



У К А З

ГУБЕРНАТОРА САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

от 28 мая 2019 г. № 23

г. Южно-Сахалинск

Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2019 - 2023 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 2019 - 2023 годы (прилагаются).
2. Признать утратившим силу указ Губернатора Сахалинской области от 28.04.2018 № 12 «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2018 - 2022 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».

Временно исполняющий обязанности
Губернатора Сахалинской области



В.И.Лимаренко

УТВЕРЖДЕНЫ
указом Губернатора
Сахалинской области
от 28.05.2019 № 23

СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики
Сахалинской области
на 2019 – 2023 годы

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Общая характеристика Сахалинской области	7
2. Характеристика Сахалинской энергосистемы	20
3. Отчетная динамика потребления электроэнергии	28
4. Структура электропотребления в Сахалинской области	29
5. Перечень основных крупных потребителей Сахалинской области	41
6. Динамика изменения максимума нагрузки	42
7. Структура установленной электрогенерирующей мощности на территории Сахалинской области	44
8. Состав существующих электростанций Сахалинской области с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям, установленная мощность которых превышает 5 МВт	47
9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности Сахалинской ЭС	48
10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности ЭС Сахалинской области	58
11. Основные характеристики электросетевого хозяйства 35 кВ и выше Сахалинской ЭС	65
11.1 Перечень существующих ЛЭП и подстанций напряжением выше 35 кВ	67
11.2 Анализ технического состояния и возрастной структуры электросетевого комплекса	80
11.3 Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт	95
11.4 Информация о строящихся электросетевых объектах	112
12. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Сахалинской области	114
13. Цели и задачи развития электроэнергетики Сахалинской области	136
14. Прогноз потребления электроэнергии и максимума нагрузки на 2019-2023 гг. по территории Сахалинской области	138
15. Перечень (мероприятия) планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Сахалинской области мощностью выше 5 МВт на период 2019-2023 гг.	145
16. Оценка прогнозной балансовой ситуации Сахалинской ЭС в период 2019-2023 гг.	147
16.1 Баланс электрической энергии и мощности по Центральному энергорайону	147
16.2 Баланс электрической энергии и мощности Северного энергорайона	151
16.3 Баланс электрической энергии и мощности Северо-Курильского энергоузла	152
16.4 Баланс электрической энергии и мощности Курильского энергоузла	154
16.5 Баланс электрической энергии и мощности Южно-Курильских энергоузлов	156

16.6 Баланс электрической энергии и мощности энергорайона «Сфера»	162
17. Анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС) на период до 2023 г., определение объемов необходимого технического перевооружения электросетевых объектов	164
18. Развитие электрической сети 35 кВ и выше по классам напряжения в период 2019-2023 гг. (для каждого года) Сахалинской энергосистемы в соответствии с утвержденными инвестиционными программами сетевых организаций	168
19. Расчёты электроэнергетических режимов на перспективу 2019-2023 гг.	192
20. Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техперевооружению), в том числе для устранения «узких мест»	231
21. Характеристика балансов реактивной мощности	238
22. Мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии	244
23. Принципы, технические и схемные решения по повышению управляемости, надежности функционирования и эффективности сетей 35 кВ и выше	247
24. Расчет и анализ токов короткого замыкания на перспективу до 2023 года	249
25. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 35 кВ и выше	259
26. Расчет капитальных затрат на реализацию рекомендованных мероприятий	260

ВВЕДЕНИЕ

Схема и программа развития электроэнергетики Сахалинской области на 2019-2023 годы (далее - Программа) разработана в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», с учетом приоритетных направлений развития энергетической отрасли.

Основными задачами Программы являются:

- анализ режимов работы и технического состояния электрических сетей 35 кВ и выше Сахалинской энергосистемы;
- выявление наличия «узких мест»;
- оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт за отчетный период;
- анализ возможности обеспечения допустимых уровней напряжения;
- проверка несоответствия отключающей способности коммутационной аппаратуры;
- прогноз потребления электроэнергии на 2019-2023 гг. по территории Сахалинской области;
- прогноз максимума нагрузки на 2019-2023 гг. по территории Сахалинской области;
- оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 2019-2023 гг.;
- анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС) на период до 2023 г., определение объемов необходимого технического перевооружения электросетевых объектов;
- определение «узких мест» в электрической сети напряжением 35 кВ и выше на период до 2023 г.;
- формирование перечня электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техперевооружению) для устранения «узких мест»;
- определение последовательности (этапов) нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения Сахалинской энергосистемы и конкретных сетевых объектов 35-110-220 кВ;
- оценка стоимости инвестиций по укрупненным показателям;
- разработка принципиальных схем электрической сети напряжением 35 кВ и выше на 2019 г. и 2023 г.;

- разработка предложений по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрической сети;
- формирование баланса реактивной мощности на 2019 г. и на 2023 г., определение необходимости установки компенсирующих устройств, их тип и мощность;
- оценка уровней токов короткого замыкания на ПС 35 кВ и выше на перспективу до 2023 г.
- анализ соответствия отключающей способности коммутационной аппаратуры токам короткого замыкания, разработка мероприятий по ограничению токов КЗ.

Программа разработана с учётом следующих нормативно-методических материалов:

- Методических рекомендаций по обоснованию эффективности сооружения объектов основной сети ЕЭС и ОЭС в рыночных условиях (Санкт-Петербург, 1998 г.);
- Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования, утвержденных Госстроем России, Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ и Госкомпромом России ВК 477 от 21.06.1999 г.;
- Практических рекомендаций по оценке эффективности и разработке проектов и бизнес-планов в электроэнергетике». Официальное издание. Москва, 1999 г.;
- Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем №281 от 30.06.2003 г.;
- Требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 №630 (вступающими в силу с 03.03.2019 г.);
- Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов, утвержденных приказом Минэнерго России от 06.05.2014 №250;
- СТО 56947007-29.240.01.053-2010 «Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий

электропередачи ЕНЭС» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.08.2010 №620);

- Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждены Президентом РАО «ЕЭС России» 24.08.1995 г).

Программа учитывает:

- Схему и программу развития электроэнергетики Сахалинской области на 2018-2022 г. (утверждена Указом Губернатора Сахалинской области №12 от 28.04.2018 г.);
- Постановление Правительства Российской Федерации №823 от 17.10.2009 г. «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- «План социального развития центров экономического роста Сахалинской области», утвержден распоряжением Правительства Сахалинской области от 25.06.2018 г. №347-р.
- Постановление Правительства Сахалинской области №99 от 28.03.2011 г. «О стратегии социально-экономического развития Сахалинской области до 2025 года».

Разработка Программы обусловлена необходимостью координации развития электроэнергетического комплекса Сахалинской области с учетом необходимости обеспечения электроэнергией потребителей в соответствии со схемой размещения объектов электроэнергетики.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» от 17.10.2009 г. Программа учитывает объекты электроэнергетики 35 кВ и выше, а также объекты генерации мощностью от 5,0 МВт и выше, энергетические узлы децентрализованных районов суммарной мощностью энергорайонов 5,0 МВт и выше.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Сахалинская область находится на восточной границе России и территориально входит в состав Дальневосточного федерального округа (ДФО). Административным центром является г. Южно-Сахалинск.

Сахалинская область – единственный регион в России, полностью расположенный на островах. Общая площадь территории Сахалинской области составляет 87,1 тыс. кв. км.

Сахалинская область состоит из 59 островов (остров Сахалин с прилегающими островами Монерон и Тюлений и 56 островов Курильской гряды).

Самыми крупными заселенными островами Курильского архипелага являются – Парамушир, Итуруп, Кунашир, 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 490,2 тыс. человек (на начало 2018 г). В южной части острова Сахалина, наиболее благоприятной для проживания и составляющей 20% его общей территории, сконцентрировано около 64% населения области.

Административный центр – город Южно-Сахалинск (206,1 тыс. человек). Кроме г. Южно-Сахалинска наиболее крупные по численности населения города: Корсаков (40,4 тыс. человек), Холмск (37,3 тыс. человек), Долинск (24,1 тыс. человек).

Недра региона богаты нефтью, природным газом, каменным и бурыми углями, черными, цветными, редкими и благородными металлами, горно-химическим и агрохимическим сырьем.

Широкое распространение имеют минеральные и термальные воды, а также целебные минеральные грязи.

Основными транспортными артериями на о. Сахалин являются автодороги Южно-Сахалинск – Оха, Южно-Сахалинск – Корсаков, Южно-Сахалинск – Холмск, а также железнодорожные линии Корсаков – Ноглики, Шахта – Ильинск – Арсентьевка.

На территории Сахалинской области имеются 7 аэропортов, 8 морских портов, 14 морских терминалов (портовых пунктов), входящих в границы морских портов Невельск (в том числе Курильские портпункты) и Москальво (терминал Набиль), транспортный флот и морская железнодорожная паромная переправа «Ванино - Холмск».















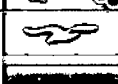



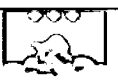







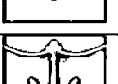

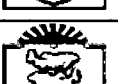



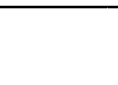



Сахалинская область принадлежит к небольшому числу субъектов Российской Федерации, имеющих сложную транспортную схему, связывающую регион с материком. Островное положение Сахалинской области предопределяет ведущую роль морского транспорта, так как практически все грузы на Сахалин и Курилы, а также в обратном

направлении на материк и в зарубежные страны доставляются морем. На морской транспорт сейчас приходится 61,7% всего грузооборота. Основные перевозимые грузы – продукция производственно-технического назначения, а также продукты питания поступают из других регионов морским путем в порты области, в основном через «Холмск» и «Корсаков», откуда доставляются потребителям по железной дороге и автотранспортом.

Железнодорожным транспортом осуществляется около 20% всех внутренних грузовых перевозок области и около 2% пассажирских перевозок. Основной объем грузовых и пассажирских железнодорожных перевозок на острове обеспечивает Дальневосточная железная дорога – филиал ОАО «РЖД» по Сахалинскому региону. Автомобильный транспорт является базовым элементом транспортной системы Сахалинской области. Данный вид транспорта занимает первое место по объемам перевозок пассажиров по области. В силу географического расположения островной Сахалинской области, авиационный транспорт решает важные социальные задачи. Более 90% объема пассажирских перевозок за пределы области и обратно осуществляются воздушным транспортом, внутри области осуществляется доставка пассажиров в труднодоступные местности, в том числе на Курильские острова.

В рамках муниципального устройства согласно Областному Закону №524 "О границах и статусе муниципальных образований в Сахалинской области" от 21.07.2004 (с изменениями от 26.12.2016 № 120-ЗО) Сахалинская область включает 18 муниципальных образований. Перечень муниципальных образований Сахалинской области и их административные центры приведены в таблице 1.1. Административная карта Сахалинской области приведена на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 – Перечень муниципальных образований Сахалинской области и их административные центры

№	Флаг	Герб	Муниципальное образование	Административный центр	Площадь, км ²	Население, чел.
1			городской округ «Александровск- Сахалинский район»	г. Александровск- Сахалинский	4 777,4	11 143
2			«Анивский городской округ»	г. Анива	2 684,8	19 657
3			Городской округ «Долинский»	г. Долинск	2 441,6	24 173
4			Корсаковский городской округ	г. Корсаков	2 623,6	40 478
5			«Курильский городской округ»	г. Курильск	5 145,9	6 409
6			«Макаровский городской округ»	г. Макаров	2 148,4	7 989
7			«Невельский городской округ»	г. Невельск	1 445,4	15 459
8			«Городской округ Ногликский»	п.г.т. Ноглики	11 294,8	11 320
9			городской округ «Охинский»	г. Оха	14 816,0	22 612
10			Поронайский городской округ	г. Поронайск	7 280,2	21 622
11			Северо-Курильский городской округ	г. Северо-Курильск	3 501,2	2 507
12			городской округ «Смирновский»	п.г.т. Смирных	10 457,0	11 891
13			«Томаринский городской округ»	г. Томари	3 169,3	7 931
14			«Тымовский городской округ»	п.г.т. Тымовское	6 312,7	14 279
15			Углегорский городской округ	г. Углегорск	3 965,6	17 675
16			«Холмский городской округ»	г. Холмск	2 279,0	37 295
17			«Южно-Курильский городской округ»	п.г.т. Южно-Курильск	1 856,1	11 601
18			городской округ «Город Южно-Сахалинск»	г. Южно-Сахалинск	898,2	206 140

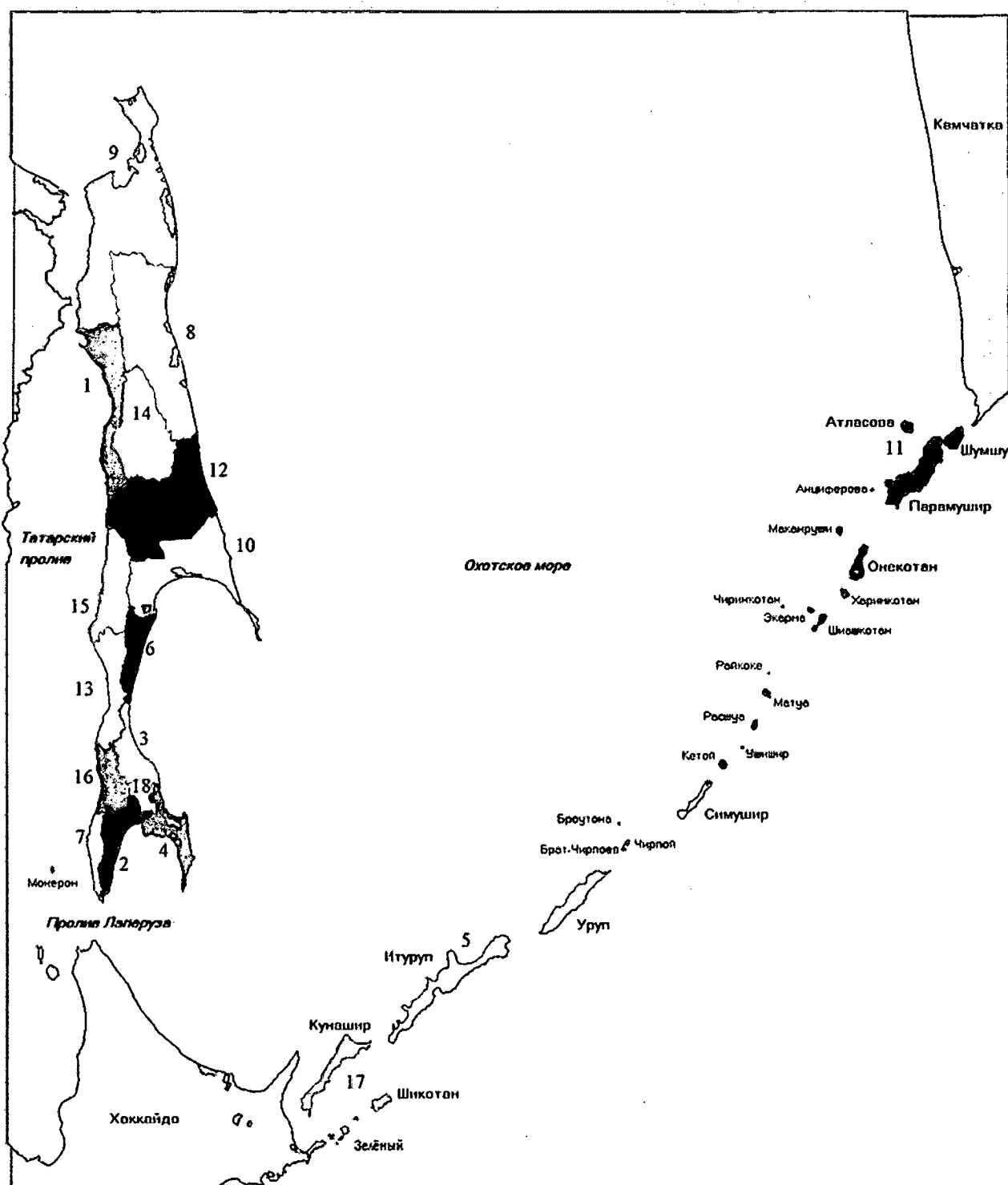


Рисунок 1.1 – Административная карта Сахалинской области

Вклад Сахалинской области в формирование объема промышленного производства в целом по Дальневосточному федеральному округу составляет порядка 35%. По объему промышленного производства на душу населения в Дальневосточном федеральном округе регион занимает 1 место.

Наибольшее значение в развитии экономики Сахалинской области занимает промышленный комплекс, в нем занято почти 16,2% работающего населения и создается более 84,6% валового регионального продукта.

Ведущими отраслями промышленности в Сахалинской области являются нефтегазодобывающая отрасль, угольная отрасль, рыбопромышленный комплекс, а также строительная, лесная, деревообрабатывающая, пищевая промышленности.

Доминирующее положение в экономике региона занимает нефтегазовый комплекс, на долю которого приходится более 80% общего объема промышленного производства. В настоящее время на суше острова Сахалин в разработку вовлечено более 95% разведанных запасов нефти. Роль угольной промышленности в Сахалинской области специфична: если в общем топливном балансе России доля угля составляет около 50%, то в Сахалинской области - до 80%. Добываемый уголь полностью обеспечивает потребителей области, основными из которых являются ТЭЦ-1 и Сахалинская ГРЭС.

Основными промышленными муниципальными образованиями являются Городской округ Ногликский, где ведется почти вся нефте- и газодобыча, Корсаковский городской округ, где расположен завод по сжижению газа, а также г. Южно-Сахалинск – административный и экономический центр Сахалинской области. Доля этих трех муниципальных образований занимает более 85 % всей промышленной продукции региона.

Главная специфика природных условий Сахалинской области – высокая сейсмическая и вулканическая активность. В пределах области выделяют два сейсмоактивных региона – Сахалинский (интенсивность сотрясений по 12-бальной шкале MSK-64 составляет 8-9 баллов) и Курило-Охотский (интенсивность сотрясений по 12-бальной шкале MSK-64 составляет 9-10 баллов). На Курильских островах расположено 68 надводных вулканов, 37 из которых являются действующими. 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 влажности воздуха.

Климат в области умеренный, муссонный. Характерны холодная, более влажная, чем на материке, зима и прохладное дождливое лето. Зима продолжается от 5 до 7 месяцев, лето - от 2 до 3 месяцев. Средняя температура января – от -8° С на юге, до -23°С на севере острова. Абсолютный зарегистрированный температурный минимум – -49°С. В августе средняя температура на юге +18°С, на севере +13°С. Абсолютный температурный максимум – +39°С. На Курильских островах средняя температура января составляет -5,1°С, августа – +10,7°С. Абсолютный минимум изменяется от -19°С в центре, до -27°С на юге, абсолютный максимум составляет – +32°С.

Для зимнего периода характерно повышенные скорости ветра и преобладание северных и северо-западных ветров. Наибольшими скоростями ветра в январе отличаются северная оконечность острова (7-10 м/сек), на западном побережье средние скорости ветра 5-7 м/сек, на восточном побережье – 3-5 м/сек. В летний период преобладают юго-восточные и южные ветры, средние скорости ветра в августе по всему острову изменяются от 2 до 6 м/сек. На Курильских островах среднегодовая скорость ветра составляет на юге – 5,7 м/сек, на севере – 6,4 м/сек, на средних Курилах – 7,8 м/сек. Зимой средняя скорость ветра 8-12 м/сек. Зимой преобладают ветры северо-западных направлений, летом – южных и юго-восточных. Сочетание температуры и скорости ветра в зимний сезон играет наибольшее значение, так как при сильном ветре резко увеличивается суровость погодных условий.

Годовая сумма осадков колеблется от 500-600 мм на севере до 800-900 мм в долинах и 1000-1200 мм в горных районах на юге. На Курильских островах средняя температура января составляет $-5,1^{\circ}\text{C}$, августа – $+10,7^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум изменяется от -19°C в центре, до -27°C на юге, абсолютный максимум составляет $+32^{\circ}\text{C}$.

Территория Севера о. Сахалина и Курильские острова отнесены к районам Крайнего Севера, остальная территория Сахалина – к районам, приравненным к районам Крайнего Севера. 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 (120-160 дней в год). Продолжительность солнечного сияния в среднем за год колеблется по территории Сахалина от 1800-1900 часов – на юге, до 1500-1600 часов – на севере острова. Продолжительность солнечного сияния на Южных Курилах составляет 1500-1600 часов, на Северных Курилах – 1000-1200 часов. Продолжительность благоприятного периода летом составляет по острову от менее 10 дней на севере, до 40 дней на юге. Продолжительность дискомфортного периода зимой уменьшается по острову с 50 дней на севере, до менее 10 дней на западном побережье. Согласно ПУЭ (действующее издание) Сахалинская область соответствует следующим климатическим условиям: ветровой район IV-VII (36-49 м/с), гололедный район IV-VII (25-40 мм).

Сахалинская область характеризуется многообразием животного мира. Всего на территории области отмечено 90 видов млекопитающих (56 видов населяют сушу, 34 вида – морские животные), птиц – более 370; пресмыкающихся – 7; земноводных – 5;

пресноводных и проходных рыб – 38; круглоротых – 2; более 1 000 видов беспозвоночных животных. В Красную книгу Сахалинской области включено 155 видов: млекопитающих – 13; птиц – 93; рептилий – 4; рыб – 7; насекомых – 13; моллюсков – 20; ракообразных – 5.

На Курилах распространены птичьи базары. Остров Тюлений, расположенный к востоку от Сахалина, — уникальный заповедник, где находится лежбище морских котиков. В Сахалино-Курильском бассейне обитают и сивучи - самые крупные звери из ластоногих. Для сохранения уникальных природных объектов и комплексов на территории Сахалинской области функционируют 57 особо охраняемых природных территорий федерального и регионального значения (2 заповедника, 12 заказников, 1 природный парк, 41 памятник природы, 1 ботанический сад).

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, по которым Сахалин находится на первом месте в России, главным ресурсом является наиболее востребованное экономикой углеводородное топливо. 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 ДФО после Якутии, Хабаровского и Приморского краев.

Кроме того, имеются россыпи титаномагнетита, проявления рудного золота, ртути, марганца, вольфрама, серебра, меди, свинца, цинка, никеля, кобальта, титана, стронция, талька, асбеста. На Курильских островах из полезных ископаемых известны месторождения серного колчедана и серы самородной, полиметаллических руд, залежи бурых железняков, россыпи ильменит-магнетитовых песков, а также рудопоявления золота, серебра, ртути, меди, олова, мышьяка, сурьмы, теллура, селена, молибдена и других металлов. Имеются практически неограниченные ресурсы строительных материалов и термальных вод.

Сахалинская область богата лесом. Общая площадь земель лесного фонда - 7077,5 тыс. га, лесистость - 64,8%, общий запас древесины на корню - 629,0 млн куб.м. На севере Сахалина господствует редкостойная лиственничная тайга; к югу от 52 градусов северной широты преобладают леса из аянской ели и сахалинской пихты, на юго-западе усиливается роль широколиственных пород деревьев (клёны, бархат, маньчжурский ясень, монгольский дуб и другие). В морях, омывающих берега о.

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).

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 тысяч человек или 18% от общего населения Сахалинской области. Общая площадь сельхозугодий – 82,4 тыс.га.

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

Строительный комплекс области приобрел значительный потенциал за годы активной стадии реализации строительной части проектов разработки месторождений углеводородного сырья на шельфе о. Сахалин.

