский энергоузел</b>					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7

	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Собственный максимум нагрузки, МВт	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Располагаемая мощность*, МВт	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Усть-Камчатский энергоузел					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	22,8	31,9	40,3	43,7	49
Собственный максимум нагрузки, МВт	6,8	9,5	12	13	14,6
Располагаемая мощность*, МВт	7,56	15,3	15,3	15,3	15,3
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	22,8	31,9	40,3	43,7	49
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	0,76	5,8	3,3	2,3	0,7
Ключевской энергоузел					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	18,1	19,8	19,8	19,8	20,9
Собственный максимум нагрузки, МВт	3,2	3,5	3,5	3,5	3,7
Располагаемая мощность, МВт	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	18,1	19,8	19,8	19,8	20,9
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	2,38	2,08	2,08	2,08	1,88
Козыревский энергоузел					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Собственный максимум нагрузки, МВт	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Располагаемая мощность, МВт	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
Соболевский энергоузел					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	12,4	14,3	18,1	19,5	19,5
Собственный максимум нагрузки, МВт	2,6	3	3,8	4,1	4,1
Располагаемая мощность, МВт	4,29	4,29	5,06	5,83	5,83
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	12,4	14,3	18,1	19,5	19,5
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	1,69	1,29	1,26	1,73	1,73
Паланский энергоузел					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Собственный максимум нагрузки, МВт	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Располагаемая мощность, МВт	6,14	6,41	6,77	6,95	7,13
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	4,04	4,31	4,67	4,85	5,03
Тигильский энергоузел					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Собственный максимум нагрузки, МВт	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Располагаемая мощность, МВт	4,59	4,59	4,59	4,77	4,95
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	3,09	3,09	3,09	3,27	3,45
Оссорский энергоузел					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	9,8	12,3	12,3	13,5	13,5

	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Собственный максимум нагрузки, МВт	1,6	2	2	2,2	2,2
Располагаемая мощность, МВт	4,14	4,14	4,05	4,14	4,14
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	9,8	12,3	12,3	13,5	13,5
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	2,54	2,14	2,05	1,94	1,94
<b>Олюторский энергоузел</b>					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	13	13	13	13	13
Собственный максимум нагрузки, МВт	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Располагаемая мощность, МВт	10,58	10,58	10,58	10,58	10,58
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	13	13	13	13	13
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	7,08	7,08	7,08	7,08	7,08
<b>Манильский энергоузел</b>					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Собственный максимум нагрузки, МВт	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3
Располагаемая мощность, МВт	4,51	4,51	4,58	4,58	4,58
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	3,31	3,31	3,38	3,38	3,28
<b>Пенжинский энергоузел</b>					
Потребление электроэнергии, млн.кВт.ч	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Собственный максимум нагрузки, МВт	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Располагаемая мощность, МВт	2,44	2,44	2,44	2,70	2,70
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Дефицит (-) / Избыток (+), МВт	1,34	1,34	1,34	1,60	1,60

С учётом принятого развития генерирующих мощностей в изолированных энергоузлах балансы мощности и электроэнергии в период до 2024 года складываются удовлетворительно.

Баланс электроэнергии центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за 2019-2024 годы представлен в Приложении 11.

## 17. Основные направления развития электроэнергетики Камчатского края на 2020-2024 год

### Цели и задачи развития электроэнергетики Камчатского края

Стратегией развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года, утвержденной распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561 - РП, определены следующие основные цели развития электроэнергетики Камчатского края:

1) надежное и устойчивое снабжение электрической и тепловой энергией отраслей экономики, социальной сферы и населения края, обеспечение растущего спроса на энергию;

2) повышение эффективности производства и передачи электрической и тепловой энергии, с целью максимально возможного снижения сложившегося высокого уровня тарифов на электрическую энергию в энергоузлах Камчатского края в рассматриваемый период;

3) частичный перевод производства электрической и тепловой энергии на возобновляемые источники энергии с поэтапным выводом генерирующего оборудования, работающего на органическом топливе.

Исходя из вышеназванных целей генеральной линией развития энергетики Камчатского края необходимо считать сбалансированное развитие производства электрической и тепловой энергии на основе возобновляемых источников энергии с поэтапным выводом генерирующего оборудования, работающего на органическом топливе. В связи с чем в период до 2025 года посредством использования возможностей краевого бюджета и открытия специальных федеральных программ по развитию энергетики Дальнего Востока на основе ВИЭ выполнить следующие мероприятия:

- комплекс проектных работ по строительству каскада Жупановских ГЭС и схемы выдачи электрической мощности;

- разработка проекта строительства второй очереди Мутновской ГеоЭС установленной мощностью 50 МВт (25+25);

- проведение сравнительной оценки возможности использования теплового потенциала сбросного сепарата Мутновских ГеоЭС для нужд теплоснабжения Петропавловска-Камчатского, Елизово и Вилючинска с целесообразностью строительства энергоустановки на вторичном паре мощностью 13 МВт;

- восстановление энергетического потенциала Паужетского месторождения паро-гидротерм до 8 МВт за счёт бурения двух промысловых скважин;

- реконструкция системы сбора, подготовки и транспортировки пара Паужетского месторождения парогидротерм;

- продолжение работ по возможности перевода теплоснабжения и горячего водоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа на теплоснабжение от геотермального тепла Авачинской группы вулканов. Данный проект вошел в федеральную программу геологоразведочных работ на 2015-2016 годы как: «Оценка теплоэнергетического потенциала Авачинской геотермальной площади (Камчатский край)», Заказчик Дальнедра, подрядчик АО «Росгеология», Государственный контракт от 04 августа 2016 года № 4/2016. Начало работ III квартал 2016 года, окончание IV квартал 2018 года. В 2019 году была произведена переоценка геотермального потенциала, которая составляет 302 МВт тепловой мощности;

- выполнение предпроектных, проектных работ и поиск инвестиций для реализации перевода генерации электрической и тепловой энергии в локальных энергоузлах на возобновляемые (гидро, геотермальные и ветро) источники энергии для замещения генерации на органическом топливе. В том числе строительство мГЭС на р. Кававля (в 2016 году выполнена предпроектная работа «Декларация о намерениях строительства Малой ГЭС на р. Кававля, приток р. Быстрая. Быстринского района Камчатского края»), мГЭС на р. Кинкиль (с 2014 года АО «ЮЭСК» ведется работа по обоснованию инвестиций применения объектов ВИЭ для реконструкции системы электроснабжения объектов г.о. «п. Палана» и с. Лесная). Необходимо провести предпроектную проработку возможности строительства мГЭС на р. Белая, мГЭС на р. Большая Хапица и мГЭС на р. Кинкиль, малой ПЭС «Манилы», выполнить декларации о намерениях;

- создание единого энергоузла в Усть-Камчатском муниципальном районе путем объединения в одну сеть малых ГЭС на р. Кававля, р. Белая и р. Большая Хапица.

Основной задачей развития электроэнергетики является обеспечение надёжного, устойчивого и эффективного функционирования энергосистемы Камчатского края на рассматриваемую перспективу.

Предложения по основным направлениям развития электрической сети напряжением 110 кВ (с учётом сети 35 кВ) центрального энергоузла Камчатского края в период 2020-2024 годов сформированы на основании расчётов электрических режимов, выполненных в настоящей работе для оптимистичного варианта электропотребления.

Развитие электрической сети 220 кВ не предусматривается ни в базовом, ни в оптимистичных вариантах электропотребления в рассматриваемый период.

Карта-схема электрических сетей 35-220 кВ энергоузлов Камчатского края существующих и намечаемых к вводу до 2020 года приведена в Приложении 12.

Развитие электросетевых объектов напряжением 110 кВ (и 35 кВ) в центральном энергоузле на период 2020-2024 год определяется решением следующих основных задач:

- повышение надёжности функционирования энергосистемы;
- осуществление реконструкции и тех перевооружения устаревших, электросетевых объектов 110 кВ, состояние которых не отвечает современным нормативным требованиям по надёжности электроснабжения потребителей;
- обеспечение электроснабжения (присоединения к системе централизованного энергоснабжения) новых потребителей.

При составлении программы развития электрических сетей 110 кВ центрального энергоузла и 35 кВ изолированных энергоузлов учтены:

- инвестиционная программа и перспективные планы развития ПАО «Камчатскэнерго» на 2020 – 2024 годы;
- инвестиционные программы АО «ЮЭСК» на 2020-2024 годы (проект);
- «Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2019-2023 годы», утверждённая Распоряжением Правительства Камчатского края № 555-Р от 30.04.2019 года;
- предложения Регионального диспетчерского управления;
- предложения органов исполнительной власти Камчатского края;
- «Стратегия развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года», утверждённая распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561- РП.

Рекомендуемое развитие электрических сетей 110 кВ центрального энергоузла позволяет предотвратить ограничения нагрузок потребителей в послеаварийных режимах и устранить ряд «узких мест».

К ключевым вопросам развития электроэнергетики края в период до 2024 года относятся:

1. Развитие сетевой инфраструктуры с целью увеличения системной надёжности и обеспечения спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую

энергию развивающихся в крае потребителей, в том числе: объектов Минобороны Российской Федерации, предприятий горнорудной и пищевой промышленности, строительных материалов, строительной и рыбоперерабатывающей промышленности, объектов сельского хозяйства, а также территорий опережающего социально-экономического развития «Камчатка» (далее - ТОСЭР).

Для обеспечения намечаемого спроса на электрическую энергию и мощность в крае необходимо в центральном энергоузле ввести новые центры питания, в том числе:

1) строительство ПС 110/6 кВ «Чайка», ПС 110/6 кВ «Богатыревка», ПС 110/6 «Стеллера» со стороны ОАО «Оборонэнерго» для нужд Министерства обороны Российской Федерации. В 2016 году ПАО «Камчатскэнерго» начало работы.

Максимальная нагрузка подстанций Минобороны составляет 42,8 МВт, в том числе ПС Чайка – 10,8 МВт, ПС Богатыревка – 14,3 МВт, ПС Стеллера – 17,7 МВт.

Присоединение рассматриваемых ПС 110 кВ к сетям центрального энергоузла предусматривается следующими участками ВЛ 110 кВ:

- ПС Чайка - двумя одноцепными ВЛ 110 кВ от ПС Елизово до проектируемой ПС Чайка (37,6+37,6 км);

- ПС 110 кВ Богатыревка - двумя одноцепными ВЛ 110 кВ от ПС Чайка до проектируемой ПС Богатыревка (22,5+22,5 км) и ответвлением к существующей ВЛ 110 кВ Приморская-Крашенинникова (Л-124) (3,3 км);

- ПС 110 кВ Стеллера - двумя одноцепными ответвлениями от двух существующим ВЛ 110 кВ Приморская-Крашенинникова до проектируемой ПС Стеллера (1+1 км);

2) строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110/35/10 кВ «Елизово» до ПС 110/6 кВ «Чайка», ПС 110/6 кВ «Богатыревка», ПС 110/6 «Стеллера» (121,4 км). В 2016 году ПАО «Камчатскэнерго» начало работы;

3) строительство ПС 35/10 кВ Туристический кластер (2x10 МВА) с двумя ВЛ 35 кВ предназначена для электроснабжения объектов территории опережающего социально-экономического развития – туристско-рекреационного кластера (ТОСЭР) на площадке «Паратунка»;

В составе ТОСЭР предусматривается строительство следующих объектов:

- курорты ОАО ДЮЦО «Алые паруса» и ООО «Тулуач»;

- гостиничный комплекс ООО «Зелёная линия».

Максимальная электрическая нагрузка объектов ТОСЭР «Паратунка», покрытие которой должно обеспечиваться от энергоисточников центрального энергоузла, определена предварительно (по имеющимся на сегодня данным) с разбивкой по годам:

Наименование	Максимальная нагрузка, МВт	
	2019 г.	2020 г.
Объекты ТОСЭР, всего	5	7
ООО «Тулуач»	0,9	0,9
ООО «Зелёная линия»	2	4
ОАО «Алые паруса» и ИП Ветчинов	2,1	2,1



Перечень ближайших к ТОСЭР существующих сетевых объектов приведён ниже:

Наименование электросетевых объектов	Удалённость от ТОСЭР, км
ВЛ 220 кВ Авача - Мутновская ГеоЭС	2
2-е ВЛ 110 кВ Елизово – Советская № 1, 2 с отв. на Сосновка ПС	5
ВЛ 35 кВ Елизово – Бугры – Паратунка	менее 1
ПС 220/110 кВ Авача	25
ПС 110/35/6 кВ Приморская	10
ПС 35 кВ Паратунка	менее 1

Характеристика ВЛ, проходящих в районе размещения ТОСЭР, приведена ниже:

Наименование ВЛ	Год ввода	Марка провода, длина, км	Загрузка, МВт		
			к.д.з. 2014 г. вечерний максимум	Длительно допустимая по нагреву при температуре:	
				+25 <sup>0</sup> С	-0 <sup>0</sup> С
ВЛ 220 кВ Авача -МГеоЭС	1988	АС-240, 80	48,5	218	270
ВЛ 110 кВ Елизово – Советская № 1, 2	1979	АС-150, 30	7,8	81	100
		АС-150, 29	16	81	100
ВЛ 35 кВ Елизово – Паратунка	1971	АС-95, 28,2	н/д	19	23,5

Выполненные проработки показали, что схема сети 35-220 кВ, сложившаяся в рассматриваемом районе, не позволяет обеспечить питание потребителей ТОСЭР с заявленной нагрузкой от ближайших центров питания центрального энергоузла на напряжении 10 (или 6) кВ:

- от ПС Авача и Приморская - из-за удалённости, при которой не обеспечивается передача требуемой мощности на напряжении 10 или 6 кВ;
- от ПС 35 кВ Паратунка – из-за ограниченной пропускной способности трансформаторов, установленных на подстанции.

Исходя из намечаемой максимальной нагрузки рассматриваемых объектов ТОСЭР Паратунка и схемы сети 35-220 кВ, сложившейся в районе её размещения, электроснабжение ТОСЭР предлагается на напряжении 35 кВ от собственного центра питания – новой ПС 35/10 кВ «Туристический кластер».

На ПС 35 кВ «Туристический кластер» требуется установить два трансформатора мощностью по 10 МВА каждый, исходя из намечаемой максимальной нагрузки ТОСЭР.

4) строительство ПС 35/10 «Арсенал» со стороны ОАО «Оборонэнерго». Ввод ВЛ 35 кВ от ПС 35/10 кВ «Коряки» до ПС 35/10 «Арсенал» осуществлен ПАО «Камчатскэнерго» в 2015 году (5,7 км);

5) строительство ПС 35 кВ «64 км» и ПС 35 кВ «28 км» для питания объектов ЗАО «Агротек-холдинг» (свинокомплекс) и ООО «Мильковское» (молочно-товарная ферма) соответственно;

б) строительство ПС 110/35/10 кВ «Молодежная» и ПС 110/6 кВ «Тундровая», обеспечивающими электроснабжение перспективных потребителей на территории Пионерского сельского поселения Елизовского муниципального района и Петропавловск-Камчатского городского округа, источник финансирования которых не определен;

- строительство КЛЭП 6 кВ длиной 4,17 км от ПС 110/6 кВ «Тундровая» РТП 6/0,4 кВ – 1 шт. на 14 ячеек, 4КТП 6/0,4 кВ мощностью 16,4 МВА (КТП-2х1,6 МВА, 6/0,4 кВ-2 шт., КТП-2х2,5 МВА, 6/0,4 кВ-2 шт.).

7) реконструкция ПС 110/10 кВ «Новая» в 2020 году с увеличением трансформаторной мощности подстанции для обеспечения возможности подключения перспективных потребителей Новоавачинского сельского поселения Елизовского муниципального района, а также резидентов ТОР «Камчатка».

Исходя из результатов выполненных проработок выявлен наиболее оптимальный (по объёму электросетевого строительства и капиталовложениям) вариант усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС - с вводом второй ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача и 2-го АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на ПС Авача. При расширении генерирующей мощности Мутновских ГеоЭС до 112 МВт ввод МГеоЭС-2 – 50 МВт) в этом варианте дополнительно потребуется на ПС Авача установить 3-й АТ-63 МВА.

Результаты экономических расчётов показали, что при сложившейся ситуации в центральном энергоузле с избытком генерирующей мощности, которая сохраняется на рассматриваемую перспективу до 2024 года и при заданных стоимостных показателях эффективность сооружения второй ВЛ 220 кВ для выдачи мощности Мутновских ГеоЭС не обеспечивается.

В Приложении 13 «Календарный график реализации перспективных проектов по переводу энергетики Камчатского края на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) до 2030 года» приведены предложения АО «Геотерм» (с 20 декабря 2019 года входит в состав филиала «Возобновляемая энергетика» ПАО «Камчатскэнерго») по срокам ввода, этапам реализации и возможным источникам финансирования «ВЛ 220 кВ Мутновские ГеоЭС – центральный энергетический узел Камчатского края», а также «Строительства Мутновской ГеоЭС-2 50 МВт» и «Комплексной модернизации Озерновского энергоузла».

С целью проверки загрузки ЛЭП и трансформаторного оборудования проведены расчёты режимов работы электрической сети 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края.

Расчётные модели электрической сети Центрального энергоузла сформированы в соответствии с нормальной схемой электрических соединений энергосистемы Камчатского края, Схемой и программой развития электроэнергетики Камчатского

края на 2019-2023 годы (утверждена Распоряжением Губернатора Камчатского края от 30.04.2019 № 555-р).

Расчёты электрических режимов выполнены для двух вариантов развития энергосистемы Камчатского края: умеренного и оптимистичного. Расчёты выполнены для нормальной и основных ремонтных схем для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня.

Расчёты режимов работы электрической сети энергосистемы Камчатского края выполнены при температуре наружного воздуха  $-5^{\circ}\text{C}$  для зимних и  $+25^{\circ}\text{C}$  для летних режимов (в соответствии с рекомендациями ПУЭ). Допустимая токовая загрузка ЛЭП принята на уровне не более 100% от ДДТН; допустимая загрузка Т/АТ – 105 % от доп. (в соответствии с Приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 (п.8)).

Результаты расчётов режимов работы электрической сети энергосистемы Камчатского края в послеаварийных схемах показали отсутствие токовых перегрузок ЛЭП и Т/АТ для умеренного варианта.

В таблице 17.1 приведены значения наибольших из выявленных токовых перегрузок (по годам) для оптимистичного варианта.

Таблица 17.1 - Перегружаемые элементы электрической сети

№	Тип	Ином. кВ	Диспетчерское наименование перегруженного элемента	Диспетчерское наименование отключаемого элемента	Sном, МВА	Оптимистичный вариант, зимний максимум нагрузки			
						2023 г.		2024 г.	
						S, МВА	%	S, МВА	%
1	Т	110	Т2 ТДЦТН 25000 110/35/10 на ПС 110 кВ	Т1 ТДЦТН 25000 110/35/10 на ПС 110 кВ Елизово	25	26,25	105%	27,0	108%
	Т	110	Т3 ТДЦТН 25000 110/35/10 на ПС 110 кВ			25	26,25	105%	27,0
2	Т	110	Т1 ТДН 16000 110/10 на ПС 110 кВ Дачная	Т3 ТРДН 25000 110/10 на ПС 110 кВ Дачная	16	16,9	106%	17,4	109%
	Т	110	Т2 ТДН 16000 110/10 на ПС 110 кВ Дачная			16	16,9	106%	17,4
3	Т	110	Т2 ТДТН 10000 110/10 на ПС 110 кВ Океан	Т1 ТДТН 10000 110/10 на ПС 110 кВ	10	10,7	107%	11,1	111%

Результаты расчётов электрических режимов для оптимистичного варианта показали наличие токовых перегрузок (авто)- трансформаторов:

- в режимах зимних максимальных нагрузок 2023-2024 гг. при отключении одного трансформатора 110/35 кВ на ПС 110 кВ Елизово токовая загрузка оставшихся трансформаторов превышает допустимую и достигает 108 % (от допустимых значений) - рекомендуется замена существующих трансформаторов (3x25 МВА) на трансформаторы большей мощности (3x32 МВА);

- в режимах зимних максимальных нагрузок 2023-2024 гг. при отключении одного трансформатора 110/10 кВ на ПС 110 кВ Дачная токовая загрузка оставшихся трансформаторов превышает допустимую и достигает 109 % (от допустимых значений);

значений) - рекомендуется замена существующих трансформаторов (2x16 МВА) на трансформаторы большей мощности (2x25 МВА);

- в режимах зимних максимальных нагрузок 2023-2024 гг. при отключении одного трансформатора 110/10 кВ на ПС 110 кВ Океан токовая загрузка оставшегося трансформатора превышает допустимую и достигает 111 % (от допустимых значений) - рекомендуется замена существующих трансформаторов (2x10 МВА) на трансформаторы большей мощности (2x16 МВА).

Для обеспечения выдачи мощности Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС в полном объёме (в нормальной и послеаварийных схемах) с целью обеспечения надёжного функционирования Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в период после 2024 года предлагается сооружение ВЛ 220 кВ от Мутновской ГеоЭС-1 до Толмачевской ГЭС-3 (со строительством РУ 220 кВ на Толмачевской ГЭС-3 и расширением ЗРУ 220 кВ на Мутновской ГеоЭС-1), расширение ПС 220 кВ Авача (установка второго АТ 220/110 кВ 63 МВА).

Реализация предлагаемых мероприятий по развитию электросетевого комплекса напряжением 110-220 кВ обеспечит надёжное функционирование Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2020-2024 гг. в энергосистеме Камчатского края *в умеренном варианте* намечается ввод линий электропередачи напряжением 110 кВ протяжённостью 123,5 км, трансформаторной мощности напряжением 110 кВ - 130,5 МВА.

Суммарные капиталовложения на реализацию намеченных планов по развитию электросетевого комплекса напряжением 110 кВ Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края составят 4515,9 млн.руб. (в т.ч. 203,2 млн. руб на разработку ПСД в текущих ценах без НДС).

Капитальные вложения в электросетевые объекты, не вошедшие в инвестиционные программы, определены в соответствии с «Укрупнёнными нормативами цены типовых технологических решений капитально строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (утверждены приказом Минэнерго России от 17.01.2019 №10).

Всего за период 2020-2024 гг. в энергосистеме Камчатского края *в оптимистичном варианте* намечается ввод линий электропередачи напряжением 110 кВ протяжённостью 123,5 км, трансформаторной мощности напряжением 110 кВ - 308,5 МВА.

Суммарные капиталовложения на реализацию намеченных планов по развитию электросетевого комплекса напряжением 110 кВ Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края составят 4991,0 млн.руб. (в т.ч. 203,2 млн. руб на разработку ПСД в текущих ценах без НДС).

Для умеренного и оптимистичного вариантов в период 2020-2024 гг. в энергосистеме Камчатского края намечается ввод электросетевых объектов напряжением ниже 110 кВ: ЛЭП суммарной протяжённостью 202,1 км, трансформаторной мощности - 198,8 МВА.

2. Развитие и повышение эффективности функционирования изолированных энергоузлов Камчатского края предусматривает:

1) замену устаревшего оборудования дизельных электростанций на оборудование нового поколения с автоматизированным управлением, высоким коэффициентом полезного действия и низким удельным расходом топлива;

2) выполнение проектных работ и реализацию проектов по перспективным малым ГЭС в энергоузлах с гарантированным потреблением для замены ДЭС и котельных на привозном топливе энергией малых ГЭС с низкой себестоимостью;

3) модернизация систем тепло- и электроснабжения путём установки современных ветродизельных электростанций с когенерационным комплексом и угольных котельных;

3. Реконструкция исчерпавших нормативный срок службы и пропускную способность электрических сетей 35-110 кВ в центральном энергоузле и в изолированных энергоузлах.

Реконструкция следующих электросетевых объектов позволит повысить надёжность электроснабжения и устранить возможные ограничения нагрузки потребителей в изолированных энергоузлах:

1. В Манильском энергоузле требуется выполнить реконструкцию ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское с заменой загнивающих опор, установкой дополнительной анкерной опоры между опорами №№ 199-200 и дополнительных промежуточных опор.

Осуществление этих мероприятий позволяет предотвратить аварийные отключения ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское, связанные с её неудовлетворительным состоянием, и снять ограничения нагрузки с Каменское на величину до 0,615 МВт в период 2019-2020 годов на время включения резервной ДЭС-9 в п. Каменское.

2. В Озерновском энергоузле требуется осуществить:

- реконструкцию действующих ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская (27 км) и ПС 35 кВ Ферма (2х6,3), Ключи (1х1), Озерновская (1х0,16) с частичной заменой ВЛ 35 кВ и трансформаторов, которые исчерпали нормативный срок эксплуатации и имеют неудовлетворительное физическое состояние;

- увеличение мощности резервной ДЭС в п. Озерновский с 1,57 МВт до 4,0 МВт для устранения острого дефицита резервной дизельной мощности.

Осуществление этих мероприятий позволит предотвратить аварийные отключения потребителей энергоузла и снять ограничения нагрузок на величину до 5,5 МВт в 2020 году.

3. В Олюторском энергоузле требуется выполнить:

- реконструкцию ВЛ 35 кВ ДЭС-8 (Тилички) – Корф, которая предусматривает замену и укрепление части опор, перенос части опор из перемыкаемых участков, а также выравнивание опор возле комплексного распределительного устройства ПС Корф, имеющих наклон более 30 %.

Осуществление этих мероприятий позволит значительно сократить аварийные отключения ВЛ 35 кВ ДЭС-8 (Тилички) – Корф.

4. В Соболевском энергоузле требуется выполнить:

- реконструкция объекта «Сооружение ВЛ 35 кВ с. Соболево-с. Устьевое с п/ст Соболево-п/ст Устьевое» с заменой 2-х ТМ-1000 кВА 35/6 на 2 ТМ-2500 кВА 35/6 на ПС «Соболево» 35/6 кВ и заменой 2-х ТМ-1000 кВА 35/10 на 2 ТМ-2500 кВА 35/10

на ПС «Устьевое» 35/10 (так как ВЛ проходит вблизи Охотского моря и подвергается большим ветровым нагрузкам, которые приводят к аварийным отключениям ВЛ).

Осуществление этих мероприятий позволит значительно сократить аварийные отключения ВЛ 35 кВ Соболево – Устьевое.

Перечень, параметры, сроки ввода, стоимость и назначение электросетевых объектов напряжением 35-110 кВ, рекомендуемых к вводу и реконструкции на территории Камчатского края в рассматриваемый период до 2020 года, в том числе для устранения «узких мест», приведён ниже в таблице 18.2.

5. В Усть-Камчатском энергоузле:

- реконструкция «Сооружение ВЛ 35 кВ ДЭС-21 с Крутоберегово с ОРУ-6/35 ДЭС-21 п. Усть-Камчатск» с установкой ТМ-6300-35/6 кВ.

6. В Средне-Камчатском энергоузле:

- реконструкция объекта «Сооружение ВЛ 35 кВ ПС 6/35 кВ с. Эссо и ПС 35/6 кВ с. Анавгай» с заменой 2-х ТМ-1000 кВА 35/6 на 2 ТМ-1600 кВА 35/6 на ПС 6/35 Эссо и с заменой 2-х ТМ-1000 кВА 35/10 кВ на 2 ТМ-400 кВА 35/10 кВ на ПС 35/6 Анавгай;

При принятии решения о строительстве мГЭС на р. Кававля и строительстве схемы выдачи мощности данной мГЭС до п. Ключи, необходимо будет:

- реконструировать существующие линии мГЭС-4 – Атласово и п. Козыревск-с. Майское с частичной заменой оборудования на электроподстанциях;

- построить линию ПС «Крапивная – п. Козыревск» с переходом через р. Камчатка»;

- построить линию «с. Майское – п. Ключи» с электроподстанцией 35/6 кВ в п. Ключи.

Также инвестиционными программами ресурсоснабжающих предприятий предусмотрены следующие мероприятия:

- реконструкция ВЛ протяженностью 4 км (технологическое присоединение ООО «Западное-М»;

- монтаж дополнительных ячеек (технологическое присоединение ООО «Лойд-Фиш»);

- реконструкция ВЛ с устройством кабельной вставки протяженностью 4 км. Реконструкция ТП (технологическое присоединение ООО «Хайковая падь»);

- реконструкция РП (технологическое присоединение ООО «Камчатскрыба»).

- замена в ОРУ-35 кВ ДЭС-23 трансформатора Т-2 мощностью 6300 кВА на трансформатор мощностью 10000 кВА 6/35;

- реконструкция объекта «Сооружение ВЛ 35 кВ-мГЭС-7 ПС «Крапивная»-ПС «Атласово» с ПС «Атласово» с заменой трансформатора на ТМ-1000 кВА 35/10 кВ на ТМ-1600 кВА 35/6 кВ на ПС «Атласово» и установкой резервного трансформатора ТМ-250 кВ;

- монтаж ДГ на ДЭС-5-1,2 МВА (для увеличения присоединенной мощности энергопринимающих устройств ООО «Западное-М» в размере 0,4 МВт, ООО «Лойд-Фиш» - 1,05 МВт, ООО «Хайковая падь» - 0,35 МВт, ООО «Камчатскрыба» - 0,153 МВт, АО «РКЗ «Командор» 2,48 МВт);

- строительство КЛ протяженностью 2,2 км (технологическое присоединение ООО «Лойд-Фиш»);

- увеличение пропускной способности 4-х вводов в РП-1 протяженностью 0,2 км. Реконструкция 8-и ячеек РП-1 и замена сборных шин. Реконструкция ячеек ЗРУ ДЭС-5, РУ ТП-5, РУ ТП-9. Увеличение пропускной способности 3-х КЛ протяженностью 0,75 км. Строительство 2-х КЛ 240 мм<sup>2</sup> протяженностью 4 км. Реконструкция ТП (технологическое присоединение АО «РКЗ «Командор»).

Вывод из эксплуатации электросетевых объектов 35-110 кВ в период 2020-2024 годов не предусматривается.

Таблица 17.2 - Перечень новых и расширяемых электросетевых объектов 35-110 кВ на территории Камчатского края на 2020-2024 годы

№	Наименование объекта	Класс напряжения	Год начала и окончания строительства	Протяженность ВЛ, км, мощность АТ, Т, шт. х МВА	Принадлежность к компании	Обоснование необходимости строительства	Стоимость строительства, млн. руб. без НДС
ПАО «Камчатскэнерго»							
Новое строительство 220 кВ							
1*	Строительство ВЛ-220 кВ от Мутновской ГеоЭС-1 до ГЭС-3 каскада на реке Толмачева*	220	2020-2022 (разработка ПСД)	60 км	ПАО «Камчатскэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Камчатского края	107,21
2	Разработка проектной и рабочей документации по строительству ОРУ 220 кВ ГЭС-3, с установкой автотрансформатора 220/110 63 МВА и выключателей 110 кВ и 220 кВ	220	2023 (разработка ПСД)	63 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Камчатского края	50,50
Реконструкция 220 кВ							
1	Разработка проектной и рабочей документации по реконструкции ПС 220/110/35/10	220	2023 (разработка ПСД)	63 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Камчатского края	6,48



	кВ "Авача" (установка АТ-2 и выключателей 110 кВ и 220 кВ)						
2	Разработка проектной и рабочей документации по реконструкции ЗРУ КРУЭ-220 кВ МгеоЭС-1 с установкой выключателя 220 кВ	220	2024 (разработка ПСД)		ПАО «Камчатскэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Камчатского края	2,88
Новое строительство 110 кВ							
1	Строительство ВЛ 110 кВ для обеспечения электроснабжения м ПС 110/6 "Чайка", ПС 110/6 "Богатыревка", ПС 110/6 "Стеллера"	110	2019-2020	45,12 км	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края планируемых к строительству центров питания объектов Министерства обороны РФ	1 067,70
2	Строительство ПС 110/6 кВ "Тундровая" с заходами ВЛ-110 кВ	110	2019-2020	2*16 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского	339,57

						края объектов площадки "Промпарк Дальний"	
3	Строительство отпаечной ПС 110/10 с трансформатором 2500 кВА от ВЛ--110 кВ 126 "Елизово-Развилка"	110	2024 (разработка ПСД)	2,5 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Камчатского края	24
4	Строительство ПС 110/10 кВ "Сокоч" с трансформатором 2,5 МВА и линии 10 кВ, длиной 1,2 км, до ТП-96-7	110	2021-2023	2,5 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Камчатского края	60,34
Реконструкция 110 кВ							
1	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Новая	110	2020	2*16 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края площадки инвестиционного проекта: «Организация Свинокомплекса на 550 продуктивных свиноматок в Камчатском крае»	185,27

2	Разработка проектной и рабочей документации по реконструкции ПС Развилка с о строительством КРУЭ и установкой трансформаторов собственных нужд 110/0,4	110	2023		ПАО «Камчатскэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Камчатского края	36,14
Новое строительство 35 кВ							
1	Сооружение «ПС 35/10 кВ «Туристический кластер», «ВЛ-35 кВ», «7 КТПН 10/0,4 кВ», «КЛ-10 кВ»	35	2016-2020	5,66 км 35,52 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края объектов площадки «Паратунка» ТЭСЭР "Камчатка"	323,11
2	Строительство ПС-35/10 кВ, ВЛ-35 кВ для обеспечения электроснабжение м площадки строительства «Верхнепаратунское месторождение термальных вод». Строительство	35	2018-2020	32,7 км 3,08 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края объектов планируемой к строительству системы теплоснабжения	588,39

	трех 2КТП, ЛЭП 10 кВ и ЛЭП 0,4 кВ для питания электроэнергией насосных установок на скважинах ГК-22, Э-1 и Э-2					площадки «Паратунка» ТЭСЭР "Камчатка"	
Реконструкция 35 кВ							
1	Реконструкция открытого распределительного устройства 35 кВ на подстанции "Октябрьская" (с заменой коммутационных аппаратов 35 Т-1 и Т-2)	35	2017-2020	6,3 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края объекта "Распределительные сети Октябрьского РЭС"	62,8
2	Реконструкция открытого распределительного устройства 35 кВ на подстанции 110/35/10 кВ «Кавалеровская» (замена силового трансформатора)	35	2020	40 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края объекта "Распределительные сети Октябрьского РЭС"	22,27
3	Установка трансформатора Т-3 мощностью 10	35	2020	10 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям	51,8

	МВА на ПС 35/6 кВ "Октябрьская"					Центрального энергоузла Камчатского края объекта "Распределительные сети Октябрьского РЭС"	
Всего по объектам реконструкции 35 кВ							
Новое строительство 6 кВ							
1	Строительство КЛЭП 6 кВ длиной 4,17 км от ПС 110/6 кВ "Тундровая" РТП 6/0,4 кВ - 1 шт на 14 ячеек, 4 КТП 6/0,4 кВ мощностью 16,4 МВА (КТП-2х1,6 МВА-6/0,4 кВ - 2 шт., КТП-2х2,5 МВА-6/0,4 кВ - 2 шт.)	6	2020-2021	4,17 км 16,4 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края объектов площадки "Промпарк Дальний"	96,61
АО "ЮЭСК"							
Реконструкция 35 кВ							
1	Реконструкция "Сооружения высоковольтная линия 35 кВ ДЭС-21 с. Крутоберегово с ОРУ 6/35 ДЭС-21 п. Усть-Камчатск"	35	2019-2020	6,3 МВА	АО "ЮЭСК"	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Усть-Камчатского РЭС рыбопромышленных компаний ООО "Восток-рыба", ООО "Соболь",	13,31

	с установкой ТМ 6300-35/6 кВ					ООО "Дельта-Фиш ЛТД", ООО "УстьКамчатрыба"	
2	Реконструкция объекта "Сооружение ВЛ-35 кВ с. Соболево-с. Устьевое с п/ст Соболево-п/ст Устьевое" с заменой 2-х ТМ 1000 кВА 35/6 на 2 ТМ 2500 кВА 35/6 на ПС "Соболево" 35/6 кВ и заменой 2-х ТМ 1000 кВА 35/10 на 2 ТМ 2500 кВА 35/10 на ПС "Устьевое" 35/10	35	2019-2020	10 МВА	АО "ЮЭСК"	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Усть-Камчатского РЭС объекта "Витязь Авто"	35,93
3	Замена в ОРУ-35 кВ ДЭС-23 трансформатора Т-2 мощностью 6300 кВА на трансформатор мощностью 10000 кВА 6/35	35	2020-2021	10 МВА	АО "ЮЭСК"	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Усть-Камчатского РЭС объектов ООО "Ничира", ЗАО "Энергия"	24,94

4	Реконструкция объекта "сооружение высоковольтная линия 35 кВ с ПС 6/35 с. Эссо и ПС 35/6 с Анавгай" с заменой 2-х ТМ 1000 кВА 35/6 на 2 ТМ 1600 кВА 35/6 на ПС 6/35 Эссо и с заменой 2-х ТМ-1000 кВА 35/10 кВ на 2 ТМ 400 кВА 35/10 кВ на ПС 35/6 Анавгай	35	2019-2021	4 МВА	АО "ЮЭСК"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Средне-Камчатского энергоузла Камчатского края	35,89
5	Реконструкция объекта "сооружение высоковольтная линия 35 кВ-мГЭС-7 ПС "Крапивная" - ПС "Атласово" с ПС Атласово" с заменой трансформатора на ТМ-1000 кВА 35/10 кВ на ТМ 1600 кВА 35/6 кВ на ПС "Атласово" и установкой резервного	35	2020-2021	1,85 МВА	АО "ЮЭСК"	Повышение надежности электроснабжения потребителей Средне-Камчатского энергоузла Камчатского края	11,46

	трансформатора ТМ 250 кВ						
Всего по объектам нового строительства 35 кВ							121,53



Продолжение таблицы 17.2

№	Наименование объекта	Класс напряжения	Год начала и окончания строительства	Протяженность ВЛ, км, мощность АТ, Т, шт. х МВА	Принадлежность к компании	Обоснование необходимости строительства	Стоимость строительства, млн. руб (цены I квартала 2016 г без НДС)
АО «ЮЭСК»							
Реконструируемые 35 кВ							
1	ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское	35	2019-2020	ВЛ - 46 км	АО «ЮЭСК»	Снижение вероятности аварийного отключения ВЛ и повышение надёжности питания потребителей ПС 35 кВ Каменское В 2016 г. выполнена ПСД на реконструкцию объекта.	230
2	ВЛ 35 кВ Тилички – Корф <sup>1</sup>	35	2020	ВЛ - 24,21 км	-	Снижение вероятности аварийного отключения ВЛ и повышение надёжности электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Корф	2.2
3	ВЛ 35 кВ Соболево – Устьевое (замена алюминиевого провода на самонесущий изолированный провод)	35	2020	ВЛ - 17,3 км	АО «ЮЭСК»	Снижение вероятности аварийного отключения ВЛ и повышение надёжности электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Устьевое	139.4
Всего по объектам реконструкции 35 кВ							371,6

1 - линия находится в собственности у администрации муниципального образования

\* - мероприятие, целесообразность реализации которого стоит определить после принятия стратегических решений о развитии энергоисточников центрального энергоузла.

