



У К А З

ГУБЕРНАТОРА САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

от 30 апреля 2020 г. № 37

г. Южно-Сахалинск

Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2020 - 2024 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», а также с целью обеспечения надёжного функционирования электроэнергетики Сахалинской области в долгосрочной перспективе **постановляю:**

1. Утвердить Схему и Программу развития электроэнергетики Сахалинской области на 2020 - 2024 годы (прилагаются).
2. Признать утратившим силу указ Губернатора Сахалинской области от 28.05.2019 № 23 «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2019 - 2023 годы», за исключением пункта 2.
3. Опубликовать настоящий указ в газете «Губернские ведомости», на официальном сайте Губернатора и Правительства Сахалинской области, на «Официальном интернет-портале правовой информации».

Губернатор Сахалинской области



В.И.Лимаренко

УТВЕРЖДЕНЫ

**указом Губернатора
Сахалинской области**

от 30 апреля 2020 г. № 37

**СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Сахалинской области
на 2020 – 2024 годы**

Введение

Схема и Программа развития электроэнергетики Сахалинской области (далее – Схема и программа) определяет основные цели и направления формирования предложений по скоординированному развитию электросетевых объектов и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей устойчивое социально-экономическое развитие региона.

Схема и программа разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823, с учетом следующих документов:

- постановления Правительства Сахалинской области от 24.12.2019 № 618 «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Сахалинской области на период до 2035 года» (с изменениями от 18.03.2020 г.);

- Плана социального развития центров экономического роста Сахалинской области (утвержден распоряжением Правительства Сахалинской области от 25.06.2018 № 347-р) (с изменениями от 23.12.2019 г.);

- Схемы территориального планирования Сахалинской области (утверждена постановлением Правительства Сахалинской области от 27.07.2012 № 377) (с изменениями от 11.09.2017 г.).

В рамках разработки Схемы и программы выполнены:

- анализ функционирования электростанций и электрических сетей 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» за период 2017 - 2019 годов (анализ балансовой ситуации, анализ технического состояния электросетевых объектов 35 кВ и выше, анализ потерь электроэнергии на ее транспорт);

- прогноз развития электрогенерирующего комплекса и балансовой ситуации по электроэнергии и мощности «Сахалинской энергосистемы» на период 2020 - 2024 гг.;

- расчет и анализ режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения в сети 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» на 2020 - 2024 гг.;

- анализ загрузки центров питания 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы»;

- расчет и анализ уровней токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше подстанций и электростанций «Сахалинской энергосистемы» на 2024 год.

На основании выполненных расчетов и анализа полученных результатов разработаны рекомендации по формированию и развитию электрической

сети 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы»; разработаны мероприятия по ликвидации выявленных проблем функционирования энергосистемы; выполнена оценка потребности в инвестициях на реализацию предложенных объемов нового строительства и реконструкции электросетевых объектов, необходимых для ликвидации выявленных проблем и развития электрической сети 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» на период 2020 - 2024 годов.

Общая характеристика Сахалинской области

Сахалинская область находится на восточной границе России и территориально входит в состав Дальневосточного федерального округа (ДФО). Это единственный регион в России, который полностью расположен на островах. Общая площадь территории Сахалинской области составляет 87,1 тыс. км².

Сахалинская область состоит из 59 островов (остров Сахалин с прилегающими островами Монерон и Тюлений и 56 островов Курильской гряды). Из 56 островов Курильского архипелага заселены только четыре острова – Парамушир, Итуруп, Кунашир и Шикотан. Сахалинская область омывается водами Охотского, Японского морей и Тихого океана. От материка остров отделен Татарским проливом Японского моря. Граничит по морю с Камчатским краем, Хабаровским краем и Японией.

Население региона составляет 488,3 тыс. человек (на начало 2020 г.). В южной части острова Сахалина, наиболее благоприятной для проживания и составляющей 20% его общей территории, сконцентрировано около 64% населения области.

Административным центром является город Южно-Сахалинск (население 207,7 тыс. человек). Кроме г. Южно-Сахалинска наиболее крупные по численности населения города: Корсаков (41,0 тыс. человек), Холмск (35,9 тыс. человек), Долинск (24,0 тыс. человек).

Специфика природных условий Сахалинской области

Территория Сахалинской области отличается высокой сейсмической и вулканической активностью. В пределах области выделяют два сейсмоактивных региона – Сахалинский и Курило-Охотский. На Курильских островах расположено 68 надводных вулканов, 37 из которых являются действующими.

Территория севера Сахалина и Курильские острова отнесены к районам Крайнего Севера, остальная территория Сахалина – к районам, приравненным к районам Крайнего Севера. Климат о. Сахалин в значительной степени формируется под воздействием Охотского и Японского морей. Их влияние выражается в смягчении зимних холодов, особенно в прибрежных районах, в обилии зимних осадков, муссоном характере ветров и очень высокой влаж-

ности воздуха. Характерна холодная, более влажная, чем на материке, зима и прохладное дождливое лето. Зима продолжается от 5 до 7 месяцев, лето – от 2 до 3 месяцев. Для Курильских островов зимой характерны интенсивные осадки и метели, особенно снежные заряды, сильно ухудшающие видимость. Летом – юго-восточные и южные течения с Тихого океана обуславливают более спокойную погоду с большой повторяемостью туманов. Подробная информация о специфике природных условий Сахалинской области приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Специфика природных условий Сахалинской области

Показатель	Остров Сахалин		Курильские острова	
	Север	Юг	Север	Юг
Сейсмическая активность	8-9 (по 12-бальной шкале MSK-64)		9-10 (по 12-бальной шкале MSK-64)	
Средняя температура января	-23°C	-8°C	-5°C	
Средняя температура августа	+13°C	+18°C	+11°C	
Средняя скорость ветра	7-10 м/сек	2-6 м/сек	6-7 м/сек	5-7 м/сек
Годовая сумма осадков	500-600 мм	800-900 мм	500-600 мм	800-900 мм
Продолжительность солнечного сияния	1500-1600 ч	1800-1900 ч	1000-1200 ч	1500-1600 ч
Средняя продолжительность благоприятного периода летом	10 дней	40 дней	10 дней	40 дней
Средняя продолжительность дискомфортного периода зимой	50 дней	10 дней	50 дней	10 дней

Административно-территориальное устройство Сахалинской области

Согласно Закону Сахалинской области от 21.07.2004 г. № 524 «О границах и статусе муниципальных образований в Сахалинской области» (с изменениями от 26.12.2016 № 120-30) Сахалинская область включает 18 муниципальных образований. Административная карта Сахалинской области приведена на рисунке 2.1. Перечень муниципальных образований Сахалинской области и их административные центры приведены в таблице 2.2.

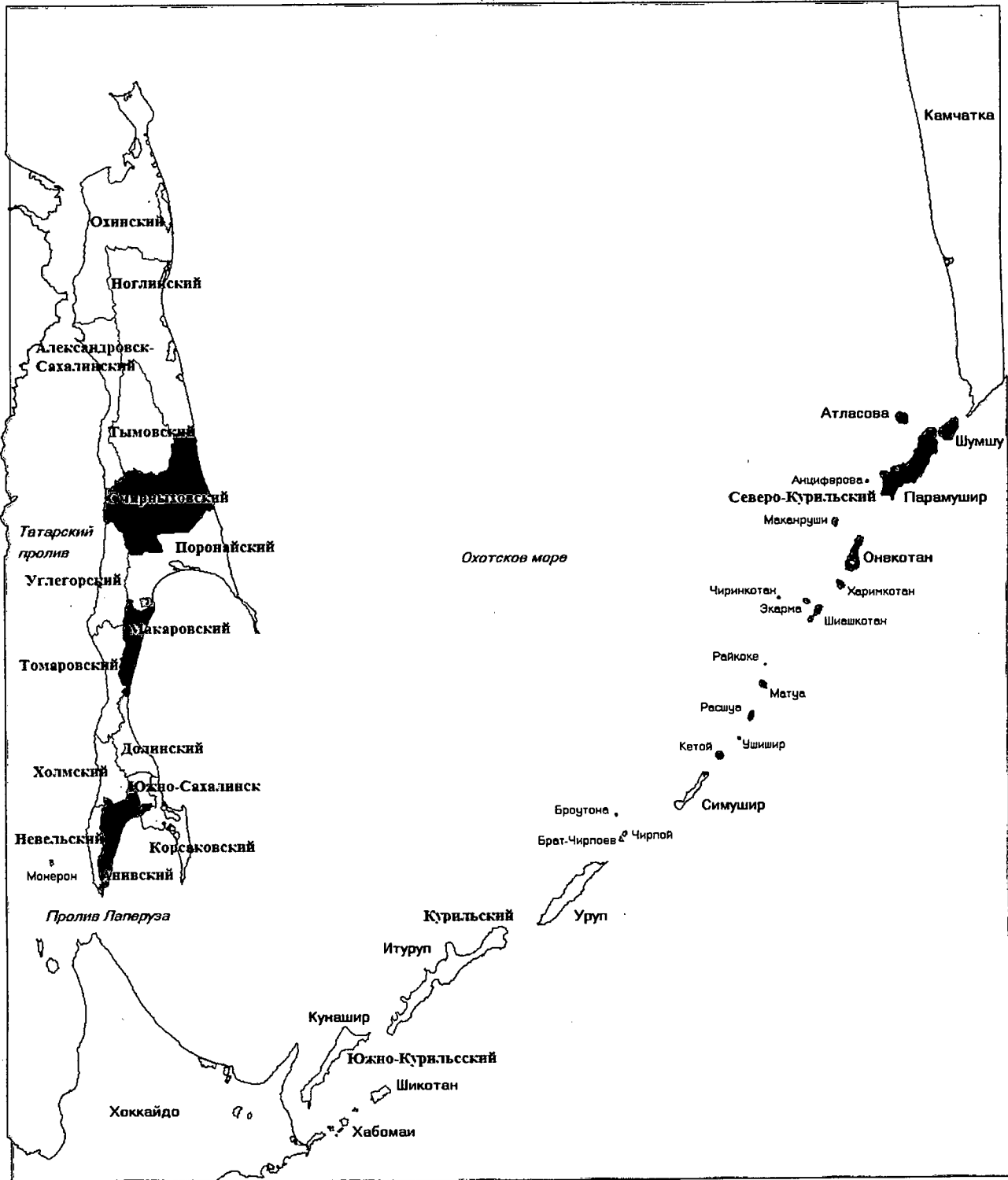


Рисунок 2.1. Административная карта Сахалинской области

**Перечень муниципальных образований Сахалинской области
и их административные центры**

Муниципальное образование	Административный центр	Площадь, км ²	Население, чел.
Остров Сахалин			
МО городской округ «Александровск-Сахалинский район»	г. Александровск-Сахалинский	4 777,4	10 887
МО «Анивский городской округ»	г. Анива	2 684,8	19 569
МО городской округ «Долинский»	г. Долинск	2 441,6	24 001
МО Корсаковский городской округ	г. Корсаков	2 623,6	40 838
МО «Макаровский городской округ»	г. Макаров	2 148,4	7 731
МО «Невельский городской округ»	г. Невельск	1 445,4	15 098
МО «Городской округ Ногликский»	п.г.т. Ноглики	11 294,8	11 333
МО городской округ «Охинский»	г. Оха	14 816,0	22 222
МО Поронайский городской округ	г. Поронайск	7 280,2	21 578
МО городской округ «Смирныховский»	п.г.т. Смирных	10 457,0	11 724
МО «Томаринский городской округ»	г. Томари	3 169,3	7 859
МО «Тымовский городской округ»	п.г.т. Тымовское	6 312,7	14 119
МО Углегорский городской округ	г. Углегорск	3 965,6	17 306
МО «Холмский городской округ»	г. Холмск	2 279,0	36 568
МО городской округ «Город Южно-Сахалинск»	г. Южно-Сахалинск	898,2	208 000
Острова Курильского архипелага			
МО «Курильский городской округ»	г. Курильск	5 145,9	6 485
МО Северо-Курильский городской округ (остров Парамушир)	г. Северо-Курильск	3 501,2	2 485
МО «Южно-Курильский городской округ» (заселённые о. Шикотан и о. Кунашир)	п.г.т. Южно-Курильск	1 856,1	11 817 (2 784 и 9 033)

Транспортная схема Сахалинской области

Островное положение Сахалинской области предопределяет ведущую роль авиационного и морского транспорта, так как практически все грузы на Сахалин и Курилы, а также в обратном направлении на материк и в зарубежные страны доставляются морем. Характеристика транспортной схемы Сахалинской области представлена на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2. Транспортная схема Сахалинской области

На территории Сахалинской области имеются 6 аэропортов, 8 морских портов.

Основными транспортными артериями на о. Сахалин являются:

- автодороги Южно-Сахалинск – Оха, Южно-Сахалинск – Корсаков, Южно-Сахалинск – Холмск;
- железнодорожные линии Корсаков – Ноглики, Шахта – Ильинск – Арсентьевка;
- морская железнодорожная паромная переправа «Ванино – Холмск».

Основные направления специализации Сахалинской области

Сахалинская область относится к категории регионов России, сочетающих ресурсно-сырьевой потенциал с экстремальными условиями его освоения. Область изначально обладает высоким природно-ресурсным потенциалом, по которому занимает 39-е место в России. Помимо биологических ресурсов моря, главным ресурсом является запасы углеводородов. По объему разведанных запасов газового конденсата Сахалинская область занимает 4-е место в России, газа – 7-е, угля – 12-е и нефти – 13-е. По запасам древесины область занимает 26-е место в России. По общему объему промышленного производства область вышла на 4-е место в Дальневосточном федеральном округе (далее – ДФО) после Якутии, Хабаровского и Приморского краев.

Кроме того, имеются россыпи титаномагнетита, проявления россыпного и рудного золота, ртути, марганца, вольфрама, серебра, меди, свинца, цинка, никеля, кобальта, титана, стронция, талька, асбеста, также имеются ресурсы строительных материалов и минеральных и термальных вод.

Наибольшее значение в развитии экономики Сахалинской области занимает промышленный комплекс, в котором создается порядка 95% валового регионального продукта. Основными промышленными муниципальными образованиями являются «Городской округ Ногликский», городской округ «Охинский», где ведется почти вся нефте- и газодобыча, Корсаковский городской округ, где расположен завод по сжижению природного газа, а также г. Южно-Сахалинск – административный и экономический центр Сахалинской области. Доля этих муниципальных образований занимает более 85% всей промышленной продукции региона.

Вклад Сахалинской области в формирование объёма промышленного производства в целом по ДФО составляет порядка 35%. По объёму промышленного производства на душу населения в ДФО регион занимает 1 место.

Ведущими отраслями промышленности в Сахалинской области являются:

- нефтегазодобывающая отрасль;
- угольная отрасль;
- лесная и деревообрабатывающая промышленность;
- рыбопромышленный комплекс;
- строительный комплекс;
- пищевая промышленность.

Нефтегазовая отрасль играет ведущую роль в экономике Сахалинской области, и её развитие является одним из основных факторов, определяющих экономический рост на территории области. На Сахалине и прилегающем шельфе выявлено 82 месторождения углеводородов, в том числе 64 на суше и 18 на шельфе, из них в разработке находятся 30 месторождений на суше и 9 на шельфе.

В Сахалинской области реализуются международные проекты на основе соглашения о разделе продукции (СРП), это проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2», которые обеспечивают основной объём добычи углеводородов – 89,2% добычи нефти и конденсата и 85,7% добычи газа.

Добываемые в рамках проекта «Сахалин-1» нефть и конденсат по магистральному нефтепроводу поступают на терминал в Де-Кастри и отгружаются на экспорт. Часть добываемого газа по трубопроводной системе Сахалин-Хабаровск-Владивосток поступает потребителям Хабаровского края.

Проект «Сахалин-2» – один из крупнейших интегрированных нефтегазовых проектов, в рамках которого действует первый в России завод по производству сжиженного природного газа (далее - СПГ). Здесь производится около 4% мирового объёма СПГ, основными покупателями которого являются страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

В рамках проекта «Сахалин-3» работает дочернее общество ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» на трех участках: Киринском, Аяшском и Восточно-Одоптинском.

Сахалинская область обладает значительными запасами угля. Угольные месторождения находятся непосредственно на острове Сахалин. Выделяются четыре основных угленосных района – Углегорский, Центральный, Южный и Александровский.

Основными предприятиями по добычи угля являются ООО «Солнцевский угольный разрез» (входит в ООО «Восточная горнорудная компания»), на которое приходится более 70% добываемого угля в области.

Добычей угля также занимаются ООО «Горняк-1», ООО «Сахалинуголь-3», ООО «Бошняковский угольный разрез», ООО «Западная угольная компания», ООО «Мангидай», ООО «Север».

Добываемый в Сахалинской области уголь полностью закрывает потребности региона при этом значительная часть добытого угля отгружается на экспорт.

Леса являются одним из важнейших природных ресурсов Сахалинской области. В отличие от большинства других ресурсов они могут возобновляться и, при правильном осуществлении лесохозяйственных мероприятий, позволяют организовать не истощительное лесопользование. Общая площадь земель лесного фонда Сахалинской области по состоянию на 01.01.2019 г. составляет 6,9 млн. га, в том числе покрытая лесом – 5,7 млн. га, что составляет 83% от площади лесного фонда. Общий запас насаждений составляет 640,89 млн. м³.

В лесной отрасли Сахалинской области работают 93 организации различных форм собственности и индивидуальных предпринимателей, из них 35 занимаются только переработкой древесины, 16 занимаются только лесозаготовками и 42 занимаются заготовкой и переработкой древесины. Численность работающих в этой сфере составляет около 1600 человек. В области ежегодно заготавливается 250-300 тыс. м³ древесины.

В морях, омывающих берега острова Сахалина и Курильских островов, обитают ценнейшие виды промысловых рыб (лососевые, тресковые, камбаловые, сельдь, терпуг, иваси, сайра и др.), беспозвоночные (крабы, креветки, кальмары, брюхоногие моллюски, гребешки, морские ежи, кукумария) и морские млекопитающие (морские котики, сивучи, тюлени). Большое промысловое значение имеют водоросли (ламинария, анфельция). Рыбохозяйственный комплекс Сахалинской области включает широкий спектр видов деятельности – от прогнозирования сырьевой базы до организации торговли рыбной продукцией в России и за рубежом. На его долю приходится около 14% выпуска товарной продукции. По экспорту рыбных товаров рыбохозяй-

ственный комплекс занимает второе место после топливно-энергетического комплекса и составляет около 3% от общего объёма экспорта Сахалинской области.

Строительный комплекс области приобрел успешный опыт участия в нефтегазовых проектах, приобретенные знания и опыт обеспечивают строительному комплексу Сахалинской области необходимую конкурентоспособность строительных работ. В строительный комплекс области входит 510 строительных и 64 проектных организации, 120 предприятий промышленности строительных материалов с общей численностью работников более 30 тыс. человек.

Сельское хозяйство является базовой отраслью агропромышленного комплекса и играет важную роль в развитии сельских территорий и продовольственном обеспечении населения продуктами питания. Сельское хозяйство Сахалинской области специализируется на производстве картофеля, овощей, мяса, молока, яиц. Численность сельского населения составляет 88,1 тыс. человек или 18% от общего населения Сахалинской области. Общая площадь сельхозугодий – 82,4 тыс. га.

Крупнейшими предприятиями и организациями Сахалинской области являются:

1. **ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»** одно из старейших нефтедобывающих предприятий России. Основными видами деятельности общества является добыча и транспортировка нефти и газа. ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» выполняет функции оператора по более чем тридцати лицензиям на разработку нефтегазовых месторождений Сахалина.

2. **«Эксон Нефтегаз Лимитед»** является оператором проекта «Сахалин-1» и ведёт освоение трех морских месторождений: Чайво, Одопту и Аркутун-Даги, расположенных на северо-восточном шельфе острова Сахалин.

3. **«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»** является оператором проекта «Сахалин-2» и ведет освоение Пильтун-Астохского и Лунского месторождений на северо-восточном шельфе острова Сахалин.

4. **ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»** в рамках проекта «Сахалин-3» ведет освоение Киринского газоконденсатного месторождения с применением подводного добычного комплекса, без надводных конструкций.

5. **ООО «Восточная Горнорудная компания»** – крупнейшее угледобывающее предприятие Сахалинской области. В состав ООО «Восточная Горнорудная компания» входят следующие предприятия:

– ООО «Солнцевский угольный разрез» – ведет разработку участков «Южный-1» и «Южный-2» Солнцевского угольного месторождения в Углегорском районе Сахалинской области;

– ООО «Угольный морской порт Шахтерск» – морской терминал, расположенный в 28 км от «Солнцевского угольного разреза» в пгт. Шахтерск Углегорского района.

6. **ООО «Рыбокомбинат Островной»** – одно из крупнейших рыбоперерабатывающих предприятий острова Шикотан, расположенное в селе Малокурильское. Основным видом деятельности является производство замороженной рыбы и консервы. Наряду с консервным производством работает линия по производству рыбной муки и фарша «сурими», также создано современное производство жестяной банки.

7. **ООО ПКФ «Южно-Курильский Рыбокомбинат»** – является одним из крупнейших рыбодобывающих предприятий острова Кунашир и одним из крупнейших в России добытчиков морского серого ежа. В состав производственного центра предприятия входят: береговой перерабатывающий комплекс мощностью 200 тонн готовой продукции в сутки, холодильный комплекс на 1200 тонн, контейнерный терминал и отдельный причал.

8. **ЗАО «Курильский рыбак»** – крупная рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания. Четыре рыбоперерабатывающих завода компании расположены на двух островах Курильского архипелага, три из которых находятся на острове Итуруп и один – на острове Шикотан. Основную долю выпускаемой продукции составляет мороженая рыба и филе, производимые для российского рынка и на экспорт.

9. **ОАО «Северо-Курильская база сейнерного флота»** – крупная рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания холдинга «Salmonica», расположенная на острове Парамушир. Предприятие специализируется на добыче и переработке донных видов рыб и дикого, природного гребешка.

10. **ООО «Алаид»** – рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания, расположенная на острове Парамушир. Основными объектами промысла являются: треска, минтай, камбала, навага, рыба лососевых пород и морской гребешок.

Законодательные особенности Сахалинской области

Сахалинская область попадает под действие программы «Дальневосточный гектар». В соответствии с Федеральным законом от 01 мая 2016 г. № 119-ФЗ «Об особенностях предоставления гражданам земельных участков, находящихся в государственной или муниципальной собственности и расположенных на территориях субъектов Российской Федерации, входящих в состав Дальневосточного федерального округа, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» любой гражданин России имеет право единожды получить земельный участок площадью 1 га

на безвозмездной основе на Дальнем Востоке под жилищное строительство, фермерское хозяйство или предпринимательскую деятельность.

На территории Сахалинской области действуют три «Территории опережающего социально-экономического развития» (далее - ТОСЭР) – часть территории субъекта РФ, на которой установлен особый правовой режим осуществления предпринимательской деятельности.

Действующие ТОСЭР на территории Сахалинской области представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Территория опережающего социально-экономического развития

Название	Площадь	Нормативно-правовая база УК ТОР Сахалин	Специализация
Южная	36810 га	Постановление Правительства РФ от 17.03.2016 г. № 201 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Южная»	ТОР сельскохозяйственной направленности создан на территории г. Южно-Сахалинска и Анивского и Томаринского городских округов. Здесь появились крупные животноводческие комплексы и бройлерные производства
Горный воздух	20300 га	Постановление Правительства РФ от 17.03.2016 г. № 200 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Горный воздух»	ТОР появился на территории горнолыжной базы «Горный воздух» в г. Южно-Сахалинске. Имеет туристско-рекреационную специализацию. В ТОР также вошли санаторий «Синегорские минеральные воды», прибрежная зона г. Невельска и о. Монерон
Курилы	12 га	Постановление Правительства РФ от 23.08.2017 г. № 992 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Курилы»	На территории муниципального образования «Южно-Курильский городской округ» (с. Малокурильское, о. Шикотан) создан ТОР «Курилы», способствующий формированию промышленного центра глубокой переработки водных биоресурсов в Сахалинской области

В 2016 году на территорию Корсаковского городского округа Сахалинской области распространен режим «Свободный порт Владивосток», в 2017 году режим распространен на территорию Углегорского городского округа.

Свободный порт Владивосток – это территория с особыми режимами таможенного, налогового, инвестиционного и смежного регулирования в соответствии с Федеральным законом от 13.07.2015 г. «О Свободном порте Владивосток».

Характеристика «Сахалинской энергосистемы»

«Сахалинская энергосистема» является технологически изолированной территориальной энергосистемой, которая в силу географического положения региона функционирует изолированно от Единой энергетической системы России и объединённой энергетической системы «Восток».

«Сахалинская энергосистема» состоит из следующих работающих изолированно друг от друга энергорайонов и энергоузлов:

- **«Центральный энергорайон»**, территория которой является зоной диспетчерской ответственности публичного акционерного общества энергетики и электрификации «Сахалинэнерго», с обеспечением электроснабжения 14 из 18 муниципальных образований;

- **«Северный энергорайон»** с обеспечением электроснабжения на территории МО городской округ «Охинский»;

- **Децентрализованные (изолированные) энергорайоны и энергоузлы** на территориях Курильских островов и отдаленных населенных пунктов ряда муниципальных образований о. Сахалин.

К наиболее крупным изолированным энергорайонам (энергоузлам) с установленной мощностью более 5,0 МВт и (или) имеющие альтернативные генерирующие источники электроэнергии относятся:

1. **«Северо-Курильский энергорайон»** с обеспечением электроснабжения г. Северо-Курильск (МО Северо-Курильский городской округ, о. Парамушир);

2. **«Курильский энергоузел»** с обеспечением электроснабжения г. Курильска, с. Китовый, с. Рейдово, с. Рыбаки (МО «Курильский городской округ» о. Итуруп);

3. **«Южно-Курильский энергоузел»** с обеспечением электроснабжения п.г.т. Южно-Курильск, с. Отрада, с. Менделеево, с. Горячий Пляж (МО «Южно-Курильский городской округ», о. Кунашир);

4. **Энергоузел «Головнино»** с обеспечением электроснабжения с. Головнино и с. Дубовое (МО «Южно-Курильский городской округ», о. Кунашир);

5. **«Шикотанский энергоузел»** с обеспечением электроснабжения с. Малокурильское и с. Крабозаводское (МО «Южно-Курильский городской округ», о. Шикотан);

6. **«Новиковский энергоузел»** с обеспечением электроснабжения с. Новиково (МО Корсаковский городской округ, о. Сахалин);

7. **Локальный энергоузел «Сфера»** с обеспечением электроснабжения жилых микрорайонов «Земляничные холмы», «Грушёвый сад», «Лесной двор», «Солнечный», «Ветеран» (МО городской округ «Город Южно-Сахалинск», о. Сахалин).

Указанные энергорайоны и энергоузлы имеют локальные системы производства электроэнергии – дизельные электростанции, мини ТЭЦ, мини ГЭС. Транспорт электроэнергии в данных энергорайонах и энергоузлах осуществляется в границах населенных пунктов, электрическая связь с основными энергорайонами области отсутствует.

Также в регионе имеется отдельная категория автономных энергоисточников производственных, технологических, собственных нужд ведомственных и коммерческих предприятий, в основном предприятий нефтегазового, рыбопромышленного секторов экономики, которые в данной Программе не рассматриваются и не включаются.

«Центральный энергорайон»

Выработку электроэнергии в «Центральном энергорайоне» обеспечивают три основные электростанции: «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», «Сахалинская ГРЭС-2» (введена в эксплуатацию в ноябре 2019 года, «Сахалинская ГРЭС» (с 01.12.2019 года выведена из эксплуатации в соответствии с приказом ПАО «Сахалинэнерго» №334-А от 22.11.2019 г.) (ПАО «Сахалинэнерго») и «Ногликская газовая электрическая станция» (АО «НГЭС»).

«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» и «Сахалинская ГРЭС-2» расположены в южной и центральной частях о. Сахалин и являются основными производителями электроэнергии на территории области. «НГЭС» функционирует в северной части острова и обеспечивает электроэнергией потребителей Ногликского, Александровск-Сахалинского и Тымовского районов.

Также в составе энергосистемы работают 2 блок-станции (бывшие ТЭЦ ЦБЗ) с выдачей мощности в общую сеть только в отопительный период МУП «Тепло» (г. Холмск), МУП «Водоканал» (г. Томари). В связи с запуском новой котельной в г. Долинск, ТЭЦ в г. Долинск (ООО «Тепловик-1») в 2018 году выведена из эксплуатации.

Транспортировкой электроэнергии занимаются следующие электросетевые организации:

- ПАО «Сахалинэнерго» (филиал «Распределительные сети»);
- Дальневосточная дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»;
- АО «Оборонэнерго»;
- ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»;
- МУП «Водоканал»;
- МУП «Жилищная коммунальная служба»;
- МУП «Поронайская коммунальная компания - 1»;
- МУП «Электросервис»;
- АО «Аэропорт Южно-Сахалинск»;
- МУП «Районные электрические сети»;

- МУП «Горэлектросеть»;
- МУП «Невельские районные электрические сети».

Системообразующие ЛЭП «Центрального энергорайона» сформированы на классе напряжения 35 - 220 кВ. Электрические сети напряжением 35 кВ и выше находятся в основном в эксплуатации ПАО «Сахалинэнерго». Распределение электроэнергии потребителям осуществляется на напряжении 0,4 – 6 (10) кВ.

Функции по сбыту электрической энергии осуществляют следующие сбытовые организации:

- филиал ПАО «ДЭК» «Сахалинэнергосбыт»;
- «Энергосбыт» АО «НГЭС» (в МО «Городской округ «Ногликский»).

«Северный энергорайон»

«Северный энергорайон» полностью расположен на территории МО городской округ «Охинский».

Выработку электроэнергии обеспечивает единственная электростанция – «Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»).

Транспортировкой электроэнергии занимаются следующие электросетевые организации:

- ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»;
- ООО «Охинские электрические сети»;
- АО «Оборонэнерго».

Системообразующая сеть «Северного энергорайона» сформирована на напряжении 35 кВ, распределительная на напряжении 0,4 - 6 кВ.

Функции по сбыту электрической энергии осуществляет «Энергосбыт» АО «Охинская ТЭЦ».

«Северо-Курильский энергорайон»

«Северо-Курильский энергорайон» расположен на о. Парамушир.

Выработкой, транспортировкой и сбытом электроэнергии занимается МП «ТЭС».

Выработка электроэнергии осуществляется на ДЭС г. Северо-Курильска, Мини ГЭС-1 и Мини ГЭС-2.

Передача и распределение электроэнергии от источников к потребителям осуществляется по сетям напряжением 0,4 - 6 кВ.

«Курильский энергоузел»

«Курильский энергоузел» расположен в центральной части о. Итуруп.

Выработкой, транспортировкой и сбытом электроэнергии занимается ООО «ДальЭнергоИнвест».

Выработка электроэнергии осуществляется на ДЭС «Китовая» и ДЭС «Рейдово».

Передача и распределение электроэнергии от источников к потребителям осуществляется по сетям напряжением 0,4 - 6 кВ. Электрическая связь между с. Рейдово и г. Курильск, с. Китовый осуществляется по КЛ-35 кВ.

«Южно-Курильский энергоузел»

«Южно-Курильский энергоузел» расположен в центральной части о. Кунашир.

Выработка электроэнергии осуществляется на ДЭС «Южно-Курильская» (ЗАО «Энергия Южно-Курильская») и «Менделеевской ГеоТЭС» (ООО «ДальЭнергоИнвест»).

Передача и распределение электроэнергии от источников к потребителям осуществляется по сетям напряжением 0,4 – 6 (10) кВ. Электрическая связь между «Менделеевской ГеоТЭС» и пгт. Южно-Курильск осуществляется по ВЛ-35 кВ.

Транспортировкой и сбытом электроэнергии занимается ЗАО «Энергия Южно-Курильская».

Энергоузел «Головнино»

Энергоузел «Головнино» расположен в южной части о. Кунашир.

Выработкой, транспортировкой и сбытом электроэнергии занимается ООО «ДальЭнергоИнвест».

Выработка электроэнергии осуществляется на ВДЭС «Головнино».

Передача и распределение электроэнергии осуществляется по сетям напряжением 0,4 – 6 кВ.

«Шикотанский энергоузел»

«Шикотанский энергоузел» расположен на о. Шикотан и состоит из отдельных локальных энергоузлов с. Малокурильское и с. Крабозаводское, работающих изолированно друг от друга.

Выработкой, транспортировкой и сбытом электроэнергии занимается МУП «Шикотанское жилищное управление».

Электроснабжение потребителей осуществляется от дизельных электростанций ДЭС с. Малокурильское и ДЭС с. Крабозаводское по сетям 0,4 - 6 кВ. Электрическая сеть 10 кВ острова представлена ВЛ-10 кВ и ТП-10/6 кВ в с. Крабозаводское. Линия была построена в 2013 г. для объединения электрических сетей с. Малокурильское и с. Крабозаводское и в настоящее время не эксплуатируется.

«Новиковский энергоузел»

«Новиковский энергоузел» расположен на Тонино-Анивском полуострове (юго-западная часть о. Сахалин).

Электроснабжение с. Новиково осуществляется от ВДЭС «Новиково» (АО «НДЭС»), по электрическим сетям 0,4 - 6 кВ.

Транспортировкой электроэнергии занимается МУП «Районные электрические сети».

Сбытом электроэнергии занимается филиал ПАО «ДЭК» «Сахалинэнергосбыт».

Локальный энергоузел «Сфера»

Локальный энергоузел «Сфера» обеспечивает электроснабжение потребителей жилых микрорайонов в г. Южно-Сахалинске.

Выработкой, транспортировкой и сбытом электроэнергии занимается ООО «Сах ГЭК».

Выработка электроэнергии осуществляется на Мини ТЭЦ «Сфера», передача и распределение электроэнергии осуществляется по электрическим сетям 0,4 - 10 кВ.

Структура установленной электрогенерирующей мощности.

Состав электростанций

По состоянию на 31.12.2019 г. суммарная установленная мощность электростанций «Сахалинской энергосистемы», входящих в энергорайоны и энергоузлы и содержащих генерирующие источники на основе ВИЭ, составила 804,40 МВт. Состав данных электростанций «Сахалинской энергосистемы» с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 31.12.2019 г. приведён в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Состав существующих электростанций «Сахалинской энергосистемы» по состоянию на 31.12.2019 г.

Наименование электростанции	Энергокомпания	Установленная мощность, МВт
«Центральный энергорайон»		634,74
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	ПАО «Сахалинэнерго»	455,24
«Сахалинская ГРЭС-2»	ПАО «Сахалинэнерго»	120,00
«НГЭС»	АО «НГЭС»	48,00
«Томаринская ТЭЦ»	МУП «Водоканал»	5,00
«Холмская ТЭЦ»	МУП «Тепло»	6,50
«Северный энергорайон»		99,00
«Охинская ТЭЦ»	АО «Охинская ТЭЦ»	99,00
Децентрализованные источники, всего		62,90
<i>из них:</i>		
Локальный энергоузел «Сфера»		7,20
Мини ТЭЦ «Сфера»	ООО «СахГЭК»	7,20
«Новиковский энергоузел»		4,96
ВДЭС «Новиково»	АО «НДЭС»	4,96
«Северо-Курильский энергорайон»		7,11
ДЭС «Северо-Курильская»	МП «ТЭС»	5,45
Мини ГЭС-1	МП «ТЭС»	1,26
Мини ГЭС-2	МП «ТЭС»	0,40
«Курильский энергоузел»		14,01

ДЭС «Рейдово»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	4,86
ДЭС «Китовая»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	9,15
«Южно-Курильский энергоузел»		20,73
ДЭС «Южно-Курильская»	ЗАО «Энергия Южно-курильская»	13,33
«Менделеевская ГеоТЭС»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	7,40
Энергоузел «Головнино»		2,25
ВДЭС «Головнино»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	2,25
«Шикотанский энергоузел»		6,65
ДЭС «Малокурильская»	МУП «Шикотанское жилищное управление»	4,25
ДЭС «Крабзаводская»	МУП «Шикотанское жилищное управление»	2,40
Прочие децентрализованные источники, всего		7,76
<i>из них:</i>		
ДЭС «Виахту»	МУП «Транспорт»	1,05
ДЭС «Хоз»	МУП «Транспорт»	1,00
Мини ТЭЦ «Ныш»	МУП «Водоканал»	0,60
ДЭС «Первомайская»	ООО «Энергетик»	1,27
ДЭС «Пихтовое»	ООО «Пихтовое»	0,26
Мини ТЭЦ «Сфера-2»	ООО «СахГЭК»	0,96
Наименование электростанции	Энергокомпания	Установленная мощность, МВт
ДЭС «Горное-1»	МУП «Жилкомсервис»	0,95
ДЭС «Горное-2»	МУП «Жилкомсервис»	1,58
ДЭС «Буревестник»	МУП «Жилкомсервис»	0,10

Структура установленных мощностей электростанций «Сахалинской энергосистемы» с разбивкой по энергорайонам и энергоузлам по состоянию на 31.12.2019 г. приведена на рисунке 3.1.

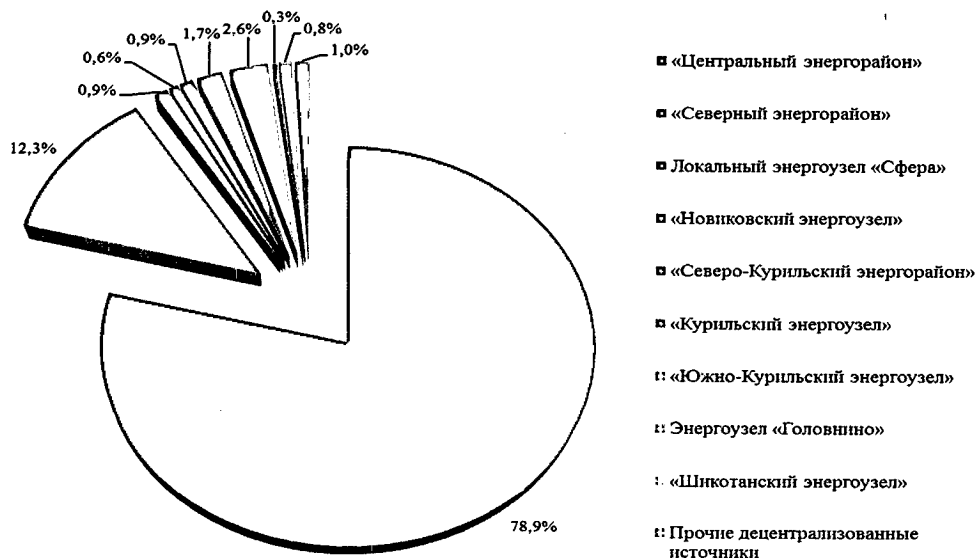


Рисунок 3.1. Структура установленных мощностей электростанций «Сахалинской энергосистемы» с разбивкой по энергорайонам и энергоузлам по состоянию на 31.12.2019 г.

Структура установленных мощностей электростанций «Сахалинской энергосистемы» по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 31.12.2019 г. приведена на рисунке 3.2.

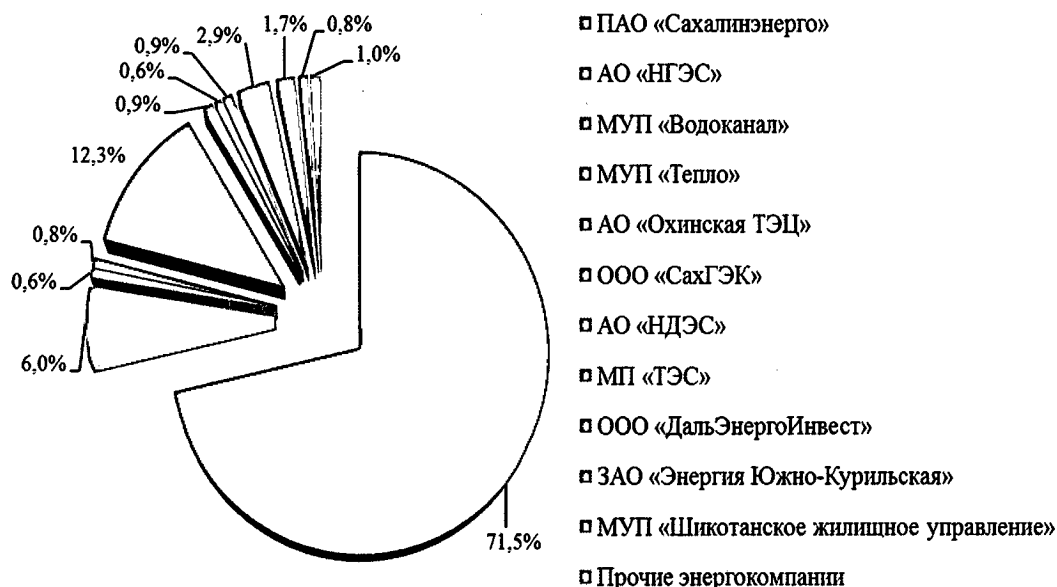


Рисунок 3.2. Структура установленных мощностей электростанций «Сахалинской энергосистемы» по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 31.12.2019 г.

Источники электрической энергии, функционирующие на основе ВИЭ

На территории Сахалинской области функционируют электростанции, использующие возобновляемые источники энергии: энергию ветра, геотермальную энергию, энергию воды. К электростанциям Сахалинской области, функционирующим на основе ВИЭ, относятся ВДЭС «Головнино», ВДЭС «Новиково», «Менделеевская ГеоТЭС», Мини ГЭС-1 и Мини ГЭС-2.

ВДЭС «Головнино» расположена в одноименном с. Головнино (МО «Южно-Курильский городской округ», о. Кунашир). На электростанции используются две ветроэнергетические установки Vestas V-27 (MRT 3534), установленные в 2016 г. Номинальная мощность установок составляет $2 \times 0,225$ МВт. Суммарная установленная мощность ВДЭС составляет 2,25 МВт.

ВДЭС «Новиково» расположена в с. Новиково (МО Корсаковский городской округ, о. Сахалин). На электростанции используются две ветроэнергетические установки Vestas V25, установленные в 2017 г. Номинальная мощность установок составляет $2 \times 0,225$ МВт. Суммарная установленная мощность ВДЭС составляет 4,958 МВт.

Геотермальная электростанция «Менделеевская ГеоТЭС» (МО «Южно-Курильский городской округ», о. Кунашир) использует пароводяную смесь участка Нижне-Менделеевский месторождения «Горячий Пляж». Вырабатываемая электрическая энергия отпускается в электрическую сеть «Южно-

Курильского энергоузла». Отработанная пораводяная смесь используется для теплоснабжения п.г.т. Южно-Курильск. На электростанции используется бинарная энергетическая установка (БЭУ) ORMAT номинальной электрической мощностью 7,4 МВт. Электростанция введена в эксплуатацию в 2019 г. после реконструкции.

Мини ГЭС-1 (г. Северо-Курильск, МО Северо-Курильский городской округ, о. Парамушир) расположена на реке Матросская. На электростанции используются две гидротурбины ФГ2-100-38, установленные в 2004 г. Номинальная мощность гидротурбин составляет 2×0,63 МВт.

Мини ГЭС-2 (г. Северо-Курильск, МО Северо-Курильский городской округ, о. Парамушир) расположена на реке Снежная. На электростанции используется гидротурбина ФГ2-50-38, установленная в 2004 г. Номинальная мощность гидротурбины составляет 0,4 МВт.

Прочие децентрализованные (изолированные) источники электрической энергии

Также на территории Сахалинской области функционирует ряд источников электрической энергии малой мощности (менее 5,0 МВт), обеспечивающих электроснабжение отдалённых населённых пунктов, к таким энергоисточникам относятся:

- ДЭС «Виахту» (Электроснабжение с. Виахту и с. Трамбаус МО городской округ «Александр-Сахалинский район») установленной мощностью 1,05 МВт. Эксплуатирующая организация – МУП «Транспорт»;

- ДЭС «Хоэ» (Электроснабжение с. Хоэ и с. Танги МО городской округ «Александр-Сахалинский район») установленной мощностью 1,0 МВт. Эксплуатирующая организация – МУП «Транспорт»;

- Мини ТЭЦ «Ныш» (Электро-, теплоснабжение с. Ныш МО «Городской округ Ногликский») установленной мощностью 0,6 МВт. Эксплуатирующая организация – МУП «Водоканал»;

- ДЭС «Первомайская» (Электроснабжение с. Первомайск МО городской округ «Смирныховский») установленной мощностью 1,27 МВт. Эксплуатирующая организация – ООО «Энергетик»;

- ДЭС «Пихтовое» (Электроснабжение с. Пихтовое и с. Береговое МО Корсаковский городской округ) установленной мощностью 0,26 МВт. Эксплуатирующая организация – ООО «Пихтовое»;

- Мини ТЭЦ «Сфера-2» (Электроснабжение жилого района «Октябрьский» г. Южно-Сахалинска) установленной мощностью 0,96 МВт. Эксплуатирующая организация – ООО «Сах ГЭК»;

- ДЭС «Горное-1» и ДЭС «Горное-2» (Электроснабжение с. Горное МО «Курильский городской округ, о. Итуруп) установленной мощностью

0,95 и 1,58 МВт. Эксплуатирующая организация – МУП «Жилкомсервис» (до 2019 г. – филиал ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО ЖКС №6);

- ДЭС «Буревестник» (Электроснабжение с. Буревестник МО «Курильский городской округ, о. Итуруп) установленной мощностью 0,1 МВт. Эксплуатирующая организация – МУП «Жилкомсервис».

**Анализ балансовой ситуации «Сахалинской энергосистемы»
за 2017 - 2019 гг.**

4.1 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности «Сахалинской энергосистемы»

Выработка электроэнергии электростанциями «Сахалинской энергосистемы» за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Выработка электроэнергии электростанциями «Сахалинской энергосистемы» за отчетный период 2017 - 2019 г.г.

млн. кВтч

Наименование электростанции	Энергокомпания	2017 г.	2018 г.	2019 г.
«Центральный энергорайон»		2372,19	2430,47	2544,89
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»*	ПАО «Сахалинэнерго»	2012,17	2046,09	2154,49
«Сахалинская ГРЭС»	ПАО «Сахалинэнерго»	149,55	166,82	93,07
«Сахалинская ГРЭС-2»	ПАО «Сахалинэнерго»	-	-	90,11**
«НГЭС»	АО «НГЭС»	205,16	214,93	205,28
Блок-станции, в т.ч.		5,32	2,63	1,94
«Томаринская ТЭЦ»		0,65	0,63	0,48
«Холмская ТЭЦ»		2,78	2,00	1,47
«Долинская ТЭЦ»		1,90	0,0	0,0
«Северный энергорайон»		212,59	207,36	208,02
«Охинская ТЭЦ»	АО «Охинская ТЭЦ»	212,59	207,36	208,02
Децентрализованные источники, всего		123,20	133,12	135,25
Локальный энергоузел «Сфера»		15,83	16,26	15,49
Мини ТЭЦ «Сфера»	ООО «СахГЭК»	15,83	16,26	15,49
«Новиковский энергоузел»		1,68	1,72	1,80
ВДЭС «Новиково»	АО «НДЭС»	1,68	1,72	1,80
«Северо-Курильский энергорайон»		18,83	20,53	22,41
ДЭС «Северо-Курильская»	МП «ТЭС»	16,16	18,15	21,08
Мини ГЭС-1	МП «ТЭС»	1,68	1,52	0,69
Мини ГЭС-2	МП «ТЭС»	0,99	0,85	0,64
«Курильский энергоузел»		29,53	33,84	35,74
ДЭС «Рейдово»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	10,03	11,76	12,29
ДЭС «Китовая»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	19,51	22,08	23,45
«Южно-Курильский энергоузел»		31,14	34,14	35,47

Наименование электростанции	Энергокомпания	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ДЭС «Южно-Курильская»	ЗАО «Энергия Южно-Курильская»	31,14	34,14	30,92
«Менделеевская ГеоТЭС»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	-	-	4,55
Энергоузел «Головнино»		1,77	1,85	2,08
ВДЭС «Головнино»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	1,77	1,85	2,08
«Шикотанский энергоузел»		24,42	24,80	22,25
ДЭС «Малокурильская»	МУП «Шикотанское жилищное управление»	14,48	12,33	14,25
ДЭС «Крабзаводская»	МУП «Шикотанское жилищное управление»	6,78	7,68	8,01
ДЭС «Курильский рыбак»***	ЗАО «Курильский рыбак»	3,16	4,78	-
Прочие децентрализованные источники, всего		12,85	12,22	12,07
ДЭС «Виахту»	МУП «Транспорт»	0,89	0,80	0,79
ДЭС «Хоэ»	МУП «Транспорт»	0,91	0,96	0,96
Мини ТЭЦ «Ныш»	МУП «Водоканал»	1,20	1,48	1,45
ДЭС «Первомайская»	ООО «Энергетик»	1,63	1,71	1,68
ДЭС «Пихтовое»	ООО «Пихтовое»	0,24	0,23	0,23
Мини ТЭЦ «Сфера-2»	ООО «СахГЭК»	2,51	1,34	1,47
ДЭС «Горное-1»****	МУП «Жилкомсервис»	1,92	2,02	1,94
ДЭС «Горное-2»****	МУП «Жилкомсервис»	3,22	3,39	3,25
ДЭС «Буревестник»	МУП «Жилкомсервис»	0,33	0,29	0,31
Всего по «Сахалинской энергосистеме»		2720,83	2783,17	2900,23
Примечания:				
* – выработка «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1» с учетом выработки резервных источников генерации;				
** – выработка «Сахалинской ГРЭС-2» с учетом пусконаладочных работ;				
*** – находилась в эксплуатации (аренда) у МУП «Шикотанское жилищное управление» с 11.2015 г. по 12.2018 г.;				
**** – находится в эксплуатации (аренда) у МУП «Жилкомсервис» с 08.2018 г.				

За отчетный период 2017 - 2019 гг. более 87% от суммарного производства электроэнергии электростанциями на территории Сахалинской области вырабатывалось на электростанциях «Центрального энергорайона» (о. Сахалин). Суммарная выработка электроэнергии электростанциями «Сахалинской энергосистемы» в 2019 г. по отношению к 2017 г. увеличилась на 179,4 млн. кВтч (+6,59 %) и составила 2900,23 млн. кВтч.

Структура выработки электроэнергии на электростанциях «Сахалинской энергосистемы» по принадлежности к энергокомпаниям за 2017 - 2019 гг. приведена в таблице 4.2 и на рисунке 4.1.