Большинство строительных предприятий овладели самыми передовыми мировыми технологиями строительства, используют большой ассортимент современных строительных материалов, обновили строительную технику, подготовили достаточное количество высококвалифицированных работников широкого спектра строительных специальностей. Успешный опыт участия сахалинских строителей в нефтегазовых проектах, приобретенные знания и опыт обеспечивают строительному комплексу Сахалинской области необходимую конкурентоспособность строительных работ.

В строительный комплекс области входит 510 строительных, 64 проектных организации, 120 предприятий промышленности строительных материалов с общей численностью работников более 30 тыс. человек.

Крупнейшими предприятиями и организациями Сахалинской области являются:

1. ООО "РН-Сахалинморнефтегаз" – дочернее общество НК «Роснефть» и одно из старейших нефтедобывающих предприятий России, ведет свою деятельность на острове Сахалин. Сахалинморнефтегаз выполняет функции

- оператора по более чем 30 лицензиям на разработку нефтегазовых месторождений Сахалина;
2. ООО «Эксон Нефтегаз Лимитед» – оператор проекта «Сахалин-1», осуществляет добычу углеводородного сырья с 2005 г. Нефть поставляется по трубопроводу в порт Де-Кастри (Хабаровский край) и далее на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанического региона. Проект «Сахалин-1» включает в себя освоение трех морских месторождений: Чайво, Одопту и Аркутун-Даги, расположенных на северо-восточном шельфе о. Сахалин;
 3. ООО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» – осуществляет добычу нефти и газа на шельфе о.Сахалин в рамках проекта «Сахалин-2»; Проект «Сахалин-2» предусматривает разработку двух шельфовых месторождений: Пильтун-Астохского и Лунского;
 4. ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» – осуществляет освоение Киринского газоконденсатного месторождения с применением подводного добычного комплекса;
 5. АО «Сахалинская нефтяная компания» – осуществляет добычу газа из мелких газовых месторождений на юге о. Сахалин;
 6. АО «Петросах» – единственная в области интегрированная нефтяная компания с полным циклом нефтяного бизнеса – от добычи нефти до производства нефтепродуктов, разрабатывает месторождение нефти «Окружное».
 7. ООО «Восточная Горнорудная компания» (ООО «ВГК») – крупнейшее угледобывающее предприятие Сахалинской области, обладающее полным циклом по добыче и отгрузке твердого топлива. В состав ООО «ВГК» входят следующие предприятия:
 - ООО «Солнцевский угольный разрез» – работает на участках «Южный-1» и «Южный-2» Солнцевского угольного месторождения, расположенного в Углегорском районе Сахалинской области;
 8. ООО «Угольный морской порт Шахтерск» – крупнейший в регионе морской угольный терминал порт Шахтерск;
 9. ООО «Бошняковский угольный разрез» – осуществляет добычу каменного угля, бурового угля и торфа в Бошняковском каменноугольном месторождении;
 10. ЗАО «Рыбокомбинат Островной» – осуществляет искусственное воспроизводство морских биоресурсов и рыболовство.;

11. ООО ПКФ «Южно-Курильский Рыбокомбинат» – является одним из крупнейших рыбодобывающих предприятий Сахалинской области. Добывающий флот Южно-Курильского рыбокомбината вылавливает ежегодно до 40000 тонн водно-биологических ресурсов. Еще одно направление Южно-Курильского комбината – искусственное воспроизводство лососевых на строящемся лососевом рыбном заводе (озеро Лагунное);
12. ЗАО «Курильский рыбац» – является добывающей и рыбоперерабатывающей компанией. Рыбоперерабатывающий комплекс включает береговые рыбоперерабатывающие заводы, которые размещены на острове Итуруп (Курильский район) и на острове Шикотан (Южно-Курильский район).

Поронайск — единственный на восточном побережье острова открытый пункт пропуска через границу. Одним из главных преимуществ порта Поронайск является его близость к шельфовым проектам. Транспортировка от порта Поронайска до морских платформ проекта «Сахалин-2» занимает не более 16 часов, в то время как от Холмска – около 2 суток. Именно географическое положение г. Поронайска послужило причиной для проведения комплексной реконструкции морского порта и модернизации существующих мощностей в логистический центр нефтегазовой отрасли Сахалина. Модернизация предусматривает создание в Поронайске крупного логистического центра с крытыми складскими помещениями и открытыми складами, судоремонтный центр, а также аварийно-спасательной базы для ликвидации разливов нефти. Следующим этапом модернизации (к 2025 г.) предусмотрено строительство нефтеналивного терминала и резервуаров для агрессивных химических веществ. В случае аварийного разлива нефтепродуктов или нефти, использование поронайского порта – единственный приемлемый вариант, когда время является критическим фактором.

На территории Сахалинской области действует «Территория опережающего развития» и «Закон о дальневосточном гектаре». Территория опережающего развития (полное название Территория опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации, сокращённо ТОР или ТОСЭР) – часть территории субъекта Российской Федерации, на которой установлен особый правовой режим осуществления предпринимательской деятельности.

Федеральный закон № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации» (ТОР или ТОСЭР) вступил в силу 29 марта 2015 года. Он предусматривает значительные налоговые льготы и другие преференции для резидентов и призван привлечь максимальное количество инвестиций в развитие федерального округа. Более чем за три года на Дальнем Востоке создали 18 ТОР.

Сегодня на территории ДФО создано 18 территорий опережающего развития: «Индустриальный парк «Кангалассы», «Южная Якутия», (Республика Саха (Якутия), «Беринговский» (ЧАО), «Белогорск», «Приамурская», «Свободный» (Амурская область), «Хабаровск», «Комсомольск», «Николаевск» (Хабаровский край), «Надеждинская», «Большой Камень», «Михайловский», «Нефтехимический» (Приморский край), «Камчатка» (Камчатский край), «Южная», «Горный воздух», «Курилы» (Сахалинская область), «Амуро-Хинганская» (ЕАО).

По информации управляющей компании ТОР, Корпорации развития Дальнего Востока, 177 компаний уже стали резидентами ТОР и вкладывают в свои предприятия более 1,17 трлн рублей инвестиций. Ещё 180 заявок с общим объёмом инвестиционных средств более 1,3 трлн рублей находятся на рассмотрении

23 августа 2017 г. было принято Постановление №992 о «Создании территории опережающего социально-экономического развития Курилы». Подписанным постановлением на территории муниципального образования «Южно-Курильский городской округ» Сахалинской области (село Малокурильское, остров Шикотан) создаётся территория опережающего социально-экономического развития «Курилы». Площадь занимаемой территории ТОР «Курилы» 12 га.

Установлено, что на ТОР «Курилы» применяется таможенная процедура свободной таможенной зоны, установленная правом Евразийского экономического союза. Строительство инженерной и транспортной инфраструктуры ТОР «Курилы» будет финансироваться за счёт средств внебюджетных источников. По оценке Минвостокразвития России, в результате реализации инвестиционных проектов будет создано не менее 700 рабочих мест. Налоговые поступления в бюджеты всех уровней до 2026 года планируются в размере более 5,8 млрд рублей, размер предоставленных налоговых льгот инвесторам – 2,2 млрд рублей.

Создание ТОР «Курилы» будет способствовать формированию промышленного центра глубокой переработки водных биоресурсов в Сахалинской области, привлечению инвестиций, укреплению экономических позиций России в странах Азиатско-Тихоокеанского региона, позволит создать новые рабочие места, увеличить налоговые поступления в федеральный, региональный и местные бюджеты.

17 марта 2016 г. было принято Постановление №200 о «Создании территории опережающего социально-экономического развития Горный воздух». Подписанным постановлением создаётся территория опережающего социально-экономического развития «Горный воздух» (далее – ТОР «Горный воздух») на территории городского округа Южно-Сахалинск Сахалинской области.

География ТОР "Горный воздух" – Муниципальное образование «Городской округ Южно-Сахалинск». Площадь занимаемой территории ТОР «Горный воздух» 20300 га. Ключевые отрасли: туризм, спорт, рекреация

На ТОР «Горный воздух» применяется таможенная процедура свободной экономической зоны, установленная правом Евразийского экономического союза. Создание ТОР «Горный воздух» будет способствовать формированию условий для укрепления экономических позиций России на конкурентных рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона и стимулированию социально-экономического развития Сахалинской области за счёт создания новых туристических объектов и дополнительных рабочих мест, привлечения инвестиций.

ТОР «Горный воздух» создана в курортной местности Сахалинской области. Реализация проектов в рамках ТОР «Горный воздух» направлена на создание в регионе международного всесезонного центра спорта и туризма. В ТОР вошли популярная база «Горный воздух», а также два земельных участка, расположенные в Южно-Сахалинске. Среди преимуществ ТОР эксперты отмечают выгодное положение на пересечении морских и воздушных внутренних и международных путей, наличие геотермальных ресурсов для развития бальнеологического туризма, привлекательные природные ландшафты

17 марта 2016 г. было принято Постановление №200 о «Создании территории опережающего социально-экономического развития Южная». Подписанным постановлением создаётся территория опережающего социально-экономического развития «Южная» (далее – ТОР «Южная») на территории городского округа Южно-Сахалинск Сахалинской области.

Площадь занимаемой территории ТОР «Южная» 36810,8 га. География ТОР «Южная» – Муниципальные образования «Городской округ Южно-Сахалинск», «Анивский городской округ», «Томаринский городской округ». Ключевые отрасли: мясное и молочное животноводство, мясопереработка, овощеводство.

«Закон о дальневосточном гектаре» — федеральный закон Российской Федерации, действующий с 1 июня 2016 года и регулирующий земельные, лесные и иные отношения, связанные с предоставлением гражданам Российской Федерации земельных участков, находящихся в государственной или муниципальной собственности и расположенных на территории Дальневосточного федерального округа.

Закон позволяет любому гражданину России единожды получить земельный участок площадью 1 га на безвозмездной основе на Дальнем Востоке под жилое строительство, фермерское хозяйство или предпринимательскую деятельность.

Для выбора участков гражданами Министерство по развитию Дальнего Востока организовало специальный интернет ресурс. Площадь предоставляемого земельного

участка не может превышать одного гектара на человека, но может быть меньше. При этом независимо от родства несколько граждан могут объединиться и получить один земельный участок для общих целей. Для получения участка не требуется переезжать на постоянное проживание в дальневосточные регионы. Воспользоваться правом на «дальневосточный гектар» можно до 1 января 2035 год. Законопроект предполагает возможность оформить участок в аренду или собственность только на шестой год (земель лесного фонда – после 15 лет) его использования, если он «использовался для осуществления любых видов деятельности, не запрещенной российским законодательством». В том числе разрешено продавать лес с участков лесного фонда. Земля не может быть передана, подарена или продана иностранным гражданам, лицам без гражданства или образованных с их участием юридическим лицам.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА САХАЛИНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Энергосистема Сахалинской области работает изолированно от Единой национальной энергетической системы России и делится на следующие отдельные автономные энергорайоны:

- Центральный энергорайон;
- Северный энергорайон;
- изолированные энергорайоны на территориях Курильских островов и отдаленных населенных пунктов муниципальных образований на о. Сахалин.

К наиболее крупным изолированным энергорайонам на территориях Курильских островов и отдаленных населенных пунктов муниципальных образований на о. Сахалин относятся:

- Северо-Курильский энергоузел;
- Курильский энергоузел;
- Южно-Курильский энергоузел;
- Локальный энергорайон Сфера.

Изолированность Сахалинской области от Единой национальной энергетической системы России обуславливает повышенные требования к уровню эксплуатации энергетического оборудования и обеспечению надежного и качественного обеспечения электроэнергией присоединенных потребителей.

Центральный энергорайон

Центральный энергорайон включает в себя электрическую сеть 14 муниципальных образований Сахалинской области. Основными источниками активной мощности Центрального энергорайона Сахалинской области являются:

- Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 установленной мощностью 455,24 МВт (ПАО «Сахалинэнерго»);
- Сахалинская ГРЭС установленной мощностью 84 МВт (ПАО «Сахалинэнерго»);
- НГЭС установленной мощностью 48 МВт (ОАО «Ногликская газовая электрическая станция»).

Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 и Сахалинская ГРЭС расположены в Центральном энергорайоне в южной и центральной частях о. Сахалин. Доля вырабатываемой электрической энергии Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 и Сахалинская ГРЭС составила 79,99% от общей выработки электрической энергии Сахалинской области (на 2018 г.). Ногликская

ГЭС расположена в Центральном энергорайоне в северной части о. Сахалин. Доля вырабатываемой электрической энергии Ногликской ГЭС составила 7,63% от общей выработки электрической энергии Сахалинской области (на 2018 г.).

Также на территории Центрального энергорайона расположены блок-станции, которые в настоящее время выдают электроэнергию в сеть ПАО «Сахалинэнерго» и на собственные нужды:

- г. Холмск – ОАО «ТЭК» установленной мощностью 5 МВт;
- г. Томари – ЗАО «Тепло» установленной мощностью 6,5 МВт.

Следует отметить, что в с. Новиково расположена ВДЭС установленной мощностью 5,214 МВт. Село Новиково является обособленным населённым пунктом от энергосистемы центрального энергорайона о. Сахалин, электроснабжение которого осуществляется от ВДЭС.

К электросетевым компаниям Центрального энергорайона Сахалинской области относятся:

- ПАО «Сахалинэнерго»;
- МУП «Электросервис»;
- МУП «Поронайская коммунальная компания-1»;
- МУП «Горэлектросеть»;
- МУП «Невельские районные электрические сети»;
- МУП «Районные электрические сети»;
- МУП «Водоканал» МО «Городской округ Ногликский»;
- ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

К энергосбытовым компаниям Центрального энергорайона Сахалинской области относятся:

- ОП «Энергосбыт»;
- ОАО «НГЭС» – «Энергосбыт».
- ОАО «Оборонэнергосбыт» филиал «Дальневосточный» (выполняет энергосбытовые функции для объектов Министерства обороны Российской Федерации).

Распределение покрытия электропотребления в части внутренней загрузки электростанций центрального энергорайона осуществляется с учетом их технического состояния и оптимальной загрузки оборудования:

- Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 (паросиловое оборудование) работает по теплофикационному циклу, в межотопительный сезон станция работает по

циклу близкому к конденсационному с отпуском тепла только на горячее водоснабжение г. Южно-Сахалинска;

- 5-й энергоблок: (ГТУ №4,5) введен в эксплуатацию в ноябре 2012 г., участвует в регулировании графика нагрузки;
- 4-й энергоблок: (ГТУ №7,8) введен в эксплуатацию в январе 2014 г., ГТУ №6 – в январе 2015 г. В отопительный сезон с целью оптимизации режима станции при несении тепловой нагрузки две ГТУ с котлами утилизаторами работают в базовом режиме, вырабатывая электро- и теплоэнергию. В межотопительный период в базовом режиме работает одна газотурбинная установка, остальные участвуют в регулировании нагрузки;
- Сахалинская ГРЭС до 2013 г. работала в полупиковой и пиковой зонах графика нагрузки с ежедневными пусками/остановами до 2-х единиц основного оборудования (котлов, турбин). После ввода в работу нового газотурбинного оборудования 4-го и 5-го энергоблоков Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 ситуация изменилась – Сахалинская ГРЭС работает в базовом режиме. В 2014-2015 гг. на станции установлены два электрических водогрейных котла для отопления и горячего водоснабжения п. Восток. Пуск новых мощностей (4-го и 5-го энергоблоков Южно-Сахалинской ТЭЦ-1) и установка водогрейных котлов позволили выполнить замещение выработки электроэнергии Сахалинской ГРЭС более экономичным газотурбинным оборудованием с выводом станции в холодный резерв в период с апреля по сентябрь. В период останова Сахалинской ГРЭС (весна-лето) энергоснабжение потребителей, кроме Ногликского района осуществляется от Южно-Сахалинской ТЭЦ-1.

Ввод в работу газотурбинной генерации позволил эффективно покрывать пики и провалы суточного графика нагрузок без останова силовых блоков. Это позволило выполнить замещение морально и физически устаревшего оборудования Сахалинской ГРЭС. В настоящее время Сахалинская ГРЭС работает в базовом режиме без ежедневных пусков и остановов. Ввод в работу маневренной генерирующей мощности 4-го и 5-го энергоблоков Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 в полной мере обеспечил мгновенное реагирование на изменения в режиме работы энергосистемы.

Ногликская ГЭС является основным источником мощности Ногликского района Сахалинской области. Основное оборудование станции состоит из четырех газотурбинных установок ГТУ-12В, общей установленной мощностью 48 МВт. Станция построена с целью частичного замещения мощности электростанций Сахалинской энергосистемы, покрытия

существующего дефицита мощности, снятия ограничения потребления в период осенне-зимних максимальных нагрузок.

ОАО «НГЭС»-«Энергосбыт» является гарантирующим поставщиком, обеспечивающим потребность в электроэнергии потребителей всего Ногликского района, а также экспортером избытков электроэнергии в центральный энергоузел центрального энергорайона ЭС Сахалинской области. В состав Ногликского энергоузла входят потребители, энергоснабжение которых осуществляется от ПС 220 кВ Ногликская и с шин Ногликской ГЭС. Также Ногликская ГЭС обеспечивает электроснабжение части потребителей Центрального энергоузла (потребители, электроснабжение которых осуществляется по распределительной сети 35/10 (6) кВ от ПС 220 кВ Смирных, ПС 220 кВ Онор и ПС 220 кВ Тымовская), во время проведения ремонтных работ на транзите Сахалинская ГРЭС – Ногликская, при этом в нормальном режиме Ногликская ГЭС выдает мощность в Центральный энергоузел в сети ПАО «Сахалинэнерго» по ВЛ 110 кВ Ногликская – Тымовская (С-55) через шины 110 кВ ПС 220 кВ Ногликская. Наиболее крупным потребителем электроэнергии и мощности на территории Ногликского энергоузла является предприятие по добыче и переработке нефти ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

Северный энергорайон

Северный энергорайон включает в себя электрическую сеть Охинского района Сахалинской области. Основным и единственным источником активной мощности Северного энергорайона Сахалинской энергосистемы является Охинская ТЭЦ установленной мощностью 99 МВт (АО «Охинская ТЭЦ»). Доля вырабатываемой электрической энергии Охинской ТЭЦ в 2018 г. составила 7,51% от общей выработки электрической энергии Сахалинской области.

К электросетевым компаниям Северного энергорайона Сахалинской области относятся:

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

Основным видом деятельности ООО «Охинские электрические сети» является оказание услуг по передаче электрической энергии по электрическим сетям 6-35 кВ Муниципального образования Городской округ «Охинский».

Функции энергосбытовой компании северного энергорайона Сахалинской области выполняет АО «Охинская ТЭЦ» «Энергосбыт».

Центральный энергорайон может быть разделен (географически) на 2 энергоузла, границы которых определяются степенью концентрации потребителей электроэнергии – Ногликский и Центральный энергоузлы. Ногликский энергоузел Центрального энергорайона имеет электрическую связь с Центральным энергоузлом Центрального энергорайона – ВЛ 110 кВ Ногликская – Тымовская. Северный и Центральный энергорайоны ЭС Сахалинской области работают изолированно и не имеют связывающих их линий электропередач.

Блок-схема (карта нагрузок) ЭС острова Сахалин Сахалинской области с разбивкой по энергорайонам и энергоузлам на час прохождения максимума нагрузки Сахалинской энергосистемы 2018 года приведена на рисунке 2.1.

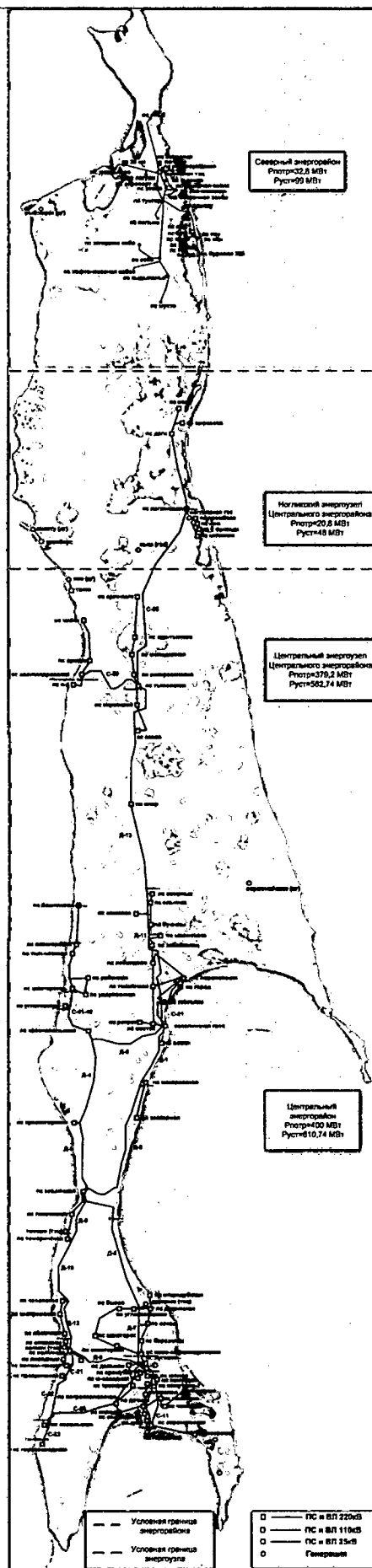


Рисунок 2.1 – Блок-схема (карта нагрузок) ЭС острова Сахалин Сахалинской области на час прохождения максимума нагрузки Сахалинской энергосистемы 2018 года

В отдаленных населенных пунктах на территории Курильских островов и ряда муниципальных образований областного центра находятся децентрализованные (изолированные) энергорайоны, снабжающие электроэнергией население и сопутствующие электрические сети классом напряжения 0,4-35 кВ, установленная мощность которых составляет менее 5,0 МВт, являющиеся муниципальной и частной принадлежностью.

Северо-Курильский энергоузел

Северо-Курильский энергоузел обеспечивает электроснабжение на о. Парамушир.

Выработка электроэнергии осуществляется на ДЭС г. Северо-Курильска, Мини ГЭС-1 и Мини ГЭС-2, связанных между собой ЛЭП-6 кВ. Гарантирующим поставщиком электроэнергии является МП «Тепло-электросистемы Северо-Курильского городского округа».

Курильский энергоузел

Курильский энергоузел обеспечивает электроснабжение на о. Итуруп. Выработка электроэнергии осуществляется на ДЭС с. Китовый и ДЭС с. Рейдово, связанных между собой ЛЭП 6-35 кВ. Ранее ДЭС с. Китовый и ДЭС с. Рейдово работали независимо друг от друга. Гарантирующим поставщиком электроэнергии является ООО «ДальЭнергоИнвест».

Южно-Курильский энергоузел

Южно-Курильский энергоузел обеспечивает электроснабжение на о. Кунашир и на о. Шикотан.

Выработка электроэнергии на о. Кунашир осуществляется ДЭС «Южно-Курильская». Менделеевская ГеоТЭС выведена из эксплуатации в 2016 г. Гарантирующим поставщиком электроэнергии является ЗАО «Энергия Южно-Курильская» и ООО «ДальЭнерго Инвест».

На о. Шикотан выработка электроэнергии осуществляется ДЭС «Крабозаводское» в с. Крабозаводское и ДЭС «Малокурильское» в с. Малокурильское.

Локальный энергорайон «Сфера»

Локальный энергорайон «Сфера» обеспечивает электроснабжение жилых микрорайонов в г. Южно-Сахалинске. Гарантирующим поставщиком электроэнергии является ООО «СахГЭК». Выработка электроэнергии осуществляется на Мини ТЭЦ «Сфера» и Мини ТЭЦ «Сфера-2», в составе генерирующего оборудования которых имеются газопоршневые (с блоками утилизации тепла) и дизельные установки.