### 17.1. Сводные данные по развитию электрической сети

Суммарные вводы электросетевых объектов – ЛЭП (протяжённость, км) и ПС (трансформаторная мощность, МВА), новое строительство и реконструкцию которых намечается выполнить в энергоузлах Камчатского края в период 2020 – 2024 год, по классам напряжения 35-110 кВ приведены ниже:

Класс напряжения, кВ	Протяжённость ВЛ, км			Трансформаторная мощность ПС, МВА		
	Всего	в том числе:		Всего	в том числе:	
		новое строительство	реконструкция <sup>1</sup>		новое строительство	реконструкция
Центральный энергоузел						
110	139,34	139,34	-	144	144	-
35	38,36	38,36	-	44,9	38,6	6,3
Изолированные энергоузлы «ЮЭСК»						
35	87,81	-	87,81	0,4	-	0,4
Всего центральный энергоузел и изолированные энергоузлы						
110	139,34	139,34	-	144	144	-
35	126,17	38,36	87,81	45,3	38,6	6,7

1 – приведена полная протяжённость по трассе, реконструируемой ВЛ, по факту будет выполняться частичная замена опор и провода ВЛ по результатам обследования

В актуализированной стратегии развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года, которая разработана АО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компанией Единой энергетической системы» г. Владивосток в 2016 году, определены приоритеты в энергетической политике региона и выбран наиболее эффективный вариант развития энергоисточников Камчатского края с учётом возможной реализации перечисленных выше проектов.

Основной целью развития энергетики центрального энергоузла в Стратегии развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года определено снижение тарифов на электрическую и тепловую энергию, одним из путей осуществления которого является переход на использование возобновляемых источников энергии с сокращением затрат на органическое топливо на Камчатских ТЭЦ и на котельных.

Прогнозируемый рост цен на органическое топливо, а также снижение запасов и уровней добычи природного газа на месторождениях Камчатского края (Протокол совещания от 26 января 2015 года по исполнению поручений Президента Российской Федерации) требует ускорения решения вопроса о возможном поэтапном замещении тепловых электростанций центрального энергоузла на альтернативные генерирующие мощности, использующие возобновляемые (бестопливные) источники энергии.

Для расширения применения в Камчатском крае возобновляемых источников энергии в период до 2025 года, которые позволяют снизить зависимость региона от поставок органических видов топлива, требуется предусмотреть финансирование проектных работ по указанным выше проектам в рассматриваемый период до 2024 года.

## 17.2. Прогноз возможных объёмов развития энергетики Камчатского края на основе ВИЭ и местных видов топлива

Камчатский край располагает уникальными возобновляемыми энергетическими ресурсами (гидроэнергия, геотермальная энергия, энергия ветра), а также невозобновляемыми топливными ресурсами (природный газ) вполне достаточными для покрытия потребности энергетики.

Широкое применение ВИЭ, гидроресурсов рек и морских приливов, геотермального тепла для обеспечения электро – и теплоснабжением потребителей в Камчатском крае в среднесрочной перспективе обеспечит:

- повышение энергетической безопасности и эффективности топливно-энергетического комплекса Камчатского края;
- снижение зависимости электроэнергетики и теплового хозяйства Камчатского края от поставок мазута, угля и дизельного топлива из других регионов;
- снижение себестоимости тепловой и электрической энергии;
- улучшение экологической ситуации;
- формирование опыта использования различных видов ВИЭ, который в дальнейшем может быть применен в других регионах Российской Федерации.

Наиболее перспективными для использования в энергетике Камчатского края видами возобновляемых источников энергии являются: гидроресурсы рек, геотермальная энергия. Концепция стратегии развития энергетики Камчатского края отражена в Приложении 14.

Ниже приведена краткая информация о ресурсах и предлагаемых ВИЭ, ввод которых планируется в среднесрочной перспективе.

### Гидроэнергетика

Потенциальные энергоресурсы рек Камчатки неоднократно оценивались проектно-изыскательским институтом АО «Ленгидропроект» в 50,6 млрд. кВт\*ч в год. Необходимость обеспечения пропусков промысловых рыб на нерест и сохранения речных долин, используемых для сельского хозяйства, ограничивает возможности использования гидроресурсов в энергетике Камчатского края. Реальный для использования экономический потенциал речных гидроресурсов составляет около 5 млрд. кВт\*ч в год.

Из крупных ГЭС в 1980-е годы рассматривалась возможность строительства каскада ГЭС на р. Жупанова в Елизовском районе (130 км от Петропавловска-Камчатского).

В настоящее время на территории Камчатского края введены в эксплуатацию следующие ГЭС:

1) Быстринская малая ГЭС-4 – установленной мощностью 1,71 МВт, эксплуатирующаяся с 1996 года.

2) Каскад малых Толмачёвских ГЭС в составе ГЭС-1, ГЭС-2, ГЭС-3 суммарной установленной мощностью 45,4 МВт. В 1999 году введена в промышленную эксплуатацию ГЭС-1, мощностью 2,2 МВт, в 2000 году – ГЭС-3 (установленная мощность – 18,4 МВт), в результате чего была полностью закрыта

потребность в электроэнергии Усть-Большерецкого района. В 2010 году закончено строительство ГЭС-2 (установленная мощность – 24,8 МВт.). С 2006 года станции Каскада связаны с Центральным энергоузлом Камчатского края. Строительство ещё одной - ГЭС-4 на р. Толмачёва мощностью 10 МВт также, как и ГЭС-1, 2, 3 включено в ФЦП «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2018 года», утвержденную Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.1996 № 480.

В связи с отсутствием собственных финансовых ресурсов для соинвестирования данного проекта, ПАО «КамГЭК» вынуждено было отказаться от бюджетного финансирования.

Правительством Камчатского края намечается реализация проекта малой ГЭС на р. Кававля, приток р. Быстрая, мощностью 4-6 МВт, на р. Большая Хапица, мощностью 24 МВт. В 2016 году выполнена «Декларация о намерениях по строительству малой ГЭС на р. Кававля, приток р. Быстрая, Быстринского района, Камчатского края» разработанная АО «Московский областной институт «ГИДРОПРОЕКТ». Также одним из направлений рассматривается строительство 4-х приливных электростанций (ПЭС) в заливах (возле с. Манилы, на восточном берегу Пенжинской губы, напротив п. Тымлат, п. Оссора и в бухте Мелководная) общей мощностью 1035 МВт.

АО «Ленгидропроект» подтверждает также возможность строительства малых ГЭС на реках Белая, Россошина, Кинкиль, в долгосрочной перспективе, энергетические показатели которых приведены ниже в таблице.

Место расположения	Тип плотины	Напор, м	Мощность, МВт		Среднеголетняя выработка, млн кВт*ч
			установленная	гарантированная	
р. Белая, в 20,9 км от устья	Из скального грунта с экраном из связанного грунта	20,0	28,0*	9,0	140,0
р. Россошина, в 5,9 км от устья	Каменно-набросная с асфальтобетонным экраном	45,0	12,0*	4,9	53,0
р. Кинкиль, в 18,8 км от устья	Каменно-набросная с асфальтобетонной диафрагмой	50,0	16,0*	4,8	66,0

\*установленная мощность, предложенная АО «Ленгидропроект», при конкретном проектировании будет уточнена, учитывая небольшие максимальные нагрузки потребителей.

В инвестиционной программе АО «ЮЭСК» на 2014-2018 годы предусматривался проект «Обоснование инвестиций применения объектов ВИЭ для реконструкции системы электроснабжения г.о. «п. Палана» и с. Лесная». В проекте обосновано строительство плотинной мГЭС на р. Кинкиль, либо реализация альтернативных вариантов замещения дизельной генерации в населенных пунктах

Палана и Лесная за счет использования ВИЭ, что позволит полностью закрыть потребность в электроэнергии и частично теплоэнергии.

В перспективе наиболее крупным проектом по вводу генерирующих мощностей в Камчатском крае является проект сооружения каскада ГЭС на р. Жупанова, ввод первой из которых - ГЭС-1 установленной мощностью 270 МВт. Схема размещения каскада ГЭС на р. Жупанова приведена ниже на рисунке 17.2.1.

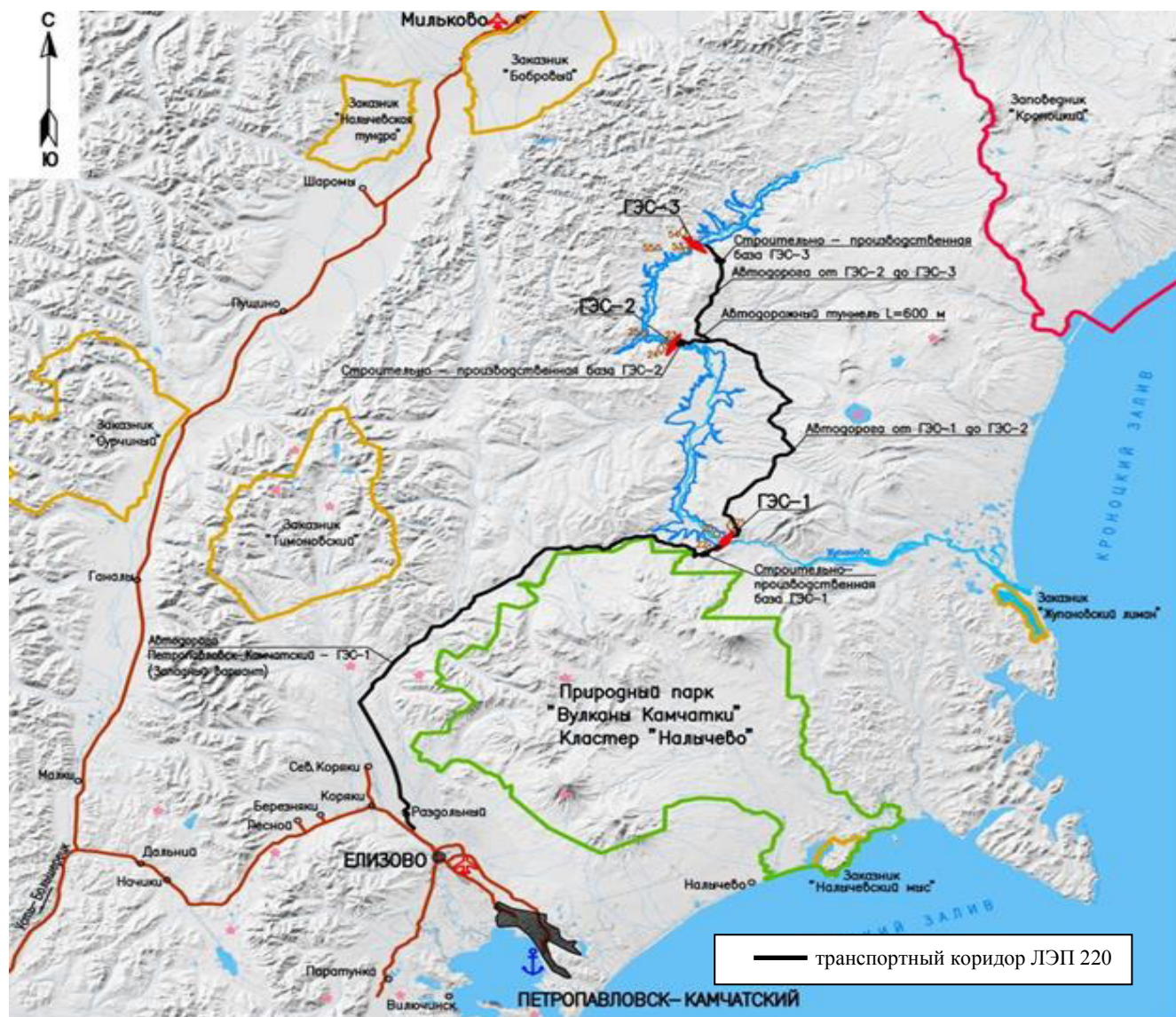


Рисунок 17.2.1 Схема размещения каскада ГЭС на р. Жупанова

Жупановская ГЭС-1 будет расположена в 63,8 км от устья реки. Это будет ГЭС плотинного типа с плотиной высотой 122 м и водосбросом через два тоннеля протяженностью 450 м каждый. Водохранилище полезным объемом 1,83 км<sup>3</sup> позволит выполнять сезонное регулирование стока и работать станции в пиковом режиме. Мощность четырех гидроагрегатов Жупановской ГЭС-1 составит 270 МВт, годовая выработка электрической энергии – 1290 млн. кВт\*ч, что превышает современную выработку топливных Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 и позволит в перспективе:

- произвести частичный или полный перевод производства электроэнергии на

гидроэнергию Жупановской ГЭС-1 с обеспечением требования постановлений Правительства Российской Федерации о приведении тарифов к среднероссийскому;

- обеспечить существенную экономию ресурса природного газа для выработки тепловой энергии;

- перевести часть малых котельных с высоким тарифом на электроотопление.

Возмещение потерь рыбопродуктивности р. Жупанова (0,5 % от вылова лососей Восточного побережья Камчатки) решается строительством лососевых рыбопроизводных заводов и уникальной возможностью пропуска лосося на нерест в обход плотины строительством рыбоходного канала длиной 5 км, который соединит нерестовую р. Быстрая (впадающую в р. Жупанова в 4-х км ниже ГЭС) с водохранилищем. Уникальный природный ландшафт позволяет создать эко туристический комплекс на базе поселка строителей (после завершения строительства ГЭС-1).

На рисунке 17.2.2 приведен вариант комплексного развития территории Жупановской ГЭС-1.



Рисунок 17.2.2 Вариант комплексного развития территории Жупановской ГЭС-1

Технико-экономические показатели реализации проекта сооружения ГЭС на р. Жупанова

Наименование	ГЭС № 1	ГЭС № 2	Всего
Мощность, МВт	270	90	360
Годовая выработка			
млн. кВт*час	1290	474	1764
Стоимость <sup>1</sup> , млрд. руб.	48,8	20,8	69,6
В том числе СМР	36,4	14,8	51,2

1 – приведены цены на уровне 2013 г. - согласно «Декларации о намерениях строительства каскада ГЭС на р. Жупанова»

В Охотском море в заливе Шелихова существуют уникальные условия для использования энергии морских приливов.

В заливе Пенжинской губы, где приливы достигают высоты 7-13 м, по

прогнозам специалистов института Гидропроект могут быть построены две крупнейшие приливные электростанции (далее - ПЭС) в северном и южном створах (суммарной мощностью 108 ГВт).

Однако, использование данного ресурса возможно в отдалённой перспективе, что обусловлено огромной капиталоемкостью строительства, удаленностью от крупных центров нагрузки, суровыми климатическими условиями, характером приливов, малоизученностью влияния ПЭС на окружающую среду и других экономических и технических ограничений.

Энергия приливов требует дополнительного изучения, с разработкой технико-экономического обоснования, международной кооперации как для организации финансирования строительства ПЭС и всей инфраструктуры, производства тысяч единиц гидротурбинного, силового и гидромеханического оборудования, так и для организации энергоёмких производств, транспортных коридоров в условиях низких температур, ледовых нагрузок и продолжительной зимы.

Предлагается выполнить комплекс предпроектных и проектных работ по строительству опытно-промышленной ПЭС, мощностью 10 МВт, вблизи п. Манилы, на опыте определить тип турбин и проверить схему строительства и эксплуатации.

#### Геотермальная энергетика

Территория южной, восточной части Камчатки и в районе срединного хребта располагает уникальными запасами геотермальных ресурсов.

По возможности использования геотермальных ресурсов Камчатский край занимает в Российской Федерации первое место. Здесь сосредоточены самые высокопотенциальные природные геотермальные источники, в которых температура достигает 240 °С уже на глубине 1-2 км, а в более глубоких слоях – 300 °С и выше.

Наиболее крупные и высокотемпературные гидротермальные системы связаны с Восточной вулканической зоной протяженностью около 350 км и шириной 15 - 20 км.

Потенциальные ресурсы парогидротерм с температурой 150-250 °С на территории Камчатки оцениваются в 900 МВт электрической мощности. Общий прогнозный потенциал ресурсов высокопотенциальной пароводяной смеси Паужетского, Нижне-Кошелёвского, Мутновского и Киреунского месторождений составляет 500 МВт.

Из числа наиболее изученных месторождений запасы парогидротерм защищены в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых по следующим месторождениям:

- Мутновское (в 100 км юго-западнее г. Петропавловска-Камчатского);
- Верхне-Паратунское (в 78 км юго-западнее г. Петропавловска-Камчатского);
- Больше-Банное (в 80 км западнее г. Петропавловска -Камчатского);
- Кеткинское (20-25 км северо-западнее г. Петропавловска-Камчатского);
- Паужетское (в 210 км юго-восточнее г. Петропавловска-Камчатского).

В Камчатском крае известно 150 термопроявлений, из которых 60 имеют температуру свыше 60 °С, что позволяет их рассматривать как источники энергетических ресурсов.

В связи с высоким потенциалом в регионе термальных ресурсов возможно дальнейшее наращивание объемов их использования по следующим направлениям:

- развитие генерации Паужетской и Мутновской ГеоЭС с внедрением технологий по более глубокому использованию имеющихся тепловых ресурсов, либо использованию сепарата на нужды теплоснабжения, расположенных вблизи населённых пунктов;

- наращивание объемов использования термальных вод для целей теплоснабжения городов Елизово, Вилючинска, Петропавловска-Камчатского и других населенных пунктов, расположенных вблизи Паратунского, Эссовского и Верхне-Паратунского месторождений термальных вод;

- проведение системного исследования, включая бурение скважин южной территории, примыкающей к вулканам Корякско-Авачинской группы, для определения возможности теплоснабжения потребителей г. Петропавловска-Камчатского и прилегающих к нему населенных пунктов за счет тепла Земли на использовании термального поля с температурой от 60 градусов и выше;

- разработка инвестиционных проектов по использованию парогидротерм для нужд сельского хозяйства и создание благоприятных условий для их последующей реализации.

В настоящее время в Камчатском крае эксплуатируются три геотермальные электростанции (ГеоЭС) на геотермальных ресурсах Паужетского и Мутновского месторождений установленной электрической мощностью:

- Паужетская ГеоЭС - 12 МВт;
- Верхне-Мутновская ГеоЭС - 12 МВт;
- Мутновская ГеоЭС-1 - 50 МВт.

ПАО «Камчатскэнерго» реализуются проекты по снижению сезонных ограничений Мутновских ГеоЭС и Паужетской ГеоЭС по ресурсам и поддержанию их располагаемой мощности.

Сезонные ограничения связаны с двумя причинами:

Основная причина — это снижение дебета пароводяной смеси скважин месторождения. Это связано с обрастанием кремневыми отложениями как ствола скважины, так и трещиноватых пород, по которым поступает пароводяная смесь в ствол скважины. Благодаря современному мощному компрессорному оборудованию производятся мероприятия по частичной прочистке скважин, что даёт некоторый положительный эффект, но тем не менее, по многолетнему опыту эксплуатации месторождения Мутновских ГеоЭС, снижение дебета пара из скважин месторождения составляет около 3-5 % в год. Поэтому приходится производить регулярное бурение новых скважин. При этом замечены две тенденции - скважины меньше забиваются, когда работают в номинальном режиме без смены режимов. Но так как в центральном энергоузле нет высокоэффективной пиковой мощности, то регулярно РДУ ПАО «Камчатскэнерго» выдаёт команду на эпизодическое снижение выдаваемой мощности Мутновских ГеоЭС в ночное время, когда происходит провал энергопотребления в ЦЭУ. Быстрее всего забиваются скважины реинъекции в которых сбрасывается отделённая от пароводяной смеси термальная вода. Так же закачка охлаждённой воды обратно в пласты месторождения снижает его производительность.



Вторая причина – в летнее время при высокой температуре наружного воздуха наблюдается нехватка мощности градирен на Мутновской ГеоЭС и соответственно повышение температуры в конденсаторах турбин и как следствие, небольшое снижение мощности турбин.

Первая проблема заключается в нестабильной нагрузке Мутновских ГеоЭС и нестабильной работе скважин, из-за чего они быстрее выходят из строя, может решить строительство плотинной ГЭС, которая возьмёт на себя функции пикового регулирования в ЦЭУ.

Вторая проблема, связанная с необходимостью закачки сепарата обратно через реинжекционные скважины в пласты месторождения, может быть решена путём строительства системы теплоснабжения населённых пунктов от Мутновского месторождения.

По данным на 1990 год Центральная Комиссия по запасам Мингео СССР утвердила эксплуатационные запасы и прогнозные ресурсы Мутновского месторождения в следующем количестве:

Участок	Эксплуатационные запасы пара (C1+C2) и прогнозные ресурсы (P) пара, кг/с Электрическая мощность, МВт				
	C1	C2	C1+C2	P	C1+C2+P
Дачный	121	71	192	183	375
	60	36	96	92	188
Верхне- Мутновский	35	16	51	64	115
	18	8	25	32	57
Вулканный				170	170
				85	85
Всего	156	87	243	417	660
	78	43	121	209	330

Эксплуатационные запасы пара и прогнозные ресурсы по трём участкам месторождения по категориям C1+C2+P составляют 660 кг/сек при энтальпии 660 Ккал/кг (330 МВт). Утвержденные запасы по категориям C1+C2 = 240-250 кг/с (120 МВт).

В настоящее время перспективы развития генерации на Мутновском месторождении ограничены существующей схемой выдачи электрической мощности МГеоЭС.

Развитие генерации на Мутновском месторождении предполагает строительство второй ВЛ 220 кВ для связи с центральным энергоузлом Камчатского края (через каскад Толмачёвских ГЭС длиной около 60 км с реконструкцией Схемы выдачи мощности Толмачёвских ГЭС в ЦЭУ, что позволит увеличить надёжность схемы выдачи мощности как Мутновских ГеоЭС, так и каскада Толмачёвских ГЭС).

22 февраля 2017 года, после прохождения расчетных материалов ресурсной оценки Мутновского месторождения парогидротерм через Государственную геологическую экспертизу, Государственной комиссией по запасам РФ были утверждены следующие объёмы эксплуатационных запасов Мутновского месторождения с переводом их в промышленную категорию применения:

Вид теплоносителя	Запасы по категориям, кг/с				
	В	С	В+С,	С2*	В+С +С2
Участок Дачный					
ПВС	361	51	412	-	824,7
В том числе пар	104	24	128	-	200
Участок Верхне-Мутновский					
ПВС	113	8,5	121,5	-	121,5
В том числе пар	22	4,5	26,5	-	26,5
Всего Мутновское месторождение					
ПВС	474	59,5	533,5	412,7	946,2
В том числе пар	126	28,5	154,5	72	226,5

\*запасы категории С<sub>2</sub> относятся в целом к площади Мутновского месторождения

Имеются следующие перспективные проекты развития Мутновской ГеоЭС.

В технологическом цикле производства электроэнергии на МГеоЭС-1 и Верхне-Мутновской ГеоЭС используется лишь паровая фаза добываемого геотермального теплоносителя. Около 1000 т/ч сепарата с температурой 150-170 °С закачивается обратно в пласт.

Выполнен проект «Увеличение установленной мощности Мутновской ГеоЭС за счет использования потенциала тепла сбросного сепарата».

Данный проект предусматривает расширение существующей мощности Мутновской ГеоЭС-1 на 13 МВт, за счет использования потенциала тепла сбросного сепарата, строительством и вводом в эксплуатацию новых 2-х энергоблоков мощностью по 4 МВт каждый, работающих на паре, полученном вскипанием сепарата при понижении давления и 2-х энергоблоков по 2,5 МВт каждый, работающих по технологии бинарного цикла.

Реализация проекта позволит на 26 % повысить эффективность использования исходного геотермального теплоносителя.

НП «ИНВЭЛ» разработано обоснование инвестиций по сооружению второй очереди Мутновской ГеоЭС (ГеоЭС-2) мощностью 50 МВт. Реализация проекта предусматривается строительством двух одинаковых электростанций мощностью по 25 МВт (2 энергоблока по 25 МВт), на двух отстоящих друг от друга строительных площадках. Такое деление второй очереди строительства на 2 этапа, вызвано, прежде всего, техническими соображениями (трудностями сбора в одном месте необходимого количества теплоносителя).

В среднесрочной перспективе намечается реализация указанных выше проектов, однако, источник финансирования пока не определен.

Для получения источника финансирования в части развития Мутновских геотермальных станций необходимо включение в тариф на отпускаемую электроэнергию инвестиционной составляющей.

Еще до строительства Мутновской геотермальной электростанции в 1994 году, для Европейского банка Реконструкции и Развития (ЕБРР) Исландской фирмой «Виркир Оркинг консалтинг групп ЛТД» была выполнена работа «Технико-экономическое обоснование районной системы отопления на базе Мутновского геотермального месторождения на Камчатке Feasibility Study» (перевод с

английского). В данной работе рассматривался вариант добычи геотермального теплоносителя на Мутновском месторождении, нагрев пресной воды посредством теплообменников и транспорт горячей воды с температурой 150 °С, с расходом на первом этапе 1200 т/час и до 2400 т/ч на втором этапе по трубопроводу диаметром 600 мм до основных потребителей тепла.

Уже в то время не существовало технических проблем для реализации данного проекта. Толщина изоляции обеспечивала нормативные потери тепла по трубопроводу. Снижение давления в трубопроводе (перепад около 100 атм) предлагалось с помощью станций дросселирования и гидротурбин. Данный проект рассматривал отопление г. Петропавловска-Камчатского, Вилючинска, Елизово, п. Николаевка, Сосновка, Вулканный, Ягодный, Пограничный. Срок проектирования и строительства системы теплоснабжения оценен в 4 года. Общая стоимость работ (2 - х этапов) определена данной работой в 157 млн. долларов. Проведенные в то время технико-экономические расчеты показывали экономическую эффективность и финансовую устойчивость проекта.

На данном этапе необходима технико-экономическая оценка реализации проекта в современных условиях, с учетом появления новых технологий и материалов. Например, современные стекло-базальто-пластиковые трубы ООО «Завод базальтовых труб» выдерживают давление до 250 атм и температуру до 180 °С. При этом трубопроводы не подвержены коррозии и солеотложению и могут эксплуатироваться в агрессивных геотермальных средах со сроком эксплуатации более 50 лет. Опыт эксплуатации подобных трубопроводов на Мутновской ГеоЭС в течении 15 лет показал их высокую надежность.

Этот факт позволяет рассматривать вариант транспортировки сепарата (который уже имеется в наличии -1000 т/ч) со скважин Мутновского месторождения и установки теплообменников непосредственно рядом с потребителем. Кроме того, по мнению специалистов, закачка сепарата на месторождении в скважины реинжекции приводит к падению параметров добычных скважин и в целом отрицательно влияет на работу месторождения, поэтому переброска сепарата в отдаленное от месторождения место, повысит эффективность работы Мутновской ГеоЭС. Возможные варианты трассировки трубопровода до основных потребителей центрального энергоузла приведены ниже на рисунке 17.2.3.



Рисунок 17.2.3 Варианты трассировки системы магистральных трубопроводов от Мутновской геотермальной тепловой станции

Предлагается выполнить предпроектные работы по строительству геотермальной системы от Мутновского месторождения парогидротерм (Декларация о намерениях и Обоснование инвестиций).

На Паужетской ГеоЭС в течение последних лет наблюдается тенденция к постепенному снижению запасов энергоносителя – геотермального пара с Паужетского месторождения парогидротерм. Дефицит ресурса особенно остро ощущается в весенний и летний периоды – с ростом электрической нагрузки во время путины. Для увеличения располагаемой мощности Паужетской ГеоЭС до 8 МВт АО «Тепло Земли» (поставщик энергоносителя для Паужетской ГеоЭС) планирует увеличить добычу энергоносителя за счёт бурения двух промысловых скважин. В настоящее время осуществить это за счёт средств данной организации не представляется возможным из-за высокой стоимости работ, включение которых в тариф (через инвестиционные программы) приведет в конечном итоге к его резкому росту.

Основной турбоагрегат Паужетской ГеоЭС ст. № 3 устарел и фактически изношен. Запасные части к нему давно не выпускаются. Требуется реконструкция турбины МК-6 без замены корпуса с целью продления срока службы до 20 лет, повышения надежности и безопасности эксплуатации.

Разработанная АО «Паужетская ГеоЭС» (с 20 декабря 2019 года в составе ПАО «Камчатскэнерго» филиал «Возобновляемая энергетика») «Программа комплексной модернизации Озерновского энергоузла» от 2015 года, предусматривает комплекс организационно-технических мероприятий для обеспечения надёжности энергоснабжения, стабильности и развития энергоузла на период 2015-2021 годов, однако не является функционирующим документом без утверждения и решений по ресурсному обеспечению.

Программа технического перевооружения и реконструкции (далее - ТПиР) АО «Паужетская ГеоЭС» сформирована, утверждена в соответствии с Регламентом ПАО «РусГидро» в составе среднесрочной Производственной программы Общества. Инвестиционная программа общества на 2017 – 2019 годы утверждена Приказом Министерства энергетики российской Федерации от 25.11.2016 № 1245.

Принципы формирования и приоритеты программы ТПиР направлены на минимизацию рисков по состоянию основного энергетического оборудования, на обеспечение надёжности энергоснабжения Озерновского энергоузла. При планировании Программы, за основу приняты общие риски и прогнозные оценки как по оборудованию, так и по состоянию системной надёжности энергоузла, с учетом ограничений по собственным материальным ресурсам.

Основными направлениями реализации инвестиционной программы, на основании соответствующих проектных работ, являются:

- комплекс мероприятий по реконструкции резервной ДЭС п. Озерновский с увеличением установленной мощности до 4,0 МВт, с обустройством энергомодулей и модернизации системы хранения, контроля и учета ГСМ (частично уже реализована);

- комплекс мероприятий по реконструкции систем управления, контроля и защит основного энергетического оборудования и систем Паужетской ГеоЭС;

- мероприятия по реконструкции распределительных сетей в части увеличения надёжности эксплуатации, обеспечения оптимального распределения нагрузок и системного резервирования.

Утвержденного объема финансирования недостаточно для достижения целевых показателей по обеспечению надёжности электроснабжения, как по основному энергетическому оборудованию, так и по сетевым объектам в зоне своей ответственности. Согласно оценки АО «Паужетская ГеоЭС» на указанный период требуется 195,566 млн. рублей. Снижение финансирования в основном приходится на статью «реконструкция».

Реализация предложенного комплекса технических мероприятий позволяет решить следующие задачи по обеспечению надёжности электроснабжения и развития энергосистемы:

- при нештатных и аварийных ситуациях в энергоузле по направлениям – наличия достаточной резервной мощности для обеспечения социальных потребителей, оптимизации сетевой системы с распределением нагрузок и реконструкцией распределяющих устройств в п. Озерновский и с. Запорожье;

- поддержание и дальнейшее увеличение располагающей мощности Паужетской геотермальной станции за счет модернизации и реконструкции Паужетского месторождения парогидротерм;

- обеспечение надежной и безаварийной работы основного и вспомогательного оборудования ПГеоЭС путем реконструкции, модернизации энергетического оборудования и систем контроля и управления;

- обеспечение возможности и реализации оптимальных и надежных систем теплоснабжения населения и муниципальных объектов (в ООО «ИВЦ Энергоактив» 2016 году выполнена Схема теплоснабжения Озерновского городского поселения, где в качестве основного варианта теплоснабжения принят вариант с использованием сепарата от Паужетской ГеоЭС);

- возможность реализации проектов развития Озерновского кластера на основе экономически эффективной энергосистемы с потенциалом дальнейшего развития.

Возможная мощность геотермальных электростанций на других месторождениях парогидротерм:

- около 100 МВт - на Нижне-Кошелевском месторождении, расположенном на юге полуострова Камчатка примерно в 18 км юго-западнее Паужетской ГеоЭС. Техничко-экономическое обоснование строительства Нижне-Кошелевской ГеоЭС выполнено Новосибирским отделением института Теплоэлектропроект (1972 год);

- около 20 МВт - на ресурсах Киреунского месторождения на северо-востоке Камчатки. Из-за отсутствия инвестиций, разведочные работы по месторождению приостановлены. Ближайшим возможным потребителем электроэнергии является поселок Ключи, расположенный в 75 км юго-восточнее от месторождения.

Ресурсы термальных вод Камчатки используются не только для производства электрической энергии, но и для теплоснабжения населенных пунктов. К наиболее крупным месторождениям относятся:

1. Паратунское (запасы утверждены в объеме 23,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. по категории «В» со средневзвешенной температурой воды 77° С, тепловая мощность – 75 Гкал/ч);

2. Эссовское (утвержденные запасы составляют 20,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. с температурой воды 75° С, тепловая мощность 64,7 Гкал/ч);

3. Верхне-Паратунское (с утвержденными запасами 23,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.).

В 2015 году выполнена работа «Исследование геотермальных ресурсов Авачинской группы вулканов, полуостров Камчатка, Камчатский Край» (ФГБУ «НИГТЦ ДВО РАН»).

Целью работы являлось исследование и анализ современного состояния и прогноз использования тепловых ресурсов Авачинской геотермальной системы.

Выполнены полевые исследования температурного режима участка к югу и юго-востоку от Авачинского вулкана по данным пробуренных 25-ти термометрических скважин глубиной 10 м. Выполнены исследования химического состава воды из скважин и р. Сухая речка.

Разработана трехмерная термогидродинамическая модель Авачинской геотермальной системы, откалиброванная по данным натурных измерений и данным обработки космических снимков в тепловом диапазоне.

Выполнено финансово-экономическое моделирование эффективности перспективного проекта теплоснабжения Петропавловска-Камчатского и Елизово. По результатам моделирования установлена потенциальная конкурентоспособность проекта на рынке тепловой энергии.

Основные результаты работы: получено распределение температуры на глубинах 5 и 10 м, а также градиента температур на участке работ, проведена калибровка разработанной трехмерной термогидродинамической модели геотермальной системы по данным натурных исследований. Даны рекомендации по глубинам и координатам точек заложения перспективных разведочно-эксплуатационных скважин. Рассчитаны финансово-экономические показатели проекта теплоснабжения Петропавловска-Камчатского и Елизово на базе ресурсов Авачинской геотермальной системы.

Из выполненной работы на основании комплекса исследований и моделирования сделаны следующие основные выводы:

- при использовании системы добычных и нагнетательных скважин технически возможен отбор тепловой энергии мощностью 1100 Гкал/ч в течение более 30 лет;
- установлена эффективность перспективного проекта теплоснабжения Петропавловска-Камчатского на базе ресурсов Авачинской геотермальной системы и его потенциальная конкурентоспособность на рынке тепловой энергии. Расчетный тариф на тепловую энергию ниже прогнозного тарифа ПАО «Камчатскэнерго».

Специалистами АО «Геотерм» (с конца 2019 года входит в состав филиала «Возобновляемая энергетика» ПАО «Камчатскэнерго») выполнен предварительный анализ возможности использования геотермальных ресурсов для теплоснабжения потребителей г. Петропавловска-Камчатского, из которого следует, что без проведения системного исследования, включая бурение геолого-разведывательных скважин южной территории, примыкающей к вулканам Корякско-Авачинской группы, говорить о теплоснабжении г. Петропавловска-Камчатского и прилегающих к нему посёлков, преждевременно.

Для более полного и эффективного использования геотермальных ресурсов для целей энергоснабжения потребителей необходимо ускоренное решение следующих вопросов:

- проведение дальнейших разведочных работ;
- разработка природоохранных мероприятий с применением новейших технологий по выделению редких элементов из геотермальной воды и обратной закачки ее в скважину.

По состоянию на конец 2019 года АО «Росгеология» выделен участок под заложение параметрической скважины, бурением которой планируется детализировать изучение геологического строения и геотермических условий в районе Авачинской геотермальной площади.

### Ветроэнергетика

Рабочий ветроэнергетический потенциал Камчатского края оценивается величиной 30 - 36 млрд. кВт\*ч в год.

Наибольшие ветровые нагрузки в Камчатском крае фиксируются в прибрежных районах: г. Петропавловска-Камчатского, п. Октябрьский, мыса Петропавловский Маяк, п. Усть-Камчатск, на Командорских островах и в населенных пунктах, расположенных в северной прибрежной части Камчатки: Апука, Корф, Каменское, Ича.

Лидерами по ветровым ресурсам и возможным установленным и используемым мощностям определены две площадки: площадка Радыгинская (на восточном побережье Камчатки вблизи г. Петропавловска-Камчатского) и площадка на мысе Левашова у п. Октябрьский Усть-Большерецкого района.

В 2013 году завершено строительство и введён в эксплуатацию: ветродизельный комплекс в с. Никольское в составе двух ветроэнергетических установок суммарной мощностью 550 кВт и ДЭС – 0,292 МВт. В 2016 году новый Ветро-дизельный комплекс (далее - ВДК) в с. Никольское выработал 371 тыс. кВт\*ч и обеспечил 9,84 % выработки энергоузла, с учётом собственных нужд ДЭС и ВДК - 9,58 %, по данным ТЭП АО «ЮЭСК» за 2016 год, потребляемой селом электроэнергии (у ВДК в 3,7 раза собственные нужды выше, чем у ДЭС-17). Себестоимость электроэнергии от нового ВДК составила более 25 руб./кВт\*ч. Топливная составляющая в себестоимости электроэнергии от ДЭС составила 8,82 руб./кВт\*ч. Средний КИУМ ВЭС за 2016 год составил около 7 %, что ниже, чем в 2015 году.

В с. Никольское в 2017 году старый ВЭУ № 8 выработал 64,7 тыс. кВт\*ч, ВЭК - 1 и 2 выработал 128 тыс. кВт\*ч, что в 2 раза хуже, чем в 2016 году.

В 2014 году введены в эксплуатацию следующие ВЭУ:

- в с. Усть-Камчатск - ВЭУ-275 кВт, французской фирмы Vergnet (по программе ПАО «Передвижная ветроэнергетика»);

- в п. Октябрьский - вторая очередь ветропарка мощностью 2,4 МВт (4x0,6 МВт).

В 2014-2015 годах в с. Усть-Камчатск установлены три ВЭУ Komai KWT 300, суммарная мощность ВЭС 900 кВт.

ВЭС принята в эксплуатацию АО «ЮЭСК» в 2016 году в с. Усть-Камчатск, введена в соответствии с Меморандумом от 18.11.2014 года о взаимопонимании между NEDO (Япония), ПАО «РАО Энергетические системы Востока» и Правительством Камчатского края. В 2016 году три ветроагрегата выработали 1,49 млн. кВт\*ч, что обеспечило (с учётом собственных нужд ДЭС и ВЭС) – 5,9 % потребления энергоузла. По данным ТЭП АО «ЮЭСК» за 2016 год у ВЭС в 6,35 раза собственные нужды выше чем у ДЭС-23, так как электроэнергия тратится на обогрев оборудования ВЭУ. При стоимости трёх ветроагрегатов 301 387 462,92 рубля (по данным ПАО «Передвижная энергетика»), амортизационная составляющая при сроке службы 20 лет и ежегодному отпуску с шин на уровне 2016 года (1,327 млн. кВт\*ч) составит 11,36 руб./кВт\*ч. В себестоимость электроэнергии от ВЭС так же входят прочие расходы (налог на имущество 2,2 % - 6,6 млн. руб. или 5 руб./кВт\*ч, зарплата обслуживающему персоналу АО «ЮЭСК» и управленческому персоналу ПАО «Передвижная энергетика», расходы на материалы при текущем обслуживании, накопительные расходы на капитальный ремонт, который производится через 8-10 лет после ввода в эксплуатацию, 25-40 % от первоначальных капвложений). Итого полная прогнозная себестоимость электроэнергии от ВЭС в Усть-Камчатске может составить около 20-30 руб./кВт\*ч, что значительно выше топливной составляющей на ДЭС. Необходимо так же отметить, что при работе ВЭС, дизеля на ДЭС работают в «рваном» режиме, что значительно снижает их моторесурс на частичных нагрузках и повышает удельный расход топлива. Топливная составляющая себестоимости



электроэнергии от ДЭС-23 в 2016 году составила 9,55 руб./кВт\*ч. Средний КИУМ по трём новым ВЭС за 2016 год составил 18,9 %, что значительно выше, чем в 2013-2015 годах (около 10 %) и приближается к «западноевропейским» прибрежным ВЭС (20 - 30 %).