**Выработка электроэнергии электростанциями «Сахалинской энергосистемы» по принадлежности к энергокомпаниям
в отчётный период 2017 -2019 г.г.**

Энергокомпания	2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
ПАО «Сахалинэнерго»	2161,71	79,5	2212,91	79,5	2337,67	80,6
АО «НГЭС»	205,16	7,5	214,93	7,7	205,28	7,1
Блок-станции (МУП «Водоканал», МУП «Тепло», ООО «Тепловик-1»)	5,32	0,2	2,63	0,1	1,94	0,1
АО «Охинская ТЭЦ»	212,59	7,8	207,36	7,5	208,02	7,2
ООО «СахГЭК»	15,83	0,6	16,26	0,6	15,49	0,5
АО «НДЭС»	1,68	0,1	1,72	0,1	1,80	0,1
МП «ТЭС»	18,83	0,7	20,53	0,7	22,41	0,8
ООО «ДальЭнергоИнвест»	31,30	1,2	35,68	1,3	42,37	1,5
ЗАО «Энергия Южно-Курильская»	31,14	1,1	34,14	1,2	30,92	1,1
МУП «Шикотанское жилищное управление»	21,26	0,8	20,01	0,7	22,25	0,8
ЗАО «Курильский рыбак»	3,16	0,1	4,78	0,2	-	-
Прочие энергокомпании	12,85	0,5	12,22	0,4	12,07	0,4
Всего по «Сахалинской энергосистеме»	2720,83	100	2783,17	100	2900,23	100

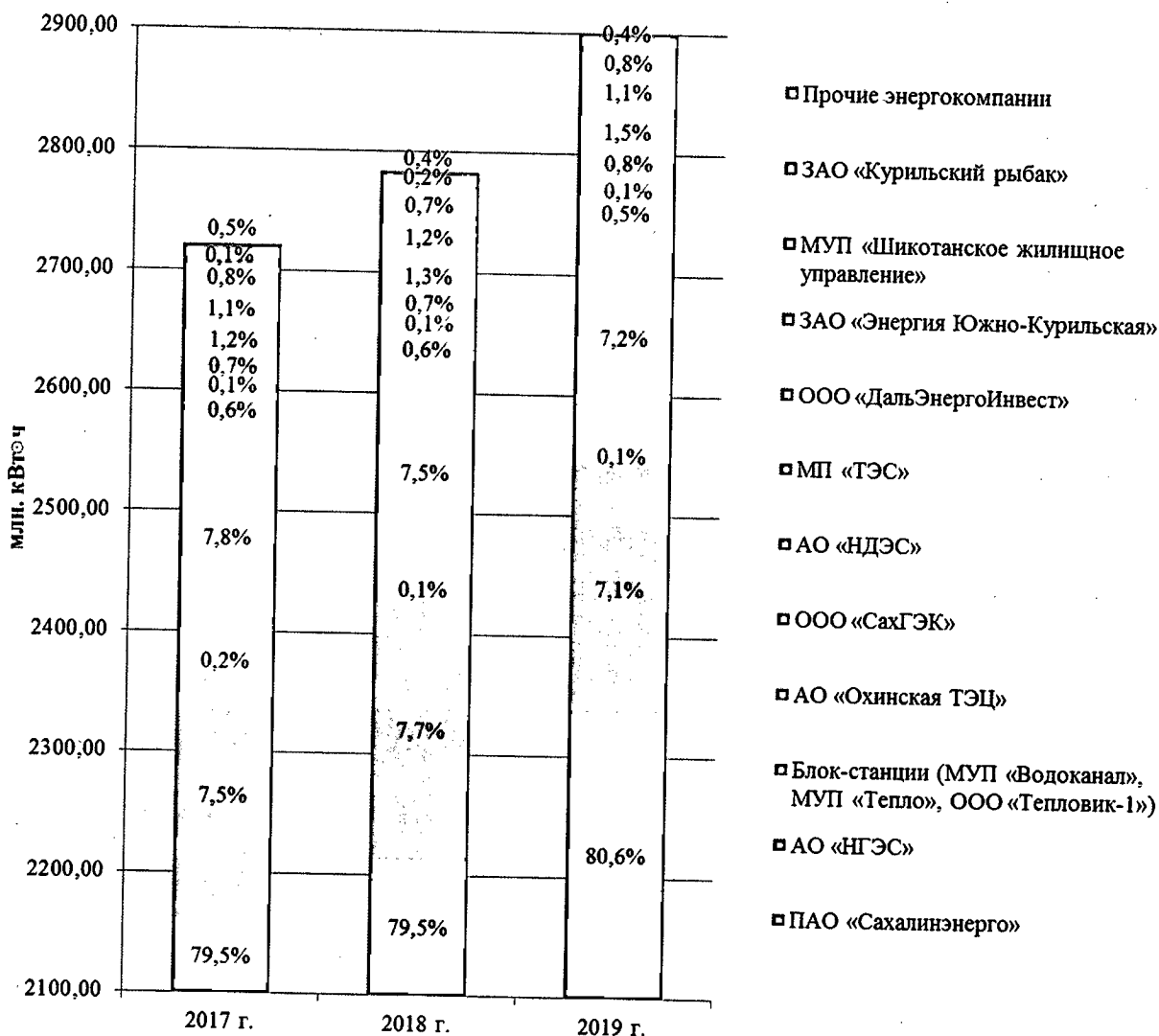


Рисунок 4.1. Структура выработки электроэнергии на электростанциях «Сахалинской энергосистемы» по принадлежности к энергокомпаниям за 2017 - 2019 гг.

Динамика установленных мощностей электростанций «Сахалинской энергосистемы» за отчётный период 2017 - 2019 гг. приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Установленные мощности электростанций «Сахалинской энергосистемы» за отчётный период 2017 - 2019 г.г.
МВт

Наименование электростанции	2017 г.	2018 г.	2019 г.
«Центральный энергорайон»	610,74	598,74	634,74
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24
«Сахалинская ГРЭС»	84,00	84,00	-
«Сахалинская ГРЭС-2»	-	-	120,00
«НГЭС»	48,00	48,00	48,00
Блок-станции, в т.ч.	23,50	11,50	11,50
«Томаринская ТЭЦ»	5,00	5,00	5,00
«Холмская ТЭЦ»	6,50	6,50	6,50
«Долинская ТЭЦ»	12,00	-	-
«Северный энергорайон»	99,00	99,00	99,00

Наименование электростанции	2017 г.	2018 г.	2019 г.
«Охинская ТЭЦ»	99,00	99,00	99,00
Децентрализованные источники, всего	49,52	53,13	62,90
<i>из них:</i>			
Локальный энергоузел «Сфера»	7,20	7,20	7,20
Мини ТЭЦ «Сфера»	7,20	7,20	7,20
«Новиковский энергоузел»	5,21	5,21	4,96
ВДЭС «Новиково»	5,21	5,21	4,96
«Северо-Курильский энергорайон»	7,58	7,58	7,11
ДЭС «Северо-Курильская»	5,92	5,92	5,45
Мини ГЭС-1	1,26	1,26	1,26
Мини ГЭС-2	0,40	0,40	0,40
«Курильский энергоузел»	10,82	10,82	14,02
ДЭС «Рейдово»	3,26	3,26	4,86
ДЭС «Китовая»	7,55	7,55	9,15
«Южно-Курильский энергоузел»	9,87	11,83	20,73
ДЭС «Южно-Курильская»	9,87	11,83	13,33
«Менделеевская ГеоТЭС»	-	-	7,40
Энергоузел «Головнино»	2,25	2,25	2,25
ВДЭС «Головнино»	2,25	2,25	2,25
«Шикотанский энергоузел»	6,60	8,25	6,65
ДЭС «Малокурильская»	2,60	4,25	4,25
ДЭС «Крабзаводская»	2,40	2,40	2,40
ДЭС «Курильский рыбак»*	1,60	1,60	-
Прочие децентрализованные источники, всего	6,74	6,88	3,58
<i>из них:</i>			
ДЭС «Виахту»	0,50	0,70	1,05
ДЭС «Хоз»	0,95	1,05	1,00
Мини ТЭЦ «Ныш»	0,60	0,60	0,60
ДЭС «Первомайская»	0,85	0,75	1,27
ДЭС «Пихтовое»	0,26	0,20	0,26
Мини ТЭЦ «Сфера-2»	0,96	0,96	0,96
ДЭС «Горное-1»**	0,95	0,95	0,95
ДЭС «Горное-2»**	1,58	1,58	1,58
ДЭС «Буревестник»	0,10	0,10	0,10
Итого по «Сахалинской энергосистеме»	766,00	757,75	804,40
Примечания:			
* - находилась в эксплуатации (аренда) у МУП «Шикотанское жилищное управление» с 11.2015 г. по 12.2018 г.;			
** - находится в эксплуатации (аренда) у МУП «Жилкомсервис» с 08.2018 г.			

В отчётном периоде 2017 - 2019 гг. установленная мощность электростанций «Сахалинской энергосистемы» возросла на 38,4 МВт (+5,0 %). За отчетный период 2017 - 2019 гг. произошли следующие изменения установленной мощности:

2018 год:

- увеличение установленной мощности ДЭС «Южно-Курильская» («Южно-Курильский энергоузел») на 1,96 МВт за счет ввода новых агрегатов суммарной установленной мощностью 3,0 МВт и демонтажа существующих агрегатов мощностью 1,04 МВт;

- ввод новых агрегатов на ДЭС «Малокурильская» («Шикотанский энергоузел») суммарной установленной мощностью 1,65 МВт;
- ввод новых агрегатов на ДЭС «Виахту» установленной мощностью 0,2 МВт;
- ввод новых агрегатов на ДЭС «Хоэ» установленной мощностью 0,1 МВт;
- вывод из эксплуатации «Долинской ТЭЦ» («Центральный энергорайон») мощностью 12 МВт;
- демонтаж оборудования на ДЭС «Первомайская» установленной мощностью 0,1 МВт;
- демонтаж оборудования на ДЭС «Пихтовое» установленной мощностью 0,06 МВт.

2019 год:

- ввод «Сахалинской ГРЭС-2» («Центральный энергорайон») мощностью 120,0 МВт (приказ АО «Сахалинская ГРЭС-2» от 22.11.2019 г. № 124/П);
- ввод новых агрегатов на ДЭС «Южно-Курильская» («Южно-Курильский энергоузел») суммарной установленной мощностью 1,5 МВт;
- ввод Менделеевской ГеоТЭС («Южно-Курильский энергоузел») установленной мощностью 7,4 МВт;
- ввод нового агрегата на ДЭС «Китовая» («Курильский энергоузел») установленной мощностью 1,6 МВт;
- ввод новых агрегатов на ДЭС «Рейдово» («Курильский энергоузел») установленной мощностью 1,6 МВт;
- ввод новых агрегатов на ДЭС «Виахту» установленной мощностью 0,35 МВт;
- ввод новых агрегатов на ДЭС «Первомайская» установленной мощностью 0,52 МВт;
- ввод новых агрегатов на ДЭС «Пихтовое» установленной мощностью 0,06 МВт;
- вывод из эксплуатации «Сахалинской ГРЭС» («Центральный энергорайон») мощностью 84,0 МВт (приказ ПАО «Сахалинэнерго» №334-А от 22.11.2019 г.);
- окончание срока аренды ДЭС «Курильский рыбак» установленной мощностью 1,6 МВт у МУП «Шикотанское жилищное управление»;
- демонтаж оборудования на ВДЭС «Новиково» («Новиковский энергоузел») мощностью 0,26 МВт;
- демонтаж оборудования на ДЭС «Северо-Курильская» («Северо-Курильский энергорайон») мощностью 0,47 МВт;

- демонтаж оборудования на ДЭС «Хоз» установленной мощностью 0,05 МВт.

По причине высокого физического износа оборудования «НГЭС» рассматривается возможность вывода из эксплуатации генерирующего оборудования действующей электростанции с последующей установкой оборудования мобильных ГТЭС мощностью 67,5 МВт.

Также следует отметить высокий износ турбогенератора № 4 на «Охинской ТЭЦ», введенного в эксплуатацию в 1969 г. В качестве мероприятия по ликвидации выявленной проблемы может рассматриваться модернизация или замена устаревшего оборудования. В настоящее время индивидуальный ресурс турбоагрегата продлен до 245 тыс. часов.

Показатели работы источников электрической энергии, функционирующих на основе ВИЭ на территории Сахалинской области

В рассматриваемом отчетном периоде 2017 - 2019 гг. на территории Сахалинской области функционировали следующие источники электрической энергии на основе ВИЭ:

- Мини ГЭС-1 и Мини ГЭС-2 на о. Парамушир;
- ВЭУ на ВДЭС «Головнино» в с. Головнино;
- ВЭУ на ВДЭС «Новиково» в с. Новиково;
- «Менделеевская ГеоТЭС».

В таблице 4.4 приведены основные показатели работы перечисленных энергоустановок за отчетный период.

Таблица 4.4

Показатели работы источников электрической энергии, функционирующих на основе ВИЭ

Наименование энергоустановки	Установленная мощность, кВт	Выработка электрической энергии, тыс. кВтч			КИУМ за 2017-2019 г.г.
		2017 г.	2018 г.	2019 г.	
Мини ГЭС-1					
гидротурбины ФГ2-100-38	2×630	1 681,6	1 522,0	693,1	0,12
Мини ГЭС-2					
гидротурбина ФГ2-50-38	400	985,7	851,8	637,3	0,24
ВДЭС «Головнино»					
ВЭУ Vestas V-27	2×225	109,1	111,0	96,7	0,03
ВДЭС «Новиково»					
ВЭУ Vestas V25	2×225	188,1	168,2	134,3	0,04
«Менделеевская ГеоТЭС»					
БЭУ ORMAT	7400	-	-	4 547,5	0,25

Для оценки эффективности работы генераторов ВИЭ может быть использован коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Согласно пункту 33(1) Основ ценообразования в области регулируемых цен

(тарифов) в электроэнергетике (утверждены постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178) для генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии или торфа, устанавливаются нормативные индикаторы коэффициента использования установленной мощности (КИУМ):

- 0,38 – в отношении генерирующих объектов гидрогенерации независимо от величины установленной мощности;
- 0,27 – в отношении генерирующих объектов ветровой генерации независимо от величины установленной мощности;
- для геотермальных энергоблоков нормативные индикаторы не установлены.

Таким образом, фактические значения КИУМ ветроэнергетических установок и Мини ГЭС Сахалинской области в отчетном периоде были ниже соответствующих нормативных индикаторов, отраженных в Основах ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике.

Низкий показатель КИУМ, работающих на дизельных электростанциях ВЭУ, может быть обусловлен относительно большими величинами единичных мощностей агрегатов ДЭС и ВЭУ в сравнении с потреблением мощности изолированного района. Так, например, среднегодовая нагрузка потребителей «Новиковского энергоузла» в период 2017 - 2019 гг. составляла порядка 200 кВт, при этом на электростанции установлены две ВЭУ установленной мощностью по 225 кВт. Таким образом, с учетом текущего уровня потребления мощности энергорайонов отсутствует возможность использовать максимальную мощность ВЭУ при низких нагрузках потребителей изолированного района (ночные часы, летний период).

При этом стоит отметить, что основной целью установки ВЭУ на ДЭС является экономия используемого на электростанции дизельного топлива. Оценка экономии дизельного топлива на ВДЭС Сахалинской области за отчетный период приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5

Оценка объемов экономии дизельного топлива на ВДЭС Сахалинской области

Показатель	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2017-2019 г.г.
ВДЭС «Головнино»					
Выработка ДГ	тыс.кВтч	1 657,0	1 735,8	1 985,2	5 378,0
Выработка ВЭУ	тыс.кВтч	109,1	111,0	96,7	316,8
Доля выработки ВЭУ	%	6,6	6,4	4,9	5,9
Удельный расход условного топлива	г у.т./кВтч	352,9	359,5	404,7	372,3
Экономия условного топлива	т у.т.	38,5	39,9	39,1	118,0

Показатель	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2017-2019 г.г.
ВДЭС «Новиково»					
Выработка ДГ	тыс.кВтч	1680,9	1715,3	1706,6	5 102,8
Выработка ВЭУ	тыс.кВтч	188,1	168,2	134,3	490,6
Доля выработки ВЭУ	%	10,1	8,9	7,3	8,8
Удельный расход условного топлива	г у.т./кВтч	361,4	372,2	379,0	370,8
Экономия условного топлива	т у.т.	33,4	31,9	22,5	87,8

В отчетном периоде годовая доля выработки ВЭУ от суммарной выработки ВДЭС составляла для ВДЭС «Головнино» от 4,9% до 6,6%, для ВДЭС «Новиково» от 7,3% до 10,1%. Годовой объем экономии дизельного топлива для обеих электростанций составлял порядка 20-40 т условного топлива. За отчетный трехлетний период экономия дизельного топлива на ВДЭС «Головнино» оценивается на уровне 118,0 т у.т., на ВДЭС «Новиково» – 87,8 т у.т.

4.2. Отчётная динамика потребления электроэнергии в Сахалинской области. Динамика максимального потребления мощности энергосистемы и крупных узлов нагрузки. Структура электропотребления и перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности на территории Сахалинской области

Динамика электропотребления «Сахалинской энергосистемы» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.6 и на рисунке 4.2.

Таблица 4.6

Динамика электропотребления «Сахалинской энергосистемы» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, млн. кВтч	2707,98	2770,95	2888,16
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	62,98	117,21
Годовой прирост, %	-	2,33	4,23

С 2017 г. по 2018 г. электропотребление «Сахалинской энергосистемы» выросло на 62,98 млн. кВтч (+2,33 %), в 2019 г. электропотребление выросло на 117,21 млн. кВтч (+4,23 %) относительно 2018 г.

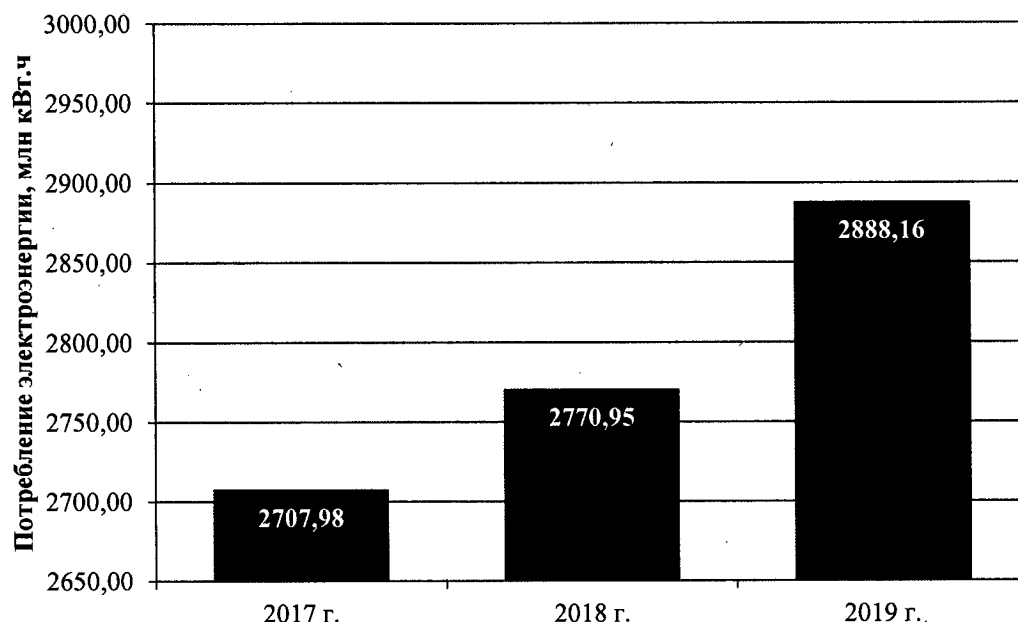


Рисунок 4.2. Динамика потребления электрической энергии «Сахалинской энергосистемы» за отчетный период 2017-2019 гг.

Распределение нагрузки по энергорайонам и энергоузлам «Сахалинской энергосистемы» за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведено в таблице 4.7 и на рисунке 4.3.

Таблица 4.7

**Распределение нагрузки по энергорайонам и энергоузлам
«Сахалинской энергосистемы»**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	«Центральный энергорайон» в т.ч.:	МВт	395	415	445
1.1.	- «Северная часть»	МВт	21,3	21,9	21,9
1.2.	- «Центральная часть»	МВт	70,2	73,41	73,41
1.3.	- «Южная часть»	МВт	303,5	320,69	320,69
2	«Северный энергорайон»	МВт	33	32,1	31,3
Децентрализованные (изолированные) энергорайоны и энергоузлы					
3	Локальный энергоузел «Сфера»	МВт	3,5	3,53	3,55
4	«Новиковский энергоузел»	МВт	0,42	0,41	0,39
5	«Южно-Курильский энергоузел»	МВт	5,65	6,05	6,33
6	Энергоузел «Головнино»	МВт	0,41	0,43	0,48
7	«Шикотанский энергоузел»	МВт	4,1	4,15	4,45
8	«Курильский энергоузел»	МВт	6,78	7,09	7,48
9	«Северо-Курильский энергорайон»	МВт	3,2	3,73	4,3

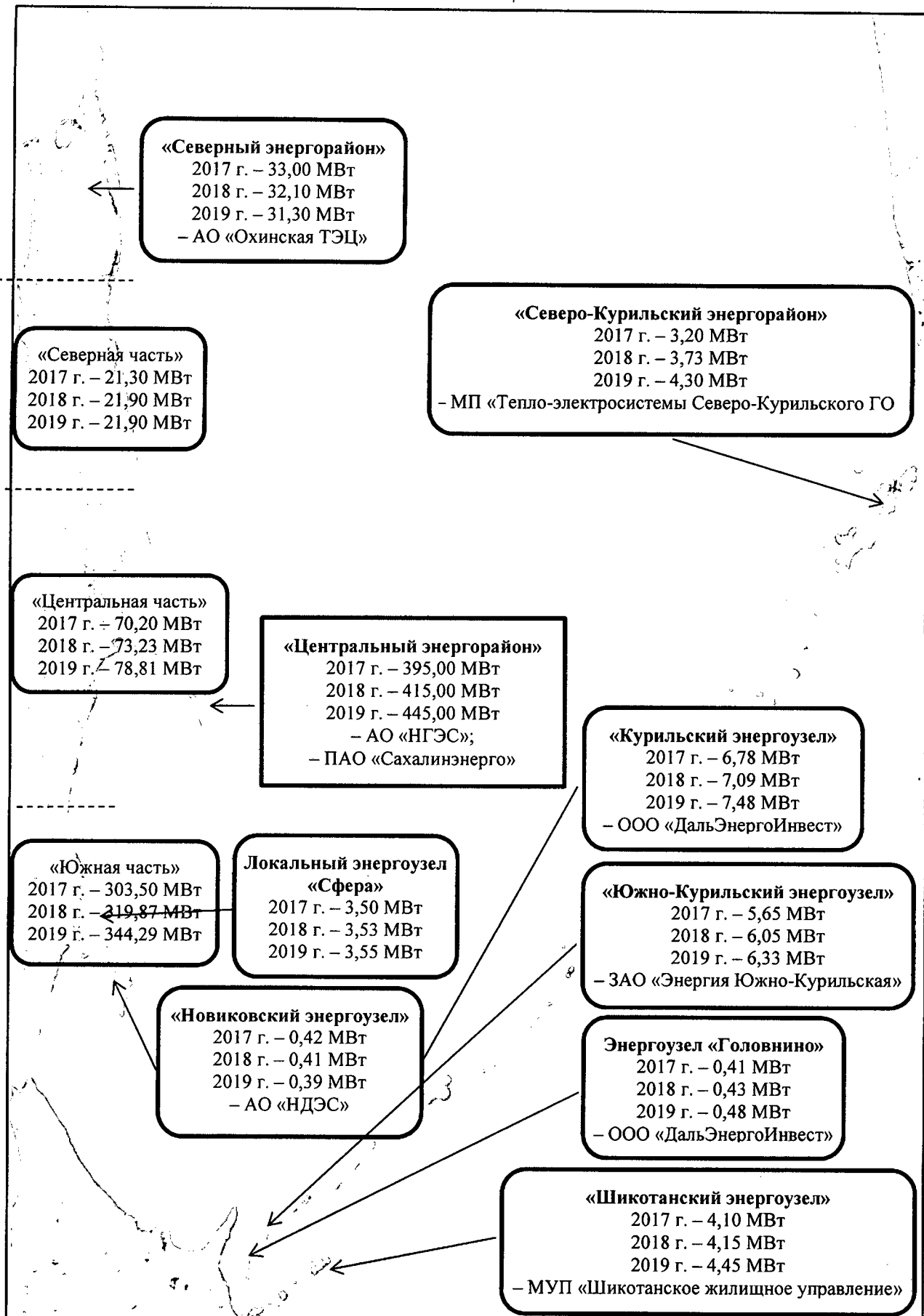


Рисунок 4.3. Распределение нагрузки по энергорайонам и энергоузлам «Сахалинской энергосистемы» с указанием гарантирующих поставщиков электроэнергии по каждому энергорайону и энергоузлу

Коэффициенты совмещения максимумов нагрузки энергорайонов и энергоузлов Сахалинской области

В таблице 4.8 приведены следующие коэффициенты:

- коэффициент суточной неравномерности потребления мощности в день прохождения годового максимума потребления мощности (K1);
- коэффициент годовой неравномерности потребления мощности (K2).

Расчет коэффициентов проведен на основании отчетных данных о потреблении мощности энергорайонами и энергоузлами за 2017 - 2019 гг. В таблице приведены средние значения коэффициентов за 2017 - 2019 гг.

Таблица 4.8

Коэффициенты годовой и суточной неравномерности потребления мощности крупными энергорайонами и энергоузлами Сахалинской области

Наименование показателя	K1	K2
«Центральный энергорайон»	0,662	0,711
«Северный энергорайон»	0,867	0,782
Децентрализованные (изолированные) энергорайоны и энергоузлы		
Локальный энергоузел «Сфера»	0,563	0,425
«Новиковский энергоузел»	0,580	0,776
«Южно-Курильский энергоузел»*	0,655	0,666
Энергоузел «Головнино»*	0,655	0,666
«Шикотанский энергоузел»*	0,655	0,651
«Курильский энергоузел»**	0,412	0,669
«Северо-Курильский энергорайон»*	0,655	0,598
Примечания:		
* - коэффициенты приняты по данным «Схемы и программы развития электроэнергетики Сахалинской области на период 2019-2023 гг.» в связи с отсутствием необходимой информации для расчета коэффициентов от ЗАО «Энергия Южно-Курильская», МП «Тепло-электросистемы Северо-Курильского городского округа» и МУП «Шикотанское жилищное управление»;		
** - коэффициенты рассчитаны на основании данных о потреблении мощности за 2019 г. в связи с тем, что информация за 2017 г. и 2018 г. отсутствует		

«Центральный энергорайон»

«Центральный энергорайон» обеспечивает электроснабжение потребителей 14 муниципальных образований Сахалинской области (таблица 4.9).

Таблица 4.9

Административное деление «Центрального энергорайона»

№ п/п	Наименование муниципального образования (МО)
1	МО городской округ «Александровск-Сахалинский район»
2	МО «Анивский городской округ»
3	МО городской округ «Долинский»
4	МО Корсаковский городской округ

№ п/п	Наименование муниципального образования (МО)
5	МО «Макаровский городской округ»
6	МО «Невельский городской округ»
7	МО «Городской округ Ногликский»
8	МО Поронайский городской округ
9	МО городской округ «Смирныховский»
10	МО «Томаринский городской округ»
11	МО «Тымовский городской округ»
10	МО «Томаринский городской округ»
11	МО «Тымовский городской округ»
12	МО Углегорский городской округ
13	МО «Холмский городской округ»
14	МО городской округ «Город Южно-Сахалинск»

Динамика электропотребления «Центрального энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.10 и на рисунке 4.4.

Таблица 4.10

**Динамика электропотребления «Центрального энергорайона»
за отчётный период 2017 -2019 гг.**

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, млн. кВтч	2372,19	2430,47	2544,89
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	58,28	114,42
Годовой прирост, %	-	2,46	4,71



Рисунок 4.4. Динамика потребления электрической энергии и мощности «Центрального энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

С 2017 по 2018 год электропотребление «Центрального энергорайона» выросло на 58,28 млн. кВтч (+2,46 %), в 2019 году электропотребление выросло на 114,42 млн. кВтч (+4,71 %) относительно 2018 года.

Внутригодовая динамика электропотребления в млн. кВтч и в процентах за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведена в таблице 4.11 и на рисунке 4.5.

Таблица 4.11

**Внутригодовая динамика электропотребления
«Центрального энергорайона» за 2017 - 2019 гг.**

млн. кВтч

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
2017 г.	241,68	211,07	215,88	195,68	186,04	174,18	159,48	160,83	166,54	202,58	214,52	243,73	2372,19
<i>то же в %</i>	10,19	8,90	9,10	8,25	7,84	7,34	6,72	6,78	7,02	8,54	9,04	10,27	100,00
2018 г.	240,01	222,24	225,84	199,58	192,59	178,68	172,26	167,09	170,18	197,03	214,16	250,81	2430,47
<i>то же в %</i>	9,88	9,14	9,29	8,21	7,92	7,35	7,09	6,88	7,00	8,12	8,81	10,32	100,00
2019 г.	253,35	232,48	233,24	207,26	193,55	183,99	180,16	175,66	178,12	207,21	232,01	267,87	2544,89
<i>то же в %</i>	9,955	9,13	9,17	8,14	7,61	7,23	7,08	6,903	7,00	8,14	9,12	10,53	100,00

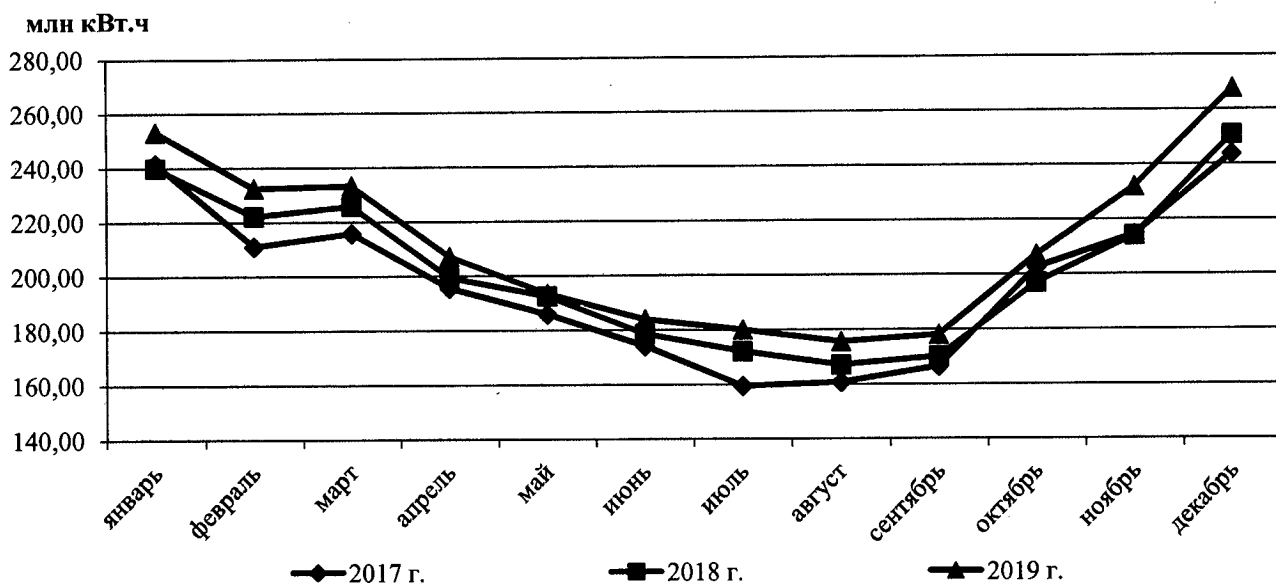


Рисунок 4.5. Внутригодовая динамика электропотребления «Центрального энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

Годовые графики электропотребления характеризуются ярко выраженным сезонным спадом электропотребления до величины 6,72 – 6,90% от величины годового электропотребления в июле-августе месяце. Максимум электропотребления наблюдался в январе-декабре и составлял 10,27 - 10,53% от величины годового электропотребления.

Динамика максимального потребления мощности «Центрального энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.12 и на рисунке 4.4.

Динамика максимального потребления мощности «Центрального энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (сахалинское время)	20.12.17 г. в 19-00	31.12.18 г. в 19-00	31.12.19 г. в 19-00
Среднесуточная температура, °С	-16	-7,7	-5,4
Максимальное потребление мощности, МВт	395,00	415,00	445,0
- в т.ч. «Северная часть»	21,30	21,90	21,90
- в т.ч. «Центральная часть»	70,20	73,23	78,81
- в т.ч. «Южная часть»	303,50	319,87	344,29
Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	20,00	30,00
Годовой прирост, %	-	5,06	7,23
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	6006	5857	5719

В 2019 году максимальное потребление мощности «Центрального энергорайона» было зафиксировано 31 декабря в 19-00 часов Сахалинского времени и составило 445 МВт, что на 50 МВт выше максимального потребления мощности в 2017 году.

Ход месячных максимумов потребления мощности «Центрального энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведен в таблице 4.13 и на рисунке 4.6.

Таблица 4.13

Ход месячных максимумов потребления мощности «Центрального энергорайона» за 2017 - 2019 гг.

Год	МВт											
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.	392,0 0	384,0 0	358,0 0	340,0 0	304,0 0	302,0 0	276,0 0	291,0 0	317,00	344,0 0	374,0 0	395,0 0
<i>в о.е.</i>	<i>0,992</i>	<i>0,972</i>	<i>0,906</i>	<i>0,861</i>	<i>0,770</i>	<i>0,765</i>	<i>0,699</i>	<i>0,737</i>	<i>0,803</i>	<i>0,871</i>	<i>0,947</i>	<i>1,000</i>
2018 г.	400,0 0	391,0 0	375,0 0	355,0 0	318,0 0	314,0 0	302,0 0	291,0 0	318,00	335,0 0	382,0 0	415,0 0
<i>в о.е.</i>	<i>0,964</i>	<i>0,942</i>	<i>0,904</i>	<i>0,855</i>	<i>0,766</i>	<i>0,757</i>	<i>0,728</i>	<i>0,701</i>	<i>0,766</i>	<i>0,807</i>	<i>0,920</i>	<i>1,000</i>
2019 г.	409,0 0	416,0 0	372,0 0	360,0 0	318,0 0	325,0 0	320,0 0	305,0 0	336,00	349,00	407,00	445,00
<i>в о.е.</i>	<i>0,919</i>	<i>0,935</i>	<i>0,836</i>	<i>0,809</i>	<i>0,715</i>	<i>0,730</i>	<i>0,719</i>	<i>0,685</i>	<i>0,755</i>	<i>0,784</i>	<i>0,915</i>	<i>1,000</i>

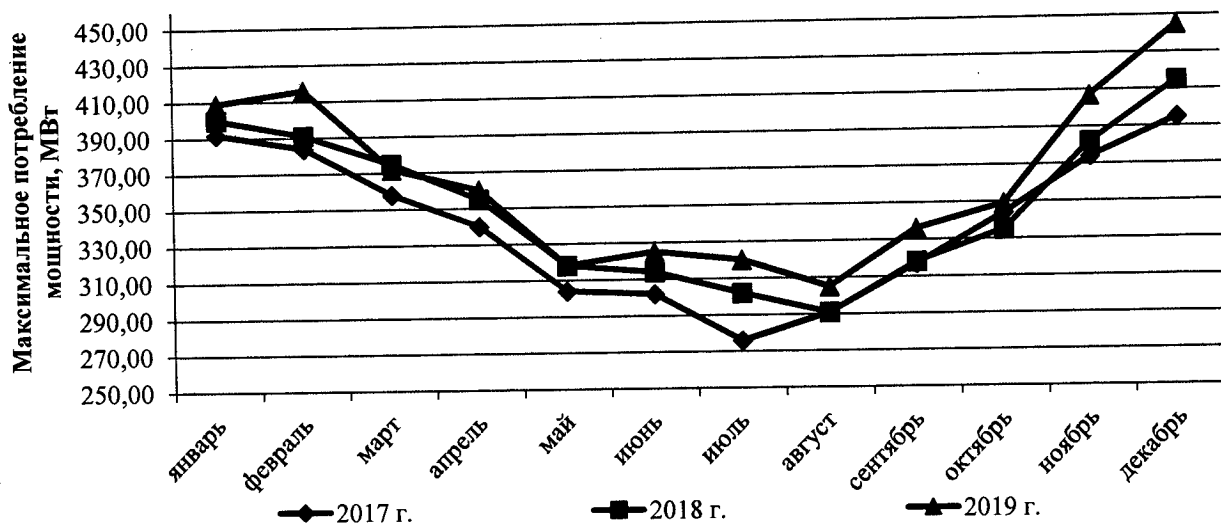


Рисунок 4.6. Ход месячных максимумов потребления мощности «Центрального энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

За отчетный период 2017 - 2019 гг. максимальное потребление мощности «Центрального энергорайона» трижды наблюдалось в декабре месяца. Минимальный из максимумов потребления мощности дважды отмечался в августе и один раз в июле месяце и находился в диапазоне 0,699-0,701 от максимума потребления мощности энергорайона.

Потребители электрической энергии и мощности «Центрального энергорайона» представлены нагрузкой промышленного, сельскохозяйственного, коммунального, транспортного и других секторов экономики.

Основные крупные потребители «Центрального энергорайона» за 2017 - 2019 гг. представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14

Основные крупные потребители «Центрального энергорайона» за 2017 - 2019 гг.

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, ул. Хабаровская, 17	Добыча и транспортировка нефти и газа	Э/Э, млн. кВтч	84,04*	85,30*	85,51
				Pmax, МВт	13,20	12,72	10,81
2	АО «СКК»	Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, ул. Бумажная, 26	Теплоснабжение, горячее водоснабжение	Э/Э, млн. кВтч	40,43	40,77	42,62
				Pmax, МВт	9,99	9,82	10,24
3	АО «Совхоз Тепличный»	Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, пр-кт Мира 1/2	Производство свежих овощей	Э/Э, млн. кВтч	24,67	43,00	62,02
				Pmax, МВт***	20,00	20,00	20,00
4	ООО «Сахалинский водоканал»	Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, ул. Крюкова, 38	Водоснабжение, водоотведение	Э/Э, млн. кВтч	22,55	22,50	22,07
				Pmax, МВт	3,49	3,48	3,42
5	ООО «Солнцевский угольный разрез»	Сахалинская область, Углегорский район, г. Шахтерск, ул. Ленина, д.16А	Добыча угля	Э/Э, млн. кВтч	25,85	31,35	39,00
				Pmax, МВт	4,70	5,70	7,00
6	ООО «Угольный мор-	Сахалинская область,	Морской терми-	Э/Э, млн. кВтч	3,90	4,40	4,70

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.
	ской порт Шахтёрск»	Углегорский район, г. Шахтерск, ул. Портовая, 10	нал	Pmax, МВт	1,00	1,50	1,60
7	МУП «Водоканал» МО «Городской округ Ногликский»	Сахалинская область, пгт. Ноглики, ул. Советская д. 41Е	Обеспечение коммунального водоснабжения и канализации	Э/Э, млн. кВтч	22,56	22,50	21,82
				Pmax, МВт	-	-	-
8	АО «Аэропорт Южно-Сахалинск» - «Аэропорт Ноглики»	Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, Хомутово, Аэропорт	Осуществление авиаперевозок	Э/Э, млн. кВтч	3,76	3,78	3,91
				Pmax, МВт	0,72	0,79	0,79
9	АО «Сахалинская нефтяная компания»	Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, пр. Мира 420	Добыча и снабжение природным газом	Э/Э, млн. кВтч	0,10	0,10	0,13
				Pmax, МВт**	0,07	0,07	0,07
Примечания:							
* - данные приведены по ВЛ-35 кВ (Т-523);							
** - суммарная максимальная мощность оборудования;							
*** - разрешенное максимальное потребление мощности							

Суммарная доля потребления электроэнергии крупными потребителями, приведенными в таблице 4.14, составляет 6,95-8,53% от общего объема электропотребления «Центрального энергорайона».

В таблице 4.15 и на рисунке 4.7 приведена структура электропотребления «Центрального энергорайона» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 гг.

Таблица 4.15

**Структура электропотребления «Центрального энергорайона»
по видам экономической деятельности**

Наименование отраслей	2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Промышленность	225,84	9,52	222,12	9,14	208,97	8,21
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство	58,12	2,45	77,16	3,17	112,90	4,44
Транспорт и связь	70,83	2,99	70,87	2,92	74,61	2,93
Население и ЖКХ	905,97	38,19	929,96	38,26	951,04	37,37
Прочие потребители	562,73	23,72	587,02	24,15	647,29	25,43
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	296,40	12,49	291,44	11,99	302,80	11,90
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	252,30	10,64	251,90	10,36	247,27	9,72
Всего	2372,19	100,00	2430,47	100,00	2544,89	100,00

- Промышленность
- Сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство
- Транспорт и связь
- Население и ЖКХ
- Прочие потребители
- Потери в электрических сетях и пристанционных узлах
- Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды

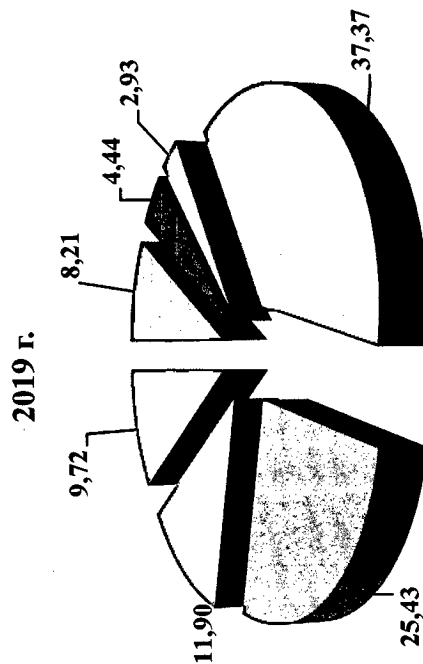
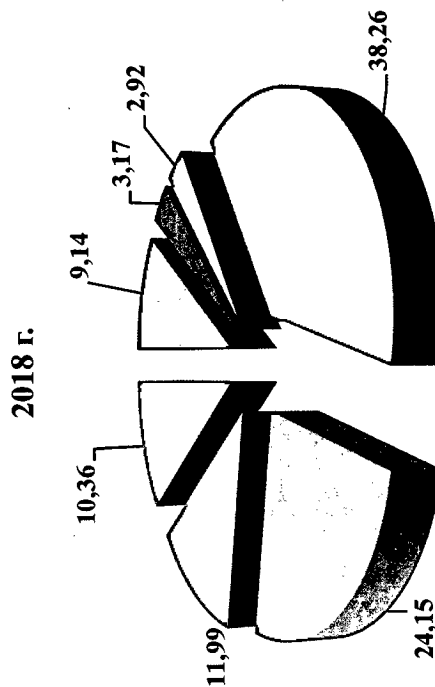
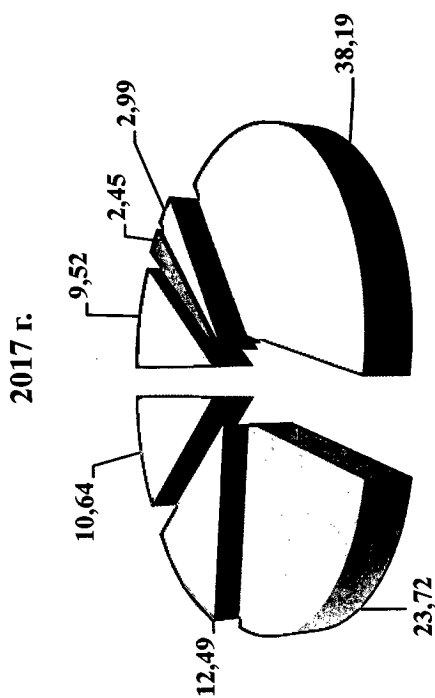


Рисунок 4.7. Структура электропотребления «Центрального энергорайона» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 г.г., в %

Как видно из рисунка 4.7 и таблицы 4.15, наибольшую долю в электропотреблении «Центрального энергорайона» (37,37 - 38,26 %) занимает население и ЖКХ. Высокая доля в указанном секторе обусловлена тем, что «Центральный энергорайон» обеспечивает электроснабжение крупных городов Сахалинской области.

В промышленном производстве потребляется 8,21 - 9,14% электроэнергии, в сельском и лесном хозяйстве, рыболовстве и рыбоводстве – 2,45 - 4,44%, при этом в рассматриваемый отчетный период 2017 - 2019 гг. доля этого вида экономической деятельности показывала тенденцию к росту.

В целом, в рассматриваемом отчетном периоде 2017 - 2019 гг. структура потребления электроэнергии «Центрального энергорайона» не претерпела значительных изменений.

«Северный энергорайон»

«Северный энергорайон» обеспечивает электроснабжение потребителей МО городской округ «Охинский».

В таблице 4.16 и на рисунке 4.8 представлена динамика электропотребления «Северного энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

Таблица 4.16

Динамика электропотребления «Северного энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, млн. кВтч	212,59	207,36	208,02
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	-5,22	0,66
Годовой прирост, %	-	-2,46	0,32



Рисунок 4.8. Динамика потребления электрической энергии и мощности «Северного энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

С 2017 по 2018 год электропотребление «Северного энергорайона» снизилось на 5,22 млн.кВтч (-2,46 %), в 2019 г. электропотребление выросло на 0,66 млн.кВт.ч (+0,32 %) относительно 2018 г.

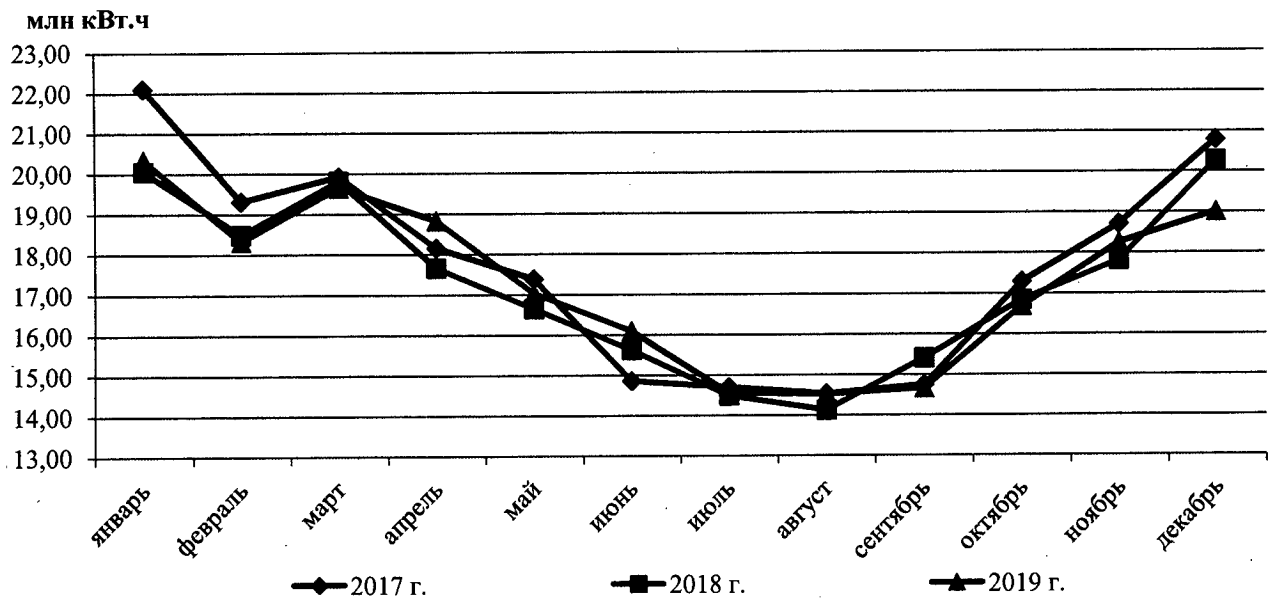
Внутригодовая динамика электропотребления в млн. кВтч и в % за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведена в таблице 4.17 и на рисунке 4.9.

Таблица 4.17

**Внутригодовая динамика электропотребления
«Северного энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 гг.**

млн. кВтч

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
2017 г.	22,1 1	19,3 2	19,9 3	18,1 6	17,4 0	14,8 6	14,7 1	14,5 4	14,7 5	17,3 0	18,7 2	20,8 0	212,5 9
<i>то же в %</i>	<i>10,4 0</i>	<i>9,09</i>	<i>9,38</i>	<i>8,54</i>	<i>8,18</i>	<i>6,99</i>	<i>6,92</i>	<i>6,84</i>	<i>6,94</i>	<i>8,14</i>	<i>8,80</i>	<i>9,78</i>	<i>100,0 0</i>
2018 г.	20,0 7	18,5 0	19,8 2	17,6 7	16,6 6	15,6 4	14,5 0	14,1 4	15,4 2	16,8 6	17,8 2	20,2 8	207,3 6
<i>то же в %</i>	<i>9,68</i>	<i>8,92</i>	<i>9,56</i>	<i>8,52</i>	<i>8,03</i>	<i>7,54</i>	<i>6,99</i>	<i>6,82</i>	<i>7,44</i>	<i>8,13</i>	<i>8,60</i>	<i>9,78</i>	<i>100,0 0</i>
2019 г.	20,3 4	18,3 3	19,6 5	18,8 4	17,0 4	16,1 0	14,5 6	14,5 2	14,6 7	16,69	18,26	19,02	208,0 2
<i>то же в %</i>	<i>9,78</i>	<i>8,81</i>	<i>9,45</i>	<i>9,06</i>	<i>8,19</i>	<i>7,74</i>	<i>7,00</i>	<i>6,98</i>	<i>7,05</i>	<i>8,03</i>	<i>8,78</i>	<i>9,14</i>	<i>100,0 0</i>



**Рисунок 4.9. Внутригодовая динамика электропотребления
«Северного энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 г.г.**

Годовые графики электропотребления характеризуются ярко выраженным сезонным спадом электропотребления до величины 6,82-6,98% от величины годового электропотребления в августе месяце. Максимум электропотребления наблюдался в январе-декабре и составлял 9,78 - 10,40% от величины годового электропотребления.

Динамика максимального потребления мощности «Северного энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.18 и на рисунке 4.8.

Таблица 4.18

**Динамика максимального потребления мощности
«Северного энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг.**

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Дата и время прохождения максимума	23.01.17 г.	24.01.18 г.	07.02.19 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	33,00	32,10	31,30
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	-0,90	-0,80
Годовой прирост, %	-	-2,73	-2,49
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	6442	6460	6646

В 2019 г. максимальное потребление мощности «Северного энергорайона» было зафиксировано 7 февраля и составило 31,3 МВт, что на 1,7 МВт (-5,2%) ниже максимального потребления мощности в 2017 г.

Ход месячных максимумов потребления мощности «Северного энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведен в таблице 4.19 и на рисунке 4.10.

Таблица 4.19

**Ход месячных максимумов потребления мощности
«Северного энергорайона» за 2017 - 2019 гг.**

МВт

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.	33,00	32,40	30,60	28,10	26,60	24,70	22,90	21,90	24,30	27,30	30,10	31,60
<i>в о.е.</i>	<i>1,00</i>	<i>0,98</i>	<i>0,93</i>	<i>0,85</i>	<i>0,81</i>	<i>0,75</i>	<i>0,69</i>	<i>0,66</i>	<i>0,74</i>	<i>0,83</i>	<i>0,91</i>	<i>0,96</i>
2018 г.	32,10	31,00	30,30	27,70	25,10	24,60	23,20	23,40	26,30	26,40	30,60	32,00
<i>в о.е.</i>	<i>1,00</i>	<i>0,97</i>	<i>0,94</i>	<i>0,86</i>	<i>0,78</i>	<i>0,77</i>	<i>0,72</i>	<i>0,73</i>	<i>0,82</i>	<i>0,82</i>	<i>0,95</i>	<i>1,00</i>
2019 г.	31,30	31,30	30,20	30,30	27,10	26,00	23,10	22,80	26,30	27,10	29,40	30,20
<i>в о.е.</i>	<i>1,00</i>	<i>1,00</i>	<i>0,96</i>	<i>0,97</i>	<i>0,87</i>	<i>0,83</i>	<i>0,74</i>	<i>0,73</i>	<i>0,84</i>	<i>0,87</i>	<i>0,94</i>	<i>0,96</i>

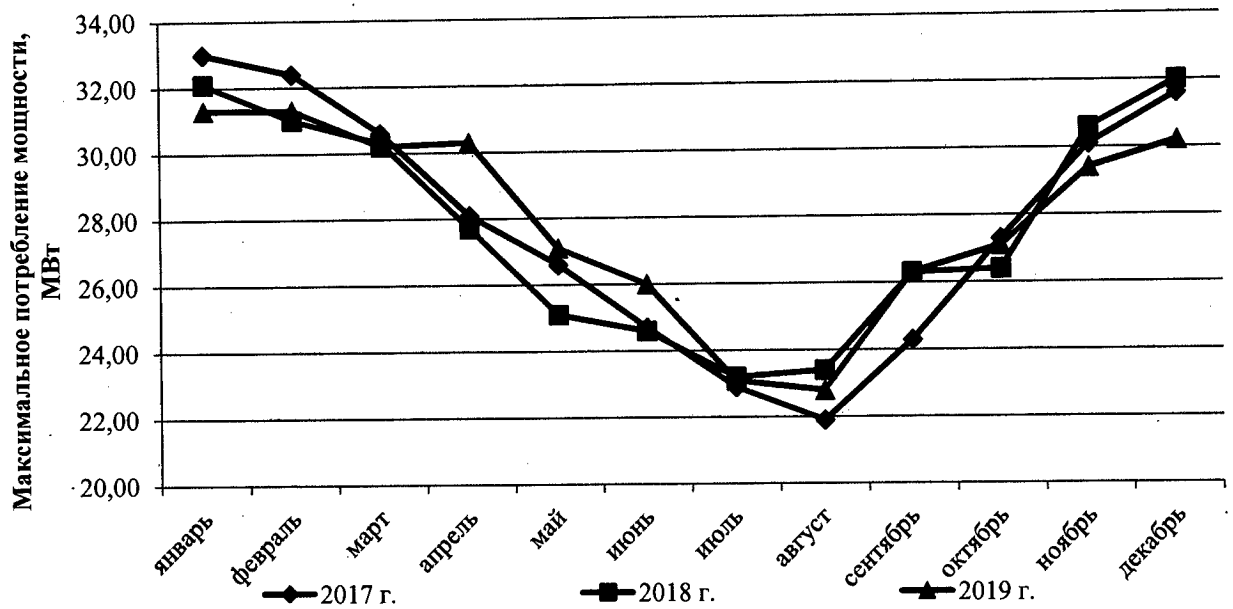


Рисунок 4.10. Ход месячных максимумов потребления мощности «Северного энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

За отчетный период 2017 - 2019 гг. максимум потребления мощности потребителей «Северного энергорайона» наблюдался в январе-феврале месяце. Минимальный из максимумов потребления мощности дважды отмечался в августе и один раз в июле месяце и находился в диапазоне 0,66 - 0,73 от собственного годового максимума потребления мощности.