Единичная мощность децентрализованных электростанций, а также суммарная мощность энергорайонов менее 5,0 МВт и вопросы их развития данной Программой не рассматриваются.

3. ОТЧЕТНАЯ ДИНАМИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Данные по отчётной динамике потребления электрической энергии на территории Сахалинской области за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Отчётная динамика потребления электрической энергии на территории Сахалинской области за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Наименование показателя	Год отчётного периода		
	2016	2017	2018*
Потребление электрической энергии, млн кВт.ч	2731,55	2710,59	2784,99
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт.ч	+86,39	-20,96	+74,40
Относительный прирост потребления электрической энергии, %	+3,27	-0,77	+2,74

Примечание: * – суммарное потребление электрической энергии на территории Сахалинской области определено как суммарное электропотребление по всем энергорайонам Сахалинской области, включая децентрализованные энергорайоны (таблицы 10.1-10.7)

В связи со значительным объемом потребителей коммунально-бытового характера особое влияние на электропотребление Сахалинской области оказывает погодный фактор.

4. СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ В САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Центрального энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. приведена в таблице 4.1 (в соответствии с Исходными данными, предоставленными ПАО «Сахалинэнерго»).

Таблица 4.1 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Центрального энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги 9а 2018 г.

Показатели	2016 г.		2017 г.		2018 г.	
	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%
Полезный отпуск электроэнергии, в т.ч.:	1695,86	100,00	1705,77	100,00	1754,30	100,00
Бюджетные потребители	171,82	10,13	177,42	10,40	180,93	10,31
Население	632,44	37,29	633,99	37,17	645,38	36,79
Промышленные предприятия	132,87	7,84	132,37	7,76	132,34	7,54
Прочие потребители (транспорт, связь, строительство и др.)	758,74	44,74	761,99	44,67	795,66	45,35

Как видно из таблицы 4.1 наибольшую долю в электропотреблении Центрального энергорайона занимает население. В период 2016-2017 гг. доля электропотребления населения в суммарном электропотреблении снижается с 37,29% до 37,14%, на этап 2018 г. доля электропотребления населения снижается до 36,79%.

Помимо населения большую долю в суммарном потреблении Центрального энергорайона занимают прочие потребители (транспорт, связь, строительство, сельское хозяйство и др.). В период 2016-2017 гг. доля электропотребления прочих потребителей составляет в среднем 44,7%, на этап 2018 г. доля электропотребления прочих потребителей увеличивается до 45,35%.

Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Центрального энергорайона на 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. в млн кВт.ч и % приведена на рисунках 4.1-4.3 соответственно.

**Структура потребления электрической энергии по
основным группам потребителей на 2016 г., млн кВт.ч, %**

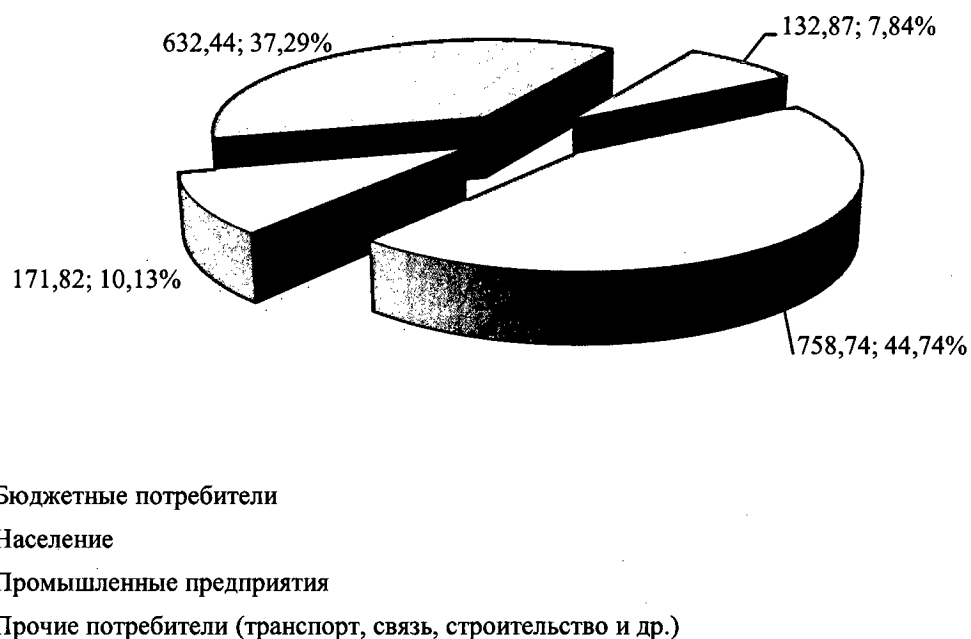


Рисунок 4.1 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Центрального энергорайона на 2016 г. в млн кВт.ч и %

**Структура потребления электрической энергии по
основным группам потребителей на 2017 г., млн кВт.ч, %**

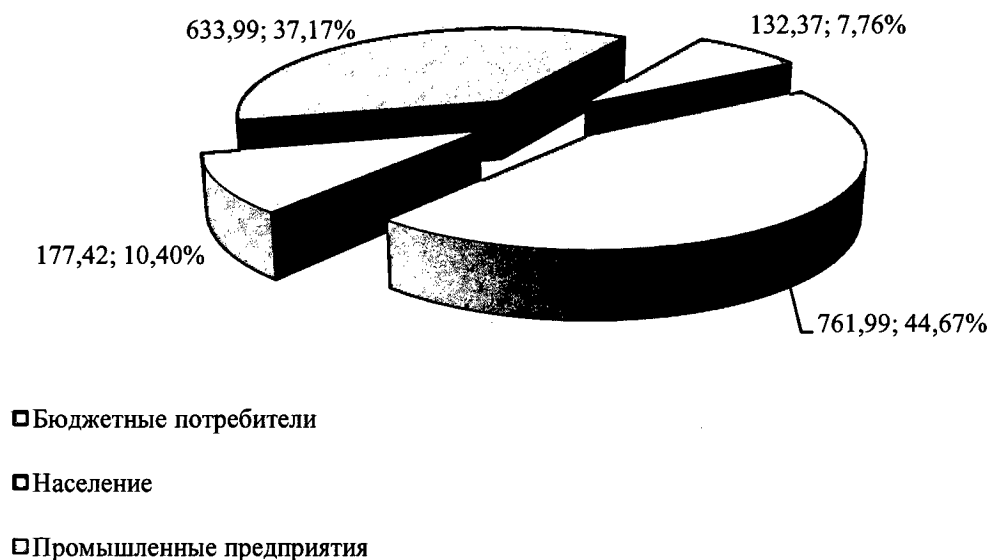


Рисунок 4.2 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Центрального энергорайона на 2017 г. в млн кВт.ч и %



Рисунок 4.3 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Центрального энергорайона на 2018 г. в млн кВт.ч и %

Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Ногликского энергоузла Центрального энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. фактические итоги за 2018 г. приведена в таблице 4.2. (в соответствии с Исходными данными, предоставленными ОАО «НГЭС»).

Таблица 4.2 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Ногликского энергоузла Центрального энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Показатели	2016 г.		2017 г.		2018 г.	
	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%
Полезный отпуск электроэнергии, в т.ч.:	203,71	100,00	195,40	100,00	202,30	100,00
Бюджетные потребители	4,85	2,38	4,11	2,10	4,57	2,26
Население	12,38	6,08	12,15	6,22	12,31	6,09
Промышленные предприятия	105,65	51,86	111,51	57,07	103,30	51,06
Прочие потребители (транспорт, связь, строительство и др.)	80,83	39,68	67,63	34,61	82,12	40,59

Как видно из таблицы 4.2 наибольшую долю в электропотреблении Ногликского энергоузла Центрального энергорайона занимают промышленные предприятия. В период 2016-2017 гг. доля электропотребления промышленных предприятий в суммарном электропотреблении увеличивается с 51,86% до 57,07%, на этап 2018 г. доля

электропотребления промышленных предприятий снижается до 51,06%. Причиной снижения потребления электроэнергии на этап 2018 г. в промышленной отрасли является снижение доли промышленного сектора в сфере экономики.

Помимо промышленных предприятий большую долю в суммарном потреблении Ногликского энергоузла Центрального энергорайона занимают прочие потребители (транспорт, связь, строительство, сельское хозяйство и др.). В период 2016-2017 гг. доля прочих потребителей в суммарном электропотреблении снижается с 39,68% до 34,61%, на этап 2018 г. доля электропотребления прочих потребителей увеличивается до 40,59%.

Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Ногликского энергоузла Центрального энергорайона на 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. в млн кВт.ч и % приведена на рисунках 4.4-4.6 соответственно.



**Рисунок 4.4 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Ногликского энергоузла Центрального энергорайона на 2016 г.
в млн кВт.ч и %**



**Рисунок 4.5 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Ногликского энергоузла Центрального энергорайона на 2017 г.
в млн кВт.ч и %**

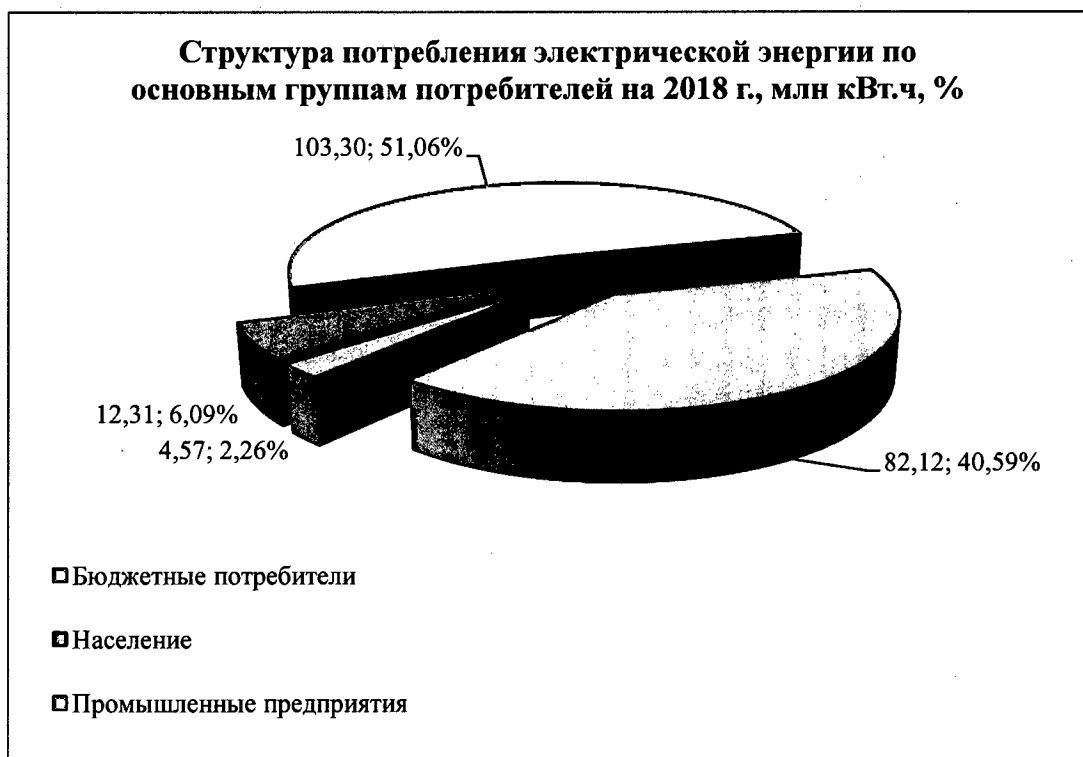


Рисунок 4.6 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Ногликского энергоузла Центрального энергорайона на 2018 г. в млн кВт.ч и %

Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Северного энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018

г. приведена в таблице 4.3 (в соответствии с Исходными данными, предоставленными АО «Охинская ТЭЦ»).

Таблица 4.3 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Северного энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Показатели	2016 г.		2017 г.		2018 г.	
	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%
Полезный отпуск электроэнергии, в т.ч.:	168,50	100,00	161,92	100,00	160,67	100,00
Бюджетные потребители	3,92	2,33	3,84	2,37	3,86	2,40
Население	19,34	11,48	20,35	12,57	24,02	14,95
Промышленные предприятия	110,61	65,64	104,31	64,42	103,73	64,56
Прочие потребители (транспорт, связь, строительство и др.)	34,62	20,55	33,42	20,64	29,06	18,09

Как видно из таблицы 4.3 наибольшую долю в электропотреблении Северного энергорайона занимают промышленные предприятия. В период 2016-2014 гг. доля электропотребления промышленных предприятий в суммарном электропотреблении снижается с 65,64% до 64,42%, на этап 2018 г. доля электропотребления промышленных предприятий увеличивается до 64,56%. Причиной роста потребления электроэнергии в промышленной отрасли является увеличение доли промышленного сектора в сфере экономики.

Помимо промышленных предприятий большую долю в суммарном потреблении Северного энергорайона занимают прочие потребители (транспорт, связь, строительство, сельское хозяйство и др.). В период 2016-2017 гг. доля прочих потребителей в суммарном электропотреблении увеличивается с 20,55% до 20,64%, на этапе 2018 г. доля электропотребления прочих потребителей снижается до 18,09%.

Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Северного энергорайона на 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. в млн кВт.ч и % приведена на рисунках 4.7-4.9 соответственно.

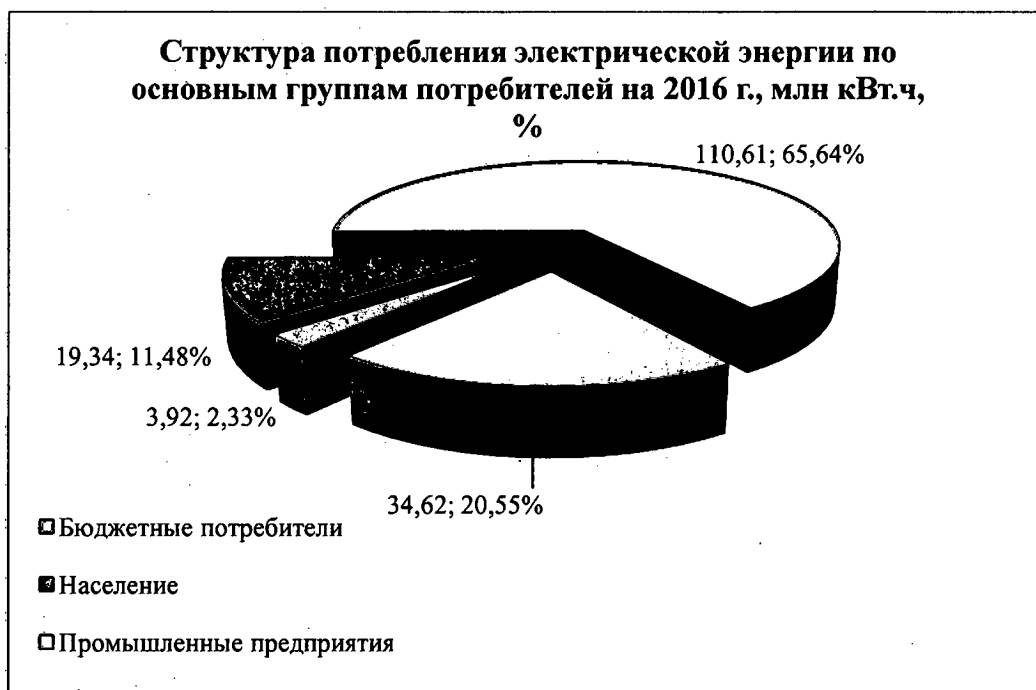


Рисунок 4.7 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Северного энергорайона на 2016 г. в млн кВт.ч и %



Рисунок 4.8 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Северного энергорайона на 2017 г. в млн кВт.ч и %



Рисунок 4.9 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Северного энергорайона на 2018 г. в млн кВт.ч и %

Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для локального энергорайона «Сфера» за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. приведена в таблице 4.4 (в соответствии с Исходными данными, предоставленными АО «СахГЭК»).

Таблица 4.4 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для локального энергорайона «Сфера» за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Показатели	2016 г.		2017 г.		2018 г.	
	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%
Полезный отпуск электроэнергии, в т.ч.:	16,07	100,00	16,75	100,00	16,36	100,00
Население	10,30	64,09	10,07	60,11	10,21	62,40
Прочие потребители	5,77	35,91	6,68	39,89	6,15	37,60

Как видно из таблицы 4.4 наибольшую долю в электропотреблении локального энергорайона «Сфера» занимает население. В период 2016-2018 гг. доля электропотребления населения в суммарном электропотреблении снижается с 64,09% до 60,11%, на этап 2018 г. доля электропотребления населения увеличивается до 62,4%. Высокая доля населения в электропотреблении объясняется тем, что локальный энергорайон «Сфера» обеспечивает электроснабжение жилых микрорайонов в г. Южно-Сахалинске.

Помимо населения большую долю в суммарном потреблении локального энергорайона «Сфера» занимают прочие потребители. В период 2016-2017 гг. доля прочих потребителей в суммарном электропотреблении увеличивается с 35,91% до 39,89%, на этап 2018 г. доля электропотребления прочих потребителей снижается до 37,6%.

Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для локального энергорайона «Сфера» на 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. в млн кВт.ч и % приведена на рисунках 4.10-4.12 соответственно.

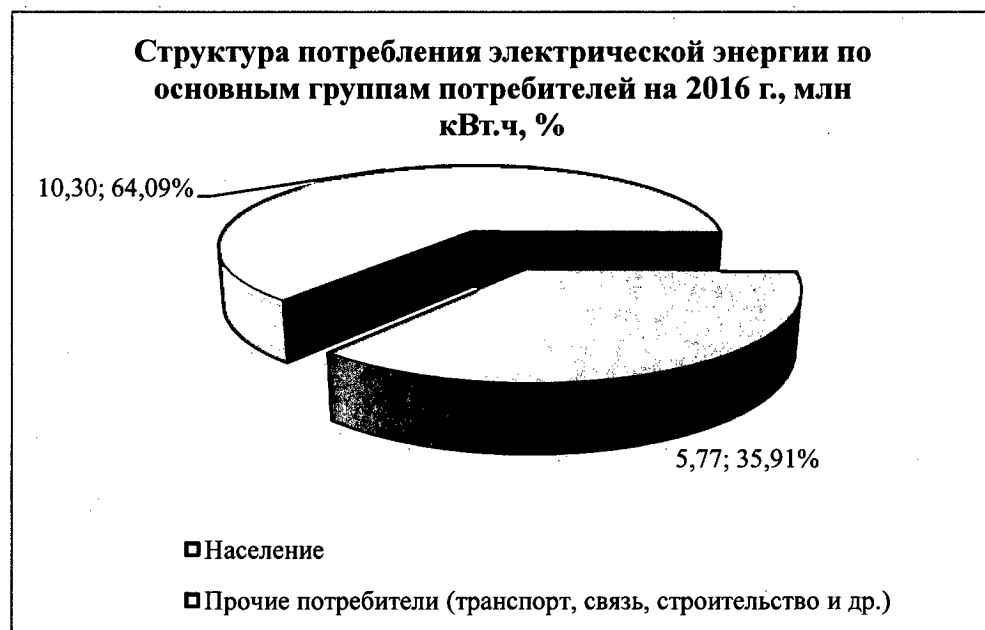


Рисунок 4.10 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для локального энергорайона «Сфера» на 2016 г. в млн кВт.ч и %

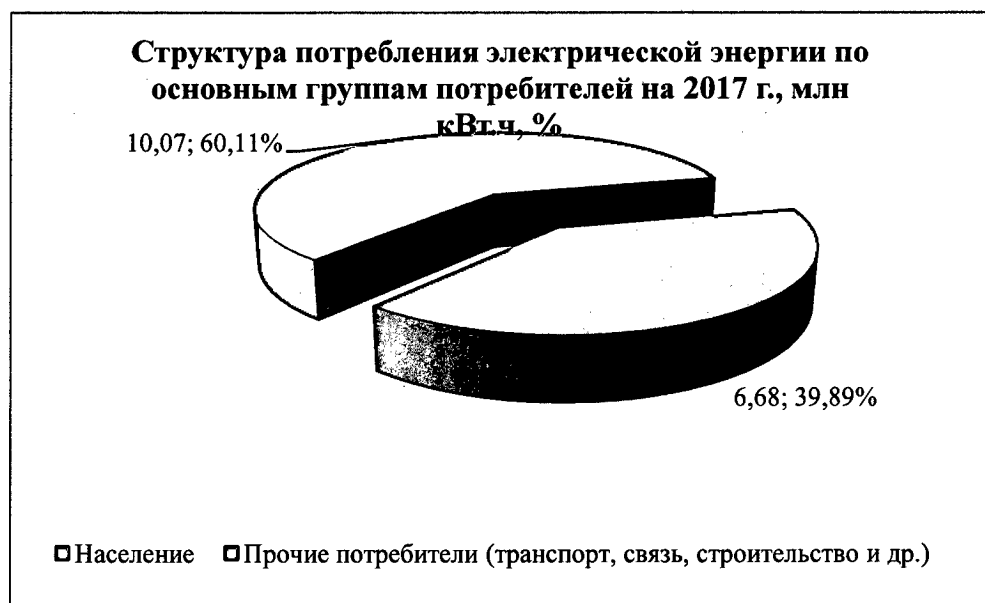


Рисунок 4.11 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для локального энергорайона «Сфера» на 2017 г. в млн кВт.ч и %

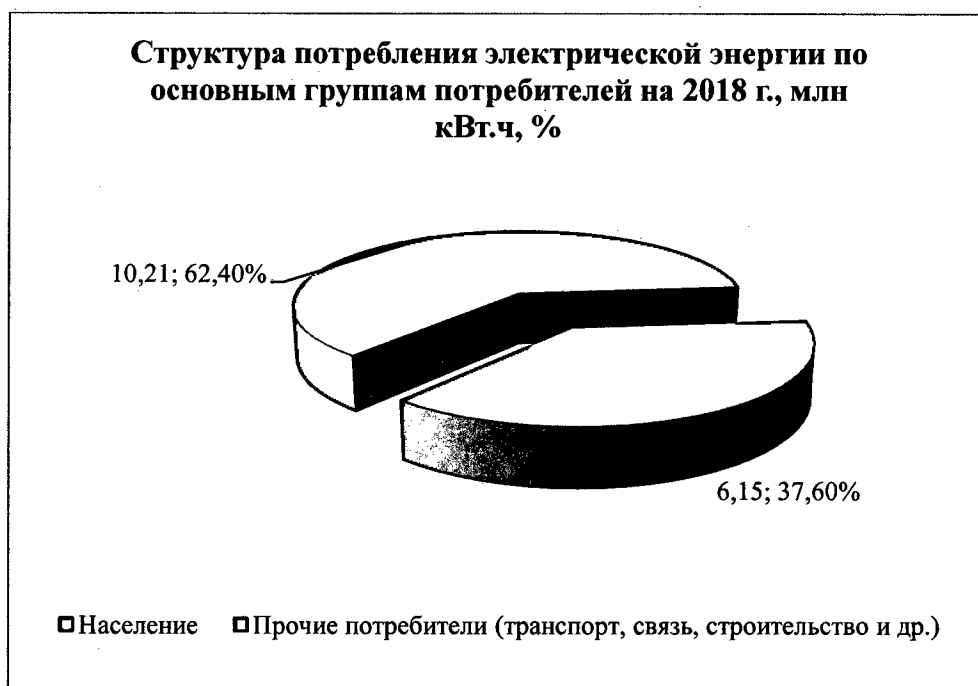


Рисунок 4.12 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для локального энергорайона «Сфера» на 2018 г. в млн кВт.ч и %

Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Южно-Курильского энергорайона (о. Шикотан) за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Южно-Курильского энергоузла (о. Шикотан) за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Показатели	2016 г.		2017 г.		2018 г.	
	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%
Полезный отпуск электроэнергии, в т.ч.:	10,31	100,00	18,32	100,00	17,19	100,00
Бюджетные потребители	1,64	15,91	3,55	19,39	2,32	13,50
Население	3,32	32,16	6,25	34,09	5,52	32,14
Промышленные предприятия	2,22	21,56	1,28	7,01	1,89	10,99
Прочие потребители (транспорт, связь, строительство и др.)	3,13	30,36	7,24	39,50	7,45	43,37

Как видно из таблицы 4.5 наибольшую долю в электропотреблении Южно-Курильского энергоузла (о. Шикотан) занимает население. В период 2016-2017 гг. доля электропотребления населения в суммарном электропотреблении увеличивается с 32,16% до 34,09%, на этап 2018 г. доля электропотребления населения снижается до 32,14 % .