В 2017 году в п. Усть-Камчатск ВЭС выработали 1445,95 тыс. кВт\*ч, собственные нужды ВЭС составили 140,6 тыс. кВт\*ч (9,8 %).

В п. Октябрьский Усть-Большерецкого района АО «КЭС им. И.А. Пискунова» реализован проект по установке ветропарка мощностью 3,3 МВт на базе ВЭС фирмы MICON (VESTAS, Дания). Проект реализован в два этапа:

1 очередь – 0,9 МВт (3хВЭУ-0,3 МВт) – 2008 год;

2 очередь – 2,4 МВт (4хВЭУ-0,6 МВт) – 2014 год.

За 2016 год ВЭС в п. Октябрьский выработано 7,813 млн. кВт\*ч электроэнергии. КИУМ составил 27 %. Тарифная составляющая от ветрогенерации на 2017 год в п. Октябрьский составила 7,71 руб./кВт\*ч без НДС.

С целью повышения энергоэффективности и модернизации объектов энергоснабжения в отдаленных районах Камчатского края с 2011 года реализуется инвестиционный проект «Обеспечение энергоснабжения изолированных территорий Камчатского края на основе возобновляемых источников энергии».

В 2021 году АО «ЮЭСК» планирует установку еще одной ветроэнергетической установки мощностью 0,3 МВт в с. Усть-Камчатск.

Согласно полученного опыта эксплуатации ВЭС в изолированных энергоузлах с. Никольское и с. Усть-Камчатск получены следующие выводы:

- максимальная замещаемая выработка ветроагрегатов может составлять до 15 % от выработки ДЭС;

- из-за высоких фактических удельных капитальных затрат на установку ВЭС в с. Никольское и с. Усть-Камчатск, себестоимость электроэнергии от ВЭС значительно выше топливной составляющей от ДЭС.

Для продолжения реализации программы по установке ВЭС необходима комплексная оценка эффективности уже введенных в строй объектов и детальный расчёт эффективности данного направления развития Камчатской энергетики.

### 17.3. Энергетика на основе местных видов топлива

#### Природный газ

Промышленные запасы углеводородного сырья установлены только в Колпаковском районе Западно-Камчатского нефтегазоносного бассейна (с общими запасами свободного газа около 7,78 млрд. м<sup>3</sup>), где открыто 4 газоконденсатных месторождения.

Пятое возможное месторождение (Приохотское) по показателям имеет значительные запасы газа – около 26 млрд. м<sup>3</sup> и для их подтверждения требуется пробурить 6-7 поисковых скважин.

В списке перспективных ресурсов газа в Колпаковском районе числятся 11 структур (Схумочская, Схикийская, Северо-Облуковинская, Усть-Облуковинская и др.), которые подготовлены сейсморазведкой. Их суммарные ресурсы оцениваются

14,2 млрд. м<sup>3</sup> газа.

В списке с локализованными ресурсами газа числятся 15 структур (43 млрд. м<sup>3</sup> газа). Кроме Колпаковского и Ичинского нефтегазоносных районов локализованными ресурсами располагает Центрально-Камчатский район (Караковская и Таежная структуры - 16,1 млрд. м<sup>3</sup> газа).

Итоговые предполагаемые запасы газа составляют 101,1 млрд. м<sup>3</sup>.

Для снижения зависимости энергетики Камчатского края от поставок из-за пределов региона дорогого мазута и дизельного топлива, в крае реализованы проекты по переводу ТЭЦ, ДЭС и котельных на использование в качестве топлива более дешёвого и экологически чистого природного газа местного Кшукского месторождения.

По состоянию на 01.01.2020 года газифицированы следующие объекты: Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, Котельная № 1 (ПКГО), ООО «Камчатский пивоваренный завод», Асфальтобетонный завод МУП «Спецдорремстрой», Котельная № 2 и 4 г. Елизово, а также котельные Пионерского сельского поселения.

Ожидаемого снижения тарифа на электроэнергию от перевода Камчатских ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельных на газ не произошло, хотя отпускная стоимость газа существенно ниже, чем мазута, используемого ранее на ТЭЦ, при этом существенно улучшились экономические показатели работы Камчатских ТЭЦ, а также снизились расходные обязательства бюджета Камчатского края. Низкая цена природного газа (ниже себестоимости его добычи и транспортировки) задана для потребителей ПАО «Камчатскэнерго» за счет внутреннего субсидирования в структуре ПАО «Газпром».

АО «Газпром промгаз» выполнена работа по актуализации Генеральной схемы газоснабжения и газификации Камчатского края с учетом годовой добычи газа на уровне 420 млн. м<sup>3</sup> в год. В схеме уточнен и снижен перечень перспективных объектов, переводимых на газовое топливо, при этом согласно прогноза добычи к 2030 году снижение ожидается до 143 млн. м<sup>3</sup> в год.

В связи со снижением добычи газа Правительству Камчатского края дано поручение о внесении изменений в «Стратегию развития энергетики Камчатского края» для заблаговременного включения перспективных проектов с использованием гидро- и геотермальной энергии (Протоколом совещания от 26 января 2015 года, подписанным Губернатором Камчатского края и членом Правления - начальником Департамента ПАО «Газпром»).

В 2015-2016 годах по заданию подведомственной Министерству ЖКХ и энергетики Камчатского края организацией - Краевым государственным бюджетным учреждением «Региональный центр развития энергетики и энергосбережения» выполнена «Актуализация стратегии развития энергетики Камчатского края до 2025 года», с перспективой до 2040 года, в котором обоснован перевод энергетики Камчатского края (частично или полностью) с использования органического топлива в качестве основного при производстве энергии на возобновляемые источники энергии с перспективой до 2040 года.

## Уголь

Камчатский край обладает разведанными и поставленными на баланс месторождениями угля, но потенциал этих месторождений освоен слабо.

Программой в сфере угольной промышленности на территории Камчатского края включены следующие проекты:

- промышленное освоение Крутогоровского месторождения в целях организации производства синтетического топлива в Камчатском крае (2018 – 2020 годы);

- промышленное освоение Корфского и Гореловского месторождений в Камчатском крае (2017 - 2020 годы).

Федеральная целевая программа «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья на период до 2013 года» предусматривала строительство мини-ТЭЦ на территории, ранее входившей в Корякский автономный округ.

В середине 2000-х годов было начато строительство комплекса угольных мини-ТЭЦ в наиболее крупных центрах энергопотребления Корякского округа (в рамках ФЦП «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья на период до 2013 года» за счет средств федерального бюджета).

В связи с низким качеством выполненных проектных работ и несоответствия показателей местных углей проектным (более низкая теплотворная способность относительно принятой в проекте, высокая зольность местных углей), строительство мини-ТЭЦ, выполненное примерно на 50 %, было законсервировано, а уже построенная мини-ТЭЦ в г.о. «п. Палана» функционирует как котельная.

Рассматривались предложения по альтернативным вариантам использования объектов незавершенного строительства мини-ТЭЦ в Камчатском крае, приведённые ниже в таблице.

Показатель	мини-ТЭЦ			
	«Палана»	«Тиличики»	«Манилы»	«Тигиль»
Показатели мини-ТЭЦ на угле, которые планировались ранее				
Электрическая мощность, МВт	4,00	6,00	3,00	4,00
Тепловая мощность, Гкал*ч	13,30	22,00	19,20	48,50
Месторождение угля	Паланское	Корфское	Гореловское	Тигильское
Теплотворная способность угля запланированная, ккал/кг	5800,0	4770,0	4830,0	6280,0
Теплотворная способность угля фактическая, ккал/кг	2945,0	3700,0	4830,0	запасы не подтверждены
Существующая потребность				
Электрическая мощность, МВт	2,40	4,74	2,16	1,23
Тепловая мощность, Гкал*ч	10,30	2,90	1,00	2,85

Показатель	мини-ТЭЦ			
	«Палана»	«Тиличики»	«Манилы»	«Тигиль»
Возможное альтернативное решение				
Дизельные генераторы	-	4 x 1,0 МВт 1 x 0,8 МВт	3 x 0,8 МВт	2 x 0,5 МВт 1 x 0,3 МВт
в том числе с системой утилизации тепла (когенерация)	-	4 x 1,0 МВт	2 x 0,8 МВт	2 x 0,5 МВт
ВЭУ	-	3 x 0,275 МВт	3 x 0,275 МВт	1 x 0,275 МВт
Угольная котельная	-	резервная мощностью 3,0 Гкал/ч	резервная мощностью 1,0 Гкал/ч	основная мощностью 3,0 Гкал/ч
Уровень использования мощности угольной котельной при максимальной мощности ДЭС <sup>1</sup>	-	0,0-10,0 %	0,0 %	60,0-80,0 %
Малая ГЭС на р. «Кинкиль» Мощность, МВт	16 МВт – с электроотоплением, строительство ЛЭП-35 кВ ГЭС-Палана 40 км			
Малая ГЭС на р. «Рассошина» Мощность, МВт				12 МВт, строительство ВЛ 35 кВ мГЭС-Седанка 30 км
Малая ГЭС на р. «Белая» Мощность, МВт			10 МВт, строительство ВЛ мГЭС-Каменское 25 км	

<sup>1</sup> - приблизительная оценка

Так как вопрос снабжения электроэнергией и теплом населенных пунктов, ранее входивших в Корякский округ, остается открытым, в качестве альтернативного варианта его решения предлагалось использовать современные экономичные дизельные электростанции с когенерационным оборудованием, твердотопливные котельные и ветродизельные комплексы.

На базе незавершенного строительства мини-ТЭЦ в с. Тигиль и мини-ТЭЦ в с. Манилы Министерством ЖКХ и энергетики Камчатского края планировалось строительство котельных, но работы не были выполнены.

Для решения вопроса о дальнейшем использовании мини-ТЭЦ, необходимо провести обследование состояния незавершенного строительства, на основе которого выполнить ТЭО о возможности завершения строительства мини-ТЭЦ (в качестве ТЭЦ или котельных) и использовании на них угля местных месторождений.

Министерством ЖКХ и энергетики Камчатского края предлагается для мини-

ТЭЦ в с. Тигиль рассмотреть уголь Паланского месторождения, так как Паланский угольный разрез уже работает, имеется существующая дорога (автозимник продленного действия) от Паланы до с. Тигиль, что позволяет осуществить доставку угля. Также строится дорога Анавгай-Тигиль, что позволит осуществлять работы на мини-ТЭЦ вахтовым методом. Следует отметить, что мини-ТЭЦ в с. Тигиль проектировалась на уголь более высокой калорийности, чем уголь Паланского месторождения.

#### 18. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Камчатского края

Установленная мощность электростанций на территории Камчатского края обеспечивает в рассматриваемой перспективе покрытие максимума электрической нагрузки и расчётного резерва мощности в центральном энергоузле и изолированных энергоузлах.

В рассматриваемый период 2020-2024 год необходим ввод дизельных агрегатов (для замены агрегатов, отработавших свой моторесурс) в АО «ЮЭСК», АО «Корякэнерго», АО «Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова».

В Озерновском энергоузле необходима реконструкция резервной ДЭС АО «Паужетская ГеоЭС» с увеличением установленной мощности до 4 МВт согласно инвестиционной программе на 2017-2019 годы утверждено финансирование в размере 88,602 млн. руб. (при необходимости 118,136 млн. руб.), в связи с чем ввод дополнительной мощности ожидается не ранее 2020 года.

Новые и реконструируемые дизельные агрегаты (замена) и ДЭС энергосистемы Камчатского края на рассматриваемый период приведены в таблице 18.1, а демонтируемые дизельные агрегаты - в таблице 18.2.

Таблица 18.1 - Перечень новых и реконструируемых дизельных электростанций Камчатского края на 2020-2024 годы

Наименование электростанции	Принадлежность к компании	Год ввода	Вид топлива	Обоснование необходимости ввода	Вводимая мощность	Место расположения	Капиталовложения, млн. руб.
					МВт		
Покупка передвижных дизельных электростанций (ДЭС) на прицепном шасси с установленной мощностью 500 кВт в количестве 4 шт.	ПАО «Камчатскэнерго»	2020	дизельное топливо	Повышение надежности электроснабжения потребителей	2	ЦЭУ Камчатского края	16,58
Покупка передвижных дизельных электростанций (ДЭС) на прицепном шасси с установленной мощностью 200 кВт в количестве 2 шт.	ПАО «Камчатскэнерго»	2020	дизельное топливо	Повышение надежности электроснабжения потребителей	0,4	ЦЭУ Камчатского края	3,55
Техпереворужение ДЭС - 5 (установка дополнительного дизель-генератора - 2 шт.)	ПАО «Камчатскэнерго»	2021	дизельное топливо	Повышение надежности электроснабжения потребителей	2	ЦЭУ Камчатского края	101,89
ДЭС-11	АО "ЮЭСК"	2024	дизельное топливо	Отработка паркового ресурса дизельного генератора	1,0	с. Тигиль	41,15

Наименование электростанции	Принадлежность к компании	Год ввода	Вид топлива	Обоснование необходимости ввода	Вводимая мощность	Место расположения	Капиталовложения, млн. руб.
					МВт		
ДЭС-23	АО "ЮЭСК"	2020-2021	дизельное топливо	Рост нагрузки.	14,2	п. Усть-Камчатск	372,26
ДЭС-4	АО "ЮЭСК"	2025	дизельное топливо	Отработка паркового ресурса дизельного генератора	1,0	с. Манилы	38,07
ДЭС-10	АО "ЮЭСК"	2022-2024	дизельное топливо	Отработка паркового ресурса дизельных генераторов	4,0	п. Палана	137,36
ГДЭС-7	АО "ЮЭСК"	2020-2023	газ, газодизельное топливо, дизельное топливо	Рост нагрузки, отработка паркового ресурса дизельных генераторов	5,2	с. Соболево	179,74
ДЭС-2	АО "ЮЭСК"	2020	дизельное топливо	Резервный источник электроснабжения	1,0	с. Эссо	54,2
ДЭС-30	АО "ЮЭСК"	2021	дизельное топливо	Рост нагрузки	0,3	с. Лесная	19,78
ДЭС-12	АО "ЮЭСК"	2022-2023	дизельное топливо	Рост нагрузки, отработка паркового ресурса дизельных генераторов	3,0	п. Оссора	99,06
ДЭС-8	АО "ЮЭСК"	2022	дизельное топливо	отработка паркового ресурса дизельного генератора	1,0	с. Тиличики	26,63
ДЭС-28	АО "ЮЭСК". Концессия	2022	дизельное топливо	неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,048	с. Парень	52,62

Наименование электростанции	Принадлежность к компании	Год ввода	Вид топлива	Обоснование необходимости ввода	Вводимая мощность	Место расположения	Капиталовложения, млн. руб.
					МВт		
ДЭС-26	АО "ЮЭСК". Концессия	2022	дизельное топливо	неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,720	с. Таловка	68,59
ДЭС-15	АО "ЮЭСК". Концессия	2023	дизельное топливо	неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,720	с. Аянка	71,54
ДЭС-1	АО "ЮЭСК". Концессия	2023	дизельное топливо	неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,840	с. Слаутное	72,4
ДЭС-27	АО "ЮЭСК". Концессия	2024	дизельное топливо	неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,128	с. Слаутное	54,95
ДЭС-29	АО "ЮЭСК"	2023	дизельное топливо	неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,500	с. Воямполка	17,37
ВЭУ	АО "ЮЭСК"	2021	энергия ветра	замещение дизельной генерации	0,3	п. Усть-камчатск	167,37



Наименование электростанции	Принадлежность к компании	Год ввода	Вид топлива	Обоснование необходимости ввода	Вводимая мощность	Место расположения	Капиталовложения, млн. руб.
					МВт		
ДЭС	АО «Паужетская ГеоЭС»	2020	дизельное топливо	Дефицит мощности	4,0	п. Озерновский	118,136 (Утверждено на период 2017-2019 - 88,602 млн. руб.) и при условии увеличения финансирования на 21,0 млн. руб. в 2018 году, в соответствии с ИПР ГеоЭС
ДЭС-29	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	0,08	с. Хайрюзово	5,905 (Утверждено на период 2019-2020 5,905 млн. руб.)
ДЭС-16	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности и поддержания резерва.	0,4	с. Средние Пахачи	13,571 (Утверждено на период 2019-2020 13,571 млн. руб.)
ДЭС-23	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	0,4	с. Тымлат	13,539 (Утверждено на период 2019-2020 13,539 млн. руб.)
ДЭС-25	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	0,4	с. Ильпырское	12,13 (Утверждено на период 2019-2020 12,13 млн. руб.)

Наименование электростанции	Принадлежность к компании	Год ввода	Вид топлива	Обоснование необходимости ввода	Вводимая мощность	Место расположения	Капиталовложения, млн. руб.
					МВт		
ДЭС-22	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	0,08	п. Ичинский	5,442 (Утверждено на период 2019-2020 5,442 млн. руб.)
ДЭС-28	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	0,08	с. Вывенка	4,92 (Утверждено на период 2019-2020 4,92 млн. руб.)
ГДЭС-21	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	0,6	п. Крутогоровский	49,017 (Утверждено на период 2019-2020 49,017 млн. руб.)
ДЭС Водозабор	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Независимое энергоснабжение водозабора	0,048	с. Ильпырское	4,274 (Утверждено на период 2019-2020 4,274 млн. руб.)
ДЭС	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Замена дизельного генератор на новые из-за отработки паркового ресурса	0,32	с. Ачай Ваям	15,454 (Утверждено на период 2019-2020 15,454 млн. руб.)
ДЭС	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Замена дизельного генератор на новые из-за отработки паркового ресурса	0,3	с. Ачай Ваям	8,64 (Утверждено на период 2019-2020 8,64 млн. руб.)
ДЭС-28	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Замена дизельного генератор на новые из-за отработки паркового ресурса	0,46	с. Вывенка	14,764 (Утверждено на период 2019-2020 14,764 млн. руб.)

Наименование электростанции	Принадлежность к компании	Год ввода	Вид топлива	Обоснование необходимости ввода	Вводимая мощность	Место расположения	Капиталовложения, млн. руб.
					МВт		
ДЭС-26	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	Замена дизельного генератор на новые из-за отработки паркового ресурса	0,04	с. Хаилино	14,764 (Утверждено на период 2019-2020 14,764 млн. руб.)
Итого					45,56		1 875,67

Таблица 18.2 - перечень демонтируемых дизельных агрегатов электростанций энергосистемы Камчатского края на 2020-2024 годы

Наименование электростанции	Принадлежность к компании	Год демонтажа	Вид топлива	Выводимая мощность	Вид демонтажа	Место расположения
				МВт, Гкал/ч		
ДЭС-11	АО "ЮЭСК"	2024	дизельное топливо	0,8	замена	с. Тигиль
ДЭС-23	АО "ЮЭСК"	2021	дизельное топливо	5,6	замена	п. Усть-Камчатск
ДЭС-4	АО "ЮЭСК"	2025	дизельное топливо	0,8	замена	с. Манилы
ДЭС-10	АО "ЮЭСК"	2022-2024	дизельное топливо	3,2	замена	п. Палана
ГДЭС-7	АО "ЮЭСК"	2020-2023	газ, дизельное топливо	3,39	замена	с. Соболево
ДЭС-12	АО "ЮЭСК"	2022-2023	дизельное топлива	3,0	замена	п. Оссора
ДЭС-8	АО "ЮЭСК"	2022	дизельное топлива	1,0	замена	с. Тиличики
ДЭС-28	АО "ЮЭСК" Концессия	2022	дизельное топлива	0,136	замена	с. Парень
ДЭС-26	АО"ЮЭСК" Концессия	2022	дизельное топлива	0,561	замена	с. Таловка
ДЭС-15	АО "ЮЭСК" Концессия	2023	дизельное топлива	0,774	замена	с. Аянка
ДЭС-1	АО "ЮЭСК" Концессия	2023	дизельное топлива	0,487	замена	с. Слаутное
ДЭС-27	АО "ЮЭСК" Концессия	2024	дизельное топлива	0,130	замена	с. Слаутное
ДЭС-29	АО "ЮЭСК"	2023	дизельное топлива	0,300	замена	с. Воямполка

Наименование электростанции	Принадлежность к компании	Год демонтажа	Вид топлива	Выводимая мощность	Вид демонтажа	Место расположения
				МВт, Гкал/ч		
ДЭС-23	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	0,144	замена	с. Тымлат
ДЭС-25	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	0,144	замена	с. Ильпырский
ДЭС-22	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	0,064	замена	с. Устьевое
ДЭС-28	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	0,140	замена	с. Вывенка
ДЭС-16	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	0,4	замена	п. Средние Пахачи
ДЭС-27	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	0,5	замена	с. Ачай Ваям
ДЭС-27	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	0,25	замена	с. Ачай Ваям
ДЭС-23	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	0,4	замена	с. Тымлат
ДЭС-28	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	0,4	замена	с. Вывенка
ДЭС-26	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	0,4	замена	с. Хаилино
ДЭС-21	АО «Корякэнерго»	2020	дизельное топливо	0,6	замена	п. Крутогоровский

В среднесрочной перспективе рассматривается реализация следующих энергогенерирующих проектов:

- наиболее крупный проект по вводу генерирующих мощностей с целью перехода электрогенерации на ВИЭ является проект строительства каскада ГЭС на р. Жупанова, который значится в документах Правительства Камчатского края с 1987 года. По самой крупной ГЭС каскада - ГЭС-1 мощностью 270 МВт и годовой выработкой 1290 млн. кВт\*ч, в 2012-2014 годах проводились предпроектные работы. АО «Ленгидропроект» выполнило «Декларацию о намерениях по строительству каскада ГЭС на р. Жупанова», в которой технико-экономические расчеты показывают высокую эффективность проекта. По данным Краевого государственного казенного учреждения «Региональный центр развития энергетики и энергосбережения», в адрес Правительства Камчатского края поступили предложения от иностранных инвесторов (Чехия, р. Корея, Китай), показывающие готовность банков и крупных энергетических компаний к сотрудничеству в реализации этого проекта. Выполненные в 2014-2016 годах гидрометеорологические исследования – подтверждают ресурсную базу проекта ГЭС-1 на р. Жупанова. Выдача электрической мощности каскада ГЭС на р. Жупанова представлена в Приложении 15.

Разработка проектно-сметной документации строительства Жупановской ГЭС-1 планировалась в период действия Схемы и программы, утверждённой в 2016 году. Однако в связи со сложной экономической ситуацией решение на настоящий момент не принято:

- проект «Увеличение установленной мощности Мутновской ГеоЭС-1 за счет использования потенциала тепла сбросного сепарата» предусматривает расширение существующей мощности с 50 до 63 МВт. Для этого потребуется строительство и ввод в эксплуатацию новых 2-х энергоблоков мощностью по 4 МВт каждый работающих на паре, полученном при вскипании сепарата при снижении давления и 2-х энергоблоков по 2,5 МВт каждый работающих по технологии бинарного цикла;

- проект «Вторая очередь Мутновской ГеоЭС мощностью 2x25 МВт». Прогнозная оценка Мутновского месторождения парогидротерм 300 МВт. НП «ИНВЭЛ» разработал обоснование инвестиций по сооружению второй очереди Мутновской ГеоЭС мощностью 50 МВт. Реализация проекта предусматривает строительство двух одинаковых электростанций мощностью 50 МВт (2 энергоблока по 25 МВт) каждый;

- разработки ПСД и строительство малых ГЭС (на р. Кававля, р. Белая, р. Большая Хапица, р. Новиковская, р. Радуга). В марте 2019 года создан «Проектный офис в целях реализации проекта по переводу энергоснабжения Усть-Камчатского района на малые ГЭС с последующим созданием объединенного энергоузла». Экспертная группа по реализации технических решений сделала заключение о возможности реализации данного проекта;

- разработка проекта теплоснабжения близлежащих населённых пунктов на базе сбросного сепарата Мутновских станций и некондиционных скважин Мутновского месторождения.

В «ТЭДе по малым ГЭС и ВЭС» (АО «Ленгидропроект», 1994 год) было проработано и предложено 6 площадок для установки ВЭС в с. Усть-Камчатск, суммарная мощность которых оценивалась величиной 224 МВт, а выработка электроэнергии – 300 млн. кВт\*ч.

В 2021 году АО «ЮЭСК» планируется установка еще одной ветроэнергетической установки.

Согласно программе «ТЭД по малым ГЭС и ВЭС в Корякском автономном округе и в Усть-Камчатском р-не Камчатской области» (АО «Ленгидропроект» 1994 год) имеется реальная возможность строительства малых ГЭС на пониженных параметрах в изолированных энергоузлах. Первоочередными по значимости нужно закрывать потребности в энергии в г.о. «п. Палана» строительством мГЭС на р. Кинкиль, не представляющей рыбохозяйственного значения, с. Манилы и с. Каменское строительством мГЭС на р. Белая или малой приливной электростанцией (мощностью 10 МВт) вблизи п. Манилы.

## 19. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период

Информация по наиболее крупным потребителям тепловой энергии Камчатского края представлена в таблице 19.1

Таблица 19.1 - Теплопотребление крупных потребителей Камчатского края за 2019 г.

№ п/п	Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Годовой объём потребления за 2019 год, тыс. Гкал (с нагревом)	Источник покрытия тепловой нагрузки	Присоединённая нагрузка Гкал/ч
1	Акционерное общество "Камчатское пиво", г. Петропавловск-Камчатский ул. Лукашевского, 13	производство пищевых продуктов	3,183	ТЭЦ-2	1,92
2	Рыболовецкий колхоз имени В.И.Ленина, г. П-К, ул. Космонавтов, 40	производство пищевых продуктов	3,276	котельная № 12	1,77
3	Федеральное казенное учреждение "Центр хозяйственного и сервисного обеспечения Управления Министерства внутренних дел Российской Федерации по Камчатскому краю, г. П-К, пр. Рыбаков, 49	обеспечение безопасности государства	6,738	ТЭЦ-1, 2, котельные	3,272
4	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Камчатский государственный технический университет", г. п-К, Ключевская 35	образование	3,922	ТЭЦ- 2, котельные	1,893
5	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения "Камчатская краевая больница им. А.С. Лукашевского", г. П-К, Ленинградская 112	здравоохранение	3,506	ТЭЦ-2	1,395
6	ФГБУ "Центральное жилищно-коммунальное управление" Министерства обороны РФ", г.П-К, Пограничная 77/1	министерство обороны	37,629	ТЭЦ-1, 2, котельные	9,135



№ п/п	Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Годовой объём потребления за 2019 год, тыс. Гкал (с нагревом)	Источник покрытия тепловой нагрузки	Присоединённая нагрузка Гкал/ч
7	Государственное унитарное предприятие Камчатского края "Камчатстройэнергосервис", г. П-К, Лукашевского 5	оказание услуг населению	4,347	ТЭЦ-2	2,963
8	Муниципальное унитарное предприятие Петропавловск-Камчатского городского округа "Управление механизации и автомобильного транспорта" г.П-К, Автомобилистов 1	услуги по транспортировке тепловой энергии	19,583	ТЭЦ-1, 2, котельные № 1, 3	5,545

Прогноз потребности в тепловой энергии выполнен на основании прогнозов теплотребления основных производителей тепловой энергии Камчатского края, а также анализа тенденций в потреблении тепловой энергии за последние годы и существующих схем теплоснабжения городских округов.

Прогноз производства тепловой энергии Камчатского края до 2024 года приведён в таблице 19.2.

Таблица 19.2 - Прогноз производства тепловой энергии Камчатского края до 2024 года

Показатель	Годы					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Производство тепловой энергии, тыс. Гкал	3249,19	3268,81	3277,02	3247,85	3236,07	3242,45
в т.ч. Петропавловск-Камчатский	1599,64	1607,30	1607,30	1607,30	1607,30	1607,30
Абсолютный прирост теплотребления, тыс. Гкал	-	19,6	8,2	-29,2	-11,8	6,4
Среднегодовые темпы прироста, %	-	0,60	0,25	-0,89	-0,36	0,20

В настоящем прогнозе потребления тепловой энергии в соответствии с существующими схемами теплоснабжения ожидается рост потребления тепловой энергии в период 2020-2024 год, среднегодовые темпы роста за период составят - 0,2 %.

Прогноз производства тепловой энергии от тепловых энергетических станций и котельных генерирующих компаний представлен в таблице 19.3.

Таблица 19.3 - Прогноз производства тепловой энергии от тепловых энергетических станций (включая котельные генерирующих компаний) на период до 2023 года

Показатель	Годы					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Производство тепловой энергии – всего, тыс. Гкал, в т. ч.:	2863,3	2886,06	2900,56	2911,12	2927,38	2938,94
ПАО «Камчатскэнерго» - всего, в т.ч.:	1919,53	1925,56	1925,56	1925,56	1925,56	1925,56
Камчатские ТЭЦ-1,2	1111,81	1125,00	1125,00	1125,00	1130,97	1179,16
Котельные	807,72	800,56	800,56	800,56	794,59	746,40
АО «Камчатэнерго сервис» (Вилючинск, Мильково, Усть-Большерецкий МР)	347,57	352,79	358,22	362,52	370,13	374,94
АО «ЮЭСК»	87,45	88,25	88,25	88,25	88,25	88,25
АО «Корякэнерго»	109,04	112,97	115,05	115,05	115,05	115,05
Котельные и бойлерные – муниципальные и ведомственные, прочие	243,71	247,37	251,18	254,19	259,53	262,90
Скважины АО «Тепло Земли», в том числе муниципальные скважины	156	159,12	162,3	165,55	168,86	172,24

На прогнозируемый период структура установленной мощности источников тепловой энергии энергосистемы Камчатского края существенно не изменится. Значительная часть теплотребления будет обеспечена Камчатскими ТЭЦ и котельными ПАО «Камчатскэнерго».

#### 19.1. Потенциал развития когенерации в Камчатском крае и возможности перевода котельных в газопоршневые установки и газотурбинные установки ТЭЦ

Благодаря программе газификации Камчатского края, газ рассматривался как альтернатива мазуту и углю, в качестве топлива для электростанций и котельных, что предполагало использование газотурбинных и парогазовых установок.

Однако, по данным ПАО «Газпром» планируется снижение возможного объема годовой добычи газа с 750 до 420 млн. м<sup>3</sup> (с перспективой 143 млн. м<sup>3</sup> к 2030 году), в связи с чем, сокращено количество перспективных объектов, переводимых на газовое топливо (приложение 7).

Ввод в центральном энергоузле Камчатской энергосистемы газотурбинных установок ТЭЦ и газопоршневых установок в перспективе не намечается, учитывая снижение поставок газа для энергетики и наличие в энергоузле избыточных генерирующих мощностей.

Традиционная практика использования глубинного тепла Земли на Камчатке (исключая Паужетскую ГеоЭС) не предусматривает варианта комбинированного использования естественного теплоносителя на нужды электро- и теплофикации.

Однако при добыче высокопотенциальных фазовых смесей данный вариант достаточно реалистичен и может значительно улучшить экономические показатели станции несмотря на объективно существующую проблему удалённости от потребителя тепловой энергии. В связи с этим целесообразна в пределах рассматриваемой перспективы вариантная проектная разработка организации теплоснабжения г. Петропавловска-Камчатского и населённых пунктов Елизовского района на основе теплового потенциала сбросного сепарата Мутновских ГеоЭС.

Можно рассматривать замещение части нагрузки котельных комбинированным производством электроэнергии и тепла на ДЭС для небольших изолированных энергоузлов.

В условиях севера современная ДЭС с системой утилизации тепла может выступать как дополнительный, но не основной источник тепловой энергии. В масштабах всего Камчатского края объем производимой такими ДЭС тепловой энергии будет незначителен.

Использование когенерационного оборудования для ДЭС в изолированных энергоузлах Камчатского края позволит повысить эффективность использования дорогого дизельного топлива.

ДЭС с системой утилизации тепла может выступать единственным источником электрической и тепловой энергии для потребителей, если в режиме производства минимального требуемого количества электрической энергии будет покрывать максимальную потребность в тепле. В ином случае потребуются постоянно действующий или резервный дополнительный источник тепловой энергии. В условиях северных широт с холодными зимами и при отсутствии энергоемких производств поршневая электростанция с когенерационным оборудованием (дизельная или газовая) в большинстве случаев не сможет полностью покрыть потребность в тепле. Кроме того, схема теплоснабжения с ДЭС в качестве единственного источника тепловой энергии несет в себе определенный риск при низких температурах.

Совместная эксплуатация ДЭС с системой утилизации тепла и котельной приведет к экономии топлива. Например, тепловая энергия ДЭС может использоваться для целей горячего водоснабжения, давая возможность эксплуатировать котельную только во время отопительного сезона.

Нужно понимать, что когенерационная установка на базе ДЭС не отличается пониженным относительно обычной дизельной электростанции расходом топлива. Она дает выгоду в виде дополнительного продукта – тепла. Если этот дополнительный продукт нельзя надежно использовать, то средства, потраченные на систему утилизации тепла, могут не окупиться, поэтому каждый проект строительства ДЭС с утилизацией тепла и с ветроэнергетическими установками должен прорабатываться очень тщательно с точки зрения его экономической целесообразности.

## 19.2. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе

Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на перспективу до 2021 года определена, исходя из прогнозируемых объемов выработки электрической и тепловой энергии с учетом удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию, существующих планов перевода объектов генерации на другие виды топлива, а также с учетом демонтажа и ввода генерирующего оборудования.

Потребность электростанций и котельных Камчатского края в топливе на период 2020-2024 год приведена в таблице 19.2.1. Расчет потребности в топливе электростанций и котельных Камчатского края на период 2020-2024 год приведен в Приложении 16.

Таблица 19.2.1 - Потребность электростанций и котельных Камчатского края в топливе на период 2020-2024 год

Год	Газ		Мазут		Диз.топливо		Уголь		Прочее		Итого	
	тыс. т у.т	%	тыс. т у.т	%	тыс. т у.т	%	тыс. т у.т	%	тыс. т у.т	%	тыс. т у.т	%
2020	432	43,9	189,5	19,2	82,7	8,4	259,5	26,4	21,1	2,1	984,8	100
2021	447,7	45,3	183,1	18,5	83,5	8,4	253,6	25,6	21,4	2,2	989,2	100
2022	482,7	48,5	154,7	15,5	84,4	8,5	251,3	25,3	21,8	2,2	994,9	100
2023	458,9	46,0	178,9	17,9	85,3	8,5	253,1	25,4	22,2	2,2	998,4	100
2024	459,3	45,7	185,4	18,4	86,28	8,6	252,4	25,1	22,68	2,3	1006,1	100

В результате перевода в 2010-2012 годах Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 на газ доминирующим видом топлива становится природный газ (в 2018 году – 49 % от всего объема, потребленного электростанциями и котельными топлива).

Согласно прогноза ПАО «Газпром» доля газа будет снижаться до 143 млн. м<sup>3</sup> к 2030 году, в связи с чем сокращено количество перспективных объектов, переводимых на газовое топливо.

В связи с изменившимися условиями по поставкам природного газа, по Решению Протокола от 16 января 2015 года – требуется корректировка планов газификации Камчатского края и актуализация Стратегии развития энергетики Камчатского края до 2025 года в части переноса акцентов на развитие проектов с использованием возобновляемых источников энергии: на гидроэнергию р. Жупанова в производстве электричества и геотермальную энергию Мутновского и Авачинской группы вулканов – в производстве тепла для теплоснабжения на отдаленную перспективу.

## 20. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований в Камчатском крае

Из трёх городских округов Камчатского края, имеющих численность населения более 10 тыс. чел. (Петропавловск-Камчатский, Елизово, Вилючинск) - выполнены актуализированные схемы теплоснабжения, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В остальных 54 поселениях с численностью населения менее 10 тыс. чел. используется индивидуальное теплоснабжение потребителей, что свидетельствует о необязательности соответствия схем теплоснабжения, предусмотренных документами территориального планирования (генеральными планами) и вышеуказанному постановлению Правительства Российской Федерации.

Генеральный план Петропавловск-Камчатского городского округа утвержден решением Городской Думы Петропавловск-Камчатского городского округа от 23.12.2009 № 697-р «О корректировке генерального плана Петропавловск-Камчатского городского округа и утверждении его в новой редакции».

Генеральный план Елизовского городского поселения утвержден решением Собрания депутатов Елизовского городского поселения от 16.11.2010 № 1033 (с изменениями, внесенными решением Собрания депутатов Елизовского городского поселения от 28.06.2011 № 9).

Генеральный план ЗАТО г. Вилючинск утвержден в 2010 году. «Схема теплоснабжения Вилючинского городского округа закрытого административно-территориального образования города Вилючинска Камчатского края на период с 2012 до 2027 года», выполненная в 2012 году, и утвержденная постановлением главы администрации городского округа от 20.02.2013 № 255 ежегодно актуализируется. Последняя актуальная редакция утверждена постановлением администрации Вилючинского городского округа от 18.11.2019 № 1115.

Строительство новой газовой котельной каркасного типа на площадке действующей котельной № 1 в Петропавловске-Камчатском выполнено в рамках реализации проекта по газификации и газоснабжению Камчатского края. В проекте применены современные котлы общей тепловой мощностью 35 МВт, использующие в качестве основного топлива природный газ, резервное топливо – мазут. В результате ввода нового объекта в 2014 году повышена надежность теплоснабжения, улучшена экологическая обстановка в густонаселенных микрорайонах Петропавловска-Камчатского, снизились затраты на топливо за счет уменьшения удельных расходов и уменьшения стоимости топлива.

В 2019 году выполнена актуализация «Схемы теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа до 2030 года», утвержденная постановлением администрации Петропавловск-Камчатского городского округа от 05.02.2016 № 132, в которой основная концепция развития теплоснабжения определена как:

- оптимизация режимов работы оборудования Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 за счёт создания переемычки между тепловыми сетями ТЭЦ для совместной работы двух ТЭЦ;

- расширение централизованного теплоснабжения от Камчатских ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго» с выводом из работы малоэкономичных котельных;
- строительство новых и техническое перевооружение существующих котельных.