Потребители электрической энергии и мощности «Северного энергорайона» представлены нагрузкой промышленного, коммунального и других секторов экономики.

Основные крупные потребители «Северного энергорайона» за 2017 – 2019 гг. представлены в таблице 4.20.

Таблица 4.20

Основные крупные потребители «Северного энергорайона» за 2017 - 2019 гг.

№	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	Сахалинская область, г. Оха, ул. Ленина 24	Добыча и транспортировка нефти и газа	Э/Э, млн. кВтч	94,88	96,73	92,23
				P _{max} , МВт	13,05	11,14	12,83
2	МУП «Охинское коммунальное хозяйство»	Сахалинская область, г. Оха, ул. Советская 19, к.1	Забор и очистка воды для питьевых и промышленных нужд	Э/Э, млн. кВтч	9,40	9,47	9,62
				P _{max} МВт	3,94	3,94	3,89
3	МУП «Жилищно-коммунальное хозяйство»	Сахалинская область, г. Оха, ул. Советская, 32	Услуги ЖКХ	Э/Э, млн. кВтч	1,99	1,95	1,57
				P _{max} , МВт	1,64	1,67	1,67

№	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.
4	ООО «Охинский механический завод»	Сахалинская область, г. Оха, ул. Школьная	Ремонт машин и оборудования	Э/Э, млн. кВтч	0,65	0,74	0,41
				Рmax, МВт	0,46	0,37	0,33

Суммарная доля потребления электроэнергии крупными потребителями, приведенными в таблице 4.20, составляет порядка 50% от общего объема электропотребления «Северного энергорайона».

В таблице 4.21 и на рисунке 4.11 приведена структура электропотребления «Северного энергорайона» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 гг.

Таблица 4.21

**Структура электропотребления «Северного энергорайона»
по видам экономической деятельности**

Наименование отраслей	2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Промышленность	101,24	47,62	98,95	47,72	101,43	48,76
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0,37	0,17	0,43	0,21	0,29	0,14
Транспорт и связь	2,66	1,25	2,67	1,29	1,93	0,93
Население и ЖКХ	23,55	11,08	24,31	11,73	23,72	11,40
Прочие потребители	34,09	16,04	33,36	16,09	35,23	16,93
Потери в электрических сетях и станционных узлах	16,55	7,78	14,41	6,95	11,06	5,31
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	34,13	16,05	33,23	16,03	34,37	16,52
Всего	212,59	100,00	207,36	100,00	208,25	100,00

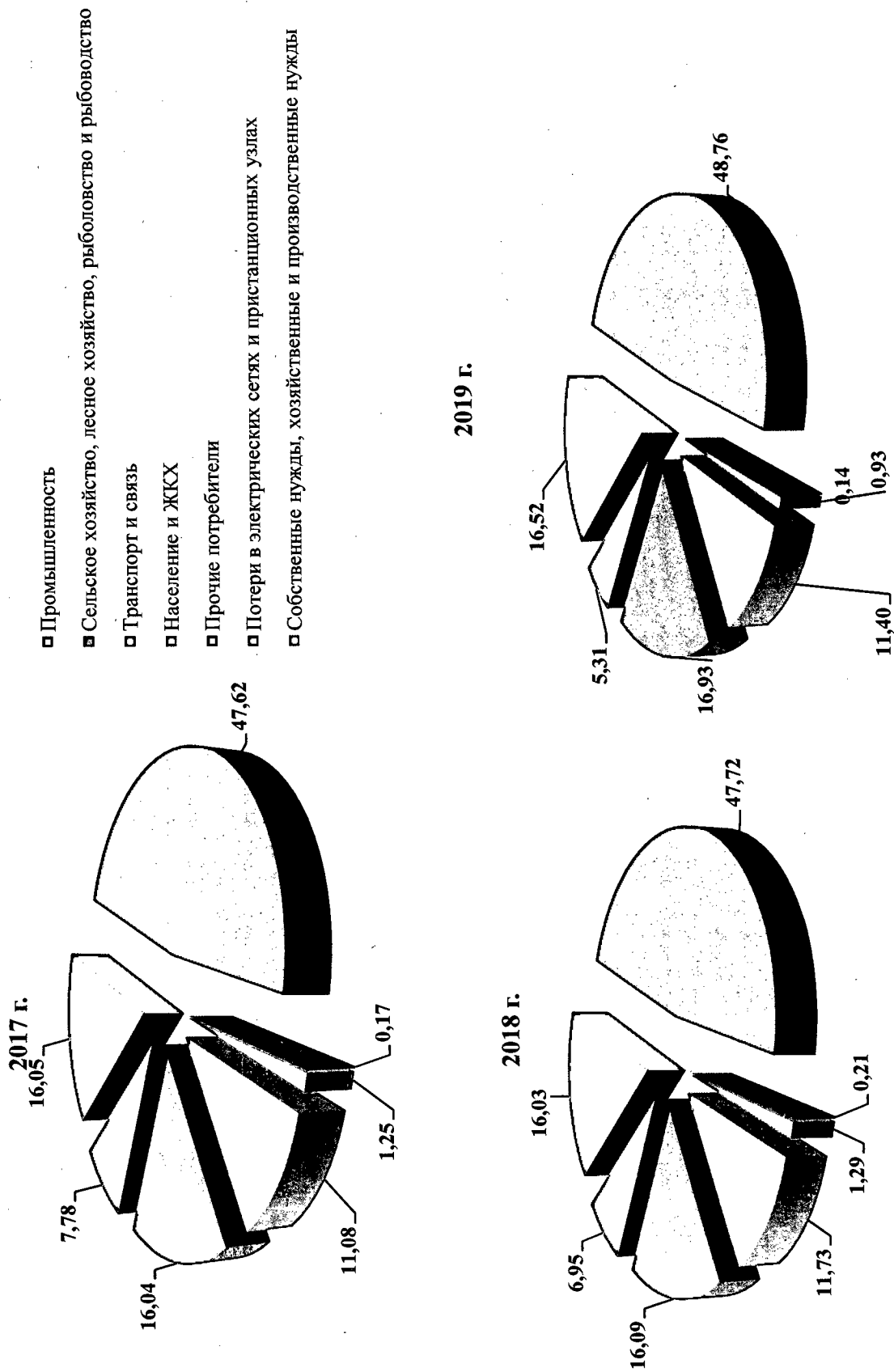


Рисунок 4.11. Структура электропотребления «Северного энергорайона» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 гг., в %

Как видно из рисунка 4.11 и таблицы 4.21, наибольшую долю в электропотреблении «Северного энергорайона» (порядка 48%) занимает промышленный сектор. Население и ЖКХ потребляет 11,08 - 11,73% электроэнергии.

Самую низкую долю в структуре потребления имеет сектор сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство – 0,14 - 0,21% от суммарного электропотребления в «Северном энергорайоне».

В целом, в рассматриваемом отчетном периоде 2017 - 2019 гг. структура потребления электроэнергии «Северного энергорайона» не претерпела значительных изменений.

Локальный энергоузел «Сфера»

Локальный энергоузел «Сфера» обеспечивает электроснабжение потребителей жилых микрорайонов «Земляничные холмы», «Грушёвый сад», «Лесной двор», «Солнечный», «Ветеран» г. Южно-Сахалинск (МО городской округ «Город Южно-Сахалинск», о. Сахалин).

Динамика электропотребления локального энергоузла «Сфера» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.22 и на рисунке 4.12.

Таблица 4.22

Динамика электропотребления локального энергоузла «Сфера» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, млн. кВтч	15,83	16,26	15,49
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	0,43	-0,77
Годовой прирост, %	-	2,72	-4,71

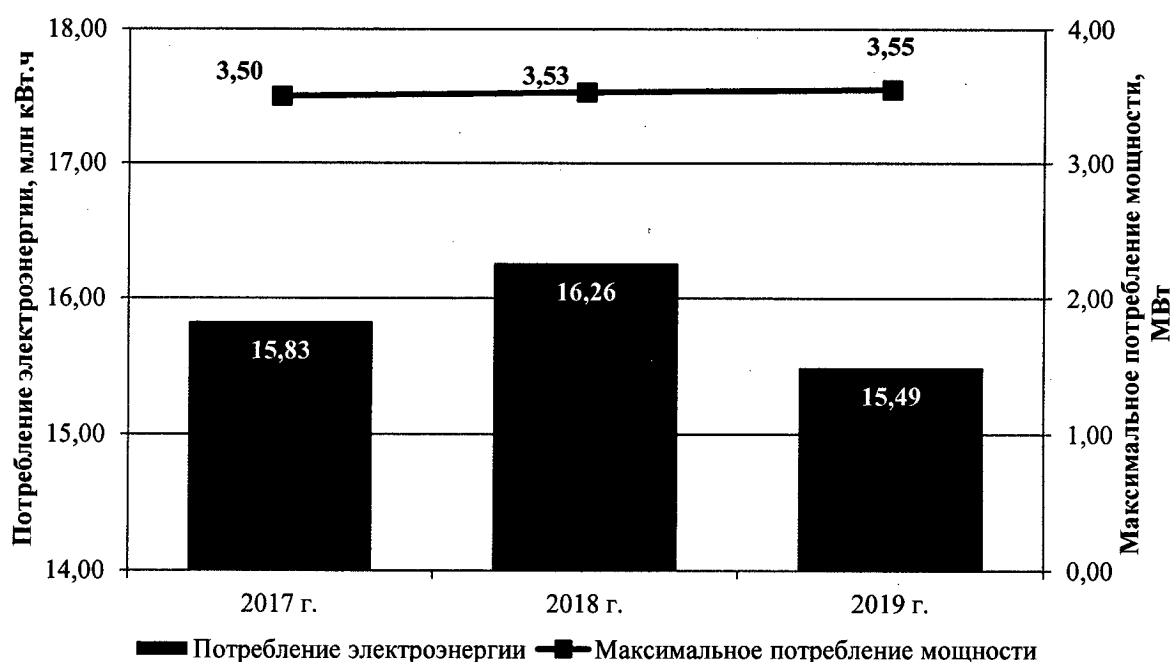


Рисунок 4.12. Динамика потребления электрической энергии и мощности локального энергоузла «Сфера» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

Электропотребление локального энергоузла «Сфера» в 2018 г. выросло на 0,43 млн. кВтч (+2,72%) относительно 2017 г., в 2019 г. электропотребление снизилось на 0,77 млн. кВтч (-4,71%) относительно 2018 г.

Внутригодовая динамика электропотребления локального энергоузла «Сфера» в млн. кВтч и в % за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведена в таблице 4.23 и на рисунке 4.13.

Таблица 4.23

Внутригодовая динамика электропотребления локального энергоузла «Сфера» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

млн. кВтч

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
2017 г.	1,93	1,78	1,42	1,59	1,09	1,14	0,87	0,86	0,99	1,22	1,47	1,48	15,83
<i>то же в %</i>	<i>12,19</i>	<i>11,23</i>	<i>8,97</i>	<i>10,04</i>	<i>6,90</i>	<i>7,19</i>	<i>5,48</i>	<i>5,41</i>	<i>6,23</i>	<i>7,72</i>	<i>9,28</i>	<i>9,36</i>	<i>100,00</i>
2018 г.	2,07	2,06	1,69	1,51	1,34	1,14	0,83	0,80	0,95	0,99	1,44	1,43	16,26
<i>то же в %</i>	<i>12,74</i>	<i>12,67</i>	<i>10,38</i>	<i>9,31</i>	<i>8,26</i>	<i>7,02</i>	<i>5,08</i>	<i>4,92</i>	<i>5,86</i>	<i>6,11</i>	<i>8,87</i>	<i>8,77</i>	<i>100,00</i>
2019 г.	1,72	1,81	1,47	1,45	0,88	0,94	0,82	0,88	0,87	1,06	1,74	1,85	15,49
<i>то же в %</i>	<i>11,08</i>	<i>11,71</i>	<i>9,48</i>	<i>9,39</i>	<i>5,67</i>	<i>6,05</i>	<i>5,30</i>	<i>5,71</i>	<i>5,59</i>	<i>6,85</i>	<i>11,22</i>	<i>11,95</i>	<i>100,00</i>

млн кВт.ч

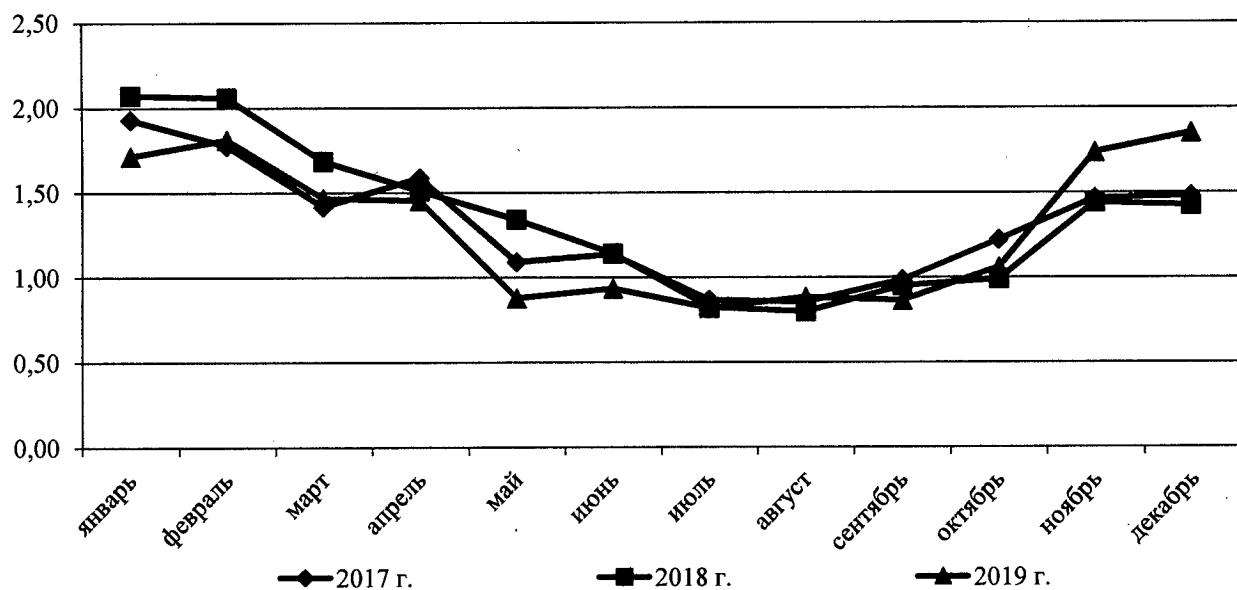


Рисунок 4.13. Внутригодовая динамика электропотребления локального энергоузла «Сфера» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

Годовые графики электропотребления характеризуются ярко выраженным сезонным спадом электропотребления до величины 4,92 - 5,41% от величины годового электропотребления в июле-августе месяце. Максимум электропотребления наблюдался в январе-декабре и составлял 11,95 - 12,74% от величины годового электропотребления.

Динамика максимального потребления мощности локального энергоузла «Сфера» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.24 и на рисунке 4.12.

Таблица 4.24

Динамика максимального потребления мощности локального энергоузла «Сфера» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Дата и время прохождения максимума	24.01.17 г.	05.01.18 г.	29.01.19 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	3,50	3,53	3,55
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,03	0,02
Годовой прирост, %	-	0,86	0,57
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	4523	4606	4364

В 2019 г. максимальное потребление мощности локального энергоузла «Сфера» было зафиксировано 29 января и составило 3,55 МВт, превысив значение данного показателя 2017 г. на 0,05 МВт (+1,43%).

Ход месячных максимумов потребления мощности локального энергоузла «Сфера» за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведен в таблице 4.25 и на рисунке 4.14.

Таблица 4.25

Ход месячных максимумов потребления мощности локального энергоузла «Сфера» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

МВт

Год	январь	феврал	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.*	3,50	3,22	2,58	2,88	1,98	2,06	1,57	1,55	1,79	2,22	2,66	2,69
<i>в о.е.</i>	<i>1,00</i>	<i>0,92</i>	<i>0,74</i>	<i>0,82</i>	<i>0,57</i>	<i>0,59</i>	<i>0,45</i>	<i>0,44</i>	<i>0,51</i>	<i>0,63</i>	<i>0,76</i>	<i>0,77</i>
2018 г.*	3,53	3,51	2,88	2,58	2,29	1,94	1,41	1,36	1,62	1,69	2,46	2,43
<i>в о.е.</i>	<i>1,00</i>	<i>0,99</i>	<i>0,81</i>	<i>0,73</i>	<i>0,65</i>	<i>0,55</i>	<i>0,40</i>	<i>0,39</i>	<i>0,46</i>	<i>0,48</i>	<i>0,70</i>	<i>0,69</i>
2019 г.**	3,55	3,40	2,75	2,76	2,16	2,02	1,51	1,47	1,72	1,98	2,59	2,58
<i>в о.е.</i>	<i>1,00</i>	<i>0,96</i>	<i>0,78</i>	<i>0,78</i>	<i>0,61</i>	<i>0,57</i>	<i>0,42</i>	<i>0,41</i>	<i>0,49</i>	<i>0,56</i>	<i>0,73</i>	<i>0,73</i>

Примечания:

* - ход месячных максимумов потребления мощности оценен по доле месячного электропотребления в годовом электропотреблении энергоузла;

** - ход месячных максимумов потребления мощности за 2019 г. рассчитан по средней доле месячного потребления мощности за 2017 - 2018 г.г.

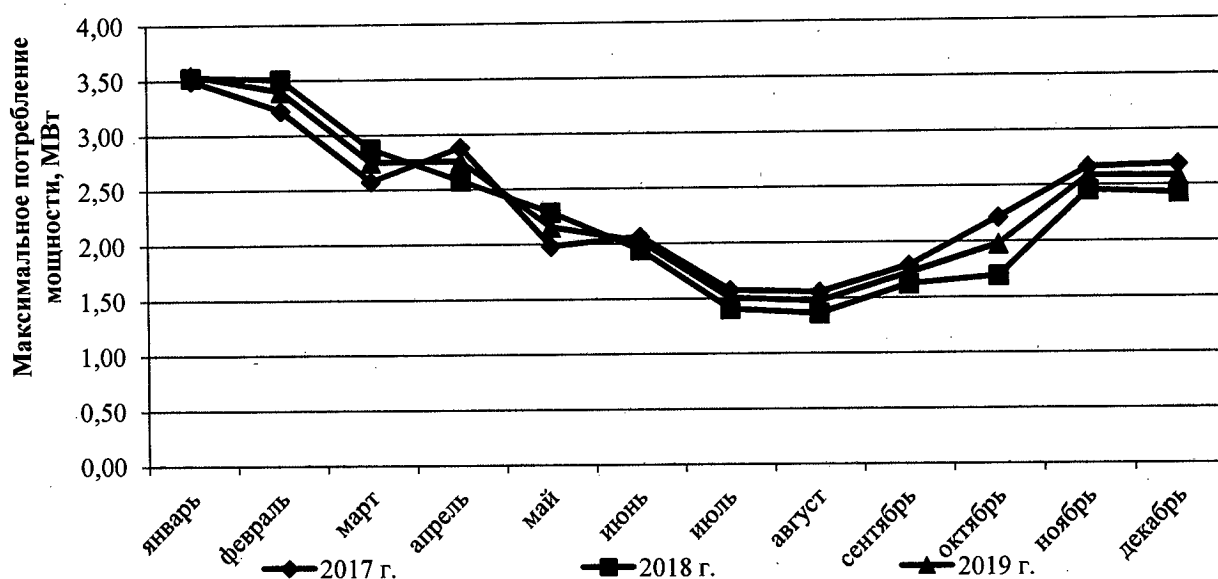


Рисунок 4.14. Ход месячных максимумов потребления мощности локального энергоузла «Сфера» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

За отчетный период 2017 - 2019 гг. максимум потребления мощности потребителей локального энергоузла «Сфера» наблюдается в январе месяце. Минимальный из максимумов потребления мощности отмечался в августе месяце и находился в диапазоне 0,39 - 0,44 от годового максимума потребления мощности.

Потребители электрической энергии и мощности локального энергоузла «Сфера» представлены нагрузкой коммунального, транспортного и других секторов экономики.

Основные крупные потребители локального энергоузла «Сфера» за 2017 - 2019 гг. представлены в таблице 4.26.

Таблица 4.26

Основные крупные потребители локального энергоузла «Сфера» за 2017 - 2019 гг.

№	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Жилой комплекс «Предгорье Зимы» (Зима 4)	Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, п. Зима	Жилой комплекс	Э/Э, млн. кВтч	0,79	0,89	0,88
				P _{max} , МВт	0,23	0,23	0,23
2	ООО «Гостиница Земляничные холмы»	Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, ул. Солнечного света, д.2	Гостиница	Э/Э, млн. кВтч	0,72	0,82	0,80
				P _{max} , МВт	0,08	0,08	0,09
3	ООО «Эйч Эс Трейд»	Сахалинская обл., г. Южно-Сахалинск, ул. Лунного Света, д. 26	Розничная торговля	Э/Э, млн. кВтч	0,15	0,16	0,16
				P _{max} , МВт	0,02	0,02	0,02

Суммарная доля потребления электроэнергии крупными потребителями, приведенными в таблице 4.26, составляет 10,50 - 11,88% от общего объема электропотребления энергоузла.

В таблице 4.27 и на рисунке 4.15 приведена структура электропотребления локального энергоузла «Сфера» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 гг.

Таблица 4.27

**Структура электропотребления локального энергоузла «Сфера»
по видам экономической деятельности**

Наименование отраслей	2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Промышленность	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Транспорт и связь	0,06	0,38	0,06	0,37	0,07	0,44
Население и ЖКХ	10,03	63,36	9,34	57,44	9,65	62,27
Прочие потребители	4,82	30,45	4,85	29,83	4,23	27,28
Потери в электрических сетях и станционных узлах	0,34	2,15	0,44	2,71	0,42	2,69
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	0,58	3,66	1,57	9,66	1,13	7,32
Всего	15,83	100,00	16,26	100,00	15,49	100,00

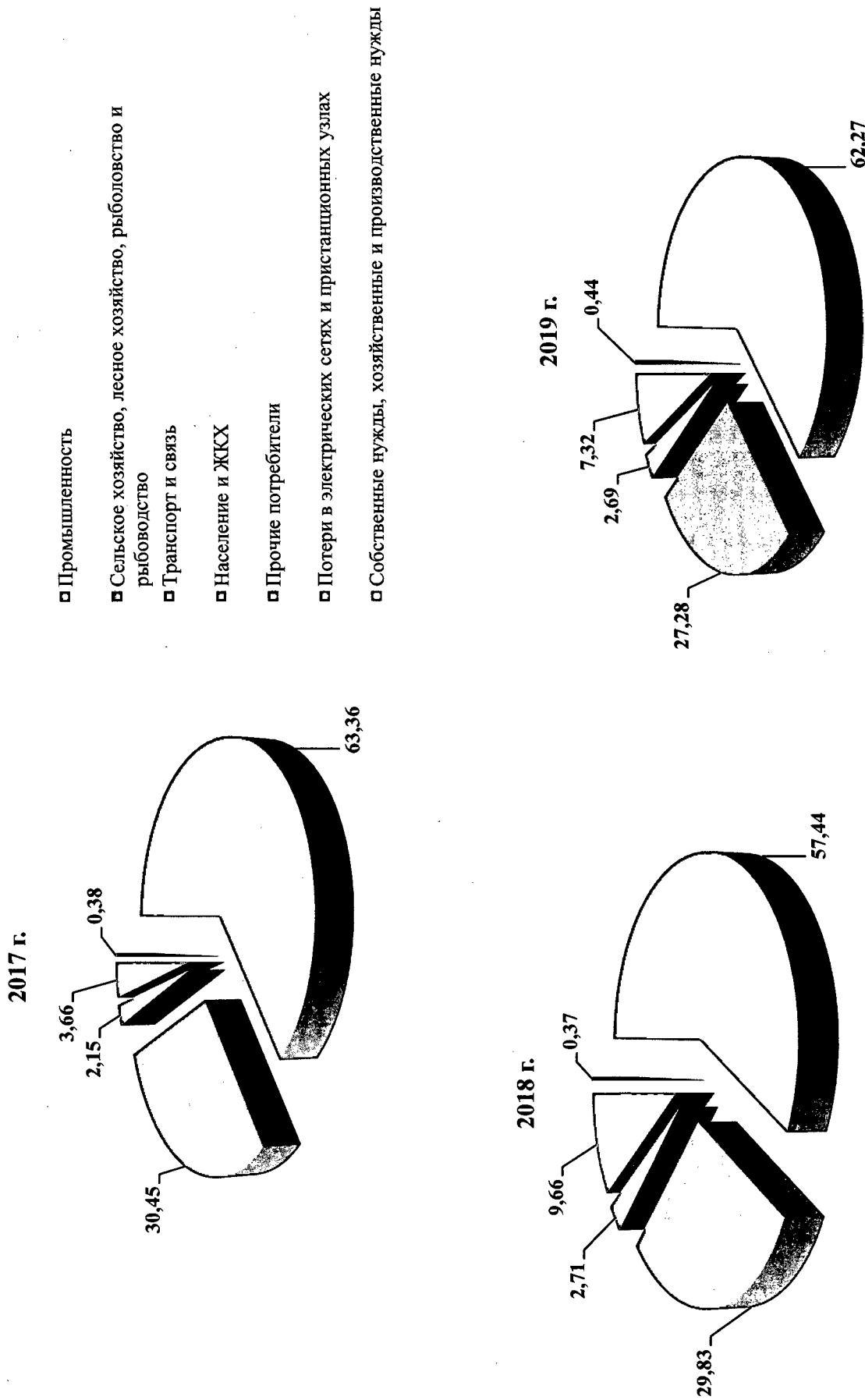


Рисунок 4.15. Структура электропотребления локального энергоузла «Сфера» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 г.г., в %

Как видно из рисунка 4.15 и таблицы 4.27, наибольшую долю в электропотреблении локального энергоузла «Сфера» (57,44 - 63,36%) занимает бытовое потребление (жилищно-коммунальный сектор). Высокая доля в указанном секторе обусловлена тем, что локальный энергоузел «Сфера» обеспечивает электроснабжение жилого комплекса.

Самую низкую долю в структуре электропотребления имеет сектор транспорта и связи – 0,37 - 0,44% от суммарного электропотребления энергоузла.

В целом, в рассматриваемом отчетном периоде 2017 - 2019 гг. структура потребления электроэнергии энергоузла не претерпела значительных изменений.

«Новиковский энергоузел»

«Новиковский энергоузел» обеспечивает электроснабжение потребителей с. Новиково (МО Корсаковский городской округ, о. Сахалин).

Динамика электропотребления «Новиковского энергоузла» за отчетный период 2017 -2019 г.г. представлена в таблице 4.28 и на рисунке 4.16.

Таблица 4.28

Динамика электропотребления «Новиковского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, млн. кВтч	1,68	1,72	1,80
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	0,03	0,08
Годовой прирост, %	-	2,04	4,81

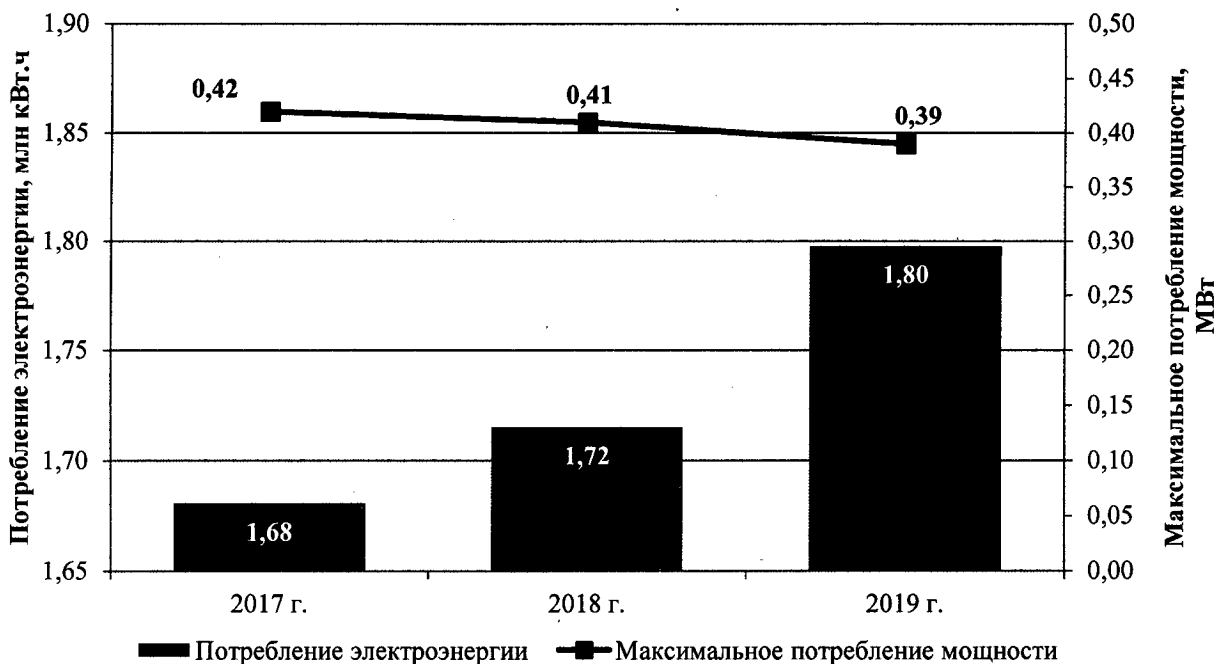


Рисунок 4.16. Динамика потребления электрической энергии и мощности «Новиковский энергоузел» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

Электропотребление «Новиковского энергоузла» в 2018 г. возросло на 0,03 млн. кВтч (+2,04%) относительно 2017 г., в 2019 г. электропотребление выросло на 0,08 млн. кВтч (+4,81%) относительно 2018 г.

Динамика максимального потребления мощности «Новиковского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.29 и на рисунке 4.16.

Таблица 4.29

Динамика максимального потребления мощности «Новиковского энергоузла» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	0,42	0,41	0,39
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	-0,01	-0,02
Годовой прирост, %	-	-2,38	-4,88
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	4002	4184	4610

Максимальное потребление мощности «Новиковского энергоузла» в период 2017 – 2019 гг. составило порядка 0,4 МВт.

«Южно-Курильский энергоузел»

«Южно-Курильский энергоузел» обеспечивает электроснабжение пгт. Южно-Курильск, с. Отрада, с. Менделеево, с. Горячий Пляж (МО «Южно-Курильский городской округ», о. Кунашир).

Динамика электропотребления «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.30 и на рисунке 4.17.

Таблица 4.30

Динамика электропотребления «Южно-Курильского энергоузла» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, млн. кВтч	31,14	34,14	35,47
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	2,99	1,33
Годовой прирост, %	-	9,61	3,9

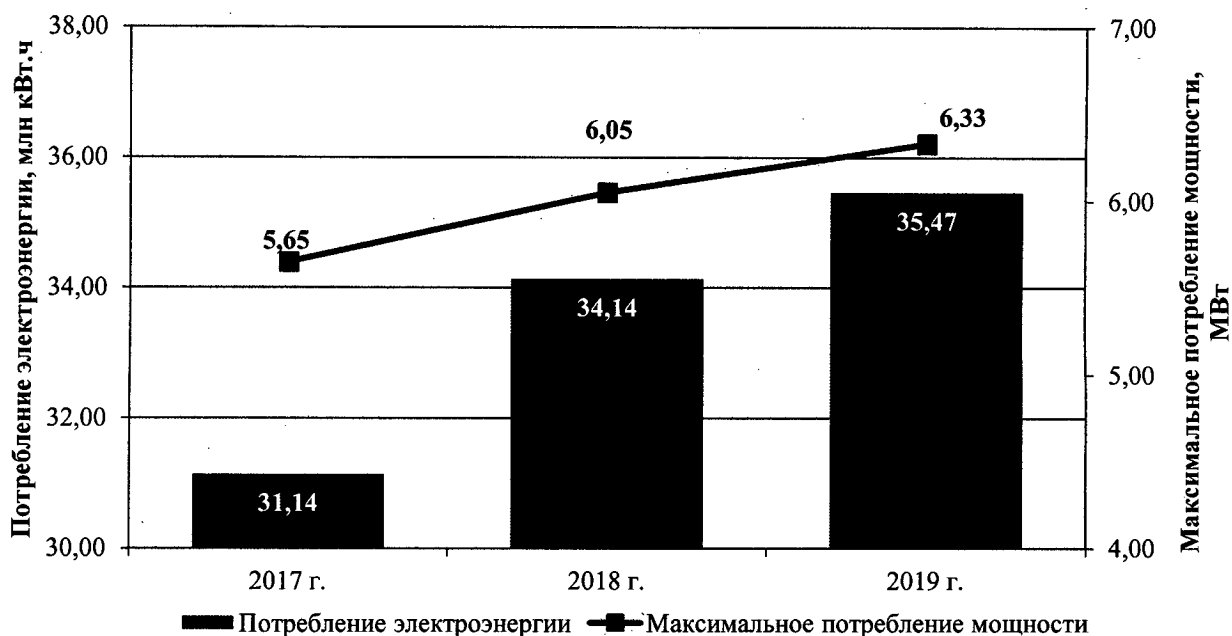


Рисунок 4.17. Динамика потребления электрической энергии и мощности «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

С 2017 по 2018 год электропотребление «Южно-Курильского энергоузла» выросло на 2,99 млн. кВтч (+9,61%), в 2019 г. электропотребление выросло на 1,33 млн. кВтч (+3,9%) относительно 2018 г.

Внутригодовая динамика электропотребления «Южно-Курильского энергоузла» в млн. кВтч и в % за отчетный период 2017 - 2019 г.г. приведена в таблице 4.31 и на рисунке 4.18.

Таблица 4.31

Внутригодовая динамика электропотребления «Южно-Курильского энергоузла» за 2017 - 2019 гг.

млн. кВтч

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
2017 г.	3,06	3,37	2,82	2,88	2,52	2,39	2,05	1,97	2,03	2,41	2,64	3,00	31,14
<i>то же в %</i>	9,83	10,84	9,05	9,24	8,09	7,67	6,60	6,33	6,53	7,72	8,48	9,62	100,00
2018 г.	3,12	3,29	2,94	3,08	2,70	2,56	2,52	2,16	2,30	2,38	2,82	4,27	34,14
<i>то же в %</i>	9,14	9,63	8,60	9,02	7,90	7,50	7,38	6,33	6,74	6,98	8,27	12,52	100,00
2019 г.	3,78	3,54	3,23	3,49	2,52	1,46	2,55	2,59	2,62	2,95	3,32	3,43	35,47
<i>то же в %</i>	10,65	9,97	9,09	9,83	7,10	4,13	7,20	7,30	7,37	8,33	9,36	9,66	100,00

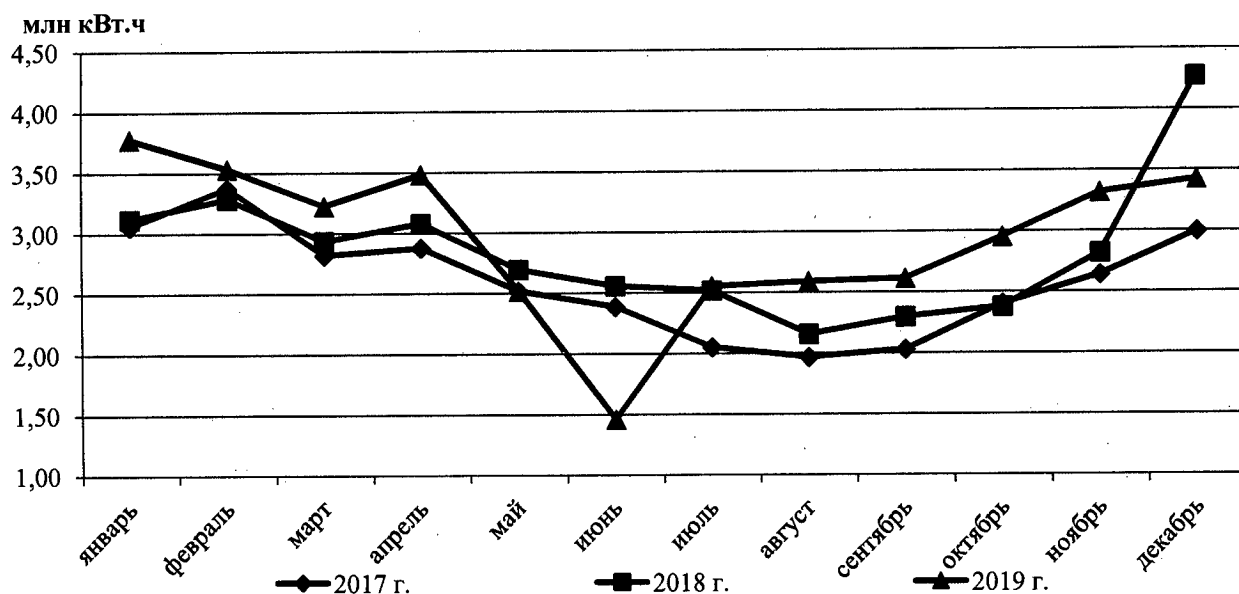


Рисунок 4.18. Внутригодовая динамика электропотребления «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

Годовые графики электропотребления характеризуются сезонным спадом электропотребления до величины 4,13 - 6,33% от величины годового электропотребления в августе месяце. Максимум электропотребления наблюдался в декабре-феврале и составлял 10,65 - 12,52% от величины годового электропотребления.

Динамика максимального потребления мощности «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.32 и на рисунке 4.17.

Таблица 4.32

Динамика максимального потребления мощности «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	5,65	6,05	6,33
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,40	0,28
Годовой прирост, %	-	7,08	4,63
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	5512	5642	5603

В 2019 г. максимальное потребление мощности энергоузла составило 6,33 МВт, что на 0,68 МВт (+12,04%) выше уровня 2017 г.

Ход месячных максимумов потребления мощности «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведен в таблице 4.33 и на рисунке 4.19.

Таблица 4.33

**Ход месячных максимумов потребления мощности
«Южно-Курильского энергоузла» за 2017 - 2019 гг.**

МВт

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.	5,40	5,65	5,35	4,95	4,69	4,60	4,20	4,05	4,02	4,79	4,83	5,49
<i>в о.е.</i>	<i>0,96</i>	<i>1,00</i>	<i>0,95</i>	<i>0,88</i>	<i>0,83</i>	<i>0,81</i>	<i>0,74</i>	<i>0,72</i>	<i>0,71</i>	<i>0,85</i>	<i>0,85</i>	<i>0,97</i>
2018 г.	5,77	5,94	5,75	5,75	5,45	4,88	5,42	4,58	4,67	4,97	5,47	6,05
<i>в о.е.</i>	<i>0,95</i>	<i>0,98</i>	<i>0,95</i>	<i>0,95</i>	<i>0,90</i>	<i>0,81</i>	<i>0,90</i>	<i>0,76</i>	<i>0,77</i>	<i>0,82</i>	<i>0,90</i>	<i>1,00</i>
2019 г.	6,14	6,33	5,94	5,73	5,05	3,63	4,59	4,99	4,51	3,78	4,13	4,70
<i>в о.е.</i>	<i>0,97</i>	<i>1,00</i>	<i>0,94</i>	<i>0,91</i>	<i>0,80</i>	<i>0,57</i>	<i>0,73</i>	<i>0,79</i>	<i>0,71</i>	<i>0,60</i>	<i>0,65</i>	<i>0,74</i>

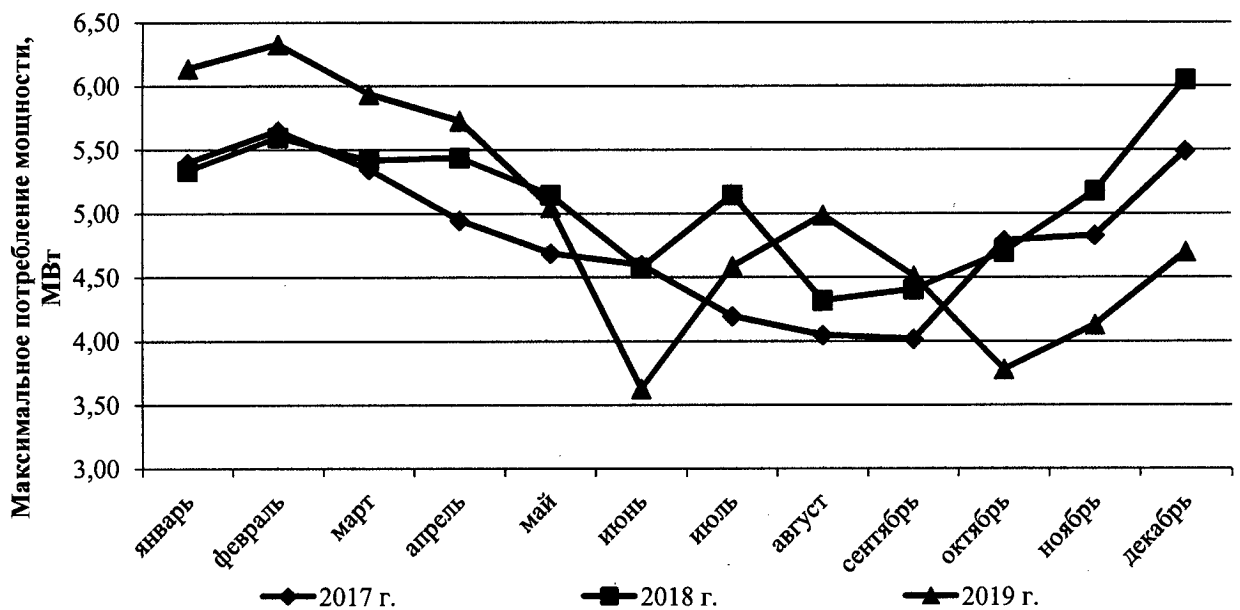


Рисунок 4.19. Ход месячных максимумов потребления мощности «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

За отчетный период 2017 - 2019 гг. максимум потребления мощности потребителей «Южно-Курильского энергоузла» дважды наблюдался в феврале и один раз в декабре месяце. Минимальный из максимумов потребления мощности отмечался в июне, августе и сентябре месяце и находился в диапазоне 0,57 - 0,71 от годового максимального потребления мощности.

Потребители электрической энергии и мощности «Южно-Курильского энергоузла» представлены нагрузкой промышленного, сельскохозяйственного, коммунального, транспортного и других секторов экономики.

Основные крупные потребители «Южно-Курильского энергоузла» за 2017 - 2019 гг. представлены в таблице 4.34.

**Основные крупные потребители «Южно-Курильского энергоузла»
за 2017 - 2019 гг.**

№	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	ООО ПКФ «Южно-Курильский рыбокомбинат»	Сахалинская область, Южно-Курильский район, пгт. Южно-Курильск, ул. Заводская 17	Рыболовство и рыбопереработка	Э/Э, млн. кВтч	2,73	3,06	3,21
				Pmax, МВт	1,35	1,63	1,73

Суммарная доля потребления электроэнергии крупным потребителем ООО ПКФ «Южно-Курильский рыбокомбинат» составляет 8,78 - 9,05% от общего объема электропотребления энергоузла.

В таблице 4.35 и на рисунке 4.20 приведена структура электропотребления «Южно-Курильского энергоузла» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 гг.

Таблица 4.35

**Структура электропотребления «Южно-Курильского энергоузла»
по видам экономической деятельности**

Наименование отраслей	2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Промышленность	3,30	10,61	2,65	7,75	4,90	13,81
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство	1,30	4,18	1,20	3,51	1,00	2,82
Транспорт и связь	0,08	0,25	0,07	0,21	0,08	0,21
Население и ЖКХ	10,75	34,52	11,58	33,91	11,80	33,26
Прочие потребители	9,89	31,74	13,29	38,94	12,25	34,53
Потери в электрических сетях и трансформационных узлах	4,29	13,79	3,51	10,28	3,95	11,13
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	1,53	4,91	1,84	5,39	1,50	4,23
Всего	31,14	100,00	34,14	100,00	35,47	100,00

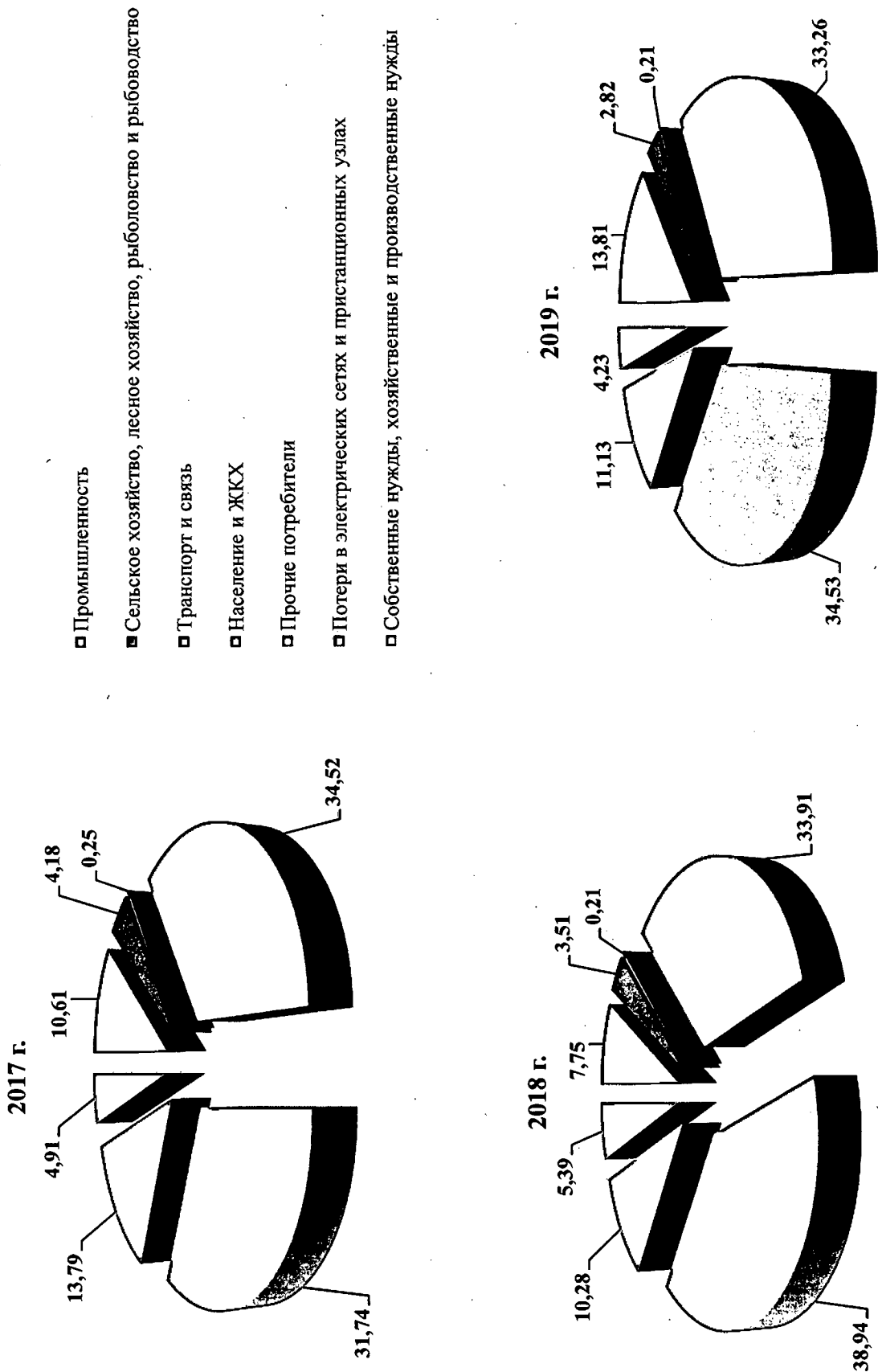


Рисунок 4.20. Структура электропотребления «Южно-Курильского энергоузла» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 гг., в %

Как видно из рисунка 4.20 и таблицы 4.35, значительную долю в электропотреблении «Южно-Курильского энергоузла» (33,26 - 34,52%) занимает бытовое потребление (жилищно-коммунальный сектор). В промышленном производстве потребляется 7,75 - 13,81% электроэнергии, в сельском и лесном хозяйствах, рыболовстве и рыболовстве – 2,82 - 4,18%.

Самую низкую долю в структуре потребления имеет сектор транспорта и связи – порядка 0,2% от суммарного электропотребления.

Энергоузел «Головнино»

Энергоузел «Головнино» обеспечивает электроснабжение потребителей с. Головнино и с. Дубовое (МО «Южно-Курильский городской округ», о. Кунашир). Электроснабжение потребителей осуществляется от собственного источника генерации – ВДЭС «Головнино».

Динамика электропотребления энергоузла «Головнино» за отчетный период 2017 – 2019 гг. представлена в таблице 4.36 и на рисунке 4.21.

Таблица 4.36

Динамика электропотребления энергоузла «Головнино» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, млн. кВтч	1,77	1,85	2,08
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	0,08	0,24
Годовой прирост, %	-	4,57	12,73



Рисунок 4.21. Динамика потребления электрической энергии и мощности энергоузла «Головнино» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

Электропотребление энергоузла «Головнино» в 2018 г. возросло на 0,08 млн.кВтч (+4,57%) относительно 2017 г., в 2019 г. электропотребление выросло на 0,24 млн.кВтч (+12,73%) относительно 2018 г.

Внутригодовая динамика электропотребления энергоузла «Головнино» в млн. кВтч и в % за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведена в таблице 4.37 и на рисунке 4.22.

Таблица 4.37

Внутригодовая динамика электропотребления энергоузла «Головнино» за 2017 - 2019 г.г.

Год	млн. кВтч												
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
2017 г.	0,17	0,18	0,17	0,14	0,16	0,12	0,11	0,12	0,12	0,13	0,16	0,17	1,77
<i>то же в %</i>	9,90	10,46	9,52	8,11	9,23	6,99	6,12	6,55	6,85	7,55	9,10	9,61	100,00
2018 г.	0,19	0,14	0,22	0,15	0,17	0,14	0,13	0,13	0,13	0,15	0,15	0,15	1,85
<i>то же в %</i>	10,45	7,58	12,07	8,08	9,06	7,79	6,91	7,09	6,82	7,91	8,15	8,10	100,00
2019 г.	0,26	0,24	0,19	0,18	0,15	0,16	0,14	0,13	0,14	0,16	0,19	0,16	2,08
<i>то же в %</i>	12,34	11,34	9,22	8,74	7,30	7,64	6,68	6,00	6,53	7,68	9,03	7,49	100,00

млн кВт.ч

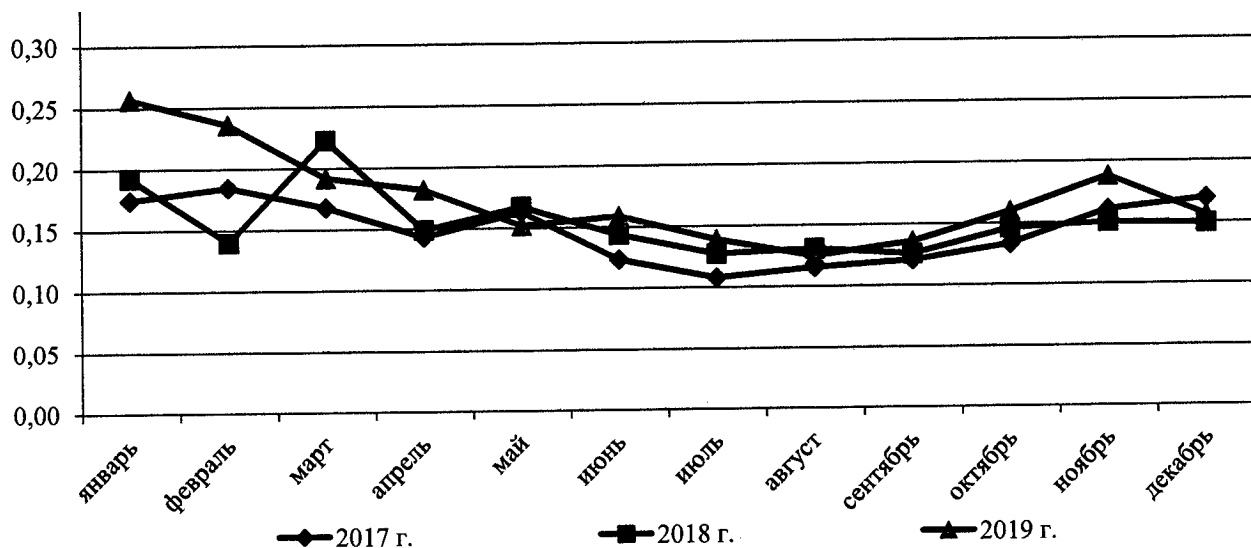


Рисунок 4.22. Внутригодовая динамика электропотребления энергоузла «Головнино» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

Годовые графики электропотребления характеризуются сезонным спадом электропотребления до величины 6,00 - 6,82% от величины годового электропотребления в июле-сентябре месяце. Максимум электропотребления наблюдался в феврале-марте и составлял 10,46 - 12,34% от величины годового электропотребления.