Помимо населения большую долю в суммарном потреблении Южно-Курильского энергоузла (о. Шикотан) занимают прочие потребители (транспорт, связь, строительство,

сельское хозяйство и др.). В период 2016-2018 гг. доля прочих потребителей в суммарном электропотреблении увеличивается с 30,36% до 43,37%.

Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Южно-Курильского энергоузла (о. Шикотан) на 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. в млн кВт.ч и % приведена на рисунках 4.10-4.12 соответственно.

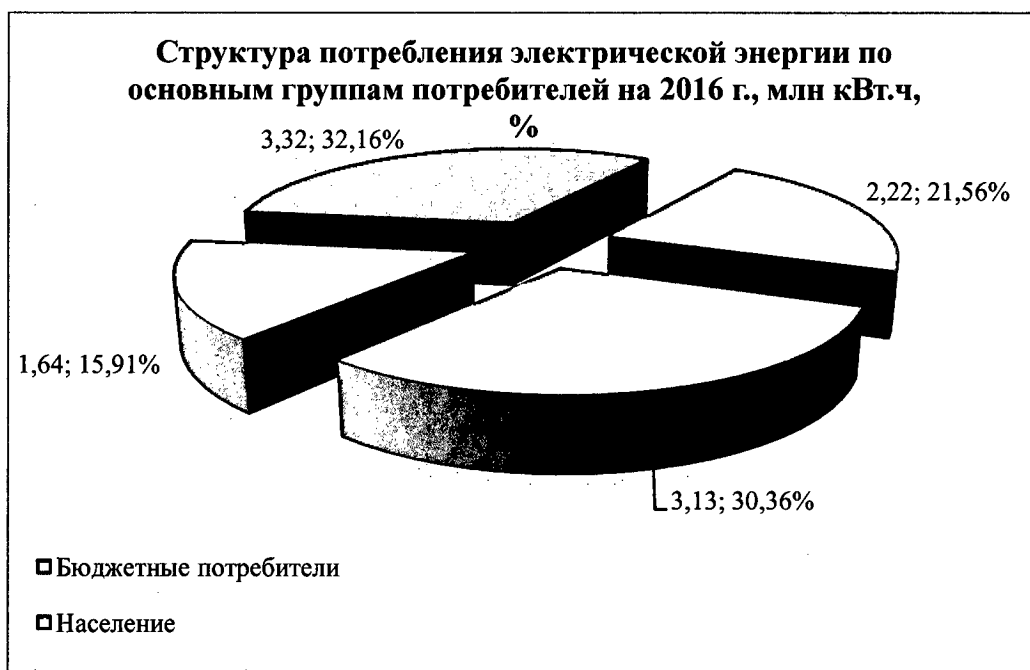


Рисунок 4.13 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Южно-Курильского энергоузла (о. Шикотан) на 2016 г. в млн кВт.ч и %



Рисунок 4.14 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Южно-Курильского энергоузла (о. Шикотан) на 2017 г. в млн кВт.ч и %



Рисунок 4.15 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей для Южно-Курильского энергоузла (о. Шикотан) на 2018 г. в млн кВт.ч и %

В связи с отсутствием Исходных данных по структуре потребления электрической энергии в электрических сетях по Северо-Курильскому, Курильскому и Южно-Курильскому энергоузлам (за исключением о. Шикотан), расположенным на Курильских островах, структура потребления электрической энергии по децентрализованным энергорайонам не может быть приведена в настоящем Отчете.

5. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Наиболее крупным потребителем электроэнергии Сахалинской области (электропотребление превышает 5% от общего электропотребления Сахалинской области) является ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» является дочерним обществом НК «Роснефть», ведет свою деятельность на острове Сахалин.

ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» выполняет функции оператора более чем по 30 лицензиям на разработку нефтегазовых месторождений острова Сахалин. В таблице 5.1 приведено потребление электроэнергии и мощность нагрузки наиболее крупных потребителей Сахалинской области в отчетном периоде 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. (в соответствии с Исходными данными, предоставленными ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»).

Таблица 5.1 – Потребление электроэнергии и мощность нагрузки наиболее крупных потребителей Сахалинской области в отчетном периоде 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Наименование предприятия	2016 г.		2017 г.		2018 г.	
	Электрическая энергия, млн кВт.ч	Собственный максимум нагрузки, МВт	Электрическая энергия, млн кВт.ч	Собственный максимум нагрузки, МВт	Электрическая энергия, млн кВт.ч	Собственный максимум нагрузки, МВт
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	130,72	14,92	158,25	18,07	152,87	17,45

На период 2016-2018 гг. электропотребление ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» составляет 4,79-5,84% от общего потребления электроэнергии Сахалинской области.

6. ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ МАКСИМУМА НАГРУЗКИ

В таблице 6.1 приведены данные по отчётной динамике изменения максимумов нагрузки на территории Сахалинской области за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Таблица 6.1 – Отчётная динамика изменения максимумов нагрузки на территории Сахалинской области за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Наименование показателя	Год отчётного периода		
	2016	2017	2018
Максимум нагрузки, МВт	464,24	456,98	463,33
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	+20,14	-7,26	+6,35
Относительный прирост максимума нагрузки, %	+4,5	-1,6	+1,4
Число часов использования максимума нагрузки, час/год	5884	5932	6011

На период 2016-2017 гг. снижение максимума нагрузки составило 7,26 МВт. Снижение максимума нагрузки обусловлено уменьшением электропотребления на период 2016-2017 гг. Прирост ожидаемого максимума нагрузки на 2018 г. в объеме 6,35 МВт обусловлен возможным увеличением электропотребления в зимний период 2018 г.

В таблице 6.2 приведена динамика изменения максимума нагрузки по энергорайонам ЭС Сахалинской области в период 2016-2017 гг. ожидаемый максимум нагрузки на 2018 г.

Таблица 6.2 – Динамика изменения максимума нагрузки по энергорайонам ЭС Сахалинской области в период 2016-2017 гг. и ожидаемый максимум нагрузки на 2018 г., в МВт

Зона ответственности	2016 г.	2017 г.	2018 г.
«Центральный энергорайон» в т.ч.:	404	395	400
ПАО «Сахалинэнерго»	383,3	374,1	379,2
ОАО «НГЭС» (Ногликский энергоузел)	20,7	20,9	20,8
«Северный энергорайон» в т.ч.:	33,7	33	32,8
АО «Охинская ТЭЦ»	33,7	33	32,8
«Северо-Курильский энергоузел»*	3,4	3,4	3,4
«Курильский энергоузел»*	6,77	8,39	9,45
«Южно-Курильский энергоузел» *	12,77	13,59	14,08
Энергорайон «Сфера»	3,6	3,6	3,6

Примечание:

* – в связи с отсутствием Исходных данных по максимуму нагрузки в электрических сетях по Северо-Курильскому, Курильскому и Южно-Курильскому энергоузлам, расположенным на Курильских островах, максимум нагрузки для децентрализованных энергорайонов определен методом линейной экстраполяции

Наибольший максимум нагрузки на период 2016-2018 гг. приходится на центральный энергорайон 400-404 МВт), что обусловлено высокой концентрацией потребителей в энергорайоне.

В таблице 6.3 приведены данные по коэффициентам совмещения максимумов нагрузки энергосистемы и отдельных энергорайонов (энергоузлов) за отчетный период 2016-2018 гг. для ЭС Сахалинской области.

$$K1 = \frac{R_{\text{нагрузки зимний максимум (МВт)}}}{R_{\text{нагрузки зимний максимум (МВт)}}}$$

$$K2 = \frac{R_{\text{нагрузки зимний минимум (МВт)}}}{R_{\text{нагрузки зимний максимум (МВт)}}}$$

$$K3 = \frac{R_{\text{нагрузки летний максимум (МВт)}}}{R_{\text{нагрузки зимний максимум (МВт)}}}$$

$$K4 = \frac{R_{\text{нагрузки летний минимум (МВт)}}}{R_{\text{нагрузки летний максимум (МВт)}}}$$

Определение коэффициентов совмещения максимумов нагрузки энергосистемы и отдельных энергорайонов (энергоузлов) выполнено на основании данных по отчётной динамике изменения нагрузки потребителей в разрезе суток (час максимальных и минимальных нагрузок) для зимнего и летнего периодов, предоставленных ПАО «Сахалинэнерго».

Таблица 6.3 – Коэффициенты совмещения максимумов нагрузки энергосистемы и отдельных энергоузлов на территории ЭС Сахалинской области в 2016 – 2018 гг. МВт

Наименование	K1 (зимний максимум)	K2 (зимний минимум)	K3 (летний максимум)	K4 (летний минимум)
ЭС Сахалинской области	1,000	0,663	0,731	0,647
ПАО «Сахалинэнерго»	1,000	0,655	0,754	0,603
ОАО «НГЭС»	1,000	0,727	0,545	1,000
АО «Охинская ТЭЦ»	1,000	0,655	0,754	0,603
Децентрализованные энергоисточники	1,000	0,655	0,754	0,603
Северо-Курильский энергоузел	1,000	0,655	0,754	0,603
Курильский энергоузел	1,000	0,655	0,754	0,603
Южно-Курильский энергоузел	1,000	0,655	0,754	0,603
Энергорайон Сфера	1,000	0,655	0,754	0,603

7. СТРУКТУРА УСТАНОВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

В таблице 7.1 приведены данные по структуре установленной электрогенерирующей мощности на 2018 г. для ЭС Сахалинской области. На рисунке 7.1 приведена структура установленной электрогенерирующей мощности на 2018 г. в МВт и % от общей установленной мощности энергосистемы Сахалинской области.

Таблица 7.1 – Структура установленной электрогенерирующей мощности на территории ЭС Сахалинской области на 2018 год

Электростанции	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/час
Центральный энергорайон	603,954	798,5
ПАО «Сахалинэнерго», из них:	539,24	798,5
ОП «Сахалинская ГРЭС»	84,0	15,0
ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», в т.ч.	455,24	783,5
- паротурбинное оборудование	225,0	650,0
- 5-й энергоблок	91,16	-
- 4-й энергоблок	139,08	133,5
ОАО «НГЭС»	48,0	-
Блок станции*	11,5	-
Новиковская ВДЭС	5,214	-
Северный энергорайон	99,0	216,0
АО «Охинская ТЭЦ»	99,0	216,0
Децентрализованные источники	43,78	18,136
Дизельные (газовые) электростанции (ДЭС)	31,12	10,816
Мини ТЭЦ	8,16	7,32
Гидроэлектростанция (Мини ГЭС)	1,66	-
из них:		
Северо-Курильский энергоузел	7,581	-
- ДЭС г. Северо-Курильск	5,921	-
- Мини ГЭС-1	1,26	-
- Мини ГЭС-2	0,4	-
Курильский энергоузел	13,656	7,43
- ДЭС с. Китовый	7,552	4,62
- ДЭС с. Рейдово	3,264	2,81
- ДЭС с.Буревестник	0,32	-
- ДЭС 1 с.Горное	0,945	-
- ДЭС 2 с.Горное	1,575	-
Южно-Курильский энергоузел	16,498	-
- ДЭС «Крабозаводское» и «Малокурильское» на о. Шикотан	5	-
-ДЭС «Южно-Курильская» о. Кунашир	9,253	-
-ВДЭС Головинино	2,245	-
Энергорайон «Сфера»	8,16	7,32
- Мини ТЭЦ «Сфера»	7,2	7,32
- Мини ТЭЦ «Сфера-2»	0,96	-
Всего по Сахалинской области:	748,849	1032,636
из них:		
- ТЭС	705,9	1021,82
-ДЭС	36,334	10,816
- Мини ГЭС	0,9	-

Примечание:

* – в 2018 г. выведена в консервацию блок-станция ООО «Тепловик» в г. Долинск, установленной мощностью 12 МВт.

Структура установленной электродгенерирующей мощности на территории ЭС Сахалинской области на 2018 г., МВт, %

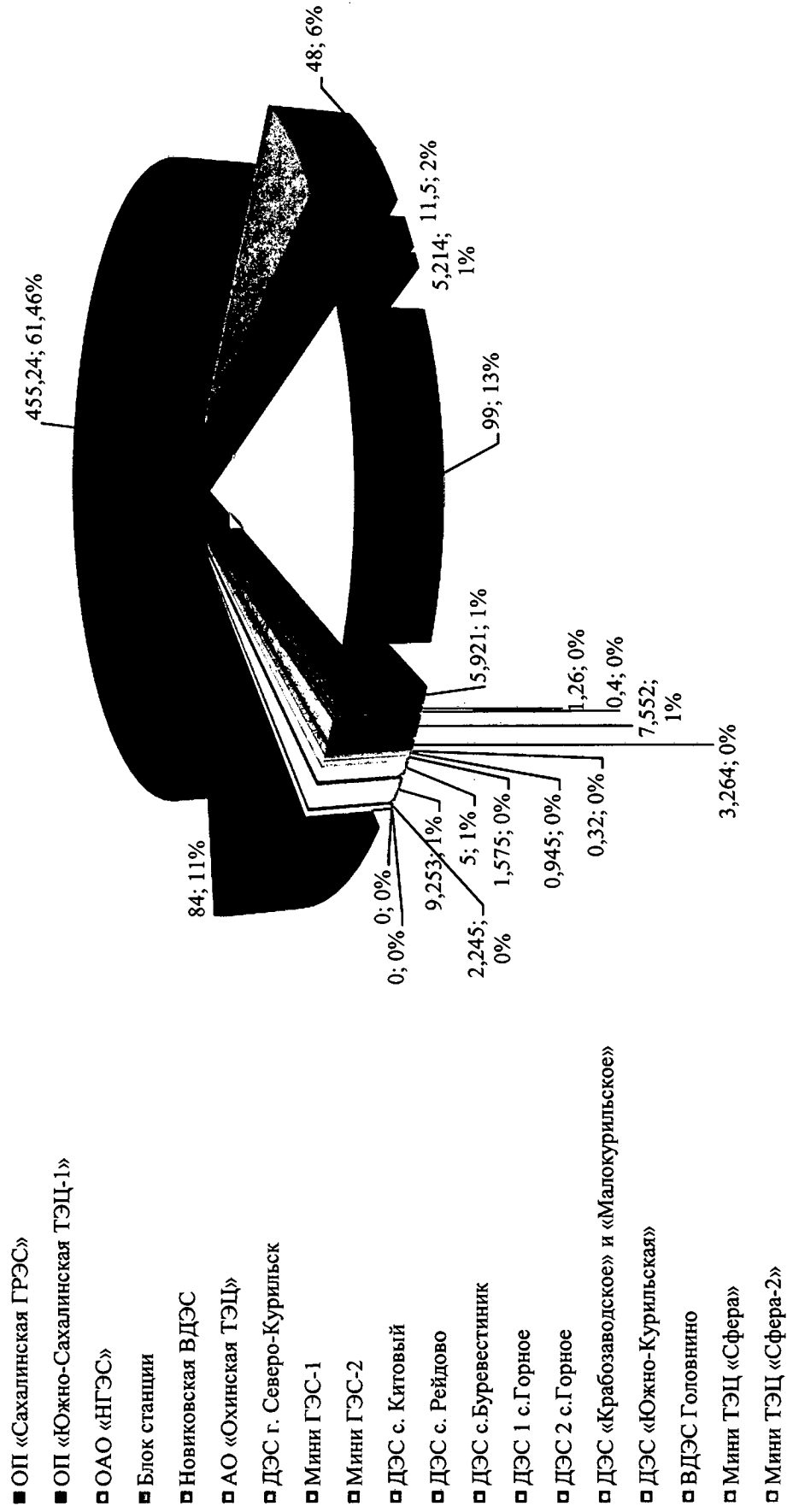


Рисунок 7.1 – Структура установленной электродгенерирующей мощности на территории ЭС Сахалинской области на 2018 г., МВт, %

В таблице 7.2 приведена информация о вводе, реконструкции, перемаркировке, демонтаже и выводу в консервацию объектов генерации на территории ЭС Сахалинской области за 2016-2018 гг.

Таблица 7.2 – Информация о вводе, реконструкции, перемаркировке, демонтаже и выводу в консервацию объектов генерации на территории ЭС Сахалинской области за 2016-2018 гг.

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Тип работ	Установленная мощность на 01.01.2012 г.	2016	2017	2018	Установленная мощность на 01.10.2018 г.
ГеоТЭС	Вывод в консервацию	3,6	3,6	-		0
Блок-станция ООО «Тепловик» в г. Долинск	Вывод в консервацию	12	-	-	12	0

Как видно из таблицы 7.2, в период 2016-2018 г. в Сахалинской энергосистеме выполнен вывод генерирующей мощности в консервацию в суммарном объеме 15,6 МВт.

8. СОСТАВ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ С ГРУППИРОВКОЙ ПО ПРИНАДЛЕЖНОСТИ К ЭНЕРГОКОМПАНИЯМ, УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПРЕВЫШАЕТ 5 МВт

Состав существующих электростанций Сахалинской области с разбивкой по принадлежности к энергокомпаниям, установленная мощность которых превышает 5 МВт, приведен в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Состав существующих электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт Сахалинской области на 2018 год

Собственник	Электростанции	Установленная электрическая мощность ЭС, МВт
ПАО «Сахалинэнерго»	ОП «Сахалинская ГРЭС»	84
	ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,26
ОАО «НГЭС»	НГЭС	48
Блок станции		11,5
Новиковская ВДЭС		5,214
АО «Охинская ТЭЦ»	Охинская ТЭЦ	99
ООО «ДальЭнергоИнвест»	ДЭС с. Китовый	7,552
МП «Тепло-электросистемы Северо-Курильского городского округа»	ДЭС г. Северо-Курильск	5,921
МО «Южно-Курильский городской округ»	ДЭС «Южно-Курильская»	9,253
ООО «СахГЭК	Мини ТЭЦ «Сфера»	7,2
Итого		732,9

9. СТРУКТУРА ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ТИПАМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ВИДАМ СОБСТВЕННОСТИ САХАЛИНСКОЙ ЭС

Основная доля выработки (производства) электрической энергии в Сахалинской области на 2018 г. приходится на электростанции ПАО «Сахалинэнерго» 79,99%, ОАО «НГЭС» 7,63%, АО «Охинская ТЭЦ» 7,51%, остальная часть электроэнергии вырабатывается децентрализованными электростанциями отдаленных территориально населенных пунктов области и тремя блок станциями.

В таблице 9.1 приведена Структура выработки электроэнергии по типам электростанций на территории ЭС Сахалинской области на отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Таблица 9.1 – Структура выработки электроэнергии по типам электростанций на территории ЭС Сахалинской области на отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., млн кВт

Показатели	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Выработка электроэнергии, в т.ч.	2731,55	2710,59	2784,99
- ТЭС	2633,73	2603,10	2671,86
- ДЭС	94,88	104,54	110,18
- Мини ГЭС	2,95	2,95	2,95
Собственные нужды, в т.ч.	277	293	282,5
- ТЭС	269,24	285,2	274,7
- ДЭС	7,6	7,6	7,6
- Мини ГЭС	0,20	0,2	0,2

Значительную часть электроэнергии вырабатывают ТЭС в Центральном и Северном энергорайонах – в среднем 96,1% от общей выработки электроэнергии по Сахалинской области (2603,1 – 2671,86 млн кВт.ч).

Остальная часть электроэнергии порядка 3,8% (94,88-110,18 млн кВт.ч) вырабатывается на Курильских островах. Остальные источники электроэнергии, такие как Мини ГЭС вырабатывают около 0,11% (2,95 млн кВт.ч) электроэнергии от общей выработки электроэнергии.

Объем собственных нужд для электростанций составляет порядка 10,21 - 10,93% (277 – 293млн кВт.ч).

На рисунках 9.1-9.3 приведена структура выработки электроэнергии по типам электростанций на территории ЭС Сахалинской области на отчетный период 2016-2017 гг. фактические итоги за 2018 г. соответственно.

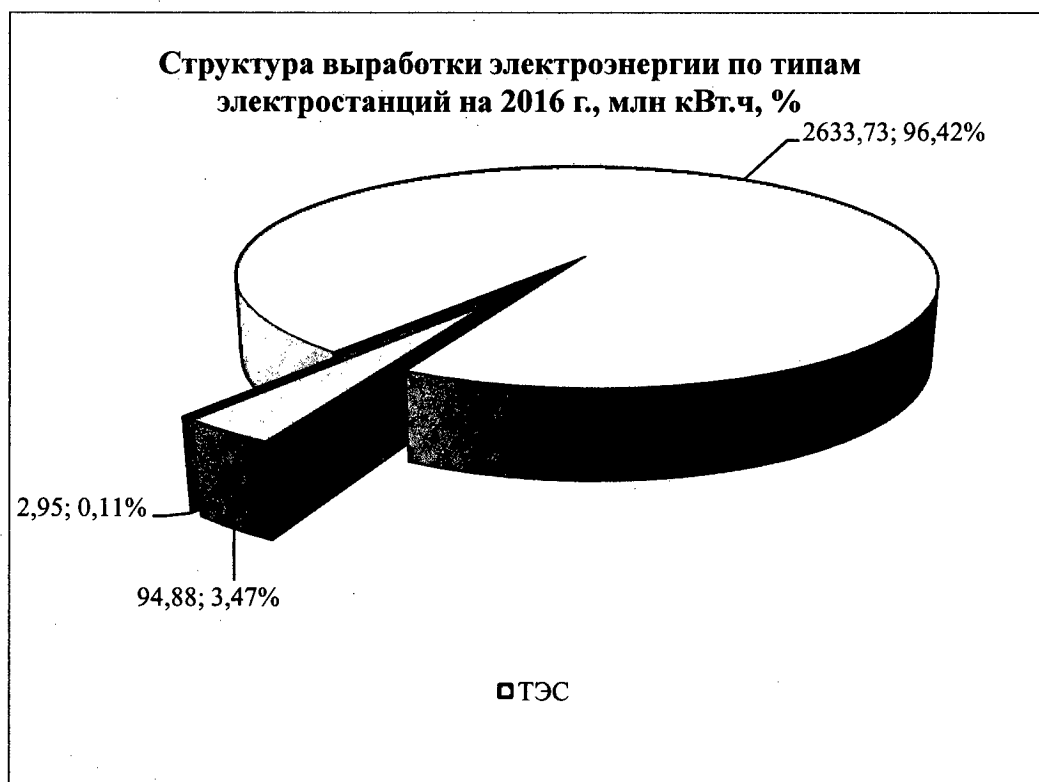


Рисунок 9.1 – Структура выработки электроэнергии по типам электростанций на территории ЭС Сахалинской области на 2016 г.