В соответствии со Схемой теплоснабжения г. Петропавловска-Камчатского предлагаются следующие основные мероприятия:

1. укрупнение зоны действия газовой котельной ПАО «Камчатскэнерго» № 1 «11 км», с увеличением тепловой мощности, за счет переключения на нее потребителей от 5-ти котельных «108 квартал», «Чубарова», «Психдиспансер», «КГТУ», «Моховая»;
2. переключение на Камчатскую ТЭЦ-1 потребителей трех котельных ПАО «Камчатскэнерго» № 7, 32, 34;
3. переключение на Камчатскую ТЭЦ-2 потребителей шести котельных ПАО «Камчатскэнерго» № 40, 44, 45, 46, 50, 62 и двух котельных ООО «Русский двор» № 1 и 2;
4. укрупнение зоны действия новой угольной котельной в районе п. Дальний за счет переключения на нее потребителей котельной № 56 ПАО «Камчатскэнерго».

Для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в отдаленных территориях Петропавловска-Камчатского от существующих зон действия теплоисточников округа предлагается строительство двух новых автоматизированных угольных котельных с установленной тепловой мощностью:

1. 5 Гкал\*ч для теплоснабжения перспективной застройки п. Дальний и существующей застройки с/х Петропавловский;
2. 1,5 Гкал\*ч для теплоснабжения перспективной застройки в Восточном планировочном районе города.

Централизованная схема теплоснабжения вписывается в схему геотермального теплоснабжения Петропавловска–Камчатского, при реализации программы поиска геотермальных ресурсов для целей теплоснабжения.

В работе «Теплоснабжение Елизовского РМО на основе Верхне-Паратунских геотермальных ресурсов» (2004 год), было рассмотрено два варианта системы теплоснабжения потребителей от термальных ресурсов.

В 2014 году выполнена «Перспективная схема теплоснабжения Елизовского городского поселения на 2014-2029 годы» (актуализирована на 2019 год).

Принято постановление администрации Елизовского городского поселения от 02.06.2015 № 395-П об утверждении «Схемы теплоснабжения Елизовского городского поселения и присвоения статуса единой теплоснабжения организации ОАО «Камчатскэнерго» на территории Елизовского городского поселения на период до 31.12.2016 г.».

Разработка схемы теплоснабжения города отражает следующие основные направления развития:

- определение базовых теплоисточников централизованного теплоснабжения, наиболее экономичных с учетом экологической ситуации в районе расположения теплоисточников (котельные № 2, 4, 6, 7, 16, 18, 20, 27, «Аэропорт»);

- ликвидация неэффективных котельных (№ 1, 3, 8, 9, 10, 13, 15, 17, 19, 21, 24, 25, 26, 28);
- перевод котельных на современные технологии сжигания топлива с жидкого топлива (мазут) на природный газ (котельные № 2, 4);
- максимальная загрузка базовых котельных с организацией дополнительных выходов для объединения с сетями ликвидируемых котельных;
- для теплоснабжения территорий перспективной застройки микрорайонов (Садовый, Пограничный, Солнечный, Промышленный), необходимо строительство новых котельных (№ 32, 33, 34, 35);
- реконструкция котельных и тепловых сетей, строительство новых тепловых сетей.

В связи со снижением добычи природного газа утвержденная схема нуждается в существенной корректировке.

«Схема теплоснабжения Вилючинского городского округа закрытого административно-территориального образования города Вилючинска Камчатского края на период с 2012 до 2027 года» выполнена в 2012 году. Принято постановление администрации Вилючинского городского округа от 18.11.2019 № 1115 «Об утверждении актуализации схемы теплоснабжения Вилючинского городского округа на период до 31.12.2020».

В схеме определены следующие выводы.

При базовой стоимости природного газа округа 4500 руб./м<sup>3</sup> с точки зрения эффективности инвестиций и тарифных последствий более предпочтительным является развитие систем теплоснабжения в соответствии с вариантом на базе реконструкции существующих и возможного строительства новых котельных.

При базовой цене природного газа более 7400 руб./м<sup>3</sup> наиболее предпочтительным является вариант развития систем теплоснабжения на основе строительства атомной станции малой мощности - АСММ. При этом при последующей актуализации документа эти выводы не корректировались, несмотря на то, что ИОГВ Камчатского края была проведена работа о нецелесообразности установки ПАТЭС в г. Вилючинск (в результате чего ПАТЭС была перенаправлена в г. Певек Чукотского АО)

Учитывая также существующие ограничения поставки природного газа, утвержденная схема нуждается в существенной корректировке, при которой необходимо учесть возможность перевода теплоснабжения на геотермальное тепло от Мутновского и Авачинского вулканов, которое по себестоимости ниже производимого сейчас на газе или другом виде топлива.

Решение о выборе того или иного варианта развития систем теплоснабжения с точки зрения эффективности инвестиций и тарифных последствий необходимо принять в рамках актуализации схемы теплоснабжения.

В 2015 году разработана «Схема теплоснабжения муниципального образования Озерновское городское поселение Усть-Большерецкого района до 2030 г.», в которой исходя из анализа системы теплоснабжения, расчётов капитальных вложений, эффективности инвестиций, тарифа самым оптимальным выбран вариант развития теплоснабжения – строительство теплопровода от Паужетского геотермального

месторождения. Следует отметить, что изолированный Озерновский энергоузел на перспективу до 2020 года самобалансируется по мощности. Рекомендации Схемы теплоснабжения могут быть использованы в перспективе при наличии избытка генерирующей мощности в энергоузле с расширением ДЭС и увеличением располагаемой мощности Паужетской ГеоЭС.

В 2014 году выполнены «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Новоавачинского сельского поселения на 2014-2028 годы» и «Схема теплоснабжения Корякского сельского поселения», в которых предлагается строительство новых и реконструкция существующих котельных.

Разработаны и утверждены схемы теплоснабжения сельских поселений: Мильковское, Раздольненское, Николаевское, Новолесновское, Пионерское.

#### Мильковский муниципальный район

«Схема теплоснабжения муниципального образования «Мильковское сельское поселение» Мильковского района Камчатского края до 2029 года» выполнена в 2014 году. В 2019 году выполнена актуализация схемы теплоснабжения на 2020 год.

«Схема теплоснабжения Атласовского сельского поселения Мильковского района Камчатского края до 2028 года» выполнена в 2013 году. В 2019 году выполнена актуализация схемы теплоснабжения на 2020 год.

#### Тигильский муниципальный район

Актуализация «Схемы теплоснабжения городского округа «поселок Палана» Тигильского района Камчатского края на период до 2034 года» выполнена в 2019 году.

«Схема теплоснабжения муниципального образования сельского поселения «село Седанка» Тигильского муниципального района Камчатского края до 2029 года» разработана в 2014 году. Требуется актуализация.

«Схема теплоснабжения муниципального образования сельского поселения «село Усть-Хайрюзово»» разработана в 2012 году. Требуется актуализация.

«Схема теплоснабжения сельского поселения «село Тигиль» Тигильского района Камчатского края до 2029 года» выполнена в 2014 году. В 2019 году выполнена актуализация схемы теплоснабжения на 2020 год.

#### Усть-Камчатский муниципальный район

«Схема теплоснабжения муниципального образования Усть-Камчатское сельское поселение муниципального района «Усть-Камчатский район» Камчатского края до 2029 года» разработана в 2014 году. Требуется актуализация.

#### Пенжинский муниципальный район

«Схема теплоснабжения сельского поселения «село Аянка» Пенжинского района Камчатского края до 2029 года» выполнена в 2014 году. В 2019 году выполнена актуализация схемы теплоснабжения на 2020 год.



«Схема теплоснабжения сельского поселения «село Каменское» Пенжинского района Камчатского края до 2029 года» выполнена в 2014 году. Требуется актуализация.

«Схема теплоснабжения сельского поселения «село Манилы» Пенжинского района Камчатского края до 2029 года» выполнена в 2014 году. В 2019 году выполнена актуализация схемы теплоснабжения на 2020 год.

«Схема теплоснабжения сельского поселения «село Слаутное» Пенжинского района Камчатского края до 2029 года» выполнена в 2014 году. В 2019 году выполнена актуализация схемы теплоснабжения на 2020 год.

#### Алеутский муниципальный район

«Схема теплоснабжения сельского поселения «село Никольское» Алеутского муниципального района Камчатского края до 2030 года» выполнена в 2016 году. Требуется актуализация.

### 20.1. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения крупных муниципальных образований Камчатского края

#### г. Петропавловск-Камчатский

Администрацией Петропавловск-Камчатского городского округа и Правительством Камчатского края разработаны и утверждены следующие документы, включающие планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа:

- Программа комплексного развития коммунальной инфраструктуры Петропавловск-Камчатского городского округа на 2010-2025 годы (утверждена решением Городской Думы Петропавловск-Камчатского городского округа от 15.02.2010 № 961-р);

- План мероприятий Петропавловск-Камчатского городского округа по энергосбережению и повышению энергетической эффективности (утвержден постановлением администрации Петропавловск-Камчатского городского округа от 15.06.2010 № 1849);

- Схема теплоснабжения Петропавловска-Камчатского на период до 2034 года;

- Стратегия развития жилищно-коммунального хозяйства Камчатского края на период до 2025 года (утверждена распоряжением Правительства Камчатского края от 28.09.2011 № 461-РП);

- Стратегия развития энергетики Камчатского края до 2025 года (утверждена распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП);

Определяющими проектами в этой области являются:

– новое строительство и реконструкция котельных с переводом на сжигание природного газа;

– надежность теплоснабжения;

- техническое перевооружение Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2;
- расширение зоны действия Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2;
- строительство теплопровода связки между ТМ-3 и ТМ-2;
- головной участок ТМ-3;
- реконструкция тепловых сетей;
- сейсмоустойчивость и другие мероприятия, отражённые в данном разделе.

Одним из основных условий концепции развития теплоснабжения города является максимально возможная загрузка тепловых мощностей Камчатских ТЭЦ в целях снижения общего расхода топлива и связанного с этим уменьшения выбросов в атмосферу продуктов сгорания.

Другим важным фактором оптимизации теплоснабжения города явился перевод теплоисточников на сжигание местного топлива – природного газа. Что в свою очередь, в текущих условиях снижения объемов добычи, требует пересмотра утвержденной Схемы.

Постановлением администрации Петропавловск-Камчатского городского округа от 05.02.2016 № 132 утверждена «Схема теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа до 2030 г.», в которой дан прогноз развития теплосетевого хозяйства и модернизации тепловых сетей.

В 2015 году в рамках Государственного задания Краевого государственного бюджетного учреждения «Региональный центр развития энергетики и энергосбережения» завершена научно-исследовательская работа по исследованиям теплового поля Авачинской группы вулканов в целях теплоснабжения Петропавловска-Камчатского и Елизово.

Данный проект вошел в федеральную программу геологоразведочных работ на 2015-2016 годы как: «Оценка теплоэнергетического потенциала Авачинской геотермальной площади (Камчатский край)», Заказчик Дальнедра, подрядчик АО «Росгеология», Государственный контракт от 04 августа 2016 г. № 4/2016. Начало работ III квартал 2016 года, окончание IV квартал 2018 года. Так в 2016 году выполнены следующие работы: составлена проектно-сметная документация, полевые работы проведены согласно геологическому заданию и календарному плану на 2016 год.

Результаты работ следующие:

В соответствии с «Правилами подготовки проектной документации...», утвержденными приказом Минприроды России от 14.06.2016 № 352, составлена, проведена экспертиза и утверждена проектно-сметная документация. По результатам проведенных исследований (магнитотеллурического зондирования, глубинного магнитотеллурического зондирования, гидрогеологических исследований с гидрохимическим и газогидрохимическим опробованием водопунктов и т.д.), изученная площадь будет обеспечена информацией, достаточной для составления различных специализированных гидрогеологических карт и разрезов, отражающих особенности геологического строения, геоморфологических, гидрогеологических и геотермических условий в масштабе 1:100000. Проведена первичная камеральная обработка полученных данных. Их итогом явились предварительно оформленные

полевые материалы: предварительная гидрогеологическая карта, каталог водопунктов, карта фактического материала, фотодокументация хода маршрутов, что значительно ускорит получение окончательных результатов работ.

В 2018 году выполнялись режимные наблюдения за состоянием подземных вод в гидрогеологических скважинах № 1, 2, 3, пробуренных в 2017 году, комплексная интерпретация геолого-геофизических данных, в результате которой построены геолого-геофизические модели вдоль 10 интерпретационных профилей, карта сопоставления результатов интерпретации гравиметрических материалов с результатами электроразведочных работ (МТЗ), создана модель глубинного геологического строения исследуемой территории в виде 3D-геоэлектрических моделей, уточняющих положение периферического очага. На основе полученных данных обосновано выделение трех мест под заложение параметрической скважины.

Вместе с тем отмечается, что геологические задачи, предусмотренные контрактом к выполнению в 2018 году выполнены не полностью, в связи с чем их нельзя считать завершенными. В соответствии с п. 12.1. государственного контракта от 04.08.2016 № 4/2016 работы должны быть продолжены подрядчиком до полного исполнения им своих обязательств. Срок завершения составления окончательного отчета и представления его на государственную экспертизу в Камчатнедра установлен до 01.06. 2019.

#### г. Елизово

Администрацией города разработана и утверждена муниципальная целевая программа «Модернизация жилищно-коммунального комплекса и инженерной инфраструктуры в Елизовском городском поселении в 2012 году» (утверждена постановлением администрации Елизовского городского поселения от 09.12.2011 № 504-п).

В 2014 году выполнена «Перспективная схема теплоснабжения Елизовского городского поселения на 2014-2029 гг.», в которой предлагается реконструкция котельных города с переводом их на газ и другие мероприятия.

При этом основным направлением принята реконструкция существующих и развитие новых тепловых сетей, а также объединение части тепловых сетей с целью увеличения нагрузки на ряд котельных (наиболее экономичных - № 2, 4, 6, 7, 16, 18, 20, 27, «Аэропорт»), с последующей ликвидацией неэффективных котельных.

Ввиду небольших уровней нагрузок во всех других муниципальных образованиях в Камчатском крае, строительство парогазовой установки ПГУ-ТЭЦ в них технически и экономически нецелесообразно.

#### Вилючинский городской округ

Администрацией городского округа разработаны и утверждены следующие документы, включающие планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения округа:

– муниципальная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Вилючинском городском округе ЗАТО г. Вилючинска Камчатского края в 2011-2015 годы и перспективе до 2019 года» (утверждена постановлением главы Вилючинского городского округа от 27.09.2011 № 1397);

– муниципальная целевая программа «Установка коллективных (общедомовых) приборов учета на отпуск коммунальных ресурсов в многоквартирных домах в Вилючинском городском округе на 2010-2012 годы» (утверждена Постановлением главы Вилючинского городского округа от 10.11.2010 № 1697);

- Постановление администрации Вилючинского городского округа закрытого административно территориального образования города Вилючинска Камчатского края от 18.11.2019 № 1115 «Об утверждении актуализации схемы теплоснабжения Вилючинского городского округа на период до 31.12.2020»

#### Мильковский район

Администрацией района разработана и утверждена соответствующая программа, включающая планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения района:

- «Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры Мильковского сельского поселения Мильковского муниципального района Камчатского края до 2025 года» утверждена решением Собранием депутатов Мильковского сельского поселения от 03.08.2016 № 84;

- «Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры Мильковского сельского поселения Атласовского муниципального района Камчатского края до 2025 года» утверждена решением Собранием депутатов Атласовского сельского поселения от 27.12.2016 № 67.

#### Тигильский район

Администрацией района разработаны и утверждены следующие документы, включающие планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения района:

- районная целевая программа «Установка коллективных (общедомовых) приборов учета на отпуск коммунальных ресурсов в многоквартирных домах в Тигильском муниципальном районе на 2012 год» (утверждена постановлением администрации муниципального района от 03.02.2012 № 31);

- программа комплексного социально-экономического развития Тигильского муниципального района на период до 2014 года (принята решением Собрания депутатов Тигильского района от 29.03.2011 № 31).

Данная программа комплексного развития включает в себя проведение следующих мероприятий:

- строительство котельной (с закрытием 4-х котельных с реконструкцией тепловых сетей) и угольного склада в с. Усть-Хайрюзово;

- установку общедомовых приборов учета, приборов учета на объектах социальной и бюджетной сферы в с. Тигиль, с. Усть-Хайрюзово, с. Седанка, с. Ковран.

Постановление Администрации муниципального образования «Тигильский муниципальный район» от 30.12.2013 № 527 «Об утверждении муниципальной программы «Энергоэффективность, развитие энергетики и коммунального хозяйства, обеспечение жителей населенных пунктов Тигильского муниципального района коммунальными услугами и услугами по благоустройству на 2014-2018 годы» (с изменениями от 29.12.2016 № 331).

Специалистами ООО «ТермоСофт-Сибирь» прорабатывался вопрос реконструкции теплоснабжения в п. Тигиль на основе строительства котельной с использованием инновационной технологии сжигания топлива в псевдосжиженном слое катализатора со строительством наружных сетей водотеплоснабжения на базе построенного здания Мини ТЭЦ в п. Тигиль. Такая технология позволяет эффективно сжигать низкосортные угли, в том числе уголь Камчатских месторождений.

Для реализации данного проекта Министерству ЖКХ и энергетики Камчатского края необходимо объявить конкурс на разработку проектной документации.

п.г.т. Палана

Администрацией разработаны и утверждены следующие документы, включающие планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения округа:

- муниципальная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории городского округа «поселок Палана» на 2011-2015 годы» (утверждена постановлением администрации городского округа от 02.08.2011 № 79);

- муниципальная целевая программа «Модернизация жилищно-коммунального комплекса и инженерной инфраструктуры городского округа «поселок Палана» на 2010-2012 годы» (утверждена постановлением главы городского округа от 15.02.2010 № 22);

- муниципальная целевая программа «Установка коллективных (общедомовых) приборов учета на отпуск коммунальных ресурсов в многоквартирных домах городского округа «поселок Палана» на 2010-2012 годы (утверждена постановлением главы городского округа от 10.02.2010 № 20).

Усть-Камчатский район

Администрацией района разработаны и утверждены следующие документы, включающие планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения района:

- долгосрочная муниципальная программа «Установка коллективных (общедомовых) приборов учета на отпуск коммунальных ресурсов в многоквартирных домах в Усть-Камчатском муниципальном районе на 2010-2012 годы» (утверждена постановлением администрации района от 16.01.2012 № 11);
- муниципальная программа «Модернизация жилищно-коммунального комплекса и инженерной инфраструктуры Усть-Камчатского муниципального района на 2010-2012 годы»;
- «Программа комплексного социально-экономического развития Усть-Камчатского муниципального района на период до 2014 года (проект от 24.09.2012)».
- «Схема теплоснабжения муниципального образования Усть-Камчатское сельское поселение муниципального района «Усть-Камчатский район» Камчатского края до 2029 года». Разработана в 2014 году. Требуется актуализация.

## 20.2. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ

Электроэнергетика Камчатского края имеет свои существенные отличия, обусловленные климатическими и географическими особенностями региона. Значительная часть территории обеспечивается локальными источниками энергии малой мощности и является зоной децентрализованного энергоснабжения.

Поскольку зона децентрализованного энергоснабжения охватывает населенные пункты со сложными условиями доставки грузов, особенно острыми становятся проблемы энергетической безопасности. Однако, техническое состояние большей части оборудования малой энергетики края, выполняющей основные функции энергоснабжения, оставляет желать лучшего.

Актуальной становится задача своевременной реконструкции существующих и ввода новых мощностей мини-ТЭС. Очевидно, что повышение эффективности децентрализованного энергоснабжения может быть достигнуто путем внедрения комбинированного производства электрической и тепловой энергии.

Изменившиеся условия по поставкам газа не позволяют рассматривать газ как альтернативу нефтепродуктам и углю в качестве топлива для электростанций и котельных и не дает возможности использования газопоршневых, газотурбинных и парогазовых установок в качестве генерирующего оборудования.

В настоящее время внедрению комбинированного производства электрической энергии на базе парогазовой установки (ПГУ) и газотурбинной установки-ТЭЦ в Камчатском крае препятствуют следующие факторы:

- отсутствие перспективы на использование природного газа в качестве основного топлива;
- ограниченное количество крупных узлов нагрузки;
- слабый охват территории электрическими сетями;
- недостаточная развитость газотранспортной системы;
- относительная дороговизна строительства парогазовой установки-ТЭЦ;

- конкуренция со стороны возобновляемых источников энергии.

Строительство парогазовой установки при наличии газа имело смысл только в центральном энергоузле Камчатского края в качестве полной или частичной альтернативы существующему оборудованию Камчатских ТЭЦ.

В связи с изменившимися условиями по поставкам природного газа ПАО «Газпром» (Протокол от 26.01.2015 года) ввод парогазовой установки (ПГУ) не предлагается.

## 21. Выводы

Основной задачей данной работы является комплексное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей Камчатского края, а также обеспечение удовлетворения долгосрочного спроса на электрическую энергию и мощность на территории региона для обеспечения надёжного функционирования энергосистемы Камчатского края в среднесрочной перспективе.

Основные стратегические направления развития энергетики прописаны в «Стратегии социально-экономического развития Камчатского края до 2030 года» в разделе ТЭК. Схема и программа развития электроэнергетики 2020-2024 направлена на решение тактических задач Стратегии развития энергетики и предполагает подготовку к реализации крупных энергетических проектов.

Вовлечение в топливно-энергетический баланс возобновляемых источников энергии позволяет сбалансировать энергетический спрос, снизить цену реализации электроэнергии и тепла до среднероссийского уровня (без субсидий и дотаций), сократить экологическую нагрузку со стороны предприятий энергетики на окружающую среду Камчатского края, а также стимулировать приток инвестиций в экономику региона.

В соответствии со Стратегией социально-экономического развития производство электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии может возрасти с 22 % - в 2019 году до 84% в 2035 году. Что в перспективе даст снижение экономически обоснованных энерготарифов и повысит надёжность работы энергосистемы в регионе.

## Основные показатели работы энергоузлов в изолированных населённых пунктах Камчатского края за 2019 год

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электрической нагрузки, МВт	Выраб. электроэнергии, млн. кВт/ч
Изолированные энергоузлы в Усть-Большерецком муниципальном районе – всего, в т. ч.:	<b>1547</b>	<b>7,600</b>	-	<b>2,5</b>	<b>5,766</b>
п. Озерновский (рыбоперерабатывающее предприятие)	1547	-	-	-	-
ДЭС-38	-	7,600	№ 1 x 1,000/2013 (рыб Озерновский РКЗ 55) № 2 x 1,000/2013 (рыб Озерновский РКЗ 55) № 3 x 1,000/2013 (рыб Озерновский РКЗ 55) № 4 x 1,000/2013 (рыб Озерновский РКЗ 55) № 1 x 1,200/2006 (рыб Витязь-Авто) № 2 x 1,000/2017 (рыб Витязь-Авто) № 3 x 1,000/2013 (рыб Витязь-Авто) № 4 x 0,400/2009 (рыб Витязь-Авто)	2,5	5,766
Изолированные энергоузлы в Мильковском муниципальном районе – всего, в т. ч.:	<b>130</b>	<b>0,208</b>	-	<b>0,04</b>	<b>0,178</b>
п. Таежный	130	-	-	-	-
ДЭС-6	-	0,208	№ 1 x 0,080/2019 (п. Таежный) № 2 x 0,048/2013 (п. Таежный) № 3 x 0,080/2016 (п. Таежный)	0,03	0,178
Средне-Камчатский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>3909</b>	<b>6,105</b>	<b>11x6,105</b>	-	<b>9,987</b>
с. Эссо, с. Анавгай	2425	-	-	-	-
Быстринская мГЭС-4	-	1,710	3x0,57/1996, 1997, 1998	1,292	6,469
с. Атласово, с. Лазо	1204	-	-	-	-
ДЭС-14	-	3,680	3x0,8/1982, 1982, 1985 1x1,280/2013	1,960	2,755
с. Долиновка	280	-	-	-	-
ДЭС-19	-	0,715	2x0,120/2011, 2014 1x0,160/2018	0,177	0,763



## Приложение 1

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
			1x0,315/1990		
Озерновский энергоузел – всего, в т. ч.:	-	<b>17,57</b>	-	-	<b>44,202</b>
п. Озерновский	2800	-	-	-	-
Паужетская ГеоЭС	-	12	2x6/1980, 2006	6,8	43,124
ДЭС	-	5,57	1x1,05/1986, 1x0,52/2012 2x1/2017, 2x1/2019	4,2	1,078
Алеутский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>637</b>	<b>3,310</b>	<b>10x3,310</b>	-	<b>3,658</b>
с. Никольское	637	-	-	-	-
ДЭС-17	-	2,260	5x0,292/2007-2017 1x0,800/2004	0,660	3,358
ВЭС с. Никольское	-	1,050	2x0,25/1994 2x0,275/2014	0,290	0,300
Усть-Камчатский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>3850</b>	<b>9,575</b>	<b>14x9,575</b>	-	<b>22,532</b>
п. Усть-Камчатск	3850	-	-	-	-
ДЭС-23	-	8,400	8x0,8/1977-2001 2x1,0/2014, 2018	6,700	21,088
ВЭС	-	1,175	3x0,3/2016 1x0,275/2014	0,937	1,444
Ключевской энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>4496</b>	<b>6,200</b>	<b>7x6,20</b>	<b>3,100</b>	<b>17,544</b>
п. Ключи	4496	-	-	-	-
ДЭС-22	-	6,200	4x0,8/1977-2012 3x1,0/2014-2017	3,100	17,544

## Приложение 1

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
Козыревский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>1204</b>	<b>2,230</b>	<b>4x2,230</b>	-	<b>3,470</b>
с. Козыревск, с. Майское	1204	-	-	0,720	-
ДЭС-16	-	2,230	2x0,8/2/1991, 1996 2x0,315/1986, 1994	0,720	3,470
Соболевский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>2017</b>	<b>4,670</b>	<b>4x4,670</b>	<b>2,420</b>	<b>11,527</b>
с. Соболево, с. Устьево	2017	-	-	-	-
ГДЭС-7	-	4,670	2x1,145/2009 1x1,280/2013 1x1,1/1988	2,420	11,527
Изолированные узлы в Соболевском муниципальном районе - всего, в т. ч.:	<b>430</b>	<b>14,966</b>	-	<b>2,15</b>	<b>6,981</b>
п. Крутогоровский	370	-	-	-	-
ГДЭС-21	-	5,580	№ 1 x 0,6/2013 (п. Крутогоровский) № 2 x 0,6/2013 (п. Крутогоровский) № 3 x 0,5/2011 (п. Крутогоровский) № 4 x 0,64/2012 (п. Крутогоровский) № 1 x 0,648/2012 (рыб РК Крутогоровское) № 2 x 0,648/2012 (рыб РК Крутогоровское) № 3 x 0,648/2012 (рыб РК Крутогоровское) № 1 x 0,648/2012 (рыб Заря) № 2 x 0,648/2012 (рыб Заря)	1,65	5,424
п. Ичинский	60	-	-	-	-
ДЭС-22	-	1,852	№ 1 x 0,080/2018 (п. Ичинский) № 2 x 0,080/2018 (п. Ичинский) № 3 x 0,064/2012 (п. Ичинский) № 1 x 0,560/2014 (рыб Ича-Фиш) № 2 x 0,560/2014 (рыб Ича-Фиш) № 3 x 0,508/2011 (рыб Ича-Фиш)	0,5	1,557
с. Устьево	1547	-	-	-	-

## Приложение 1

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
ДЭС-36 (рыбоперерабатывающее предприятие)	-	7,534	№ 1 x 0,563/2009 (рыб Скит) № 2 x 0,569/2009 (рыб Скит) № 3 x 0,541/2009 (рыб Скит) № 4 x 0,540/2009 (рыб Скит) № 5 x 0,558/2012 (рыб Скит) № 1 x 0,600/2012 (рыб Колхоз Октябрь) № 2 x 0,500/2007 (рыб Колхоз Октябрь) № 3 x 0,300/2018 (рыб Колхоз Октябрь) № 1 x 1,000/2010 (рыб Витязь-Авто) № 2 x 1,000/2018 (рыб Витязь-Авто) № 3 x 1,000/2018 (рыб Витязь-Авто) № 4 x 0,363/2018 (рыб Витязь-Авто)	2,5	5,766
Паланский энергоузел – всего, в т. ч.:	<b>3322</b>	<b>6,820</b>	<b>11x6,820</b>	-	<b>11,862</b>
ДЭС-10 пгт Палана	2920	6,00	5x0,8/1978-2011 2x1,0/2001, 2014	2,100	10,830
с. Лесная	402	-	-	-	-
ДЭС-30	-	0,820	1x0,1/2014 1x0,15/2016 1x0,25/2016 1x0,320/2003	0,298	1,032
Тигильский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>2091</b>	<b>5,100</b>	<b>7x5,10</b>	-	<b>7,617</b>
с. Тигиль, с. Седанка	1949	-	-	-	-
ДЭС-11	-	4,800	2x0,8/1987, 1988 2x1,1/1990, 1991 1x1,0/2014	1,400	7,174
с. Воямполка	142	-	-	-	-
ДЭС-29	-	0,300	1x0,1/2002 1x0,2/1984	0,130	0,442
Изолированные энергоузлы в Тигильском муниципальном районе – всего, в т. ч.:	<b>914</b>	<b>5,068</b>	-	<b>1,54</b>	<b>8,575</b>

Приложение 1

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электрической нагрузки, МВт	Выраб. электроэнергии, млн. кВт/ч
с. Хайрюзово	136	-	-	-	-
ДЭС-29		0,208	№ 1 x 0,048/2013 (с. Хайрюзово) № 2 x 0,080/2014 (с. Хайрюзово) № 3 x 0,080/2014 (с. Хайрюзово)	0,04	0,226
с. Усть-Хайрюзово	778	-	-	-	-
ДЭС-5		4,860	№ 1 x 1,200/2016 (с. Усть-Хайрюзово) № 2 x 1,200/2018 (с. Усть-Хайрюзово) № 3 x 1,200/2016 (с. Усть-Хайрюзово) № 4 x 0,630/1984 (с. Усть-Хайрюзово) № 5 x 0,630/1983 (с. Усть-Хайрюзово)	1,5	8,349
Оссорский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>1993</b>	<b>4,600</b>	<b>5x4,6</b>	<b>1,600</b>	<b>9,805</b>
п. Оссора	1993	-	-	-	-
ДЭС-12	-	4,600	3x0,8/2010, 2012, 2015 2x1,1/1991, 1988	1,600	9,805
Изолированные энергоузлы в Карагинском муниципальном районе – всего, в т. ч.:	<b>750</b>	<b>9,177</b>	-	<b>3,977</b>	<b>10,802</b>
с. Тымлат	644	-	-	-	-
ДЭС-23	-	6,160	№ 1 x 0,400/2012 (с. Тымлат) № 2 x 0,400/2012 (с. Тымлат) № 3 x 0,250/2018 (с. Тымлат) № 4 x 0,270/2019 (с. Тымлат) № 1 x 0,960/2016 (рыб Тымлатский) № 2 x 0,960/2016 (рыб Тымлатский) № 3 x 0,960/2016 (рыб Тымлатский) № 4 x 0,960/2017 (рыб Тымлатский) № 5 x 0,500/2016 (рыб Тымлатский) № 6 x 0,500/2016 (рыб Тымлатский)	3,327	8,690
с. Ильпырское	106	-	-	-	-
ДЭС-25	-	3,017	№ 1 x 0,220/2018 (с. Ильпырское) № 2 x 0,220/2018 (с. Ильпырское) № 3 x 0,140/2012 (с. Ильпырское) № 4 x 0,048/2014 (водозаб. с. Ильпырское) № 5 x 0,045/2011 (водозаб. с. Ильпырское) № 1 x 0,648/2011 (рыб Белореченск) № 2 x 0,400/2013 (рыб Белореченск) № 3 x 0,648/2014 (рыб Белореченск) № 4 x 0,648/2019 (рыб Белореченск)	0,65	2,112

## Приложение 1

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
Олюторский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>1310</b>	<b>6,200</b>	<b>7x6,2</b>	<b>3,250</b>	<b>12,685</b>
с. Тиличики	1310	-	-	-	-
ДЭС-8	-	6,200	4x0,8/1978-1991 3x1,0/2014, 2018	3,250	12,685
Изолированные энергоузлы в Олюторском муниципальном районе – всего, в т. ч.:	<b>3731</b>	<b>21,948</b>	-	<b>5,86</b>	<b>23,773</b>
с. Верхние Тиличики	1310	-	-	-	-
мДЭС-8 (модульная)	-	5,000	№ 1 x 1,000/2016 (с. Тиличики) № 2 x 1,000/2016 (с. Тиличики) № 3 x 1,000/2016 (с. Тиличики) № 4 x 1,000/2017 (с. Тиличики) № 5 x 1,000/2017 (с. Тиличики)	1,7	7,645
с. Апука	234	-	-	-	-
ДЭС-7	-	5,214	№ 1 x 0,300/2014 (с. Апука) № 2 x 0,302/2009 (с. Апука) № 3 x 0,360/2018 (с. Апука) № 1 x 0,104/2014 (Заречное с. Апука) № 2 x 0,104/2019 (Заречное с. Апука) № 3 x 0,048/2013 (Заречное с. Апука) № 1 x 0,500/2011 (рыб Апукинское) № 2 x 0,500/2011 (рыб Апукинское) № 3 x 0,500/2011 (рыб Апукинское) № 4 x 0,440/2008 (рыб Апукинское) № 5 x 0,440/2017 (рыб Апукинское) № 1 x 0,648/2012 (рыб Пенжинское) № 2 x 0,648/2012 (рыб Пенжинское) № 3 x 0,160/2012 (рыб Пенжинское) № 4 x 0,160/2012 (рыб Пенжинское)	1,4	4,178
с. Пахачи	360	-	-	-	-
ДЭС-14	-	2,276	№ 1 x 0,400/2017 (с. Пахачи) № 2 x 0,640/2017 (с. Пахачи) № 3 x 0,400/2017 (с. Пахачи) № 4 x 0,640/2017 (с. Пахачи) № 5 x 0,100/2011 (водозаб. с. Пахачи)	0,6	2,444

## Приложение 1

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
			№ 6 x 0,048/2019 (водозаб. с. Пахачи) № 7 x 0,048/2019 (водозаб. с. Пахачи)		
с. Средние Пахачи	338	-	-	-	-
ДЭС-16	-	0,840	№ 1 x 0,400/2017 (с. Средние Пахачи) № 2 x 0,220/2017 (с. Средние Пахачи) № 3 x 0,220/2017 (с. Средние Пахачи)	0,34	1,409
с. Хаилино	652	-	-	-	-
ДЭС-26	-	2,080	№ 1 x 0,640/2014 (с. Хаилино) № 2 x 0,640/2015 (с. Хаилино) № 3 x 0,400/2014 (с. Хаилино) № 4 x 0,400/2014 (с. Хаилино)	0,42	1,872
с. Ачайваям	447				
ДЭС-27	-	0,750	№ 1 x 0,250/2014 (с. Ачайваям) № 2 x 0,250/2014 (с. Ачайваям) № 3 x 0,250/2014 (с. Ачайваям)	0,25	1,079
с. Вывенка	390	-	-	-	-
ДЭС-28	-	5,788	№ 1 x 0,220/2018 (с. Вывенка) № 2 x 0,220/2019 (с. Вывенка) № 3 x 0,400/2013 (с. Вывенка) № 4*0,400/2014 (с. Вывенка) № 1 x 0,080/2019 (с. Усть-Вывенка) № 2 x 0,140/2014 (с. Усть-Вывенка) № 3 x 0,140/2014 (с. Усть-Вывенка) № 1 x 0,648/2019 (рыб Вывенское) № 2 x 0,400/2012 (рыб Вывенское) № 3 x 0,400/2012(рыб Вывенское) № 4 x 0,800/2018 (рыб Вывенское) № 5 x 0,580/2013 (рыб Вывенское) № 1 x 1,000/2009 (рыб ИП Терехов) № 2 x 0,360/2018 (рыб ИП Терехов)	1,15	5,146
Манильский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>1004</b>	<b>5,017</b>	<b>13x5,017</b>	-	<b>7,171</b>
с. Манилы	722	-	-	-	-
ДЭС-4	-	4,320	5x0,8/1996, 1997 1x0,320/2013	1,20	6,172
с. Таловка	222	-	-	-	-

## Приложение 1

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
ДЭС-26	-	0,561	3x0,187/2012	0,222	0,878
с. Парень	60	-	-	-	-
ДЭС-28	-	0,136	1x0,018/2012 1x0,02/2013 1x0,03/2018 1x0,068/2018	0,043	0,121
Пенжинский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>566</b>	<b>2,591</b>	<b>12x2,591</b>	-	<b>2,368</b>
с. Слаутное	231	-	-	-	-
ДЭС-1	-	0,487	1x0,30/2015 1x0,187/2015	0,232	1,0218
с. Каменское	566	-	-	-	-
ДЭС-9	-	1,200	2x0,30/1988 1x0,60/2016	0,580	0,113
с. Аянка	231	-	-	-	-
ДЭС-15	-	0,774	1x0,3/2012 2x0,187/2012 1x0,10/2012	0,215	1,074
с. Оклан	50	-	-	-	-
ДЭС-27	-	0,130	2x0,05/2016, 2018 1x0,03/2016	0,046	0,159
Прочие электростанции, включая ДЭС (муници-пальные, ведомственные, при котельных)					

Структура установленной электрической мощности по энергоузлам на территории Камчатского края за 2019 год

<b>Наименование электростанции, место расположения</b>	<b>Установленная мощность</b>	<b>Располагаемая мощность</b>
Камчатский край - всего, в т. ч.:	<b>655,335</b>	<b>634,397</b>
Центральный энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>483,15</b>	<b>478,95</b>
Камчатская ТЭЦ-1	204	204
Камчатская ТЭЦ-2	160	160
ДЭС на Камчатской ТЭЦ-2 (резерв для запуска ТЭЦ)	3,15	3,15
ДЭС-5 с. Мильково	4	4
ДЭС-6 п. Усть-Большерецк (в холодном резерве)	4,6	4,6
Каскад Толмачевских ГЭС - всего, в т. ч.:	45,4	41,2
Толмачевская ГЭС-1	2,2	1,6
Толмачевская ГЭС-2	24,8	24,8
Толмачевская ГЭС-3	18,4	14,8
Мутновские ГеоЭС - всего, в т. ч.:	62	62
Мутновская ГеоЭС -1	50	50
Верхнее-Мутновская ГеоЭС	12	12
Октябрьский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>7,3</b>	<b>7,3</b>
ДЭС-5 п. Октябрьский	4	4
ВЭС (3 ед., п. Октябрьский, Усть-Большерецкий муниципальный район)	3,3	3,3
Изолированные узлы в Усть-Большерецком муниципальном районе - всего, в т. ч.:	<b>7,6</b>	<b>7,6</b>
ДЭС-38 п. Озерновский (рыбоперерабатывающее предприятие)	7,6	7,6
Изолированные узлы в Мильковском муниципальном районе - всего, в т. ч.:	<b>0,208</b>	<b>0,208</b>
ДЭС-6 п. Таежный	0,208	0,208
Средне-Камчатский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>6,105</b>	<b>5,49</b>
Быстринская мГЭС-4 п. Эссо	1,71	1,54
ДЭС-14 п. Атласово	3,68	3,31
ДЭС-19 п. Долиновка	0,715	0,64