Динамика максимального потребления мощности энергоузла «Головнино» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.38 и на рисунке 4.21.

Таблица 4.38

Динамика максимального потребления мощности энергоузла «Головнино» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	0,41*	0,43	0,48
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,02	0,06
Годовой прирост, %	-	4,57	12,94
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	4345	4345	4337
Примечание: *- максимальное потребление мощности в 2017 г. рассчитано через число часов использования максимума потребления мощности в 2018 г.			

Максимальное потребление мощности энергоузла «Головнино» в период 2017 - 2019 гг. составило 0,41 - 0,48 МВт.

Ход месячных максимумов потребления мощности энергоузла «Головнино» за отчетный период 2018 - 2019 гг. приведен в таблице 4.39 и на рисунке 4.23. Ход месячных максимумов потребления мощности за 2017 г. не приведен в связи с отсутствием информации.

Таблица 4.39

Ход месячных максимумов потребления мощности энергоузла «Головнино» за 2018 - 2019 гг.

Год	МВт											
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2018 г.	0,43	0,34	0,33	0,31	0,30	0,30	0,27	0,26	0,26	0,27	0,29	н/д
<i>в о.е.</i>	1,00	0,80	0,78	0,72	0,69	0,69	0,64	0,61	0,61	0,64	0,68	
2019 г.	0,48	0,38	0,35	0,33	0,31	0,29	0,26	0,26	0,27	0,27	0,35	0,38
<i>в о.е.</i>	1,00	0,79	0,73	0,69	0,65	0,59	0,53	0,53	0,56	0,56	0,73	0,79

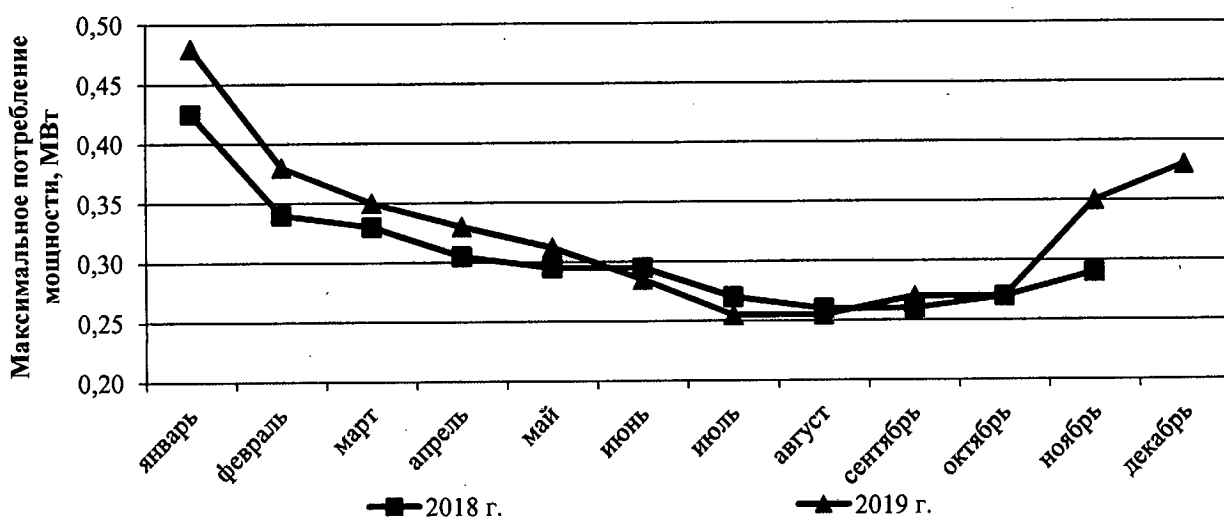


Рисунок 4.23. Ход месячных максимумов потребления мощности энергоузла «Головнино» за отчётный период 2018 - 2019 гг.

За период 2018 - 2019 г.г. максимум потребления мощности потребителей энергоузла «Головнино» наблюдался в январе месяце. Минимальный из максимумов потребления мощности отмечался в июле-сентябре месяце и находился в диапазоне 0,53 - 0,61 от годового максимального потребления мощности.

В таблице 4.40 и на рисунке 4.24 приведена структура электропотребления энергоузла «Головнино» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 г.г.

Таблица 4.40

**Структура электропотребления энергоузла «Головнино»
по видам экономической деятельности**

Наименование отраслей	2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Промышленность	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Транспорт и связь	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Население и ЖКХ	0,72	40,79	0,78	41,98	0,86	41,54
Прочие потребители	0,57	32,40	0,60	32,58	0,63	30,33
Потери в электрических сетях и трансформационных узлах	0,24	13,76	0,24	13,02	0,28	13,57
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	0,23	13,04	0,23	12,43	0,30	14,56
Всего	1,77	100,00	1,85	100,00	2,08	100,00

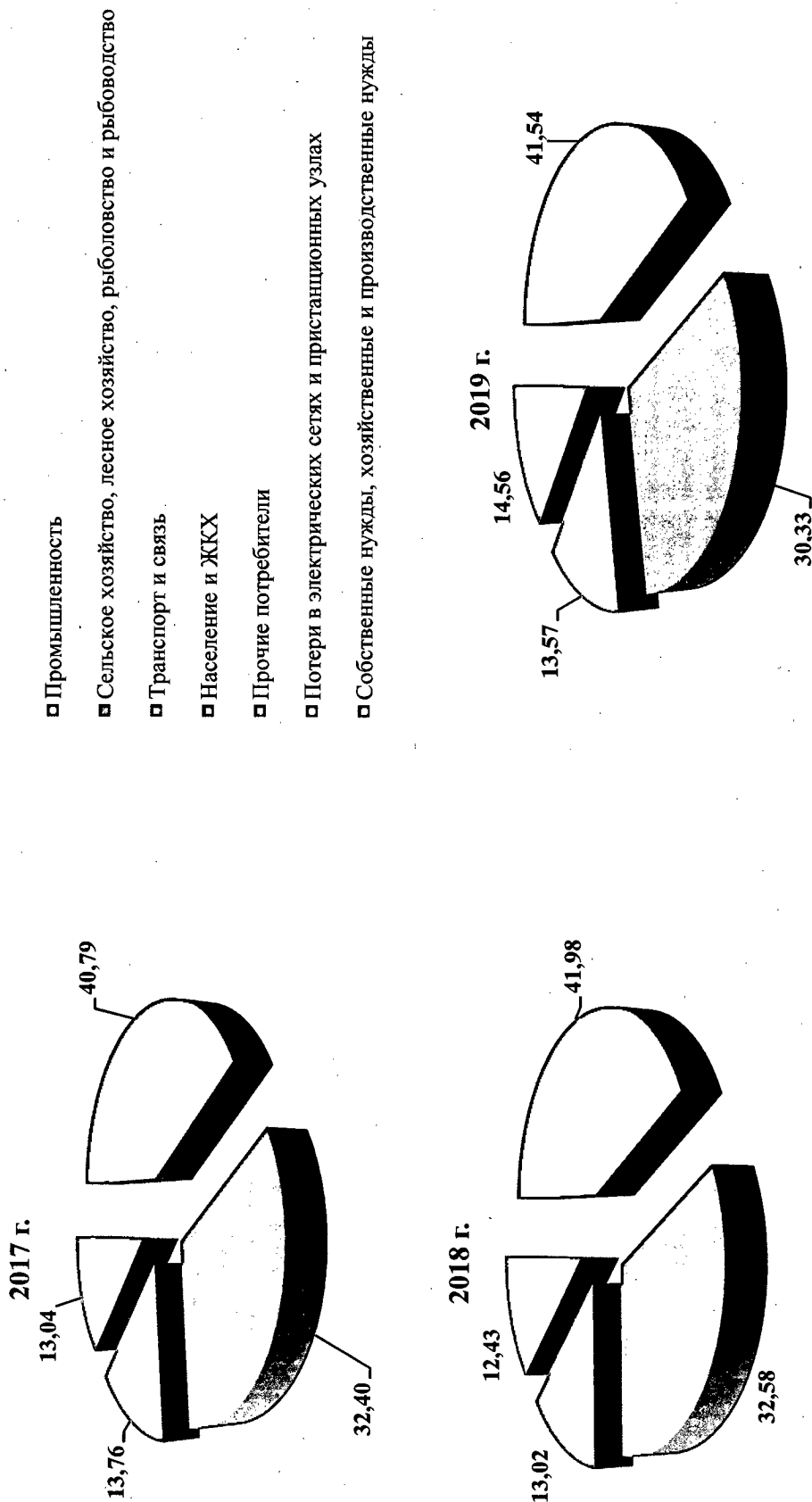


Рисунок 4.24. Структура электропотребления энергоузла «Головинно» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 гг., в %

Как видно из рисунка 4.24 и таблицы 4.40, значительную долю в электропотреблении энергоузла «Головнино» занимает бытовое потребление (жилищно-коммунальный сектор) (40,79 - 41,98%).

В целом, в рассматриваемом отчетном периоде структура потребления электроэнергии энергоузла не претерпела значительных изменений.

«Шикотанский энергоузел»

«Шикотанский энергоузел» обеспечивает энергоснабжение потребителей с. Малокурильское и с. Крабовозовское (МО «Южно-Курильский городской округ», о. Шикотан).

Динамика электропотребления «Шикотанского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.41 и на рисунке 4.25.

Таблица 4.41

Динамика электропотребления «Шикотанского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, млн. кВтч	24,42	24,80	22,25
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	0,38	-2,54
Годовой прирост, %	-	1,56	-10,25



Рисунок 4.25. Динамика потребления электрической энергии и мощности «Шикотанского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

С 2017 г. по 2018 г. электропотребление «Шикотанского энергоузла» выросло на 0,38 млн. кВтч (+1,56%), в 2019 г. электропотребление снизилось на 2,54 млн. кВтч (-10,25%) относительно 2018 г.

Внутригодовая динамика электропотребления «Шикотанского энергоузла» в млн. кВтч и в % за отчетный период 2017 - 2018 гг. приведена в таблице 4.42 и на рисунке 4.26. Внутригодовая динамика электропотребления за

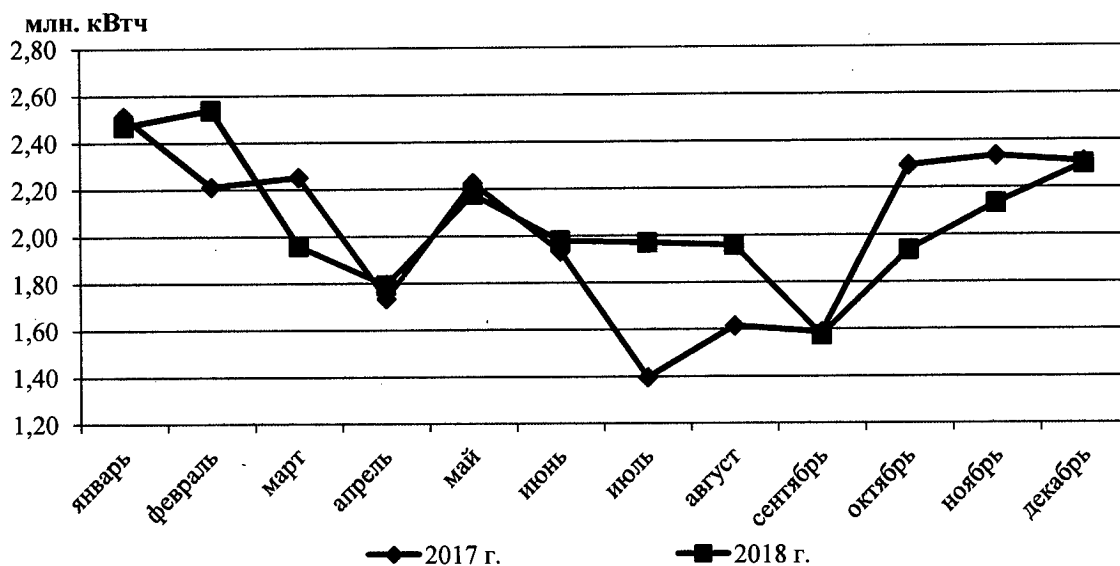
2019 г. не приведена в связи с отсутствием информации от МУП «Шикотанское жилищное управление».

Таблица 4.42

**Внутригодовая динамика электропотребления
«Шикотанского энергоузла» за 2017 - 2018 гг.**

млн. кВтч

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
2017 г.	2,51	2,21	2,25	1,74	2,23	1,94	1,40	1,62	1,59	2,29	2,33	2,31	24,42
то же в %	10,29	9,06	9,22	7,11	9,12	7,93	5,72	6,62	6,50	9,40	9,56	9,46	100,00
2018 г.	2,47	2,54	1,96	1,79	2,18	1,98	1,97	1,96	1,58	1,94	2,13	2,30	24,80
то же в %	9,97	10,24	7,90	7,23	8,78	7,98	7,95	7,90	6,36	7,81	8,60	9,28	100,00



**Рисунок 4.26. Внутригодовая динамика электропотребления
«Шикотанского энергоузла» за 2017 - 2018 гг.**

Годовые графики электропотребления характеризуются сезонным спадом электропотребления до величины 5,72 - 6,36% от величины годового электропотребления в июле и сентябре месяце. Максимум электропотребления наблюдался в январе-феврале и составлял 10,24 - 10,29% от величины годового электропотребления.

Динамика максимального потребления мощности «Шикотанского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.43 и на рисунке 4.25.

Таблица 4.43

**Динамика максимального потребления мощности
«Шикотанского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.**

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	4,10	4,15	4,45

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,05	0,30
Годовой прирост, %	-	1,22	7,23
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	5955	5975	5001

Максимальное потребление мощности «Шикотанского энергоузла» в 2019 г. составило 4,45 МВт, что на 0,35 МВт (+8,54 %) выше уровня 2017 г.

Ход месячных максимумов потребления мощности «Шикотанского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведен в таблице 4.44 и рисунке 4.27.

Таблица 4.44

**Ход месячных максимумов потребления мощности
«Шикотанского энергоузла» за 2017 - 2019 гг.**

МВт

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.	4,10	4,05	3,75	3,45	3,35	3,45	3,30	3,30	2,85	3,55	3,20	4,05
<i>в о.е.</i>	1,00	0,99	0,91	0,84	0,82	0,84	0,80	0,80	0,70	0,87	0,78	0,99
2018 г.	3,40	4,15	3,65	3,65	3,40	3,45	3,00	3,20	2,80	3,10	3,90	3,55
<i>в о.е.</i>	0,82	1,00	0,88	0,88	0,82	0,83	0,72	0,77	0,67	0,75	0,94	0,86
2019 г.	4,10	4,20	4,45	4,25	3,45	3,40	3,00	2,60	2,75	3,14	3,42	3,47
<i>в о.е.</i>	0,92	0,94	1,00	0,96	0,78	0,76	0,67	0,58	0,62	0,71	0,77	0,78

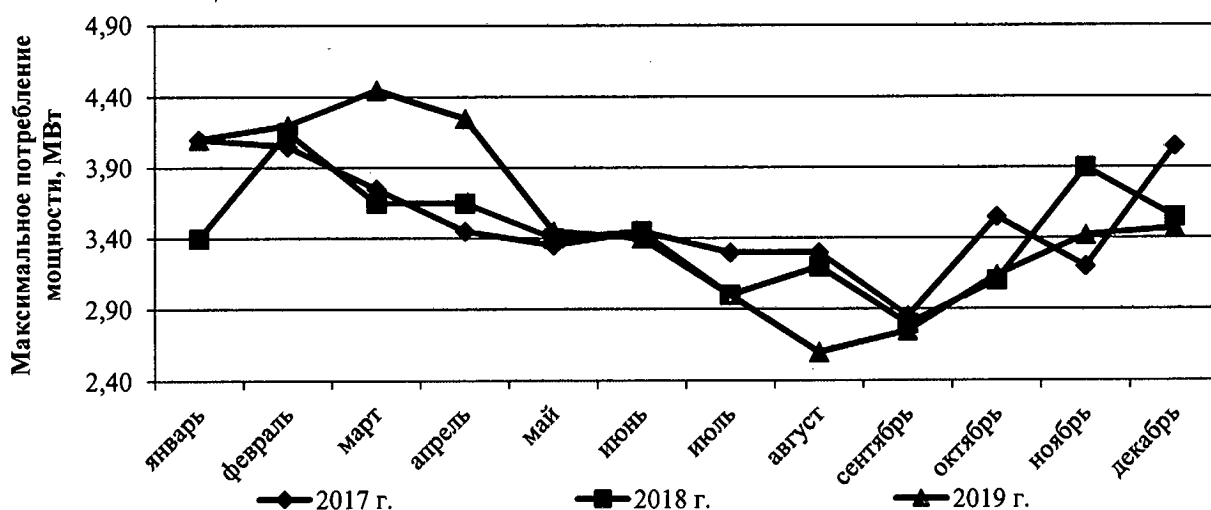


Рисунок 4.27. Ход месячных максимумов потребления мощности «Шикотанского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

За отчетный период 2017 - 2019 гг. максимум потребления мощности потребителей «Шикотанского энергоузла» наблюдался в январе, феврале и марте месяце. Минимальный из максимумов потребления мощности дважды

отмечался в сентябре и один в августе месяце и находился в диапазоне 0,58 - 0,70 от собственного годового максимума потребления мощности.

Потребители электрической энергии и мощности «Шикотанского энергоузла» представлены нагрузкой промышленного, сельскохозяйственного, коммунального, транспортного и других секторов экономики.

Основные крупные потребители «Шикотанского энергоузла» за 2017 - 2019 гг. представлены в таблице 4.45.

Таблица 4.45

**Основные крупные потребители «Шикотанского энергоузла»
за 2017 – 2019 гг.**

№	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Филиал «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак»	Сахалинская область, Южно-Курильский район, с. Крабозаводск	Рыболовство и рыбопереработка	Э/Э, млн. кВтч	4,30	6,76	2,2*
2	ООО Рыбокомбинат «Островной»	Сахалинская область, Южно-Курильский район, с. Малокурильское, ул. Советская, 88	Рыболовство и рыбопереработка	Э/Э, млн. кВтч	2,90	2,96	3,08

Примечание: * - с августа 2019 г. филиал «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак» работает изолированно от электросистемы «Шикотанского энергоузла»

Суммарная доля потребления электроэнергии крупными потребителями, приведенными в таблице 4.45, составляет 29,5 - 44,2% от общего объема электропотребления «Шикотанского энергоузла».

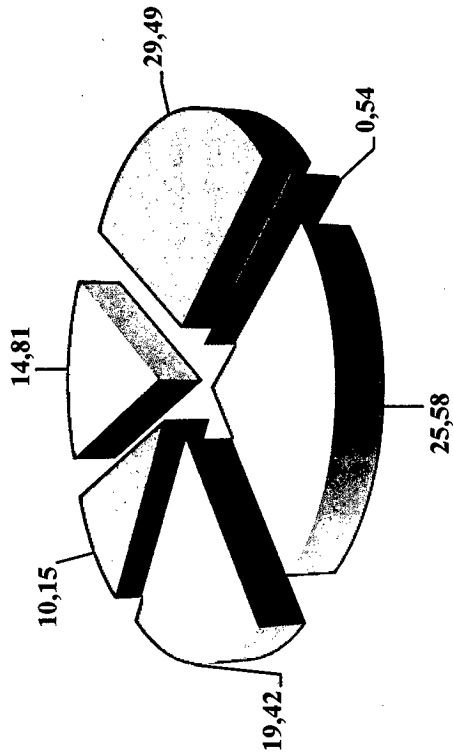
В таблице 4.46 и на рисунке 4.28 приведена структура электропотребления «Шикотанского энергоузла» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 гг.

Таблица 4.46

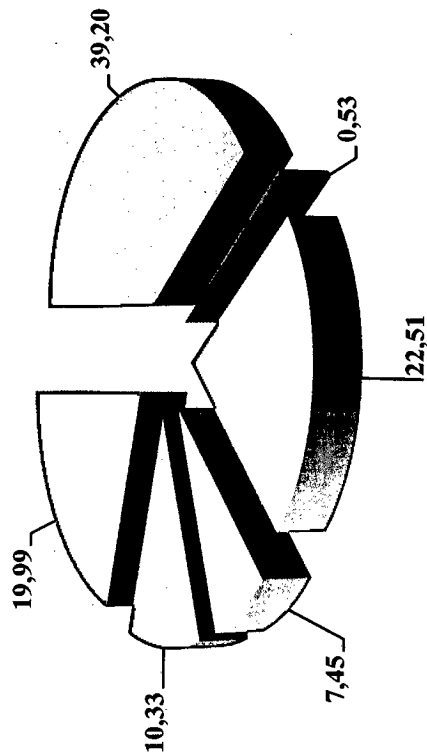
**Структура электропотребления «Шикотанского энергоузла»
по видам экономической деятельности**

Наименование отраслей	2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Промышленность						
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство	7,20	29,49	9,72	39,20	5,28	23,71
Транспорт и связь	0,13	0,54	0,13	0,53	0,13	0,59
Население и ЖКХ	6,25	25,58	5,58	22,51	6,00	26,97
Прочие потребители	4,74	19,42	1,85	7,45	4,28	19,23
Потери в электрических сетях и станционных узлах	2,48	10,15	2,56	10,33	2,56	11,52
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	3,62	14,81	4,96	19,99	4,00	17,98
Всего	24,42	100,00	24,80	100,00	22,25	100,00

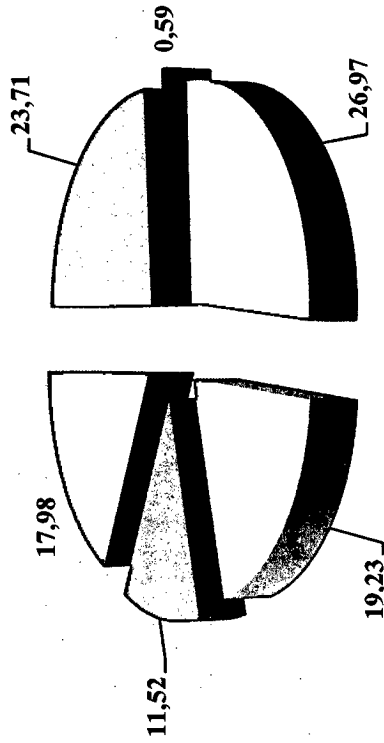
2017 г.



2018 г.



2019 г.



- ▣ Промышленность, сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство
- ▣ Транспорт и связь
- ▣ Население и ЖКХ
- ▣ Прочие потребители
- ▣ Потери в электрических сетях и трансформационных узлах
- ▣ Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды

Рисунок 4.28. Структура электропотребления «Шикотанского энергоузла» по видам экономической деятельности за 2017-2019 г.г., в %

Как видно из рисунка 4.28 и таблицы 4.46, максимальную долю в электропотреблении «Шикотанского энергоузла» (29,49-39,2%) до 2019 г. занимал сектор промышленность, сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство. С 2019 г. доля электропотребления снизилась до 23,71%, это связано с тем, что Филиал «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак» вышел на изолированную от «Шикотанского энергоузла» работу.

Самую низкую долю в структуре потребления имеет сектор транспорта и связи и составляет 0,53-0,59% от суммарного электропотребления энергоузла.

«Курильский энергоузел»

«Курильский энергоузел» обеспечивает электроснабжение потребителей г. Курильска, с. Китовый, с. Рейдово и с. Рыбаки (МО «Курильский городской округ» о. Итуруп).

Динамика электропотребления «Курильского энергоузла» за рассматриваемый отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.47 и на рисунке 4.29.

Таблица 4.47

Динамика электропотребления «Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, млн. кВтч	29,53	33,84	35,74
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	4,30	1,91
Годовой прирост, %	-	14,56	5,64

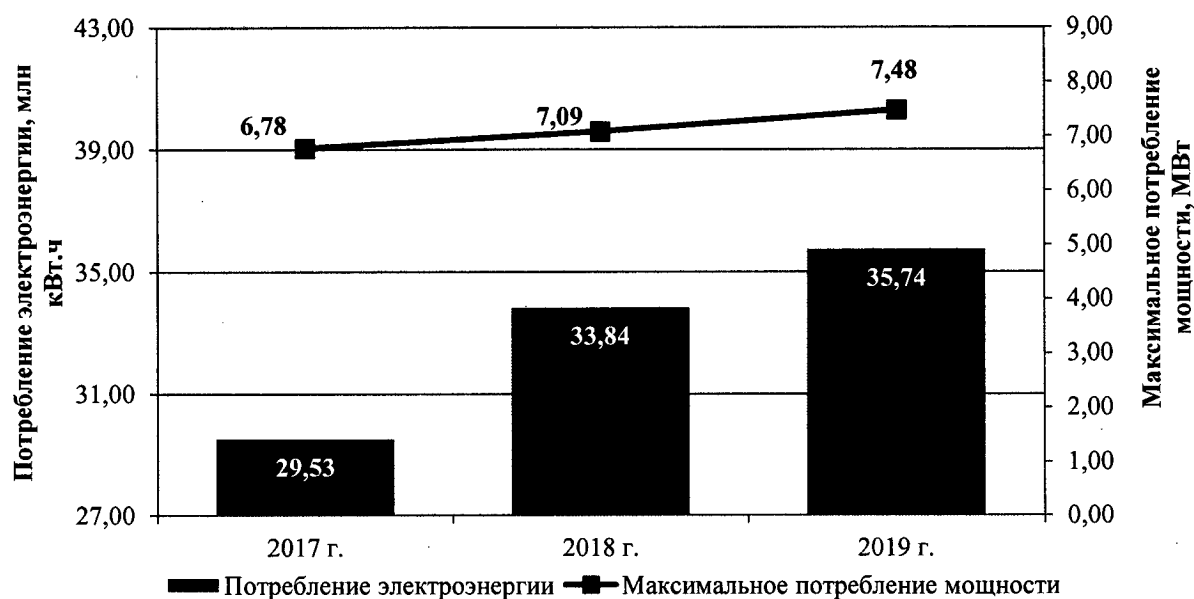


Рисунок 4.29. Динамика потребления электрической энергии и мощности «Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.

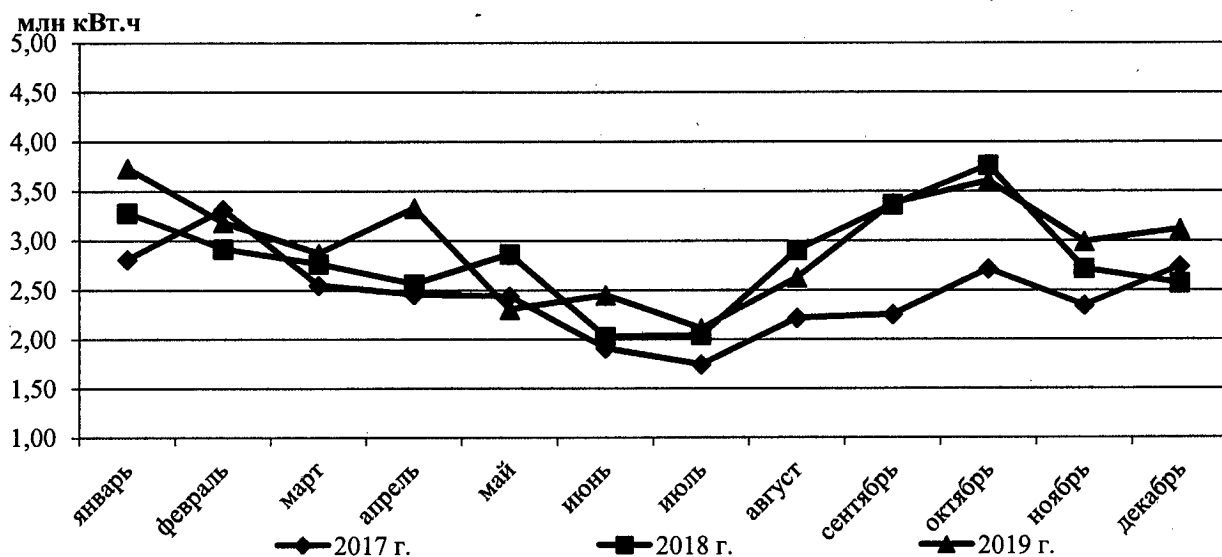
С 2017 г. по 2018 г. электропотребление «Курильского энергоузла» выросло на 4,30 млн. кВтч (+14,56%), в 2019 г. электропотребление выросло на 1,91 млн. кВтч (+5,64%) относительно 2018 г.

Внутригодовая динамика электропотребления «Курильского энергоузла» в млн. кВтч и в % за отчетный период 2017 - 2019 гг. приведена в таблице 4.48 и на рисунке 4.30.

Таблица 4.48

**Внутригодовая динамика электропотребления
«Курильского энергоузла» за 2017-2019 г.г.**

Год	млн. кВтч												
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
2017 г.	2,81	3,32	2,55	2,46	2,44	1,91	1,75	2,22	2,26	2,72	2,35	2,74	29,53
то же в %	9,53	11,23	8,65	8,32	8,27	6,48	5,91	7,52	7,65	9,20	7,96	9,29	100,00
2018 г.	3,29	2,92	2,77	2,57	2,87	2,03	2,05	2,91	3,37	3,77	2,72	2,57	33,84
то же в %	9,71	8,63	8,19	7,59	8,48	6,01	6,05	8,60	9,96	11,13	8,04	7,60	100,00
2019 г.	3,74	3,19	2,88	3,33	2,31	2,45	2,12	2,63	3,38	3,61	2,99	3,12	35,74
то же в %	10,45	8,92	8,05	9,33	6,46	6,86	5,92	7,36	9,46	10,09	8,38	8,72	100,00



**Рисунок 4.30. Внутригодовая динамика электропотребления
«Курильского энергоузла» за отчётный период 2017 - 2019 гг.**

Годовые графики электропотребления характеризуются сезонным спадом электропотребления до величины 5,91-6,01% от величины годового электропотребления в июне-июле месяце. Максимум электропотребления наблюдался в январе, феврале и октябре и составлял 10,45-11,23% от величины годового электропотребления.

Динамика максимального потребления мощности «Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблице 4.49 и на рисунке 4.29.

Таблица 4.49

**Динамика максимального потребления мощности
«Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг.**

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	6,78	7,09	7,48
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,31	0,39
Годовой прирост, %	-	4,57	5,56
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	4356	4772	4776

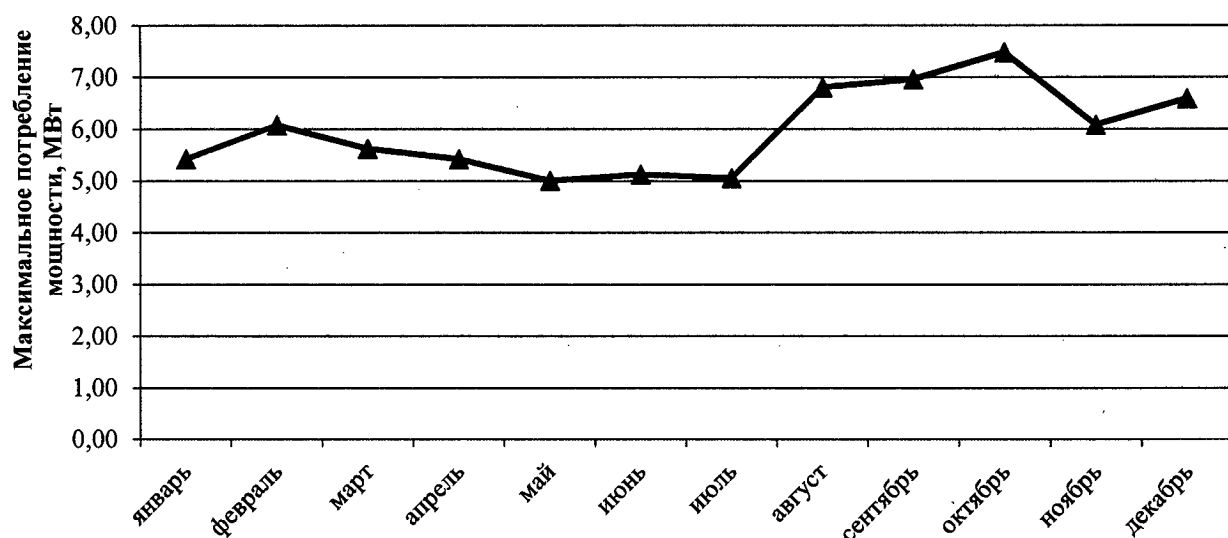
Максимальное потребление мощности в 2019 г. составило 7,48 МВт, что на 0,70 МВт (+10,38%) выше уровня 2017 г.

Ход месячных максимумов потребления мощности «Курильского энергоузла» (таблица 4.50 и рисунок 4.31) приведен только за отчетный 2019 г. За 2017 г. и 2018 г. информация о ходе месячных максимумов потребления мощности отсутствует.

Таблица 4.50

**Ход месячных максимумов потребления мощности
«Курильского энергоузла» за 2019 г.**

Год	МВт											
	январь	феврал	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2019 г.	5,43	6,08	5,63	5,43	5,01	5,13	5,06	6,81	6,97	7,48	6,08	6,60
<i>в о.е.</i>	<i>0,72</i>	<i>0,81</i>	<i>0,75</i>	<i>0,73</i>	<i>0,67</i>	<i>0,69</i>	<i>0,68</i>	<i>0,91</i>	<i>0,93</i>	<i>1,00</i>	<i>0,81</i>	<i>0,88</i>



**Рисунок 4.31. Ход месячных максимумов потребления мощности
«Курильского энергоузла» за 2019 г.**

Из рисунка 4.31 видно, что максимум потребления мощности «Курильского энергоузла» наблюдался в октябре месяце. Минимальный из максимумов потребления мощности отмечался в мае месяце и находился на уровне 0,67% от собственного годового максимума потребления мощности.

Потребители электрической энергии и мощности «Курильского энергоузла» представлены нагрузкой промышленного, сельскохозяйственного, коммунального, транспортного и других секторов экономики.

Основные крупные потребители «Курильского энергоузла» за 2017 - 2019 гг. представлены в таблице 4.51.

Таблица 4.51

**Основные крупные потребители «Курильского энергоузла»
за отчётный период 2017 - 2019 гг.**

№	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	ЗАО «Курильский рыбак»	Сахалинская область, Курильский район, с. Рейдово	Рыболовство и рыбопереработка	Э/Э, млн. кВтч	6,37	8,65	8,64
				P _{max} , МВт	5,3*	5,3*	5,3*
Примечание: * - суммарная заявленная мощность оборудования ЗАО «Курильский рыбак»							

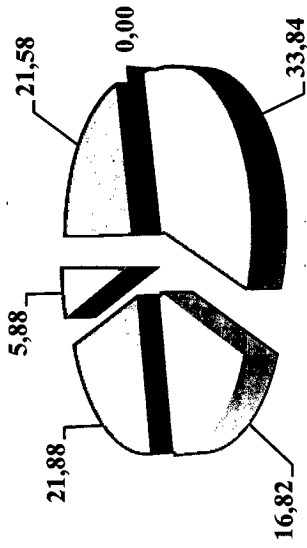
В таблице 4.52 и на рисунке 4.32 приведена структура электропотребления «Курильского энергоузла» по видам экономической деятельности за 2017-2019 гг.

Таблица 4.52

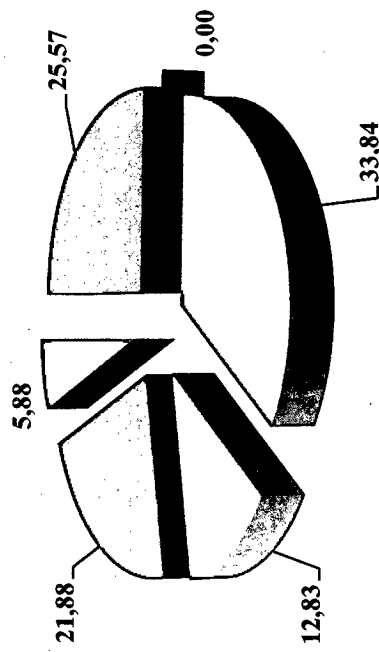
**Структура электропотребления «Курильского энергоузла»
по видам экономической деятельности**

Наименование отраслей	2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Промышленность*	6,37	21,58	8,65	25,57	8,64	24,17
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство*						
Транспорт и связь	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Население и ЖКХ	9,99	33,84	11,45	33,84	11,94	33,39
Прочие потребители	4,97	16,82	4,34	12,83	8,18	22,88
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	6,46	21,88	7,40	21,88	5,07	14,18
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	1,74	5,88	1,99	5,88	1,92	5,37
Всего	29,53	100,00	33,84	100,00	35,74	100,00
Примечание: * - электропотребление секторов промышленность и сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство выделено на основе данных об отчетном электропотреблении ЗАО «Курильский рыбак», т.к. ООО «ДальЭнергоИнвест» не выделил в структуре электропотребления данные сектора, учитывая их электропотребление в секторе прочие потребители						

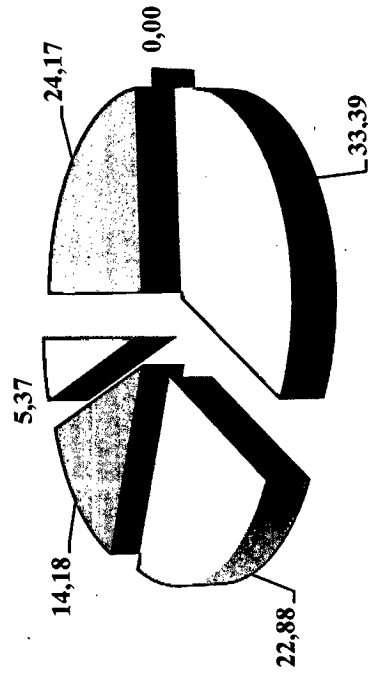
2017 г.



2018 г.



2019 г.



- Промышленность, сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство
- Транспорт и связь
- Население и ЖКХ
- Прочие потребители
- Потери в электрических сетях и пристанционных узлах
- Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды

Рисунок 4.32. Структура электропотребления «Курильского энергоузла» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 гг., в %

Как видно из рисунка 4.32 и таблицы 4.52, значительную долю в электропотреблении «Курильского энергоузла» (33,39 - 33,84%) занимает бытовое потребление (жилищно-коммунальный сектор).

Значительная доля электроэнергии потребляется в секторе промышленности, сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство – 21,58 - 25,57%.

«Северо-Курильский энергорайон»

«Северо-Курильский энергорайон» обеспечивает электроснабжение потребителей г. Северо-Курильск (МО Северо-Курильский городской округ, о. Парамушир).

Динамика потребления электроэнергии и мощности «Северо-Курильского энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг. представлена в таблицах 4.53 - 4.54 и на рисунке 4.33.

Таблица 4.53

Динамика электропотребления «Северо-Курильского энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 г.г.

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, млн. кВтч	18,83	20,53	22,41
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	1,70	1,88
Годовой прирост, %	-	9,01	9,16



Рисунок 4.33. Динамика потребления электрической энергии и мощности «Северо-Курильского энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 гг.

С 2017 г. по 2018 г. электропотребление «Северо-Курильского энергорайона» выросло на 1,7 млн.кВтч (+9,01%), в 2019 г. электропотребление выросло на 1,88 млн.кВтч (+9,16%) относительно 2018 г.

Таблица 4.54

**Динамика максимального потребления мощности
«Северо-Курильского энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 гг.**

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	3,20	3,73	4,30
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,53	0,57
Годовой прирост, %	-	16,56	15,28
Число часов использования максимума нагрузки, час/год	5885	5503	5211

Максимальное потребление мощности наблюдалось в 2019 г. и составило 4,3 МВт, что на 1,1 МВт (+34,4%) выше уровня 2017 г.

Потребители электрической энергии и мощности «Северо-Курильского энергорайона» представлены нагрузкой промышленного, сельскохозяйственного, коммунального, транспортного и других секторов экономики.

Основные крупные потребители «Северо-Курильского энергорайона» за 2017 - 2019 гг. представлены в таблице 4.55.

Таблица 4.55

**Основные крупные потребители
«Северо-Курильского энергорайона» за 2017 - 2019 гг.**

№	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	ОАО «Северо-Курильская база сейнерного флота»	Сахалинская область, г. Северо-Курильск, ул. Набережная, д. 2	Добыча, переработка, хранение, транспортировка продукции из водных биологических ресурсов, рыбоводство и производство биокормов	Э/Э, млн. кВтч	2,20	2,80	4,09
				P _{max} , МВт	0,75	0,80	0,88
2	ООО «Алаид»	Сахалинская область, г. Северо-Курильск, ул. Сахалинская, 51А	Рыболовство и рыбопереработка	Э/Э, млн. кВтч	1,32	1,49	1,12
				P _{max} , МВт	н/д	н/д	н/д

Суммарная доля потребления электроэнергии крупными потребителями, приведенными в таблице 4.55, составляет порядка 20% от общего объёма электропотребления «Северо-Курильского энергорайона».

В таблице 4.56 и на рисунке 4.34 приведена структура электропотребления «Северо-Курильского энергорайона» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 гг.

Таблица 4.56

**Структура электропотребления «Северо-Курильского энергорайона»
по видам экономической деятельности**

Наименование отраслей	2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Промышленность	6,20	32,95	7,03	34,24	9,40	41,97

Наименование отраслей	2017 г.		2018 г.		2019 г.	
	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%	млн. кВтч	%
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство						
Транспорт и связь	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Население и ЖКХ	4,71	25,02	4,82	23,46	4,86	21,67
Прочие потребители	1,96	10,39	1,94	9,46	2,19	9,76
Потери в электрических сетях и станционных узлах	2,98	15,82	3,68	17,94	4,58	20,44
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	2,98	15,83	3,06	14,91	1,38	6,16
Всего	18,83	100,00	20,53	100,00	22,41	100,00

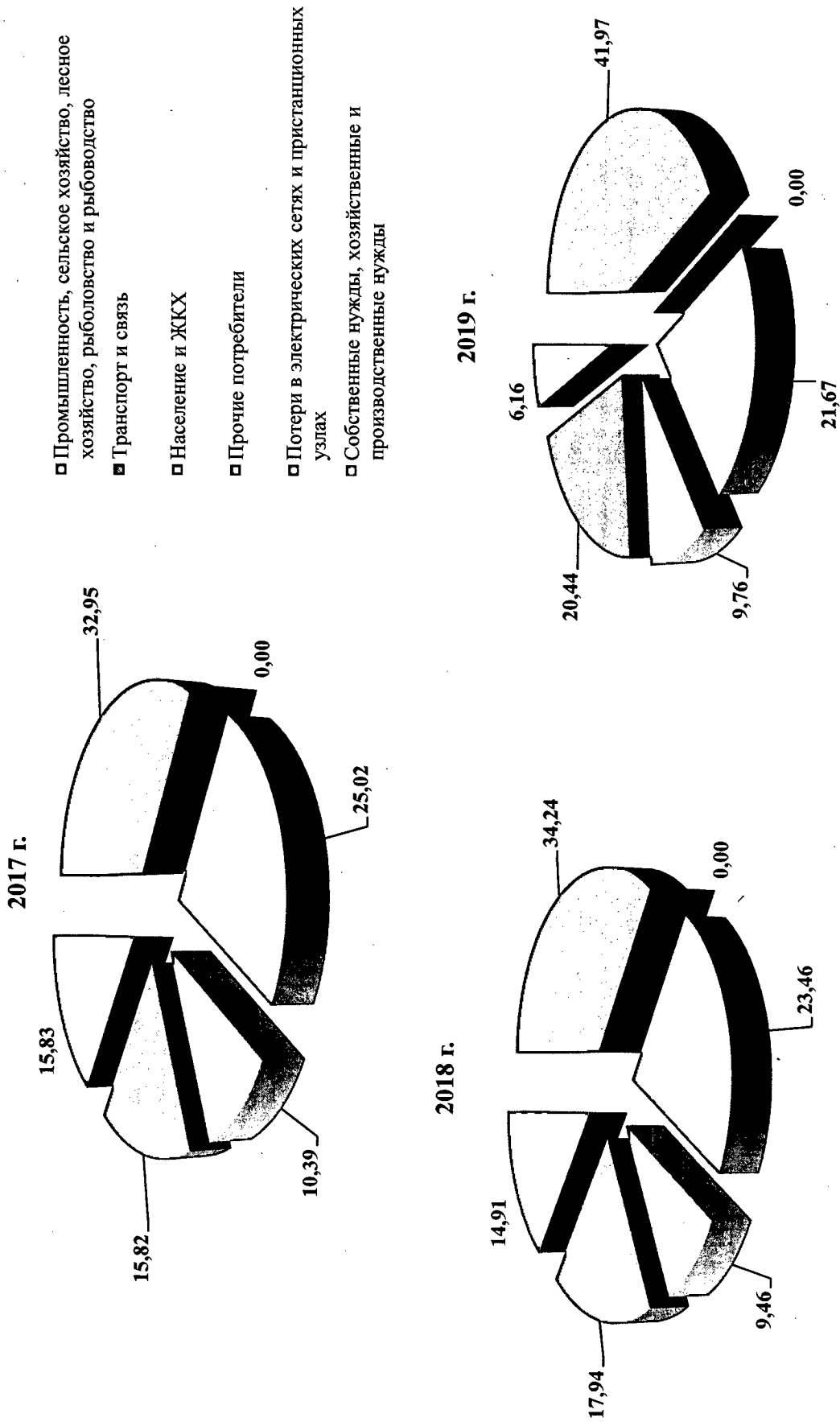


Рисунок 4.34. Структура электропотребления «Северо-Курильского энергорайона» по видам экономической деятельности за 2017 - 2019 гг., в %

Как видно из рисунка 4.34 и таблицы 4.56, наибольшую долю в электропотреблении «Северо-Курильского энергорайона» занимает сектор промышленность, сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство и рыболовство – 32,95 - 41,97%.

Значительная доля электроэнергии потребляется в жилищно-коммунальном секторе – 21,67 - 25,02%.

В целом, в 2017 - 2018 гг. структура потребления электроэнергии «Северо-Курильского энергорайона» не претерпела значительных изменений.

4.3. Характеристика балансов электрической энергии и мощности «Сахалинской энергосистемы» за 2017 - 2019 гг.

Балансы электроэнергии «Сахалинской энергосистемы» за отчетный период 2017 – 2019 гг. приведены в таблице 4.57.

Таблица 4.57

Отчётные балансы электроэнергии «Сахалинской энергосистемы»

млн. кВтч

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление «Сахалинской энергосистемы», в т.ч.	2720,83	2783,17	2900,23
«Центральный энергорайон»	2372,19	2430,47	2544,89
«Северный энергорайон»	212,59	207,36	208,02
Децентрализованные источники	123,20	133,13	135,25
Локальный энергоузел «Сфера»	15,83	16,26	15,49
«Новиковский энергоузел»	1,68	1,72	1,80
«Северо-Курильский энергорайон»	18,83	20,53	22,41
«Курильский энергоузел»	29,53	33,84	35,74
«Южно-Курильский энергоузел»	31,14	34,14	35,47
Энергоузел «Головнино»	1,77	1,85	2,08
«Шикотанский энергоузел»	24,42	24,80	22,25
Прочие децентрализованные источники	12,85	12,22	12,07
Годовая выработка электростанций «Сахалинской энергосистемы», в т.ч.	2720,83	2783,17	2900,23
«Центральный энергорайон»	2372,19	2430,47	2544,89
«Северный энергорайон»	212,59	207,36	208,02
Децентрализованные источники	123,20	133,12	135,25
Локальный энергоузел «Сфера»	15,83	16,26	15,49
«Новиковский энергоузел»	1,68	1,72	1,80
«Северо-Курильский энергорайон»	18,83	20,53	22,41
«Курильский энергоузел»	29,53	33,84	35,74
«Южно-Курильский энергоузел»	31,14	34,14	35,47
Энергоузел «Головнино»	1,77	1,85	2,08
«Шикотанский энергоузел»	24,42	24,80	22,25
Прочие децентрализованные источники	12,85	12,22	12,07

«Центральный энергорайон»

Балансы электрической мощности на максимум потребления мощности «Центрального энергорайона» за отчётный период приведены в таблице 4.58.

Отчетные балансы мощности «Центрального энергорайона»

МВт

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимум потребления мощности	395,00	415,00	445,00
Дата и время (Сахалинское) прохождения максимума потребления мощности	20.12 19:00	31.12 19:00	31.12 19:00
Установленная мощность, в т.ч.	610,74	598,74	634,74
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24
«Сахалинская ГРЭС»	84,00	84,00	-
«Сахалинская ГРЭС-2»	-	-	120,00
«НГЭС»	48,00	48,00	48,00
Блок-станции, в т.ч.	23,50	11,50	11,50
«Томаринская ТЭЦ»	5,00	5,00	5,00
«Холмская ТЭЦ»	6,50	6,50	6,50
«Долинская ТЭЦ»	12,00	-	-
Располагаемая мощность, в т.ч.	607,74	595,74	631,74
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24
«Сахалинская ГРЭС»	84,00	84,00	-
«Сахалинская ГРЭС-2»	-	-	120,00
«НГЭС»	45,00	45,00	45,00
Блок-станции, в т.ч.	23,50	11,50	11,50
«Томаринская ТЭЦ»	5,00	5,00	5,00
«Холмская ТЭЦ»	6,50	6,50	6,50
«Долинская ТЭЦ»	12,00	-	-
Фактический резерв располагаемой мощности	212,74	180,74	186,74

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2019 гг. баланс мощности «Центрального энергорайона» складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва уменьшилась с 212,74 МВт в 2017 г. до 186,74 МВт в 2019 г. в связи с увеличением потребления мощности.

Балансы электроэнергии «Центрального энергорайона» за 2017 - 2019 гг. приведены в таблице 4.59.

Таблица 4.59

Отчётные балансы электроэнергии «Центрального энергорайона»

млн. кВтч

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, в т.ч.	2372,19	2430,47	2544,89
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	296,40	291,44	302,80
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	252,30	251,90	247,27
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	2372,19	2430,47	2544,89
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2012,17	2046,09	2154,49
«Сахалинская ГРЭС»	149,55	166,82	93,07
«Сахалинская ГРЭС-2»	-	-	90,11
«НГЭС»	205,16	214,93	205,28
Блок-станции, в т.ч.	5,32	2,63	1,94
«Томаринская ТЭЦ»	0,65	0,63	0,48
«Холмская ТЭЦ»	2,78	2,00	1,47
«Долинская ТЭЦ»	1,90	0,00	0,00
Число часов использования располагаемой мощности	3903	4080	4028

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	4420	4495	4733
«Сахалинская ГРЭС»	1780	1986	-
«Сахалинская ГРЭС-2»	-	-	751
«НГЭС»	4559	4776	4562
Блок-станции, в т.ч.	226	229	169
«Томаринская ТЭЦ»	129	126	95
«Холмская ТЭЦ»	427	308	225
«Долинская ТЭЦ»	158	-	-

С 2017 г. по 2019 г. в «Центральном энергорайоне» наблюдался преимущественно растущий тренд в электропотреблении. В целом за рассматриваемый отчетный период электропотребление в «Центральном энергорайоне» возросло на 172,7 млн.кВтч (+7,3%). Число часов использования располагаемой мощности станций за период 2017 - 2019 гг. составляло 3903 - 4080.