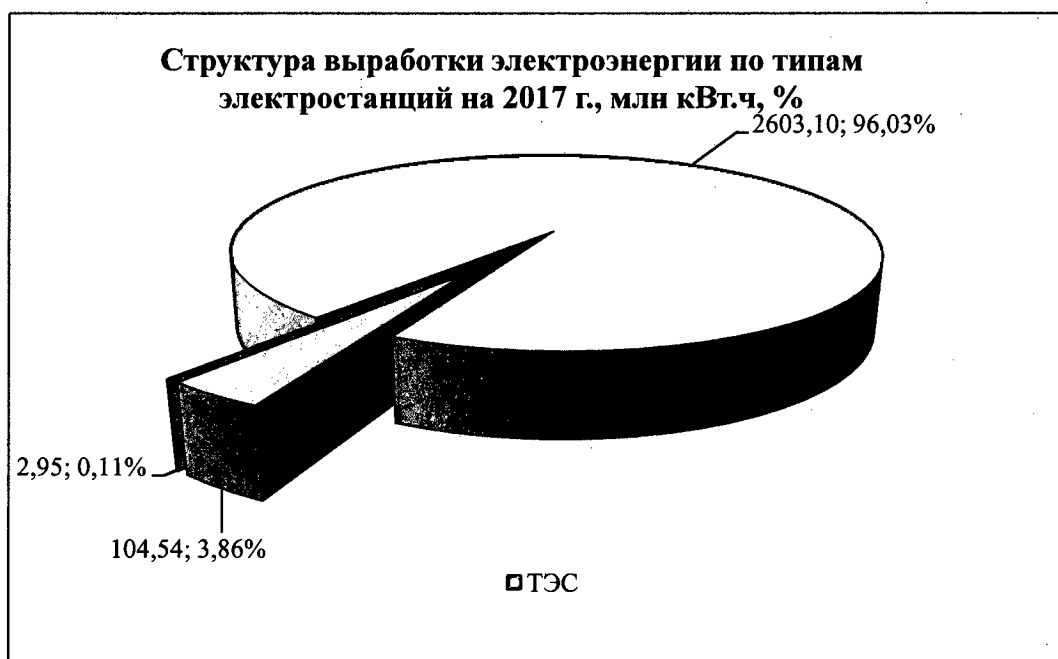


Рисунок 9.2 – Структура выработки электроэнергии по типам электростанций на территории ЭС Сахалинской области на 2017 г.



Рисунок 9.3 – Структура выработки электроэнергии по типам электростанций на территории ЭС Сахалинской области на 2018 г.

В таблицах 9.2-9.6 приведена структура выработки электроэнергии по принадлежности к следующим энергокомпаниям за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.:

- ПАО «Сахалинэнерго»;
- ОАО «НГЭС»;
- АО «Охинская ТЭЦ»;
- ООО «СахГЭК»;
- МУП «Шикотанское жилищное управление».

В связи с отсутствием Исходных данных по структуре выработки электрической энергии в электрических сетях по Северо-Курильскому, Курильскому и Южно-Курильскому энергоузлам (за исключением о. Шикотан), расположенным на Курильских островах, структура выработки электроэнергии по принадлежности к энергокомпаниям МП «Тепло-электросистемы Северо-Курильского городского округа», ООО «ДальЭнергоИнвест» и МО «Южно-Курильский городской округ» не может быть приведена в настоящем Отчете.

Таблица 9.2 – Структура выработки электроэнергии ПАО «Сахалинэнерго» за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Выработка			
ПАО «Сахалинэнерго», в т.ч.:			
ОП «Сахалинская ГРЭС»	133,37	149,55	158,25
ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»,	2035,92	2012,15	2069,29
Суммарная выработка	2169,29	2161,7	2227,54
Потребление			
ПАО «Сахалинэнерго», в т.ч.:			
-собственные нужды электростанций	211,89	212,31	219,63
-расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	47,942	44,233	43,274
-потери в электрических сетях	277,56	260,85	278,68
полезный отпуск, в т.ч.	1695,86	1705,77	1754,30
покупная электроэнергия от блок-станций, Новиковской ДЭС и НГЭС	64,007	61,453	68,297
Суммарное потребление, в т.ч.	2233,26	2223,16	2295,89
Число часов использования располагаемой мощности			
Сахалинская ГРЭС	1588	1780	1884
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	4472	4420	4545

Таблица 9.3 – Структура выработки электроэнергии ОАО «НГЭС» за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Выработка			
ОАО «НГЭС»	213,47	205,16	212,54
Суммарная выработка	213,47	205,16	212,54
Потребление			
ОАО «НГЭС», в т.ч.:			
-собственные нужды электростанций	9,15	8,76	9,07
-расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	0,14	0,14	0,14
-потери в электрических сетях	1,03	0,99	0,95
-покупная электроэнергия	0,55	0,13	-
-полезный отпуск, в т.ч.:	203,71	195,39	202,38
- ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	30,31	59,97	56,26
Суммарное потребление, в т.ч.	213,48	205,15	212,54
Число часов использования располагаемой мощности			
Ногликская ГЭС	4447	4274	4428

Таблица 9.4 – Структура выработки электроэнергии АО «Охинская ТЭЦ» за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Выработка			
АО «Охинская ТЭЦ»	226,52	212,59	209,26
Суммарная выработка	226,52	212,59	209,26
Потребление			
АО «Охинская ТЭЦ», в т.ч.:			
-собственные нужды электростанций	32,05	30,13	29,87
-расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	3,98	3,99	4,26
-потери в электрических сетях	21,99	16,54	14,46
полезный отпуск, в т.ч.:	168,5	161,92	160,67
- ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	100,41	98,28	96,61
Суммарное потребление, в т.ч.	226,52	212,58	209,26
Число часов использования располагаемой мощности			
Охинская ТЭЦ	2551	2395	2357

Таблица 9.5 – Структура выработки электроэнергии ООО «СахГЭК» за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Выработка			
Энергорайон «Сфера»			
Мини ТЭЦ «Сфера»	15,09	15,83	16,53
Мини ТЭЦ «Сфера-2»	2,41	2,51	2,56
Суммарная выработка	17,5	18,36	19,09
Потребление			
Мини ТЭЦ «Сфера», в т.ч.:	15,09	15,83	16,53
-собственные нужды электростанций	1,07	1,06	1,05
-расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	-	-	
-потери в электрических сетях	0,36	0,22	0,24
-полезный отпуск	13,66	14,55	15,24
Мини ТЭЦ «Сфера-2», в т.ч.:	2,41	2,51	2,56
-собственные нужды электростанций	0,21	0,21	0,21
-расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	-	-	
-потери в электрических сетях	0,06	0,12	0,12
-полезный отпуск	2,14	2,18	2,23
Число часов использования располагаемой мощности			
Мини ТЭЦ «Сфера»	2133	2201	2296
Мини ТЭЦ «Сфера-2»	2510	2614	2667

Таблица 9.6 – Структура выработки электроэнергии МУП «Шикотанское жилищное управление» за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Выработка			
о. Шикотан			
ДЭС Камминз с.Малокурильское	4,42	14,48	12,48
ДЭС с.Крабозаводское	7,52	6,78	7,35
Суммарная выработка	11,94	21,26	19,83
Потребление			
ДЭС Камминз с.Малокурильское, в т.ч.:	4,42	14,48	12,48
<i>собственные нужды электростанций</i>	0,11	0,39	0,1
<i>потери в электрических сетях</i>	0,69	1,69	1,93
<i>полезный отпуск</i>	3,62	12,4	10,45
ДЭС с.Крабозаводское, в т.ч.:	7,52	6,78	7,35
<i>собственные нужды электростанций</i>	0,1	0,07	0,09
<i>потери в электрических сетях</i>	0,74	0,79	0,52
<i>полезный отпуск</i>	6,68	5,92	6,74
Число часов использования располагаемой мощности			
ДЭС Камминз с.Малокурильское	1842	6033	5200
ДЭС с.Крабозаводское	3581	3229	3500

В таблице 9.7 приведена сводная информация о выработке электроэнергии по видам собственности.

Таблица 9.7 – Сводная информация о выработке электроэнергии по видам собственности.

Собственник	2016 г.		2017 г.		2018 г.	
	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%	млн кВт.ч	%
ПАО «Сахалинэнерго»	2169,25	79,41	2161,7	79,75	2227,59	79,99
Блок станции	6,98	0,26	5,32	0,20	3,38	0,12
Новиковская ВДЭС	1,67	0,06	1,64	0,06	1,67	0,06
ОАО «НГЭС»	213,47	7,81	205,16	7,57	212,54	7,63
АО «Охинская ТЭЦ»	226,52	8,29	212,59	7,84	209,26	7,51
МП «Тепло-электросистемы Северо-Курильского городского округа»*	16,73	0,61	14,14	0,52	16,19	0,58
ООО «ДальЭнергоИнвест»*	30,86	1,13	30,96	1,14	32,59	1,17
МО «Южно-Курильский городской округ»*	36,63	1,34	39,49	1,46	42,84	1,54
МУП «Шикотанское жилищное управление»	11,94	0,44	21,26	0,78	19,83	0,71
ООО «СахГЭК»	17,5	0,64	18,34	0,68	19,09	0,69
Итого по Сахалинской области:	2731,55	100,00	2710,6	100,00	2784,98	100,00

Примечание:* – в связи с отсутствием Исходных данных по выработке электрической энергии в электрических сетях по Северо-Курильскому, Курильскому и Южно-Курильскому энергоузлам (за исключением о. Шикотан), расположенным на Курильских островах, выработка электроэнергии для децентрализованных энергорайонов определена методом линейной экстраполяции (Таблица 10.1)

На рисунках 9.4-9.6 приведена структура выработки электроэнергии по видам собственности электростанций на территории ЭС Сахалинской области на отчетный период 2016 -2017 гг. и фактические итоги за 2018 г..

**Структура выработки электроэнергии по видам собственности
на 2016 г., млн кВт.ч, %**

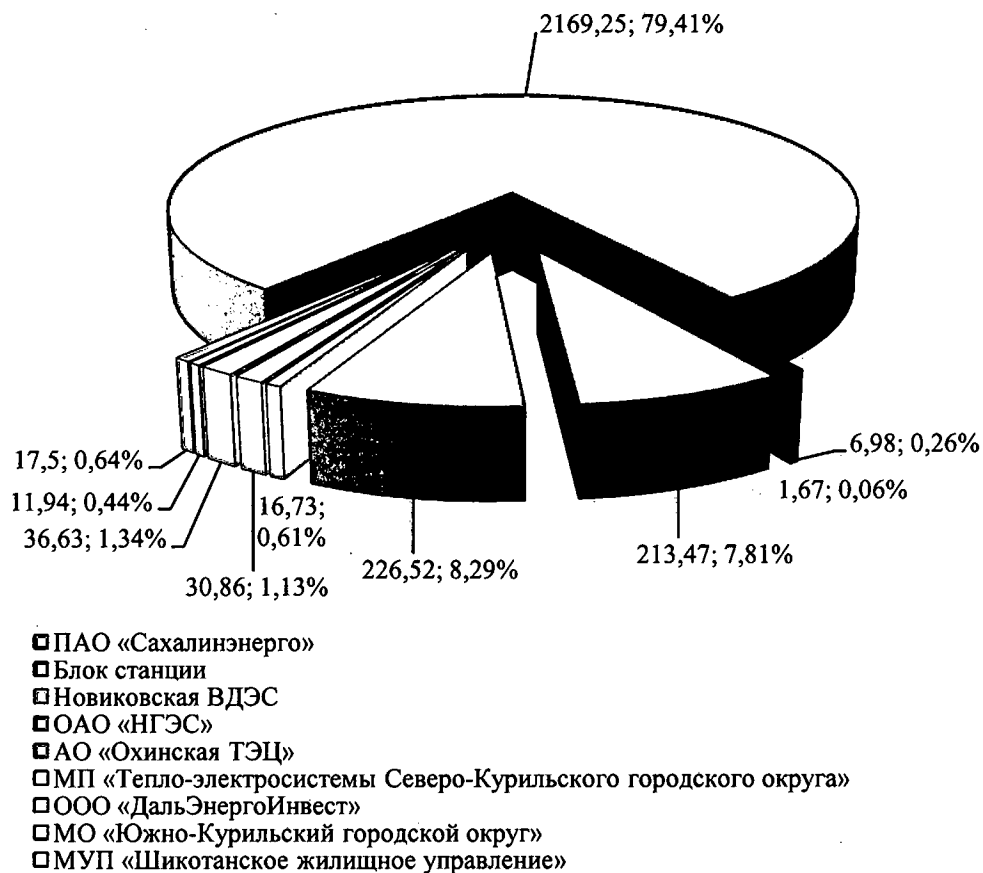


Рисунок 9.4 – Структура выработки электроэнергии по видам собственности на территории ЭС Сахалинской области на 2016 г.

**Структура выработки электроэнергии по видам
собственности на 2017 г., млн кВт.ч, %**

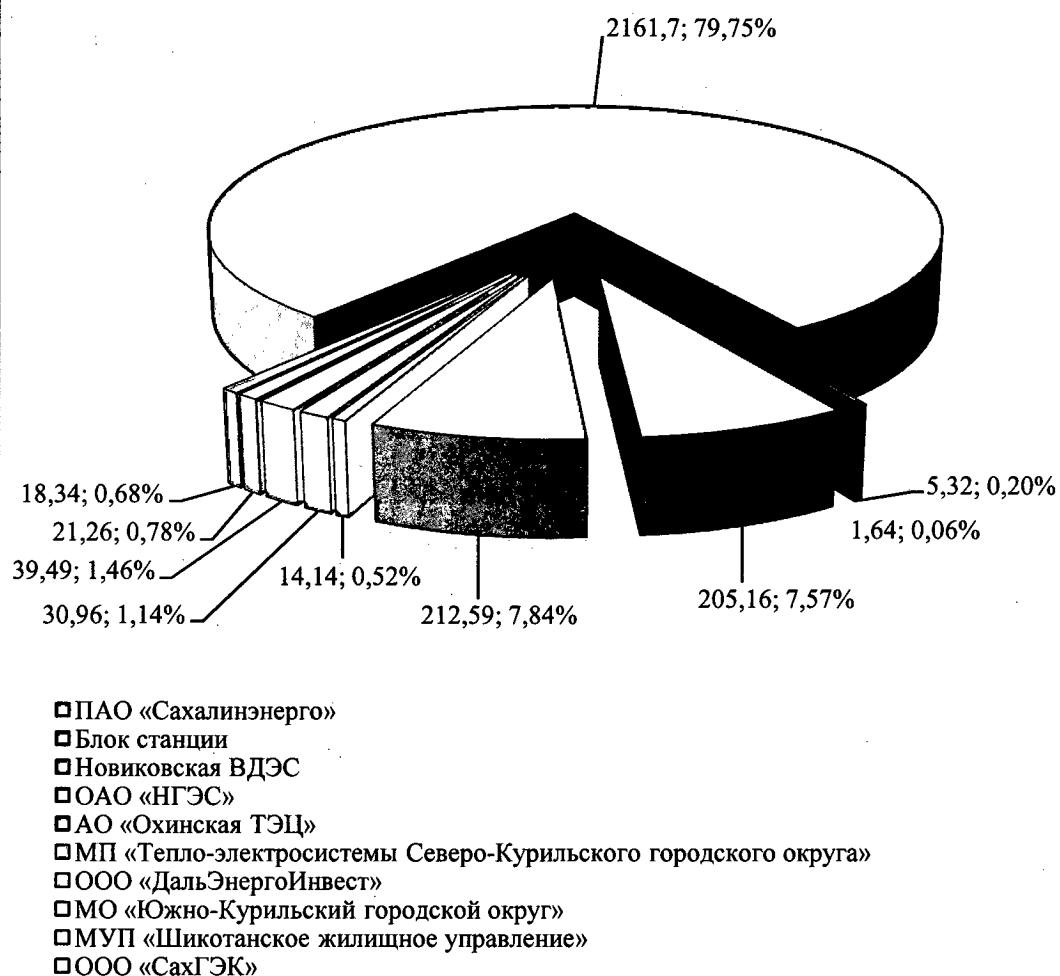


Рисунок 9.5 – Структура выработки электроэнергии по видам собственности на территории ЭС Сахалинской области на 2017 г.

**Структура выработки электроэнергии по видам
собственности на 2018 г., млн кВт.ч, %**



Рисунок 9.6 – Структура выработки электроэнергии по видам собственности на территории ЭС Сахалинской области на 2018 г.

10. ХАРАКТЕРИСТИКА БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ЭС САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

В таблицах 10.1-10.7 приведен баланс электроэнергии по энергорайонам Сахалинской области за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Таблица 10.1 – Баланс электроэнергии Центрального энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Потребность	2391,37	2373,81	2445,19
Выработка, в т.ч.:	2391,37	2373,81	2445,14
Сахалинская ГРЭС	133,34	149,55	158,25
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	2035,91	2012,15	2069,29
ОАО «НГЭС»	213,47	205,16	212,54
Блок-станции	6,98	5,32	3,38
Новиковская ДЭС	1,67	1,64	1,67
Число часов использования располагаемой мощности			
Сахалинская ГРЭС	1587	1780	1884
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	4472	4420	4545
ОАО «НГЭС»	4852	4663	4831
Блок-станции	297	226	294
Новиковская ДЭС	350	344	351

Таблица 10.2 – Баланс электроэнергии Северного энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Потребность	226,52	212,59	209,26
Выработка, в т.ч.:	226,52	212,59	209,26
АО «Охинская ТЭЦ»	226,52	212,59	209,26
Число часов использования располагаемой мощности	2551	2395	2357

Таблица 10.3 – Баланс электроэнергии Северо-Курильского энергоузла за отчетный период 2016-2017 гг. фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Потребность*	16,73	14,14	16,19
Выработка*, в т.ч.:	16,73	14,14	16,19
ДЭС г. Северо-Курильск	14,69	12,41	14,22
Мини ГЭС-1	1,24	1,05	1,20
Мини ГЭС-2	0,80	0,68	0,78
Число часов использования располагаемой мощности			
ДЭС г. Северо-Курильск	2481	2097	2401
Мини ГЭС-1	2476	2093	2397
Мини ГЭС-2	2510	2121	2429

Примечание: * – в связи с отсутствием Исходных данных по выработке и потреблению электрической энергии в электрических сетях по Северо-Курильскому энергоузлу, расположенному на Курильских островах, выработка и потребление электроэнергии на этап 2018 г. определены методом линейной экстраполяции

Таблица 10.4 – Баланс электроэнергии Курильского энергоузла за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Потребность*	30,86	30,96	32,59
Выработка*, в т.ч.:	30,86	30,96	32,59
ДЭС с. Китовый	17,28	17,34	18,25
ДЭС с. Рейдово	7,47	7,49	7,89
ДЭС с.Буревестник	0,99	0,99	1,04
ДЭС 1 с.Горное	1,91	1,92	2,02
ДЭС 2 с.Горное	3,21	3,22	3,39
Число часов использования располагаемой мощности			
ДЭС с. Китовый	2288	2296	2417
ДЭС с. Рейдово	2288	2295	2416
ДЭС с.Буревестник	3086	3096	3259
ДЭС 1 с.Горное	2278	2285	2405
ДЭС 2 с.Горное	2292	2300	2421

Примечание: * – в связи с отсутствием Исходных данных по выработке и потреблению электрической энергии в электрических сетях по Курильскому энергоузлу, расположенному на Курильских островах, выработка и потребление электроэнергии на этап 2018 г. определены методом линейной экстраполяции

Таблица 10.5 – Баланс электроэнергии Южно-Курильского энергоузла о. Кунашир за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Потребность*	36,63	39,49	42,84
Выработка*, в т.ч.:	36,63	39,49	42,84
Южно-Курильская ДЭС	29,38	31,14	34,40
ВДЭС Головинно	1,13	1,77	1,86
Объекты министерства обороны РФ	6,12	6,58	6,58
Число часов использования располагаемой мощности			
Южно-Курильская ДЭС	5313	5190	5434
ВДЭС Головинно	630	986	1036
Объекты министерства обороны РФ	1211	1302	1302

Примечание: * – в связи с отсутствием Исходных данных по выработке и потреблению электрической энергии в электрических сетях по Южно-Курильскому энергоузлу (за исключением о. Шикотан), расположенному на Курильских островах, выработка и потребление электроэнергии на этап 2018 г. определены методом линейной экстраполяции

Таблица 10.6 – Баланс электроэнергии Южно-Курильского энергоузла о. Шикотан за отчетный период 2016-2017 гг. фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Потребность	11,94	21,26	19,83
Выработка, в т.ч.:	11,97	21,26	19,83
ДЭС «Крабозаводское»	7,52	6,78	7,35
ДЭС «Малокурильское»	4,44	14,48	12,48
Число часов использования располагаемой мощности			
ДЭС «Крабозаводское»	3583	3227	3500
ДЭС «Малокурильское»	2019	6583	5673

Таблица 10.7 – Баланс электроэнергии локального энергорайона «Сфера» за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Потребность	17,50	18,34	19,09
Выработка, в т.ч.:	17,50	18,34	19,09
Мини ТЭЦ Сфера	15,09	15,83	16,49
Мини ТЭЦ Сфера-2	2,41	2,51	2,6
Число часов использования располагаемой мощности			
Мини ТЭЦ Сфера	2236	2345	2443
Мини ТЭЦ Сфера-2	2510	2615	2708

Как видно из таблиц 10.1-10.7, изолированные энергорайоны Сахалинской области не могут являться избыточными или дефицитными по балансу электроэнергии, т.к. вся выработка электроэнергии потребляется потребителями в том же энергорайоне, где она и вырабатывается.

Число часов использования располагаемой мощности рассчитано, как отношение годовой выработки активной электроэнергии к располагаемой мощности соответствующей станции.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем», число часов использования располагаемой мощности для ТЭЦ в азиатской части Российской Федерации должно лежать в пределах 4500-5000 ч, для КЭС, использующей в качестве топлива уголь, число часов использования располагаемой мощности должно соответствовать 4500-6000 ч, для КЭС-ПГУ число часов использования располагаемой мощности должно соответствовать 4500-6500 ч.

В таблицах 10.8-10.14 приведен баланс мощности по энергорайонам Сахалинской области за отчетный период 2016-2017 гг. и ожидаемый 2018 г.

Таблица 10.8 – Баланс мощности Центрального энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Установленная мощность	615,95	615,95	603,95
Сахалинская ГРЭС	84	84	84
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, в т.ч.:	455,24	455,24	455,24
- паросиловое оборудование	225	225	225
- 5-й энергоблок	91,16	91,16	91,16
- 4-й энергоблок	139,08	139,08	139,08
Ногликская ГЭС	48	48	48
Блок-станции	23,5	23,5	11,5
Новиковская ВДЭС	5,21	5,21	5,21

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Располагаемая мощность	615,95	615,95	603,95
Сахалинская ГРЭС	84	84	84
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, в т.ч.:	455,24	455,24	455,24
- паросиловое оборудование	225	225	225
- 5-й энергоблок	91,16	91,16	91,16
- 4-й энергоблок	139,08	139,08	139,08
Ногликская ГЭС	44	44	44
Блок-станции	23,5	23,5	11,5
Новиковская ДЭС	4,764	4,764	4,764
Максимум нагрузки	404	395	400
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	88,88	86,90	88,00
Необходимая располагаемая мощность	492,88	481,90	488,00
Дефицит «-» / избыток «+»	123,07	134,05	115,95

Анализ данных, приведенных в таблице 10.8, показал, что в период 2016-2018 гг. Центральный энергорайон с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2016-2018 гг. составит 123,07-115,95 МВт соответственно.