Наименование электростанции, место расположения	Установ- ленная мощность	Располага- емая мощность
Озерновский энергоузел – всего, в т. ч.:	<b>17,57</b>	<b>11,57</b>
Паужетская ГеоЭС	12	6
ДЭС-20 п. Озерновский	5,57	5,57
Алеутский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>3,31</b>	<b>2,98</b>
ДЭС-17 с. Никольское (в составе ВДК)	2,26	2,03
ВЭС с. Никольское (в составе ВДК)	1,05	0,95
Усть-Камчатский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>9,575</b>	<b>8,62</b>
ДЭС-23 п. Усть-Камчатск	8,4	7,56
ВЭС-23	1,175	1,06
Ключевской энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>6,2</b>	<b>5,58</b>
ДЭС-22 п. Ключи	6,2	5,58
Козыревский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>2,23</b>	<b>2,01</b>
ДЭС-16 с. Козыревск	2,23	2,01
Соболевский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>4,67</b>	<b>4,2</b>
ГДЭС-7 п. Соболево	4,67	4,2
Изолированные узлы в Соболевском муниципальном районе - всего, в т. ч.:	<b>14,966</b>	<b>14,966</b>
ГДЭС-21 п. Крутогоровский	5,58	5,58
ДЭС-22 п. Ичинский	1,852	1,852
ДЭС-36 с. Устьевое (рыбоперерабатывающее предприятие)	7,534	7,534
Паланский энергоузел – всего, в т. ч.:	<b>6,82</b>	<b>6,14</b>
ДЭС-10 пгт Палана	6	5,4
ДЭС-30 с. Лесная	0,82	0,74
Тигильский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>5,1</b>	<b>4,59</b>
ДЭС-11 п. Тигиль	4,8	4,32
ДЭС-29 с. Воямполка	0,3	0,27

Наименование электростанции, место расположения	Установ- ленная мощность	Располага- емая мощность
Изолированные энергоузлы в Тигильском муниципальном районе – всего, в т. ч.:	<b>5,068</b>	<b>5,068</b>
ДЭС-5, Усть-Хайрюзово	4,86	4,86
ДЭС-29 с. Хайрюзово	0,208	0,208
Оссорский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>4,6</b>	<b>4,14</b>
ДЭС-12 п. Оссора	4,6	4,14
Изолированные энергоузлы в Карагинском муниципальном районе – всего, в т. ч.:	<b>9,177</b>	<b>9,177</b>
ДЭС-23 с. Тымлат	6,16	6,16
ДЭС-25 с. Ильпырское	3,017	3,017
Олюторский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>6,2</b>	<b>5,58</b>
ДЭС-8 с. Тиличики	6,2	5,58
Изолированные энергоузлы в Олюторском муниципальном районе – всего, в т. ч.:	<b>21,948</b>	<b>21,948</b>
мДЭС-8 (модульная) с. Верхние Тиличики	5	5
ДЭС-7 с. Апука	5,214	5,214
ДЭС-14 с. Пахачи	2,276	2,276
ДЭС-16 с. Средние Пахачи	0,84	0,84
ДЭС-26 с. Хаилино	2,08	2,08
ДЭС-27 с. Ачайваям	0,75	0,75
ДЭС-28 с. Вывенка	5,788	5,788
Манильский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>5,017</b>	<b>4,51</b>
ДЭС-4 с. Манилы	4,32	3,89
ДЭС-26 с. Таловка	0,561	0,5
ДЭС-28 с. Парень	0,136	0,12
Пенжинский энергоузел - всего, в т. ч.:	<b>2,591</b>	<b>2,44</b>
ДЭС-1 с. Слаутное	0,487	0,44
ДЭС-9 с. Каменское	1,2	1,18
ДЭС-15 с. Аянка	0,774	0,7
ДЭС-27 с. Оклан	0,13	0,12
Прочие электростанции, включая ДЭС (муниципальные, ведомственные, при котельных)	21,33	21,33

Балансы мощности для изолированных энергоузлов Камчатского края  
на 2019-2024 годы

Показатель	Годы					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Озерновский энергоузел</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	8,09	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52
Располагаемая мощность, МВт	17,98	19,74	19,74	19,74	19,74	19,74
Избыток, МВт	9,89	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22
<b>Средне-Камчатский энергоузел</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	1,96	1,95	1,95	2,00	2,00	2,00
Располагаемая мощность, МВт	5,495	5,495	5,495	5,495	5,495	5,495
Избыток, МВт	3,53	3,54	3,54	3,49	3,49	3,49
<b>Алеутский энергоузел*</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	0,66	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Располагаемая мощность, МВт	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034
Избыток, МВт	1,37	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
<b>Усть-Камчатский энергоузел*</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	6,7	6,80	9,50	12,00	13,00	14,60
Располагаемая мощность, МВт	7,56	12,06	13,14	13,5	13,5	13,5
Избыток, МВт	0,86	5,26	3,64	1,50	0,50	-1,10
<b>Ключевской энергоузел</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	3,1	3,20	3,50	3,50	3,50	3,70
Располагаемая мощность, МВт	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58
Избыток, МВт	2,48	2,38	2,08	2,08	2,08	1,88
<b>Козыревский энергоузел</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	0,76	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Располагаемая мощность, МВт	2,217	2,217	2,247	2,247	2,247	2,267
Избыток, МВт	1,46	1,43	1,46	1,46	1,46	1,48
<b>Соболевский энергоузел</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	5,07	6,47	6,87	7,87	8,18	8,18
Располагаемая мощность, МВт	19,17	20,20	20,20	20,34	20,34	20,34
Избыток, МВт	14,10	13,73	13,33	12,47	12,16	12,16
<b>Паланский энергоузел</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
Располагаемая мощность, МВт	6,14	6,36	6,54	6,72	6,90	7,08
Избыток, МВт	4,04	4,26	4,44	4,62	4,80	4,98
<b>Тигильский энергоузел</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	2,94	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
Располагаемая мощность, МВт	9,66	9,69	10,86	12,21	12,81	12,81
Избыток, МВт	6,72	6,05	7,22	8,57	9,17	9,17
<b>Оссорский энергоузел</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	5,58	5,70	6,20	6,30	6,40	6,40
Располагаемая мощность, МВт	13,32	13,48	13,72	13,96	13,96	13,96
Избыток, МВт	7,74	7,78	7,52	7,66	7,56	7,56
<b>Олюторский энергоузел</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	9,14	10,01	10,11	10,09	10,19	10,19
Располагаемая мощность, МВт	27,53	27,80	28,17	25,35	25,77	26,01
Избыток, МВт	18,39	17,79	18,06	15,26	15,58	15,82
<b>Манильский энергоузел</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,30
Располагаемая мощность, МВт	4,52	4,58	4,58	4,58	4,58	4,76
Избыток, МВт	3,32	3,38	3,38	3,38	3,38	3,46
<b>Пенжинский энергоузел</b>						
Собственный максимум нагрузки, МВт	1,07	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Располагаемая мощность, МВт	2,33	2,33	2,60	2,60	2,60	2,60
Избыток, МВт	1,26	1,23	1,50	1,50	1,50	1,50

\*ВЭС в располагаемой мощности не учитывается

Формирование истинного тарифа на электро-тепло- энергию  
ПАО «Камчатскэнерго» без учета скрытых субсидий ПАО «Газпром»  
в 2020 году

Задача: Оценка уровня истинных тарифов на электроэнергию и тепло ПАО «Камчатскэнерго» без учета скрытых дотаций (убытков) ПАО «Газпром».

На 2020 год установлены экономически обоснованные тарифы на электроэнергию по центральному энергоузлу – 7,383 руб./кВт/ч, при тарифе для генерации Камчатских ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго» в размере 5,118 руб./кВт/ч., рассчитанном при стоимости газа 6 838,4 руб./ тыс. м<sup>3</sup>.

По Протоколу от 26 января 2015 года ПАО «Газпром» заявило об убытках, понесенных компанией в 2014 году в размере 3,5 млрд. руб. В 2014 году стоимость газа составляла 5757,26 руб./м<sup>3</sup>, при этом затраты на газ в себестоимости на электроэнергию и тепло ПАО «Камчатскэнерго» составили 2 297 173 тыс. руб. С учетом заявленных убытков ПАО «Газпром», топливная составляющая в себестоимости должна была бы составить 5 797 173 тыс. руб. Это является необходимой валовой выручкой для компаний ПАО «Газпром» на Камчатке при работе без убытков (возможные потери прибыли ПАО «Газпром» в данных расчетах не учтены).

В этом случае безубыточный тариф на газ в 2014 году составлял бы: 5 797 173 тыс. руб./398,938 млн. м<sup>3</sup>=14 531,5 руб./тыс. м<sup>3</sup>, т.е. в 2,52 раза больше, чем утвержденный на то время.

На 2020 год потребление газа запланировано в объеме 354,05 млн. м<sup>3</sup> при субсидированной ПАО «Газпром» цене – 6 969,0 руб./тыс. м<sup>3</sup>. Без скрытой субсидии ПАО Газпрома тариф возрастет до 17 561,88 руб./тыс. м<sup>3</sup>. Следует отметить, что при такой цене эквивалентная (оцененная при приведении к условному топливу) стоимость мазута превышает стоимость газа, что делает целесообразным сжигание газа взамен мазута (стоимость мазута в 2019 году – 29 850 руб./ т.н.т. – эквивалентная цена на газ при этой цене мазута – 24596,28 руб./ тыс. м<sup>3</sup>.)

При тарифе на газ 6 969,0 руб/ тыс. м<sup>3</sup>, тариф на электроэнергию от Камчатских ТЭЦ составит – 5,216 руб./ кВт/ч., а при стоимости газа 17561,88 руб./тыс. м<sup>3</sup>, тариф на электроэнергию от Камчатских ТЭЦ возрастет до 8,448 руб./ кВт\*ч. (рост на 62 %). Данное повышение тарифа приведет к росту тарифа по энергосистеме ЦЭУ с 7,383 руб./кВт/ч. до 9,96 руб./кВт/ч (на 10%).

По тепловой энергии, на Камчатских ТЭЦ: отпускной тариф с коллекторов ТЭЦ при цене на газ без скрытых субсидий ПАО «Газпром» вырос бы с 2 237,9 руб./Гкал, до 4 028,39 руб./ Гкал на 80% (без учета транспорта теплоносителя и сбытовой надбавки). Данный анализ показывает реальную ситуацию с экономически обоснованными тарифами в Центральном энергоузле.

Анализ и экспертная оценка прогнозных тарифов,  
предоставленный краевым государственным бюджетным учреждением  
«Региональный центр развития энергетики и энергосбережения»

Анализ тарифов на основе экспертных заключений, выполненных Региональной службой по тарифам и ценам Камчатского края (далее – РСТиЦ КК) на 2019-й год и оценка прогнозных тарифов.

### Электроэнергия

Производство электрической энергии в центральном энергоузле сосредоточено на Камчатских ТЭЦ, Мутновских Геотермальных электростанций, каскаде Толмачевских ГЭС, резервных дизельных электростанциях. Транспортировка и сбыт электроэнергии осуществляется по ВЛ, принадлежащим ПАО «Камчатскэнерго». Анализ формирования тарифов в 2019 году по центральному энергоузлу на основе данных РСТЦ КК (с учетом скрытых субсидий ПАО «Газпром») приведен на рисунке.

#### ***Генерация электроэнергии на Камчатских ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго».***

Выработка электроэнергии на Камчатских ТЭЦ запланирована в объеме - 1 018,156 млн. кВт/ч. Отпуск в сеть с шин станции – 890,095 млн. кВт\*ч. Необходимая валовая выручка генерации рассчитана в объеме – 4 555 769 тыс. руб. Экономически обоснованный тариф генерации по Камчатским ТЭЦ при данных цифрах составит 5,118 руб./кВт\*ч. Стоимость газа без скрытого субсидирования ПАО «Газпром» составила бы 17 561,88 руб. тыс. м<sup>3</sup>.

#### ***Генерация электроэнергии от Мутновских ГеоЭС.***

Отпуск электроэнергии в сеть запланирован в объеме -340,004 млн. кВт/ч. Необходимая валовая выручка генерации Мутновских ГеоЭС – 1 163 494 тыс. руб. Тариф генерации утверждён в размере – 3,422 руб./кВт/ч (самый низкий тариф на генерацию в центральном энергоузле).

#### ***Генерация электроэнергии от каскада Толмачевских ГЭС.***

Отпуск электроэнергии в сеть- 65,371 млн. кВт/ч. Необходимая валовая выручка генерации – 357 618 тыс. руб. Тариф генерации Толмачевских ГЭС, отпускаемый в сеть – 5,471 руб/кВт/ч.

#### ***Генерация электроэнергии от ООО «Камчатские электрические сети» ДЭС п. Октябрьский.***

Потребитель п. Октябрьский находится в сложных климатических условиях на узкой косе, отделяющей р. Большую от Охотского моря. Периодически происходят аварийные ситуации с единственной ВЛ 35 кВ. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителя запускается в работу ДЭС находящаяся в данном поселке в резерве. Выработка электроэнергии запланирована в объеме – 7,927 млн. кВт/ч, в том числе ВЭС – 7,327 млн.кВтч, ДЭС – 0,600 млн.кВтч. Отпуск в сеть с шин станции – 7,802 млн. кВт/ч. Необходимая валовая выручка для данной генерации –

150 761 тыс. руб. Средний тариф на отпуск электроэнергии в сеть данного поселка составляет -19,323 руб/кВт/ч.

Все вышеперечисленные электростанции работают в общей сети, затраты по транспорту электроэнергии и сбыту несет ПАО «Камчатскэнерго». Потери в сетях по данным РСТиЦ КК составляют - 192,356 млн. кВтч (12,4%). Необходимая валовая выручка по сетям и сбыту составляет - 2 113 227 тыс. руб. За минусом потерь полезный отпуск потребителю из энергосистемы составит 1 110,916 млн. кВт/ч. Тариф на передачу энергии по электросетям сетям и сбыту - 1,902 руб/кВт/ч.

В конечном итоге потребитель оплачивает полезный отпуск в объеме 1 110,916 млн. кВт/ч в сумме (необходимая валовая выручка) – 8 340 869 тыс. руб. Средний экономически обоснованный тариф по центральному энергоузлу на 2018 год определен службой РСТиЦ КК – 7,508 руб/кВт/ч (рост тарифа относительно утвержденного в 2018г. – 1,66 %).

Таблица 1

Динамика экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию по центральному энергоузлу с 2016 года

Тариф	Утвержденный на 2016 г.	Утвержденный на 2017 г.	Утвержденный на 2018 г.	Прогноз на 2019 г.	Прогноз на 2020 г.
Тариф на электрическую энергию в центральном энергоузле руб./кВтч без НДС	5,723	6,48	7,15	7,508	7,996

*Сопоставление и возможности достижения среднероссийского тарифа на электроэнергию.*

Общий экономически обоснованный тариф на электрическую энергию на 2019 год составляет - 5,118 руб./кВт/ч. Что в 2,7 раза выше среднероссийского тарифа -2,7 руб/кВт/ч. Перевод генерации Камчатских ТЭЦ на природный газ не привел к достижению целей «Стратегии развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года», утвержденной распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП. Без перехода на иные источники электрической энергии основная цель - достижение среднероссийского тарифа к 2025 году достигнута не будет.

Тариф на электроэнергию от уже переведенных на газ Камчатских ТЭЦ (тариф генерации) составляет – 5,118 руб./ кВт/ч, без сетевой составляющей тариф генерации Камчатских ТЭЦ на природном газе превышает общероссийский тариф в 2 раза. Одними из самых дешевых тарифов на электроэнергию по центральному энергоузлу являются тарифы от возобновляемых источников энергии: АО «Геотерм» от Мутновских геотермальных электростанций -3,422 руб./Квт/ч, и тариф от

гидрогенерации Толмачевских ГЭС – 5,471 руб./кВт/ч, данные тарифы генерации имеют перспективу к относительному снижению в долгосрочной перспективе. Этот факт подтверждает предположение, что наиболее дешевая электроэнергия энергия на Камчатке может быть получена от возобновляемых источников энергии. (Данное утверждение подтверждается также мировым опытом - перевод на возобновляемый ресурс гидроэнергетика, подземное тепло, выполненной энергетикой Исландии с 1970 года Норвегии и др.).

Динамика перспективных тарифов на электрическую энергию в Центральном энергоузле показывает, что происходит его постоянный рост в соответствии с уровнем инфляции (и даже выше). Снижение экономически обоснованного тарифа до 2025 года до уровня среднероссийского при такой ситуации в этот период невозможно, нет коренных изменений в структуре генерации электроэнергии, и в организационной структуре. Соответственно не сможет быть снижен уровень дотационности региона. Для достижения среднероссийских показателей (2,6 руб./кВт/ч в 2017 году) необходимо внедрение таких источников энергии, которые «физически» не могут иметь тенденцию к росту тарифа (отсутствует топливная составляющая) и имеют в долгосрочной перспективе самый низкий тариф.

При существующем на сегодня тарифе на транспорт и сбыт электроэнергии - 1,920 руб./кВт/ч по сегодняшним ценам необходимо иметь источник электроэнергии с тарифом не более - 0,75 руб./кВт/ч. Таким источником может стать крупная гидроэлектростанция – например Жупановская ГЭС-1, у которой затраты на эксплуатацию составят (согласно Декларации о намерениях строительства Каскада ГЭС на р. Жупанова, ОАО «Ленгидропроект» 2013 год), около 2,0 рублей, а без учета амортизационных отчислений, эксплуатационные затраты не превышают 0,4 руб/кВт/ч . В этом случае, при бюджетном финансировании возможно достижение цели стратегии.

#### Тепловая энергия

В качестве примера рассматривается производство тепловой энергии, осуществляемое на Камчатских ТЭЦ - в комбинированном цикле и котельных, работающих на мазуте, угле и газе Петропавловска-Камчатского. Тепловые сети источников технологически не связаны друг с другом.

##### ***Камчатские ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго».***

Отпуск с коллекторов (производство тепловой энергии) на 2019 год утверждено в размере 1 125 тыс. Гкал. На хозяйственные нужды - 43,937 тыс. Гкал. Потери в сетях от Камчатских ТЭЦ- 229,621 тыс. Гкал или 21 %. Полезный отпуск от Камчатских ТЭЦ составляет 851,442 тыс. Гкал.

##### ***Котельные Камчатскэнерго.***

Производство тепловой энергии с коллекторов котельных 479,568 тыс. Гкал. Хозяйственные нужды 3,5 тыс. Гкал. Потери в тепловых сетях –

87,534 тыс. Гкал или 19,6%. Полезный отпуск тепловой энергии 388,534 тыс. Гкал.

Суммарная договорная тепловая нагрузка потребителей Петропавловска-Камчатского составляет: присоединенных к Камчатским ТЭЦ 307,8 Гкал/час. Присоединенных к котельным – 143,8 Гкал/час.

Нормативный удельный расход условного топлива на производство теплоэнергии на природном газе: для Камчатской ТЭЦ-1 – 132,0 кг.у.т./Гкал, для Камчатской ТЭЦ-2 – 135,1 кг.у.т./Гкал, для мазутных котельных - 211,4 кг.у.т./Гкал.

Таблица 2

Динамика экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию по ПАО «Камчатскэнерго» с 2014 года

Тариф	Утвержденный на 2016 г.	Утвержденный на 2017 г.	Утвержденный на 2018 г.	Прогноз на 2019 г.	Прогноз на 2020 г.	Тариф
Тариф на тепловую энергию ПАО «Камчатскэнерго», руб./Гкал без НДС	4 470,4	5077,8	5297,0	5620,28	5620,28	6400,41

По 2019 году проведен анализ составляющих тарифа на тепловую энергию данные приведены на рисунке 2.

Полезный отпуск от котельных ПАО «Камчатскэнерго» составил 388,534 тыс. Гкал. Необходимая валовая выручка по производству тепла на котельных ПАО «Камчатскэнерго» - 2 812 237 тыс. руб., при этом тариф на тепловую энергию от котельных (тариф производства тепловой энергии) в 2019 году – 5907,42 руб./Гкал.

Полезный отпуск тепла от Камчатских ТЭЦ составит – 851,442 тыс. Гкал. Необходимая валовая выручка на производство тепла на Камчатских ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго» составит 1 862 143 тыс. руб. Тариф на тепловую энергию от Камчатских ТЭЦ (производство тепла) – 1722,51 руб./Гкал.

Необходимая валовая выручка на транспорт и сбыт от Камчатских ТЭЦ и котельных в расчетах тарифов представлена в расчетах РСТИЦ КК в целом суммарно по всем сетям, включая сети от Камчатских ТЭЦ и от котельных – 2 277 966 тыс. руб. Суммарный тариф на передачу и сбыт тепловой энергии (транспорт и сбыт) составит 1 841,51 руб./Гкал.

Общий экономически обоснованный тариф на тепловую энергию на 2019 год составляет 5620,28 руб./Гкал (рост относительно 2018г. 106,1%), что в 3 раза выше среднероссийского тарифа. Перевод тепловой генерации ТЭЦ на природный газ не привел к достижению целей «Стратегии развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года», утверждённой распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП.



Без перехода на иные источники тепловой энергии к 2020 году – цель - снижение тарифа до уровня среднероссийского - достигнута не будет.

Одним из самых дешёвых тарифов на тепло по Камчатскому краю является тариф АО «Тепло Земли» для конечных потребителей: например, от геотермальной системы п. Паужетка- 148,85 руб./Гкал, с. Эссо – 1399,77 руб./Гкал, п. Паратунка – 2 098,01 руб./Гкал. Этот факт косвенно подтверждает, что наиболее дешёвая тепловая энергия на Камчатке может быть получена от возобновляемых геотермальных источников.

Динамика перспективных тарифов на тепловую энергию ПАО «Камчатскэнерго» показывает, что происходит их постоянный рост в соответствии с уровнем инфляции. Снижение экономически обоснованного тарифа до 2020 года до уровня среднероссийского невозможно, так как не предполагается коренных изменений в структуре генерации тепла. Для достижения среднероссийских показателей (1700 руб./Гкал) необходимо внедрение тепловых источников, имеющих в долгосрочной перспективе предельно низкий тариф. При этом должны быть снижены также тарифы на электроэнергию в энергосистеме (основные затраты при перекачке теплоносителя).

Перспективными источниками тепловой энергии, имеющими низкие тарифы, являются возобновляемые источники энергии. Конкретно для Петропавловска-Камчатского, Елизово, Вилючинска, это может быть дешёвая электроэнергия каскада Жупановских ГЭС, геотермальное тепло от близлежащих геотермальных источников: В-Паратунского, Паратунского, Б-Банного Мутновского месторождения и теплового очага Авачинской группы вулканов.

После пуска Жупановской ГЭС-1 возможен перевод части теплоснабжения (в частности ГВС) на электроотопление. Тариф на электроэнергию для Жупановской ГЭС-1, после срока ее окупаемости (а при бюджетном финансировании – сразу после окончания строительства), может быть снижен до уровня затрат на эксплуатацию (согласно данным приведенным в Декларации о намерениях строительства каскада ГЭС на р. Жупанова, АО «Ленгидропроект» 2013 год), до 2,0 руб./кВт/ч (в тепловом эквиваленте 2324 руб./Гкал), а без учета амортизационных отчислений, эксплуатационные затраты ГЭС-1 не превышают 0,4 руб./кВт/ч (в тепловом эквиваленте 465 руб./Гкал).

В работе Технико-экономическое обоснование районной системы отопления на базе Мутновского геотермального месторождения на Камчатке (перевод с английского) «Виркир-Оркинт консалтинг групп», 1994 год была определена принципиальная возможность строительства теплопровода от Мутновского геотермального месторождения до Петропавловска-Камчатского. Современная оценка данного проекта говорит о возможности транспортировки 1000 т/час сепарата с температурой 160 град (в настоящее время закачивается обратно в пласт и не используется) с использованием

современных стеклобазальтопластиковых труб не подверженных влиянию агрессивных геотермальных сред (например, производства завода ООО ТД «БТ»). Предварительные расчеты показывают возможность снижения тарифа на тепловую энергию, поставляемую от Мутновского геотермального месторождения до уровня 1100 руб./Гкал после окупаемости проекта.

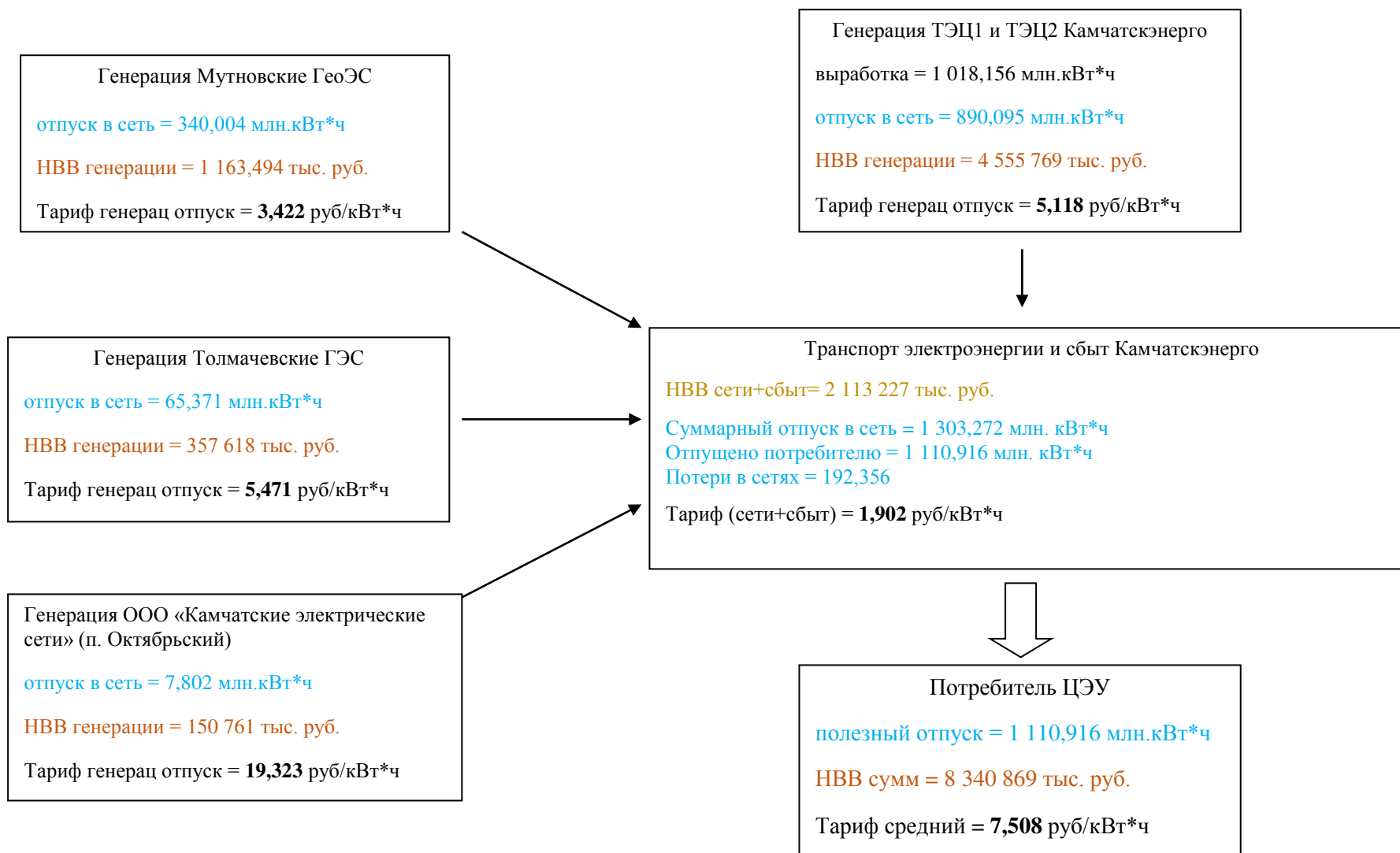


Рисунок 1 Формирование экономически обоснованного тарифа на электроэнергию в центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края при действующем тарифе на газ – 6 969 руб/ тыс. м<sup>3</sup> (с учетом внутренних субсидий ПАО «Газпром»)

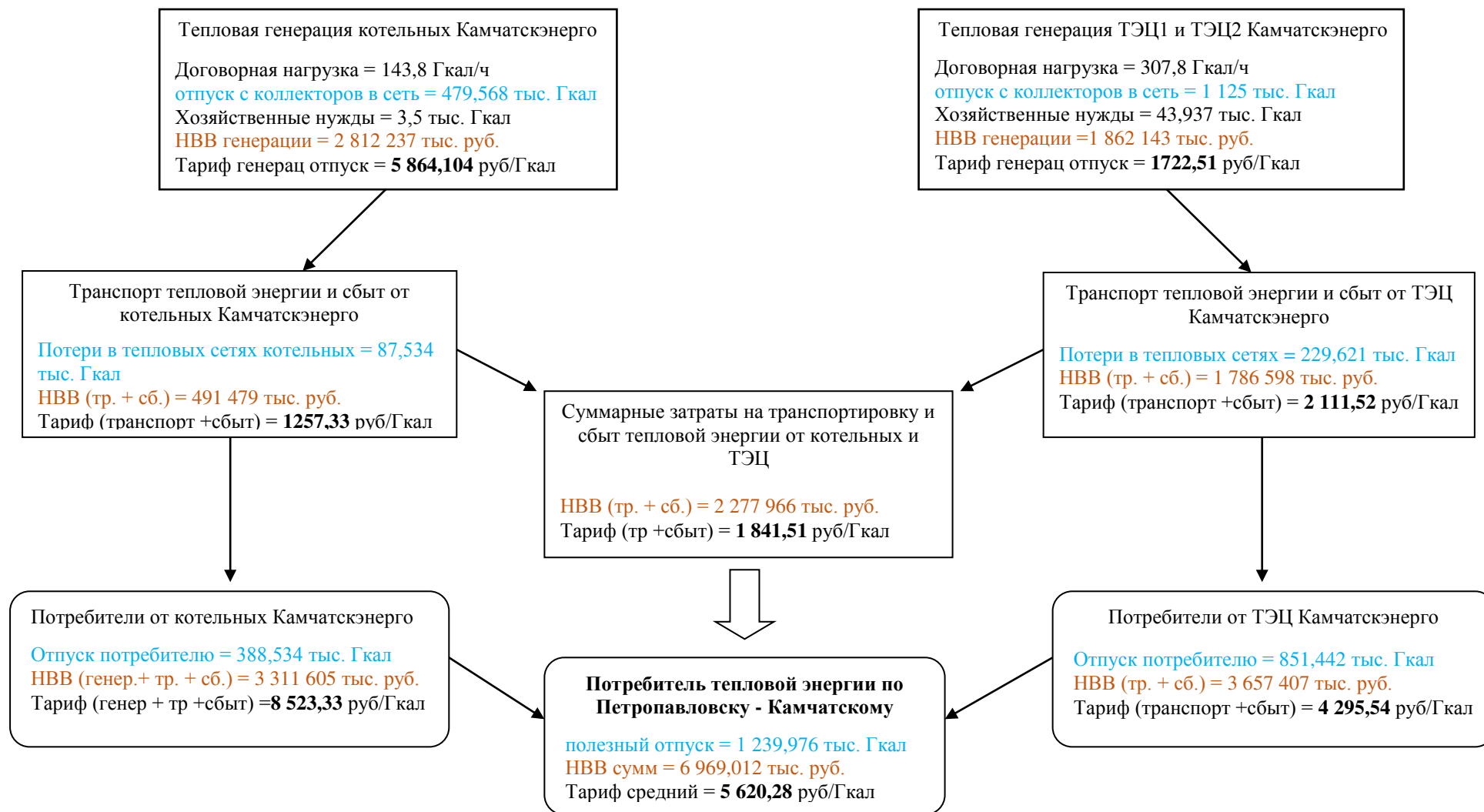


Рисунок 2 Формирование экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию по Петропавловску-Камчатскому по данным экспертного заключения РСТиЦ Камчатского края на 2019 год, при действующем тарифе на газ – 6 969 руб/ тыс. м<sup>3</sup> (с учетом внутренних субсидий ПАО «Газпром»)

Информация о необходимости выполнения Россией ее международных  
обязательств в области экологии  
(по данным КГКУ «Регионального центра развития энергетики и  
энергосбережения»)

В последние годы внимание мирового сообщества, Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации направлено на сокращение загрязнения окружающей среды за счет энергетических отраслей. По оценке ученых, более половины выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу земли приходится на долю энергетического сектора. Природа Камчатского края так же подвержена этому загрязнению. Из года в год происходит увеличение вредных выбросов в атмосферу региона от работы тепловых электрических станций, ДЭС и котельных в Камчатском крае, использующих органическое топливо (газ, мазут, дизельное топливо, уголь). Наибольшую угрозу представляет в первую очередь двуокись углерода (CO<sub>2</sub>), которая образуется при сжигании органического топлива.

Ныне действующая Энергетическая стратегия России на период до 2020 года исходит из необходимости выполнения Россией ее международных обязательств в области экологии, в частности Конвенции ООН по глобальному изменению климата, Киотского протокола и Парижского соглашения по климату.

Правительство Российской Федерации одобрило Парижское соглашение об изменении климата, принятое консенсусом 12 декабря 2015 года на конференции ООН, а подписано 22 апреля 2016 года. «Стратегическая цель Парижского соглашения – удержание прироста глобальной средней температуры к концу XXI века «намного ниже» 2°C, до индустриальных (нормативных) показателей и «приложение усилий» в целях ограничения роста температуры на уровне 1,5°C».

На текущий момент необходимо принимать оперативные меры по сокращению выбросов. А ситуация с природным газом в Камчатском крае (*снижение до 420 млн. м<sup>3</sup> и к 2030 году до 143 млн. м<sup>3</sup>*) говорит о том, что необходимо начинать реализацию проектов по проектированию и строительству генерирующих мощностей на основе ВИЭ уже сейчас.

## Перечень действующих и перспективных объектов газификации

Перечень объектов газификации			
№ п/п	Наименование объекта	Расчетные данные потребления газа, млн. м <sup>3</sup>	Примечания
1	Камчатская ТЭЦ-2	326,99	
2	Камчатская ТЭЦ-1	68,63	
3	Котельная № 1 85 Гкал/час г. П-Камчатский	13,570	
4	Котельная №2 40 Гкал/час (Елизово)	6,729	
5	Котельная №4 30 Гкал/час (Елизово)	6,660	
6	Котельная «Очистные», (п. Пионерский Пионерского с.п.) 0,33 Гкал/час	0,056	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
7	Котельная №9 (п. Светлый, Пионерского с.п.) 0,86 Гкал/час	0,128	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
8	Котельная №10 (п. Светлый, Пионерского с.п.) 0,86 Гкал/час	0,148	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
9	Котельная №10 (п. Крутобереговый, Пионерского с.п.) 0,86 Гкал/час	0,153	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
10	Котельная №1 п. Раздольный с присоединением нагрузки котельной №2	2,993	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
11	Котельная №1 п. Лесной	1,241	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
12	«Агро-Дар тепличное хозяйство в п. Вулканном Елизовского муниципального района	2,000	Письмо Министерства ЖКХ и энергетики Камчатского края от 19.11.2015 № 20.15-6289-03
13	АГНКС - 250 г. Петропавловск-Камчатский	3,000	АГНКС, письмо ГГМТ исх. от 01.01.2016 № 05-1545/16. Начиная с 2019 года
14	МУП «Спецдорремстрой»	1,065	Договорные объёмы с ООО «Газпром межрегионгаз Дальний Восток»
15	ООО «Устой-М» Елизовский р-н (котельная)	2,770	Данные Правительства Камчатского края
16	ООО «Устой-М» Елизовский р-н, ул. Мурманская 12 (котельная производственной базы)	2,950	Данные Правительства Камчатского края
17	ОАО «Петропавловский	1,166	Договорные объёмы с ООО

Приложение 7

	Хлебокомбинат»		«Газпром межрегионгаз Дальний Восток»
18	Магазин мелкорозничной торговли (Пак)	0,098	Договорные объёмы с ООО «Газпром межрегионгаз Дальний Восток»
19	ООО «Русский двор» котельная п. Пионерский (Воронов на производство)	0,780	Тепловой расчет
20	Потребление газа в Соболевском муниципальном районе	6,088	Договорные объёмы с ООО «Газпром межрегионгаз Дальний Восток»
21	Потребление газа в п. Устьевой Соболевского муниципального района	1,439	Расчетные данные АО «Газпром промгаз»
22	Агропромышленный парк «Зеленовские озера»	10,000	Данные Правительства Камчатского края
23	ООО «Камчатский Пивоваренный завод»	0,670	Договорные объёмы с ООО «Газпром межрегионгаз Дальний Восток»
24	Автосалон ЗАО «Элита-Сервис»	0,085	Данные Правительства Камчатского края
25	ООО «Автоцентр»	0,131	Тепловой расчет
26	ОАО «Молокозавод петропавловский»	1,506	Тепловой расчет
27	Котельная группы жилых домов ул. Свердлова - ул. Хуторская	0,476	Тепловой расчет
28	Свинокомплекс, ЗАО «Агротек Холдинг», в п. Лесной	0,541	Тепловой расчет
29	Станция по уничтожению твердых органических отходов	1,661	Тепловой расчет
30	Котельная здания торгового центра «Глобус»	0,643	Данные Правительства Камчатского края
31	ТСЖ «Теплый стан»	0,270	Тепловой расчет
32	ЖСК «Рублевское» ул. Дальняя	0,270	ТУ на подключение ОАО «Газпром газораспределение» филиал в Дальневосточном федеральном округе от 31.07.2014 №57/14

## Оценка экономической эффективности повышения надёжности схемы выдачи электрической мощности Мутновских ГеоЭС

В настоящем разделе рассмотрены возможные варианты усиления схемы выдачи мощности (СВМ) Мутновских ГеоЭС (ГеоЭС-1 мощностью 50 МВт и Верхне-Мутновской ГеоЭС - 12 МВт) для повышения её надёжности.

Варианты усиления схемы выдачи мощности ГеоЭС рассмотрены для 2-х этапов:

- 1 этап – при установленной на сегодня мощности Мутновских ГеоЭС - 62 МВт;

- 2 этап – с учётом возможности увеличения генерирующей мощности Мутновских ГеоЭС до 112 МВт с вводом Мутновской ГеоЭС-2 (2x25 МВт).

Краткая характеристика рассмотренных вариантов усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС приведена ниже.