«Северный энергорайон»

Балансы электрической мощности на максимум потребления мощности «Северного энергорайона» за отчетный период приведены в таблице 4.60.

Таблица 4.60

Отчётные балансы мощности «Северного энергорайона»

МВт

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимум потребления мощности	33,00	32,10	31,30
Дата прохождения максимума потребления мощности	23.01	24.01	07.02
Установленная мощность, в т.ч.	99,00	99,00	99,00
«Охинская ТЭЦ»	99,00	99,00	99,00
Располагаемая мощность, в т.ч.	86,60	86,60	86,60
«Охинская ТЭЦ»	86,60	86,60	86,60
Фактический резерв располагаемой мощности	53,60	54,50	55,30

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2019 гг. фактический резерв располагаемой мощности «Северного энергорайона» увеличился с 53,60 МВт в 2017 г. до 55,30 МВт в 2019 г. в связи со снижением потребления мощности.

Балансы электроэнергии «Северного энергорайона» за 2017 - 2019 гг. приведены в таблице 4.61.

Таблица 4.61

Отчётные балансы электроэнергии «Северного энергорайона»

млн. кВтч

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, в т.ч.	212,59	207,36	208,02
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	16,55	14,41	11,06
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	34,13	33,23	34,37
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	212,59	207,36	208,02
«Охинская ТЭЦ»	212,59	207,36	208,02
Число часов использования располагаемой мощности «Охинская ТЭЦ»	2455	2394	2405

В 2018 г. зафиксировано снижение электропотребления в «Северном энергорайоне» на 5,22 млн. кВтч по сравнению с 2017 г. В 2019 г. зафиксирован рост электропотребления на 0,66 млн.кВтч относительно 2018 г. В целом за отчетный период 2017 – 2019 гг. электропотребление в Северном энерго-районе снизилось на 4,57 млн. кВтч (на -2,15%). Число часов использования располагаемой мощности ТЭЦ за рассматриваемый ретроспективный период составляло 2394 - 2455.

Локальный энергоузел «Сфера»

Балансы электрической мощности на максимум потребления мощности локального энергоузла «Сфера» за отчётный период приведены в таблице 4.62.

Таблица 4.62

Отчётные балансы мощности локального энергоузла «Сфера»

МВт

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимум потребления мощности	3,50	3,53	3,55
Установленная мощность, в т.ч.	7,20	7,20	7,20
Мини ТЭЦ «Сфера»	7,20	7,20	7,20
Располагаемая мощность, в т.ч.	6,65	6,68	6,70
Мини ТЭЦ «Сфера»	6,65	6,68	6,70
Фактический резерв располагаемой мощности	3,15	3,15	3,15

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2019 гг. фактический резерв располагаемой мощности локального энергоузла «Сфера» составлял 3,15 МВт в каждый год рассматриваемого периода.

Балансы электроэнергии локального энергоузла «Сфера» за 2017 - 2019 гг. приведены в таблице 4.63.

Таблица 4.63

Отчётные балансы электроэнергии локального энергоузла «Сфера»

млн. кВтч

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, в т.ч.	15,83	16,26	15,49
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	0,34	0,44	0,42
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	0,58	1,57	1,13
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	15,83	16,26	15,49
Мини ТЭЦ «Сфера»	15,83	16,26	15,49
Число часов использования располагаемой мощности Мини ТЭЦ «Сфера»	2380	2434	2312

В 2018 г. зафиксирован рост электропотребления в локальном энергоузле «Сфера» на 0,43 млн. кВтч по сравнению с 2017 г. В 2019 г. электропотребление снизилось на 0,77 млн. кВтч относительно 2018 г. В целом за отчетный период 2017 - 2019 гг. электропотребление в локальном энергоузле «Сфера» уменьшилось на 0,34 млн.кВтч (-2,12 %). Число часов использова-

ния располагаемой мощности мини ТЭЦ за рассматриваемый ретроспективный период составляло 2312 - 2434.

«Новиковский энергоузел»

Балансы электрической мощности на максимум потребления мощности «Новиковского энергоузла» за отчётный период приведены в таблице 4.64.

Таблица 4.64

Отчётные балансы мощности «Новиковского энергоузла»

МВт

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимум потребления мощности	0,42	0,41	0,39
Установленная мощность, в т.ч.	5,21	5,21	4,96
ВДЭС «Новиково»	5,21	5,21	4,96
Располагаемая мощность, в т.ч.	2,36	2,81	2,91
ВДЭС «Новиково»	2,36	2,81	2,91
Фактический резерв располагаемой мощности	1,94	2,40	2,52

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2019 г.г. фактический резерв располагаемой мощности «Новиковского энергоузла» увеличился с 1,94 МВт в 2017 г. до 2,52 МВт в 2019 г.

Балансы электроэнергии «Новиковского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 г.г. приведены в таблице 4.65.

Таблица 4.65

Отчётные балансы электроэнергии «Новиковского энергоузла»

млн. кВтч

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, в т.ч.	1,68	1,72	1,80
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	н/д	н/д	н/д
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	н/д	н/д	н/д
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	1,68	1,72	1,80
ВДЭС «Новиково»	1,68	1,72	1,80
Число часов использования располагаемой мощности ВДЭС «Новиково»	711	610	618

В целом за отчетный период 2017 - 2019 гг. электропотребление в «Новиковском энергоузле» увеличилось на 0,12 млн.кВтч (+7,01%). Число часов использования располагаемой мощности за рассматриваемый ретроспективный период составляло 610 - 711.

«Северо-Курильский энергорайон»

Балансы электрической мощности на максимум потребления мощности «Северо-Курильского энергорайона» за отчётный период приведены в таблице 4.66.

Отчётные балансы мощности «Северо-Курильского энергорайона»**МВт**

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимум потребления мощности	3,20	3,73	4,30
Установленная мощность, в т.ч.	7,58	7,58	7,11
ДЭС «Северо-Курильская»	5,92	5,92	5,45
Мини ГЭС-1	1,26	1,26	1,26
Мини ГЭС-2	0,40	0,40	0,40
Располагаемая мощность, в т.ч.	6,02	6,02	5,55
ДЭС «Северо-Курильская»	5,92	5,92	5,45
Мини ГЭС-1	0,00	0,00	0,00
Мини ГЭС-2	0,10	0,10	0,10
Фактический резерв располагаемой мощности	2,82	2,29	1,25

В рассматриваемом ретроспективном периоде фактический резерв располагаемой мощности «Северо-Курильского энергорайона» уменьшился с 2,82 МВт в 2017 г. до 1,25 МВт в 2019 г. в связи с увеличением потребления мощности.

Балансы электроэнергии «Северо-Курильского энергорайона» за 2017 - 2019 гг. приведены в таблице 4.67.

Таблица 4.67

**Отчётные балансы электроэнергии
«Северо-Курильского энергорайона»****млн. кВтч**

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, в т.ч.	18,83	20,53	22,41
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	2,98	3,68	4,58
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	2,98	3,06	1,38
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	18,83	20,53	22,41
ДЭС «Северо-Курильская»	16,16	18,15	21,08
Мини ГЭС-1	1,68	1,52	0,69
Мини ГЭС-2	0,99	0,85	0,64
Число часов использования располагаемой мощности ДЭС «Северо-Курильская»	2730	3066	3869

В целом за отчетный ретроспективный период электропотребление в «Северо-Курильском энергорайоне» увеличилось на 3,58 млн.кВтч (на +19,0%). Число часов использования располагаемой мощности ДЭС за период 2017 - 2019 гг. составляло 2730 - 3869.

«Курильский энергоузел»

Балансы электрической мощности на максимум потребления мощности «Курильского энергоузла» за отчётный период приведены в таблице 4.68.

Отчётные балансы мощности «Курильского энергоузла»**МВт**

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимум потребления мощности	6,78	7,09	7,48
Установленная мощность, в т.ч.	10,82	10,82	14,02
ДЭС «Рейдово»	3,26	3,26	4,86
ДЭС «Китовая»	7,55	7,55	9,15
Располагаемая мощность, в т.ч.	10,82	10,82	14,02
ДЭС «Рейдово»	3,26	3,26	4,86
ДЭС «Китовая»	7,55	7,55	9,15
Фактический резерв располагаемой мощности	4,04	3,73	6,53

В рассматриваемом ретроспективном периоде фактический резерв располагаемой мощности «Курильского энергоузла» увеличилась с 3,73 МВт в 2018 г. до 6,53 МВт в 2019 г. за счет увеличения суммарной установленной мощности электростанций энергоузла.

Балансы электроэнергии «Курильского энергоузла» за 2017 - 2019 гг. приведены в таблице 4.69.

Таблица 4.69

Отчётные балансы электроэнергии «Курильского энергоузла»**млн. кВтч**

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, в т.ч.	29,53	33,84	35,74
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	6,46	7,40	5,07
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	1,74	1,99	1,92
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	29,53	33,84	35,74
ДЭС «Рейдово»	10,03	11,76	12,29
ДЭС «Китовая»	19,51	22,08	23,45
Число часов использования располагаемой мощности	2731	3128	2550
ДЭС «Рейдово»	3072	3602	2526
ДЭС «Китовая»	2583	2923	2563

С 2017 г. по 2019 г. в «Курильском энергоузле» наблюдался растущий тренд в электропотреблении. В целом за отчетный ретроспективный период электропотребление в «Курильском энергоузле» увеличилось на 6,21 млн.кВтч (+21,04%). Число часов использования располагаемой мощности за период 2017 - 2019 гг. составляло порядка 2550 - 3128.

«Южно-Курильский энергоузел»

Балансы электрической мощности на максимум потребления мощности «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период приведены в таблице 4.70.

Отчётные балансы мощности «Южно-Курильского энергоузла»

МВт

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимум потребления мощности	5,65	6,05	6,33
Установленная мощность, в т.ч.	9,87	11,83	20,73
ДЭС «Южно-Курильская»	9,87	11,83	13,33
«Менделеевская ГеоТЭС»	-	-	7,40
Располагаемая мощность, в т.ч.	6,04	6,90	8,27
ДЭС «Южно-Курильская»	6,04	6,90	8,27
«Менделеевская ГеоТЭС»	-	-	0,00
Фактический резерв располагаемой мощности	0,39	0,85	1,94

В рассматриваемом ретроспективном периоде фактический резерв располагаемой мощности «Южно-Курильского энергоузла» увеличился с 0,39 МВт в 2017 г. до 1,94 МВт в 2019 г. за счёт увеличения суммарной установленной мощности электростанций (ввод в эксплуатацию «Менделеевской ГеоТЭС», ввод агрегатов на ДЭС «Южно-Курильская»).

Балансы электроэнергии «Южно-Курильского энергоузла» за 2017 - 2019 гг. приведены в таблице 4.71.

Таблица 4.71

Отчётные балансы электроэнергии «Южно-Курильского энергоузла»

млн. кВтч

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, в т.ч.	31,14	34,14	35,47
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	4,29	3,51	3,95
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	1,53	1,84	1,50
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	31,14	34,14	35,47
ДЭС «Южно-Курильская»	31,14	34,14	30,92
«Менделеевская ГеоТЭС»	-	-	4,55
Число часов использования располагаемой мощности ДЭС «Южно-Курильская»	5156	4947	3739

С 2017 г. по 2019 г. в «Южно-Курильском энергоузле» наблюдался преимущественно растущий тренд в электропотреблении. В целом за рассматриваемый отчетный период электропотребление в «Южно-Курильском энергоузле» возросло на 4,33 млн.кВтч (+13,9%). Число часов использования располагаемой мощности ДЭС за период 2017 - 2019 гг. составляло 3739 - 5156.

Энергоузел «Головнино»

Балансы электрической мощности на максимум потребления мощности энергоузла «Головнино» за отчетный период приведены в таблице 4.72.

Отчётные балансы мощности энергоузла «Головнино»**МВт**

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимум потребления мощности	0,41	0,43	0,48
Установленная мощность, в т.ч.	2,25	2,25	2,25
ВДЭС «Головнино»	2,25	2,25	2,25
Располагаемая мощность, в т.ч.	1,80	1,80	1,80
ВДЭС «Головнино»	1,80	1,80	1,80
Фактический резерв располагаемой мощности	1,39	1,37	1,32

В рассматриваемом ретроспективном периоде фактический резерв располагаемой мощности энергоузла «Головнино» уменьшился с 1,39 МВт в 2017 г. до 1,32 МВт в 2019 г. в связи с увеличением потребления мощности.

Балансы электроэнергии энергоузла «Головнино» за 2017 - 2019 гг. приведены в таблице 4.73.

Таблица 4.73

Отчётные балансы электроэнергии энергоузла «Головнино»**млн. кВтч**

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, в т.ч.	1,77	1,85	2,08
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	0,24	0,24	0,28
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	0,23	0,23	0,30
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	1,77	1,85	2,08
ВДЭС «Головнино»	1,77	1,85	2,08
Число часов использования располагаемой мощности ВДЭС «Головнино»	984	1029	1160

С 2017 г. по 2019 г. в энергоузле «Головнино» наблюдался преимущественно растущий тренд в электропотреблении. В целом за рассматриваемый отчетный период электропотребление в энергоузле «Головнино» возросло на 0,31 млн.кВтч (+17,62%). Число часов использования располагаемой мощности станции за период 2017 - 2019 гг. составляло 984 - 1160.

«Шикотанский энергоузел»

Балансы электрической мощности на максимум потребления мощности «Шикотанского энергоузла» за отчетный период приведены в таблице 4.74.

Таблица 4.74

Отчётные балансы мощности «Шикотанского энергоузла»**МВт**

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимум потребления мощности	4,10	4,15	4,45
Установленная мощность, в т.ч.	6,60	8,25	6,65
ДЭС «Малокурильская»	2,60	4,25	4,25
ДЭС «Крабзаводская»	2,40	2,40	2,40
ДЭС «Курильский рыбак»*	1,60	1,60	-

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Располагаемая мощность, в т.ч.	6,60	8,25	5,25
ДЭС «Малокурильская»	2,60	4,25	2,85
ДЭС «Крабзаводская»	2,40	2,40	2,40
ДЭС «Курильский рыбак»*	1,60	1,60	-
Фактический резерв располагаемой мощности	2,50	4,10	0,80
Примечание: * - находилась в эксплуатации (аренда) у МУП «Шикотанское жилищное управление» с 11.2015 г. по 12.2018 г.			

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2019 гг. фактический резерв располагаемой мощности «Шикотанского энергоузла» в 2018 г. увеличился на 1,6 МВт относительно 2017 г., в 2019 г. снизился на 3,3 МВт относительно 2018 г.

Балансы электроэнергии «Шикотанского энергоузла» за 2017 - 2019 гг. приведены в таблице 4.75.

Таблица 4.75

Отчётные балансы электроэнергии «Шикотанского энергоузла»

млн. кВтч

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Электропотребление, в т.ч.	24,42	24,80	22,25
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	2,48	2,56	2,56
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	3,62	4,96	4,00
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	24,42	24,80	22,25
ДЭС «Малокурильская»	14,48	12,33	14,25
ДЭС «Крабзаводская»	6,78	7,68	8,01
ДЭС «Курильский рыбак»*	3,16	4,78	-
Число часов использования располагаемой мощности	3699	3005	4239
ДЭС «Малокурильская»	5570	2901	4999
ДЭС «Крабзаводская»	2824	3201	3336
ДЭС «Курильский рыбак»*	1973	2990	-
Примечание: * - находилась в эксплуатации (аренда) у МУП «Шикотанское жилищное управление» с 11.2015 г. по 12.2018 г.			

В 2018 г. в «Шикотанском энергоузле» электропотребление увеличилось на 0,38 млн. кВтч относительно 2017 г. В 2019 г. зафиксировано снижение электропотребления на 2,54 млн. кВтч. В целом за рассматриваемый отчетный период электропотребление в «Шикотанском энергоузле» снизилось на 2,16 млн. кВтч (-8,85%). Число часов использования располагаемой мощности станций за период 2017 - 2019 гг. составляло 3005 - 4239.

4.4. Оценка и анализ потерь электроэнергии на её транспорт за 2017 - 2019 гг.

В данном разделе приведена оценка и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях крупнейших сетевых организаций, функционирующих на территории Сахалинской области, – ПАО «Сахалинэнерго», ООО «Охинские электрические сети», ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

Значения потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «Сахалинэнерго» и полезного отпуска за 2017 - 2018 гг. приведены в таблице 4.76. Данные по прогнозируемым величинам потерь электрической энергии за 2019 год собственником не предоставлены.

Таблица 4.76

**Потери электроэнергии в электрических сетях
ПАО «Сахалинэнерго» за 2017 - 2018 гг.**

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.
Отпуск в сеть за год (млн. кВтч)	2 080,56	2 138,47
Потери электроэнергии в сетях за год (млн. кВтч)	264,94	257,09
% потерь от отпуска в сеть	12,73	12,02
Полезный отпуск в сеть за год (млн. кВтч)	1 815,62	1 881,38

Величина потерь на транспорт электроэнергии в электрических сетях ПАО «Сахалинэнерго» в рассматриваемый период 2017 - 2018 гг. составила:

- 2017 г. – 264,94 млн. кВтч;
- 2018 г. – 257,09 млн. кВтч (снижение на 2,96% относительно 2017 г.).

При этом отпуск электроэнергии в сеть за отчетный период составил:

- 2017 г. – 2080,56 млн. кВтч;
- 2018 г. – 2138,47 млн. кВтч (рост на 2,78% относительно 2017 г.).

Значения потерь электроэнергии за 2017 - 2019 гг. в сетях ООО «Охинские электрические сети» приведены в таблице 4.77.

Таблица 4.77

**Потери электроэнергии в электрических сетях
ООО «Охинские электрические сети» за 2017 - 2019 гг.**

Наименование показателей	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Отпуск в сеть за год (млн. кВтч)	75,11	74,90	72,50
Потери электроэнергии в сетях за год (млн. кВтч)	13,33	11,54	10,31
% потерь от отп. в сеть	17,75	15,41	14,23
Полезный отпуск в сеть за год (млн. кВтч)	61,78	63,36	62,18

Величина потерь на транспорт электроэнергии по сетям ООО «Охинские электрические сети» в рассматриваемый период 2017 - 2019 гг. составила:

- 2017 г. – 13,33 млн. кВтч;
- 2018 г. – 11,54 млн. кВтч (снижение на 13,4% относительно 2017 г.);
- 2019 г. – 10,31 млн. кВтч (снижение на 10,7% относительно 2018 г.).

Отпуск электроэнергии в сеть за отчетный период составил:

- 2017 г. – 75,11 млн. кВтч;
- 2018 г. – 74,90 млн. кВтч (снижение на 0,3% относительно 2017 г.);
- 2019 г. – 72,50 млн. кВтч (снижение на 3,2% относительно 2018 г.).

Согласно данным ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» величина потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 35 кВ энергокомпании составила 0,83 млн. кВтч в 2017 г., 2,55 млн. кВтч в 2018 г., 1,73 млн. кВтч в 2019 г. Данные об отпуске в сеть собственником не предоставлены.

В соответствии с предоставленными данными величина потерь электроэнергии в электрических сетях носит непостоянный характер. В наибольшей степени изменение величины потерь электроэнергии обусловлено изменением величины коммерческих потерь. Величина данных потерь в основном зависит от несовершенства системы учета потребления электроэнергии, неодновременности оплаты и хищений.

Основные характеристики электросетевого комплекса 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы»

Электрические сети напряжением 35 - 220 кВ представлены в «Центральном энергорайоне», напряжением 35 кВ – в «Северном энергорайоне», «Курильском энергоузле» и «Южно-Курильском энергоузле».

Электрические сети напряжением 110 - 220 кВ получили развитие только в «Центральном энергорайоне», в котором также действует самая протяженная сеть 35 кВ. Электрические сети «Северного энергорайона», «Курильского энергоузла» и «Южно-Курильского энергоузла» сформированы на напряжении 35 кВ и ниже.

Карта-схема «Центрального энергорайона» и «Северного энергорайона» «Сахалинской энергосистемы» на 2019 г. приведена в приложении № 1 к Схеме и программе.

«Центральный энергорайон»

Важным для «Центрального энергорайона» энергетическим объектом является ПС «Южно-Сахалинская», на шины 110 кВ которой осуществляется выдача мощности «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1». Подстанция обеспечивает связь сети 110 кВ одноименного г. Южно-Сахалинска с основной сетью 220 кВ «Центрального энергорайона» посредством двух автотрансформаторов мощностью по 125 МВА каждый.

Начиная с ноября 2019 г. в составе «Центрального энергорайона» функционирует «Сахалинская ГРЭС-2», введенная взамен существующей электростанции – «Сахалинской ГРЭС». В настоящее время выполнен перевод линий электропередачи 220 кВ с ПС «Ильинская» на ЗРУ-220 кВ «Сахалинской ГРЭС-2» с последующим демонтажем ПС «Ильинская» (акт № 2 от 22.11.2019 г. ПАО «Сахалинэнерго» о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации ПС 220/35/10 кВ «Ильинская»). ОРУ-220 кВ «Сахалинской ГРЭС» переименовано в ПС «Лермонтовка».

От ПС «Лермонтовка» в южном направлении на напряжении 220 кВ сформирована кольцевая схема с двумя отходящими ВЛ-220 кВ ПС «Лер-

монтовка» – ПС «Краснопольская» (Д-2); ПС «Краснопольская» – ПС «Красногорская» (Д-4); ПС «Красногорская» – «Сахалинская ГРЭС-2» (Д-6) и ПС «Лермонтовка» – ПС «Макаровская» (Д-1); ПС «Макаровская» – «Сахалинской ГРЭС-2» (Д-3). Второе кольцо 220 кВ объединяет ЗРУ-220 кВ «Сахалинской ГРЭС-2» с ПС «Южно-Сахалинская» через ПС-220 кВ промышленной зоны южной части острова – ПС «Томаринская», ПС «Чеховская», ПС «Холмская» и ПС «Углезаводская».

Шины 220 кВ ПС «Лермонтовка» также связаны по одноцепному транзиту с ПС «Ноглики» через ПС «Смирных» и ПС «Тымовская». На ПС «Ноглики» имеется РУ-220 кВ и установлен один автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 63 МВА. В настоящее время шины 220 кВ ПС «Ноглики» работают на напряжении 110 кВ вместе с ВЛ-110 кВ ПС «Тымовская» – ПС «Ноглики» (С-55). Обмотка 220 кВ автотрансформатора отключена от шин 220 кВ, связь шин 110 кВ и 220 кВ осуществляется через переемычку 110 кВ.

Распределительная сеть 110 кВ «Центрального энергорайона» сформирована как в одноцепном, так и в двухцепном исполнении радиальными и кольцевыми связями. Ряд линий электропередачи 110 кВ «Центрального энергорайона» выполнен современными проводами AERO-Z-261 и AAAC-Z-261 с улучшенными механическими характеристиками. Повышенная стойкость данных проводов к ветровым и гололедно-изморозевым нагрузкам, обусловленным климатическими условиями о. Сахалин, позволяет существенно повысить надежность электроснабжения потребителей.

ЛЭП-35 кВ «Центрального энергорайона» выполнены как в одноцепном, так и в двухцепном исполнении. По конфигурации это сети с двухсторонним питанием, часть линий электропередачи 35 кВ – с односторонним питанием.

«Северный энергорайон»

Системообразующие ЛЭП «Северного энергорайона» выполнены на напряжении 35 кВ одноцепными линиями по кольцевой схеме для обеспечения возможности резервирования, при этом в нормальной схеме работая в режиме разомкнутого кольца. От секций 35 кВ основного и единственного источника электрической энергии на территории «Северного энергорайона» - «Охинской ТЭЦ» отходят три магистральные ВЛ-35 кВ до первой, второй и третьей секций ПС «Тунгор», на которой осуществляется объединение магистралей (при этом СВ на ПС «Тунгор» нормально отключены). Остальная часть ВЛ-35 кВ – одноцепные, радиальные, с односторонним питанием.

«Курильский энергоузел»

В «Курильском энергоузле» на территории о. Итуруп для электроснабжения потребителей и обеспечения электрической связи между дизельными

электростанциями в с. Рейдово и с. Китовый имеет место применение электрических сетей 35 кВ.

Так, в 2012 г. была введена в работу КЛ-35 кВ ПС «Рейдово» – ПС «Курильск», осуществляющая электрическую связь основных центров питания 35 кВ энергорайона – ПС «Рейдово» и ПС «Курильск». Большую часть года линия отключена, ДЭС работают отдельно. Параллельная работа электростанций не допускается, при включении КЛ-35 кВ в работу осуществляется перенос точки раздела (питание только в направлении г. Курильск).

Также ПС «Курильск» имеет связь с «Океанской ГеоТЭС» по КЛ-35 кВ «Океанская ГеоТЭС» – ПС «Курильск», в настоящее время выведенной из эксплуатации.

«Южно-Курильский энергоузел»

В «Южно-Курильском энергоузле» на территории о. Кунашир по ВЛ-35 кВ (ПС «Менделеевская» – ПС «Южно-Курильская») осуществляется электрическая связь между «Менделеевской ГеоТЭС» и п.г.т. Южно-Курильск, в котором располагается основной энергоисточник – ДЭС «Южно-Курильская».

Центрами питания 35 кВ «Южно-Курильского энергоузла» являются подстанции ПС «Южно-Курильская» (РП-3) и ПС «Менделеевская» (РП-5) и ТП-35 кВ «Водовод I подъёма». На ПС «Менделеевская» осуществляется выдача мощности «Менделеевской ГеоТЭС».

Сводные данные по протяженности ВЛ, КЛ и трансформаторной мощности ПС «Сахалинской энергосистемы» по классам напряжения по состоянию на 2019 г. приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Протяженность ВЛ, КЛ и трансформаторная мощность ПС «Сахалинской энергосистемы»

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
«Центральный энергорайон»		
220 кВ	ВЛ – 837,02	1194,0
110 кВ	ВЛ – 526,16; КЛ – 4,44	920,0
35 кВ	ВЛ – 1071,57; КЛ – 17,47	742,3
«Северный энергорайон»		
35 кВ	ВЛ – 323,60	134,0
Децентрализованные (изолированные) энергорайоны и энергоузлы		
35 кВ	ВЛ – 12,26; КЛ – 34,70	33,9
Итого по «Сахалинской энергосистеме»		
220 кВ	ВЛ – 837,02	1194,0
110 кВ	ВЛ – 526,16; КЛ – 4,44	920,0
35 кВ	ВЛ – 1407,43; КЛ – 52,17	910,1

ПАО «Сахалинэнерго»

Протяженность ЛЭП 35 - 220 кВ, количество и суммарная мощность ПС-35 - 220 кВ, обслуживаемых ПАО «Сахалинэнерго», по состоянию на 2019 г. составили:

Класс напряжения, кВ	Протяженность действующих ВЛ и КЛ (в одноцепном исчислении), км	Количество и суммарная мощность ПС, шт./МВА*
220	837,02	12 / 1194,0
110	ВЛ – 524,34 КЛ – 4,44	18 / 920,0
35	ВЛ – 941,07 КЛ – 1,15	69 / 494,0

*- количество и суммарная мощность подстанций приведена без учета электростанций – «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1» и «Сахалинской ГРЭС-2»

Анализ технического состояния электросетевых объектов 220-110-35 кВ ПАО «Сахалинэнерго» показал:

- 10 ПС (83,3%), 13 ПС (72,2%), 42 ПС (60,9%) отработали более 30 лет (от общего числа ПС соответствующего класса напряжения 220, 110, 35 кВ);

- 871,0 МВА трансформаторной мощности (72,9%), 426,0 МВА (46,3%), 292,6 МВА (59,2%) отработало более 30 лет (от общей трансформаторной мощности соответствующего класса напряжения 220, 110, 35 кВ);

- воздушные линии электропередачи, выполненные на металлических и железобетонных опорах, протяженностью 440,69 км в одноцепном исчислении (52,6%), 127,77 км (24,4%), 21,0 км (2,2%) отработали более 50 лет (от общей протяженности ВЛ соответствующего класса напряжения 220, 110, 35 кВ);

- воздушные линии электропередачи 35 кВ, выполненные на деревянных опорах протяженностью 145,24 км (15,4% от общей протяженности ВЛ-35 кВ) отработали более 40 лет.

Кабельные линии электропередачи, отработавшие более 30 лет, отсутствуют.

АО «Ногликская газовая электрическая станция» (АО «НГЭС»)

В эксплуатации АО «НГЭС» находятся две линии электропередачи, осуществляющие связь «НГЭС» с ПС «Ноглики»: ВЛ-110 кВ «НГЭС» – ПС «Ноглики» (С-53) и ВЛ-110 кВ «НГЭС» – ПС «Ноглики» (С-54), выполненные на металлических опорах, суммарной протяженностью 1,82 км (в одноцепном исчислении). Срок службы ВЛ по состоянию на 2019 г. составляет 20 лет.

ООО «Охинские электрические сети»

Протяженность ВЛ-35 кВ, количество и суммарная мощность ПС-35 кВ, обслуживаемых ООО «Охинские электрические сети», по состоянию на 2019 г. составили:

Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	41,5
Количество и суммарная установленная мощность ПС, шт./МВА	7 / 57,6

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ ООО «Охинские электрические сети» показал:

- 5 подстанций (71,4% от общего числа ПС-35 кВ) отработали более 30 лет;
- 15,3 МВА трансформаторной мощности (26,6% от общей трансформаторной мощности напряжением 35 кВ) отработало более 30 лет;
- воздушные линии электропередачи 35 кВ, выполненные на металлических и железобетонных опорах, протяженностью 29,8 км в одноцепном исчислении (71,8% от общей протяженности ВЛ-35 кВ) отработали более 50 лет.

ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»

Протяженность ВЛ-35 кВ, количество и суммарная мощность ПС-35 кВ, обслуживаемых ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», по состоянию на 2019 г. составили:

Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	345,7
Количество и суммарная установленная мощность ПС, шт./МВА	29 / 155,7

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» показал:

- 11 подстанций (37,9% от общего числа ПС-35 кВ) отработали более 30 лет;
- 30,6 МВА трансформаторной мощности (19,7% от общей трансформаторной мощности напряжением 35 кВ) отработало более 30 лет;
- воздушные линии электропередачи 35 кВ, выполненные на металлических и железобетонных опорах, протяженностью 173,25 км в одноцепном исчислении (50,1% от общей протяженности ВЛ-35 кВ) отработали более 50 лет, выполненные на деревянных опорах протяженностью 54,15 км (15,7% от общей протяженности ВЛ-35 кВ) отработали более 40 лет.

МУП «Электросервис»

Протяженность КЛ-35 кВ, количество и суммарная мощность ПС-35 кВ, обслуживаемых МУП «Электросервис», по состоянию на 2019 г. составили:

Протяженность действующих КЛ, км	16,32
Количество и суммарная установленная мощность ПС, шт./МВА	6 / 108,7

В эксплуатации МУП «Электросервис» подстанции и кабельные линии электропередачи, отработавшие более 30 лет, отсутствуют. Трансформаторы на ПС «Синегорская» отработали более 30 лет.

МУП «Водоканал»

В эксплуатации МУП «Водоканал» находятся три подстанции 35 кВ: ПС «БАМ» (введена в эксплуатацию в 1979 г.), ПС «Промбаза» (введена в эксплуатацию в 1985 г.), ПС «Вал» (введена в эксплуатацию в 1991 г.). На ПС «Вал» установлен трансформатор, отработавший более 30 лет.

Филиал Дальневосточный АО «Оборонэнерго»

Протяженность ВЛ-35 кВ, количество и суммарная мощность ПС-35 кВ, обслуживаемых АО «Оборонэнерго», по состоянию на 2019 г. составили:

Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	10,4
Количество и суммарная установленная мощность ПС, шт./МВА	1 / 1,0

В эксплуатации АО «Оборонэнерго» находится ПС «В/Ч» (введена в эксплуатацию в 1980 г.) и выполненная на деревянных опорах ВЛ-35 кВ ПС «Адо-Тымово» – ПС «В/Ч» (Т-515) (введена в эксплуатацию в 1980 г.).

Дальневосточная дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»

Протяженность ВЛ-35 кВ, количество и суммарная мощность ПС-35 кВ, обслуживаемых Дальневосточной дирекцией по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД», по состоянию на 2019 г. составили:

Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	40
Количество и суммарная установленная мощность ПС, шт./МВА	1 / 2,0

В эксплуатации Дальневосточной дирекцией по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» находится ПС «Взморье» и ВЛ-35 кВ ПС «Ильинская» – ПС «Взморье» (Т-231).

ООО «ДальЭнергоИнвест»

Протяженность КЛ-35 кВ, количество и суммарная мощность ПС-35 кВ, обслуживаемых ООО «ДальЭнергоИнвест», по состоянию на 2019 г. составили:

Протяженность действующих КЛ, км	34,7
Количество и суммарная установленная мощность ПС, шт./МВА	2 / 13,0

В эксплуатации ООО «ДальЭнергоИнвест» находятся две подстанции 35 кВ – ПС «Рейдово» (введена в эксплуатацию в 2015 г.) и ПС «Курильск» (введена в эксплуатацию в 2007 г.) и две кабельные линии 35 кВ – КЛ-35 кВ «Океанская ГеоТЭС» – ПС «Курильск» (введена в эксплуатацию в 2006 г.) и КЛ-35 кВ ПС «Рейдово» – ПС «Курильск» (введена в эксплуатацию в 2012 г.).

ЗАО «Энергия Южно-Курильская»

Протяженность ВЛ-35 кВ, количество и суммарная мощность ПС-35 кВ, обслуживаемых ЗАО «Энергия Южно-Курильская», по состоянию на 2019 г. составили:

Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	12,26
Количество и суммарная установленная мощность ПС, шт./МВА	3 / 20,9

В эксплуатации ЗАО «Энергия Южно-Курильская» находятся три подстанции 35 кВ – ПС «Южно-Курильская» (РП-3) (введена в эксплуатацию в 2005 г.), ПС «Менделеевская» (РП-5) (введена в эксплуатацию в 2005 г.) и ТП-35 кВ «Водовод I подъема» (введена в эксплуатацию в 2012 г.) и одна воздушная линия электропередачи 35 кВ – ПС «Менделеевская» – ПС «Южно-Курильская», выполненная на металлических опорах (введена в эксплуатацию в 2003 г.).

6. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Сахалинской области

Анализ функционирования и развития электроэнергетического комплекса Сахалинской области позволил выявить основные особенности и проблемы существующего состояния, которые требуют решения в ближайшей перспективе, а также на которые стоит обратить внимание при проведении реконструкции или нового строительства.

Важнейшей проблемой электросетевого комплекса 35 - 220 кВ «Сахалинской энергосистемы» является прогрессирующий моральный и физический износ основных фондов, опережающий темпы реконструкции и технического перевооружения электросетевого оборудования. В частности, в экс-

плуатации находятся подстанции и линии электропередачи, срок службы которых превысил нормативный:

- ✓ Подстанции и трансформаторы, отработавшие более 30 лет:
 - 220 кВ: ПС 83,3 % (10 шт.), ТР 72,9 % (871,0 МВА);
 - 110 кВ: ПС 72,2 % (13 шт.), ТР 46,3 % (426,0 МВА);
 - 35 кВ: ПС 48,0 % (61 шт.), ТР 38,2 % (347,6 МВА).
- ✓ Линии электропередачи, выполненные на металлических и железобетонных опорах, отработавшие более 50 лет:
 - 220 кВ: 52,6 % (440,69 км);
 - 110 кВ: 24,4 % (127,77 км);
 - 35 кВ: 15,9 % (224,05 км).
- ✓ Линии электропередачи, выполненные на деревянных опорах, отработавшие более 40 лет: 35 кВ – 14,1 % (199,39 км).

Эксплуатация электросетевых объектов осуществляется в условиях высокой циклонической деятельности, значительных ветровых и гололедных нагрузок, агрессивных солевых осадков, пучинистости грунтов, что создает высокую вероятность повреждения линий электропередачи и оборудования. Кроме того, в период гололедообразования требуется отключение линий электропередачи для плавки гололеда.

Питание значительного числа ПС 35 - 110 кВ «Сахалинской энергосистемы» осуществляется по одноцепным линиям электропередачи без резервирования. На ряде подстанций энергосистемы установлен только один трансформатор. Загрузка части центров питания 35 кВ превышает допустимые параметры (в режимах отключения одного из трансформаторов).

7. Цели и задачи развития электроэнергетики Сахалинской области

Основной целью развития электроэнергетики Сахалинской области является обеспечение энергетической безопасности хозяйственного комплекса и социальной сферы, устранение инфраструктурных ограничений экономического развития, создание условий для социально-экономического развития региона.

Для обеспечения и поддержания экономического роста в Сахалинской области необходимо сбалансированное развитие электроэнергетического комплекса, создание технических основ надежного электроснабжения и гарантированного доступа всех субъектов экономической деятельности к источникам электрической энергии, а источников – к сетям. Опережающий характер развития электроэнергетики должен сочетаться с повышением эффективности производства и передачи электроэнергии с целью снижения тарифной нагруз-

ки на потребителей и создания благоприятных условий для привлечения инвестиций.

Развитие электроэнергетики Сахалинской области первоначально направлено на решение следующих задач: строительство новых (замещение выбывающих) генерирующих мощностей, повышение надежности и эффективности функционирования электросетевого комплекса в существующих экстремальных климатических условиях.

К целям и задачам развития электроэнергетики Сахалинской области в соответствии со Стратегией социально-экономического развития Сахалинской области на период до 2025 года (утверждена постановлением Правительства Сахалинской области № 99 от 28.03.2011 г. (с изменениями на 05.03.2018 г.)) относятся: повышение надежности электроснабжения потребителей, устранение «узких мест» в технологических цепочках, развитие электросетевого хозяйства, создание новых генерирующих мощностей, обновление потенциала децентрализованной энергетики и снижение затрат на производство электроэнергии, снижение потерь электроэнергии.

Исходя из вышесказанного, основными направлениями развития электроэнергетики Сахалинской области являются:

- развитие объектов по производству электрической энергии с поэтапным выводом оборудования, выработавшего свой ресурс;
- развитие сетевой инфраструктуры с целью увеличения надежности и обеспечения спроса на электрическую энергию и мощность;
- развитие и повышение эффективности функционирования изолированных энергорайонов.

Схема и программа определяют основные направления нового строительства, реконструкции и модернизации электрогенерирующей и электросетевой инфраструктуры Сахалинской области, обеспечивающей стабильное функционирование электроэнергетического комплекса в условиях реализации программ жилищного строительства, объектов социально-культурной сферы, развития промышленного комплекса.

8. Прогноз развития электрогенерирующего комплекса и энергетических балансов «Сахалинской энергосистемы» на период 2020 - 2024 гг.

8.1. Перспектива развития генерирующих мощностей на электрических станциях Сахалинской области

В рассматриваемый перспективный период 2020 - 2024 гг. изменение установленной мощности электростанций «Сахалинской энергосистемы» ожидается за счет следующих мероприятий:

Наименование электростанции	2019 г. (отчёт)	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
ДЭС «Северо-Курильская»	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45
Мини ГЭС-1	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Мини ГЭС-2	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
«Курильский энергоузел»	14,02	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27
ДЭС «Рейдово»	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86
СЭС «Рейдово»	-	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
ДЭС «Китовая»	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15
«Южно-Курильский энергоузел»	20,73	20,73	20,73	20,73	20,73	20,73
ДЭС «Южно-Курильская»	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33
«Менделеевская ГеоТЭС»	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
Энергоузел «Головнино»	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
ВДЭС «Головнино»	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
«Шикотанский энергоузел»	6,65	5,65	6,65	6,65	6,65	6,65
ДЭС «Малокурильская»	4,25	3,25	4,25	4,25	4,25	4,25
ДЭС «Крабзаводская»	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Прочие децентрализованные источники, всего	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76
<i>из них:</i>						
ДЭС «Виахту»	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
ДЭС «Хоэ»	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Мини ТЭЦ «Ныш»	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
ДЭС «Первомайская»	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
ДЭС «Пихтовое»	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Мини ТЭЦ «Сфера-2»	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
ДЭС «Горное-1»*	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
ДЭС «Горное-2»*	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
ДЭС «Буревестник»	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Итого по «Сахалинской энергосистеме»	804,40	804,16	836,30	836,30	836,30	836,30
Примечание: * - находится в эксплуатации (аренда) у МУП «Жилкомсервис» с 08.2018 г.						

Также в соответствии с информацией, полученной от АО «Мобильные ГТЭС», к концу 2022 г. планируется осуществить поэтапный ввод в эксплуатацию дополнительных генерирующих источников для покрытия нагрузок о. Шикотан (предприятий и населения с. Малокурильское, с. Крабзаводское и ТОР «Курилы»): на 1 этапе ввод дизельной электростанции мощностью 6,68 МВт в I квартале 2021 г.; на 2 этапе ввод базовой электростанции мощностью порядка 45 МВт в IV квартале 2022 г.

Для реализации 1 этапа АО «Мобильные ГТЭС» разработан проект строительства дизельной электростанции установленной мощностью 6,68 МВт в с. Малокурильское. Выдача мощности, проектируемой ДЭС будет осуществляться в электрическую сеть 6 кВ с. Малокурильское путем присоединения к КРУ 6 кВ МУП «Шикотанское жилищное управление». Таким образом, проектная схема выдачи мощности позволяет обеспечить электроэнергией потребителей о. Шикотан, включая жилые, военные и промышленные объекты.

В качестве генерирующего оборудования будут применены 3 ДГУ Cummins 700D5 мощностью 560 кВт, 5 ДГУ Cummins 1400D5 мощностью

1000 кВт. Для обеспечения стабильной и непрерывной работы ДЭС и создания запаса топлива для бесперебойного энергоснабжения социально значимых объектов проектом также предусмотрено строительство топливохранилища суммарным объемом 2000 м³.

Ввод в эксплуатацию ДЭС запланирован на I квартал 2021 г. В результате реализации проекта установленная мощность электростанций «Шикотанского энергоузла» увеличится на 6,68 МВт.

Для реализации 2 этапа АО «Мобильные ГТЭС» планирует ввод в эксплуатацию электростанции на базе существующего генерирующего оборудования (не требующего изготовления и закупок) мобильных ГТЭС установленной мощностью порядка 45 МВт (2 комплекта мобильных ГТЭС, включая трансформаторы 25-30 МВА) с возможностью дальнейшего расширения за счет перебазирования дополнительных комплектов генерирующего оборудования.

Строительство площадки для установки мобильных ГТЭС мощностью порядка 45 МВт будет выполнено на земельном участке между с. Малокурильское и с. Крабозаводское.

Для выдачи мощности от ОРУ 110 кВ, располагаемого на территории площадки размещения мобильных ГТЭС, к потребителям в с. Малокурильское и с. Крабозаводское предусматривается строительство одноцепных ВЛ 110 кВ: «Мобильные ГТЭС Шикотан» - «Малокурильское» и «Мобильные ГТЭС Шикотан» - «Крабозаводское». Для покрытия нагрузки с. Малокурильское и с. Крабозаводское, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, а также для обеспечения возможности присоединения новых потребителей планируется установить в населенных пунктах понижающие подстанции 110/10/6 кВ для выдачи мощности мобильных ГТЭС в распределительные сети населенных пунктов и предприятий промышленности о. Шикотан.

Предлагаемая схема выдачи мощности позволит объединить ранее изолированные друг от друга электрические сети с. Малокурильское и с. Крабозаводское в единую энергосистему о. Шикотан. Объединение энергоузлов и ввод порядка 45 МВт электрической мощности повысит надежность электроснабжения потребителей, инвестиционную привлекательность ТОР «Курилы» и позволит осуществить вывод в резерв, ремонт или консервацию устаревшего оборудования существующих поселковых ДЭС «Малокурильская» и ДЭС «Крабозаводская».

Вне площадки строительства электростанции планируется строительство нефтебазы емкостью до 25000 м³ для хранения запасов топлива, которая позволит обеспечить стабильное электроснабжение потребителей в ситуациях, когда регулярная поставка топлива с материка невозможна. По мере

дальнейшего развития ТОР «Курилы», проектируемая электростанция может быть переведена с жидкого топлива на сжиженный природный газ (СПГ) без существенных изменений конструкции за счет многотопливного исполнения газотурбинных установок.

Ввод в эксплуатацию мобильных ГТЭС запланирован на IV квартал 2022 г. В результате ввода электростанции увеличение установленной мощности электростанций «Шикотанского энергоузла» составит порядка 45 МВт.

По данным АО «Мобильные ГТЭС» планируемые выработки электростанций «Шикотанского энергоузла» на перспективу до 2025 г. с учетом ввода дизельной электростанции мощностью 6,68 МВт и базовой электростанции мощностью порядка 45 МВт приведены в таблице ниже.

Наименование	1 этап		2 этап		
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Годовая выработка электростанций, млн кВтч	21,69	37,64	177,97	178,65	178,65

Кроме того, АО «НДЭС» рассматривает возможность реализации инвестиционного проекта «Строительство новой электростанции и котельной, использующих в качестве топлива сжиженный природный газ». Планируемая мощность блочно-модульной газовой электростанции составляет 0,66 МВт (ГПУ мощностью 0,16 МВт и 2 ГПУ мощностью 0,25 МВт). Электростанция и котельная будут оборудованы системой приема, хранения и регазификации сжиженного природного газа (СПГ). Проведение технико-экономического обоснования проекта запланировано на 2020 год.

8.2. Прогноз уровней потребления электрической энергии и мощности по территории Сахалинской области с детализацией по узлам нагрузки

Динамика электропотребления «Сахалинской энергосистемы» за отчетный период 2017 -2019 г.г. и на перспективу 2020 - 2024 гг. представлена в таблицах 8.2 и на рисунке 8.1.

Таблица 8.2

Динамика электропотребления «Сахалинской энергосистемы» за отчётный период 2017 - 2019 г.г. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

Наименование	Отчетный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВтч	2707,98	2770,95	2888,16	2903,12	2929,76	2952,85	2986,50	2997,15
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	62,97	117,21	14,96	26,64	23,09	33,65	10,65
Годовой прирост, %	-	2,33	4,23	0,52	0,92	0,79	1,14	0,36

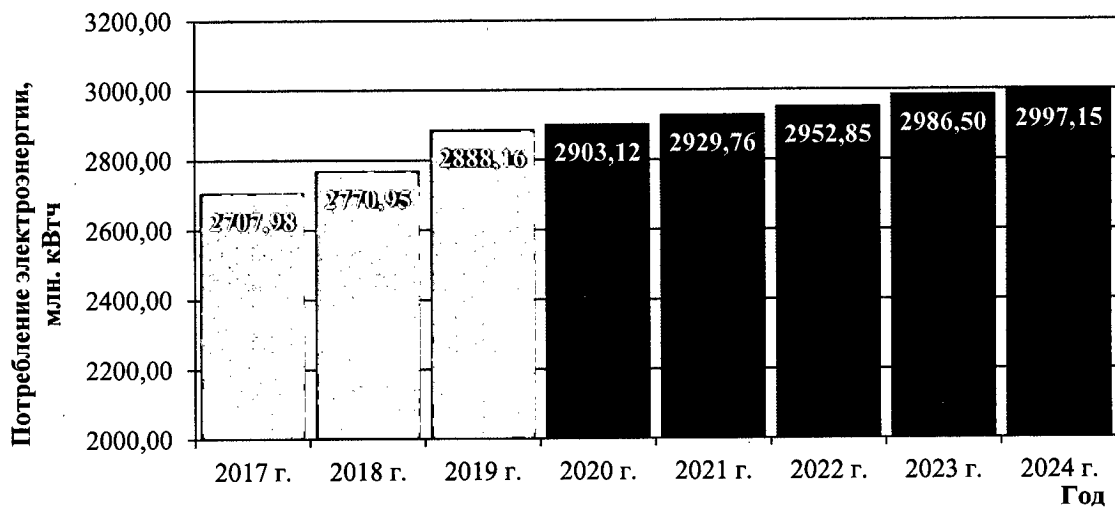


Рисунок 8.1. Динамика потребления электрической энергии «Сахалинской энергосистемы» за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

К 2024 г. прогнозируется, что электропотребление «Сахалинской энергосистемы» вырастет на 108,99 млн. кВтч (3,77%) относительно отчетного 2019 г., а максимальное потребление мощности – на 23,64 МВт (4,70%).

Распределение нагрузки по энергорайонам и энергоузлам «Сахалинской энергосистемы» за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг. приведено в таблице 8.3 и на рисунке 8.2.

**Распределение нагрузки по энергорайонам и энергоузлам
«Сахалинской энергосистемы»**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Отчетный пе- риод			Перспективный период				
			2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	«Центральный энергорайон»	МВт	395	415	445	428	437	446	455	464
2	«Северный энергорайон»	МВт	33	32,1	31,3	32,05	33,06	33,37	34,42	34,08
Децентрализованные (изолированные) энергорайоны и энергоузлы										
3	Локальный энергоузел «Сфера»	МВт	3,5	3,53	3,55	3,02	3,09	3,1	3,1	3,11
4	«Новиковский энергоузел»	МВт	0,42	0,41	0,39	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
5	«Южно-Курильский энергоузел»	МВт	5,65	6,05	6,33	5,7	5,8	5,9	6,1	6,1
6	Энергоузел «Головнино»	МВт	0,41	0,43	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
7	«Шикотанский энергоузел»	МВт	4,1	4,15	4,45	4,45	4,76	4,89	5,43	6,27
8	«Курильский энергоузел»	МВт	6,78	7,09	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48
9	«Северо-Курильский энергорайон»	МВт	3,2	3,73	4,3	4,5	4,5	5	5	5

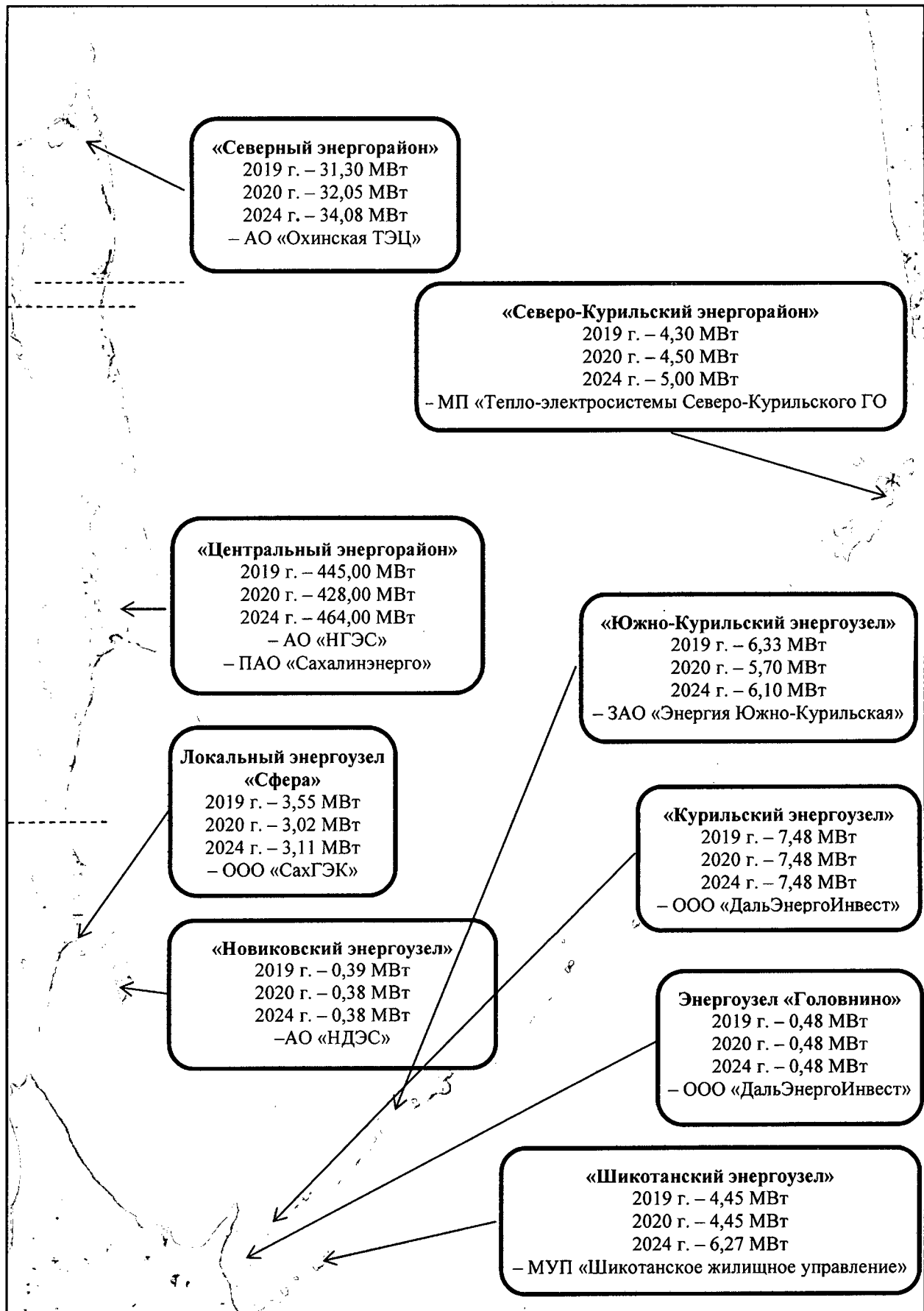


Рисунок 8.2. Распределение нагрузки по энергорайонам и энергоузлам «Сахалинской энергосистемы» в период до 2024 г. с указанием гарантирующих поставщиков электроэнергии по каждому энергорайону и энергоузлу

Центральный энергорайон»

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Центрального энергорайона» на период 2020 - 2024 гг. сформирован в соответствии с прогнозом, представленным ПАО «Сахалинэнерго» письмом от 06.02.2020 г. № С/Э-2-12-198, а также с учетом изменения потребления электрической энергии и мощности крупными существующими потребителями.