Таблица 10.9 – Баланс мощности Северного энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Установленная мощность	99	99	99
АО «Охинская ТЭЦ»	99	99	99
Располагаемая мощность	88,78	88,78	88,78
АО «Охинская ТЭЦ»	88,78	88,78	88,78
Максимум нагрузки	33,7	33	32,8
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	7,41	7,26	7,22
Необходимая располагаемая мощность	41,11	40,26	40,02
Дефицит «-» / избыток «+»	47,67	48,52	48,76

Анализ данных, приведенных в таблице 10.9, показал, что в период 2016-2018 гг. Северный энергорайон с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2016-2018 гг. составит 47,67-48,76 МВт соответственно.

Таблица 10.10 – Баланс мощности Северо-Курильского энергоузла за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Установленная мощность*	7,581	7,581	7,581
ДЭС г. Северо-Курильск	5,921	5,921	5,921
Мини ГЭС-1	1,26	1,26	1,26
Мини ГЭС-2	0,4	0,4	0,4
Располагаемая мощность*	6,741	6,741	6,741
ДЭС г. Северо-Курильск	5,921	5,921	5,921
Мини ГЭС-1	0,5	0,5	0,5
Мини ГЭС-2	0,32	0,32	0,32
Максимум нагрузки*	3,4	3,4	3,4
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	0,75	0,75	0,75
Необходимая располагаемая мощность	4,15	4,15	4,15
Дефицит «-» / избыток «+»	2,59	2,59	2,59

Примечание: * – в связи с отсутствием Исходных данных по установленной и располагаемой мощности электростанций, а также максимума нагрузки в электрических сетях по Северо-Курильскому энергоузлу, расположенному на Курильских островах, установленная и располагаемая мощности электростанций на этап 2018 г. приняты неизменными по сравнению с этапом 2017 г., максимум нагрузки определен методом линейной экстраполяции.

Анализ данных, приведенных в таблице 10.10, показал, что в период 2016-2018 гг. Северо-Курильский энергоузел с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2016-2018 гг. составит 2,59 МВт соответственно.

Таблица 10.11 – Баланс мощности Курильского энергоузла за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Установленная мощность*	13,38	13,38	13,38
ДЭС с. Китовый	7,552	7,552	7,552
ДЭС с. Рейдово	3,264	3,264	3,264
ДЭС с.Буревестиник	0,32	0,32	0,32
ДЭС 1 с.Горное	0,945	0,945	0,945
ДЭС 2 с.Горное	1,575	1,575	1,575
Располагаемая мощность*	13,38	13,38	13,38
ДЭС с. Китовый	7,552	7,552	7,552
ДЭС с. Рейдово	3,264	3,264	3,264
ДЭС с.Буревестиник	0,32	0,32	0,32
ДЭС 1 с.Горное	0,84	0,84	0,84
ДЭС 2 с.Горное	1,4	1,4	1,4
Максимум нагрузки*	6,77	8,39	9,45
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	1,49	1,85	2,08
Необходимая располагаемая мощность	8,26	10,24	11,53
Дефицит «-» / избыток «+»	5,12	3,14	1,85

Примечание: * – в связи с отсутствием Исходных данных по установленной и располагаемой мощности электростанций, а также максимума нагрузки в электрических сетях по Курильскому энергоузлу, расположенному на Курильских островах, установленная и располагаемая мощности электростанций на этап 2018 г. приняты неизменными по сравнению с этапом 2017 г., максимум нагрузки определен методом линейной экстраполяции.

Анализ данных, приведенных в таблице 10.11, показал, что в период 2016-2018 гг. Курильский энергоузел с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2016-2018 гг. составит 5,12-1,85 МВт соответственно.

Таблица 10.12 – Баланс мощности Южно-Курильского энергоузла о. Кунашир за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Установленная мощность*	16,91	17,48	17,68
Южно-Курильская ДЭС	8,48	9,05	9,25
ВДЭС Головнино	2,245	2,245	2,245
Объекты министерства обороны РФ	6,188	6,188	6,188
Располагаемая мощность*	12,38	12,85	13,18
Южно-Курильская ДЭС	5,53	6	6,33
ВДЭС Головнино	1,795	1,795	1,795
Объекты министерства обороны РФ	5,054	5,054	5,054
Максимум нагрузки*	8,52	9,19	9,58
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	1,87	2,02	2,11
Необходимая располагаемая мощность	10,39	11,21	11,69
Дефицит «-» / избыток «+»	1,98	1,64	1,49

Примечание: * – в связи с отсутствием Исходных данных по установленной и располагаемой мощности электростанций, а также максимума нагрузки в электрических сетях по Южно-Курильскому энергоузлу (за исключением о. Шикотан), расположенному на Курильских островах, установленная и располагаемая мощности электростанций на этап 2018 г. приняты неизменными по сравнению с этапом 2017 г., максимум нагрузки определен методом линейной экстраполяции.

Анализ данных, приведенных в таблице 10.12, показал, что в период 2016-2018 гг. Южно-Курильский энергоузел о. Кунашир с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2016-2018 гг. составит 1,98-1,49 МВт соответственно.

Таблица 10.13 – Баланс мощности Южно-Курильского энергоузла о. Шикотан за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Установленная мощность	5,024	5,024	5,024
ДЭС «Крабозаводское»	2,4	2,4	2,4
ДЭС «Малокурильское»	2,624	2,624	2,624
Располагаемая мощность	4,3	4,3	4,3
ДЭС «Крабозаводское»	2,1	2,1	2,1
ДЭС «Малокурильское»	2,2	2,2	2,2
Максимум нагрузки	4,25	4,4	4,5
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	0,94	0,97	0,99
Необходимая располагаемая мощность	5,19	5,37	5,49
Дефицит «-» / избыток «+»	-0,89	-1,07	-1,19

Анализ данных, приведенных в таблице 10.13, показал, что в период 2016-2018 гг. Южно-Курильский энергоузел о. Шикотан с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является дефицитным по активной мощности. Дефицит активной мощности на период 2016-2018 гг. составит 0,89-1,19 МВт соответственно. Следует отметить, что без учета необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) дефицит активной мощности также сохранится и составит 0,1-0,2 МВт для 2016-2018 гг. соответственно. Для обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей и покрытия дефицита активной мощности необходимо развитие генерирующих мощностей в объеме не менее 1,2 МВт (в с. Крабовоздовское мощностью не менее 0,5 МВт и в с. Малокурильское мощностью не менее 0,7 МВт).

Таблица 10.14 – Баланс мощности локального энергорайона «Сфера» за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г., в млн кВт.ч

Наименование показателя	Год		
	2016	2017	2018
Установленная мощность	8,16	8,16	8,16
Мини ТЭЦ Сфера	7,2	7,2	7,2
Мини ТЭЦ Сфера-2	0,96	0,96	0,96
Располагаемая мощность	7,71	7,71	7,71
Мини ТЭЦ Сфера	6,75	6,75	6,75
Мини ТЭЦ Сфера-2	0,96	0,96	0,96
Максимум нагрузки	3,6	3,6	3,6
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	0,79	0,79	0,79
Необходимая располагаемая мощность	4,39	4,39	4,39
Дефицит «-» / избыток «+»	3,32	3,32	3,32

Анализ данных, приведенных в таблице 10.14, показал, что в период 2016-2018 гг. локальный энергорайон «Сфера» с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2016-2018 гг. составит 3,32 МВт соответственно.

11. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА 35 кВ И ВЫШЕ САХАЛИНСКОЙ ЭС

Общая протяженность линий электропередачи в Сахалинской области составляет 2895,49 км, в том числе:

- ВЛ 220 кВ – 866,61 км;
- ВЛ 110 кВ – 507,3 км;
- ВЛ 35 кВ – 1509,76 км;
- КЛ 35 кВ – 11,82 км;

В зоне ответственности электросетевой компании ПАО «Сахалинэнерго» протяженность линий электропередач составляет 2483,19 км, в том числе:

- ВЛ 220 кВ – 866,61 км;
- ВЛ 110 кВ – 507,3 км;
- ВЛ 35 кВ – 1097,46 км;
- КЛ 35 кВ – 11,82 км;

В зоне ответственности электросетевой компании ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» протяженность линий электропередач составляет 336,3 км, в том числе:

- ВЛ 35 кВ – 336,3 км.

В зоне ответственности электросетевой компании ООО «Охинские электрические сети» протяженность линий электропередач составляет 41,5 км, в том числе:

- ВЛ 35 кВ – 41,5 км.

В зоне ответственности муниципальных предприятий - гарантирующих поставщиков электроэнергии от децентрализованных энергоисточников, протяженность линий электропередач составляет 34,5 км, в том числе:

- ВЛ 35 кВ – 34,5 км;

Все электросетевые объекты 110 кВ и выше на территории Сахалинской области эксплуатируются ПАО «Сахалинэнерго».

На основании предоставленных данных проведен возрастной анализ текущего состояния основного электрооборудования и линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше энергосистемы Сахалинской области с разделением по принадлежности к ПАО «Сахалинэнерго», ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», МУП «Электросервис» городского округа «Город Южно-Сахалинск».

Возрастной анализ выполнен на основании Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и СТО 56947007-29.240.01.053-2010 «Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС» исходя из сроков ввода в

эксплуатацию оборудования, с учетом нормируемых сроков эксплуатации, принимаемых для:

- для всех ВЛ классов напряжения на деревянных, железобетонных и металлических опорах – 40 лет;
- для трансформаторов и автотрансформаторов – 25 лет (в соответствии с ГОСТ 11677-85).

11.1 Перечень существующих ЛЭП и подстанций напряжением выше 35 кВ

В таблице 11.1 приведены данные основным характеристикам воздушных линий 110-220 кВ Сахалинской области.

Таблица 11.1 – Основные характеристики линий 110-220 кВ на территории ЭС Сахалинской области

№	Наименование ЛЭП	Диспетчерский номер ЛЭП	Марка провода (кабеля), сечение	Допустимая нагрузка (А)	Максимально длительная нагрузка (А)	Дата ввода в эксплуатацию	Длина по трассе, км	Физический износ, %
ПАО «Сахалинэнерго»*								
ВЛ 220 кВ								
1	Сахалинская ГРЭС – Макаровская	Д-1	АСК-300	690	29	1967	44,1	41,7
2	Сахалинская ГРЭС – Краснополянская	Д-2	АСУ-300, АСК-240	610	26	1970	64,7	39,4
3	Ильинская – Макаровская	Д-3	АСК-300, АС-300/39, AEROZ-301	690	64	1966	110,5	23,5
4	Красногорская – Краснополянская	Д-4	АСК-300	690	52	1975	69,5	39,4
5	Ильинская – Углезаводская	Д-5	АСК-300, АС-300/39	690	96	1966	102,5	20,4
6	Ильинская – Красногорская	Д-6	АС-240/56, АС-300/39	610	45	1973	46,1	67,7
7	Углезаводская – Южно-Сахалинская	Д-7	АСК-300	690	132	1966	38,2	20,4
8	Ильинская – Томаринская	Д-8	АС-240/56, АС-300/39	610	42	1973	42	37,2
9	Холмская – Южно-Сахалинская	Д-9	АСК-300	690	122	1968	56,2	61,1
10	Томаринская – Чеховская	Д-10	АСК-240	610	57	1972	39,6	35,6
11	Сахалинская ГРЭС – Смирных	Д-11	АСК-240, АС-300	160	50	1978	92,2	21,2
12	Холмская – Чеховская	Д-12	АСК-240	610	72	1971	45,0	45,9
13	Смирных – Тымовская	Д-13	АС-240	610	48	1978	133,7	24,2
ВЛ 110 кВ								
14	Луговая – Промузел	С-1	AERO-Z301-A3F	744	-	2016	6,2	0
15	Хомутово-2 – Южная	С-2	AERO-Z 261	744	162	2013	8,8	0
16	Промузел – Юго-Западная	С-3	AERO-Z301-A3F	744	191	2012	4,1	0
17	Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 – Южно-Сахалинская	С-4	ПвКП2г 400мм2	701	241	2013	1,2	0
18	Петропавловская – Юго-Западная	С-5	AERO Z 261	744	73	2015	29,9	0
19	Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 – Южно-Сахалинская	С-6, С-7	AERO-Z261	701	198	2013	1,1	0
20	Хомутово-2 – Юго-Западная	С-9	AERO Z 261	744	48	2012	7,8	0
21	Корсаковская – Хомутово-2	С-10	AERO Z 261	744	96	2015	38,1	0

№	Наименование ЛЭП	Диспетчерский номер ЛЭП	Марка провода (кабеля), сечение	Допустимая нагрузка (А)	Максимально длительная нагрузка (А)	Дата ввода в эксплуатацию	Длина по трассе, км	Физический износ, %
22	Южно-Сахалинская – Корсаковская с отпайкой на ПС Южная (Южно-Сахалинская – Южная)	С-11	AERO-Z 261 (оп.№ 1-63), AC-120 (оп.№ 63-189), АПвКа Пу2г 1х1х800	744	249	1968	45,2	12,1
23	Южно-Сахалинская – Корсаковская с отпайкой на ПС Южная (Южно-Сахалинская – Южная)	С-12	Lamifil 261, АПвКаПу2г 1х1х800	744	266	1968	9,2	9,9
24	Южно-Сахалинская – Центр с отпайкой на ПС Промузел	С-13, С-14	Lamifil Z261	744	324	1975	6,5	9,1
25	Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 – Южно-Сахалинская	С-15	АС-120	390	252	1976	0,81	24,3
26	Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 – Южно-Сахалинская	С-16	АС-120	390	222	1976	0,81	24,3
27	Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 – Южно-Сахалинская	С-17	АС-240	610	499	1984	1,0	24,3
28	Южно-Сахалинская – Луговая	С-18, С-19	АС-120	390	139	1983	1,26	16,7
29	Невельская-2 – Петропавловская	С-20	AERO Z 261	744	25,4	2014	58,3	0
30	Холмская – Холмск-Южная	С-21	АСК-120	390	71,08	1970	10,6	54,5
31	Холмск-Южная – Невельская-2 с отпайкой на ПС Правдинская	С-22	АСК-120	390	50,93	1970	50,2	54,6
32	Сахалинская ГРЭС – Поронайская	С-31	АСК-120	390	44,2	1982	35,4	35,6
33	Краснопольская – Шахтерская с отпайкой на ПС Углегорская	С-41, С-42	АСК-120	390	42,28	1975	28,6	39,4
34	Тымовская – Александровская	С-52	АС-120	390	29,2	1985	48,2	19,7
35	Ногликская ГЭС – Ногликская I цепь	С-53	АС-240	610	-	1999	0,9	-
36	Ногликская ГЭС – Ногликская II цепь	С-54	АС-240	610	-	1999	0,9	-
37	Ногликская – Тымовская	С-55	АС-240, АСК-240	610	32,37	1989	115,4	21,2

Примечание: * – физический износ электросетевых объектов, эксплуатируемых ПАО «Сахалинэнерго» определен на основании предоставленных Исходных данных по ИТС. (Физический износ = 100 - ИТС, где ИТС – индекс технического состояния)

Таблица 11.2 – Основные характеристики линий 35 кВ на территории ЭС Сахалинской области

№	Наименование ЛЭП	Диспетчерский номер ЛЭП	Марка провода (кабеля), сечение	Допустимая нагрузка (А)	Максимально длительная нагрузка (А)	Дата ввода в эксплуатацию	Протяженность, км.	Физический износ, %
ПАО «Сахалинэнерго»*								
1	Углезаводская – Долинская	T-101, T-102	АС-120	390	152,68	1957	10,7	21,2
2	Углезаводская – Быков с отпайкой на ПС Эверон	T-103, T-104	АС-120	390	47,88	1972	10,3	21,2
3	Быков – Загорская (ПС Загорская на консервации с 2013 г)	T-105	АС-95	330	-	1972	6,9	21,2
4	Быков – Загорская (ПС Загорская на консервации с 2013 г)	T-106	АС-95	330	14,84	1972	6,9	21,2
5	Загорская – Синегорская (ПС Загорская на консервации с 2013 г)	T-109	АС-95	330	14,84	1978	19,8	21,2
6	Долинская – Сокол	T-110	АС-120	390	75,32	1990	13,8	21,2
7	Березняки – Сокол	T-111	АС-120	390	27,77	1993	16,0	21,2
8	Санаторная – Синегорская	T-112	АС-95	330	5,89	1974	22,2	21,2
9	Березняки – Ново-Александровская	T-113	АС-95	330	-	1973	9,45	21,2
10	Луговая – Дальняя	T-114, T-115	АС-95	330	81,47	1976	5,4	21,2
11	Дальняя - Ласточка	T-116	АС-120, AEROZ AAACZ 177 (оп.№ 6-13)	390	-	1977	4,3	21,2
12	Юго-Западная – Троицкая с отпайкой на ПС Ласточка	T-117	АС-95	390	25,88	1973	8,1	21,2
13	Петропавловская – Троицкая	T-118	АС-95	330	91,42	1972	20,1	21,2
14	Петропавловская – Анива	T-119	АС-150	450	22,82	1992	10,8	21,2
15	Анива – Дачная	T-120	АС-150	450	71,7	1959	15,5	21,2
16	Дачная – Тамбовка	T-121	АС-70, АС-95	265	37,62	1979	12,4	36,4
17	Агар – Соловьевка	T-122	АС-95	330	186,54	1961	10,7	18,2
18	Дачная – Олимпия	T-123	АС-120	390	31,24	1992	10,1	21,2
19	Радиоцентр – Хомутово	T-125	АС-120	390	-	-	13,9	-
20	Хомутово-2 – Олимпия	T-126	АС-120	390	-	1992	11,3	21,2
21	Южная – Аралия	T-127, T-128	АС-120	390	-	1978	2	21,2
22	Дачная - Соловьевка	T-129	АС-120	390	159,44	1998	5,6	21,2

Продолжение таблицы 11.2

№	Наименование ЛЭП	Диспетчер- ский номер ЛЭП	Марка провода (кабеля), сечение	Допустимая нагруз-ка (А)	Максимально длительная загрузка (А)	Дата ввода в эксплуатацию	Протяжен- ность, км.	Физический износ, %
23	Долинская - Стародубская	T-130	АС-95	330	30,53	1974	9	21,2
24	Тамбовка – Чапаево	T-132	АС-95	330	36,26	1981	5,9	21,2
25	Лесная - Чапаево	T-133	АС-95	330	27,84	1993	15,4	18,2
26	Корсаковская – Городская	T-134	АСК-120	390	170,76	1967	4,2	18,2
27	Луговая – Первомайская	T-135, T- 136	АС-95	330	151,62	1976	3	21,2
28	Луговая – Ново- Александровская	T-137, T- 138	АС-120	390	132,59	1985	6,2	21,2
29	Корсаковская – Агар	T-139	АС-120	390	220,96	1987	2,1	21,2
30	Корсаковская – Озерская с отпайками на ПС Юнона, ПС Дайвер и ПС Сити-Строй	T-141	АС-120, АС- 95, АС-70, АС-185, АС- 240	330	23,01	2000	26,7	50,5
31	Юго-Западная – Новотроицкая	T-142	АСПк- 120/24, АПВПУ2г- 1х185/35	390	-	2017	7,8	0
32	Аралия – Хомутово с отпайками на ПС Зима	T-147, T- 148	АСку-120, АПВПуг 1х185/35-35	390	62,26	1978	3,9	21,2
33	Новотроицкая – Троицкая	T-149	АСку-120, АПВПуг 1х185/35-35	390	31,37	2017	5,2	0
34	Хомутово-2 – Хомутово	T-150	АС-120	390	161,57	1983	0,6	20,5
35	Невельская-2 - Горнозаводская	T-201	АСК-120, AERO Z 261	390	49	1973	12,5	42,4
36	Холмская – Яблочная с отпайкой на ПС Симаково	T-205	АС-120	390	21	1979	12,4	36,4
37	Костромская - Яблочная	T-206	АС-150	450	-	1987	18,9	36,4
38	Чеховская – Костромская с отпайкой на ПС Красноярская	T-207	АСКП-150	450	29	1987	17,2	36,4
39	Чеховская – Фабричная	T-208	АС-120	390	12	1984	3,6	36,4
40	Холмская – Ливадных	T-217	АС-120	390	71	1990	3,5	21,2
41	Холмская – Пятиречье	T-218	АС-2КП-120	390	18	1981	16,9	21,2
42	Ильинская – Пензенская	T-219	АСК-120,	265	80	1977	12,7	54,6
43	Холмск-Южная – Ливадных	T-222	АС-120	390	-	1992	3,8	36,4
44	Томаринская – Пензенская	T-230	АСК-120, АС-70	265	81	1978	18,9	54,6

Продолжение таблицы 11.2

№	Наименование ЛЭП	Диспетчер- ский номер ЛЭП	Марка провода (кабеля), сечение	Допустимая нагруз-ка (А)	Максимально длительная загрузка (А)	Дата ввода в эксплуатацию	Протяжен- ность, км.	Физический износ, %
45	Макаровская – Заозерное	T-304	АС-300, АС-95	330	28,4	1991	28,4	21,2
46	ПП Восток - Новое	T-308	АСКП-120	390	8,39	1988	12,6	21,2
47	Сахалинская ГРЭС – Разрез с отпайками на ПС Восток и ПС Лермонтово	T-311, T- 312	АС-120, АС-95	330	38,39	1969	13,5	34,9
48	Поронайская – Леонидово	T-317	АС-150	450	16,53	1982	24,3	34,9
49	Поронайская – Тихменово	T-318	АС-50, АС-70, АС-95, М- 50	210	8,23	1935	17,6	53,1
50	ПП Восток – Гастелло	T-319	АС-120, АС-95	390	-	1934	15,8	31,1
51	Леонидово – Тихменово	T-320	АС-70	265	-	1934	10,4	34,9
52	Забайкалец – Леонидово	T-321	АС-150	450	5,24	1981	10,4	49,8
53	Смирных – Буюклы с отпайками на ПС Ельники и ПС Кошевое	T-322	АС-95	330	12,11	1978	25	49,8
54	Поронайская – Город	T-323	АС-95	330	26,08	1978	1,5	48,9
55	Буюклы – Малиновка	T-324	АС-95	330	-	1974	13,6	52,0
56	Забайкалец - Малиновка	T-325	АС-95, АС-150	330	2,93	1981	12,9	49,8
57	Гастелло – Тихменово	T-326	АС-120, АС-95	330	8,23	1973	13,9	49,8
58	Шахтерская – Ударновская	T-406	АС-120	390	28,6	1990	4	49,8
59	Шахтерская – ЦЭС	T-408	АС-120	390	24,6	1990	3,6	21,2
60	Районная – ЦЭС	T-451	АС-95	330	7,9	1955	5	26,2
61	Районная - Ударновская	T-452	АС-120	390	23,8	1979	5,3	26,2
62	Бошняково – Тельновская с отпайкой на ПС Лесогорская	T-459	АС-95, ПВЗ-95	330	22,4	1945	34,8	65,3
63	Тельновская – ЦЭС	T-461	АС-95, М- 50	275	24,1	1934	27,3	66,1
64	Тымовская – Адо Тымово	T-502	АС-120	390	30	1991	33,5	18,9
65	Тымовская – Кировская	T-504	АС-70, АС-50	210	24	1996	15,5	45,9
66	Кировская – Ясное	T-505	АС-70	265	7,45	2001	10,7	32,6
67	Адо-Тымово – Арги- Паги	T-507	АС-70	265	7,54	1999	27	26,2
68	Александровская – Мгачи с отпайкой на ПС Арково	T-509	АСКП-150	450	12	1986	20,7	21,2