Во всех рассмотренных вариантах СВМ МГеоЭС, учитывая суровые климатические условия района размещения геотермальных электростанций, на новых ВЛ 220 кВ предлагается применять современный высокотехнологичный провод - АААС-Z261 с улучшенными механическими характеристиками, который имеет ряд следующих преимуществ по сравнению с традиционным проводом АС:

- решение проблемы обледенения и налипания снега (стенка гололеда на 25% меньше, чем у провода АС);

- меньшая чувствительность к вибрациям под действием ветровых нагрузок;

- большее полезное поперечное сечение, которое обеспечивает решение проблемы повышения передаваемой мощности; снижение потерь в линии;

- меньшая усталость металла и сниженная вероятность галопирования;

- продленный срок службы, сокращенное обслуживание проводов;

- отсутствие внутренней коррозии;

- меньшее повреждение провода при разрушении наружных проволок;

- легче монтаж на существующие конструкции;

- соответствие международным стандартам и др.

Провода АААС-Z261 производятся ООО «Ламифил» (дочернее предприятие LAMIFIL - Бельгия) на заводе в г. Углич Ярославской области, построенном в 2013 г.

Электрические расчёты для всех рассмотренных вариантов выполнены при уровне нагрузки зимнего вечернего максимума к.д.з. 2014 г.

Вариант 1 (предложен АО «Геотерм») - ввод ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Толмачёвская ГЭС-2, ВЛ 110 кВ Толмачёвская ГЭС-3 - Апача и 2-го АТ на ПС Авача.

Принципиальные схемы и режимы электрической сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС для варианта 1 приведены ниже по этапам на рисунках 1.1, 1.2, 1.3.

Для осуществления варианта 1 СВМ требуется выполнить следующий объём электросетевого строительства по этапам:



1 этап – без расширения Мутновских ГеоЭС (Руст.=62 МВт)

- ввод ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Толмачёвская ГЭС-2 (АААС-Z261, 60 км);
- на Толмачёвской ГЭС-2 – сооружение КРУЭ 220 кВ с установкой АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА;
- на ПС Авача - установка 2-го АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА;
- на Мутновской ГеоЭС-1 - расширение ЗРУ 220 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем;
- вторая ВЛ 110 кВ Толмачёвская ГЭС-3 – Апача (АС-150, 55 км).
- расширение РУ 110 кВ Толмачёвской ГЭС-3 и РУ 110 кВ ПС Апача на 1 линейную ячейку с выключателем.

Следует отметить, что усиление сети на участке от Толмачёвской ГЭС-3 до ПС 110 кВ Апача предлагается путём ввода второй ВЛ 110 кВ (АС-150), а не замены провода на действующей ВЛ 110 кВ (АС-150 на АС-240), так как при увеличении генерирующей мощности Мутновских ГеоЭС с вводом ГеоЭС-2 пропускная способность одной этой ВЛ не обеспечит требуемый поток мощности в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача (рис. 1.3).

Результаты электрических расчётов, которые выполнены при выдаче мощности Мутновскими ГеоЭС – 52 МВт, Толмачёвскими ГЭС – 45 МВт, показывают следующее:

- вариант 1 СВМ МГеоЭС позволяет выдать всю располагаемую мощность МГеоЭС и Толмачёвских ГЭС в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети;

- в нормальном режиме загрузка ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача составляет 70 МВт, по ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Толмачёвская ГЭС-2 передаётся мощность величиной 11 МВт в направлении от Толмачёвских ГЭС к МГеоЭС (рис. 1.1);

- ввод второй ВЛ 110 кВ Толмачёвская ГЭС-3 – Апача позволяет предотвратить недопустимую перегрузку существующей ВЛ 110 кВ на этом направлении (500 А при длительно допустимой токовой загрузке 450 А) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача (рис. 1.2);

- установка второго АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на ПС Авача позволяет предотвратить недопустимую перегрузку существующего АТ-63 МВА в режиме отключения ВЛ 110 кВ Толмачёвская ГЭС-3 – Апача, которая составляет 66 % (рис. 1.2) при допустимой ПУЭ кратковременной перегрузке трансформаторов сверх номинального тока - 30 %.

2 этап – ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

Для обеспечения выдачи мощности Мутновских ГеоЭС ( $\Sigma P_{расп.}=112$  МВт) и Толмачёвских ГЭС в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети требуется дополнительное усиление СВМ МГеоЭС, которое предусматривает следующий объём электросетевого строительства:

- ввод вторых ВЛ 110 кВ на участках: Толмачёвская ГЭС-2 – ГЭС-3 (АС-150, 4,5 км), Апача – Развилка (АС-240, 49,7 км), Развилка – Елизово (АС-240, 94 км);

- на Толмачёвской ГЭС-2 – установить второй АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА;

- на ПС Авача - установить третий АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА, расширить РУ 220 и РУ 110 кВ на 1 ячейку с выключателем;
- на ПС 110 кВ: Апача, Елизово и на Толмачёвских ГЭС-2, ГЭС-3 расширить РУ 110 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем;
- на ПС 110 кВ Развилка расширить РУ 110 кВ на 2 ячейки с выключателями.

Выполненные электрические расчёты показывают, что с вводом МГеоЭС-2: рассмотренная схема обеспечивает выдачу располагаемой мощности Мутновских ГеоЭС, а также Толмачёвских ГЭС в нормальных и послеаварийных режимах:

1. В нормальном режиме зимнего максимума при полной схеме сети (рис. 1.1):
  - переток мощности по ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача возрастает до 101 МВт;
  - переток мощности по ВЛ 220 кВ МГеоЭС - Толмачёвская ГЭС-2 – составляет 6,5 МВт;
2. В послеаварийных режимах (рис. 1.3):
  - ввод вторых ВЛ 110 кВ на участках: Толмачёвская ГЭС-2 – ГЭС-3, Апача – Развилка, Развилка – Елизово позволяет предотвратить недопустимую перегрузку существующих ВЛ 110 кВ на этих участках в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача. При отсутствии вторых ВЛ 110 кВ нагрузка действующих ВЛ 110 кВ на указанных участках превышает допустимую:

Наименование ВЛ 110 кВ	Сечение провода	Загрузка ВЛ, А	
		Длительно допустимая	В режиме
Толмачёвская ГЭС-2 – ГЭС-3	АС-150	450	672
Апача – Развилка	АС-240	610	767
Развилка - Елизово	АС-240	610	728

- установка второго АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на Толмачёвской ГЭС-2 позволяет предотвратить недопустимую перегрузку первого АТ-63 МВА (на 82 %) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача;
- установка третьего АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на ПС Авача позволяет предотвратить недопустимую перегрузку одного из АТ-63 МВА на ПС Авача (на 55 %) в послеаварийном режиме отключения второго АТ.

Схема электрических соединений сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

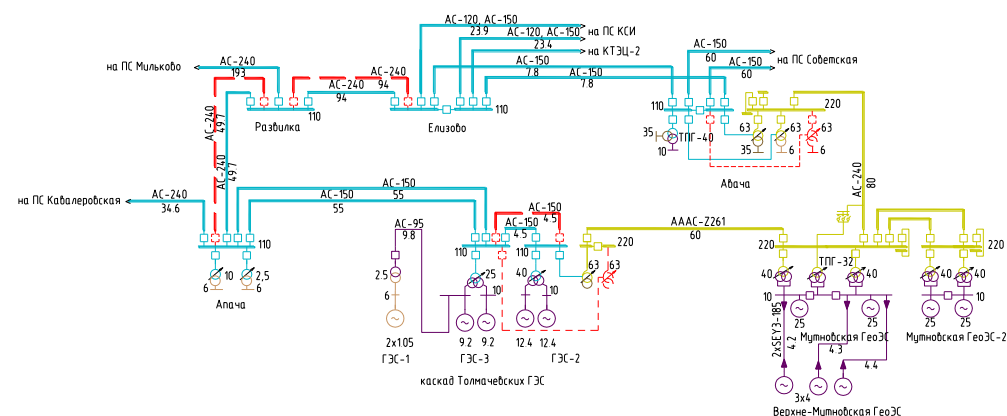
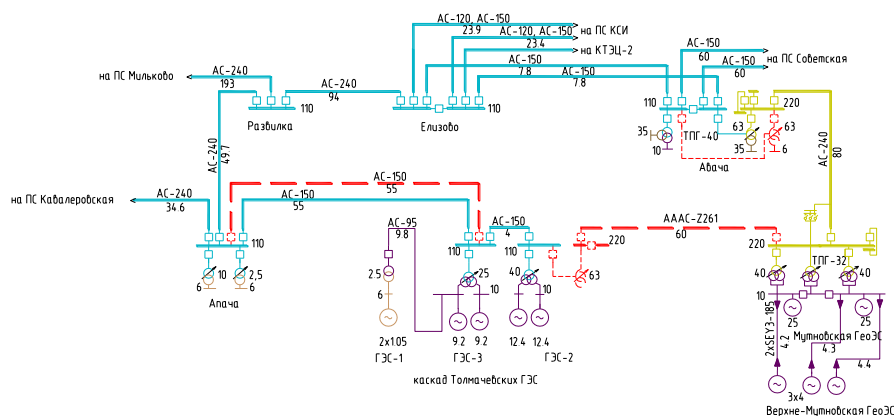
Вариант 1 усиления схемы выдачи мощности МГеоЭС с сооружением электросетевых объектов для 2-х этапов

1 этап - без расширения МГеоЭС

Ввод ВЛ 220 кВ МГеоЭС – ГЭС-2, 2-ой ВЛ 110 кВ ГЭС-3 – Апача, 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача

2 этап - ввод МГеоЭС-2 (50 МВт)

Ввод вторых ВЛ 110 кВ на участках ГЭС-2 – ГЭС-3, Апача – Развилка, Развилка – Елизово и 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача

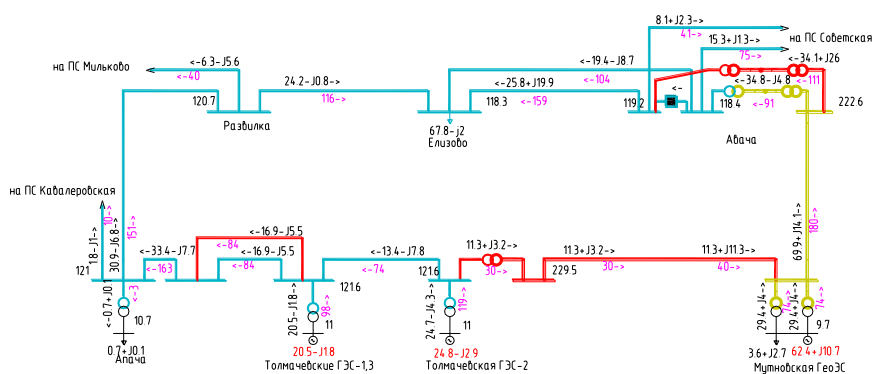


Потоки мощности и уровни напряжения в сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

Зимний максимум нагрузки 2014 г. (1 этап), 2020 г. (2 этап).

Нормальные режимы. Выдача располагаемой мощности Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

Этап I



Этап II

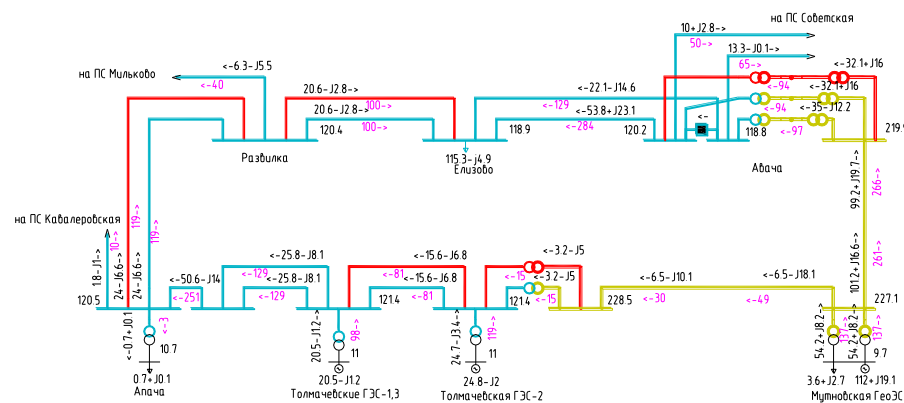


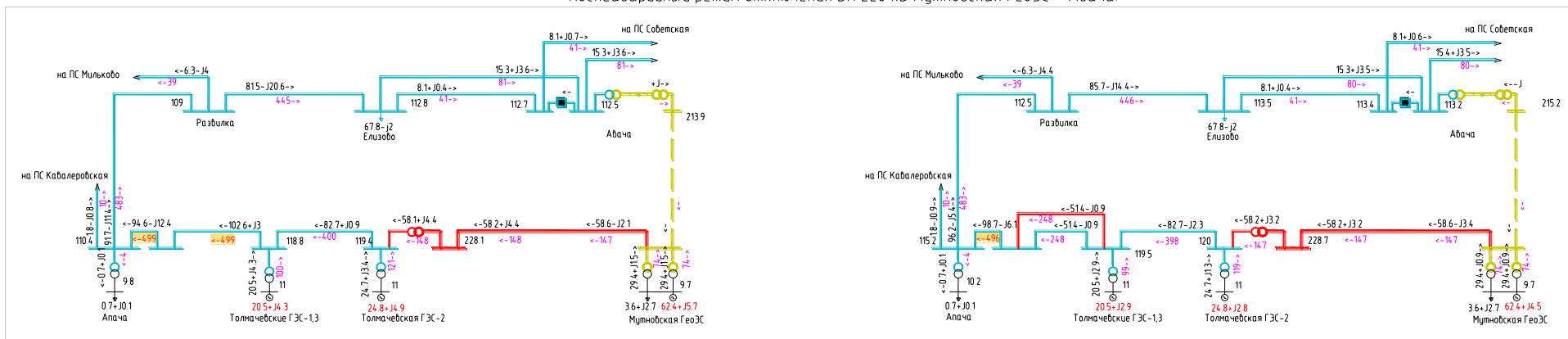
Рисунок 1.1

Режимы, обосновывающие схему 1-го этапа Варианта 1

Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача

без ввода второй ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 – Апача

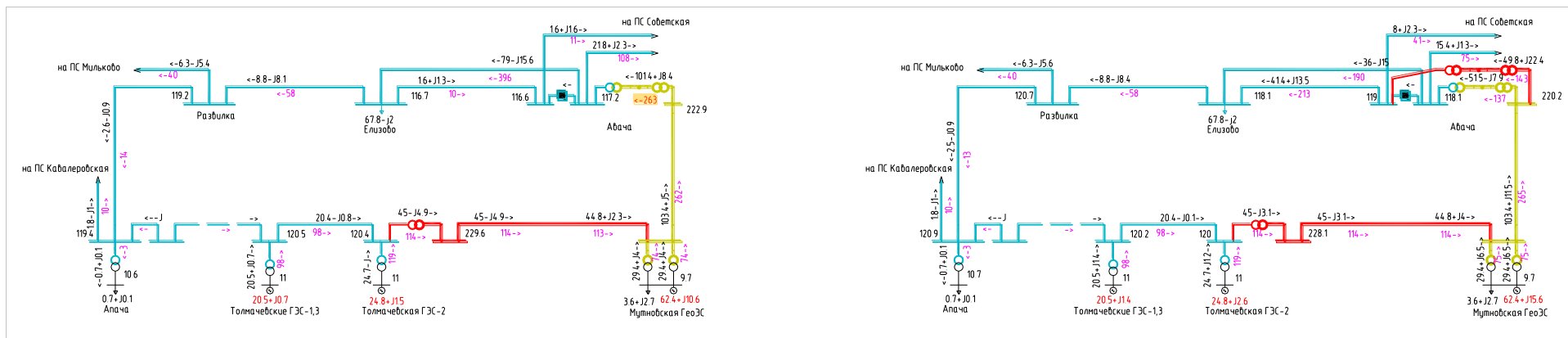
с вводом второй ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 – Апача



Послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 - Апача

без ввода 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача

с вводом 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Примечание:

←-193 - нагрузка элемента превышает допустимую

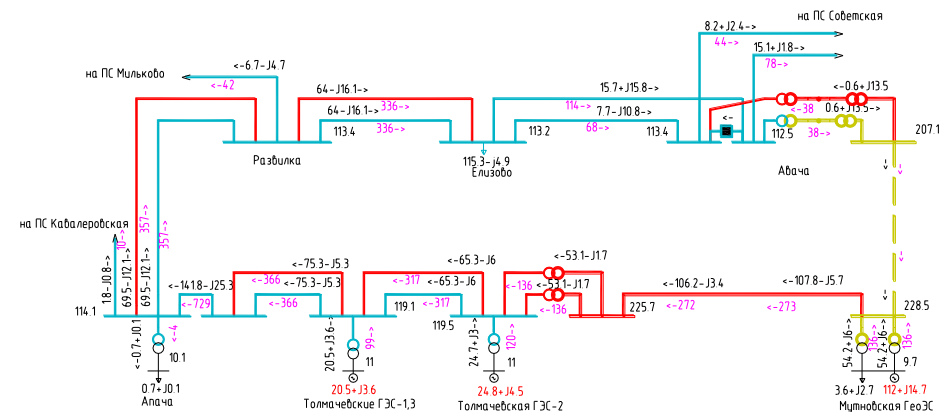
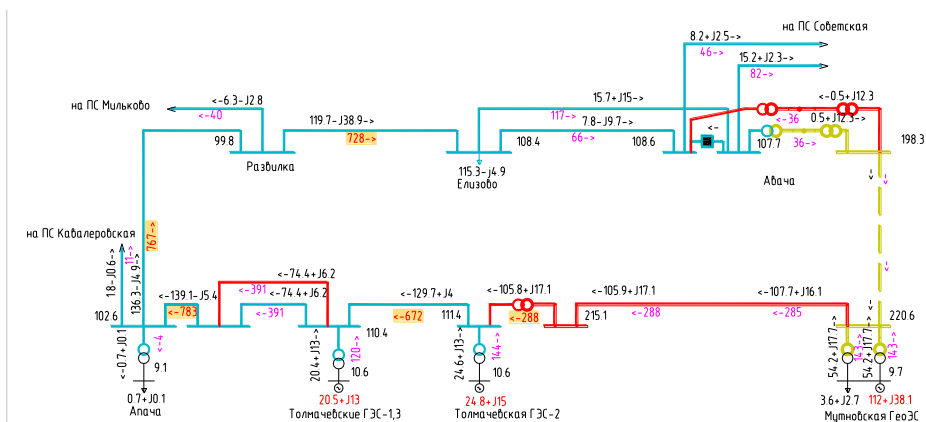
Рисунок 1.2

Режимы, обосновывающие схему 2-го этапа Варианта 1

Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача

без ввода вторых ВЛ 110 кВ на участке Апача-Развилка-Елизово

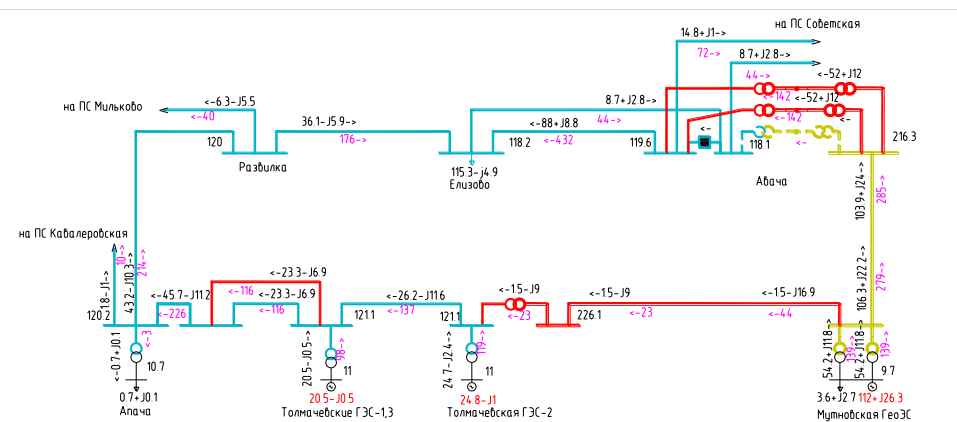
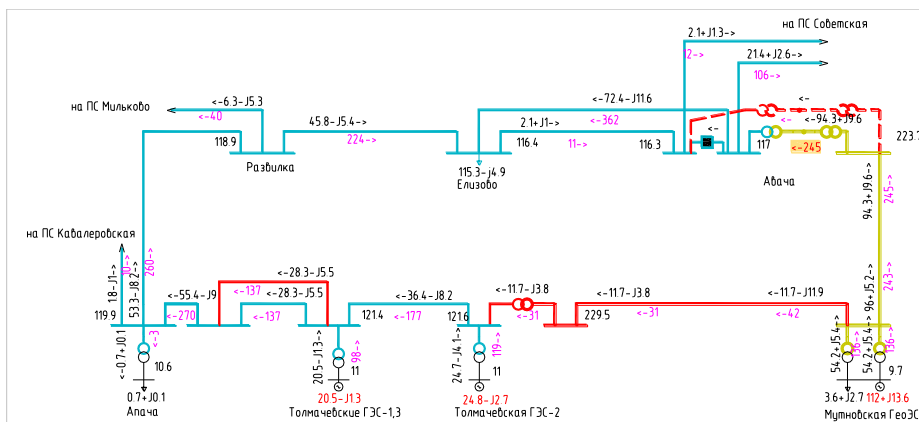
с вводом вторых ВЛ 110 кВ на участке Апача-Развилка-Елизово



Послеаварийный режим отключения одного АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Авача

без ввода 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача

с вводом 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Примечание:  
См. рис. 1.2

Рисунок 1.3

Вариант 2 (предложен филиалом ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС») - ввод второй ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача и 2-го АТ на ПС Авача.

Принципиальные схемы и режимы электрической сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС для варианта 2 приведены ниже по этапам на рисунках 2.1, 2.2, 2.3.

Для осуществления варианта 2 СВМ требуется выполнить следующий объём электросетевого строительства по этапам:

1 этап – без расширения Мутновских ГеоЭС

- ввод второй ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС – Авача № 2 (АААС-Z261, 80 км) по трассе параллельной существующей ВЛ Мутновская ГеоЭС – Авача № 1;

- на ПС Авача - установка 2-го АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА и ячейки с выключателем в РУ 220 кВ;

- на Мутновской ГеоЭС-1 - расширение ЗРУ 220 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем;

- на ПС Авача - расширение РУ 220 и 110 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем.

Результаты электрических расчётов показывают следующее:

- вариант 2 СВМ МГеоЭС позволяет выдать всю располагаемую мощность МГеоЭС в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети;

- в нормальном режиме загрузка каждой ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача составляет 29 МВт (рис. 2.1);

- установка на ПС Авача второго АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА позволяет предотвратить «запирание» мощности Мутновских ГеоЭС в послеаварийном режиме отключения единственного АТ-63 МВА на ПС Авача.

2 этап – ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

Для обеспечения выдачи мощности Мутновских ГеоЭС ( $\Sigma P_{расп.} = 112$  МВт) в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети в варианте 2 требуется на ПС Авача установить третий АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА с расширением РУ 220 и 110 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем.

Выполненные электрические расчёты показывают, что с вводом МГеоЭС-2: рассмотренная в варианте 2 схема обеспечивает выдачу располагаемой мощности Мутновских ГеоЭС в нормальных и послеаварийных режимах:

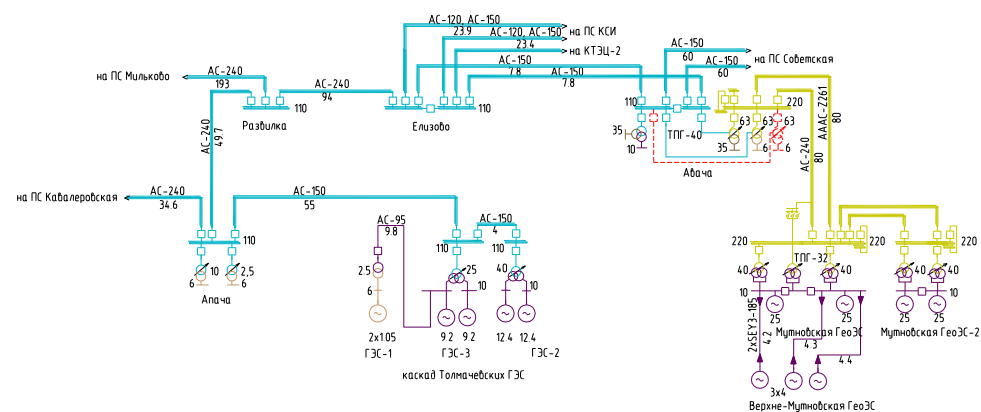
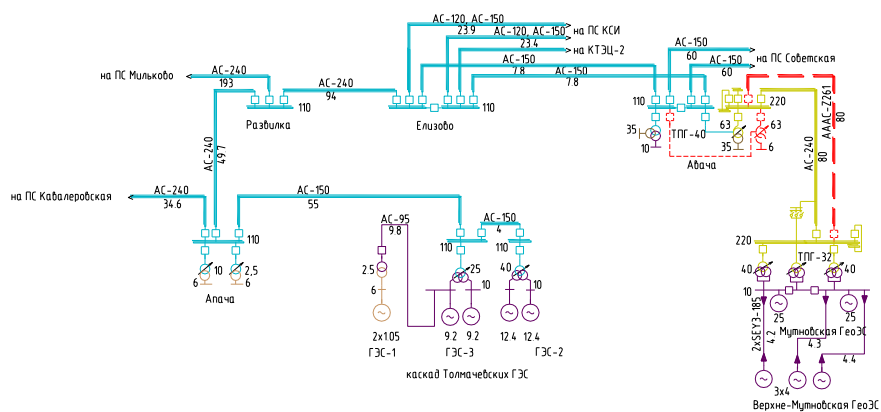
1. В нормальном режиме зимнего максимума при полной схеме сети переток мощности по двум ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача возрастает до 2х54 МВт (рис. 2.1);

2. В послеаварийных режимах отключения одного из АТ-63 МВА на ПС Авача загрузка двух остальных АТ ниже номинальной и составляет 2х146 А. При отсутствии 3-го АТ на ПС Авача, второй АТ в этом послеаварийном режиме перегружается на 75 % сверх номинального тока, что не допустимо (рис. 2.3).

Схема электрических соединений сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.  
 Вариант 2 усиления схемы выдачи мощности МГеоЭС с сооружением электросетевых объектов для 2-х этапов

1 этап - без расширения МГеоЭС  
 Ввод второй ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача,  
 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача

2 этап - ввод МГеоЭС-2 (50 МВт)  
 Ввод 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Потоки мощности и уровни напряжения в сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

Зимний максимум нагрузки 2014 г. (1 этап), 2020 г. (2 этап).

Нормальные режимы. Выдача располагаемой мощности Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

Этап I

Этап II

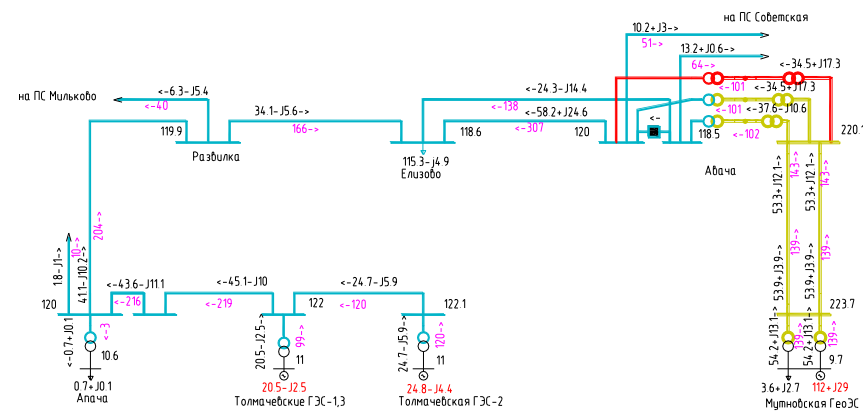
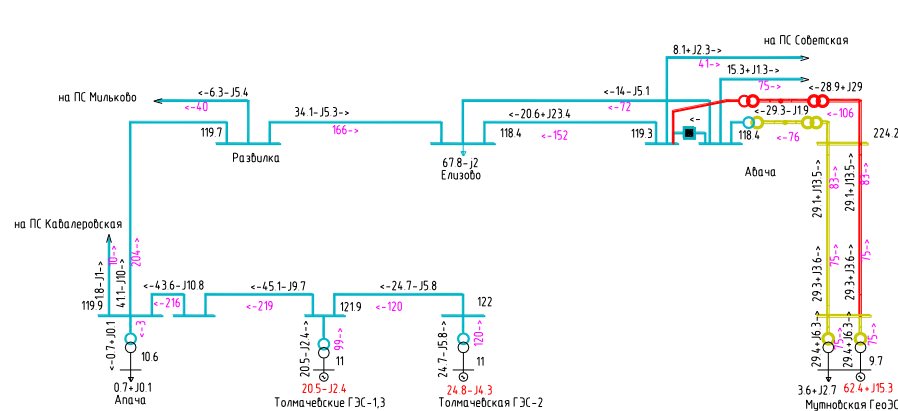
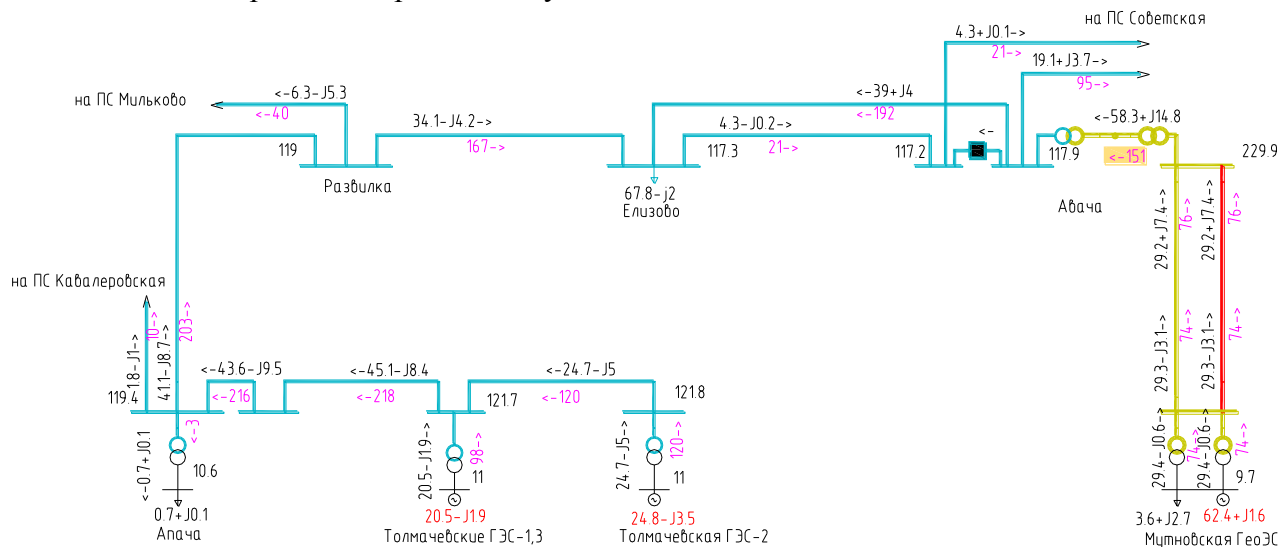


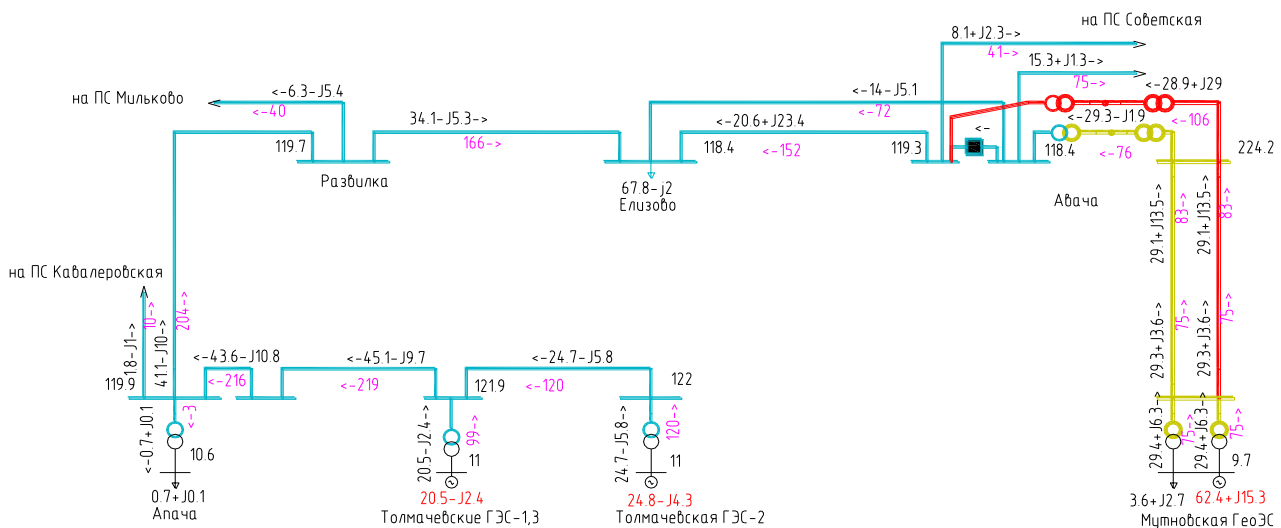
Рисунок 2.1

Режимы, обосновывающие схему 1-го этапа Варианта 2

Нормальный режим без установки 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Нормальный режим с установкой 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Примечание:  
См. рис. 1.2

Рисунок 2.2





Вариант 3 (предложен филиалом ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС») - ввод ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Апача и 2-го АТ на ПС Авача.

Принципиальные схемы и режимы электрической сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС для варианта 3 приведены ниже по этапам на рисунках 3.1, 3.2, 3.3.

Для осуществления варианта 3 СВМ требуется выполнить следующий объём электросетевого строительства по этапам:

1 этап – без расширения Мутновских ГеоЭС

- ввод ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Апача (АААС-Z261, 115 км);
- на Мутновской ГеоЭС-1 - расширение ЗРУ 220 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем;
- на ПС Апача - сооружение КРУЭ 220 кВ с установкой АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА и расширением РУ 110 кВ на 1 ячейку с выключателем;
- на ПС Авача - установка 2-го АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА и расширение РУ 220 кВ и РУ 110 кВ на 1 ячейку с выключателем.

Результаты электрических расчётов показывают следующее:

- СВМ МГеоЭС, рассмотренная в варианте 3, позволяет выдать всю располагаемую мощность МГеоЭС в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети;

- в нормальном режиме загрузка ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача составляет 66 МВт, по ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Апача передаётся мощность величиной 7 МВт в направлении от ПС Апача до МГеоЭС (рис. 3.1);

- установка на ПС Авача второго АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА позволяет предотвратить недопустимую перегрузку существующего АТ-63 МВА (251 А при номинальной токовой загрузке 158 А) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Апача – Развилка (рис. 3.2).

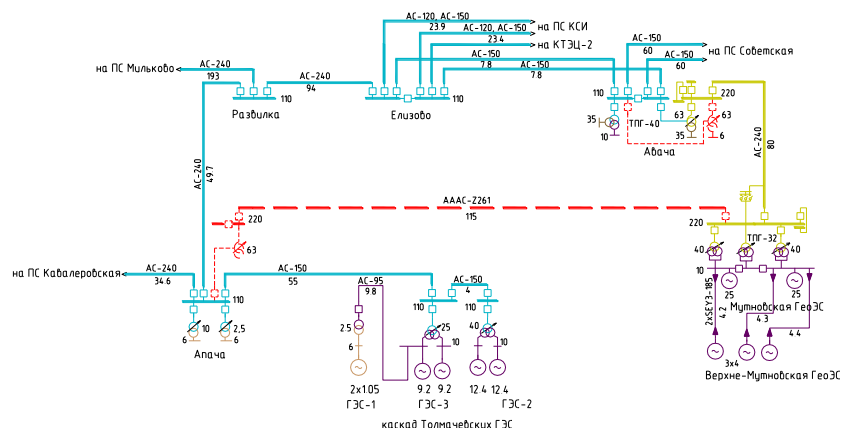
2 этап – ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

Для обеспечения выдачи мощности Мутновских ГеоЭС ( $\sum P_{расп.} = 112$  МВт) в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети требуется дополнительное усиление СВМ МГеоЭС, которое предусматривает следующий объём электросетевого строительства:

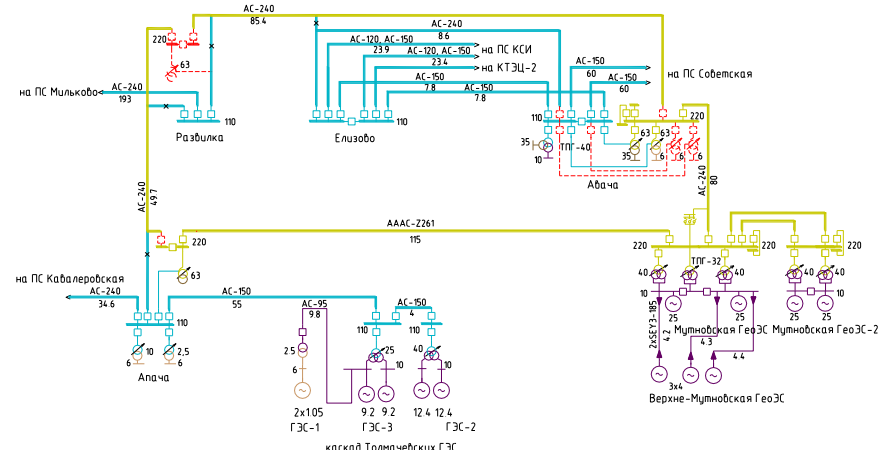
- перевести ВЛ 110 кВ Апача – Развилка и Развилка – Авача на номинальное напряжение 220 кВ;
- на ПС Развилка соорудить РУ 220 кВ по схеме «мостик» с выключателями в цепях линий, установить АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА;
- на ПС Апача расширить РУ 220 на 1 ячейку с выключателем;
- на ПС Авача установить два дополнительных АТ 220/110 кВ мощностью по 63 МВА каждый и расширить РУ 220 и РУ 110 кВ на 3 ячейки с выключателями.