В таблице 8.4 представлены основные крупные потребители «Центрального энергорайона» за 2017 - 2019 г.г. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.4

Основные крупные потребители «Центрального энергорайона» за 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

№	Наименование потребителя	Вид деятельности	Наименование показателя	Отчетный период			Перспективный период				
				2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	Поиск, разведка и эксплуатация месторождений углеводородов, добыча и транспортировка нефти и газа	Э/Э, млн. кВтч	84,04*	85,30*	85,51	87,56	85,00	83,05	83,96	93,02
			Pmax, МВт	13,20	12,72	10,81	15,70	15,70	15,70	15,70	15,70
2	АО «СКК»	Теплоснабжение, горячее водоснабжение	Э/Э, млн. кВтч	40,43	40,77	42,62	42,70	42,98	43,06	43,25	43,42
			Pmax, МВт	9,99	9,82	10,24	10,26	10,32	10,34	10,39	10,43
3	ООО «Сахалинский водоканал»	Водоснабжение, водоотведение	Э/Э, млн. кВтч	22,55	22,50	22,07	22,66	22,95	23,15	23,37	23,55
			Pmax, МВт	3,49	3,48	3,42	3,51	3,55	3,58	3,62	3,64
4	АО «Совхоз Тепличный»	Производство свежих овощей	Э/Э, млн. кВтч	24,67	43,00	62,02	65,55	66,86	70,21	73,72	73,72
			Pmax**, МВт	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
5	ООО «Солнцевский угольный разрез»	Добыча угля	Э/Э, млн. кВтч	25,85	31,35	39,00	55,00	60,50	66,00	71,50	82,50
			Pmax, МВт	4,70	5,70	7,00	10,00	11,00	12,00	13,00	15,00
6	ООО «Угольный морской порт Шахтёрск»	Морской терминал	Э/Э, млн. кВтч	3,90	4,40	4,70	8,00	10,00	15,00	15,00	15,00
			Pmax, МВт	1,00	1,50	1,60	2,50	2,50	7,00	7,00	7,00
7	МУП «Водоканал» МО «Городской округ Ногликский»	Обеспечение коммунального водоснабжения и канализации	Э/Э, млн. кВтч	22,56	22,50	21,82	21,82	21,82	21,82	21,82	21,82
			Pmax, МВт	-	-	-	-	-	-	-	-
8	АО «Аэропорт Южно-Сахалинск» - «Аэропорт Ноглики»	Осуществление авиаперевозок	Э/Э, млн. кВтч	3,76	3,78	3,91	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79
			Pmax, МВт	0,72	0,79	0,79	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
9	АО «Сахалинская нефтяная компания»	Добыча газа, снабжение газом промышленные и коммунальные предприятия Анивского района	Э/Э, млн. кВтч	0,10	0,10	0,13	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
			Pmax***, МВт	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

Примечания:

* - данные приведены по ВЛ-35 кВ (Т-523);

** - разрешенное максимальное потребление мощности;

*** - суммарная максимальная мощность оборудования

В рассматриваемый перспективный период наибольший прирост потребления электроэнергии прогнозируют следующие предприятия: ООО «Солнцевский угольный разрез» – на 43,50 млн. кВтч (111,54%), АО «Совхоз Тепличный» – на 11,70 млн. кВтч (18,86%) и ООО «Угольный морской порт Шахтёрск» – на 10,30 млн.кВтч (219,15%).

В результате анализа утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям «Центрального энергорайона», а также информации об участниках программы «Дальневосточный гектар» (письмо ПАО «Сахалинэнерго» от 26.11.2019 г. № 4-336) был сформирован список приоритетных перспективных потребителей электроэнергии и мощности «Центрального энергорайона», представленный в таблице 8.5.

Таблица 8.5

Прогноз прироста нагрузок приоритетных перспективных потребителей по утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям и по программе «Дальневосточный гектар»

№ п/п	Наименование заявителя	Описание	Центр питания	Год ввода	Заявленная мощность, МВт*
1	ООО «Восточная горнорудная компания транспортные системы»	Ленточный конвейер угольного морского порта «Шахтёрск»	ПС 110 кВ «Углегорская» и новая ПС 35 кВ «Конвейерная-1»	2021	22,00 (3,20)
2	ООО «Солнцевский угольный разрез»	Угольный разрез	Новая ПС 110 кВ «Солнечная»	2022	16,00
3	МБУ Анивский «ОКС»	Развитие агропромышленного комплекса в рамках ТОР «Южная»	ПС 35 кВ «Таранай»	2020	12,60
4	КУМИ АГО «Корсаковский»	В рамках программы «Дальневосточный гектар»: ООО «Компания «Тунайча», карьер Охотский, туристическая база отдыха на озере Тунайча. Развитие с. Охотское	Новая ПС 35 кВ «Охотская»	2021-2022	10,61 (1,80)
5	ОАУ «СТК «Горный воздух»	Горнолыжный курорт	Новая ПС 35 кВ «Горная деревня»	2021	7,50
6	КУМИ АГО «Корсаковский»	В рамках программы «Дальневосточный гектар»: фермерское хозяйство и коттеджный поселок	Новая ПС 35 кВ «Подорожка»	2021-2022	4,50
7	МУП «Электросервис»	Микрорайон «Гарант»	Новая ПС 35 кВ «Гарант»	2022-2023	2,70
8	Мурашов М.А., Трофименко Д.А., КФХ Воробьев Д.В., Жмурко М. П.	В рамках программы «Дальневосточный гектар»: фермерское хозяйство и жилые поселки	Новая ПС 35 кВ «Мыс Юнона»**	2020	0,06
9	Ершов О. Н.		Новая ПС 35 кВ «Белокаменка»**	2020	0,02
10	Ким Л. А., Ким А. Ю., Исайчикова О. В.,		Новая ПС 35 кВ «Утес»**	2020	0,08

№ п/п	Наименование заявителя	Описание	Центр питания	Год ввода	Заявленная мощность, МВт*
	Ким А. А., Ким В. А.				
11	Сахно Л.А., Фетюков Н.Ю., Здориков Н.И.		Новая ПС 35 кВ «Подорожка-2»	2020	0,05

Примечания:
* – в скобках указана мощность, закрытая актом технологического присоединения;
** – наименование ПС принято условно

В рассматриваемой перспективе в «Центральном энергорайоне» ожидается рост нагрузки за счет угольной промышленности и развития фермерского хозяйства в рамках программы «Дальневосточный гектар».

В таблицах 8.6 - 8.7 и на рисунке 8.3 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Центрального энергорайона» за отчетный период – последние 3 года и на прогнозный период 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.6

Динамика потребления электроэнергии «Центрального энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 г.г. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчетный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВтч	2372,19	2430,47	2544,89	2551,56	2570,38	2590,53	2614,82	2623,89
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	58,28	114,42	6,67	18,81	20,16	24,28	9,07
Годовой прирост, %	-	2,46	4,71	0,26	0,74	0,78	0,94	0,35

Таблица 8.7

Динамика максимального потребления мощности «Центрального энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 г.г. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчетный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	395,00	415,00	445,00	428,00	437,00	446,00	455,00	464,00
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	20,00	30,00	-17,00	9,00	9,00	9,00	9,00
Годовой прирост, %	-	5,06	7,23	-3,82	2,10	2,06	2,02	1,98
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	6006	5857	5719	5962	5882	5808	5747	5655

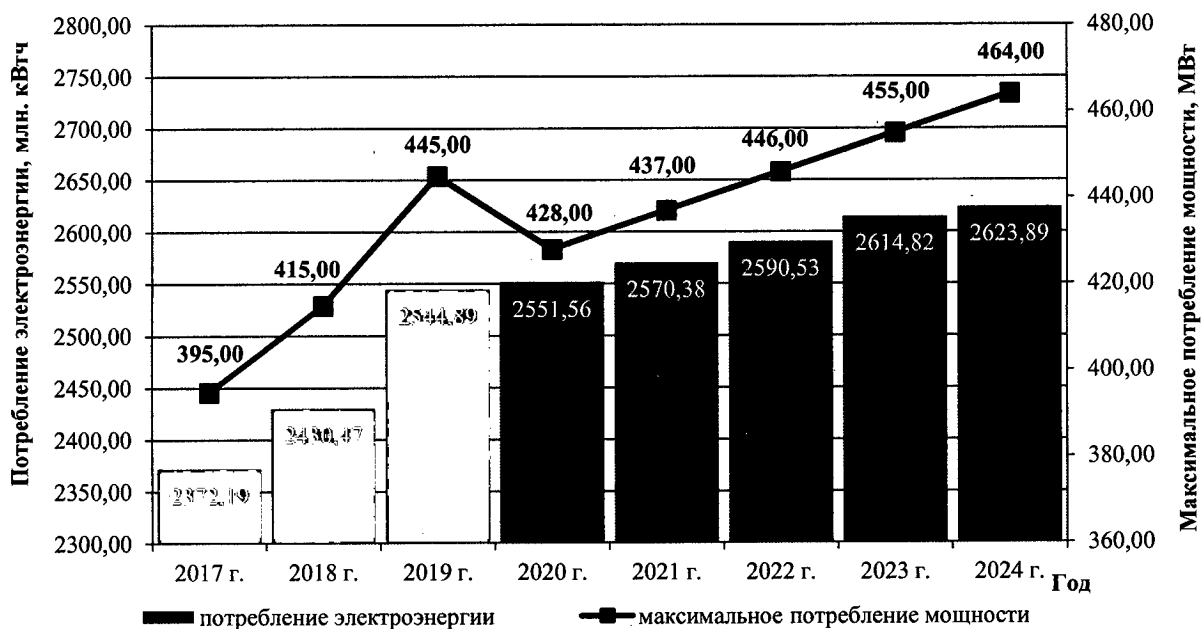


Рисунок 8.3. Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Центрального энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 г.г. и на перспективу 2020 - 2024 г.г.

Прогноз потребления электроэнергии и максимального потребления мощности «Центрального энергорайона» характеризуется среднегодовым темпом прироста максимального потребления мощности за период 2020 - 2024 гг. в размере 0,84%, электропотребления – 0,61%. В 2024 г. прогнозируется рост годового электропотребления на 78,99 млн.кВтч (на 3,10%) и максимального потребления мощности на 19,00 МВт (на 4,27%) по отношению к отчетному 2019 г.

«Северный энергорайон»

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Северного энергорайона» на период 2020 - 2024 гг. сформирован в соответствии с прогнозом изменения потребления электрической энергии и мощности крупными существующими потребителями энергорайона.

В таблице 8.8 представлены основные крупные потребители «Северного энергорайона» за 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 г.

Таблица 8.8

Основные крупные потребители «Северного энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

№	Наименование потребителя	Вид деятельности	Наименование показателя	Отчетный период			Перспективный период				
				2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	Добыча и транспорт нефти и газа	Э/Э, млн. кВтч	94,88	96,73	92,23	95,81	101,42	103,12	108,97	107,11
			P _{max} , МВт	13,05	11,14	12,83	18,70	18,70	18,70	18,70	18,70
2	МУП «Охинское коммунальное»	Забор и очистка воды	Э/Э, млн. кВтч	9,4	9,47	9,62	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47

№	Наименование потребителя хозяйство»	Вид деятельности для питьевых и промышленных нужд	Наименование показателя	Отчетный период			Перспективный период				
				2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
			Pmax МВт	3,94	3,94	3,89	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94
3	МУП «Жилищно-коммунальное хозяйство»	Услуги ЖКХ	Э/Э, млн. кВтч	1,99	1,95	1,57	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
			Pmax, МВт	1,64	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
4	ООО «Охинский механический завод»	Ремонт машин и оборудования	Э/Э, млн. кВтч	0,65	0,74	0,41	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
			Pmax, МВт	0,46	0,37	0,33	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37

В рассматриваемой перспективе наибольший прирост потребления электроэнергии прогнозирует ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» – на 14,88 млн.кВтч (16,14%).

В соответствии с информацией, предоставленной ООО «Охинские электрические сети» (письмо от 18.10.2019 г. № 616/05-01) и ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» (письмо от 24.10.2019 г. № 11-01/14029), утвержденные технические условия на технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям «Северного энергорайона» на сегодняшний день отсутствуют.

Прирост потребления электрической энергии и мощности в рассматриваемой перспективе ожидается только за счет существующих потребителей.

В таблицах 8.9 - 8.10 и на рисунке 8.4 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Северного энергорайона» за отчетный период – последние 3 года и на прогнозный период 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.9

**Динамика потребления электроэнергии «Северного энергорайона»
за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.**

Наименование	Отчетный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВтч	212,59	207,36	208,02	212,16	217,77	219,48	225,33	223,47
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	-5,22	0,66	4,14	5,61	1,70	5,85	-1,86
Годовой прирост, %	-	-2,46	0,32	1,99	2,64	0,78	2,67	-0,83

Динамика максимального потребления мощности «Северного энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчетный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	33,00	32,10	31,30	32,05	33,06	33,37	34,42	34,08
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	-0,90	-0,80	0,75	1,01	0,31	1,06	-0,34
Годовой прирост, %	-	-2,73	-2,49	2,39	3,15	0,93	3,16	-0,97
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	6442	6460	6646	6620	6588	6578	6546	6556

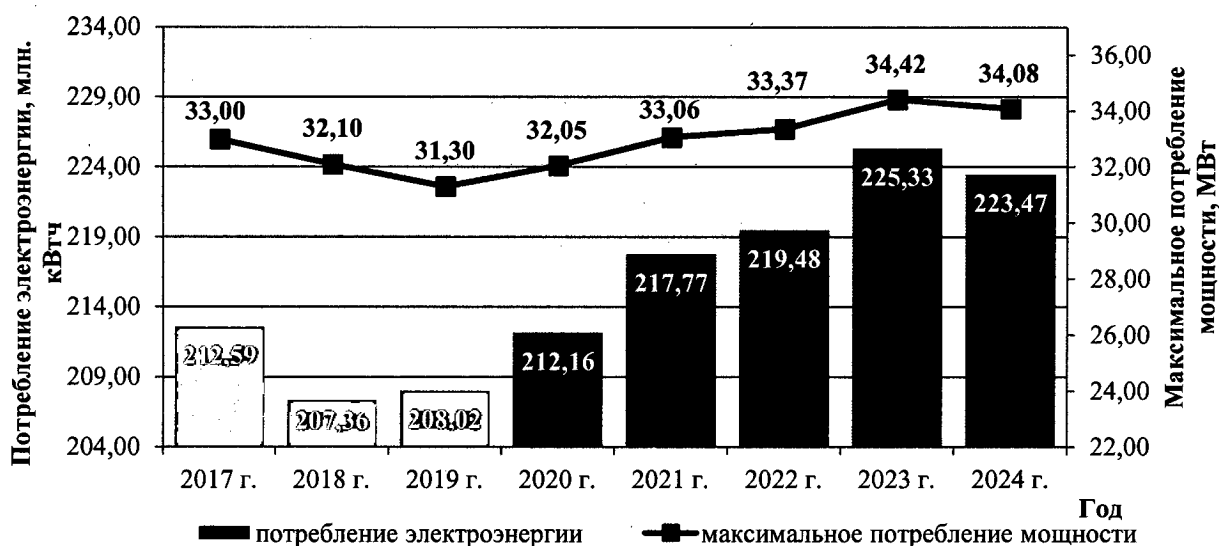


Рисунок 8.4. Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Северного энергорайона» за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

Прогноз потребления электроэнергии и максимального потребления мощности «Северного энергорайона» характеризуется среднегодовым темпом прироста максимального потребления мощности за период 2020 - 2024 г.г. в размере 1,72%, электропотребления – 1,44%. В 2024 г. прогнозируется рост годового электропотребления на 15,45 млн.кВтч (7,43%) и максимального потребления мощности на 2,78 МВт (8,90%) по отношению к отчетному 2019 г.

Локальный энергоузел «Сфера»

Прогноз потребления электрической энергии и мощности локального энергоузла «Сфера» на период 2020 - 2024 гг. сформирован в соответствии с прогнозом, представленным ООО «Сахалинская газовая энергетическая компания» письмом от 11.11.2019 г. № 667/19.

В таблице 8.11 представлены основные крупные потребители локального энергоузла «Сфера» за 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.11

Основные крупные потребители локального энергоузла «Сфера» за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

№	Наименование потребителя	Вид деятельности	Наименование показателя	Отчетный период			Перспективный период				
				2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Жилой комплекс «Предгорье Зимы»	Жилой комплекс	Э/Э, млн. кВтч	0,79	0,89	0,88	0,91	0,91	0,92	0,92	0,93
			Pmax, МВт	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
2	ООО «Гостиница Земляничные холмы»	Гостиница	Э/Э, млн. кВтч	0,72	0,82	0,80	0,81	0,82	0,82	0,82	0,82
			Pmax, МВт	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
3	ООО «Эйч Эс Трейд»	Розничная торговля	Э/Э, млн. кВтч	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
			Pmax, МВт	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

В рассматриваемой перспективе не прогнозируется значительного роста потребления электроэнергии и мощности крупными существующими потребителями.

В соответствии с информацией, предоставленной ООО «Сахалинская газовая энергетическая компания» (письмо от 11.11.2019 г. № 667/19), утвержденные технические условия на технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям локального энергоузла «Сфера» на сегодняшний день отсутствуют.

Прирост потребления электрической энергии и мощности в рассматриваемой перспективе ожидается только за счет существующих потребителей.

В таблицах 8.12 - 8.13 и на рисунке 8.5 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности локального энергоузла «Сфера» за отчетный период – последние 3 года и на прогнозный период 2020 - 2024 г.г.

Таблица 8.12

Динамика потребления электроэнергии локального энергоузла «Сфера» за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчетный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВтч	15,83	16,26	15,49	16,6	16,7	16,8	16,9	17,0
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	0,43	-0,77	1,11	0,10	0,10	0,10	0,10
Годовой прирост, %	-	2,72	-4,71	7,14	0,60	0,60	0,60	0,59

Динамика максимального потребления мощности локального энергоузла «Сфера» за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчетный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	3,50	3,53	3,55	3,02	3,09	3,10	3,10	3,11
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,03	0,02	-0,53	0,08	0,01	0,01	0,01
Годовой прирост, %	-	0,86	0,57	-15,02	2,50	0,20	0,19	0,19
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	4523	4606	4364	5502	5401	5422	5444	5466

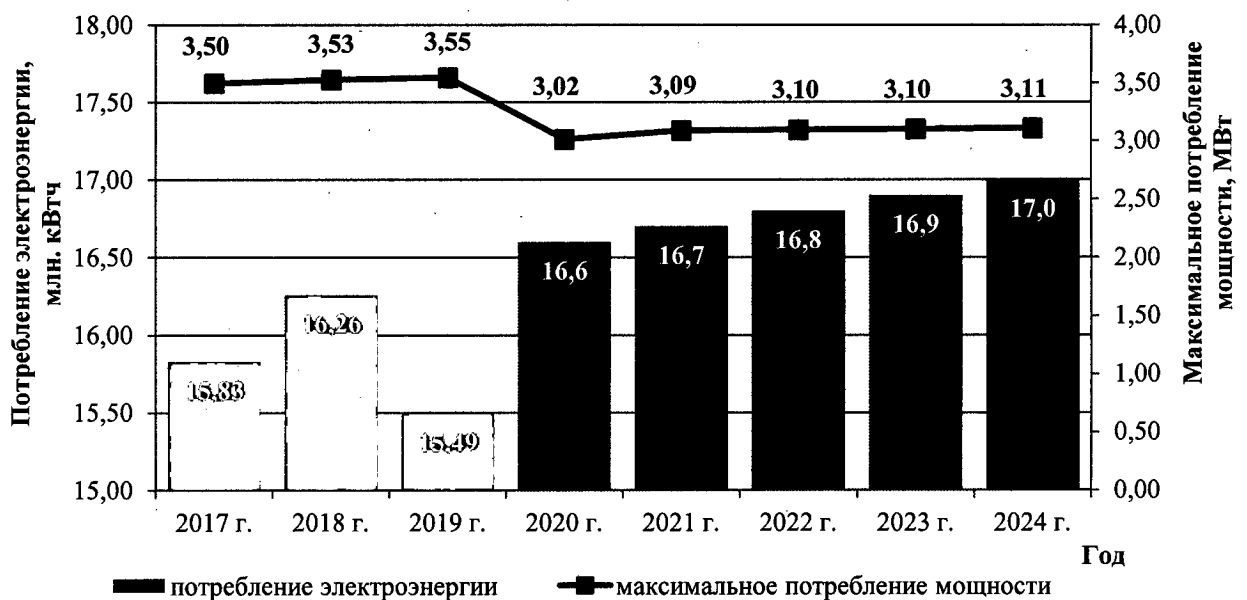


Рисунок 8.5. Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности локального энергоузла «Сфера» за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

Прогноз потребления электроэнергии и максимального потребления мощности локального энергоузла «Сфера» характеризуется среднегодовым темпом прироста максимального потребления мощности за период 2020 - 2024 гг. в размере 2,61%, электропотребления – 1,87%. В 2024 г. прогнозируется рост годового электропотребления на 1,51 млн. кВтч (9,72%) и снижение максимального потребления мощности на -0,44 МВт (-12,38%) по отношению к отчетному 2019 г.

«Новиковский энергоузел»

Прогноз потребления электрической энергии «Новиковского энергоузла» на период 2020 - 2024 гг. сформирован в соответствии с прогнозом, представленным АО «Новиковская дизельная электрическая станция» письмом от

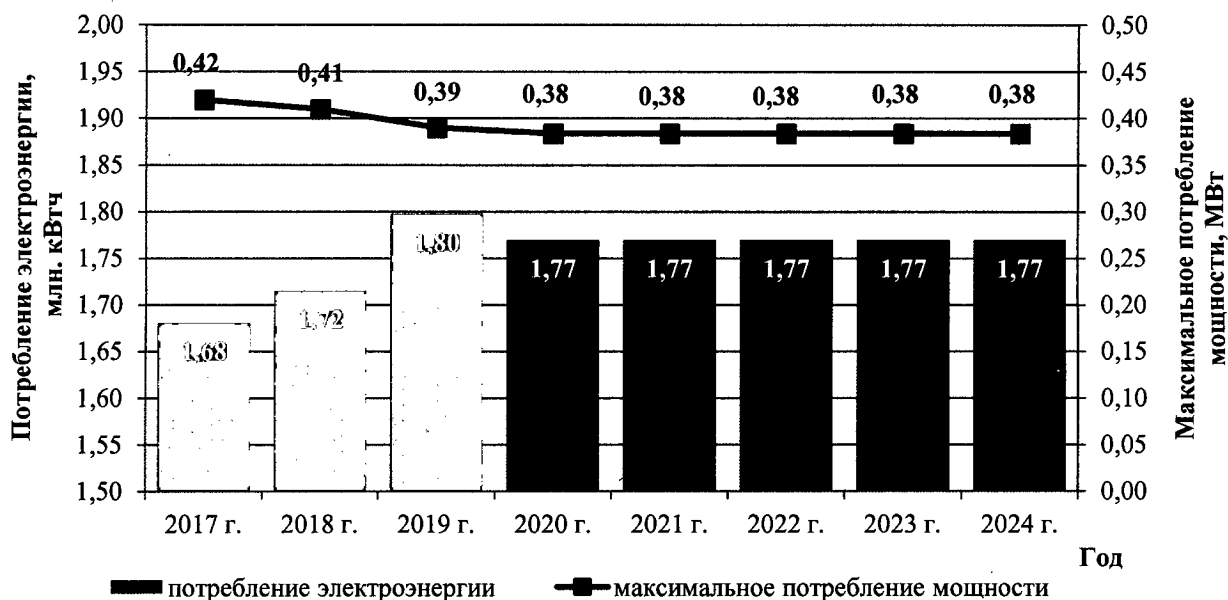


Рисунок 8.6. Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Новиковского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

Прогноз потребления электроэнергии и максимального потребления мощности «Новиковского энергоузла» характеризуется среднегодовым темпом прироста максимального потребления мощности за период 2020 - 2024 гг. в размере 0,31%, электропотребления – 0,31%. В 2024 г. прогнозируется незначительное снижение годового электропотребления на 0,03 млн. кВтч (-1,54%) и максимального потребления мощности на 0,01 МВт (-1,54%) по отношению к отчетному 2019 г.

«Южно-Курильский энергоузел»

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Южно-Курильского энергоузла» на период 2020 - 2024 гг. сформирован в соответствии с прогнозом, предоставленным ЗАО «Энергия Южно-Курильская» официальным письмом от 28.10.2019 г.

В таблице 8.16 представлены основные крупные потребители «Южно-Курильского энергоузла» за 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.16

Основные крупные потребители «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

№	Наименование потребителя	Вид деятельности	Наименование показателя	Отчетный период			Перспективный период				
				2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	ООО ПКФ «Южно-Курильский рыбокомбинат»	Рыболовство и рыбопереработка	Э/Э, млн. кВтч	2,73	3,06	3,21	4,75	5,27	5,67	6,07	6,07
			P _{max} , МВт	1,35	1,63	1,73	2,20	2,50	2,80	3,30	3,30

ООО ПКФ «Южно-Курильский рыбокомбинат» к 2024 г. прогнозирует прирост потребления электроэнергии на 2,86 млн. кВтч (89,1%).

В соответствии с информацией, предоставленной ЗАО «Энергия Южно-Курильская» (официальное письмо от 28.10.2019 г.), на территории энергоузла планируется строительство водозабора и жилых домов в пгт. Южно-Курильск и с. Отрада суммарной заявленной мощностью 1,84 МВт.

В таблицах 8.17 - 8.18 и на рисунке 8.7 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период – последние 3 года и на прогнозный период 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.17

Динамика потребления электроэнергии «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчётный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВтч	31,14	34,14	35,47	40,14	40,34	40,58	41,86	41,88
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	2,99	1,33	4,67	0,20	0,24	1,28	0,02
Годовой прирост, %	-	9,61	3,90	13,17	0,51	0,59	3,15	0,04

Таблица 8.18

Динамика максимального потребления мощности «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 г.г. на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчётный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	5,65	6,05	6,33	5,70	5,80	5,90	6,10	6,10
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,40	0,28	-0,63	0,10	0,10	0,20	0,00
Годовой прирост, %	-	7,08	4,63	-9,95	1,75	1,72	3,39	0,00
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	5512	5642	5603	7042	6956	6879	6862	6865

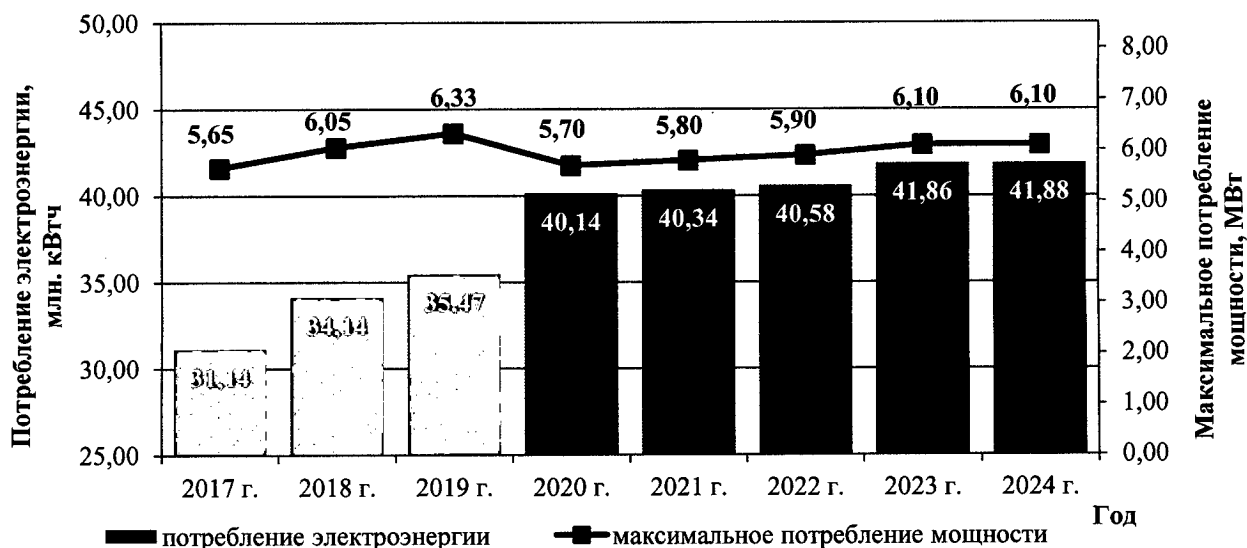


Рисунок 8.7. Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Южно-Курильского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

Прогноз потребления электроэнергии и максимального потребления мощности «Южно-Курильского энергоузла» характеризуется среднегодовым темпом прироста максимального потребления мощности за период 2020 - 2024 гг. в размере 0,74%, электропотребления – 3,38%. В 2024 г. прогнозируется рост годового электропотребления на 6,41 млн. кВтч (18,07%) и снижение максимального потребления мощности на -0,23 МВт (-3,63%) по отношению к отчетному 2019 г.

Энергоузел «Головнино»

Потребление электрической энергии и мощности энергоузла «Головнино» на период 2020 - 2024 гг. принято на уровне 2019 г. в связи с тем, что ООО «ДальЭнергоИнвест» не предоставили информацию о вводе новых потребителей на территории энергоузла.

В таблицах 8.19 - 8.20 и на рисунке 8.8 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности энергоузла «Головнино» за отчетный период – последние 3 года и на прогнозный период 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.19

Динамика потребления электроэнергии энергоузла «Головнино» за отчетный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчётный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВтч	1,77	1,85	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	0,08	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Годовой прирост, %	-	4,57	12,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Динамика максимального потребления мощности энергоузла «Головнино» за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчётный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	0,41*	0,43	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,02	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Годовой прирост, %	-	4,57	12,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	4345	4345	4337	4337	4337	4337	4337	4337

Примечание: *- максимальное потребление мощности в 2017 г. рассчитано через число часов использования максимума потребления мощности в 2018 г.

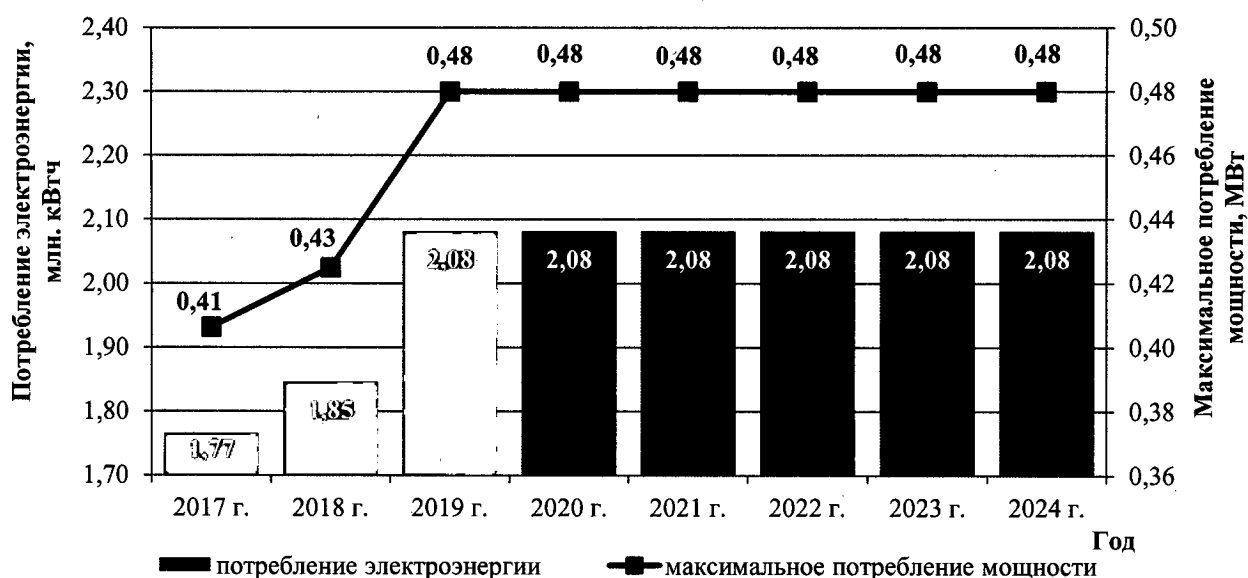


Рисунок 8.8. Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности энергоузла «Головнино» за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

«Шикотанский энергоузел»

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Шикотанского энергоузла» на период 2020 - 2024 гг. сформирован с учетом информации об утвержденных технических условиях на технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям «Шикотанского энергоузла» (информация предоставлена МУП «Шикотанское ЖУ» письмом от 18.11.2019 г. № 721), а также с учетом изменения потребления электрической энергии и мощности крупными существующими потребителями.

В таблице 8.21 представлены основные крупные потребители «Шикотанского энергоузла» за 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

**Основные крупные потребители «Шикотанского энергоузла»
за отчётный период 2017 - 2019 г.г. и на перспективу до 2024 г.**

№	Наименование потребителя	Вид деятельности	Наименование показателя	Отчётный период			Перспективный период				
				2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Филиал «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак»*	Переработка рыбы	Э/Э, млн. кВтч	4,30	6,76	2,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	ООО Рыбокомбинат «Островной»	Переработка рыбы	Э/Э, млн. кВтч	2,90	2,96	2,47	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29

Примечание: * - с августа 2019 г. филиал «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак» работает изолированно от электросистемы «Шикотанского энергоузла»

Как видно из таблицы 8.21 в рассматриваемой перспективе ожидается рост электропотребления ООО Рыбокомбинат «Островной» на 0,82 млн. кВтч. С августа 2019 г. филиал «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак» перешел на изолированную от «Шикотанского энергоузла» работу.

В результате анализа утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям «Шикотанского энергоузла», был сформирован список перспективных потребителей электроэнергии и мощности, представленный в таблице 8.22.

Таблица 8.22

Прогноз прироста нагрузок потребителей по утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям

№ п/п	Наименование заявителя	Описание	Год ввода	Заявленная мощность, кВт
1	Министерство обороны РФ в/ч 2067-Э	Объекты военного городка отряда пскр в с. Малокурильское	2023	1800
2	ГКУ «Дирекция программы «Курилы»	Строительство жилых домов по ул. Лесная в с. Крабозаводское	2022	317
3	ГКУ «Дирекция программы «Курилы»	Котельная в с. Малокурильское	2024	250
4	ГКУ «Дирекция программы «Курилы»	Котельная в с. Крабозаводское	2024	250
5	ГКУ «Дирекция программы «Курилы»	Строительство жилых домов в с. Малокурильское	2021	210
6	ГКУ «Дирекция программы «Курилы»	ДОО в с. Крабозаводское	2022	134
7	ГКУ «Дирекция программы «Курилы»	Дом культуры с библиотекой в с. Малокурильское	2021	110
8	ГКУ «Дирекция программы «Курилы»	27-ми квартирный жилой дом в с. Малокурильское	2021	100
9	ГКУ «Дирекция программы «Курилы»	33-х квартирный жилой дом по ул. Строительная в с. Малокурильское	2021	79
10	ООО «Рыбокомбинат «Островной»	16-ти квартирный жилой дом	2021	68,3

Прирост максимального потребления мощности «Шикотанского энергоузла» ожидается за счет строительства объектов военного городка и жилой застройки.

В таблицах 8.23 - 8.24 и на рисунке 8.9 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Шикотанского энергоузла» за отчетный период – последние 3 года и на прогнозный период 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.23

**Динамика потребления электроэнергии «Шикотанского энергоузла»
за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.**

Наименование	Отчётный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВтч	24,42	24,80	22,25	20,06	20,98	21,36	22,99	25,82
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	0,38	-2,54	-2,20	0,92	0,39	1,63	2,83
Годовой прирост, %	-	1,56	-10,25	-9,87	4,58	1,85	7,63	12,30

Таблица 8.24

Динамика максимального потребления мощности «Шикотанского энергоузла» за отчётный период 2017 - 2019 г.г. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчётный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	4,10	4,15	4,45	4,45	4,76	4,89	5,43	6,27
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,05	0,30	0,00	0,31	0,13	0,54	0,84
Годовой прирост, %	-	1,22	7,23	0,00	6,88	2,72	11,12	15,53
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	5955	5975	5001	4507	4410	4373	4236	4117



Рисунок 8.9. Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Шикотанского энергоузла» за отчетный период 2017 - 2019 г.г. и на перспективу 2020 - 2024 г.г.

Прогноз потребления электроэнергии и максимального потребления мощности «Шикотанского энергоузла» характеризуется среднегодовым темпом прироста максимального потребления мощности за период 2020 - 2024 г.г. в размере 7,10 %, электропотребления – 3,02%. В 2024 г. прогнозируется рост годового электропотребления на 3,57 млн. кВтч (16,04%) и максимального потребления мощности на 1,82 МВт (40,94%) по отношению к отчетному 2019 г.

«Курильский энергоузел»

Потребление электрической энергии и мощности «Курильского энергоузла» на период 2020 - 2024 гг. принято на уровне 2019 г. в связи с тем, что ООО «ДальЭнергоИнвест» не предоставили информацию о вводе новых потребителей на территории энергоузла.

В таблице 8.25 представлены основные крупные потребители «Курильского энергоузла» за 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.25

Основные крупные потребители «Курильского энергоузла» за отчётный период 2017 - 2019 г.г. и на перспективу до 2024 г.

№	Наименование потребителя	Вид деятельности	Наименование показателя	Отчётный период			Перспективный период				
				2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	ЗАО «Курильский рыбак»	Рыболовство	Э/Э, млн. кВтч	6,37	8,65	8,64	8,64	8,64	8,64	8,64	8,64
			Pmax, МВт	5,3*	5,3*	5,3*	5,3*	5,3*	5,3*	5,3*	5,3*

Примечание: * - суммарная заявленная мощность оборудования ЗАО «Курильский рыбак»

В таблицах 8.26 - 8.27 и на рисунке 8.10 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Курильского энергоузла» за отчетный период – последние 3 года и на прогнозный период 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.26

Динамика потребления электроэнергии «Курильского энергоузла» за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчётный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВтч	29,53	33,84	35,74	35,74	35,74	35,74	35,74	35,74
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	4,30	1,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Годовой прирост, %	-	14,56	5,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.27

Динамика максимального потребления мощности «Курильского энергоузла» за отчётный период 2017 - 2019 г.г. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчётный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	6,78	7,09	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,31	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Годовой прирост, %	-	4,57	5,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	4356	4772	4776	4776	4776	4776	4776	4776

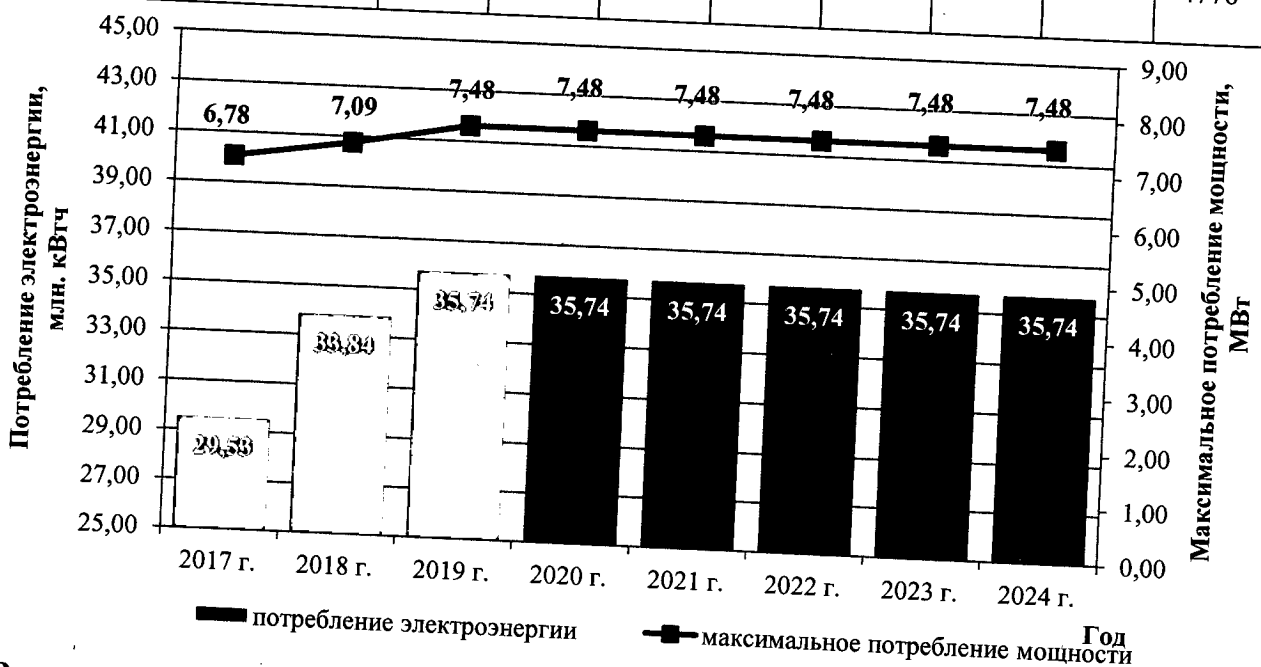


Рисунок 8.10. Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Курильского энергоузла» за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 г.г.

«Северо-Курильский энергорайон»

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Северо-Курильского энергорайона» на период 2020 - 2024 гг. сформирован в соответствии с прогнозом, представленным администрацией Северо-Курильского городского округа письмом от 06.11.2019 г. № 1180.

В таблице 8.28 представлены основные крупные потребители «Северо-Курильского энергорайона» за 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.28

Основные крупные потребители «Северо-Курильского энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

№	Наименование потребителя	Вид деятельности	Наименование показателя	Отчётный период			Перспективный период				
				2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	ОАО «Северо-Курильская база сейнерного флота»	Добыча, переработка, хранение, транспорт продукции из водных биологических ресурсов, рыболовство и производство биокормов	Э/Э, млн. кВтч	2,20	2,80	4,09	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60
			Pmax, МВт	0,75	0,80	0,88	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2	ООО «Алаид»	Добыча и переработка рыбы	Э/Э, млн. кВтч	1,32	1,49	1,12	1,85	1,85	2,00	2,20	2,50
			Pmax, МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

К 2024 г. прогнозируется рост потребления электроэнергии ООО «Алаид» на 1,38 млн. кВтч (123,21 %) и снижение потребления электроэнергии ОАО «Северо-Курильская база сейнерного флота» на -0,49 млн. кВтч (-12,06 %).

В таблицах 8.29 - 8.30 и на рисунке 8.11 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Северо-Курильского энергорайона» за отчетный период – последние 3 года и на прогнозный период 2020 - 2024 гг.

Таблица 8.29

Динамика потребления электроэнергии «Северо-Курильского энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчётный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВтч	18,83	20,53	22,41	23,00	24,00	24,50	25,00	25,50
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-	1,70	1,88	0,59	1,00	0,50	0,50	0,50
Годовой прирост, %	-	9,01	9,16	2,64	4,35	2,08	2,04	2,00

Таблица 8.30
Динамика максимального потребления мощности «Северо-Курильского энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу до 2024 г.

Наименование	Отчётный период			Перспективный период				
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимальное потребление мощности, МВт	3,20	3,73	4,30	4,50	4,50	5,00	5,00	5,00
Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-	0,53	0,57	0,20	0,00	0,50	0,00	0,00
Годовой прирост, %	-	16,56	15,28	4,65	0,00	11,11	0,00	0,00
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	5885	5503	5211	5111	5333	4900	5000	5100



Рисунок 8.11. Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности «Северо-Курильского энергорайона» за отчётный период 2017 - 2019 гг. и на перспективу 2020 - 2024 г.г.

Прогноз потребления электроэнергии и максимального потребления мощности «Северо-Курильского энергорайона» характеризуется среднегодовым темпом прироста максимального потребления мощности за период 2020 - 2024 г. в размере 3,06%, электропотребления – 2,62%. В 2024 г. прогнозируется рост годового электропотребления на 3,09 млн. кВтч (13,80%) и максимального потребления мощности на 0,70 МВт (16,28%) по отношению к отчетному 2019 г.

8.3. Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической энергии и мощности

Перспективные балансы мощности на период 2020 – 2024 гг. сформированы в соответствии со следующей информацией:

– прогнозом максимального потребления мощности энергорайонов и энергоузлов «Сахалинской энергосистемы» (глава 8.2);

– прогнозом развития генерирующих мощностей электростанций «Сахалинской энергосистемы» на период до 2024 г., принятым на основании планов эксплуатирующих организаций и собственников электрогенерирующего оборудования (глава 8.1).

В соответствии с п. 7.8 ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования» (далее ГОСТ Р 58057-2018) величина перспективного нормативного резерва мощности технологически изолированной энергосистемы должна быть не менее величины установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования. При разработке балансов мощности величина перспективного нормативного резерва мощности учтена в соответствии с данным требованием.

Перспективные балансы электроэнергии на период 2020 - 2024 гг. сформированы в соответствии со следующей информацией:

– прогнозом электропотребления энергорайонов и энергоузлов «Сахалинской энергосистемы» (глава 8.2);

– прогнозом выработки электроэнергии электростанциями «Сахалинской энергосистемы», предоставленным эксплуатирующими организациями и собственниками электрогенерирующего оборудования.

Баланс электрической энергии «Сахалинской энергосистемы» на перспективный период 2020 - 2024 гг. приведен в таблице 8.31.

Таблица 8.31

Баланс электроэнергии «Сахалинской энергосистемы» на период 2020 - 2024 гг.

Наименование показателей	млн. кВтч				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление «Сахалинской энергосистемы», в т.ч.	2916,02	2942,71	2965,89	2999,59	3010,30
«Центральный энергорайон»	2551,56	2570,38	2590,53	2614,82	2623,89
«Северный энергорайон»	212,16	217,77	219,48	225,33	223,47
Децентрализованные источники	139,39	141,61	142,83	146,34	149,79
Локальный энергоузел «Сфера»	16,60	16,70	16,80	16,90	17,00
«Новиковский энергоузел»	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
«Северо-Курильский энергорайон»	23,00	24,00	24,50	25,00	25,50
«Курильский энергоузел»	35,74	35,74	35,74	35,74	35,74

Наименование показателей	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
«Южно-Курильский энергоузел»	40,14	40,34	40,58	41,86	41,88
Энергоузел «Головнино»	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
«Шикотанский энергоузел»	20,06	20,98	21,36	22,99	25,82
Прочие децентрализованные источники	12,90	12,95	13,05	13,10	13,15
Годовая выработка электростанций «Сахалинской энергосистемы», в т.ч.	2916,02	2942,71	2965,89	2999,59	3010,30
«Центральный энергорайон»	2551,56	2570,38	2590,53	2614,82	2623,89
«Северный энергорайон»	212,16	217,77	219,48	225,33	223,47
Децентрализованные источники	139,39	141,61	142,83	146,34	149,79
Локальный энергоузел «Сфера»	16,60	16,70	16,80	16,90	17,00
«Новиковский энергоузел»	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
«Северо-Курильский энергорайон»	23,00	24,00	24,50	25,00	25,50
«Курильский энергоузел»	35,74	35,74	35,74	35,74	35,74
«Южно-Курильский энергоузел»	40,14	40,34	40,58	41,86	41,88
Энергоузел «Головнино»	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
«Шикотанский энергоузел»	20,06	20,98	21,36	22,99	25,82
Прочие децентрализованные источники	12,90	12,95	13,05	13,10	13,15

«Центральный энергорайон»

Балансы электрической энергии и мощности «Центрального энергорайона» на перспективный период 2020 - 2024 гг. приведены в таблицах 8.32 - 8.33.

Таблица 8.32
Баланс мощности «Центрального энергорайона»
на период 2020 - 2024 гг.

Наименование показателей	МВт				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности	428,00	437,00	446,00	455,00	464,00
Нормативный резерв мощности	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00
Резерв мощности в % от максимума потребления	39,72	38,90	38,12	37,36	36,64
Итого потребность в мощности	598,00	607,00	616,00	625,00	634,00
Установленная мощность, в т.ч.	634,74	665,88	665,88	665,88	665,88
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
«Сахалинская ГРЭС-2»	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
«НГЭС»	48,00	-	-	-	-
«Мобильная ГТЭС»	-	67,50	67,50	67,50	67,50
«Энергокомплекс Катангли»	-	11,64	11,64	11,64	11,64
Блок-станции, в т.ч.	11,50	11,50	11,50	11,50	11,50
«Томаринская ТЭЦ»	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
«Холмская ТЭЦ»	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
Располагаемая мощность, в т.ч.	631,74	659,58	659,58	659,58	659,58
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
«Сахалинская ГРЭС-2»	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
«НГЭС»	45,00	-	-	-	-
«Мобильная ГТЭС»	-	61,20	61,20	61,20	61,20
«Энергокомплекс Катангли»	-	11,64	11,64	11,64	11,64
Блок-станции, в т.ч.	11,50	11,50	11,50	11,50	11,50

Наименование показателей	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
«Томаринская ТЭЦ»	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
«Холмская ТЭЦ»	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
Дефицит (-), избыток (+) располагаемой мощности	33,74	52,58	43,58	34,58	25,58

Таблица 8.33

**Баланс электроэнергии «Центрального энергорайона»
на период 2020 - 2024 гг.**

Наименование показателей	млн. кВтч				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, в т.ч.	2551,56	2570,38	2590,53	2614,82	2623,89
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	309,46	311,74	314,18	317,13	318,23
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	261,25	263,17	265,24	267,72	268,65
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	2551,56	2570,38	2590,53	2614,82	2623,89
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	1915,71	1937,08	1959,18	1982,56	1982,56
«Сахалинская ГРЭС-2»	417,11	417,11	417,11	417,11	417,11
«НГЭС»	215,00	-	-	-	-
«Мобильная ГТЭС»	-	127,24	125,29	126,20	135,26
«Энергокомплекс Катангли»	-	85,20	85,20	85,20	85,20
Блок-станции, в т.ч.	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75
«Томаринская ТЭЦ»	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
«Холмская ТЭЦ»	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
Число часов использования располагаемой мощности	4039	3897	3928	3964	3978
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	4208	4255	4304	4355	4355
«Сахалинская ГРЭС-2»	3476	3476	3476	3476	3476
«НГЭС»	4778	-	-	-	-
«Мобильная ГТЭС»	-	2079	2047	2062	2210
«Энергокомплекс Катангли»	-	7320	7320	7320	7320
Блок-станции, в т.ч.	326	326	326	326	326
«Томаринская ТЭЦ»	170	170	170	170	170
«Холмская ТЭЦ»	446	446	446	446	446

Баланс мощности «Центрального энергорайона» складывается с избытком располагаемой мощности на всем рассматриваемом перспективном периоде. Прогнозируемая величина избытка мощности в рассматриваемый период 2020 - 2024 гг. варьируется в диапазоне 25,58 - 52,58 МВт.

Баланс электроэнергии «Центрального энергорайона» в период 2020 - 2024 гг. складывается удовлетворительно. Числа часов использования располагаемой мощности электрических станций находятся в допустимых пределах.

«Северный энергорайон»

Балансы электрической энергии и мощности «Северного энергорайона» на перспективный период 2020 - 2024 гг. приведены в таблицах 8.34 - 8.35.

Таблица 8.34

Баланс мощности «Северного энергорайона» на период 2020 - 2024 г.г.