Продолжение таблицы 11.2

№	Наименование ЛЭП	Диспетчерский номер ЛЭП	Марка провода (кабеля), сечение	Допустимая нагрузка (А)	Максимально длительная нагрузка (А)	Дата ввода в эксплуатацию	Протяженность, км.	Физический износ, %
69	Александровская – Александровская П1	T-512	АС-95	330	51	1986	5,5	14,4
Филиал Дальневосточный АО «Оборонэнерго»								
70	Адо-Тымово – ВЧ	T-515	АС-35	175	-	1980	8,4	-
ЗАО «Энергия Южно-Курильская»								
71	Менделеево – Южно-Курильская	-	АСК-120	390	-	2003	12,3	-
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»								
72	Ногликская – Катангли	T-522	АС-50, АС-70, АС-95, АС-120	210	122	1976	24,8	168
73	Ногликская – Даги	T-523	АС-50, АС-70, АС-95, АС-120	210	165	1979	38,8 5	21,2
74	ВЛ-35 кВ Южный купол	T-600	АСК-185 АСК-150	510	46	2011	52,3	14
75	ВЛ-35 кВ Колендо	T-602	АС-50, АС-70, АС-95, АС-120	210	70	1964	31,6	135
76	ВЛ-35 кВ Сабо	T-603	АС-50, АС-95, АС-120	210	99	1965	50,8	133
77	ВЛ-35 кВ Эхаби	T-604	АС-70, АС-95	265	51	1961	35,2	114
78	ВЛ-35 кВ Сахарная Сопка	T-605	АС-95	330	42	1957	22,3	122
79	ВЛ-35 кВ Мухто	-	АС-120	390	38	1965	26,2	106
80	ВЛ-35 кВ Одопту	-	АС-70	265	24	1974	29,4	88
81	ВЛ-35 кВ Нельма	-	АС-50	210	17	2006	10,5	48
82	ВЛ-35 кВ Западное Сабо	-	АС-50	210	23	1969	7,3	98
83	ВЛ-35 кВ НП Сабо	-	АС-50	210	34	1967	7,2	102
Электросетевые объекты, эксплуатируемые ООО «Охинские электрические сети»								
84	ВЛ-35 кВ Новгородская	T-601	АС-120, АС-185	390	160	1973	8,7	100
85	ВЛ-35 кВ Москальво	T-606	АС-70	265	10	1961	29,8	100
86	ВЛ-35 кВ Медвежье озеро	-	АС-70	265	28	1976	3,2	100
ООО «ДальЭнергоИнвест»								
87	КЛ 35 кВ ГеоТЭС "Океанская" – ПС 35/6 кВ Курильск	-	3АПвП2г 1×185/25-35	-	-	-	20,8	-
88	КЛ 35 кВ ДЭС "Рейдово – ПС 35/6 кВ Курильск	-	3АПвП2г 1×120/25-35	-	-	-	13,9	-
МУП «Электросервис» городского округа «Город Южно-Сахалинск»								
89	КЛ 35 кВ Центр – Петрова	-	ПвПуг 1х240/50-35	537	-	2018	2,42	5
90	КЛ 35 кВ Юго-Западная – Петрова	-	ПвПуг 1х240/50-35	537	-	2018	2,57	5
91	КЛ 35 кВ Юго-Западная – 11 микрорайон	-	ПвПуг 1х240/50-35	537	-	2018	3,92	5
90	КЛ 35 кВ Аралия – 11 микрорайон	-	ПвПуг 1х240/50-35	537	-	2018	2,66	5

Окончание таблицы 11.2

№	Наименование ЛЭП	Диспетчерский номер ЛЭП	Марка провода (кабеля), сечение	Допустимая нагрузка (А)	Максимально длительная нагрузка (А)	Дата ввода в эксплуатацию	Протяженность, км.	Физический износ, %
91	КЛ 35 кВ заходы ВЛ 35 кВ Т-116 и Т-117 на ПС 35 кВ Ласточка	-	ПвПуг 1х240/50-35	537	-	2018	1,22	5
92	КЛ 35 кВ заходы ВЛ 35 кВ Т-137 и Т-138 на ПС 35 кВ Науки	-	ПвПуг 1х240/50-35	537	-	2018	0,62	5

Примечание: * – физический износ электросетевых объектов, эксплуатируемых ПАО «Сахалинэнерго» определен на основании предоставленных Исходных данных по ИТС. (Физический износ = 100 - ИТС, где ИТС – индекс технического состояния)

В таблице 11.3 приведены данные по основным характеристикам существующих подстанций 110-220 кВ ЭС Сахалинской области.

Таблица 11.3 – Основные характеристики подстанций 110-220 кВ ЭС Сахалинской области

№	Наименование ПС	Год ввода ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество тр-ров и номинальная мощность, МВА	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию тр-ров	Физический износ, %
ПАО «Сахалинэнерго»						
1	ПС Корсаковская	1969	110/35/10	2х40	T1-1998/2003; T2-2001/2005	T1-4,5; T2-4,5
2	ПС Луговая	1983	110/35/10	2х40	T1-2016/2016; T2-2017/2017	T1-0; T2-0
3	ПС Невельская-2		110/35/10	2х16	T1-2016/2016; T2-2017/2017	T1-0; T2-0
4	ПС Онор	2005	220/10	1х10	T1-2004/2005	10,8
5	ПС Хомутово-2	2011	110/35/10	2х40	T1-2016/2016	4,5
6	ПС Центр	1969	110/35/6	2х63	T1-2011/2011; T2-2012/2012	T1-4,5; T2-4,5
7	ПС Шахтерская	1984	110/35/6	1х16; 1х15	T1-1984/2004; T2-2004/2004	T1-10,8; T2-8,4
8	ПС Юго-Западная	2013	110/35/6	2х40	T1-2013/2013; T2-2016/2017	T1-18,1; T2-0
9	ПС Южная	1988	110/35/6	2х40	T2-1988/2016; T1-2001/2001	T1-13; T2-9,3
10	ПС Южно-Сахалинская	1967	220/110/6	2х125	AT1-1991/1991; AT2-2012/2012	AT1-13,6; AT2-4,5
11	ПС Александровская	1984	110/35/6	2х16	T2-1984/1986; T1-1985/1986	T1-9,3; T2-5
12	ПС Ильинская	1970	220/35/10	1х25; 1х1	T1-1973/1973; T2-1980/1980	T1-9,3; T2-9,3
13	ПС Красногорская	1977	220/35/10	1х25	T1-1976/1977	9,3
14	ПС Краснопольская	1976	220/110/10	2х32	AT1-1986/1986; AT2-1986/1986	AT1-9,3; AT2-10,8

Окончание таблицы 11.3

№	Наименование ПС	Год ввода ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество тр-ров и номинальная мощность, МВА	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию тр-ров	Физический износ, %
15	ПС Макаровская	1972	220/35/10	2х20	T1–1968/1972; T2–1968/1968	T1–19,3; T2–18,1
16	ПС Петропавловская	1975	110/35/10	1х2,5; 1х2,5; 1х16	T1–1973/1989; T2–1979/1983; T3–2010/2014	T1–34; T2–31; T3–0
17	ПС Ногликская	1992	220/110/35 /6	1х4; 1х10; 1х63; 1х6,3	T4–1974/1992; T2–1983/1992; AT1–1989/1992; T3–1989/1996	T4–34; T–2–24; AT1–25,5; T3–35
18	ПС Правдинская	1972	110/35/6	1х10	T1–1970/1980	13,9
19	ПС Поронайская	1972	110/35/10	2х25	T1–1976/1987	10,7
20	ПС Промузел	1973	110/6	2х25	T1–1973/1981; T2–1977/1981	T1–13,8; T2–9,3
21	ПС Томаринская	1979	220/35/10	1х25; 1х4	T1–1979/1979; T2–1978/1978	T1–9,3; T2–9,3
22	ПС Тымовская	1982	220/110/35 /10	1х10; 1х63; 1х16;	T1–1980/1982; AT2–1982/1982; T2–1982/1982	T1–15; AT2–15; T2–16,5
23	ПС Смирных	1989	220/110/35 /10	1х63; 2х6,3	AT1–1989/1989; T3–1989/1989; T4–1989/1989	AT1–9,8; T3–26; T4–28
24	ПС Углегорская	1981	110/35/10	2х16	T1–1979/1981; T2–1981/1981	T1–10,7; T2–7,9
25	ПС Углезаводская	1967	220/35/10	2х20	T1–1970/1970; T2–1971/1971	T1–5,4; T2–5,4
26	ПС Холмск Южная	1983	110/35/6	2х10	T1–1984/1985; T2–1992/1992	T1–5,5; T2–8,9
27	ПС Холмская	1971	220/110/35 /10/6	1х25; 1х4; 2х63	T1–1978/1981; T3–1978/1989; AT2–1983/1983; AT1–1988/1989	T1–12,2; T3–34; AT2–9,3; AT1–9,3
28	ПС Чеховская	1975	220/35/10	1х25	T1–1975/1975	16,9

Таблица 11.4 – Основные характеристики подстанций 35 кВ ЭС Сахалинской области

№	Наименование ПС	Год ввода ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество тр-ров и номинальная мощность, МВА	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию тр-ров	Физический износ, %
ПАО «Сахалинэнерго»						
1.	ПС Горнозаводская	1975	110/35/10	1х10	T1–1974/1975	7,9
2.	ПС Ново- Александровская	1969	35/10	2х6,3	T2–1973/1973; T1–1984/1984	T2–37; T1–37
3.	ПС Дальняя	1978	35/10	2х4	T2–2015/2015; T1–2015/2016	T2–2; T1–9
4.	ПС Первомайская	1977	35/6	1х10; 1х6,3	T1–1982/2017; T2–2013/2015	T1–18; T2–3
5.	ПС Санаторная	1988	35/10	1х1,6; 1х1	T2–1980/1988; T1–1998/1998	T2–33; T1–19

Продолжение таблицы 11.4

№	Наименование ПС	Год ввода ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество тр-ров и номинальная мощность, МВА	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию тр-ров	Физический износ, %
6.	ПС Зима	2006	35/6	1x6,3; 1x10	T1-2006/2006; T2-2006/2006	T1-10; T2-10
7.	ПС Городская	1963	35/10	2x10	T1-2006/2006; T2-2006/2006	T1-10; T2-10
8.	ПС Соловьевка	1989	35/10	2x1,6	T1-1989/1991; T2-1991/1991	T1-29; T2-24
9.	ПС Дачная	1969	35/10	1x2,5	T1-2017	T1-3
10.	ПС Лесная	1973	35/10	1x1,6; 1x2,5	T2-1973/1973; T1-1984/1984	T2-32; T1-1
11.	ПС Тамбовка	1975	35/10	1x1	T2-1975/1975	T2-39
12.	ПС Чапаево	1983	35/10	1x1,6	T1-1983/1983	T1-23
13.	ПС Агар	1969	35/10	2x4	T1-1973/1986; T2-2003/2003	T1-32; T2-18
14.	ПС Озерская	2007	35/6	2x2,5	T1-1999/2007; T2-1999/2007	T1-19; T2-19
15.	ПС Олимпия	2007	35/10	2x6,3	T2-2007/2007; T1-2007/2007	T2-3; T1-6
16.	ПС Долинская	1959	35/10	2x10	T2-2008/2012; T1-2009/2013	T2-12; T1-5
17.	ПС Сокол	1970	35/10	2x4	T1-1976/1987; T2-1981/1987	T1-39; T2-39
18.	ПС Быков	1997	35/6	2x4	T2-1981/1997; T1-2012/2013	T2-33; T1-3
19.	ПС Березняки	1979	35/10	2x2,5	T1-2005/2017; T2-2011/2011	T1-25; T2-4
20.	ПС Стародубская	1975	35/10	1x2,5; 1x6,3	T1-1985/1985; T2-1985/1985	T1-38; T2-38
21.	ПС Анива	1966	35/10	2x6,3	T2-1980/2008; T1-1983/2012	T2-33; T1-31
22.	ПС Троицкая	1973	35/10	2x6,3	T2-2009/2009; T1-2012/2013	T2-5; T1-3
23.	ПС Кировская	1979	35/10	1x2,5; 1x4	T1-1982/1982; T2-1989/1993	T1-24; T2-25
24.	ПС Воскресеновка	1991	35/10	2x1,6	T1-1991/1991; T2-1991/1991	T1-25; T2-25
25.	ПС Адо-Тымово	1975	35/10	1x1,6	T1-1978/1978	33
26.	ПС Арги-Паги	1984	35/10	2x1,6	T1-1984/1986; T2-1986/1986	T1-44; T2-44
27.	ПС Молодежная	1982	35/10	1x2,5	T1-1988/2001	37
28.	ПС Ясное	1984	35/10	1x2,5	T2-1987/2003	32
29.	ПС Александровская П1	1969	35/6	2x4	T2-1969/1969; T1-1985/1986	T2-41; T1-42
30.	ПС Арково	1980	35/6	1x0,63	1980	-
31.	ПС Мгачи	2008	35/6	2x2,5	T1-2004/2008; T2-2004/2008	T1-17; T2-17
32.	ПС Ливадных	1983	35/6	1x4; 1x6,3	T1-1997/1997; T2-1995/1995	T1-40; T2-18
33.	ПС Пятиречье	1980	35/10	2x1,6	1980	-
34.	ПС Симакovo	1991	35/10	1x1,8	T1-1951/1951	34
35.	ПС Яблочная	1977	35/10	2x2,5	1989/1989	23

Продолжение таблицы 11.4

№	Наименование ПС	Год ввода ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество тр-ров и номинальная мощность, МВА	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию тр-ров	Физический износ, %
36.	ПС Костромская	1986	35/10	2х2,5	2016/2016	1
37.	ПС Фабричная	1958	35/10	2х2,5	T1–1980/1980; T2–1981/1981	T1–46; T2–46
38.	ПС Пензенская	1990	35/10	2х2,5	T1–1987/1990; T2–1987/1990	T1–40; T2–40
39.	ПС Красноярская	2008	35/10	1х1,6	T1–2007/2008	6
40.	ПС Тельновская	1959	35/6	1х1	T1–1958/1959; T2–1958/1959	T1–30; T2–30
41.	ПС Лесогорская	1959	35/6	1х1,8	T1–1959/1959	43
42.	ПС МТП (Надеждино)		35/0,4	1х0,025	1970	-
43.	ПС Районная	1982	35/6	1х10;1х4	T1–1983/2007; T2–2016/2017	T1–32; T2–1
44.	ПС Ударновская	1977	35/6	2х4	T1–1978/1978; T2–1978/1978	T1–34; T2–32
45.	ПС Бошняково	2010	35/6	2х1,6	T1–2015/2015; T2–2017/2017	T1–2; T2–1
46.	ПС Леонидово	1956	35/10	2х4	T1–1986/1986; T2–1974/1983	T1–31; T2–30
47.	ПС Малиновка	1977	35/10	1х2,5	T1–1983/1983	31
48.	ПС Город	1970	35/10	1х4	T1–1970/1978	40
49.	ПС Тихменево	2007	35/10	1х1,6	T1–1983/1983	23
50.	ПС Разрез	1999	35/6	2х6,3	T1–1977/1999	21
51.	ПС Восток	1966	35/10	2х1,6	T1–1966/1966; T2–1968/1968	T1–26; T2–25
52.	ПС Гастелло	1979	35/10	1х2,5	T1–1979/1979	20
53.	ПС Лермонтово	1980	35/10	1х0,1	1968/1980	36
54.	ПС Буюклы	1954	35/6	2х1,8	T1–1953/1965; T2–1958/1967	T1–30; T2–30
55.	ПС Кошевое	1969	35/6	1х1,6	1974	-
56.	ПС Заозерная	1991	35/10	1х2,5	T1–1981/1991	36
57.	ПС Забайкалец	1986	35/10	1х2,5	T1–1983/1985	34
58.	ПС Радиоцентр	197	35/10	2х6,3	1977, 1978	-
59.	ПС Юнона	2010	35/0,4	1х0,1	2010	-
60.	ПС Сити-Строй	2014	35/0,4	1х0,63	2014/2014	15
61.	ПС Чурай	2010	35/0,4	1х0,025	2010/2010	10
62.	ПС Новое	1992	35/10	1х2,5	T-2–1972/1992	34
63.	ПС Аралия	2014	35/6	2х10	T1–2014/2014; T2–2014/2014	T1–2; T2–2
64.	ПС Хомутово	1981	35/10	2х10; 1х2,5	T1–2003/2013; T2–2010/2013; T3–1981/1981	T1–29; T2–4; T3–46
65.	ПС Эверон	2010	35/10	2х2,5	T1–2010/2010; T2–2010/2010	T1–4; T2–4
66.	ПС Взморье	-	35/6	2х1	-	-
67.	ПС Загорская	-	35/6	в консервации	-	-

Продолжение таблицы 11.4

№	Наименование ПС	Год ввода ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество тр-ров и номинальная мощность, МВА	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию тр-ров	Физический износ, %
68.	ПС Ельники	-	35/0,4	1х0,56	-	-
69.	ПС Надежда	2018	35/0,4	1х0,025	T1-2018/2018;	0
70.	ПС КТП-107	2018	35/0,4	1х0,025	T1-2018/2018;	0
МУП «Электросервис» городского округа «Город Южно-Сахалинск»						
71.	ПС Синегорская	1952	35/6	1х2,5; 1х1,6	-	100
72.	ПС Ласточка	2017	35/10/6	2х16	T1-2015/2016; T2-2015/2016	T1-3; T2-3
73.	ПС 11 микрорайон	2018	35/6	2х10	T1-2015/2016; T2-2015/2016	T1-3; T2-3
74.	ПС Петрова	2018	35/6	2х10	T1-2015/2016; T2-2015/2016	T1-3; T2-3
75.	ПС Науки	2018	35/10	2х10	T1-2015/2016; T2-2015/2016	T1-3; T2-3
76.	ПС Новая деревня	2018	35/10	2х6,3	T1-2015/2016; T2-2015/2016	T1-3; T2-3
Филиал Дальневосточный АО «Оборонэнерго»						
77.	ПС ВЧ	1980	35/10	1х1,6	1980	-
МУП «Водоканал» городского округа «Городской округ Ногликский»						
78.	ПС Вал	1991	35/6	1х4	1979/2013	100
79.	ПС Промбаза	1985	35/6	2х4	2014/2015	0,5
80.	ПС Бам	1979	35/6	2х6,3	2012/2013	1
ООО «ДальЭнергоИнвест»						
81.	ПС п. Рейдово	-	35/6	3х2,5	2007	-
82.	ПС г. Курильск	-	35/6	2х4	2015	-
Электросетевые объекты, эксплуатируемые ООО «Охинские электрические сети»						
83.	ПС Оха	2017	35/6	2х16	T1-2016/2017; T2-2016/2017	T1-5; T2-5
84.	ПС Новгородская	1981	35/6	2х6,3	T1-1995/2009; T2-1979/1981	T1-100; T2-100
85.	ПС Медвежье озеро	1976	35/6,3	2х4	T1-1975/1976; T2-1977/1982	T1-100; T2-100
86.	ПС Аэропорт	1974	35/6	1х1	T1-1999/1999	T1-100
87.	ПС Москальво	1961	35/6	2х1	T1-1967/1989; T2-1999/2008	T1-100; T2-100
88.	ПС 28 км	1996	35/6	1х1	T1-2004/2005	T1-100
89.	ПС Лагури	1981	35/6	1х1	T1-2004/2006	T1-100
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»						
90.	ПС Даги	1981	35/6	2х4	T1-1995/1996; T2-2008/2012	T1-92; T2-40
91.	ПС Южные Монги	2007	35/6	1х2,5	T1-2017/2017	4
92.	ПС Монги	1982	35/6	2х6,3	T1-1995/1996; T2-1986/1987;	T1-29; T2-46
93.	ПС Катангли	2006	35/6	2х4	T1-1980/1982; T2-1980/1982	T1-152; T2-152
94.	ПС 2-я бригада	1975	35/6	1х1,6	T1-1978/2012	160
95.	ПС Мирзоева	1991	35/6	2х4	T1-2007/2014; T2-1976/2014	T1-44; T2-168
96.	РУ 6/35 кВ НГЭС	2015	35/6	1х16	2013/2015	20
97.	ПС Колендо	2004	35/6	2х2,5	T1-2016/2017; T2-2016/2017	T1-8; T2-8

Окончание таблицы 11.4

№	Наименование ПС	Год ввода ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество тр-ров и номинальная мощность, МВА	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию тр-ров	Физический износ, %
98.	ПС Северная	1997	35/6	2х4	T1-2000/2009; T2-2000/2009	T1-72; T2-72
99.	ПС БКНС	1995	35/6	2х4	T1-1972/1999; T2-1995/1998	T1-184; T2-92
100.	ПС Эхаби	2006	35/6	2х2,5	T1-2006/2006; T2-2006/2006	T1-48; T2-48
101.	ПС Сахарная Сопка	2004	35/6	1х1,8	1948/2004	280
102.	ПС II-я Площадь	1953	35/6	2х1,6	T1-1953/1953; T2-1953/2001	T1-260; T2-260
103.	ПС Восточное Эхаби	1952	35/6	1х1,6, 1х1,8	T1-1968/1992; T2-1967/1983	T1-200; T2-204
104.	ПС Гиляко-Абунан	2007	35/6	1х1	T1-2001/2007	68
105.	ПС Тунгор	1997	35/6	2х2,5	T1-1972/1997; T2-1991/2012	T1-184; T2-108
106.	ПС Нельма	1975	35/6	1х1	1999/1999	76
107.	ПС Одопту-суша	1975	35/6	2х2,5	T1-1984/1985; T2-2000/2006	T1-136; T2-48
108.	ПС УЗГ	2005	35/0,4	1х0,4	1998/2006	80
109.	ПС Северный Купол	2001	35/6	2х4	T1-2010/2011; T2-2010/2011	T1-32; T2-32
110.	ПС Южный Купол	2010	35/6	2х4	T1-2009/2010; T2-2009/2010	T1-36; T2-36
111.	ПС Южный Купол №1	2005	35/0,4	1х0,4	T1-2005/2005; T2-2005/2006	T1-52; T2-52
112.	ПС Западное Сабо	1969	35/6	2х1	T1-1965/2003; T2-1987/1995	T1-212; T2-124
113.	ПС НПС Сабо	1974	35/6	1х1	T1-1999/1999	76
114.	ПС Сабо	1980	35/6	1х1	T1-1950/1987	272
115.	ПС Мухто	1991	35/6	1х1,6, 1х1,8	T1-1981/1995; T2-1965/2007	T1-148; T2-212
116.	ПС Кыдыланьи	1965	35/6	1х1	T1-1944/2007	296

Таблица 11.5 – Основные характеристики повышающих трансформаторов, установленных на электрических станциях ЭС Сахалинской области

№	Наименование электростанции	Год ввода электростанции	Номинальное напряжение, кВ	Количество тр-ров и номинальная мощность, МВА	Тип трансформаторов	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию тр-ров	Физический износ, %
ПАО «Сахалинэнерго»*							
1	Сахалинская ГРЭС	1965	11/11/230	2х66,7	3хОДГ- 66667/220	T1-1965/1965; T2-1971/1971	T1-19/10/16 T2-10/19/10
			10,5/115	2х40,5	ТДНГУ- 40500/110	T3-1965/1966; T4-1966/1967	T3-8.5 T4-8.5
			10,5/38,5	2х15	ТДН-15000/35	T5-1966/1967; T6-1966/1967	T5-8.5 T6-8.5
2	Южно-	1976	6,3/115	2х80	ТРДЦН-	T1-2007/2007	T1-7,6

	Сахалинская ТЭЦ-1				80000/110У1	T2-1975/1975	T2-50
			10,5/121	1x125	ТДЦ- 125000/110-70	T3-1984/1984	T3-50
			10,5/121	2x6,3	ТДЦ-63000/100 ВМУ1	T4-2012/2012 T5-2012/2012	T4-50 T5-50
			10,5/121	3x63	ТДЦ- 63000/110-У1	T6-2013/2013 T7-2013/2013 T8-2013/2013	T6-24,1 T7-12,8 T8-21,3
ОАО «НГЭС»							
3	НГЭС	1999	6/110	4x16	ТДЦП-16000- 110/6	T1-1986/1999 T2-1987/1999 T3-1987/1999 T4-1986/1999	85
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»							
4	НГЭС (РУ)	1999	6/35	1x16	ТДНС- 16000/35- УХЛ1	T1-2013/2015	20
АО «Охинская ТЭЦ»							
5	Охинская ТЭЦ	1961	6,3/38,5	2x7,5	ТМ-7500/35	T1-1958/1960 T3-1958/1961	T1-100 T3-100
			6,6/38,5/11 5	2x40	ТДТН- 40000/110	T4-1967/1967 T5-1970/1970	T4-100 T5-100
			6,3/36,75	1x40	ТРДНС- 40000/35	T6-2014/2016	не поставлен на учет
			11/36,75	1x25	ТРДНС- 25000/35	T7-2002/2003	44

Примечание: * – физический износ электросетевых объектов, эксплуатируемых ПАО «Сахалинэнерго» определен на основании предоставленных Исходных данных по ИТС. (Физический износ = 100 - ИТС, где ИТС – индекс технического состояния)

11.2 Анализ технического состояния и возрастной структуры электросетевого комплекса

В настоящее время Сахалинская область отнесена согласно ПУЭ к IV-VII району по гололедно-ветровым нагрузкам, которые характеризуются следующими параметрами:

- стенка гололеда до 40 мм;
- скорость ветра до 40 м/с.