Схема электрических соединений сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.  
 Вариант 3 усиления схемы выдачи мощности МГеоЭС с сооружением электросетевых объектов для 2-х этапов

1 этап - без расширения МГеоЭС  
 Ввод ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Апача,  
 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача

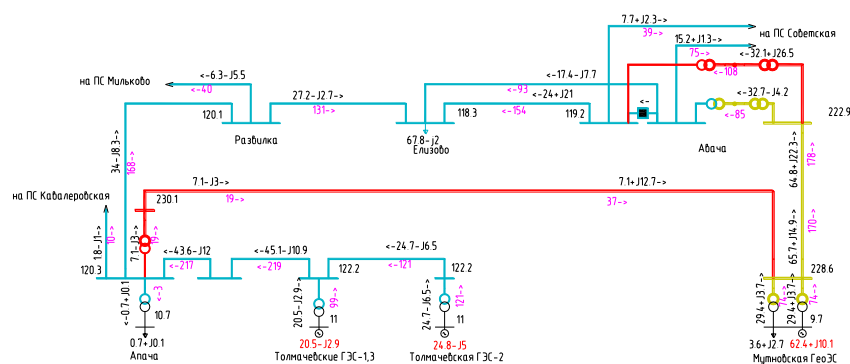


2 этап - ввод МГеоЭС-2 (50 МВт)  
 Перевод на напряжение 220 кВ ВЛ 110 кВ Апача-Развилка-Елизово-Авача  
 и ввод 3-го, 4-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Потоки мощности и уровни напряжения в сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.  
 Зимний максимум нагрузки 2014 г. (1 этап), 2020 г. (2 этап).  
 Нормальные режимы. Выдача располагаемой мощности Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

Этап I



Этап II

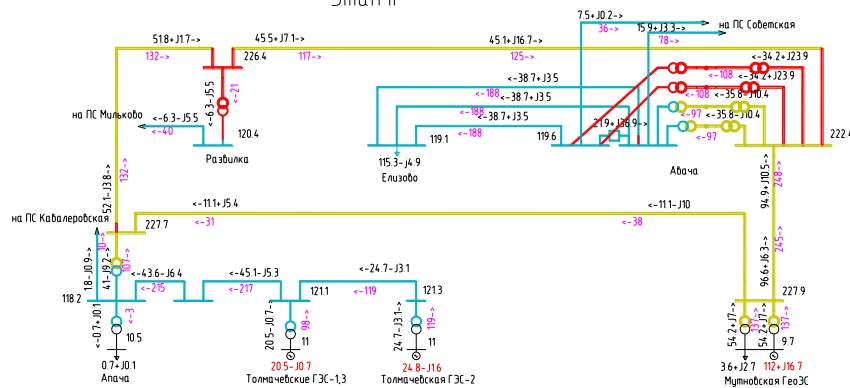


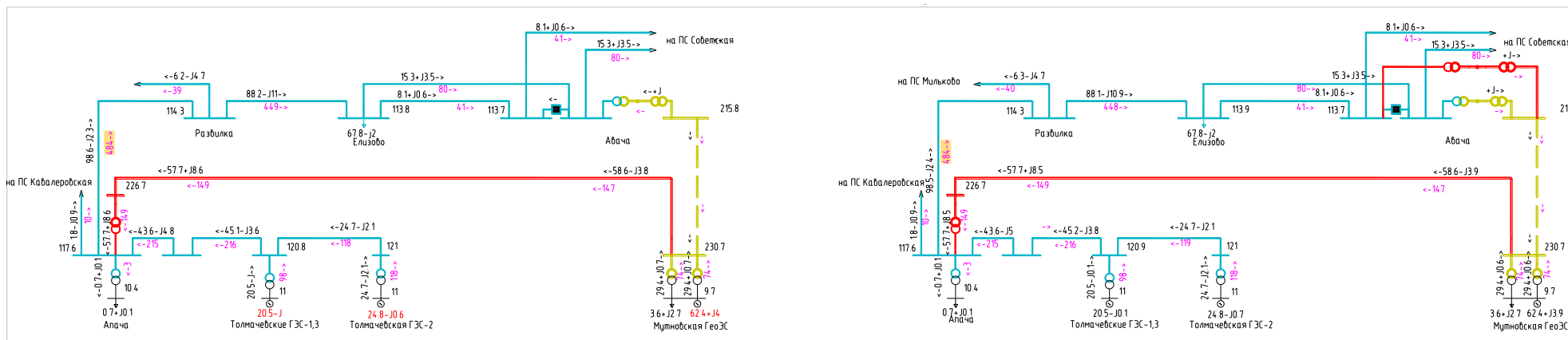
Рисунок 3.1

Режимы, обосновывающие схему 1-го этапа Варианта 3

Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача

без ввода 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача

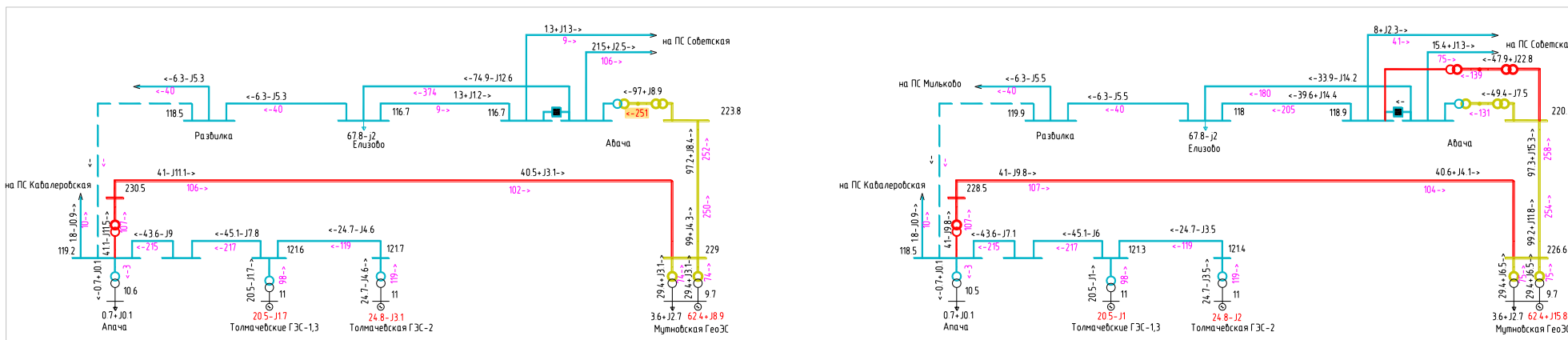
с вводом 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Апача – Развилка

без ввода 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача

с вводом 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Примечание:  
См. рис. 1.2

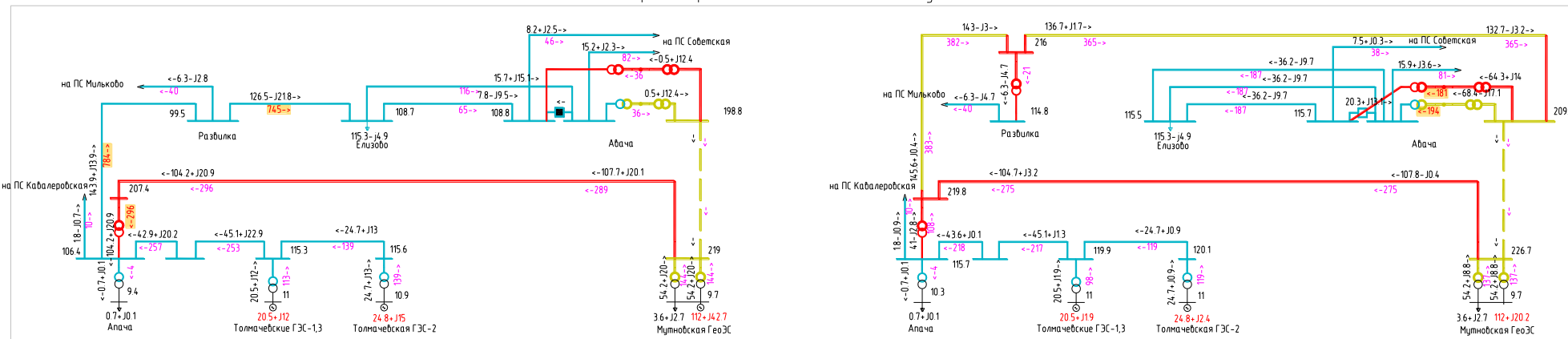
Рисунок 3.2

Режимы, обосновывающие схему 2-го этапа Варианта 3

Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача

без перевода на напряжение 220 кВ  
ВЛ 110 кВ Апача-Развилка-Елизово-Авача

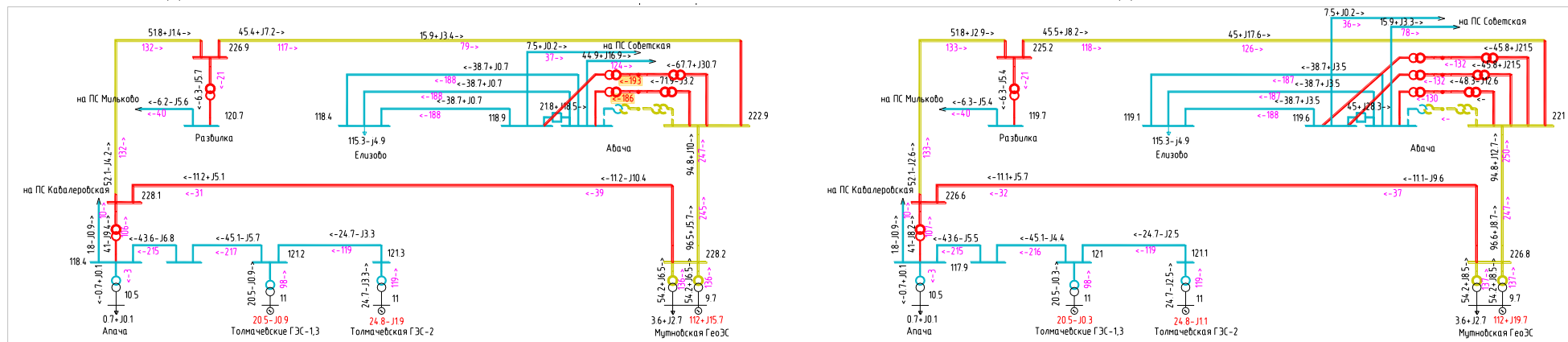
с переводом на напряжение 220 кВ  
ВЛ 110 кВ Апача-Развилка-Елизово-Авача



С переводом на напряжение 220 кВ ВЛ 110 кВ Апача-Развилка-Елизово-Авача  
Послеаварийный режим отключения одного АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Авача

без ввода 4-го АТ-63 МВА на ПС Авача

с вводом 4-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Примечание:  
См. рис. 1.2

Рисунок 3.3

Выполненные электрические расчёты показывают, что с вводом МГеоЭС-2 рассмотренная в варианте 3 схема обеспечивает выдачу располагаемой мощности МГеоЭС, а также Толмачёвских ГЭС в нормальных и послеаварийных режимах:

3. в нормальном режиме зимнего максимума при полной схеме сети переток мощности по ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача возрастает до 96,6 МВт, по ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Апача составляет 11 МВт (рис. 3.2);

4. в послеаварийных режимах:

- перевод ВЛ 110 кВ Апача – Развилка и Развилка – Елизово на номинальное напряжение 220 кВ позволяет предотвратить недопустимую перегрузку этих ВЛ 110 кВ (784 и 745 А соответственно при длительно допустимой токовой нагрузке 610 А) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача (рис. 3.3);

- установка на ПС Авача третьего АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА позволяет предотвратить недопустимую нагрузку двух АТ-63 МВА в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача, которая составляет 194 А и 181 А соответственно (рис. 3.3) при номинальной токовой нагрузке АТ - 158 А;

- установка на ПС Авача четвёртого АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА позволяет предотвратить недопустимую перегрузку двух АТ-63 МВА в послеаварийном режиме отключения третьего АТ-63 МВА, так как их нагрузки составят 193 А и 186 А соответственно (рис. 3.3) при номинальной токовой нагрузке АТ - 158 А.

Для определения и выбора наиболее оптимального из рассмотренных вариантов усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС выполнена оценка капиталовложений, требуемых в осуществление вариантов (по укрупнённым стоимостным показателям в ценах 1 квартала 2016 г.).

Технико-экономические показатели рассмотренных вариантов по этапам приведены ниже в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1

Технико-экономические показатели в варианты усиления СВМ Мутновских ГеоЭС  
1 этап – без расширения Мутновских ГеоЭС (Руст.=62 МВт)

Элементы сети	Единица изм.	Стоимость единицы, (в ценах I квартала 2016 г.) млн. руб.	Вариант 1		Вариант 2 (рекомендуемый)		Вариант 3		
			Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Толмачевская ГЭС-2 со строительством второй ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 - Апача		Строительство второй ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача		Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Апача с развитием сети 220 кВ		
			кол-во	общая стоимость, млн.руб (цены I кв. 2016г.)	кол-во	общая стоимость, млн.руб (цены I кв. 2016г.)	кол-во	общая стоимость, млн.руб (цены I кв. 2016г.)	
1	2	3	4	5	8	9	10	11	
<b>Капитальные вложения</b>									
Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Апача (АААС-Z261)	км	25,3						115	2909,5
Строительство второй ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача (АААС-Z261)	км	25,8				80	2064,0		
Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Толмачевская ГЭС-2 (АААС-Z261)	км	25,3	60,00	1518,00					
Строительство второй ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 - Апача (АС-150)	км	10,6	55,00	583,00					
<b>Итого по ВЛ</b>	<b>млн.руб.</b>			<b>2101,00</b>			<b>2064,0</b>		<b>2909,5</b>
Строительство КРУЭ 220 кВ на Толмачевской ГЭС-2 с установкой одного АТ-63 МВА	млн.руб.	1207,3	1	1207,30					
Строительство КРУЭ 220 кВ на ПС 110 кВ Апача с установкой одного АТ-63 МВА	млн.руб.	1207,3						1	1207,3
Установка второго АТ-63 МВА на ПС 220/110 кВ Авача с выключателями	шт.	700,3	1	700,30	1	700,3	1	1	700,3
Расширение КРУЭ 220 кВ Мутновской ГеоЭС на одну линейную ячейку	шт.	275,80	1	275,80	1	275,8	1	1	275,8
Расширение КРУЭ 220 кВ ПС 220/110 кВ Авача на одну линейную ячейку	шт.	275,80			1	275,8			
Расширение КРУЭ 110 кВ Толмачевской ГЭС-3 на одну линейную ячейку	шт.	152,60	1	152,6					
Расширение КРУЭ 110 кВ Апача на одну линейную ячейку	шт.	152,60	1	152,6					
<b>Итого по ПС</b>	<b>млн. руб.</b>			<b>2488,6</b>		<b>1251,9</b>			<b>2183,4</b>
<b>Всего капиталовложений</b>	<b>млн.руб.</b>			<b>4589,60</b>		<b>3315,9</b>			<b>5092,9</b>

Таблица 1.2

Технико-экономические показатели в варианты усиления СВМ Мутновских ГеоЭС  
2 этап – ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

Элементы сети	Единица изм.	Стоимость единицы, (в ценах I квартала 2016 г.) млн. руб.	Вариант 1		Вариант 2 (рекомендуемый)		Вариант 3	
			Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Толмачевская ГЭС-2 с развитием сети 110 кВ		Строительство второй ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача		Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Апача с развитием сети 220 кВ	
			кол-во	общая стоимость, млн.руб (цены I кв. 2016г.)	кол-во	общая стоимость, млн.руб (цены I кв. 2016г.)	кол-во	общая стоимость, млн.руб (цены I кв. 2016г.)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Капитальные вложения</b>								
Строительство второй ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-2 - Толмачевская ГЭС-3 (АС-150)	км	10,6	4,5	47,7				
Строительство второй ВЛ 110 кВ Апача - Развилка (АС-240)	км	11,8	49,7	586,5				
Строительство второй ВЛ 110 кВ Развилка - Елизово (АС-240)	км	11,8	94	1109,2				
<b>Итого по ВЛ</b>	<b>млн.руб.</b>			<b>1743,36</b>		<b>0,0</b>		<b>0,0</b>
Строительство КРУЭ 220 кВ на ПС 110 кВ Развилка с установкой одного АТ-63 МВА	млн.руб.	1329,9					1	1329,9
Установка АТ-63 МВА на ПС 220/110 кВ Авача с выключателями	шт.	700,3	1	700,30	1	700,3	2	1400,6
Установка второго АТ-63 МВА на Толмачевской ГЭС-2	шт.	424,5	1	424,50				
Расширение КРУЭ 110 кВ Толмачевской ГЭС-2, ГЭС-3, ПС 110/6 кВ Апача, ПС 110 кВ Развилка и ПС 110/35/10 кВ Елизово на одну линейную ячейку	шт.	152,6	6	915,60				
Расширение КРУЭ 220 кВ на ПС 220/110 Апача на одну линейную ячейку	шт.	275,8					1	275,8
Расширение КРУЭ 220 кВ на ПС 220/110 Авача на одну линейную ячейку	шт.	275,8					1	275,8
Расширение КРУЭ 110 кВ на ПС 220/110 Авача на одну линейную ячейку	шт.	152,6					1	152,6
<b>Итого по ПС</b>	<b>млн. руб.</b>			<b>2040,4</b>		<b>700,3</b>		<b>3434,7</b>
<b>Всего капиталовложений</b>	<b>млн.руб.</b>			<b>3783,80</b>		<b>700,3</b>		<b>3434,7</b>



Сводный объём электросетевого строительства и суммарные капиталовложения, требуемые в осуществление вариантов 1, 2, 3, приведены ниже в таблице 2.

Таблица 2

Сводный объём электросетевого строительства и капвложения в варианты усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС по этапам

Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
	1 этап	2 этап	1 этап	2 этап	1 этап	2 этап
1. Протяжённость вводимых ВЛ, км	115	148,2	80	-	115	-
в том числе: - ВЛ 220 кВ	60	148,2	80	-	115	-
- ВЛ 110 кВ	55	-	-	-		
2. Мощность вводимых АТ 220/110 кВ, шт.хМВА	1х63	1х63	1х63	1х63	1х63	2х63
3. Ячейки с выключателями, устанавливаемые на расширяемых ПС, шт.	3 яч.	6 яч.	3 яч.	2 яч.	5 яч.	10 яч.
в том числе: - 220 кВ	1 яч.	1 яч.	2 яч.	1 яч.	3 яч.	7 яч.
- 110 кВ	2 яч.	5 яч.	1 яч.	1 яч.	2 яч.	3 яч.
4. Ячейки с выключателями, устанавливаемые на РУ электростанций, шт.	5 яч.	3 яч.	1 яч.	-	1 яч.	-
в том числе: - ВЛ 220 кВ	3 яч.	-	1 яч.	-	1 яч.	-
- ВЛ 110 кВ	2 яч.	3 яч.	-	-	-	-
Капиталовложения, млн. руб.	4589,6	3783,8	3315,9	700,3	5092,9	3434,7
Капиталовложения всего по 1 и 2 этапам	8373,4		4016,2		8527,6	

Выполненные проработки выявили следующие достоинства и недостатки рассмотренных вариантов усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС:

Наименование	Достоинства вариантов	Недостатки вариантов
Вариант 1	- обеспечивает повышение надёжности СВМ и Толмачёвских ГЭС; - требует меньших капиталовложений, чем вариант 3 на 1 этапе (МГеоЭС – 62 МВт)	- требует большего объёма электросетевого строительства и капвложений на 2 этапе (МГеоЭС-112 МВт) по сравнению с вариантами 2 и 3
Вариант 2	- требует значительно меньшего объёма сетевого строительства и капвложений по сравнению с вариантами 1 и 3 $\approx$ на 40-45 % на 1 этапе и в 5-7 раз на 2 этапе; - не требуется строительство дополнительных ВЛ на 2 этапе	- трасса второй ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача № 2 проходит параллельно трассе действующей ВЛ 220; - не обеспечивается повышение надёжности СВМ Толмачёвских ГЭС
Вариант 3	- обеспечивает повышение надёжности СВМ и Толмачёвских ГЭС; - требует меньшего объёма сетевого строительства и капиталовложений, чем вариант 1 на 2 этапе (без строительства новых ВЛ)	- требует большего объёма сетевого строительства и капвложений на 1 этапе по сравнению с вариантами 1 и 2; - требует значительного расширения ПС Авача на 2 этапе с увеличением количества АТ-63 МВА до 4-х

Исходя из результатов выполненных проработок, наиболее оптимальным является вариант 2 усиления схемы выдачи мощности существующих Мутновских ГеоЭС (с вводом 2-ой ВЛ 220 кВ МГеоЭС - Авача), для осуществления которого

требуется меньший объём электросетевого строительства и капиталовложений по сравнению с

другими вариантами. Кроме того, вариант 2 требует минимум сетевого строительства и затрат при увеличении генерирующей мощности Мутновских ГеоЭС до 112 МВт (с учётом ввода Мутновской ГеоЭС-2 мощностью 50 МВт).

1 этап – без расширения Мутновских ГеоЭС

Для варианта 2 (1 этап) усиления схемы выдачи мощности существующих Мутновских ГеоЭС выполнена предварительная оценка экономической эффективности электросетевого объекта – ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача с ПС 220/110 кВ Авача (расширение) в соответствии с п. 5.39 «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» (2003г.).

Оценка капитальных вложений в сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширение ПС 220/110 кВ Авача (с установкой 2-го АТ-63 МВА) проведена по «Укрупнённым стоимостным показателям линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324тм-т1, утвержденному Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 г. № 385 (в редакции Приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 г. № 477) в ценах на 1-й квартал 2016 г. и в прогнозных ценах.

Пересчёт капитальных затрат в цены 1-го квартала 2016 г. выполнен в соответствии с Приложением к письму Минстрой России от 19 февраля 2016 г. № 4688-ХМ/05.

За базисный уровень цен принят уровень цен 2000 г., без учета НДС.

Сроки сооружения обосновываемых электросетевых объектов 220 кВ приняты по стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередач 35-1150 кВ», который утверждён и введён в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.06.2012 № 302.

Оценка экономической эффективности обосновываемого электросетевого объекта – ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширение ПС 220/110 кВ Авача выполнена, исходя из эффекта снижения у АО «Геотерм» ущерба от недовыработки электроэнергии Мутновскими ГеоЭС, которая составляет порядка 28,25 млн. кВт.час, в том числе (по данным АО «Геотерм»):

- порядка 7 млн. кВт.час по причине аварийных отключений ВЛ 220 кВ, плавок гололеда, внеплановых выводов в ремонт ВЛ;
- порядка 21,25 млн.кВт.час. по причине ежегодного вывода ВЛ в плановый ремонт.

На стадии экономического обоснования рассмотрены следующие варианты:

- сетевой вариант – сооружение – ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача протяженностью 80 км с расширением ПС 220/110 кВ Авача (63 МВА);
- альтернативный вариант – «Ущерб» - компенсация ущерба АО «Геотерм» в связи с ежегодной недовыработкой электроэнергии МГеоЭС.

Общая характеристика ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача представлена в таблице 2.

Таблица 2

**Общая характеристика ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача**

Наименование электросетевых объектов	Год ввода	Проектные показатели		Технические показатели ВЛ и ПС
		Длина ВЛ, км	АТ, штхМВА, ячейка, шт.	
Одноцепная ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС – Авача Установка на ПС Авача: - 2-го АТ-63 МВА - 1 ячейку с выкл. в РУ 220 кВ - 1 ячейку с выкл. в РУ 110 кВ Установка на МГеоЭС 1 лин. яч.	2019	80	-	количество цепей ВЛ – 1 материал опор - сталь провод - АААС-Z261
	2019	-	1х63	-
	2019	-	1яч. 220кВ 1яч. 110кВ	элегазовые
			1 яч. 220кВ	элегазовая

Расчёт капиталовложений в сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача для реализации сетевого варианта усиления СВМ Мутновской ГеоЭС в базисных ценах 2000 г. представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Расчет затрат на строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача в базисных ценах 2000 год без учета НДС

№ п/п	Составляющие затрат	Номер таблицы	Расчет затрат	Величина затрат, млн. руб.
<u>Линейная часть:</u>				
	Одноцепная ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача:			
1	ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача	Табл. 1	80х1,99	159,2
2	Итого стоимость строительства ВЛ с учетом затрат, сопутствующих строительству 23,48%	п. 2.3	х1,2348	196,58
<u>Подстанционная часть:</u>				
	Расширение ПС 220 кВ Авача			
3	Установка ячейки комплекта выключателя 220 кВ	Табл. 13	1х21,096	21,096
4	Установка ячейки комплекта выключателя 110 кВ	Табл. 13	1х11,675	11,675
5	Установка трансформатора – 63 МВА	Табл. 14	1х20,8	20,8
6	Итого по ПС 220 кВ Авача с учетом затрат, сопутствующих строительству 23,68 %	п. 4.6	х1,2368	66,26
	Расширение КРУЭ 220 кВ МГеоЭС			
7	Установка ячейки комплекта выключателя 220 кВ	Табл. 13	1х21,096	21,096
8	Итого по КРУЭ 220 кВ МГеоЭС с учетом затрат, сопутствующих строительству 23,68 %	п. 4.6	х1,2368	26,09
	Расширение КРУЭ 220 кВ ПС 220/110 кВ Авача			
9	Установка ячейки комплекта выключателя 220	Табл. 13	1х21,096	21,096

	кВ			
10	Итого по КРУЭ 220 кВ ПС Авача с учетом затрат, сопутствующих строительству 23,68 %	п. 4.6	x1,2368	26,09
11	Всего стоимость строительства			315,02

Расчёт капиталовложений в сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача для реализации сетевого варианта в прогнозных ценах представлен в таблице 4.

Таблица 4

Расчет капвложений в сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача ПС 220 кВ в прогнозных ценах

Стоимость строительства ВЛ 220 кВ МГеоЭС-Авача и расширяемой ПС 220 кВ Авача, млн.руб.	2015	2016	2017	2018	2019	Всего
В ценах 1-го квартала 2016 г. с разбивкой по годам			688	1313,95	1313,95	3315,90
Годовой индекс-дефлятор цен	1,046	1,047	1,046	1,046	1,04	
Интегральный индекс	1,046	1,095	1,145	1,198	1,246	
С учётом прогнозных цен			787,76	1574,11	1637,18	3999,05

Суммарный объем капиталовложений в сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача определен величиной 3315,9 млн. руб. в ценах первого квартала 2016 года без НДС. В прогнозных ценах суммарная величина капвложений в период до 2021 года составит 3999,05 млн. руб.

Исходная технико-экономическая информация по вариантам для их сопоставления приведена в таблице 5.

Таблица 5

Исходная технико-экономическая информация по вариантам

Показатели	Ед. изм.	Сетевой вариант (сооружение ВЛ 220 кВ МГеоЭС-Авача и расширение ПС Авача)	Альтернативный вариант (ущерб от недопроизводства э/э)
ВЛ 220 кВ МГеоЭС-Авача	км	80 км	-
Расширение ПС 220/35/10 кВ Авача:			-
- установка АТ-63 МВА	шт.хМВА	63	
- расширение РУ 220 кВ на 1 яч. с выкл.	шт.	1	
- расширение РУ 110 кВ на 1 яч. с выкл.	шт.	1	-
Расширение РУ 220 кВ МГеоЭС на 1 линейную ячейку с выключателем	шт.	1	

Капитальные вложения с учетом прогнозных цен, всего	млн. руб.	3999,05	-
в том числе:			
- ВЛ 220 кВ МГеоЭС–Авача	млн. руб.	2469,23	-
- ПС 220 кВ Авача - РУ МГеоЭС	млн. руб.	1529,82	-
Продолжительность строительства объекта	лет	2	-
Срок службы объектов	лет	30	-
Норматив отчислений на содержание и эксплуатацию сетей	%	ПС-4,9 ВЛ-0,8	-
Величина недовыработки электроэнергии на МГеоЭС	Млн. кВт.ч		28,25
Тариф на выработку электроэнергии на МГеоЭС	руб./кВт.ч		2,5 <sup>(1)</sup>

1 - тариф на выработку электроэнергии на МГеоЭС принят на уровне экономически обоснованного отпускного тарифа на электроэнергию АО «Геотерм»

Оценка стоимостных показателей выполнена в прогнозных ценах без учета НДС. Расчеты проведены для ставки дисконтирования - 7%.

Год приведения соответствует первому году сооружения объекта.

Расчеты по оценке эффекта от реализации сетевого варианта по сравнению с альтернативным вариантом при  $DR = 7\%$  приведены в таблицах 6.

Интегральные денежные потоки, определенные на базе разницы вариантов приведены на рисунке 4.

Расчет экономической эффективности сооружения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача №2

Годы		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Вытесняемая мощность	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч	0	0	0	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25
Тариф на э/энергию	коп/кВтч	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограниче	млн.руб./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Годы		17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Вытесняемая мощность	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25
Стоимость э/энергии	коп/кВтч	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограниче	млн.руб./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Освоенные капвложения млн.руб	Необходимые инвестиции, млн.руб									
Воздушные линии электропередачи	0.00	1234.62	1234.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Кабельные линии электропередачи	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Подстанции	0.00	764.91	764.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Постоянные эксплуатационные издержки по ВЛ, %	0.8
Постоянные эксплуатационные издержки по КЛ, %	3.0
Постоянные эксплуатационные издержки по ПС, %	4.9
Амортизационные отчисления по ВЛ, %	2.0
Амортизационные отчисления по КЛ, %	2.0
Амортизационные отчисления по ПС, %	3.5
Уд. капвложения на мощность, руб/кВт	0
Постоянные издержки по эл.станции, %	4.5
Год приведения затрат	1
Норма дисконта, %	7.0
Пересчет с учётом инфляции	0

**Необходимые инвестиции, млн.руб.**

	Освоенные капвложения млн.руб	Необходимые инвестиции, млн.руб									
Воздушные линии электропередачи	0	1234.62	1234.62	0.00	0	0	0	0	0	0	0
Кабельные линии электропередачи	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подстанции	0	764.91	764.91	0.00	0	0	0	0	0	0	0

		Сумма	Годы расчетного периода															
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Вытесняемая мощность	МВт		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч		0	0	0	0	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25	28.25
Тариф на э/энергию	коп/кВтч		0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб./год		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ</b>																		
Освоенные капиталовложения	млн.руб		0															
в том числе: ВЛ	млн.руб		0															
КЛ	млн.руб		0															
оборудование ПС	млн.руб		0															
Необходимые капиталовложения	млн.руб	3999.05	1999.525	1999.525	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: ВЛ	млн.руб	2469.23	1234.615	1234.615	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЛ	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб	1529.82	764.91	764.91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопленные капиталовложения	млн.руб		1999.525	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05
в том числе: ВЛ	млн.руб		1234.615	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23
КЛ	млн.руб		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб		764.91	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82
Основные фонды	млн.руб	3999.05	0	0	0	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05	3999.05
в том числе: ВЛ	млн.руб	2469.23	0	0	0	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23
КЛ	млн.руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование ПС	млн.руб	1529.82	0	0	0	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82	1529.82
Ежегодные постоянные издержки	млн.руб	2841.45	0.00	0.00	0.00	94.72	94.72	94.72	94.72	94.72	94.72	94.72	94.72	94.72	94.72	94.72	94.72	94.72
в том числе: ВЛ	0.8 %		0.00	0.00	0.00	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75
КЛ	3.0 %		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
оборудование ПС	4.9 %		0.00	0.00	0.00	74.96	74.96	74.96	74.96	74.96	74.96	74.96	74.96	74.96	74.96	74.96	74.96	74.96
<b>Затраты по обособываемому проекту</b>	млн.руб	<b>-6840.50</b>	<b>-1999.53</b>	<b>-1999.53</b>	<b>0.00</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>	<b>-94.72</b>
Экономия капзатрат на ввод мощности	млн.руб	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Экономия ежегодных издержек по эл/ст.	млн.руб	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Всего экономия затрат на ввод мощности	млн.руб	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Экономия затрат на выработку э/э	млн.руб	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Снижение ущерба от недоотпуска э/э	млн.руб	2118.8	0.00	0.00	0.00	70.63	70.63	70.63	70.63	70.63	70.63	70.63	70.63	70.63	70.63	70.63	70.63	70.63
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Системный эффект</b>	млн.руб	<b>2118.8</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>	<b>70.63</b>
<b>Результирующий эффект</b>	млн.руб	<b>-4721.75</b>	<b>-1999.5</b>	<b>-1999.5</b>	<b>0.0</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>	<b>-24.1</b>
То же, нарастающим итогом	млн.руб		<b>-1999.5</b>	<b>-3999.1</b>	<b>-3999.1</b>	<b>-4023.1</b>	<b>-4047.2</b>	<b>-4071.3</b>	<b>-4095.4</b>	<b>-4119.5</b>	<b>-4143.6</b>	<b>-4167.7</b>	<b>-4191.8</b>	<b>-4215.9</b>	<b>-4240.0</b>	<b>-4264.0</b>	<b>-4288.1</b>	<b>-4312.2</b>
Простой срок окупаемости (Т)	лет		При периоде 100 лет: E = 0.07 год приведения T <sub>прив</sub> = 1															
<b>Дисконтированные затраты</b>	млн.руб	<b>-4894.8</b>	-1999.5	-1868.7	0.0	-77.3	-72.3	-67.5	-63.1	-59.0	-55.1	-51.5	-48.1	-45.0	-42.1	-39.3	-36.7	-34.3
То же, нарастающим итогом	млн.руб		-1999.5	-3868.2	-3868.2	-3945.6	-4017.8	-4085.3	-4148.5	-4207.4	-4262.6	-4314.1	-4362.2	-4407.2	-4449.3	-4488.6	-4525.3	-4559.6
<b>Дисконтир. системный эффект</b>	млн.руб	<b>765.5</b>	0.0	0.0	0.0	57.7	53.9	50.4	47.1	44.0	41.1	38.4	35.9	33.6	31.4	29.3	27.4	25.6
То же, нарастающим итогом	млн.руб		0.0	0.0	0.0	57.7	111.5	161.9	208.9	252.9	294.0	332.4	368.3	401.9	433.3	462.6	490.0	515.6
<b>Дисконтир. результирующий эффект</b>	млн.руб	<b>-4129.3</b>	-1999.5	-1868.7	0.0	-19.7	-18.4	-17.2	-16.1	-15.0	-14.0	-13.1	-12.2	-11.4	-10.7	-10.0	-9.3	-8.7
То же, нарастающим итогом	млн.руб		-1999.5	-3868.2	-3868.2	-3887.9	-3906.3	-3923.5	-3939.5	-3954.5	-3968.5	-3981.6	-3993.9	-4005.3	-4016.0	-4026.0	-4035.4	-4044.1
Дисконтированный срок окупаемости (Т)	лет																	
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	млн.руб	<b>-4129.3</b>																
Внутренняя норма доходности (ВНД)	%	<b>#ЧИСЛО!</b>																
Индекс доходности (ИД)	о.е	<b>0.16</b>																

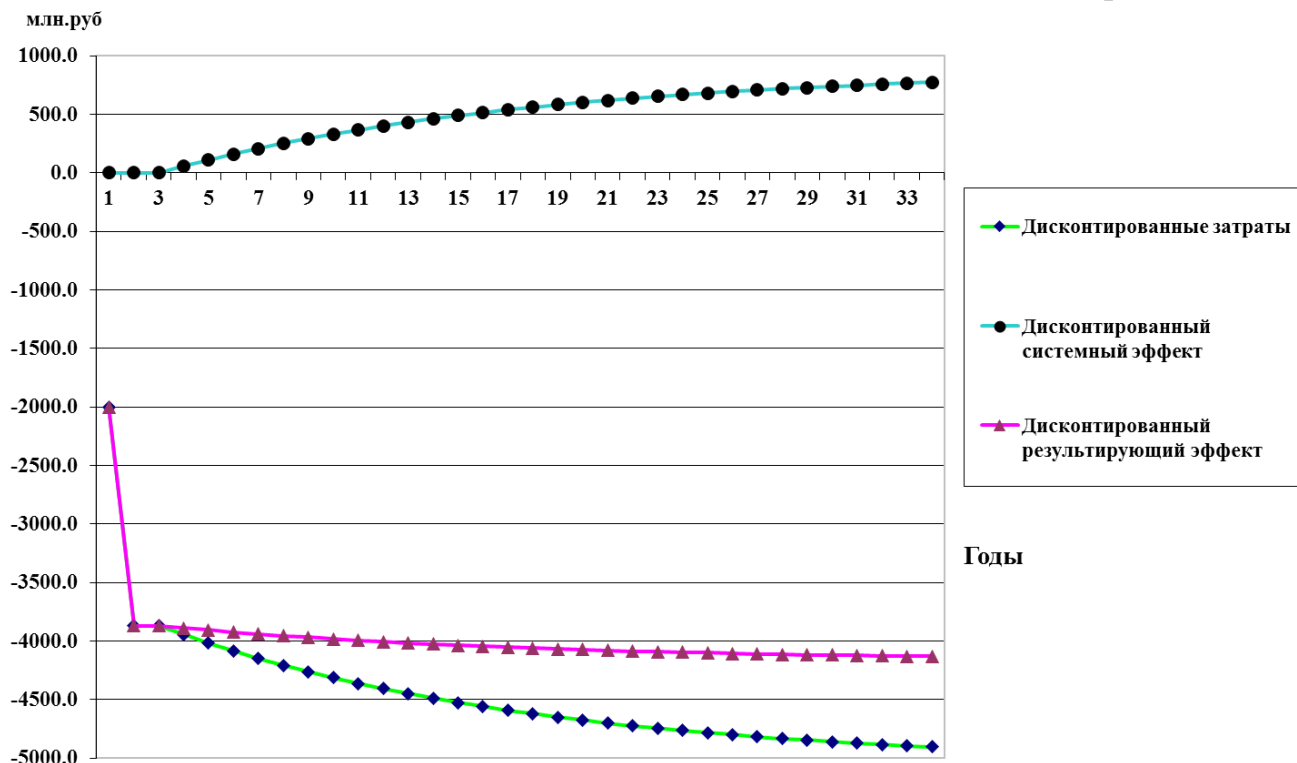


Рисунок 4 – Движение денежных потоков с начала строительства ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача и расширения ПС Авача (DR=7%)

Результаты оценки экономической эффективности на базе системного эффекта при ставке дисконтирования на уровне 7% приведены в таблице 7.

Таблица 7

Оценка системного эффекта от реализации сетевого варианта по сравнению с альтернативным вариантом

Показатели экономической эффективности	Ед. изм.	DR=7%
ЧДД	млн.руб.	-4129,3
ВНД	%	-

При ставке дисконтирования 7% ЧДД проекта имеет отрицательное значение, что говорит о неэффективности сетевого варианта при принятых расчётных условиях.

Результаты экономических расчётов показали, что при имеющемся в ЦЭУ избытке генерирующей мощности эффективность сооружения второй ВЛ 220 кВ для повышения надёжности схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС и предотвращения недоотпуска электроэнергии ГеоЭС, не обеспечивается, так как срок окупаемости этой ВЛ 220 кВ выходит за пределы её расчётного срока службы.

Выполненные проработки показали, что электросетевые объекты, рассматриваемые для повышения надёжности СВМ Мутновских ГеоЭС могут окупиться в течение 10-15 лет при условии увеличения ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям до 710 млн.рублей в год (на данный момент (смотри



таблицу 6) ущерб от недоотпуска электроэнергии составляет 70,63 млн.рублей в год).

Столь значительное увеличение ущерба может возникнуть в случае:

- повышения недовыработки электроэнергии на Мутновских ГеоЭС до 280 Млн. кВт.ч ( $\approx 70\%$  годовой выработки электроэнергии МГеоЭС);
- увеличения тарифа на выработку электроэнергии Мутновских ГеоЭС до 25 руб./кВт.ч;
- появления дефицита генерирующей мощности в ЭС Камчатского края, при котором при отключении ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС – Авача возникнет ущерб от аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям величиной до 3,5 Млн. кВт.ч (16 МВт).

2 этап – ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

При рассмотрении второго этапа, с вводом Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт, без усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС, возникают ограничения на выдачу располагаемой мощности МГеоЭС.