МВт

Наименование показателей	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности	32,05	33,06	33,37	34,42	34,08
Нормативный резерв мощности	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Резерв мощности в % от максимума потребления	156,01	151,24	149,84	145,26	146,71
Итого потребность в мощности	82,05	83,06	83,37	84,42	84,08
Установленная мощность, в т.ч.	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00
«Охинская ТЭЦ»	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00
Располагаемая мощность, в т.ч.	86,60	86,60	86,60	86,60	86,60
«Охинская ТЭЦ»	86,60	86,60	86,60	86,60	86,60
Дефицит (-), избыток (+) располагаемой мощности	4,55	3,54	3,23	2,18	2,52

Таблица 8.35

Баланс электроэнергии «Северного энергорайона» на период 2020 - 2024 г.г.

млн. кВтч

Наименование показателей	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, в т.ч.	212,16	217,77	219,48	225,33	223,47
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	14,18	14,55	14,67	15,06	14,93
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	34,37	35,28	35,56	36,50	36,20
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	212,16	217,77	219,48	225,33	223,47
«Охинская ТЭЦ»	212,16	217,77	219,48	225,33	223,47
Число часов использования располагаемой мощности «Охинской ТЭЦ»	2450	2515	2534	2602	2580

Баланс мощности «Северного энергорайона» складывается с избытком располагаемой мощности на всем рассматриваемом перспективном периоде. Величина избытка мощности в рассматриваемый период 2020 - 2024 гг. прогнозируется в диапазоне от 2,18 МВт до 4,55 МВт.

Баланс электроэнергии «Северного энергорайона» в период 2020 - 2024 гг. складывается удовлетворительно. Число часов использования располагаемой мощности электрической станции находится в допустимых пределах.

Локальный энергоузел «Сфера»

Балансы электрической энергии и мощности локального энергоузла «Сфера» на перспективный период 2020 - 2024 гг. приведены в таблицах 8.36 - 8.37.

**Баланс мощности локального энергоузла «Сфера»
на период 2020 - 2024 гг.**

МВт

Наименование показателей	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности	3,02	3,09	3,10	3,10	3,11
Нормативный резерв мощности	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Резерв мощности в % от максимума потребления	132,45	129,45	129,03	129,03	128,62
Итого потребность в мощности	7,02	7,09	7,10	7,10	7,11
Установленная мощность, в т.ч.	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
Мини ТЭЦ «Сфера»	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
Располагаемая мощность, в т.ч.	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
Мини ТЭЦ «Сфера»	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
Дефицит (-), избыток (+) располагаемой мощности	-0,27	-0,34	-0,35	-0,35	-0,36

Таблица 8.37

**Баланс электроэнергии локального энергоузла «Сфера»
на период 2020 - 2024 гг.**

млн. кВтч

Наименование показателей	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, в т.ч.	16,60	16,70	16,80	16,90	17,00
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	0,42	0,42	0,42	0,42	0,43
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	1,14	1,15	1,16	1,16	1,17
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	16,60	16,70	16,80	16,90	17,00
Мини ТЭЦ «Сфера»	16,60	16,70	16,80	16,90	17,00
Число часов использования располагаемой мощности мини ТЭЦ «Сфера»	2459	2474	2489	2504	2519

Баланс мощности локального энергоузла «Сфера» в период 2020 - 2024 гг. складывается с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности электростанции локального энергоузла «Сфера» не менее чем на 0,36 МВт.

Баланс электроэнергии локального энергоузла «Сфера» в период 2020 - 2024 гг. складывается удовлетворительно. Число часов использования располагаемой мощности электрической станции находится в допустимых пределах.

«Новиковский энергоузел»

Балансы электрической энергии и мощности «Новиковского энергоузла» на перспективный период 2020 - 2024 гг. приведены в таблицах 8.38 - 8.39.

Таблица 8.38

Баланс мощности «Новиковского энергоузла» на период 2020 - 2024 г.г.

Наименование показателей	МВт				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Нормативный резерв мощности	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
Резерв мощности в % от максимума потребления	421,05	421,05	421,05	421,05	421,05
Итого потребность в мощности	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
Установленная мощность, в т.ч.	5,47	5,47	5,47	5,47	5,47
ВДЭС «Новиково»	5,47	5,47	5,47	5,47	5,47
Располагаемая мощность, в т.ч.	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07
ВДЭС «Новиково»	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07
Дефицит (-), избыток (+) располагаемой мощности	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09

Таблица 8.39

**Баланс электроэнергии «Новиковского энергоузла»
на период 2020 - 2024 гг.**

Наименование показателей	млн. кВтч				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, в т.ч.	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
ВДЭС «Новиково»	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
Число часов использования располагаемой мощности ВДЭС «Новиково»	577	577	577	577	577

Баланс мощности «Новиковского энергоузла» складывается с избытком располагаемой мощности на всем рассматриваемом перспективном периоде. Величина избытка мощности составит 1,09 МВт.

Баланс электроэнергии «Новиковского энергоузла» в период 2020 - 2024 гг. складывается удовлетворительно. Число часов использования располагаемой мощности электрической станции ВДЭС «Новиково» находится в допустимых пределах.

«Северо-Курильский энергорайон»

Балансы электрической энергии и мощности «Северо-Курильского энергорайона» на перспективный период 2020 - 2024 гг. приведены в таблицах 8.40 - 8.41.

**Баланс мощности «Северо-Курильского энергорайона»
на период 2020 - 2024 г.г.**

	МВт				
Наименование показателей	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности	4,50	4,50	5,00	5,00	5,00
Нормативный резерв мощности	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Резерв мощности в % от максимума потребления	71,11	71,11	64,00	64,00	64,00
Итого потребность в мощности	7,70	7,70	8,20	8,20	8,20
Установленная мощность, в т.ч.	7,11	7,11	7,11	7,11	7,11
ДЭС «Северо-Курильская»	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45
Мини ГЭС-1	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Мини ГЭС-2	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Располагаемая мощность, в т.ч.	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55
ДЭС «Северо-Курильская»	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45
Мини ГЭС-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Мини ГЭС-2	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Дефицит (-), избыток (+) располагаемой мощности	-2,15	-2,15	-2,65	-2,65	-2,65

Таблица 8.41

**Баланс электроэнергии «Северо-Курильского энергорайона»
на период 2020 - 2024 г.г.**

	млн. кВтч				
Наименование показателей	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, в т.ч.	23,00	24,00	24,50	25,00	25,50
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	4,16	4,34	4,43	4,52	4,61
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	2,83	2,95	3,01	3,07	3,14
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	23,00	24,00	24,50	25,00	25,50
ДЭС «Северо-Курильская»	20,50	21,50	22,00	22,50	23,00
Мини ГЭС-1	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Мини ГЭС-2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Число часов использования располагаемой мощности ДЭС «Северо-Курильская»	3763	3946	4038	4130	4222

Баланс мощности «Северо-Курильского энергорайона» в период 2020 - 2024 г.г. складывается с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности рекомендуется установка дополнительного генерирующего оборудования располагаемой мощностью не менее 2,65 МВт.

Баланс электроэнергии «Северо-Курильского энергорайона» в период 2020 - 2024 г.г. складывается удовлетворительно. Число часов использования располагаемой мощности электрической станции ДЭС «Северо-Курильская» находится в допустимых пределах.

«Курильский энергоузел»

Балансы электрической энергии и мощности «Курильского энергоузла» на перспективный период 2020 - 2024 г.г. приведены в таблицах 8.42 - 8.43.

Таблица 8.42

Баланс мощности «Курильского энергоузла» на период 2020 - 2024 гг.

Наименование показателей	МВт				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48
Нормативный резерв мощности	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Резерв мощности в % от максимума потребления	42,78	42,78	42,78	42,78	42,78
Итого потребность в мощности	10,68	10,68	10,68	10,68	10,68
Установленная мощность, в т.ч.	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27
ДЭС «Рейдово»	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86
ДЭС «Китовая»	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15
СЭС «Рейдово»	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Располагаемая мощность, в т.ч.	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02
ДЭС «Рейдово»	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86
ДЭС «Китовая»	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15
СЭС «Рейдово»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Дефицит (-), избыток (+) располагаемой мощности	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34

Таблица 8.43

Баланс электроэнергии «Курильского энергоузла» на период 2020 - 2024 гг.

Наименование показателей	млн. кВтч				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, в т.ч.	35,74	35,74	35,74	35,74	35,74
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	5,07	5,07	5,07	5,07	5,07
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	35,74	35,74	35,74	35,74	35,74
ДЭС «Рейдово»	11,98	11,98	11,98	11,98	11,98
ДЭС «Китовая»	23,45	23,45	23,45	23,45	23,45
СЭС «Рейдово»	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Число часов использования располагаемой мощности	2550	2550	2550	2550	2550
ДЭС «Рейдово»	2526	2526	2526	2526	2526
ДЭС «Китовая»	2563	2563	2563	2563	2563

Баланс мощности «Курильского энергоузла» складывается с избытком располагаемой мощности на всем рассматриваемом перспективном периоде. Величина избытка составит 3,34 МВт.

Баланс электроэнергии «Курильского энергоузла» в период 2020 - 2024 гг. складывается удовлетворительно. Числа часов использования располагаемой мощности электрических станций находятся в допустимых пределах.

«Южно-Курильский энергоузел»

Балансы электрической энергии и мощности «Южно-Курильского энергоузла» на перспективный период 2020 - 2024 г.г. приведены в таблицах 8.44 - 8.45.

Таблица 8.44

Баланс мощности «Южно-Курильского энергоузла» на период 2020 - 2024 гг.

Наименование показателей	МВт				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности	5,70	5,80	5,90	6,10	6,10
Нормативный резерв мощности	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Резерв мощности в % от максимума потребления	35,09	34,48	33,90	32,79	32,79
Итого потребность в мощности	7,70	7,80	7,90	8,10	8,10
Установленная мощность, в т.ч.	20,73	20,73	20,73	20,73	20,73
ДЭС «Южно-Курильская»	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33
«Менделеевская ГеоТЭС»	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
Располагаемая мощность, в т.ч.	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27
ДЭС «Южно-Курильская»	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27
«Менделеевская ГеоТЭС»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Дефицит (-), избыток (+) располагаемой мощности	0,57	0,47	0,37	0,17	0,17

Таблица 8.45

Баланс электроэнергии «Южно-Курильского энергоузла» на период 2020 - 2024 гг.

Наименование показателей	млн. кВтч				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, в т.ч.	40,14	40,34	40,58	41,86	41,88
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	4,71	4,73	4,76	4,91	4,91
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	1,94	1,95	1,97	2,03	2,03
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	40,14	40,34	40,58	41,86	41,88
ДЭС «Южно-Курильская»	29,62	29,82	30,06	31,34	31,36
«Менделеевская ГеоТЭС»	10,52	10,52	10,52	10,52	10,52
Число часов использования располагаемой мощности ДЭС «Южно-Курильская»	3581	3606	3635	3789	3791

Баланс мощности «Южно-Курильского энергоузла» складывается с избытком располагаемой мощности на всем рассматриваемом перспективном периоде. Величина избытка мощности в рассматриваемый период 2020 - 2024 гг. прогнозируется в диапазоне от 0,17 МВт до 0,57 МВт.

Баланс электроэнергии «Южно-Курильского энергоузла» в период 2020 - 2024 гг. складывается удовлетворительно. Число часов использования располагаемой мощности электрической станции находится в допустимых пределах.

Энергоузел «Головнино»

Балансы электрической энергии и мощности энергоузла «Головнино» на перспективный период 2020 - 2024 гг. приведены в таблицах 8.46 - 8.47.

Таблица 8.46

Баланс мощности энергоузла «Головнино» на период 2020 - 2024 гг.

Наименование показателей	МВт				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Нормативный резерв мощности	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Резерв мощности в % от максимума потребления	216,67	216,67	216,67	216,67	216,67
Итого потребность в мощности	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52
Установленная мощность, в т.ч.	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
ВДЭС «Головнино»	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Располагаемая мощность, в т.ч.	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
ВДЭС «Головнино»	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Дефицит (-), избыток (+) располагаемой мощности	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28

Таблица 8.47

Баланс электроэнергии энергоузла «Головнино» на период 2020 - 2024 гг.

Наименование показателей	млн. кВтч				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, в т.ч.	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
ВДЭС «Головнино»	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
Число часов использования располагаемой мощности ВДЭС «Головнино»	1160	1160	1160	1160	1160

Баланс мощности энергоузла «Головнино» складывается с избытком располагаемой мощности на всем рассматриваемом перспективном периоде. Величина избытка составит 0,28 МВт.

Баланс электроэнергии энергоузла «Головнино» в период 2020 - 2024 гг. складывается удовлетворительно. Число часов использования располагаемой мощности электрической станции находится в допустимых пределах.

«Шикотанский энергоузел»

Балансы электрической энергии и мощности «Шикотанского энергоузла» на перспективный период 2020 - 2024 гг. приведены в таблицах 8.48 - 8.49.

**Баланс мощности «Шикотанского энергоузла»
на период 2020 - 2024 гг.**

МВт

Наименование показателей	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности	4,45	4,76	4,89	5,43	6,27
Нормативный резерв мощности	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
Резерв мощности в % от максимума потребления	35,96	33,61	32,72	29,47	25,52
Итого потребность в мощности	6,05	6,36	6,49	7,03	7,87
Установленная мощность, в т.ч.	5,65	6,65	6,65	6,65	6,65
ДЭС «Малокурульская»	3,25	4,25	4,25	4,25	4,25
ДЭС «Крабзаводская»	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Располагаемая мощность, в т.ч.	5,65	6,65	6,65	6,65	6,65
ДЭС «Малокурульская»	3,25	4,25	4,25	4,25	4,25
ДЭС «Крабзаводская»	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Дефицит (-), избыток (+) располагаемой мощности	-0,40	0,29	0,16	-0,38	-1,22

Таблица 8.49

**Баланс электроэнергии «Шикотанского энергоузла»
на период 2020 - 2024 г.г.**

млн. кВтч

Наименование показателей	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, в т.ч.	20,06	20,98	21,36	22,99	25,82
Потери в электрических сетях и пристанционных узлах	2,14	2,24	2,28	2,45	2,75
Собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды	3,53	3,69	3,76	4,04	4,54
Годовая выработка электростанций, в т.ч.	20,06	20,98	21,36	22,99	25,82
ДЭС «Малокурульская»	12,84	13,43	13,67	14,72	16,53
ДЭС «Крабзаводская»	7,22	7,55	7,69	8,27	9,29
Число часов использования располагаемой мощности	3550	3155	3212	3457	3883
ДЭС «Малокурульская»	3952	3160	3218	3463	3889
ДЭС «Крабзаводская»	3007	3145	3202	3447	3871

Баланс мощности «Шикотанского энергоузла» в период 2020 - 2024 гг. складывается с дефицитом нормативного резерва мощности в 2020 г., 2023 и 2024 гг. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности электростанций «Шикотанского энергоузла» не менее чем на 1,22 МВт.

Баланс электроэнергии «Шикотанского энергоузла» в период 2020 - 2024 г.г. складывается удовлетворительно. Числа часов использования располагаемой мощности электрических станций находятся в допустимых пределах.

9. Основные направления развития электросетевого комплекса «Сахалинской энергосистемы» напряжением 35 кВ и выше на период 2020 - 2024 гг.

9.1. Общие направления и принципы формирования перспективной схемы электрической сети 35 кВ и выше на период 2020 - 2024 гг.

При формировании направлений и принципов перспективной схемы электрической сети 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» учитывались:

- постановление Правительства Сахалинской области от 28.03.2011 № 99 «О Стратегии социально-экономического развития Сахалинской области на период до 2025 года» (с изменениями на 05.03.2018 г.);
- План социального развития центров экономического роста Сахалинской области (утвержден распоряжением Правительства Сахалинской области от 25.06.2018 № 347-р) (с изменениями на 13.08.2019 г.);
- Схема территориального планирования Сахалинской области (утверждена Постановлением Правительства от 27.07.2012 № 377) (с изменениями на 11.09.2017 г.);
- Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937);
- действующие нормативно-правовые акты, государственные стандарты.

Развитие электрической сети напряжением 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» на рассматриваемую в работе перспективу 2020 - 2024 гг. направлено на решение следующих задач:

- обеспечение возможности присоединения перспективных потребителей и роста потребления существующих;
- преодоление тенденции массового старения электросетевого оборудования линий электропередачи и подстанций;
- приведение электросетевых объектов в соответствие нормативным требованиям;
- приведение характеристик линий электропередачи в соответствие фактическим расчетно-климатическим условиям (замена проводов и опор, установка дополнительных опор);

- проверка соответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания, оценка токов короткого замыкания для выбора выключателей на вновь сооружаемых энергообъектах;

- снижение расхода электроэнергии на ее транспорт.

Основные направления развития электрической сети 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» определяются на основании расчёта и анализа электрических режимов, уровней токов короткого замыкания, анализа отчетной и перспективной загрузки центров питания.

9.2. Расчет и анализ режимов работы электрической сети 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы»

Электрические расчеты потокораспределения и уровней напряжения в электрических сетях «Сахалинской энергосистемы» выполнены на расчетный период развития энергосистемы 2020 - 2024 г.г. для характерных нормальных и послеаварийных режимов.

Электрические расчеты потокораспределения выполнены с использованием программного комплекса RastrWin. Расчетная схема «Центрального энергорайона» «Сахалинской энергосистемы» содержит основную сеть напряжением 35 - 220 кВ, «Северного энергорайона» - развернутую сеть 35 кВ.

Электрические нагрузки по подстанциям определены в соответствии с прогнозом максимума потребления мощности и сформированными балансами мощности и электроэнергии «Сахалинской энергосистемы». Участие электростанций в расчетных режимах соответствует значениям, которые определены при покрытии суточных графиков нагрузки на соответствующий период. Расчеты проводились при балансовой загрузке электростанций.

Расчеты режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения выполнены на 2020 - 2024 гг. для зимних максимальных и минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня.

Для анализа загрузки элементов сети допустимые токовые нагрузки неизолированных сталеалюминевых проводов, кабельных линий и оборудования приняты по данным, предоставленным собственниками.

Анализ режимов работы электрических сетей «Сахалинской энергосистемы» на период 2020 - 2024 гг. показал, что загрузка элементов сети 35 - 220 кВ в нормальных режимах, а также при аварийных возмущениях не превышает допустимый ток по нагреву проводов и допустимый ток электрооборудования на подстанциях. Напряжение на стороне высокого напряжения

подстанций не превышает наибольшее рабочее напряжение для оборудования и не снижается ниже минимально допустимого значения.

Однако, как уже было отмечено, питание значительного числа ПС 35 (110) кВ «Сахалинской энергосистемы» осуществляется по одноцепным линиям электропередачи без резервирования, а на ряде подстанций энергосистемы установлен только один трансформатор. Таким образом, аварийное отключение одного сетевого элемента (ЛЭП, трансформатора) приводит к нарушению электроснабжения потребителей. Для исключения нарушения электроснабжения потребителей рекомендуется выполнение мероприятий по усилению сети.

9.3. Анализ загрузки центров питания 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» и разработка рекомендаций по увеличению трансформаторной мощности

Перспективная загрузка подстанций рассчитывалась с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение. Анализ загрузки трансформаторного оборудования «Сахалинской энергосистемы» показал, что на ряде подстанций загрузка трансформаторов (в послеаварийном режиме отключения одного из трансформаторов) превышает допустимую величину. Для исключения недопустимой загрузки трансформаторов рекомендуется выполнить их замену на новые большей мощности.

9.4. Расчет и анализ токов короткого замыкания в сети 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» на перспективу до 2024 г.

Расчеты токов КЗ выполнены на 2024 г. на базе режима зимнего максимума нагрузок при полном составе генерирующего оборудования электрических станций «Сахалинской энергосистемы».

В перспективе до 2024 г. токи трехфазного и однофазного КЗ на шинах 35 - 220 кВ энергообъектов «Сахалинской энергосистемы» не превышают значений номинальных токов отключения установленных выключателей. Следовательно, разработка технических и схемных мероприятий для ограничения токов КЗ, а также замена оборудования по отключающей способности не требуется. В случае необходимости замены по сроку службы выключателей на рассматриваемых подстанциях и электростанциях на новые, рекомендуется замена на выключатели с такими же или большими номинальными токами отключения.

9.5. Проблемы, выявленные в электрической сети 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы», мероприятия по ликвидации выявленных проблем

На основании результатов расчетов режимов потокораспределения мощности, уровней напряжения и токов короткого замыкания, анализа загрузки центров питания 35 кВ и выше, анализа возрастных характеристик и технического состояния оборудования определен перечень проблем в электрической сети 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» и разработаны мероприятия по их ликвидации. Разработанные мероприятия приведены в таблицах 9.5.1-9.5.2.

Предложения по развитию электросетевого комплекса, учитывающие текущие проблемы, а также проблемы, выявленные в течение расчетного периода 2020-2024 гг., приведены в главе 10.

**Перечень выявленных проблем в электрической сети 35 кВ и выше «Центрального энергорайона»
«Сахалинской энергосистемы» и мероприятия по их ликвидации**

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРЭК	Период реализации по ИП / ПОУРЭК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
«Центральный энергорайон»								
1.	ПС 220 кВ «Краснопольская»		Замена АТ1, АТ2 на автотрансформаторы мощностью 2х63 МВА, замена ОД-КЗ		+	-	2020-2023	2023
			Замена 2 выключателей 110 кВ				2020-2022	2022
2.	ПС 220 кВ «Лермонтовка»		Замена 3 выключателей 220 кВ, замена 3 выключателей 110 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
			Рекоинструкция РУ 220 кВ ПС				2022-2024	2024
3.	ПС 220 кВ «Макаровская»	Срок службы оборудования превысил нормативный	Замена 1Т, 2Т, 3Т, 4Т на автотрансформаторы мощностью 2х63 МВА, 5Т, 6Т на трансформаторы мощностью 2х16 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования
			Установка 1 выключателя 220 кВ, замена ОД-КЗ				2020	2020
4.	ПС 220 кВ «Углезаводская»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 25 МВА, замена 3 выключателей 35 кВ	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	-	-	-	За пределами прогнозирования
			Замена ОД-КЗ, замена 7 выключателей 35 кВ				2023-2025	2024
5.	ПС 220 кВ «Южно-Сахалинская»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х25 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования
			Замена АТ1 на автотрансформатор мощностью 125 МВА, замена 1 выключателя 110 кВ				-	За пределами прогнозирования
6.	ПС 110 кВ «Поронайская»		Замена 3 выключателей 220 кВ, замена 4 выключателей 110 кВ		+	+	2020-2024	2024
			Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х25 МВА, замена 9 выключателей 35 кВ				-	За пределами прогнозирования
7.	ПС 110 кВ «Холмская-Южная»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х10 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования
			Замена 3 выключателей 110 кВ, замена 4 выключателей 35 кВ				2023-	2024

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРЭК	Период реализации по ИП / ПОУРЭК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
8.	ПС 110 кВ «Шахтерская»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х25 МВА		+	-	2024-2020-2023	2023
			Замена 5 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
9.	ПС 110 кВ «Промзел»		Замена оборудования 110 кВ - 2 ячейки и монтаж 2-х ячеек 110 кВ. Приведение схемы РУ 110 кВ к типовой схеме (№110-9)		+	+	2019-2020	2020
10.	ПС 110 кВ «Ноглики»		Демонтаж РУ 220, АТ1, 3Т, 4Т, замена КОРУ 35 кВ на КРУН 35 кВ с образованием схемы № 35-9, установка двух трансформаторов 110 кВ мощность 2х25 МВА		-	+	2023-2024	2024
			Замена 2Т, 3Т на трансформаторы мощностью 80 МВА, 125 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования
11.	«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»		Замена 1 выключателя 110 кВ (ВМ-С16)		+	-	2020-2021	2021
			Замена 1 выключателя 110 кВ (ВМ-С15)		+	-	2023-2025	2024
12.	ПС 35 кВ «Агар»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х4 МВА, замена 3 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
13.	ПС 35 кВ «ВостокПП»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 1,6 МВА, замена 2 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
14.	ПС 35 кВ «Зима»		Замена 2Т на трансформатор мощностью 10 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования
15.	ПС 35 кВ «Костромская»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х2,5 МВА, замена 3 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
16.	ПС 35 кВ «Леонидово»		Замена 2 выключателей 35 кВ		+	-	2022-2026	За пределами прогнозирования
			Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х4 МВА, замена 3 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
17.	ПС 35 кВ «Ливадных»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА, замена 2 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
18.	ПС 35 кВ «МТП-4611н Надеждино»		Замена 1Т на трансформатор мощностью 0,25 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования
19.	ПС 35 кВ «Пензенская»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х2,5 МВА, замена 5 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
20.	ПС 35 кВ «Разрез»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2,5 МВА, 6,3		-	-	-	За пределами прогнозирования

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРК	Период реализации по ИП / ПОУРК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
			МВА, замена 3 выключателей 35 кВ					прогнозирования
21.	ПС 35 кВ «Районная»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 10 МВА, 4 МВА, замена 4 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
22.	ПС 35 кВ «Сокол»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х4 МВА, замена 5 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
23.	ПС 35 кВ «Троицкая»		Замена 1Т на трансформатор мощностью 6,3 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
24.	ПС 35 кВ «Ударновская»		Замена 1Т, 2Т, на трансформаторы мощностью 2х 4 МВА, замена 5 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
25.	ПС 35 кВ «Яблочная»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х2,5 МВА, замена 3 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
26.	ПС 35 кВ «Быков»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х4 МВА, замена 7 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
27.	ПС 35 кВ «Синегорская»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2,5 МВА, 1,6 МВА, замена 3 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
28.	ПС 35 кВ «Хомутово»		Замена 7 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
29.	ПС 35 кВ «Долинская»		Замена 7 выключателей 35 кВ		+	-	2025	За пределами прогнозирования
30.	ПС 220 кВ «Онор»		Установка второго трансформатора мощностью 10 МВА, строительство второго захода на ПС, реконструкция РУ 220 кВ ПС с образованием схемы №220-5АН	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	-	-	-	За пределами прогнозирования
31.	ПС 35 кВ «Красноярская»	На ПС установлен один трансформатор	Установка второго трансформатора мощностью 1,6 МВА, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы №35-5АН		-	-	-	За пределами прогнозирования
32.	ПС 35 кВ «Тихменевово»		Установка второго трансформатора мощностью 1,6 МВА, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы №35-5АН		-	-	-	За пределами прогнозирования
33.	ПС 220 кВ «Красногорская»	На ПС установлен один трансформатор.	Установка второго трансформатора мощностью 25 МВА, замена МВА, замена ОД-КЗ	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	+	-	2019-2023	2023
		Срок службы оборудования превысил нормативный	Замена 1Т на трансформатор мощностью 25 МВА, замена 1 выключателя 220 кВ, замена 1 выключателя 35 кВ		-	-	-	-
34.	ПС 220 кВ «Смирных»		Установка второго автотрансформатора мощностью 63 МВА, замена ОД-КЗ, замена 6 выключателей 35 кВ	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	+	-	2022-2026	За пределами прогнозирования
			Замена АТ1 на автотрансформатор мощностью 63 МВА, замена 2 выключателей 220 кВ, замена 1 выключателя 35 кВ		-	-	-	-

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРЭК	Период реализации по ИП / ПОУРЭК (выполнение СМР)		Рекомендуемый год реализации
							2023-2026	2026-2027	
35.	ПС 220 кВ «Томаринская»		Замена 2 выключателей 220 кВ Установка трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, замена 1Т на трансформатор мощностью 25 МВА, реконструкция РУ 220 кВ с образованием схемы № 220-5АН, замена 3 выключателей 35 кВ		+	-	2023-2026		За пределами прогнозирования
36.	ПС 220 кВ «Тымовская»		Установка второго автотрансформатора мощностью 63 МВА, реконструкция РУ 110 кВ ПС с образованием схемы № 110-9 Замена АТ2, 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 63 МВА, 10 МВА, 16 МВА, замена 1 выключателя 220 кВ, замена 6 выключателей 110 кВ, замена 8 выключателей 35 кВ		-	-	2026-2027		За пределами прогнозирования
37.	ПС 220 кВ «Холмская»		Установка второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, замена 2 выключателей 220 кВ, реконструкция РУ 110 кВ с образованием схемы № 110-9, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-9 Замена АТ1, АТ2, 1Т, 3Т на трансформаторы мощностью 2х63 МВА, 25 МВА, 4 МВА, замена 1 выключателя 220 кВ (ВМ-Д12), замена 4 выключателей 110 кВ, замена 1 выключателя 35 кВ		-	-	2026-2027		За пределами прогнозирования
38.	ПС 220 кВ «Чеховская»		Замена 1 выключателя 220 кВ (СВМ-220) Установка второго трансформатора мощностью 10 МВА, замена ОД-КЗ, замена 2 выключателей 220 кВ, замена 3 выключателей 35 кВ		-	+	2020-2022		2022
39.	ПС 110 кВ «Правдинская»		Замена 1Т на трансформатор мощностью 25 МВА Установка второго трансформатора мощностью 10 МВА, реконструкция РУ 110 кВ ПС с образованием схемы № 110-5АН Замена 1Т на трансформатор мощностью 10 МВА, замена 1 выключателя 110 кВ		-	+	2026-2027		За пределами прогнозирования
40.	ПС 35 кВ «Гастелло»		Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, замена на 1Т на трансформатор мощностью 2,5 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ		-	-			За пределами прогнозирования
41.	ПС 35 кВ «Дачная»		Установка второго трансформатора мощностью 1,6 МВА, замена на 6 выключателей 35 кВ		-	+	2026-2027		За пределами прогнозирования
42.	ПС 35 кВ «Забайка-		Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, заме-		-	-			За пределами

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРК	Период реализации по ИП / ПОУРК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
	лец»		на 1Т на трансформатор мощностью 2,5 МВА, замена 2 выключателей 35 кВ					прогнозирования
43.	ПС 35 кВ «Кошвое»		Установка второго трансформатора мощностью 0,38 МВА, замена 1Т на трансформатор мощностью 0,38 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования
44.	ПС 35 кВ «Лермонгово»		Установка второго трансформатора мощностью 1 МВА, замена 1Т на трансформатор мощностью 1 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
45.	ПС 35 кВ «Малиновка»		Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, замена на 1Т на трансформатор мощностью 2,5 МВА, замена 2 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
46.	ПС 35 кВ «Симаково»		Установка второго трансформатора мощностью 1,6 МВА, замена на 1Т на трансформатор мощностью 1,6 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
47.	ПС 110 кВ «Петропавловская»		Замена 1Т на трансформатор мощностью 4 МВА		-	-	-	2024
			Замена 4 выключателей 35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
48.	ПС 110 кВ «Углеторская»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х25 МВА, замена ОД, КЗ на выключатели		-	-	-	2024
49.	ПС 110 кВ «Корсаковская»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х63 МВА		-	-	-	2024
50.	ПС 110 кВ «Юго-Западная»	Срок службы оборудования превысил нормативный.	Замена 1Т на трансформатор мощностью 40 МВА		+	-	2020	2020
51.	ПС 110 кВ «Южная»	Загрузка трансформаторов превышает допустимое значение	Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х63 МВА, реконструкция РУ 110 кВ с организацией «захода-выхода» ВЛ-110 кВ С-11 на ПС.		-	+	2022-2025	2024
52.	ПС 35 кВ «Анива»		Замена 1 выключателя 110 кВ, замена 4 выключателей 35 кВ		-	-	-	2024
			Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х16 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования
			Замена 3 выключателей 35 кВ		-	-	-	2024
53.	ПС 35 кВ «Березняки»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 6,3 МВА		+	-	2020-2022	2022
			Замена 4 выключателей 35 кВ		-	+	2024-2025	2024
54.	ПС 35 кВ «Дальняя»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х10 МВА		+	-	2019-2020	2020

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОРЯК	Период реализации по ИП / ПОРЯК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
			Замена 6 выключателей 35 кВ		-	+	2022-2023	2023
55.	ПС 35 кВ «Ново-Александровская»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х10 МВА		-	+	2022-2023	2023
			Замена 5 выключателей 35 кВ		-	+	2022-2023	2023
56.	ПС 35 кВ «Первомайская»	Срок службы оборудования превысил нормативный.	Замена 2Т на трансформатор мощностью 10 МВА, замена оборудования 35 кВ		+	+	2024-2025	2024
			Замена 1Т на трансформатор мощностью 10 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования 2024
			Замена 1Т на трансформатор мощностью 1,6 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования
57.	ПС 35 кВ «Санаторная»	Загрузка трансформаторов превышает допустимое значение	Замена 2Т на трансформатор мощностью 1,6 МВА		-	+	2021-2023	2023
			Замена 1 выключателя 35 кВ		-	-	2024	2024
			Замена 1 выключателя 35 кВ		+	-	-	2020
58.	ПС 35 кВ «Соловьевка»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х4 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования
			Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА		-	-	-	2024
59.	ПС 35 кВ «Лесное»		Замена 1Т на трансформатор мощностью 2,5 МВА		-	-	-	2024
60.	ПС 35 кВ «Гамбовка»		Реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-4Н, строительство ВЛ-35 кВ ПС «Корсаковская» - ПС «Городская» №2 протяженностью порядка 4,2 км		-	-	-	За пределами прогнозирования
61.	ПС 35 кВ «Городская»		Строительство новой ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Бошняково» с отпайками на вновь сооружаемые ПС 35 кВ «Тельновская-2» и ПС 35 кВ «Лесогорская-2»		-	+	2019-2022	2022
62.	ПС 35 кВ «Бошняково»		Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Корсаковская» - ПС «Озерская» №2 протяженностью порядка 26,7 км	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	-	-	-	За пределами прогнозирования
63.	ПС 35 кВ «Озерская»	Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	Подключение отпаяк от вновь сооружаемой ВЛ-35 кВ «Ноглики» - ПС «Вал» №2		-	-	-	За пределами прогнозирования
64.	ПС 35 кВ «Даги»		Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Ноглики» - «Энергокомплекс Катангли» №2 с отпайками на ПС 35 кВ «Промбаза», ПС 35 кВ «Бам», ПС 35 кВ «2-я Бригада» общей протяженностью поряд-		-	-	-	За пределами прогнозирования
65.	ПС 35 кВ «Мирзоева»				-	-	-	За пределами прогнозирования
66.	ПС 35 кВ «Монги»				-	-	-	За пределами прогнозирования
67.	ПС 35 кВ «Энергокомплекс Катангли»				-	-	-	За пределами прогнозирования
68.	ПС 35 кВ «Катангли»				-	-	-	За пределами прогнозирования

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРК	Период реализации по ИП / ПОУРК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
69.	ПС 35 кВ «Бам»		ка 20 км					
70.	ПС 35 кВ «Промбаза»		Подключение отпаяк от вновь сооружаемой ВЛ-35 кВ «Ноглики» - «Энергокомплекс Катангли» №2, реконструкция РУ 35 кВ ПС «Бам», ПС «Промбаза» с образованием схемы №35-4Н		-	-	-	За пределами прогнозирования
71.	ПС 35 кВ Взморье		Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Ильинская» - ПС «Взморье» №2 протяженностью порядка 40 км		-	-	-	За пределами прогнозирования
72.	ПС 110 кВ «Александровская»		Замена 1 выключателя 110 кВ		+	-	2022-2026	За пределами прогнозирования
73.	ПС 35 кВ «Александровская III»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х16 МВА, замена 5 выключателей 35 кВ. Строительство ВЛ-110 кВ ПС «Тымовская» – ПС «Александровская» №2 протяженностью порядка 48,3 км Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х4 МВА, замена 3 выключателей 35 кВ. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Александровская» – ПС «Александровская III» №2 общей протяженностью порядка 5,5 км		-	-	-	За пределами прогнозирования
74.	ПС 35 кВ «Арги-паги»	Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП.	Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х1,6 МВА, заменением схемы № 35-5АН. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Арги-паги» – ПС «Мгачи» протяженностью порядка 26,5 км		-	-	-	За пределами прогнозирования
75.	ПС 35 кВ «Лесное»	Срок службы оборудования превышает нормативный	Строительство КЛ-35 кВ ПС «Лесное» – ПС «Охотская» протяженностью 6 км	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	-	-	-	2021
76.	ПС 35 кВ «Пятиречье»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х1,6 МВА, заменением схемы № 35-4Н. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Холмская» – ПС «Пятиречье» №2 протяженностью порядка 16,9 км		-	-	-	За пределами прогнозирования
77.	ПС 35 кВ «Радио-центр»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА		-	-	-	За пределами прогнозирования
78.	ПС 35 кВ «Жировская»		Строительство КВЛ-35 кВ ПС «Радиоцентр» - ПС «Охотская» с организацией «захода-выхода» на ПС 35 кВ «Подорожка» (протяженность ВЛ 16,5 км, КЛ – 6 км)		-	-	-	2021
79.	ПС 35 кВ «Стародубская»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2,5 МВА, 4 МВА, замена 2 выключателей 35 кВ, установка СВ-35 кВ Замена 2Т на трансформатор мощностью 4 МВА		-	-	2020-2022	За пределами прогнозирования 2022

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРЭК	Период реализации по ИП / ПОУРЭК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
			Замена 1Т на трансформатор мощностью 6,3 МВА, замена 3 выключателей 35 кВ. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Долинская» – ПС «Стародубская» №2 протяженностью порядка 9 км		-	-	-	За пределами прогнозирования
80.	ПС 35 кВ «Фабричная»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х2,5 МВА, замена 3 выключателей 35 кВ, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-4Н. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Чеховская» – ПС «Фабричная» №2 протяженностью порядка 3,6 км		-	-	-	За пределами прогнозирования
81.	ПС 35 кВ «Мгачи»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х2,5 МВА, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы № 35-5АН. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Арги-паги» – ПС «Мгачи» протяженностью порядка 26,5 км		-	-	-	За пределами прогнозирования
82.	ПС 35 кВ «Воскресенновка»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х1,6 МВА, замена 2 выключателей 35 кВ. Строительство второго захода на ПС 35 кВ «Воскресенновка» протяженностью порядка 0,47 км, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-5АН		-	-	-	За пределами прогнозирования
83.	ПС 35 кВ «Южные Монги»	Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП На ПС установлен один трансформатор	Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы №35-4Н, подключение отпайки от вновь сооружаемой ВЛ-35 кВ «Ноглики» – ПС «Вал» №2	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	-	-	-	За пределами прогнозирования
84.	ПС 110 кВ «Горнозаводская»	Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП. На ПС установлен один трансформатор. Срок службы оборудования превысил нормативный	Установка второго трансформатора (2Т) мощностью 10 МВА, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы №35-4Н		+	-	2021-2025	2024
85.	ПС 35 кВ «Адо-Тымово»		Замена 1Т на трансформатор мощностью 1,6 МВА, замена 2 выключателей 35 кВ, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-9.	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	-	-	-	За пределами прогнозирования
86.	ПС 35 кВ «Арково»		Установка второго трансформатора мощностью 0,63 МВА, замена 1Т на трансформатор мощностью 0,63 МВА. Строительство второго захода на ПС протяженностью порядка 0,1 км, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-		-	-	-	За пределами прогнозирования

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРЭК	Период реализации по ИП / ПОУРЭК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
			5АН					
87.	ПС 35 кВ «Город»		Установка второго трансформатора мощностью 4 МВА, замена Т1 на трансформатор мощностью 4 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-4Н. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Поронайская» - ПС «Город» №2 протяженностью порядка 1,5 км		-	-	-	За пределами прогнозирования
88.	ПС 35 кВ «Заозерное»		Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, замена на Т1 на трансформатор мощностью 2,5 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-4Н. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Макаровская» - ПС «Заозерное» №2 протяженностью порядка 28,4 км		-	-	-	За пределами прогнозирования
89.	ПС 35 кВ «Лесогорская»		Строительство новой ПС 35 кВ «Лесогорская-2» с одним трансформатором мощностью 1,6 МВА; присоединение подстанции отпайкой от новой ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Бошняково»		+	+	2019-2022	2022
90.	ПС 35 кВ «Молодежное»		Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, замена на 1 выключателя 35 кВ, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-5АН		-	+	2026-2027	За пределами прогнозирования
91.	ПС 35 кВ «Новое»		Замена Т1 на трансформатор мощностью 2,5 МВА Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, замена на Т1 на трансформатор мощностью 2,5 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-4Н. Строительство второй отпайки на ПС от ВЛ-35 кВ ПС «Лермонтовка» - ПС «Разрез» (Т-312) протяженностью порядка 6,6 км		-	-	-	За пределами прогнозирования
92.	ПС 35 кВ «Тамбовка»		Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, замена на 1 выключателя 35 кВ (ВМ-Т2-35), реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-5АН		-	-	-	За пределами прогнозирования
93.	ПС 35 кВ «Тельновская»		Строительство новой ПС 35 кВ «Тельновская-2» с одним трансформатором мощностью 1 МВА; присоединение подстанции отпайкой от новой ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Бошняково»		+	+	2019-2022	2022
94.	ПС 35 кВ «Чапаево»		Установка второго трансформатора мощностью 1,6 МВА, замена		-	-	-	За пределами

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРК	Период реализации по ИП / ПОУРК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
			на 1Т на трансформатор мощностью 1,6 МВА, замена 3 выключателей 35 кВ, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-5АН					прогнозирования
95.	ПС 35 кВ «Ясное»		Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, замена 1Т на трансформатор мощностью 2,5 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-5АН. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Тымовская» - ПС «Ясное» общей протяженностью порядка 25,5 км					За пределами прогнозирования
96.	ПС 35 кВ «Вал»		Установка второго трансформатора мощностью 4 МВА, замена 1Т на трансформатор мощностью 4 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-4Н. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Ноглики» - ПС «Вал» №2 с отпайками на ПС 35 кВ «Даги», ПС 35 кВ «Южные Монги», ПС 35 кВ «Монги», ПС 35 кВ «Мирзоева» общей протяженностью порядка 70 км					За пределами прогнозирования
97.	ПС 35 кВ «В/Ч»		Установка второго трансформатора мощностью 1 МВА, замена 1Т на трансформатор мощностью 1 МВА, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-4Н. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Адо-Тымово» - ПС «В/Ч» №2 протяженностью порядка 10,8 км					За пределами прогнозирования
98.	ПС 35 кВ «2-я Бригада»		Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, замена 1Т на трансформатор мощностью 2,5 МВА, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-4Н, подключение отпайки от вновь сооружаемой ВЛ-35 кВ «Ноглики» - «Энергокомплекс Катангли» №2					За пределами прогнозирования

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРЭК	Период реализации по ИП / ПОУРЭК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
99.	ВЛ-220 кВ ПС «Лермонтовская» – ПС «Макаровская» (Д-1)		Реконструкция ВЛ-220 кВ		-	+	2026-2028	За пределами прогнозирования
100.	ВЛ-220 кВ ПС «Лермонтовская» – ПС «Краснопольская» (Д-2)		Реконструкция ВЛ-220 кВ		+	+	2023-2024	2024
101.	ВЛ-220 кВ «Сахалинская ГРЭС-2» – ПС «Макаровская» (Д-3)		Реконструкция ВЛ-220 кВ		-	+	2021-2023	2023
102.	ВЛ-220 кВ ПС «Красногорская» - ПС «Краснопольская» (Д-4)		Реконструкция ВЛ-220 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
103.	ВЛ-220 кВ «Сахалинская ГРЭС-2» – ПС «Углезаводская» (Д-5)		Реконструкция ВЛ-220 кВ		-	+	2022-2026	За пределами прогнозирования
104.	ВЛ-220 кВ ПС «Красногорская» - «Сахалинская ГРЭС-2» (Д-6)	Срок службы ЛЭП превысил нормативный	Реконструкция ВЛ-220 кВ	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	-	-	-	За пределами прогнозирования
105.	ВЛ-220 кВ ПС «Углезаводская» – ПС «Южно-Сахалинская» (Д-7)		Реконструкция ВЛ-220 кВ		-	+	2022-2023	2023
106.	ВЛ-220 кВ ПС «Южно-Сахалинская» – ПС «Холмская» (Д-9)		Реконструкция ВЛ-220 кВ		+	+	2020-2022	2022
107.	ВЛ-220 кВ ПС «Чеховская» – ПС «Томиринская» (Д-10)		Реконструкция ВЛ-220 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
108.	ВЛ-220 кВ ПС «Томиринская» – «Сахалинская ГРЭС-2» (Д-8)		Реконструкция ВЛ-220 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
109.	ЛЭП-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» – ПС «Корсаковская» с оттайкой на ПС		Реконструкция ВЛ-110 кВ		+	+	2026-2028	За пределами прогнозирования

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРЭК	Период реализации по ИП / ПОУРЭК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
	«Южная» (С-11)							
110.	ЛЭП-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» – ПС «Южная» (С-12)		Реконструкция ВЛ-110 кВ		-	+	2024-2025	2024
111.	ВЛ-110 кВ ПС «Холмск-Южная» – ПС «Невельская-2» с отпайкой на ПС «Правдинская» (С-22)		Реконструкция ВЛ-110 кВ		+	-	2018-2023	2023
112.	ВЛ-110 кВ ПС «Лермонтовка» – ПС «Поронайская» (С-31)		Реконструкция ВЛ-110 кВ		+	-	2021-2022	2022
113.	ВЛ-110 кВ ПС «Холмская» – ПС «Холмск-Южная» (С-21)		Реконструкция ВЛ-110 кВ		+	-	2018-2022	2022
114.	ВЛ-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» – ПС «Промузел» с отпайкой на ПС «Центр-2» (С-13, С-14)		Реконструкция ВЛ-110 кВ (с разделением 2-х цепной ВЛЭП на ВЛЭП и КЛ)		-	+	2026-2028	За пределами прогнозирования
115.	ВЛ-110 кВ ПС «Краснопольская» - ПС «Шахтерская» с отпайкой на ПС «Угледгорская» (С-41, С-42)		Реконструкция ВЛ-110 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
116.	ВЛ-35 кВ ПС «Анива» - ПС «Дачная» (Т-120)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
117.	ВЛ-35 кВ ПС «Корсаковская» - ПС «Городская» (Т-134)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		+	-	2020-2026	За пределами прогнозирования
118.	ВЛ-35 кВ ПС «ВостокПП» - ПС «Гастелло» (Т-319)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
119.	ВЛ-35 кВ ПС «Леонидово» - ПС «Тихмен-		Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)		-	+	2022-2024	2024

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРЭК	Период реализации по ИП / ПОУРЭК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
	во» (Т-320)							
120.	ВЛ-35 кВ ПС «Смирных» - ПС «Буюклы» с отпайками на ПС «Кошевое», ПС «Ельники» (Т-322)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		+	-	2017-2020	2020
121.	ВЛ-35 кВ ПС «Малиновка» - ПС «Буюклы» (Т-324)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
122.	ВЛ-35 кВ ПС «Гастелло» - ПС «Тихменево» (Т-326)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
123.	ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Ударновская» (Т-406)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		+	+	2022	2021
124.	ВЛ-35 кВ ПС «Тельновская» - ПС «Бошняково» с отпайкой на ПС «Лесогорская» (Т-459)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		+	-	2017-2020	2020
125.	ВЛ-35 кВ ПС «Порт» - ПС «Тельновская» с отпайкой на МТП-46111 Надеждино (Т-461)	Срок службы ЛЭП превышает нормативный	Реконструкция ВЛ-35 кВ	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	+	-	2017-2020	2020
126.	ВЛ-35 кВ «Сахалинская ГРЭС» - ПС «Разрез» с отпайками на (Т-311)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
127.	ВЛ-35 кВ «Сахалинская ГРЭС» - ПС «Разрез» с отпайками на (Т-312)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		+	-	2022-2026	За пределами прогнозирования
128.	ВЛ-35 кВ ПС «Порт» - ПС «Районная» (Т-451)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		+	-	2017-2022	2022

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРЭК	Период реализации по ИП / ПОУРЭК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
129.	ВЛ-35 кВ ПС «Районная» - ПС «Ударновская» (Т-452)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		+	-	2017-2022	2022
130.	ВЛ-35 кВ ПС «Холмская» - ПС «Пятиречье» (Т-218)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
131.	ВЛ-35 кВ ПС «Забайкалец» - ПС «Малиновка» (Т-325)		Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)		+	+	2023-2025	2024
132.	ВЛ-35 кВ ПС «Углезаводская» - ПС «Быков» (Т-103, Т-104)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
133.	ВЛ-35 кВ ПС «Быков» - ПС «Загорская» (откл) (Т-105)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
134.	ВЛ-35 кВ ПС «Быков» - ПС «Загорская» (Т-106)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	+	2026-2028	За пределами прогнозирования
135.	ВЛ-35 кВ ПС «Троицкая» - ПС «Петропавловская» (Т-118)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
136.	ВЛ-35 кВ ПС «Поронайская» - ПС «Леонидово» (Т-317)		Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)		+	+	2022-2024	2024
137.	ВЛ-35 кВ ПС «Ласточка» - ПС «Троицкая» с отпайкой на ПС «Юго-Западная» (Т-117)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
138.	ВЛ-35 кВ ПС «Невельская-2» - ПС «Горнозаводская» (Т-201)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		+	-	2020-2022	2022
139.	ВЛ-35 кВ ПС «Поронайская» - ПС «Гихменев» (Т-318)		Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)		-	+	2023-2025	2024

№ п/п	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Наличие в ПОУРЭК	Период реализации по ИП / ПОУРЭК (выполнение СМР)	Рекомендуемый год реализации
140.	ВЛ-35 кВ «Ноглики» (Т-522)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
141.	ВЛ-35 кВ «Ноглики» (Т-523)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования
142.	ВЛ-35 кВ ПС «Адо-Тымово» – ПС «В/Ч» (Т-515)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	-	За пределами прогнозирования

Таблица 9.5.2

Перечень выявленных проблем в электрической сети 35 кВ «Северного энергорайона» «Сахалинской энергосистемы» и мероприятия по их ликвидации

№	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Период реализации по ИП	Рекомендуемый год реализации
«Северный энергорайон»							
1.	ПС 35 кВ «Сахарная сопка»	На ПС установлен один трансформатор	Установка второго трансформатора мощностью 1,6 МВА, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы № 35-5АН	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	-	-	За пределами прогнозирования
2.	ПС 35 кВ «БКНС»		Строительство ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Колендо» с отпайкой на ПС 35 кВ БКНС общей протяженностью порядка 26,3 км. Реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ «БКНС» и ПС 35 кВ «Колендо» с образованием схемы № 35-4Н	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	-	-	За пределами прогнозирования
3.	ПС 35 кВ «Колендо»	Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП			-	-	За пределами прогнозирования
4.	ПС 35 кВ «Новгородская»		Строительство ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Оха» (протяженность 4,5 км), ВЛ-35 кВ ПС «Оха» – ПС «Новгородская» (протяженность 6 км)		+	2022	2022

№	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Период реализации ИП	Рекомендуемый год реализации
5.	ПС 35 кВ «Медвежье озеро»		Строительство ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Медвежье озеро» протяженностью порядка 4 км		+	2021	2021
6.	ПС 35 кВ «Эхаби»		Строительство второго захода ВЛ-35 кВ на ПС 35 кВ «Эхаби» протяженностью порядка 3 км. Реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы № 35-4Н		+	2024	2024
7.	ПС 35 кВ «Мухто»		Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Тунгор» – ПС «Мухто» №2 с отпайкой на ПС 35 кВ «Сабо» и ПС 35 кВ «Кадыланьи» общей протяженностью порядка 54 км. Реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Мухто» с образованием схемы № 35-4Н		-	-	За пределами прогнозирования
8.	ПС 35 кВ Западное Сабо		Перевод ПС на напряжение 6 кВ с питанием от вновь сооружаемой ПС 35 кВ «Сабо» (взамен существующей ПС)		+	2020-2021	2021
9.	ПС 35 кВ «Москальво»		Строительство двухцепной ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Москальво» I,II цепь с отпайками на ПС 35 кВ «28 км» и ПС 35 кВ «Лагури» общей протяженностью порядка 2x29,8 км		+	2022-2023	2023
10.	ПС 35 кВ «Одогту»		Сооружение второй отпайки от существующей ВЛ-35 кВ Т-600 до ПС. Реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-4Н		-	-	За пределами прогнозирования
11.	ПС 35 кВ «Южный купол №1»		Сооружение второй отпайки от существующей ВЛ-35 кВ Т-600 до ПС. Реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-4Н		-	-	За пределами прогнозирования
12.	ПС 35 кВ «28 км»		Установка второго трансформатора мощностью 1,0 МВА, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы № 35-4Н (либо строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2x1,0 МВА взамен существующей). Подключение отпаяк от вновь сооружаемой ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Москальво» I,II цепь		+	2023	2023
13.	ПС 35 кВ «Лагури»	На ПС установлен один трансформатор. Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	Установка второго трансформатора мощностью 1,0 МВА, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы № 35-4Н (либо строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2x1,0 МВА взамен существующей). Подключение отпаяк от вновь сооружаемой ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Москальво» I,II цепь	Повышение надежности ликвидации «узкого места»	+	2023	2023
14.	ПС 35 кВ «Аэропорт»		Установка второго трансформатора мощностью 1,0 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ (по старости), реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-4Н (либо строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2x1,0 МВА взамен существующей)		+	2024	2024
15.	ПС 35 кВ «Гиляко-Абунан»		Сооружение второго захода от ВЛ-35 кВ Т-603 на ПС, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-5АН Установка второго трансформатора мощностью 1,0 МВА, сооружение второго захода от ВЛ-35 кВ Т-603 на ПС, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-5АН		-	-	За пределами прогнозирования
					-	-	За пределами прогнозирования

№	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Период реализации ИП	Рекомендуемый год реализации		
16.	ПС 35 кВ «Сабо»	Срок службы оборудования превышает нормативный	Перевод ПС на напряжение 6 кВ с питанием от вновь сооружаемой ПС 35 кВ «Сабо» (взамен существующей ПС)	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	+	2020-2021	2021		
17.	ПС 35 кВ «НПС Сабо»		Установка второго трансформатора мощностью 1,0 МВА, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-4Н. Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Тунгор» – ПС «Нельма» №2 протяженностью порядка 10,5 км		-			За пределами прогнозирования	
18.	ПС 35 кВ «Нельма»		Установка второго трансформатора мощностью 1,0 МВА, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-4Н. Подключение отпайки от вновь сооружаемой ВЛ-35 кВ ПС «Тунгор» – ПС «Мухто» №2		-	За пределами прогнозирования			
19.	ПС 35 кВ «Кадыланы»		Установка второго трансформатора мощностью 0,4 МВА, сооружение второй отпайки от ВЛ-35 кВ Т-600 до ПС, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-4Н		-	За пределами прогнозирования			
20.	ПС 35 кВ «УЗГ»		Замена Т1, Т3 на трансформаторы мощностью 2х10 МВА, замена Т4, Т5 на трансформаторы мощностью 2х40 МВА		-	За пределами прогнозирования			
21.	«Охинская ТЭЦ»		Замена 1 выключателя 35 кВ		-	За пределами прогнозирования			
22.	ПС 35 кВ «Гиляк-Абунан»		Замена 1 выключателя 35 кВ		-	За пределами прогнозирования			
23.	ПС 35 кВ «Кадыланы»		Строительство ПС 35 кВ «Москальво» (взамен существующей ПС) с трансформаторами 2х1,0 МВА, сооружение РУ 35 кВ по схеме № 35-4Н		-	За пределами прогнозирования			
24.	ПС 35 кВ «Москальво»		Замена 1Т на трансформатор мощностью 4 МВА		-	За пределами прогнозирования			
25.	ПС 35 кВ «БКНС»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х1,6 МВА		-	За пределами прогнозирования			
26.	ПС 35 кВ «Восточное Эхаби»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х1,6 МВА		-	За пределами прогнозирования			
27.	ПС 35 кВ «Мухто»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х1,6 МВА		-	За пределами прогнозирования			
28.	ПС 35 кВ «Сабо»		Строительство ПС 35 кВ «Сабо» (взамен существующей ПС) с трансформаторами 2х1,6 МВА, сооружение РУ 35 кВ по схеме № 35-4Н		-	За пределами прогнозирования			
29.	ПС 35 кВ «Эхаби»		Подключение отпайки от вновь сооружаемой ВЛ-35 кВ ПС «Тунгор» – ПС «Мухто» №2		-	За пределами прогнозирования			
30.	ПС 35 кВ «Север»		Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х2,5 МВА		-	За пределами прогнозирования			
			Срок службы оборудования превышает нормативный		Замена 1Т на трансформатор мощностью 4 МВА, замена 1 вы-		-		За пределами прогнозирования

№	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИП	Период реализации - ИП	Рекомендуемый год реализации
	ная»	рудования превысил нормативный	ключателя 35 кВ				зирования
31.	ПС 35 кВ «Южный купол»		Замена 2Т на трансформатор мощностью 4 МВА		-	-	За пределами прогноза зирования
32.	ПС 35 кВ «Медвежье озеро»		Строительство новой ПС 35 кВ «Медвежье озеро» (взамен существующей ПС) с трансформаторами 2х2,5 МВА, сооружение РУ 35 кВ по схеме № 35-4Н		+	2021	2021
33.	ПС 35 кВ «Новгородская»		Строительство новой ПС 35 кВ «Новгородская» (взамен существующей ПС) с трансформаторами 2х6,3МВА, сооружение РУ 35 кВ по схеме № 35-4Н		+	2022	2022
34.	ВЛ-35 кВ «Колендо» (Т-602)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	За пределами прогноза зирования
35.	ВЛ-35 кВ «Сабо» (Т-603)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	За пределами прогноза зирования
36.	ВЛ-35 кВ «Эхаби» (Т-604)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	За пределами прогноза зирования
37.	ВЛ-35 кВ «Сахарная Солка» (Т-605)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	За пределами прогноза зирования
38.	ВЛ-35 кВ «Мухто»		Реконструкция ВЛ-35 кВ		-	-	За пределами прогноза зирования
39.	ВЛ-35 кВ «Одопту»	Срок службы ЛЭП превысил нормативный	Реконструкция ВЛ-35 кВ	Повышение надежности электроснабжения, ликвидация «узкого места»	-	-	За пределами прогноза зирования
40.	ВЛ-35 кВ «НПС Сабо»		Демонтаж ВЛ-35 кВ, перевод питания ПС на напряжение 6 кВ		+	2020-2021	2021
41.	ВЛ-35 кВ «Западное Сабо»		Демонтаж существующей ВЛ-35 кВ Т-606 и строительство новой двухцепной ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Москальво» I, II цепь с отпайками на ПС 35 кВ «28 км» и ПС 35 кВ «Лагури» общей протяженностью порядка 2х29,8 км		+	2022-2023	2023
43.	ВЛ-35 кВ «Новгородская» (Т-601)		Реконструкция ВЛ-35 кВ		+	2022	2022

10. Предложения по развитию электрической сети 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» на период 2020 - 2024 гг.

При формировании предложений по развитию электрической сети 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» на период 2020-2024 гг. вводы, реконструкция и техническое перевооружение объектов электроэнергетики определялись с учетом следующих документов:

- Программа обеспечения устойчивой работы электросетевого комплекса Сахалинской области (ПОУРЭК);
- Инвестиционная программа ПАО «Сахалинэнерго» на 2020 - 2024 гг.;
- Программа строительства и расширения объектов энергетики по ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» на 2019 и 2020 - 2024 гг.;
- Проект программы строительства, капитального ремонта муниципальных электрических сетей Охинского района и оснащённости мобильных энергетических бригад ООО «Охинские электрические сети»;
- технические условия и действующие договоры на технологическое присоединение перспективных потребителей.

В качестве обосновывающих материалов для формирования предложений по усилению сети являются электрические расчеты потокораспределения и уровней напряжения, расчеты уровней токов короткого замыкания на шинах электростанций и подстанций, наличие «узких мест», обусловленных нарушением электроснабжения потребителей (отсутствием возможности обеспечения резервного питания) при аварийном отключении одного сетевого элемента (ЛЭП, трансформатора).

Основным фактором, определяющим необходимость реконструкции подстанций 35 - 220 кВ «Сахалинской энергосистемы», является наличие на подстанциях перегруженного оборудования. Принятие решение об увеличении трансформаторной мощности на подстанциях основывалось на проведенных расчетах нагрузок по подстанциям с учетом выданных технических условий и действующих договоров на технологическое присоединение. При рассмотрении вопроса увеличения трансформаторной мощности на подстанциях учитывались возможные схемно-режимные мероприятия, направленные на снижение и/или исключение перегрузки оборудования.

На основании анализа технического состояния оборудования сети 35 кВ и выше по сроку службы также разработаны рекомендации по новому строительству и реконструкции объектов.

Перечень мероприятий по реконструкции и новому строительству электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы», необходимых и планируемых к реализации в период 2020 - 2024 гг. для

обеспечения надежного электроснабжения существующих потребителей, устранения сетевых ограничений, обеспечения возможности электроснабжения перспективной нагрузки приведен ниже.

Перечень инвестиционных проектов в части нового строительства и реконструкции объектов электросетевого комплекса напряжением 0,4 – 6 (10) кВ в соответствии с инвестиционной программой ПАО «Сахалинэнерго» приведен в Приложении 1 книги 2.1.

«Центральный энергорайон»

Мероприятия, необходимые для обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей

2020 г.

Новое строительство

Заходы ВЛ-35 кВ ПС «Петропавловская» - ПС «Анива» (Т-119) на ПС «Таранай» - 35/10 кВ

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство двухцепной ВЛ-35 кВ от ПС 35 кВ «Таранай» до существующей ВЛ-35 кВ ПС «Петропавловская» – ПС «Анива (Т-119) протяженностью 2×16 км. Заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 12,6 МВт.

На ПС 35 кВ «Таранай» установлены два трансформатора мощностью по 6,3 МВА каждый. Присоединение подстанции планируется осуществить по схеме «заход-выход».

ПС «Мыс Юнона» - 35 кВ (1×100 кВА)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство ПС «Мыс Юнона» - 35 кВ (заявитель Мурашов М.А., Трофименко Д.А., КФХ Воробьев Д.В., Жмурко М.П.). Заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 60 кВт.

На вновь сооружаемой ПС «Мыс Юнона» - 35 кВ планируется установка трансформатора мощностью 100 кВА с присоединением подстанции отпайкой от ВЛ-35 кВ ПС «Корсаковская» – ПС «Озерская» с отпайками на ПС «Юнона», ПС «Сити-Строй» (Т-141) протяженностью 0,1 км.

РУ-35 кВ ПС «Мыс Юнона» - 35 кВ рекомендуется выполнить по схеме «Блок (линия-трансформатор) с выключателем» (типовая схема № 35-3Н).

ПС «Белокаменка» - 35 кВ (1×25 кВА)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство ПС 35 кВ «Белокаменка» (заявитель Ершов О.Н.). Заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 15 кВт.

На вновь сооружаемой ПС 35 кВ «Белокаменка» планируется установка трансформатора мощностью 25 кВА с присоединением подстанции отпайкой

ВЛ-35 кВ ПС «Корсаковская» – ПС «Озерская» с отпайками на ПС «Юнона», ПС «Сити-Строй» (Т-141) протяженностью 0,1 км.

РУ-35 кВ ПС 35 кВ «Белокаменка» рекомендуется выполнить по схеме «Блок (линия-трансформатор) с выключателем» (типовая схема № 35-3Н).

ПС «Утес» - 35 кВ (1×100 кВА)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство ПС 35 кВ «Утес» (заявитель Ким Л.А., Ким А.Ю., Исайчикова О.В., Ким А.А., Ким В.А.). Заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 75 кВт.

На вновь сооружаемой ПС 35 кВ «Утес» планируется установка трансформатора мощностью 100 кВА с присоединением подстанции отпайкой от ВЛ-35 кВ ПС «Корсаковская» – ПС «Озерская» с отпайками на ПС «Юнона», ПС «Сити-Строй» (Т-141) протяженностью 0,1 км.

РУ-35 кВ ПС 35 кВ «Утес» рекомендуется выполнить по схеме «Блок (линия-трансформатор) с выключателем» (типовая схема № 35-3Н).

ПС «Подорожка-2» - 35 кВ (1×100 кВА)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство ПС 35 кВ «Подорожка-2» (заявитель Сахно Л.А., Фетюков Н.Ю., Здориков Н.И.). Заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 45 кВт.

На вновь сооружаемой ПС 35 кВ «Подорожка-2» планируется установка трансформатора мощностью 100 кВА с присоединением подстанции отпайкой от ВЛ-35 кВ ПС «Чапаево» – ПС «Лесная» (Т-133) протяженностью 0,1 км.

РУ-35 кВ ПС 35 кВ «Подорожка-2» рекомендуется выполнить по схеме «Блок (линия-трансформатор) с выключателем» (типовая схема №35-3Н).

Реконструкция

ПС «Юго-Западная» - 110/35/6 кВ (1×20 МВА, 1×40 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующего трансформатора мощностью 20 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

ПС «Корсаковская» - 110/35/10 кВ

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрена замена выключателя ВМ-10 на ВВ-10 в ячейке 17Л-К-10.

2021 г.

Новое строительство

ПС «Конвейерная-1» - 35 кВ (2×16 МВА)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство ПС-35 кВ «Конвейерная-1» (заявитель ООО «ВГК ТС») взамен демонтируемой ПС 35 кВ «Порт». Заявленная мощность энергопринимающих устройств к ПС 35 кВ «Конвейерная-1» составляет 16 МВт.

На вновь сооружаемой ПС-35 кВ «Конвейерная-1» планируется установка двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый с присоединением подстанции отпайками от ВЛ-35 кВ ПС «Порт» – ПС «Районная» (Т-451) и ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» – ПС «Порт» (Т-408) протяженностью 2×0,5 км.

РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Конвейерная-1» рекомендуется выполнить по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 35-4Н).

ПС «Охотская» - 35 кВ (2×10 МВА)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство ПС-35 кВ «Охотская» с трансформаторами мощностью 2×10 МВА и установкой БСК мощностью 2×1,6 Мвар (заявитель Департамент имущественных и земельных отношений «Корсаковского городского округа»). Заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 10,61 МВт.

Подключение подстанции к сети энергосистемы планируется осуществить посредством сооружения КВЛ-35 кВ от ПС «Радиоцентр» до ПС «Охотская» (с организацией захода на вновь сооружаемую ПС 35 кВ «Подорожка») общей протяженностью 22,5 км и КЛ-35 кВ от ПС «Лесное» до ПС «Охотская» протяженностью 6 км.

РУ-35 кВ на вновь сооружаемой подстанции рекомендуется выполнить по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (типовая схема № 35-9).

ПС «Подорожка» - 35 кВ (2×6,3 МВА)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство ПС-35 кВ «Подорожка» с трансформаторами мощностью 2×6,3 МВА и установкой БСК мощностью 2×1,5 Мвар (заявитель Департамент имущественных и земельных отношений «Корсаковского городского округа»). Заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 4,5 МВт.

Подключение подстанции к сети энергосистемы планируется осуществить посредством сооружения заходов вновь сооружаемой КВЛ-35 кВ от ПС «Радиоцентр» до ПС «Охотская» на ПС-35 кВ «Подорожка».

РУ-35 кВ на вновь сооружаемой подстанции рекомендуется выполнить по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (типовая схема № 35-9).

ПС «Горная деревня» - 35 кВ (2×10 МВА)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство ПС-35 кВ «Горная деревня» (заявитель ОАУ «СТК «Горный воздух»). Заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 7,5 МВт.

На вновь сооружаемой ПС-35 кВ «Горная деревня» планируется установка двух трансформаторов мощностью 10 МВА каждый с присоединением подстанции отпайками в кабельном исполнении от ВЛ-35 кВ ПС «Южная» – ПС «Аралия» (Т-127, Т-128) протяженностью 2×3,9 км.

РУ-35 кВ на вновь сооружаемой подстанции рекомендуется выполнить по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (типовая схема № 35-9).

«Мобильная ГТЭС» (3×30 МВА)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрен ввод «Мобильной ГТЭС» установленной мощностью 67,5 МВт (3×22,5 МВт) для замещения генерирующих мощностей «НГЭС».

Для выдачи мощности «Мобильной ГТЭС» в сеть энергосистемы планируется установка трех передвижных ПС-110 кВ с трансформаторами мощностью 30 МВА каждый с присоединением электростанции двумя отпайками в кабельном исполнении протяженностью 0,19 км и 0,13 км от существующих ВЛ-110 кВ «НГЭС» – ПС «Ноглики» № 1,2 (С-53, С-54);

Реконструкция

ПС «Краснопольская» - 220/110/10 кВ

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрена замена вакуумного выключателя 10 кВ в ячейке № 19.

2022 г.

Новое строительство

ПС «Солнечная» - 110 кВ (2×16 МВА)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство ПС-110 кВ «Солнечная» (заявитель ООО «Солнцевский угольный разрез»). Заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 16 МВт.

На вновь сооружаемой ПС-110 кВ «Солнечная» планируется установка двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый с присоединением подстанции к шинам 110 кВ ПС 220 кВ «Краснопольская» посредством сооружения двухцепной ВЛ-110 кВ протяженностью 2×1,8 км.

РУ 110 кВ ПС 110 кВ «Солнечная» рекомендуется выполнить по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 110-4Н).

ПС «Гарант» - 35 кВ (2×4,0 МВА)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство ПС-35 кВ «Гарант» с трансформаторами мощностью 2×4,0 МВА (заявитель МУП «Электросервис»). Заявленная мощность энергопринимающих устройств составляет 2,7 МВт.

Подключение подстанции к сети энергосистемы планируется осуществить посредством организации заходов существующей ВЛ-35 кВ ПС «Хомутово-2» – ПС «Олимпия» (Т-126) на ПС-35 кВ «Гарант» протяженностью 2×1 км.

РУ-35 кВ на вновь сооружаемой подстанции рекомендуется выполнить по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (типовая схема № 35-9).

ВЛ-35 кВ ПС «Хомутово» – ПС «Хомутово-2» (1 км)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение объектов ОАУ «СТК «Горный воздух» предусмотрено сооружение второй ВЛ-35 кВ ПС «Хомутово» – ПС «Хомутово-2» № 2 протяженностью 1 км и реконструкция существующей ВЛ-35 кВ ПС «Хомутово» – ПС «Хомутово-2» (Т-150) с заменой провода на провод АЕРО-Z-177.

Реконструкция

ЛЭП-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» – ПС «Жорсаковская» с отпайкой на ПС «Южная» (С-11)

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение объектов ОАУ «СТК «Горный воздух» предусмотрена реконструкция ЛЭП-110 кВ С-11 путем увеличения протяженности линии на 1,1 км для реализации второго захода на ПС-110 кВ «Южная» (организация схемы «заход-выход» ЛЭП-110 кВ С-11 на ПС-110 кВ «Южная»).

ПС «Березняки» 35/110 кВ (2×2,5 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующих трансформаторов мощностью 2×2,5 МВА на трансформаторы мощностью 2×6,3 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключённых договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

ПС «Стародубская» - 35/10 кВ (1×2,5 МВА, 1×6,3 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующего трансформатора мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на ос-

новании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

2023 г.

Реконструкция

ПС «Краснопольская» - 220/110/10 кВ (2×32 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующих автотрансформаторов мощностью 2×32 МВА на автотрансформаторы мощностью 2×63 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

При выполнении реконструкции подстанции с заменой существующих автотрансформаторов на автотрансформаторы большей мощности также рекомендуется выполнить замену ОД, КЗ в цепи 1АТ, 2АТ на элегазовые выключатели 220 кВ.

ПС «Шахтерская» - 110/35/10/6 кВ (1×16 МВА, 1×15 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующих трансформаторов мощностью 1×16 МВА и 1×15 МВА на трансформаторы мощностью 2×25 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

ПС «Ново-Александровская» - 35/10 кВ (2×6,3 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующих трансформаторов мощностью 2×6,3 МВА на трансформаторы мощностью 2×10 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

ПС «Хомутово» - 35/10/6 кВ

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрена замена на секциях С1-10 и С2-10 двух ячеек 10 кВ на новые ячейки.

ПС «Зима» - 35/6 кВ

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрен монтаж и наладка двух ячеек 10 кВ.

2024 г.

Новое строительство

ПС «УПН Даги» - 35/6 кВ (2×6,3 МВА)

Сооружение новой подстанции взамен существующей ПС-35 кВ «Даги».

Реконструкция

ПС «Корсаковская» - 110/35/10 кВ (2×40 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующих трансформаторов мощностью 2×40 МВА на трансформаторы мощностью 2×63,0 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

ПС «Углегорская» - 110/35/10 кВ (2×16 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующих трансформаторов мощностью 2×16 МВА на трансформаторы мощностью 2×25,0 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

При выполнении реконструкции подстанции с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощности также рекомендуется выполнить замену ОД, КЗ и установку в цепи 1Т, 2Т элегазовых выключателей.

ПС «Южная» - 110/35/6 кВ (2×40 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующих трансформаторов мощностью 2×40 МВА на трансформаторы мощностью 2×63,0 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

ПС «Петропавловская» - 110/35/10 кВ (1×16,0 МВА, 2×2,5 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующего трансформатора (Т1) мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 4,0 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

ПС «Анива» - 35/10 кВ (2×6,3 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующих трансформаторов мощностью 2×6,3 МВА на трансформаторы мощностью 2×16 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

ПС «Лесное» - 35/10 кВ (2×2,5 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующих трансформаторов мощностью 2×2,5 МВА на трансформаторы мощностью 2×6,3 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

ПС «Санаторная» - 35/10 кВ (1×1,6 МВА, 1×1,0 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующего трансформатора мощностью 1,0 МВА на трансформатор мощностью 1,6 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

ПС «Тамбовка» - 35/10 кВ (1×1,0 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующего трансформатора мощностью 1,0 МВА на трансформатор мощностью 2,5 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

ПС «Первомайская» - 35/6 кВ (1×10 МВА, 1×6,3 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующего трансформатора мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА, необходимая для обеспечения возможности присоединения перспективных потребителей на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям.

***Мероприятия, необходимые для ликвидации выявленных проблем
2020 г.*****Реконструкция****ПС «Промузел» - 110/35/6 кВ**

Реконструкция РУ-110 кВ подстанции с переходом от нетиповой схемы к схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (№ 110-9) для повышения надежности электроснабжения потребителей.

ПС «Дальняя» - 35/10 кВ (2×4,0 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующих трансформаторов мощностью 2×4,0 МВА на трансформаторы мощностью 2×10 МВА, необходимая для ликвидации перегрузки подстанции в послеаварийном режиме отключения одного трансформатора (на основании фактической загрузки в отчетном периоде и заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям в перспективном периоде).

2022 г.

Новое строительство

ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Бошняково» (63,3 км) с отпайками на ПС-35 кВ «Тельновская-2» (1×1,0 МВА) и ПС-35 кВ «Лесогорская-2» (1×1,6 МВА)

Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» – ПС «Бошняково» с отпайками на вновь сооружаемые ПС 35 кВ «Тельновская-2» (с одним трансформа-

тором мощностью 1,0 МВА) и ПС-35 кВ «Лесогорская-2» (с одним трансформатором мощностью 1,6 МВА) общей протяженностью 63,3 км для повышения надежности электроснабжения потребителей (в соответствии с федеральными и областными программами развития Дальневосточного Федерального округа).

ПП «Тихменево» - 35 кВ

Строительство переключательного пункта с установкой 4 выключателей 35 кВ и заводкой существующих ВЛ-35 кВ (Т-318), ВЛ-35 кВ (Т-320) и ВЛ-35 кВ (Т-326) на ПП для повышения надежности электроснабжения потребителей.

2023 г.

Новое строительство

ПС «Мицулевка» - 35/10 кВ (2×2,5 МВА)

Для обеспечения требуемой категории по надежности электроснабжения потребителей и резервирования единственного источника электроснабжения ВЛ-10 кВ (9л-Ол-10), а также в связи с развитием с. Мицулевка предусмотрено строительство ПС-35/10 кВ «Мицулевка» с трансформаторами мощностью 2×2,5 МВА.

Подключение подстанции к сети энергосистемы планируется осуществить посредством организации заходов существующей ВЛ-35/10 кВ ПС «Олимпия» – ПС «Дачная» (Т-123) на ПС-35 кВ «Мицулевка» протяженностью 2×0,1 км.

РУ-35 кВ на вновь сооружаемой подстанции рекомендуется выполнить по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (типовая схема № 35-9).

Реконструкция

ПС «Красногорская» - 220/35/10 кВ

Реконструкция ПС-220 кВ «Красногорская» с установкой второго трансформатора мощностью 25 МВА для обеспечения второй категории по надежности электроснабжения потребителей.

ПС «Санаторная» - 35/6 кВ, ВЛ-35 кВ ПС «Ново-Александровская» - ПС «Синегорская» с отпайкой на ПС «Санаторная» (Т-112)

Реконструкция РУ-35 кВ ПС-35 кВ «Санаторная» с образованием схемы «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (типовая схема № 35-5АН) (монтаж линейной и секционной ячеек 35 кВ). Реконструкция ВЛ-35 кВ (Т-112) с организацией второго захода на ПС 35 кВ «Санаторная» (реализация схемы «заход-выход» ВЛ-35 кВ (Т-112) на подстанцию) для повышения надежности электроснабжения потребителей.

2024 г.

Реконструкция

ПС «Лермонтовка» - 220 кВ

Реконструкция РУ-220 кВ ПС-220 кВ «Лермонтовка» с установкой двух шунтирующих реакторов 220 кВ мощностью 25 Мвар каждый (в связи с выводом из эксплуатации оборудования «Сахалинской ГРЭС» для стабилизации уровня напряжения в сети 220 кВ).

ПС «Ноглики» - 110/35/6 кВ

Реконструкция ПС-110 кВ «Ноглики» для повышения надежности электроснабжения потребителей в связи с превышением нормативного срока службы оборудования. Демонтаж ОРУ-220 кВ, автотрансформатора (АТ-1) мощностью 63,0 МВА, трансформаторов (Т-3, Т-4) мощностью 6,3 МВА и 4,0 МВА, замена ОРУ-35 кВ (7 ячеек) на КРУН-35 кВ, установка двух трансформаторов 110 кВ мощностью 25 МВА каждый и двух ячеек 110 кВ.

ПС «Горнозаводская» - 110/35/10 кВ

Реконструкция ПС-110 кВ «Горнозаводская» с установкой второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА и реконструкцией РУ-35 кВ до схемы «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 35-4Н) для обеспечения категорийности электроснабжения потребителей.

ПС «Соловьевка» - 35/10 кВ (2×1,6 МВА)

Реконструкция подстанции с заменой существующих трансформаторов мощностью 2×1,6 МВА на трансформаторы мощностью 2×4,0 МВА, необходимая для ликвидации перегрузки подстанции в послеаварийном режиме отключения одного трансформатора (на основании фактической загрузки в отчетном периоде и заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям в перспективном периоде).

«Северный энергорайон»

Мероприятия, необходимые для ликвидации выявленных проблем

2021 г.

Новое строительство

ПС «Медвежье озеро» - 35/6 кВ (2×2,5 МВА), ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Медвежье озеро» (4 км)

Строительство ПС-35 кВ «Медвежье озеро» (взамен существующей ПС) с трансформаторами мощностью 2×2,5 МВА, сооружение второй отпайки до подстанции протяженностью 4 км для повышения надежности электроснабжения потребителей.

РУ-35 кВ вновь сооружаемой подстанции рекомендуется выполнить по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 35-4Н).

ПС «Сабо» - 35/6 кВ (2×1,6 МВА)

Строительство ПС-35 кВ «Сабо» (взамен существующей ПС) с двумя трансформаторами мощностью 2×1,6 МВА, перевод питания ПС-35 кВ «Западное Сабо» и ПС-35 кВ «НПС Сабо» на напряжение 6 кВ от вновь сооружаемой подстанции. РУ-35 кВ вновь сооружаемой ПС-35 кВ «Сабо» рекомендуется выполнить по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 35-4Н).

Реализация мероприятий предусмотрена для повышения надежности электроснабжения объектов, получающих питание от указанных подстанций.

2022 г.

Новое строительство

ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Оха» (4,5 км), ВЛ-35 кВ ПС «Оха» – ПС «Новгородская» (6 км)

Сооружение ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Оха» протяженностью 4,5 км и ВЛ-35 кВ ПС «Оха» – ПС «Новгородская» протяженностью 6 км для повышения надежности электроснабжения потребителей.

ПС «Новгородская» - 35/6 кВ (2×6,3 МВА)

Строительство ПС-35 кВ «Новгородская» (взамен существующей ПС) с трансформаторами мощностью 2×6,3 МВА, подключение подстанции к новой ВЛ-35 кВ ПС «Оха» – ПС «Новгородская». РУ-35 кВ вновь сооружаемой подстанции рекомендуется выполнить по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 35-4Н).

Реализация мероприятия направлена на повышение надежности электроснабжения потребителей.

Реконструкция

ВЛ-35 кВ «Новгородская» (Т-601)

Реконструкция ВЛ-35 кВ «Новгородская» (Т-601) с заменой провода и арматуры.

2023 г.

Новое строительство

ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Москальво» I, II цепь с отпайками (2×29,8 км)

Строительство двухцепной линий электропередачи от «Охинской ТЭЦ» до ПС-35 кВ «Москальво» с отпайками на ПС-35 кВ «28 км» и ПС-35 кВ «Лагури» общей протяженностью 2×29,8 км с демонтажем существующей ВЛ-35 кВ «Москальво» (Т-606) для повышения надежности электроснабжения потребителей.

ПС «Москальво» - 35/6 кВ (2×1,0 МВА)

Строительство ПС-35 кВ «Москальво» (взамен существующей ПС) с двумя трансформаторами мощностью 2×1 МВА, подключение подстанции к

новой ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Москальво» I, II цепь с отпайками. РУ-35 кВ вновь сооружаемой подстанции рекомендуется выполнить по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 35-4Н).

Реализация мероприятия направлена на повышение надежности электроснабжения потребителей.

ПС «28 км» - 35/6 кВ (2×1,0 МВА)

Строительство ПС-35 кВ «28 км» (взамен существующей ПС) с двумя трансформаторами мощностью 2×1,0 МВА для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключение подстанции отпайками от новой ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Москальво» I, II цепь.

РУ-35 кВ вновь сооружаемой подстанции рекомендуется выполнить по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 35-4Н).

ПС «Лагури» -35/6 кВ (2×1,0 МВА)

Строительство ПС-35 кВ «Лагури» (взамен существующей ПС) с двумя трансформаторами мощностью 2×1,0 МВА для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключение подстанции отпайками от новой ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Москальво» I, II цепь.

РУ-35 кВ вновь сооружаемой подстанции рекомендуется выполнить по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 35-4Н).

2024 г.

Новое строительство

Второй заход ВЛ-35 кВ на ПС «Эхаби» - 35/6 кВ (3 км)

Сооружение второго захода ВЛ-35 кВ на ПС-35 кВ «Эхаби» от ПС-35 кВ «Восточное Эхаби» протяженностью 3 км с целью повышения надежности электроснабжения объектов, получающих питание от данной подстанции. Для подключения вновь сооружаемой линии электропередачи требуется выполнить реконструкцию РУ-35 кВ ПС-35 кВ «Эхаби» с образованием схемы «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 35-4Н).

ПС «Аэропорт» - 35/6 кВ (2×1,0 МВА)

Строительство ПС-35 кВ «Аэропорт» (взамен существующей ПС) с двумя трансформаторами мощностью 2×1,0 МВА для повышения надежности электроснабжения потребителей.

РУ-35 кВ вновь сооружаемой подстанции предлагается выполнить по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 35-4Н).

ПС «2-я Площадь» - 35/6 кВ (2×2,5 МВА)

Строительство ПС-35 кВ «2-я Площадь» (взамен существующей ПС) с двумя трансформаторами мощностью 2×2,5 МВА для повышения надежности электроснабжения объектов, получающих питание от данной подстанции.

РУ-35 кВ вновь сооружаемой подстанции рекомендуется выполнить по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема № 35-4Н).

Мероприятия, необходимые к выполнению по результатам анализа технического состояния ПС и ЛЭП-35 кВ и выше «Сахалинской энергосистемы» приведены в таблицах 10.1 и 10.2. Реализация мероприятий по реконструкции подстанций и линий электропередачи предусмотрена Программой обеспечения устойчивой работы электросетевого комплекса Сахалинской области, а также инвестиционными программами субъектов электроэнергетики.

Таблица 10.1

Перечень мероприятий по реконструкции подстанций 35 кВ и выше, рекомендуемых к реализации в период 2020 - 2024 гг. по результатам проведения анализа технического состояния

№ п/п	Объект реконструкции	Год изготовления оборудования	Оборудование	Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов	Период реализации
1	«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	1983	МКП-110М-1000(630-20У1) (1 шт.)	Реконструкция ОРУ-110 кВ с заменой масляного выключателя на элегазовый ВМ-С15	2023-2025
		1983	МКП-110М-1000(630-20У1) (1 шт.)	Реконструкция ОРУ-110 кВ с заменой масляного выключателя на элегазовый ВМ-С16	2020-2021
ПС 220 кВ					
2	ПС 220 кВ «Южно-Сахалинская»	1969, 1977	У-220-1000-25У1 (2 шт.)	Замена выключателей ВМ-Д9, СВМ-220	2020-2022
		1977	У-220-1000-25У1	Замена выключателя ВМ-Д7	2022-2024
		1974-1982	МКП-110М-1000/630-20У1 (4 шт.)	Замена выключателей ВМ-С13, ВМ-С14, ВМ-С15, ВМ-С16	
		-	-	«Ретрофит» ячеек ЗРУ-6 кВ	
3	ПС 220 кВ «Холмская»	1977	У-220-1000-25У1	Замена выключателя СВМ-220	2020-2022
		-	-	Монтаж КРУН-10 кВ, 10 ячеек и 5 выключателей 10 кВ	2018-2021
4	ПС 220 кВ «Угле-заводская»	1966	ОД-КЗ 220 кВ	Замена ОД и КЗ на элегазовые выключатели 2 шт., строительство ремонтной перемычки 220 кВ из 2-х разъединителей	2024-2025
			ВМД-35 (6 шт.), С-35М-630-10 (1 шт.)	Замена КРУН-35 кВ, 7 ячеек	
		-	-	«Ретрофит» ячеек ЗРУ-10 кВ	
5	ПС 220 кВ «Макаровская»	-	-	Замена ОД-КЗ на элегазовый выключатель 220 кВ (яч. Т1-220), установка элегазового выключателя 220 кВ (яч. Т2-	2020

№ п/п	Объект реконструкции	Год изготовления оборудования	Оборудование	Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов	Период реализации
				220)	
6	ПС 220 кВ «Краснопольская»	1976	МКП-110М-1000/630-20 У1 (2 шт.)	Замена масляных выключателей 110 кВ ВМ-АТ1-110, ВМ-АТ2-110 (2 шт.) на элегазовые с применением высоковольтных вводов из композитных материалов	2020-2022
7	ПС 220 кВ «Красногорская»	-	РТД	Замена шунтирующего реактора 35 кВ РТД-35 на новый 25 Мвар (1 шт.)	2019-2023
8	ПС 220 кВ «Лермонтовка»	-	-	Реконструкция ОРУ-35, ОРУ-110, ОРУ-220 с установкой комплексного распределительного устройства (КРУ-63-СЭЩ)	2019-2022
		-	-	Реконструкция ОРУ-35, ОРУ-110, ОРУ-220 с установкой ЗРУ-10 кВ, ТСН, ЗРУ-0,4 кВ, СОПТ и ОПУ	2019-2022
ПС 110 кВ					
9	ПС 110 кВ «Южная»	1987, 1999	ТДТН-40000/110/35/10 (2 шт.)	Замена трансформаторов на 2х63 МВА	2022-2025
		1990, 1995	ВМТ-110Б (4 шт.)	Установка двух выключателей 110 кВ, замена масляных выключателей на элегазовые - 4 шт.	
		1969	С-35М-630-10 (4 шт.)	Замена КРУН-35 кВ, 6 ячеек	
		2011, 2018	ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛ1 (2 шт.)		
		-	-		
10	ПС 110 кВ «Промузел»	1977, 1999	ВМ-Т1-110, ВМ-Т2-110	Замена масляных выключателей на элегазовые - 2 шт., монтаж 2-х ячеек 110 кВ с элегазовыми выключателями. Приведение схемы ОРУ-110 кВ к типовой схеме (№110-9)	2019-2020
11	ПС 110 кВ «Ноглики»	1989	АТДЦТН-63000/220/110	Демонтаж АТ 220/110/35 63 МВА, ТМН-6300/35, ТМ-4000/35, установка трансформаторов 110/35/6 кВ 2х25 МВА	2023-2024
			ТМН-6300/35/6		
			ТМН-4000/35/6		
		1993	ВМТ-220	Демонтаж ОРУ 220 кВ	
1990	ОРУ 110 кВ	Установка двух выключателей 110 кВ			
1990, 1991	С-35М-630-10 УХЛ1 (7 шт.)	Замена КОРУ-35 кВ на КРУН-35 кВ, 7 ячеек			
12	ПС 110 кВ «Холмск-Южная»	1984, 1992	МКП-110М (3 шт.)	Замена масляных выключателей на элегазовые - 3 шт.	2023-2024
		1980, 1992	ВМД-35-630-10А-У1 (1 шт.), С-35М-630-10А-У1 (4 шт.)	Замена КРУН-35 кВ, 5 ячеек	
		-	-	Монтаж КРУН-6 кВ, 19 ячеек	
13	ПС 110 кВ «Корсаковская»	1969	ВМ-35	Замена масляного выключателя ВМ-Т134 на элегазо-	2019-2022

№ п/п	Объект реконструкции	Год изготовления оборудования	Оборудование	Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов	Период реализации
				Вый выключатель 35 кВ	
14	ПС 110 кВ «Хомутово-2»	-	-	Замена 1 и 2 секции 10 кВ, 16 ячеек	2021-2023
15	ПС 110 кВ «Луговая»	-	-	Монтаж токоограничивающего реактора РТСТ-10-1600-0,2 УХЛ1 - 1 шт.	2017-2020
ПС 35 кВ					
16	ПС 35 кВ «Санаторная»	1980	ОРУ 35 кВ	Монтаж линейной и секционной ячеек 35 кВ (схема «заход-выход»)	2021-2023
17	ПС 35 кВ «Лесное»	1970	ОРУ 35 кВ	Установка выключателя СВ-35	2024-2025
		-	-	Замена КРУН-10 кВ, 10 ячеек	
18	ПС 35 кВ «Ново-Александровская»	1974, 1981	ТМН-6300/35/10 (2 шт.)	Замена трансформаторов на 2х10 МВА	2022-2023
		1964, 1974, 2010	ВМД-35-630 (4 шт.), ВТ-35-630 (1 шт.), ВГБЭП-35-12,5/630УХЛ1 (2 шт.)	Замена КРУН-35 кВ, 7 ячеек	
19	ПС 35 кВ «Дальняя»	1976, 1987	ВТ-35-630-12,5 У (5 шт.), С-35М-630-10 (1 шт.)	Замена оборудования ОРУ 35 кВ, 6 ячеек	2022-2023
		-	-	Монтаж КРУН-10 кВ, 23 ячейки и 11 выключателей 10 кВ	2019-2021
20	ПС 35 кВ «Первомайская»	1988	ТМН-6300/35	Замена трансформатора на 10 МВА	2024-2025
		-	ОРУ 35 кВ	Установка выключателя СВ-35	
		-	-	Замена КРУН-10 кВ, 20 ячеек	
21	ПС 35 кВ «Березняки»	1973	ВТ-35-630 (3 шт.), С-35М-630 (1 шт.)	Замена масляных выключателей на элегазовые - 4 шт.	2024-2025
		-	-	Замена КРУН-10 кВ, 14 ячеек	
22	ПС 35 кВ «Тамбовка»	-	ОРУ 35 кВ	Монтаж линейных ячеек (ВЛ 35 кВ Т-121, Т-133) - 2 шт.	2021-2022
23	ПС 35 кВ «Чапаево»	-	ОРУ 35 кВ	Монтаж линейной ячейки (ВЛ 35 кВ Т-132)	2021-2022
24	ПС 35 кВ «Александровская П1»	-	-	Монтаж КРУН-6 кВ, 10 ячеек и 5 выключателей 6 кВ	2019-2025
25	ПС 35 кВ «Буюклы»	-	-	Монтаж КРУН-6 кВ, 13 ячеек	2018-2022
26	ПС 35 кВ «Соловьевка»	1985	ВМД-35 (1 шт.)	Замена выключателя 35 кВ (1 шт.) на элегазовый выключатель 35 кВ и ошиновки	2024

Перечень мероприятий по реконструкции линий электропередачи 35 кВ и выше, рекомендуемых к реализации в период 2020 - 2024 гг. по результатам проведения анализа технического состояния

№ п/п	Объект реконструкции	Год ввода	Протяженность в одноцепном исчислении, км	Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов	Период реализации
ЛЭП 220 кВ					
1	ВЛ-220 кВ ПС «Лермонтовка» – ПС «Краснопольская» (Д-2)	1968	60,942	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 21,5 км с полной заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2023-2024
2	ВЛ-220 кВ «Сахалинская ГРЭС-2» – ПС «Макаровская» (Д-3)	1967	124,04	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 78 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2021-2023
3	ВЛ-220 кВ ПС «Углезаводская» – ПС «Южно-Сахалинская» (Д-7)	1966	38,2	ВЛЭП на участке протяженностью 38,2 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2022-2023
4	ВЛ-220 кВ ПС «Южно-Сахалинская» – ПС «Холмская» (Д-9)	1965	53,507	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 40 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2020-2022
5	ВЛ-220 кВ ПС «Смирных» – ПС «Тымовская» с отпайкой на ПС «Онор» (Д-13)	1981	133,648	Замена опор №329, №330 на повышенные с демонтажем временно установленных деревянных №328а, №329а, №330а для устранения негабарита в пролетах опор №№328- 331. Замена провода на участке опор №№317-332 (4,971 км)	2019-2020
ЛЭП 110 кВ					
6	ЛЭП-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» – ПС «Южная» (С-12)	1968	6,112	ВЛЭП на участке протяженностью 8,5 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2024-2025

№ п/п	Объект реконструкции	Год ввода	Протяженность в одноцепном исчислении, км	Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов	Период реализации
7	ВЛ-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» – ПС «Луговая» (С-18, С-19)	1983	2,52	ВЛЭП протяженностью 2,5 км с заменой провода АС на АСК	2024-2025
8	ВЛ-110 кВ ПС «Холмская» – ПС «Холмск-Южная» (С-21)	1969	4,175	ВЛЭП на участке протяженностью 6,75 км с заменой провода АС на АСК-150 и сцепной арматуры	2018-2021
9	ВЛ-110 кВ ПС «Холмск-Южная» – «Невельская-2» с отпайкой на ПС «Правдинская» (С-22)	1968	45,777	ВЛЭП на участке протяженностью 33 км с заменой провода АС на АСК-150 и сцепной арматуры	2018-2023
10	ВЛ-110 кВ ПС «Лермонтовка» – ПС «Поронайская» (С-31)	1965	35,4	ВЛЭП на участке протяженностью 11,55 км с заменой изоляции, провода АС на АСК и сцепной арматуры 110 кВ на участке опор №1-75	2021-2022
11	ВЛ-110 кВ ПС «Тымовская» – ПС «Ноглики» (С-55)	1989	115,4	ВЛЭП протяженностью 115,4 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2023-2025
ЛЭП 35 кВ					
12	ВЛ-35 кВ ПС «Ново-Александровская» - ПС «Синегорская» с отпайкой на ПС «Санаторная» (Т-112)	1974	22,2	ВЛЭП протяженностью 22,2 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2021-2023
13	ВЛ-35 кВ ПС «Дачная» - ПС «Тамбовка» (Т-121)	1992	12,44	ВЛЭП протяженностью 12,44 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2021-2022
14	ВЛ-35 кВ ПС «Агар» - ПС «Соловьевка» (Т-122)	1992	9,56	ВЛЭП протяженностью 11,1 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2021-2022
15	ВЛ-35 кВ ПС «Соловьевка» - ПС «Дачная» (Т-129)	1992	5,665	ВЛЭП протяженностью 5,665 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2021-2022
16	ВЛ-35 кВ ПС «Тамбовка» - ПС «Чапаево» (Т-132)	1991	5,92	ВЛЭП протяженностью 5,92 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололед-	2021-2022

№ п/п	Объект реконструкции	Год ввода	Протяженность в одноцепном исчислении, км	Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов	Период реализации
				ный, включая замену арматуры и изоляции	
17	ВЛ-35 кВ ПС «Чапаево» - ПС «Лесная» (Т-133)	1993	15,43	ВЛЭП протяженностью 15,43 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2021-2022
18	ВЛ-35 кВ ПС «Корсаковская» - ПС «Городская» (Т-134)	1967	4,2	ВЛЭП на участке протяженностью 2,722 км с заменой деревянных опор и провода	2022
19	ВЛ-35 кВ ПС «Агар» - ПС «Корсаковская» (Т-139)	1987	2,08	ВЛЭП протяженностью 2,08 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2021-2022
20	ВЛ-35 кВ ПС «Невельская-2» - ПС «Горнозаводская» (Т-201)	1973	12,525	ВЛЭП на участке протяженностью 6,6 км с заменой провода АС-120 и изоляции в пролетах опор № 11-30	2020-2022
21	ВЛ-35 кВ ПС «Яблочная» - ПС «Костромская» (Т-206)	1987	18,9	ВЛЭП протяженностью 18,9 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2022-2024
22	ВЛ-35 кВ ПС «Пензенская» - ПС «Ильинская-2» (Т-219)	1977	12,761	ВЛЭП на участке протяженностью 2,92 км с заменой деревянных опор и провода	2018-2020
23	ВЛ-35 кВ ПС «Поронайская» - ПС «Леониново» (Т-317)	1982	24,3	ВЛЭП протяженностью 22,3 км с заменой на КЛЭП	2020-2024
24	ВЛ-35 кВ ПС «Поронайская» - ПС «Тихменево» (Т-318)	1973	17,6	ВЛЭП протяженностью 17,6 км с заменой на КЛЭП	2023-2025
25	ВЛ-35 кВ ПС «Леониново» - ПС «Тихменево» (Т-320)	1973	10,4	ВЛЭП протяженностью 10,3 км с заменой на КЛЭП	2022-2024
26	ВЛ-35 кВ ПС «Смирных» - ПС «Буюклы» с отпайками на ПС «Кошевое», ПС «Ельники» (Т-322)	1978	25	ВЛЭП на участке протяженностью 7,849 км с заменой провода и заменой деревянных опор - 24 шт.	2017-2020
27	ВЛ-35 кВ ПС «Забайкалец» - ПС «Малиновка» (Т-325)	1981	12,9	ВЛЭП протяженностью 13,2 км с заменой на КЛЭП	2023-2025
28	ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Ударновская» (Т-406)	1960	4,0	ВЛЭП протяженностью 4,0 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2022

№ п/п	Объект реконструкции	Год ввода	Протяженность в одноцепном исчислении, км	Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов	Период реализации
29	ВЛ-35 кВ ПС «Шахтёрская» - ПС «Порт» (Т-408)	1990	3,56	ВЛЭП на участке протяженностью 3,56 км с заменой деревянных опор и провода	2020-2023
30	ВЛ-35 кВ ПС «Порт» - ПС «Районная» (Т-451)	1979	5,0	ВЛЭП на участке протяженностью 5,0 км с заменой деревянных опор и провода	2017-2022
31	ВЛ-35 кВ ПС «Районная» - ПС «Ударновская» (Т-452)	1979	5,3	ВЛЭП на участке протяженностью 5,3 км с заменой деревянных опор и провода	2017-2022
32	ВЛ-35 кВ ПС «Тельновская» - ПС «Бошняково» с отпайкой на ПС «Лесогорская» (Т-459)	1934	34,8	ВЛЭП на участке протяженностью 34,626 км с заменой деревянных опор и провода	2017-2020
33	ВЛ-35 кВ ПС «Порт» - ПС «Тельновская» с отпайкой на МТП-461 I н Надеждино (Т-461)	1967	27,4	ВЛЭП на участке протяженностью 11,874 км с заменой деревянных опор и провода	2017-2020
34	ВЛ-35 кВ ПС «Тымовская» - ПС «Молодежная» - ПС «Адо-Тымово» с отпайкой на ПС «Воскресеновка» (Т-502), ВЛ-35 кВ ПС «Адо-Тымово» - ПС «Арги-Паги» (Т-507)	1991, 1999	33,53, 27,646	ВЛЭП протяженностью 60 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный, включая замену арматуры и изоляции	2023-2025
35	ВЛ-35 кВ ПС «Тымовская» - ПС «Кировская» (Т-504)	1996	14,9	ВЛЭП на участке протяженностью 3,7 км с заменой деревянных опор и провода	2016-2022
36	ВЛ-35 кВ ПС «Кировская» - ПС «Ясное» (Т-505)	2001	10,9	ВЛЭП на участке протяженностью 5,538 км с заменой деревянных опор и провода	2017-2023
35	ВЛ-35 кВ ПС «Тымовская» - ПС «Кировская» (Т-504)	1996	14,9	ВЛЭП на участке протяженностью 3,7 км с заменой деревянных опор и провода	2016-2022

Сводные данные по объемам нового строительства и реконструкции электросетевых объектов 35 - 220 кВ «Сахалинской энергосистемы» в период 2020 - 2024 гг., а также по суммарному объему капиталовложений на реализацию мероприятий, необходимых для обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей, приведены в таблице 10.3.

Сводные данные по объемам нового строительства и реконструкции электросетевых объектов 35 - 220 кВ «Сахалинской энергосистемы» в период 2020 - 2024 гг., а также по суммарному объему капиталовложений на реализацию мероприятий, необходимых для ликвидации выявленных проблем в сети 35 - 220 кВ, приведены в таблице 10.4.

Объёмы электросетевого строительства и капиталовложений по объектам 35 - 220 кВ «Сахалинской энергосистемы», рекомендуемым к сооружению и реконструкции для обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей

№ п/п	Наименование объектов и видов работ		2020 - 2024 г.г.	
			Мощность, МВА протяженность, км	Кап.вл., млн. руб. (с учётом НДС)
«Центральный энергорайон»				
Новое строительство				
1	Подстанции 110 кВ	Вводы ТР	122,0	2267,7
2	Линии электропередачи 110 кВ	Вводы ЛЭП	3,9	
3	Подстанции 35 кВ	Вводы ТР	105,5	3658,0
		Вводы БСК	6,2	
4	Линии электропередачи 35 кВ	Вводы ЛЭП	73,7	
Реконструкция, расширение и техперевооружение				
1	Подстанции 220 кВ	Вводы ТР	126,0	428,8
2	Подстанции 110 кВ	Вводы ТР	396,0	1 769,6
3	Линии электропередачи 110 кВ	Вводы ЛЭП	1,1	
4	Подстанции 35 кВ	Вводы ТР	95,3	727,0
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 220 кВ			428,8	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 110 кВ			4 037,3	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35 кВ			4 385,0	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35 - 220 кВ			8 851,1	

Таблица 10.4

Объёмы электросетевого строительства и капиталовложений по объектам 35 - 220 кВ «Сахалинской энергосистемы», рекомендуемым к сооружению и реконструкции для ликвидации выявленных проблем в сети 35 - 220 кВ

№ п/п	Наименование объектов и видов работ		2020 - 2024 г.г.	
			Мощность, МВА протяженность, км	Кап.вл., млн. руб. (с учётом НДС)
«Центральный энергорайон»				
Новое строительство				
1	Подстанции 35 кВ	Вводы ТР	7,6	1555,5
2	Линии электропередачи 35 кВ	Вводы ЛЭП	63,5	
Реконструкция, расширение и техперевооружение				
1	Подстанции 220 кВ	Вводы ТР	25,0	8 702,3
		Вводы ШР	75,0	
2	Линии электропередачи 220 кВ	Вводы ЛЭП	182,7	
3	Подстанции 110 кВ	Вводы ТР	60,0	
4	Линии электропередачи 110 кВ	Вводы ЛЭП	177,7	3 697,3
5	Подстанции 35 кВ	Вводы ТР	28,0	5 369,4
6	Линии электропередачи 35 кВ	Вводы ЛЭП	310,8	

ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 220 кВ				8 702,3
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 110 кВ				3 697,3
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35 кВ				6 924,9
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35 - 220 кВ				19 324,4
«Северный энергорайон»				
Новое строительство				
1	Подстанции 35 кВ	Вводы ТР	33,8	2780,7
2	Линии электропередачи 35 кВ	Вводы ЛЭП	77,1	
Реконструкция, расширение и техперевооружение				
1	Линии электропередачи 35 кВ	Вводы ЛЭП	8,7	215,4
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35 кВ				2 996,1

Карта-схема «Центрального энергорайона» и «Северного энергорайона» «Сахалинской энергосистемы» на 2019 г.