В установившемся режиме при нормальной (полной) схеме сети выдача мощности Мутновских ГеоЭС ограничивается величиной 67 МВт. Ограничивающим элементом является АТ ПС 220 кВ Авача (допустимая токовая нагрузка 158 А). При этом, в нормальном режиме, требуется снижать выдачу располагаемой мощности МГеоЭС на 45 МВт, а недовыработка электроэнергии при этом будет составлять  $\approx 342$  Млн. кВт.ч в год.

Учитывая выше сказанное, усиление СВМ Мутновских ГеоЭС с вводом второй ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС – Авача и установкой второго АТ мощностью 63 МВА с вводом 2 этапа будет экономически эффективно.

С вводом Мутновской ГеоЭС-2 сетевой вариант (смотри таблицу 5) окупается за 10-13 лет.

Расчеты по оценке эффекта от реализации сетевого варианта по сравнению с альтернативным вариантом при  $DR = 7\%$  с вводом второго этапа приведены в таблицах 8.

Интегральные денежные потоки, определенные на базе разницы вариантов приведены на рисунке 5.

Таблица 8

Расчет экономической эффективности сооружения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача №2 при вводе 2 этапа - ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

Годы		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Вытесняемая мощность	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч	0	0	0	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
Тариф на э/энергию	коп/кВтч	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограниче	млн.руб./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Годы		17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Вытесняемая мощность	МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
Стоимость э/энергии	коп/кВтч	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Снижение стоимости групповых ограниче	млн.руб./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Освоенные капвложения млн.руб	Необходимые инвестиции, млн.руб									
Воздушные линии электропередачи	0.00	1234.62	1234.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Кабельные линии электропередачи	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Подстанции	0.00	1115.06	1115.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Постоянные эксплуатационные издержки по ВЛ, %	0.8
Постоянные эксплуатационные издержки по КЛ, %	3.0
Постоянные эксплуатационные издержки по ПС, %	4.9
Амортизационные отчисления по ВЛ, %	2.0
Амортизационные отчисления по КЛ, %	2.0
Амортизационные отчисления по ПС, %	3.5
Уд. капвложения на мощность, руб/кВт	0
Постоянные издержки по эл.станции, %	4.5
Год приведения затрат	1
Норма дисконта, %	7.0
Пересчет с учётом инфляции	0

**Необходимые инвестиции, млн.руб.**

	Освоенные капвложения млн.руб	Необходимые инвестиции, млн.руб									
Воздушные линии электропередачи	0	1234.62	1234.62	0.00	0	0	0	0	0	0	0
Кабельные линии электропередачи	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Подстанции	0	1115.06	1115.06	0.00	0	0	0	0	0	0	0

		Сумма	Годы расчетного периода																
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Вытесняемая мощность	МВт		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Недоотпуск э/энергии	млн.кВтч		0	0	0	0	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	
Тариф на э/энергию	коп/кВтч		0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	
Снижение недоотпуска э/энергии	тыс.кВтч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Уд. стоимость ущерба	руб/кВтч		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб./год		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ</b>																			
Освоенные капиталовложения	млн.руб		0																
в том числе: ВЛ	млн.руб		0																
КЛ	млн.руб		0																
оборудование ПС	млн.руб		0																
Необходимые капиталовложения	млн.руб	4699.35		2349.675	2349.675	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
в том числе: ВЛ	млн.руб	2469.23		1234.615	1234.615	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
КЛ	млн.руб	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
оборудование ПС	млн.руб	2230.12		1115.06	1115.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Накопленные капиталовложения	млн.руб			2349.675	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	
в том числе: ВЛ	млн.руб			1234.615	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	
КЛ	млн.руб			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
оборудование ПС	млн.руб			1115.06	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	
Основные фонды	млн.руб	4699.35		0	0	0	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	4699.35	
в том числе: ВЛ	млн.руб	2469.23		0	0	0	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	2469.23	
КЛ	млн.руб	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
оборудование ПС	млн.руб	2230.12		0	0	0	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	2230.12	
Ежегодные постоянные издержки	млн.руб	3870.89		0.00	0.00	0.00	129.03	129.03	129.03	129.03	129.03	129.03	129.03	129.03	129.03	129.03	129.03	129.03	
в том числе: ВЛ	0.8 %			0.00	0.00	0.00	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	19.75	
КЛ	3.0 %			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
оборудование ПС	4.9 %			0.00	0.00	0.00	109.28	109.28	109.28	109.28	109.28	109.28	109.28	109.28	109.28	109.28	109.28	109.28	
<b>Затраты по обосновываемому проекту</b>	млн.руб	-8570.24		-2349.68	-2349.68	0.00	-129.03	-129.03	-129.03	-129.03	-129.03	-129.03	-129.03	-129.03	-129.03	-129.03	-129.03	-129.03	
Экономия капзатрат на ввод мощности	млн.руб	0.0		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Экономия ежегодных издержек по эл/ст.	млн.руб	0.0		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Всего экономия затрат на ввод мощности	млн.руб	0.0		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Экономия затрат на выработку э/э	млн.руб	0.0		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Снижение ущерба от недоотпуска э/э	млн.руб	25650.0		0.00	0.00	0.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	
Снижение стоимости групповых ограничений	млн.руб	0.0		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
<b>Системный эффект</b>	млн.руб	25650.0		0.00	0.00	0.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	855.00	
<b>Результирующий эффект</b>	млн.руб	17079.76		-2349.7	-2349.7	0.0	726.0	726.0	726.0	726.0	726.0	726.0	726.0	726.0	726.0	726.0	726.0	726.0	
То же, нарастающим итогом	млн.руб			-2349.7	-4699.4	-4699.4	-3973.4	-3247.4	-2521.4	-1795.5	-1069.5	-343.5	382.4	1108.4	1834.4	2560.4	3286.3	4012.3	
Простой срок окупаемости (Т)	лет	<b>9.5</b>	9.5																
При периоде 100 лет: E = 0.07 год приведения T <sub>прив</sub> = 1																			
Дисконтированные затраты	млн.руб	<b>-5944.1</b>		-2349.7	-2196.0	0.0	-105.3	-98.4	-92.0	-86.0	-80.4	-75.1	-70.2	-65.6	-61.3	-57.3	-53.5	-50.0	
То же, нарастающим итогом	млн.руб			-2349.7	-4545.6	-4545.6	-4651.0	-4749.4	-4841.4	-4927.4	-5007.7	-5082.8	-5153.0	-5218.6	-5279.9	-5337.2	-5390.7	-5440.8	
<b>Дисконтир. системный эффект</b>	млн.руб	<b>9266.9</b>		0.0	0.0	0.0	697.9	652.3	609.6	569.7	532.5	497.6	465.1	434.6	406.2	379.6	354.8	331.6	
То же, нарастающим итогом	млн.руб			0.0	0.0	0.0	697.9	1350.2	1959.8	2529.5	3062.0	3559.6	4024.7	4459.3	4865.5	5245.1	5599.9	5931.5	
<b>Дисконтир. результирующий эффект</b>	млн.руб	<b>3322.8</b>		-2349.7	-2196.0	0.0	592.6	553.8	517.6	483.7	452.1	422.5	394.9	369.0	344.9	322.3	301.3	281.5	
То же, нарастающим итогом	млн.руб			-2349.7	-4545.6	-4545.6	-3953.0	-3399.2	-2881.6	-2397.8	-1945.7	-1523.2	-1128.3	-759.3	-414.4	-92.0	209.2	490.7	
Дисконтированный срок окупаемости (Т)	лет	<b>13.3</b>	13.3																
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	млн.руб	<b>3322.8</b>																	
Внутренняя норма доходности (ВНД)	%	<b>12.5</b>																	
Индекс доходности (ИД)	о.е	<b>1.56</b>																	

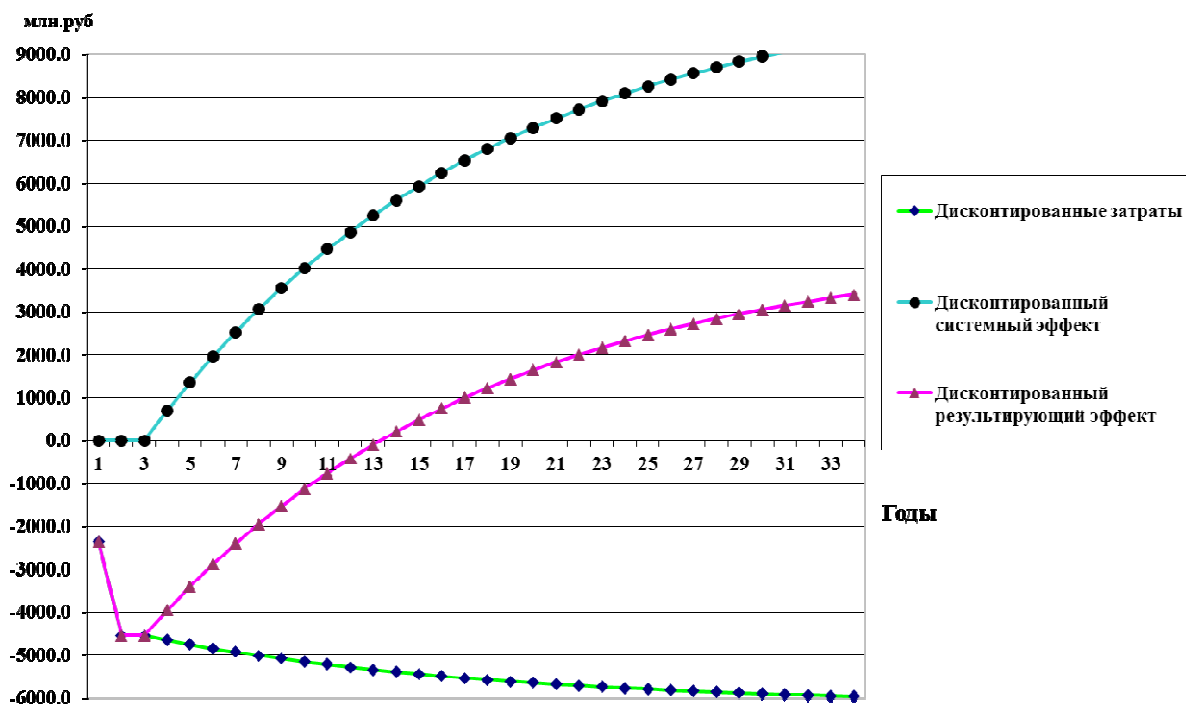


Рисунок 5 – Движение денежных потоков с начала строительства ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача и расширения ПС Авача (DR=7%) с вводом 2 этапа - ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

Результаты оценки экономической эффективности на базе системного эффекта при ставке дисконтирования на уровне 7% приведены в таблице 9.

Таблица 9

Оценка системного эффекта от реализации сетевого варианта по сравнению с альтернативным вариантом

Показатели экономической эффективности	Ед. изм.	DR=7%
ЧДД	млн.руб.	3322,8
ВНД	%	12,5

При ставке дисконтирования 7% ЧДД проекта имеет положительно значение, что говорит о экономической эффективности сетевого варианта при принятых расчётных условиях с вводом 2 этапа - ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт.





Баланс мощности центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за 2019 год и на период до  
2024 года

вариант базовый

Показатели	Годы					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>						
Электропотребление, млрд. кВт*ч	1,53	1,55	1,56	1,58	1,59	1,61
Максимум нагрузки	259	260	262	264	266	268,0
Расчетный резерв мощности	80	80	80	80	80	80
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>339,0</b>	<b>340,0</b>	<b>342,0</b>	<b>344,0</b>	<b>346,0</b>	<b>348,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
Установленная мощность на конец года - всего, в т.	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2
ГЭС	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	62	62	62	62	62	62
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	19,535	19,535	19,535	19,535	19,535	19,535
ГЭС	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
ГеоЭС	12,735	12,735	12,735	12,735	12,735	12,735
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	467	467	467	467	467	467
ГЭС	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
ТЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6
<b>ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)</b>	<b>128,0</b>	<b>127,0</b>	<b>125,0</b>	<b>123,0</b>	<b>121,0</b>	<b>119,0</b>
Фактический резерв мощности	208	207,0	205,0	203,0	201,0	199,0
В % максимума	80,3	79,6	78,2	76,9	75,6	74,3

Баланс мощности центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за 2019 год и  
на период до 2024 года

вариант оптимистичный

Показатели	Годы					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>						
Электропотребление, млрд. кВт*ч	1,53	1,57	1,60	1,64	1,68	1,72
Максимум нагрузки	259	262	264	266	268	270,0
Расчетный резерв мощности	80	80	80	80	80	80
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>339,0</b>	<b>342,0</b>	<b>344,0</b>	<b>346,0</b>	<b>348,0</b>	<b>350,0</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
Установленная мощность на конец года – всего, в т.	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2
ГЭС	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ГЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	62	62	62	62	62	62
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	19,54	19,535	19,535	19,535	19,535	19,535
ГЭС	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
ГеоЭС	12,74	12,735	12,735	12,735	12,735	12,735
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	467	467	467	467	467	467
ГЭС	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
ГЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6
Консервация т.а. ст.№7	0	0	0	0	0	0
<b>ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)</b>	<b>128,0</b>	<b>125,0</b>	<b>123,0</b>	<b>121,0</b>	<b>119,0</b>	<b>117,0</b>
Фактический резерв мощности	208	205,0	203,0	201,0	199,0	197,0
В % максимума	80,3	78,2	76,9	75,6	74,3	73,0

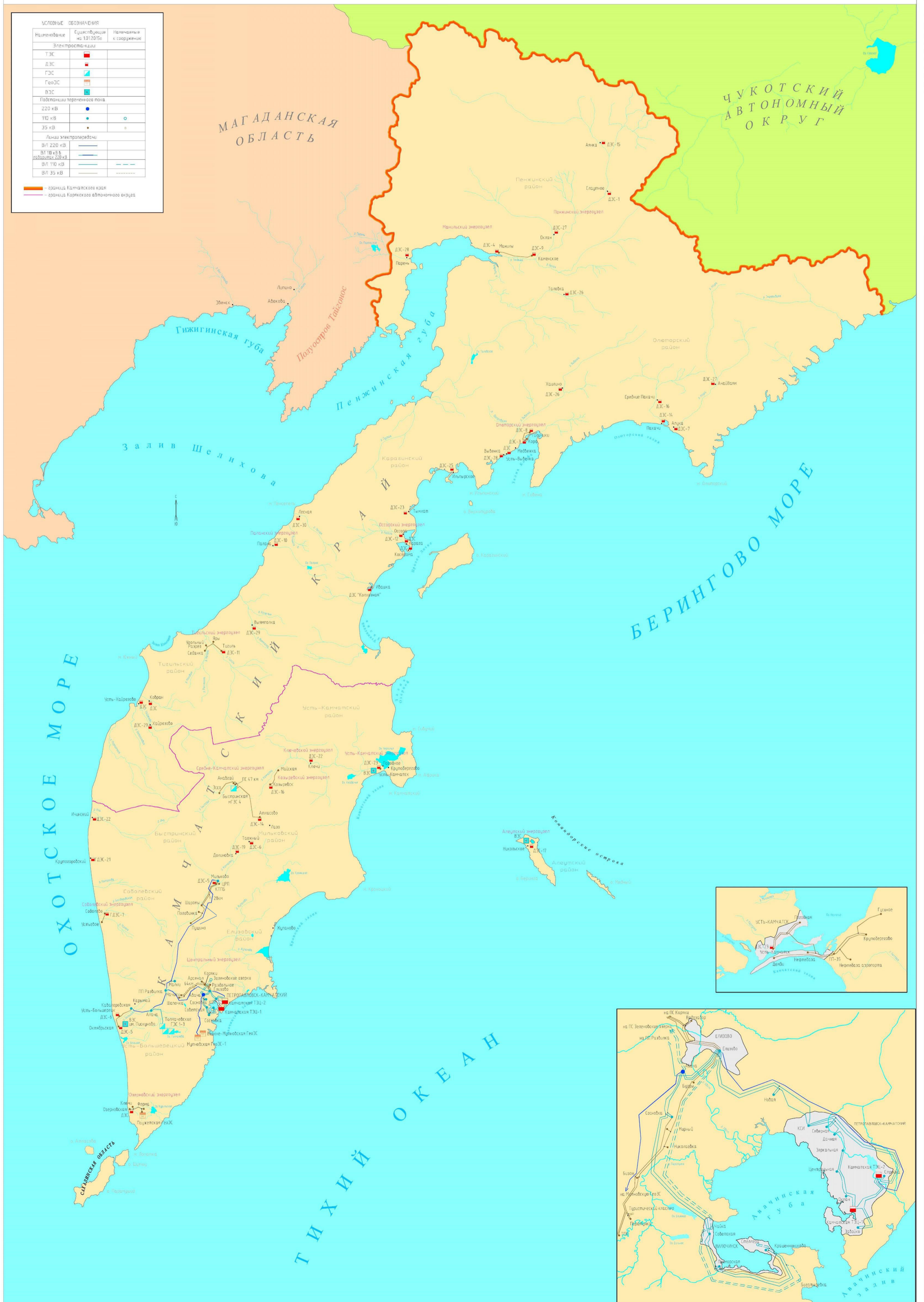






# Карта – схема существующих и перспективных электрических сетей на территории Камчатского края

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ		
Наименование	Символика по ГОСТ 13120/56	Начальная к. сооружение
Электростанции		
ТЭС	■	
ДЭС	■	
ГЭС	■	
ГеоЭС	■	
ВЭС	■	
Подстанции переменного тока		
220 кВ	●	
110 кВ	●	
35 кВ	●	
Линии электропередачи		
ВЛ 220 кВ	—	
ВЛ 110 кВ	—	
ВЛ 35 кВ	—	
<span style="color: red;">—</span> граница Камчатского края <span style="color: purple;">—</span> граница Корякского автономного округа		



Календарный график реализации перспективных проектов по переводу энергетики Камчатского края на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) до 2030 года с целью достижения задачи, поставленной "Стратегией развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года", о понижении тарифов до общероссийских

Предложения КГКУ «Региональный центр развития энергетики и энергосбережения» и ПАО "Камчатскэнерго" Филиал "Возобновляемая энергетика"

№	Наименование проекта, цель	Этап	Источник финансирования	Объём инвестиций, млн. руб.	год											
					2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
1	Жупановская ГЭС-1. Перевод электроснабжения ЦЭУ на ВИЭ, часть теплоснабжения на электроотопление, стабилизация тарифа с последующим снижением, исключение госсубсидий на производство электро и теплоэнергии	1.1. Изыскательские работы и проектная документация	Данные мероприятия требуют осуществления в рамках отдельной федеральной программы по развитию энергетики Дальневосточного федерального округа на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ).	2 000	960	1000										
		1.2. Госэкспертиза		-		40										
		1.3. Подготовительный этап строительства					7000	5600								
		1.4. Строительство основных сооружений с пуском ГА №1 и 2		48 800				2000	8600	5000						
		1.5. Строительство основных объектов с выводом на проектную мощность							4500	9500	5400	1200				
2	Строительство ВЛ-220 Мутновские ГеоЭС-Центральный энергетический узел Камчатского края	Проектные работы и экспертиза проектной документации		4 000		40	4									
		Строительство					2 000	1 956								
3	Комплексная модернизация Озерновского энергоузла.	Модернизация Паужетского месторождения парогидротерм, включая программу бурения новых эксплуатационных скважин и реконструкцию обустройства месторождения.	Программа ТПиР АО «Тепло земли»	473	128	125	115	105								
		Реконструкция основного, вспомогательного оборудования, систем контроля, управления и обеспечения Паужетской ГеоЭС, Озерновского сетевого участка (ОСУ) и резервной ДЭС	Программа ТПиР АО «Паужетская ГеоЭС»	140	48	50	20	22								
			Программа модернизации Озерновского энергоузла - в составе отдельной федеральной программы по развитию энергетики Дальневосточного федерального округа на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ).	490	125	140	110	115								
		Вариантная разработка системы теплоснабжения населенных пунктов и начало осуществления в пилотном варианте	Бюджетные средства	33	3	30										
4	Строительство 1 оч системы теплоснабжения от Мутновской ГеоТС до г. Петропавловска-Камчатского мощностью 150 Гкал/час.	3.1. Стадия "Декларация о намерениях"	Программа модернизации Озерновского энергоузла - в составе отдельной федеральной программы по развитию энергетики Дальневосточного федерального округа на основе возобновляемых источников энергии	20		20										
		3.2. Стадия "Проектная документация". Изыскательские и проектные работы		1 500			400	600	470							
		3.3. Госэкспертиза		30				30								

		3.4. Строительство тепловой станции и комплекса трубопроводов и ЦТП	(ВИЭ).	12 000						3000	3000	3000			
5	Строительство малой ГЭС мощностью 6 МВт на р. Кававля, Быстринский район. Перевод электроснабжения Козыревского и Ключевского ЭУ на ВИЭ. .	4.1. Стадия "Проектная документация". Изыскательские и проектные работы	Внебюджетные средства	150		55	95								
		4.2. Госэкспертиза проекта		-			5								
		4.3. Строительство МГЭС со схемой выдачи до п. Ключи ВЛ-35 кВ длиной около 100 км.		4 000				200	1300	2000	500				
6	Строительство малой ГЭС мощностью 5 МВт на р. Белая, Усть-Камчатский район.	4.1. Стадия "Проектная документация". Изыскательские и проектные работы		190	90	100									
		4.2. Госэкспертиза проекта					10								
		4.3. Строительство ГЭС со схемой выдачи до п. Усть-Камчатск ВЛ-35 кВ длиной около 11 км.		2 100				700	700	700					
7	Строительство малой ГЭС на р. Кинкиль мощностью 12 МВт, Тигильский район, п. Палана. Перевод электроснабжения и теплоснабжения на ВИЭ. Стабилизация тарифа на электроснабжение и теплоснабжение с последующим снижением, исключение госсубсидий на производство электро и теплоэнергии.	5.1. Предпроектная стадия "Обоснование инвестиций"													
		5.2. Стадия "Проектная документация". Изыскательские и проектные работы		500		200	290								
		5.3. Госэкспертиза проекта		-				10							
		5.4. Строительство дороги, ВЛ-35 кВ и I-й очереди МГЭС со схемой выдачи до п. Палана переводом электроснабжения на ВИЭ		5 000					1000	2000	2000				
		5.5. Строительство II-й очереди МГЭС со схемой выдачи до с. Лесная ВЛ-35 кВ и переводом теплоснабжения на ВИЭ		1 500								500	500	500	
	Строительство малой ГЭС мощностью 24 МВт на р. Большая Хапица, Усть-Камчатский район.	4.1. Стадия "Проектная документация". Изыскательские и проектные работы		470		90	100								
		4.2. Госэкспертиза проекта						10							
		4.3. Строительство ГЭС со схемой выдачи до п. Усть-Камчатск ВЛ-35 кВ длиной около 11 км.		4,28				500	950	950	950	930			
		Итого		83 400	1354	1850	3189	11218	12050	17250	16450	13930	5900	1200	0

## Концепция стратегии развития энергетики Камчатского края.

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики (далее – СиПР) базируется на актуализированной Стратегии развития энергетики Камчатского края до 2025 года с перспективой до 2040 года (далее – Стратегия). СиПР рассматривает среднесрочный период (5 лет) стратегии развития энергетики Камчатского края. В Стратегии концептуально выбраны наиболее эффективные варианты развития тепловой и электрической генерации, приводящие к достижению целей Стратегии на отдаленную перспективу.

В данный пятилетний период (2020-2024 годы) необходимо запланировать предпроектные, научно-исследовательские, проектно-изыскательские работы, уточняющие на последующих этапах реализации Стратегии технико-экономические показатели проектов, принятых к разработке. А также запланировать начало строительных работ по выбранным энергетическим объектам.

Предлагается следующая концепция Стратегии развития энергетики Камчатского края.

*Краткая исходная ситуация:*

В Камчатском крае 60% электроэнергии и 90% тепла производится от топливной энергетики. Установленная мощность центрального энергоузла в 2019 году – 655,335 МВт, полезный отпуск электроэнергии по центральному энергоузлу – 954,930 млн. кВт\*ч., мощность теплоснабжения Петропавловска-Камчатского - 550 Гкал/час, теплоснабжение по Петропавловску-Камчатскому составило в 2019 году – 1599,638 тыс. Гкал

Основной потребитель - Петропавловск-Камчатский. Основные топливные источники тепла и электроэнергии Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 – выработка электроэнергии в 2019 году – 1076,368 млн. кВт\*ч. Тепловая мощность потребителя подключённых к Камчатской ТЭЦ-1 – 90 Гкал/час из них 11,3 Гкал/час - ГВС, подключённых к Камчатской ТЭЦ-2 - 203 Гкал/час, из них ГВС - 29 Гкал/час.

Объемы добычи газа потребителями к 2030 году снизятся согласно прогноза ПАО «Газпром» с 420 млн. м<sup>3</sup> до 143 млн. м<sup>3</sup> в год – данного объема недостаточно для электрогенерации и ТЭЦ вынуждено должны будут переведены на мазут, оставшегося объема газа хватит только для мелких котельных вдоль трассы газопровода.

ТЭЦ выработают ресурс через 10-15 лет. Нужна будет их коренная реконструкция. По Камчатской ТЭЦ-1 – существует проблема, которая не имеет решения – «дефицит по сейсмике».

Существующие на сегодня тарифы в разы превышают среднероссийские. Экономически обоснованные тарифы на 2020 год:

- тариф на электроэнергию средний в центральном энергоузле – 8,469 руб./кВт\*ч;

- тариф на тепловую энергию для ПАО «Камчатскэнерго» - 6707,72 руб./Гкал

Основной задачей Стратегии является снижение тарифов на энергию к 2040 году до уровня среднероссийского (обеспечение надежного электро-теплоснабжение, перевод энергетики на возобновляемые ресурсы, а также снижение вредных выбросов в атмосферу).

#### РЕШЕНИЕ:

Для решения данных задач необходимо найти источники энергии – самые дешевые на сегодняшний день, находящиеся поблизости от основного потребителя Петропавловска-Камчатского, уже добытые, или имеющие понятный объем и технологию преобразования в энергию.

Возобновляемая энергетика – как правило, самая дешевая на сегодня в Камчатском крае, анализ тарифов приведенный в Приложении 4 подтверждает данное утверждение.

Поблизости от Петропавловска-Камчатского, Вилючинска, Елизово (центр нагрузок), есть следующие потенциальные крупные источники возобновляемой энергии с подтвержденными энергетическими запасами:

1. Каскад ГЭС на р. Жупанова - 415 МВт – электрической мощности, общая выработка каскада - 2100 млн. кВт\*ч достаточно для покрытия не только электрической, но и части тепловых нагрузок. Выработка электроэнергии только ГЭС-1 (270 МВт) -1289 млн. кВт\*ч.

2. Каскад ГЭС на р. Кроноцкая мощность 300 МВт, выработка 1100 млн. кВт\*ч – в настоящее время использовать гидроресурс невозможно, так как река находится в Кроноцком Заповеднике.

3. Мутновское геотермальное месторождение, уже сегодня выведено около 1000 т/ч горячей воды с температурой 150-160 град. (побочный продукт при производстве электроэнергии - не используется, закачивается обратно в пласт), это равноценно мощности на отопление 80 Гкал/ч и на ГВС- 70 Гкал/час (всего -150 Гкал/час). Что достаточно, чтобы на первом этапе заместить Камчатскую ТЭЦ-1 по теплу, и обеспечить горячее водоснабжение для всего города Петропавловска-Камчатского. Предположительно, по оценке АО «Геотерм», геотермальный тепловой ресурс месторождения может быть удвоен.

4. Паратунское (270 л/с - 75 °С) и Верхне-Паратунское месторождения (205 л/с, 80 °С.) имеют дополнительный тепловой потенциал, так как в настоящее время используется в основном термальная вода, добытая «самоизливом», а существует возможность насосной добычи, что подтверждено Проектом АО «Тепло земли» (Кирюхин и др.). Для реализации насосной эксплуатации необходимы детальные исследования геотермального ресурса на обоих месторождениях.

5. Больше-Банное геотермальное месторождение, ресурс (540 т/ч, температура 150-160 град, высокая минерализация) достаточный для тепловой станции мощностью 80 Гкал/час - требует дополнительного изучения.

6. Авачинская группа вулканов (оценка -1100 Гкал/час тепловой мощности) потенциально достаточно отопить от геотермального массива Петропавловск-Камчатский и Елизово – требует дополнительных поисковых работ, для подтверждения запасов тепла.

Ветровой и солнечный возобновляемый ресурс не учитывается в данной концепции, так как он не обеспечивает бесперебойность энергоснабжения и не может являться базовым, так как данный ресурс непостоянен в течение времени.

Данная концепция описывает сбалансированный переход от топливной энергетики Камчатского края к основанной на возобновляемых источниках, и позволяет достигнуть целей Стратегии развития энергетики в период до 2040 года (обеспечить снижение тарифов до уровня среднероссийских).



## Выдача электрической мощности каскада ГЭС на р. Жупанова

«Схема энергоснабжения строительства и схема выдачи мощности каскада ГЭС на р. Жупанова Камчатского края» разработана ОАО «ДЭСП» в 2013-2014 годы.

В работе были заданы приведённые ниже исходные данные и даны следующие рекомендации по каскаду ГЭС-1, 2, 3 на р. Жупанова:

## 1. Основные параметры и планируемые сроки ввода мощностей:

Наименование	Установленная мощность, МВт	Годовая выработка электроэнергии, млн. кВт.ч	Год ввода
Каскад ГЭС 1, 2, 3, всего	415	2039 <sup>1</sup>	2025
в том числе: - ГЭС-1, всего	270		
в т.ч. - ГА № 1, 2	135	1289	2020
- ГА № 3, 4	135		2022
- ГЭС-2, в т.ч. ГА № 1, 2	90	474	2024
- ГЭС-3, в т.ч. ГА № 1, 2	55	274	2025

1- выход каскада ГЭС на проектные показатели Э= 2039 млн. кВт.ч. – 2027 год

## 2. Рекомендации по схеме выдачи мощности:

1) ГЭС-1 - на напряжении 220 кВ по трём ВЛ 220 кВ суммарной протяжённостью 380 км, из них:

- 120 км - ВЛ от ГЭС-1 до действующей ПС 220 кВ Авача;

- 130+130 км - две ВЛ от ГЭС-1 до сооружаемой в районе п. Красный ПС 220/110 кВ Узловая (2х125 МВА);

2) ГЭС-2 и ГЭС-3 - на напряжении 220 кВ по трём ВЛ 220 кВ суммарной протяжённостью 185 км, из них:

- 60 км – ВЛ ГЭС-1 – ГЭС-2;

- 25 км – ВЛ ГЭС-2 – ГЭС-3;

- 100 км – ВЛ ГЭС-3 – Мильково.

3. Рекомендации по схеме внешнего электроснабжения строительства:

1) Электроснабжение строительства ГЭС-1 рассмотрено по этапам:

- 1 этап - 2016-2017 гг. - децентрализованно от ДЭС;

- 2 этап – 2018 г. - централизованно от ЦЭУ с сооружением временной ПС «Строительная» и ВЛ 220 кВ Авача – Строительная, которая с вводом ГЭС-1 будет использоваться для выдачи электрической мощности электростанции;

2) Электроснабжение строительства ГЭС-2 и ГЭС-3 - на напряжении 220 кВ по одноцепной ВЛ 220 кВ ГЭС-1 – ГЭС-2 - ГЭС-3 (85 км) с установкой трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА на площадке ГЭС-2 и мощностью 40 МВА на площадке ГЭС-3.

С вводом ГЭС-2 и ГЭС-3 объекты схемы внешнего электроснабжения строительства будут использоваться для выдачи электрической мощности электростанций.

4. Генераторы каскада ГЭС-1, 2, 3 на р. Жупанова должны работать в режиме приёма и выдачи реактивной мощности.

5. Капиталовложения, требуемые в осуществление схемы внешнего электроснабжения строительства и схемы выдачи электрической мощности ГЭС-1, ГЭС-2 и ГЭС-3 по предварительной оценке составляют (в ценах 2013 года без учета НДС):

Капиталовложения	ГЭС-1	ГЭС-2	ГЭС-3	Всего в каскад
в схему выдачи электрической мощности, млн. руб.	9176,8	1500,0	2715,0	13391,8

## Расчет потребности в топливе электростанций и котельных Камчатского края на период 2019-2024 гг. (на основе оптимистичного варианта)

Годы	Наименования электростанций	Распо-лаг. мощн.,	Электроэнергия				Тепло			Всего усл. топлива,	в том числе			уголь	дрова
			Выра-ботка	От-пуск,	Уд. расх.	Усл. топл.	Произведено	Уд. расх.	Усл. топл.		газ	мазут	дизельн. топливо		
		МВт	кВт.ч	кВт.ч	кВт.ч	тыс. тунт	Гкал	Гкал	тыс. тунт	тыс. тунт	тыс. тунт	тыс. тунт	тыс. тунт	тыс. тунт	тыс. тунт
	<b>Камчатские ТЭЦ-1</b>														
2019	отчет	204,0	236,0	204,9	416	85,3	333,7	135,0	45,1	146,3	68,6	77,6			
2020		204,0	268,9	231,3	422	97,7	339,2	130,0	44,1	132,9	25,0	107,9			
2021		204,0	269,5	231,8	423	98,0	340,5	129,9	44,2	132,9	15,1	117,8			
2022		204,0	278,7	239,7	426	102,2	357,2	129,0	46,1	132,9	15,1	117,8			
2023		204,0	285,1	245,2	428	105,1	368,9	128,5	47,4	132,9	15,1	117,8			
2024		204,0	285,4	245,4	428	105,1	368,9	128,6	47,4	132,9	15,1	117,8			
	<b>Камчатские ТЭЦ-2</b>														
2019	отчет	160,0	804,7	717,8	322	230,9	778,1	134,7	104,8	335,7	327,0	8,7			
2020		160,0	769,2	684,6	323	221,3	785,4	132,9	104,4	345,5	301,2	44,4			
2021		160,0	771,0	686,1	324	222,0	788,4	132,8	104,7	341,6	287,3	54,4			
2022		160,0	797,2	709,5	326	231,3	827,5	131,9	109,1	342,6	287,3	55,3			
2023		160,0	815,5	725,8	328	237,8	854,7	131,2	112,2	337,2	287,3	49,9			
2024		160,0	816,3	726,5	327	237,9	854,7	131,3	112,2	335,2	287,3	47,9			
	<b>Петропавловск-Камчатский</b>														
	Комунальная энергетика ПАО "Камчатскэнерго"+ прочие котельные														
2019	отчет						502,0	327,5	164,4	164,4	10,9	84,8	1,08	67,6	
2020							502,0	327,5	164,4	164,4	10,9	84,8	1,08	67,6	
2021							496,4	327,5	162,6	162,6	10,7	83,9	1,07	66,9	
2022							440,6	327,5	144,3	144,3	9,5	74,5	0,95	59,3	
2023							401,7	327,5	131,5	131,5	8,7	67,9	0,87	54,1	
2024							401,7	327,5	131,5	131,5	8,7	67,9	0,87	54,1	
	<b>Вилучинск</b>														
	Котельные														
2019	отчет						188,2	277,9	52,3	52,3		25,0	0,20	26	1,1
2020							194,4	277,9	54,0	54,0		25,8	0,21	26,86	1,14
2021							195,4	277,9	54,3	54,3		25,9	0,21	26,99	1,14
2022							196,3	277,9	54,5	54,5		26,1	0,21	27,11	1,15
2023							197,9	277,9	55,0	55,0		26,3	0,21	27,34	1,16
2024							198,9	277,9	55,3	55,3		26,4	0,21	27,48	1,16
	<b>Елизово</b>														
2019	отчет						338,7	244,6	82,8	82,8	15,3	11,1	0,5	56,0	
2020							341,6	244,6	83,5	83,5	15,4	11,2	0,5	56,5	
2021							344,3	244,6	84,2	84,2	15,5	11,3	0,5	56,9	
2022							344,3	244,6	84,2	84,2	15,5	11,3	0,5	56,9	
2023							344,3	244,6	84,2	84,2	15,5	11,3	0,5	56,9	
2024							344,3	244,6	84,2	84,2	15,5	11,3	0,5	56,9	
	<b>Прочие котельные</b>														
2019	отчет						526,5	263,6	138,8	138,8		1,7	15,7	102,6	18,8
2020							551,6	263,6	145,4	145,4		1,8	16,5	107,5	19,7
2021							558,1	263,6	147,1	147,1		1,8	16,6	108,8	19,9

Расчет потребности в топливе электростанций и котельных Камчатского края на период 2019-2024 гг. (на основе оптимистичного варианта)

Годы	Наименования электростанций	Распо-лаг. мощн.,	Электроэнергия				Тепло			Всего усл. топлива,	в том числе				
			Выра-ботка	От-пуск,	Уд. расх.	Усл. топл.	Произведено	Уд. расх.	Усл. топл.		газ	мазут	дизельн. топливо	уголь	дрова
		МВт	кВт.ч	кВт.ч	кВт.ч	тыс. тунт	Гкал	Гкал	тыс. тунт	тыс. тунт	тыс. тунт	тыс. тунт	тыс. тунт	тыс. тунт	тыс. тунт
2022							565,8	263,6	149,2	149,2		1,8	16,9	110,3	20,2
2023							579,3	263,6	152,7	152,7		1,9	17,3	112,9	20,7
2024							587,9	263,6	155,0	155,0		1,9	17,5	114,6	21,0
	<b>ДЭС изолированных энергоузлов Камчатского края</b>														
2019	отчет	148,937	265,5	193,6	343	66,4				66,4	3,4		63,0		
2020		149,037	267,4	195,0	344	67,1				67,1	3,4		63,6		
2021		149,137	269,2	196,4	345	67,7				67,7	3,5		64,3		
2022		149,237	271,1	197,7	346	68,4				68,4	3,5		64,9		
2023		149,337	273,0	199,1	347	69,1				69,1	3,5		65,6		
2024		149,437	274,9	200,5	348	69,8				69,8	3,6		66,2		
	<b>Всего по энергосистеме в Камчатском крае (без учета ВИЭ и холодного резерва)</b>														
2019	отчет	512,9	1303,5	1081,5	353,1	381,9	2656,4	220,3	585,2	967,0	473,5	140,9	80,5	252,2	19,9
2020		513,0	1305,5	1110,8	347,5	386,0	2714,2	219,5	595,9	981,9	466,6	154,1	81,9	258,4	20,8
2021		513,1	1309,7	1114,3	347,9	387,7	2723,1	219,3	597,2	984,8	432,0	189,5	82,7	259,5	21,1
2022		513,2	1347,0	1146,9	350,4	401,8	2731,7	215,0	587,4	989,2	447,7	183,1	83,5	253,6	21,4
2023		513,3	1373,6	1170,1	352,0	411,9	2746,8	212,3	583,1	994,9	482,7	154,7	84,4	251,3	21,8
2024		513,4	1376,6	1172,5	352,1	412,8	2756,4	212,5	585,7	998,4	458,9	178,9	85,3	253,1	22,2