Реальные данные замеров расчетно-климатических условий, зафиксированные в период с 2000 года по настоящее время, имеют следующие значения:

- стенка гололеда до 100 мм;
- скорость ветра до 63 м/с.

Для приведения электрических сетей в соответствие с реальными климатическими нагрузками необходимо пересматривать расчетно-климатические требования к гололедно-ветровым нагрузкам регламентируемые ПУЭ.

Состав и состояние основного электрогенерирующего оборудования электростанций Сахалинской области приведено в таблицах 11.6-11.16.

Таблица 11.6 – Характеристика электростанций ПАО «Сахалинэнерго» по состоянию на 01.10.2018г.

1	Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 (паросиловое оборудование)*	Наименование станции	Станционный номер и тип энергоустановки	Установленная мощность, кВт	Располагаемая мощность, кВт	Технологический минимум, кВт	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Нормативный	Наработанный, по состоянию на 01.10.2018 г.	Информация по проведению кап.ремонта (дата, продолжение моторесурса)	Износ, %	Собственник	Эксплуатирующая организация	Режим работы			
			ст. № 3 Т-110/120-130	110000	55000	5000	1984	220000	254445	1 продление - в 2014 году до наработки 272000 часов.								
			ст. № 2 Т-55/60-130	55000	5000	1978	220000	282748	2 продления ресурса - первое в 2010 году, второе в 2015 году до наработки 313000 часов.									
			ст. № 1 ПТ-60-130/13	60000	5000	1976	220000	286563			2 продления ресурса - первое в 2009 году, второе в 2015 году до наработки 320000 часов							
												бухгалтерский	физический (в соответствии с методикой оценки технического состояния оборудования электростанций)	моральный			ПАО "Сахалинэнерго"	ПАО "Сахалинэнерго"

Примечание: * – располагаемая мощность указана на конец года. В межотопительный период на паросиловом оборудовании Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 имеются ограничения установленной мощности, обусловленные минимальной нагрузкой турбин в летний период

№	Наименование станций	Станционные номер и тип энергоустановки	Установленная мощность, кВт	Располагаемая мощность, кВт	Технологический минимум, кВт	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Моторесурс, в моточасах/пусках		Информация по проведенным кап.ремонтам (дата, продление моторесурса)	Износ, %				Собственник	ПАО "Сахалинэнерго"	ПАО "Сахалинэнерго"	Режим работы - полупиковый
								Нормативный	Наработанный, по состоянию на 01.10.2018 г.		бухгалтерский	физический (в соответствии с методикой оценки технического состояния оборудования электростанций)	моральный					
2	5-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1	ст. № 4 LM600 0 PD Sprint	45580	45580	-	2009	2012	160000	38736	Продлений ресурса и капитальных ремонтов до 01.10.2018 г. не производилось	-	0,75	0	0	ПАО "Сахалинэнерго"	ПАО "Сахалинэнерго"	Режим работы - полупиковый	
		ст. № 5 LM600 0 PD Sprint	45580	45580	-	2009	2012	160000	28497		-	0,82	0	0				
3	4-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1	ст. № 6 LM600 0 PF Sprint	46360	46360	-	2011	2014	160000	25422	Продлений ресурса и капитальных ремонтов до 01.10.2018 г. не производилось	-	0,84	0	0	ПАО "Сахалинэнерго"	ПАО "Сахалинэнерго"	Режим работы - полупиковый	
		ст. № 7 LM600 0 PF Sprint	46360	46360	-	2011	2013	160000	32238		-	0,79	0	0				
		ст. № 8 LM600 0 PF Sprint	46360	46360	-	2011	2013	160000	35362		-	0,77	0	0				

4	Сахалинская ГРЭС	ст. № 5 К-42/50-90	42000	42000	10000	1971	1972	270000	204344	2 продления ресурса - первое в 2004 году, второе в 2009 году до наработки 222427 часов.	98	48	70	ПАО "Сахалинэнерго"		ПАО "Сахалинэнерго"	Режим работы - базовый		
			42000	42000	10000	1971	1972	270000	229176	2 продления ресурса - первое в 2005 году, второе в 2011 году до наработки 253854 часов.	90	49	70	ПАО "Сахалинэнерго"					
			84000	84000							Информация по проведенным кап.ремонтам (дата, продление моторесурса)	Износ, %	бухгалтерский	физический (в соответствии с методикой оценки технического состояния оборудования электростанций)	моральный	Собственник		Эксплуатирующая организация	
			84000	84000															
№	Наименование станции	номер и тип энергоустановки	Установленная мощность, кВт	Располагаемая мощность, кВт	Технологический минимум, кВт	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Нормативный	Наработанный, по состоянию на 01.10.2018 г.	Моторесурс, в моточасах/пусках	Информация по проведенным кап.ремонтам (дата, продление моторесурса)		Износ, %	бухгалтерский	физический (в соответствии с методикой оценки технического состояния оборудования электростанций)	моральный	Собственник	Эксплуатирующая организация	Режим работы

Таблица 11.7 – Состав и состояние парка турбинного оборудования электростанций ПАО «Сахалинэнерго» по состоянию на 01.10.2018 г.

Тип (марка турбины), станционный номер	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Располагаемая электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка электроэнергии в отчетном году, тыс. кВт.ч.	В том числе по теплофикационному циклу	Отпуск тепла из отборов турбины в отчетном году, Гкал	Парковый ресурс (ПР), часов/год	Год достижения пикового ресурса	Индивид. ресурс - разрешенное продление ПР (час)	Год достижения ИР
Сахалинская ГРЭС												
K-42/50-90 ст. № 5	ЛМЗ	1971	42	42	-	74 421	-	-	270000 часов/900 пусков	2005	до суммарной наработки 253854 часов и 2520 пусков	2011
K-42/50-90 ст. № 6	ЛМЗ	1972	42	42	-	75 124	-	-	270000 часов/900 пусков	2004	до суммарной наработки 222427 часов и 3261 пусков	2009
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1												
Ст. № 1 ПТ-60-130/13	ЛМЗ г. С-Пб.	17.12.1976	60	60	139	240548	107183	374332	220000	2009	320 000 часов	2015
Ст. № 2 Т-55/60-130	ТМЗ г. Екатеринбург	29.06.1978	55	55	95	197563	134345	295139	220000	2010	313 000 часов	2015
Ст. № 3 Т-110/120-130	ТМЗ г. Екатеринбург	28.09.1984	110	110	175	505341	338126	776399	220000	2014	272 000 часов	-
5-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1												
Ст. № 4 LM6000PD Sprint	General Electric	01.10.2012	45,58	45,58	-	249299	-	-	160000	-	-	-
Ст. № 5LM6000PD Sprint	General Electric	01.10.2012	45,58	45,58	-	166904	-	-	160000	-	-	-

Окончание таблицы 11.7

Тип (марка турбины), станционный номер	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Располагаемая электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка электроэнергии в отчетном году, тыс. кВт.ч.	В том числе по теплофикационному циклу	Отпуск тепла из оборотов турбины в отчетном году, Гкал	Парковый ресурс (ПР), норма, (час/лет)	Год достижения парково-го ресурса	Индивид. ресурс - разрезное ПР (час)	Год достижения ИР
4-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1												
Ст. № 6 LM6000PF Sprint	General Electric	01.01.2015	46,36	46,36	-	233104	-	-	160000	-	-	-
Ст. № 7 LM6000PF Sprint	General Electric	01.01.2014	46,36	46,36	-	216359	-	-	160000	-	-	-
Ст. № 8 LM6000PF Sprint	General Electric	01.01.2014	46,36	46,36	-	203122	-	-	160000	-	-	-

Таблица 11.8 – Состав и состояние парка котельного оборудования: паровые энергетические, водогрейные и паровые котлы теплоснабжения ПАО «Сахалинэнерго» по состоянию на 01.10.2018 г.

Сахалинская ГРЭС										
Марка котла	Тип котла	Место установки	Завод-изготовитель	Дата изготовления	Дата ввода	Установленный заводом-изготовителем срок эксплуатации и	Параметры пара		Производительность Т/Ч	Топливо
							Давление кгс/см2	Температура 0С		
БКЗ-220-100-9С	Барabanный с естественной циркуляцией	Котельное отделение главного корпуса	Барнаулский котельный завод	1989	1993	40 лет металлоконструкции, 300 000 часов барабан котла	100	540	220	уголь/мазут
БКЗ-220-100 Ф				1967	1968					уголь/мазут
БКЗ-220-100 Ф				1970	1973					уголь/мазут

Марка котла	Тип котла	Место установки	Завод-изготовитель	Дата изготовления	Дата ввода	Установленный заводом-изготовителем срок эксплуатации	Параметры пара		Производительность т/ч	Топливо
							Давление кгс/см2	Температура °C		
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1										
БКЗ-320-140-3	Барбанный с естественной циркуляцией	Котельное отделение главного корпуса	Барнаульский котельный завод	1973	1976	40 лет металлоконструкция, 300 000 часов барабан котла	140	560	32	Природный газ/уголь/мазут
БКЗ-320-140-5				1976	1977		140	560	32	Природный газ/уголь/мазут
БКЗ-320-140-5				1977	1979		140	560	32	Природный газ/уголь/мазут
БКЗ-320-140-5				1980	1982		140	560	32	Природный газ/уголь/мазут
БКЗ-320-140-6с				1982	1986		140	560	32	Природный газ/уголь/мазут
4-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1										
КУВ-50-150	Котел-утилизатор водогрейный	После газотурбинной установки	ЗАО "Энергомаш" (Белгород)	2012	01.01.2015	40 лет	16,3 2	150	44,5	Выхлопные газы ГТУ
КУВ-50-150	Котел-утилизатор водогрейный	После газотурбинной установки	ЗАО "Энергомаш" (Белгород)	2012	01.01.2014	40 лет	16,3 2	150	44,5	Выхлопные газы ГТУ
КУВ-50-150	Котел-утилизатор водогрейный	После газотурбинной установки	ЗАО "Энергомаш" (Белгород)	2012	01.01.2014	40 лет	16,3 2	150	44,5	Выхлопные газы ГТУ

Таблица 11.9 – Состав и состояние генераторного оборудования ПАО «Сахалинэнерго» по состоянию на 01.01.2017 г.

№	Тип генератора	Завод-изготовитель	Дата ввода	Напряжение, кВ	Мощность, МВт
Сахалинская ГРЭС					
5	ТВФ-60-2	СЭТМ	1971	10,5	60
6	ТВФ-60-2	СЭТМ	1972	10,5	60
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1					
1	ТВФ-63-2У3	СЭТМ	1976	6,3	63
2	ТВФ-63-2У3	СЭТМ	1978	6,3	63
3	ТВФ-120-2У3	СЭТМ	1984	10,5	120
5-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1					
4	B DAX 7-290 ERJT	Brush	2012	10,5	48,5
5	B DAX 7-290 ERJT	Brush	2012	10,5	48,5
4-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1					
6	B DAX 7-290 ERJT	Brush	2015	10,5	48,5
7	B DAX 7-290 ERJT	Brush	2014	10,5	48,5
8	B DAX 7-290 ERJT	Brush	2014	10,5	48,5

Таблица 11.10 – Характеристика электростанции АО «Охинская ТЭЦ» по состоянию на 01.01.2018 г.

№ п/п	Наименование станции	Станционный номер и тип энергоустановки	Установленная мощность, кВт	Располагаемая мощность, кВт	Технологический минимум, кВт	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Моторесурс, в моточасах		Информация по проведенным кап.ремонтам (дата, продолжение моторесурса)	Износ, %		Собственник	Эксплуатирующая организация	Режим работы
								Нормативный	Наработанный, по состоянию на 01.10.2018 г.		бухгалтерский	физический			
1	АО "Охинская ТЭЦ"	Турбоагрегат ст. № 4 ПТ-25-90/10	25	25	4	1969	1969	100000	231855	12.11.2014	100	232	АО "Охинская ТЭЦ"	АО "Охинская ТЭЦ"	основной источник
2		Паровая турбина ст. №5 ПТ-25/30-8.8/1.0-1	25	25	7,5	2008	2011	170000	51031	-	49	30			
3		Паровая турбина ст. №6 ПТ-25/30-8.8/1.0-1	25	25	7,5	2010	2014	170000	26716	-	26	16			
4		Газотурбинный энергоблок ГТЭ-19 (газотурбинная установка GT35C2 по классификации "Alstom" или SGT-500 по классификации "Siemens")	19	19		2001	2003	160000	30840	-	38	19			основной источник
5		Дизельная электростанция ДЭС-1 типа "Энерго-Д1800/6,3КН30"	1,8	1,8		2013	2016	20000	65	-	18	0			аварийный источник
6		Дизельная электростанция ДЭС-2 типа "Энерго-Д1800/6,3КН30"	1,8	1,8		2013	2016	20000	58	-	18	0			

Таблица 11.11 – Состав и состояние парка турбинного оборудования электростанций АО «Охинская ТЭЦ» по состоянию на 01.01.2018 г.

Тип (марка турбины), станционный номер	Завод-изготовитель	Дата изготовления	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Располагаемая электрическая мощность, МВт	Причины ограничения установленной мощности	Тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка электроэнергии в отчетном году, тыс. кВт.ч.	В том числе по теплофикационному циклу	Отпуск тепла из отборов турбины в отчетном году, Гкал	Парковый ресурс (ПР), норма, (час/лет)	Наработанный парковый ресурс (час/лет)	Год достижения паркового ресурса	Год достижения Индивид. ресурс - разрешенное продление ПР (час)	Год достижения ИР
ПТ-25-90/10. ст.№4	Калужский турбинный завод	1969	ХП-1969	25	19,775	По тех. состоянию генератора	72	16565	1536	13010	100 000	231 855	1992г.	245023	2022г
ПТ-25/30-8.8/1.0-1. ст.№5		2008	V-2011	25	25	-	72	73359	28455	129220	170 000	51 031	2037г.	-	-
ПТ-25/30-8.8/1.0-1. ст.№6		2010	ХП-2014	25	25	-	72	113782	39519	169780	170 000	26 716	2040г.	-	-

Таблица 11.12 – Состав и состояние парка котельного оборудования: паровые энергетические, водогрейные и паровые котлы теплоснабжения АО «Охинская ТЭЦ» по состоянию на 01.01.2018 г.

ст. №	Марка котла	Тип котла	Место установки	Завод-изготовитель	Дата изготовления	Дата ввода	Установленный заводом-изготовителем срок эксплуатации	Параметры пара		Производительность		Топливо
								Давление кгс/см2	Темпер °С	т/ч		
5	БКЗ-120-100ГМ	паровой газозащитный	Котельное отделение АО "Охинская ТЭЦ"	Барнаульский котельный завод	1966	ХП - 1969	300 000 час	86	525	120	газ	
6	БКЗ-120-100ГМ				1968	ХП - 1970	300 000 час	86	525	120	газ	
7	БКЗ-120-100ГМ				1968	П - 1971	300 000 час	86	525	120	газ	
8	БКЗ-120-100ГМ				1970	ХП - 1971	300 000 час	86	525	120	газ	

Таблица 11.13 – Состав и состояние генераторного оборудования АО «Охинская ТЭЦ» по состоянию на 01.01.2018 г.

ст. №	Тип генератора	Завод-изготовитель	Дата изготовления	Дата ввода	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный cosφ	Сверхпереходное сопротивление Xd"	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность, МВт	Причина ограничения установленной мощности
4	ТВС-30	завод "Электротяжмаш", г. Харьков	1966	XII-1969	6,3	0,8	0,142ое	30,0	19,775	отключение части стержней обмотки статора и работа генератора на воздушном охлаждении
5	ТС-32-2 УХЛЗ	ООО «Электротяжмаш-Привод», г. Лысьва	2008	V-2011	6,3	0,8	11,94%	32,0	25,0	-
6	ТС-32-2 УХЛЗ	ООО «Электротяжмаш-Привод», г. Лысьва	2010	I-2014	6,3	0,8	11,94%	32,0	25,0	-
1	Электрогенератор ГТЭ-19 AMS 900 LN	"ABB Motors" Швеция	2001	VII-2003	11,0	0,8	14,4 %	19,0	19,0	19 МВт при t= -10 °С. сезонное ограничение электрической мощности до (- 5 МВт).
1	Электрогенератор HVS1804S1 Stamford	Фирма «Stamford», Великобритания	2013	XII-2016	6,6	0,8	-	1,8	1,8	-
2	Электрогенератор HVS1804S1 Stamford	Фирма «Stamford», Великобритания	2013	XII-2016	6,6	0,8	-	1,8	1,8	-

Таблица 11.14 – Характеристика электростанции ОАО «НГЭС» по состоянию на 01.01.2018 г.

№	Наименование станции	Ст. №1 ДЦ59Л	Станционный номер и тип энергоустановки	Установленная мощность, кВт	Располагаемая мощность, кВт	Технологический минимум, кВт	Причина ограничения Руст	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Моторесурс, в моточасах		Информация по проведенным кап.ремонтам (дата, продолжение моторесурса)	бухгалтерский	Износ, %	Собственник	Эксплуатирующая организация	Основной источник
										Нормативный	Наработанный, по состоянию на 01.11.2018 г.						
1	Ногликская газовая электростанция, в т.ч. электростанция	Ст. №1 ДЦ59Л	ДЦ59Л	12 000	11 000	1 000	физический износ	2001	2003	69 192	62 808	2015 (22 500)	100	91	ОАО "Ногликская газовая электростанция"	ОАО "Ногликская газовая электростанция"	Основной источник
2		Ст. №2 ДЦ59Л								116 846	97 359	2017 (22 500)	100	83			
3		Ст. №3 ДЦ59Л								90 000	88 954	2015 (12 750)	100	99			
4		Ст. №4 ДЦ59Л								94 071	77 348	2017 (22 500)	100	82			
5		Резерв ДЦ59Л								65 298	65 298	2018	100	100			
6		Резерв ДА14Л								46 718	46 718	2019	100	100			

Таблица 11.15 – Состав и состояние генераторного оборудования ОАО «НГЭС» по состоянию на 01.01.2018 г.

Наименование станции	Стационарный номер и тип энергоустановки	Установленная мощность, кВт	Располагаемая мощность, кВт	Технологический минимум, кВт	Причина ограничения Руст	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Индивид. ресурс - разрешенное продление ПР, в моточасах		Год достижения ИР
								Нормативный	Наработанный, по состоянию на 01.11.2018 г.	
Ногликская газовая электрическая станция, в т.ч.	Ст. №1 ДЦ59Л	12 000	11 000	1 000	физический износ	2001	2003	100 000	62 808	2020
	Ст. №2 ДЦ59Л	12 000	11 000	1 000	физический износ	1989	1999	116 846	97 359	2021
	Ст. №3 ДЦ59Л	12 000	11 000	1 000	физический износ	1984	1999	100 000	88 954	2019
	Ст. №4 ДЦ59Л	12 000	11 000	1 000	физический износ	1986	1999	100 000	77 348	2021
	Резерв ДЦ59Л	12 000	11 000	1 000	физический износ	1989	1999	100 000	65 298	-
	Резерв ДА14Л	12 000	11 000	1 000	физический износ	1990	2009	100 000	46 718	-

Таблица 11.16 – Состав и состояние генераторного оборудования ОАО «НГЭС» по состоянию на 01.01.2018 г.

№	Тип генератора	Завод-изготовитель	Дата изготовления	Дата ввода	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, МВт	Сверхпереходное сопротивление "Хd"	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность, МВт	Причина ограничения установленной мощности
1	Т-12-2-ЭУ4 № 51403 (Синхронный, двухполосный, трехфазного тока 50Гц)	«Привод» г. Лысьва	1975	1999	6,3	0,8	нет данных	12	12	—
2	Т-12-2ЭУ3 № 72989 (Синхронный, двухполосный, трехфазного тока 50Гц)	«Привод» г. Лысьва	1989	2004	6,3	0,8	нет данных	12	12	—
3	Т-12-2ЭУ3 № 18504 (Синхронный, двухполосный, трехфазного тока 50Гц)	«Привод» г. Лысьва	1973	1999	6,3	0,8	нет данных	12	12	—
4	Т-12-2ЭУ3 № МЯЗДП (Синхронный, двухполосный, трехфазного тока 50Гц)	«Привод» г. Лысьва	1989	2013	6,3	0,8	нет данных	12	12	—

Большинство оборудования на электрогенерирующих объектах Сахалинской области превысило свой парковый ресурс. Сахалинская ГРЭС введена в эксплуатацию в 1965 году. Состояние энергоустановок по состоянию на 01.01.2018 г. характеризуется высоким физическим (61%) и высоким бухгалтерским износом (в среднем 94%). При установленном парковом ресурсе 270 тыс. часов/900 пусков на турбоагрегатах электростанции совершено около 3200 пусков. По состоянию на начало 2018 года парковый ресурс продлялся 2 раза. Физический износ трансформаторов, установленных на Сахалинской ГРЭС в среднем составляет 12%, бухгалтерский износ – 100%. В связи с высоким физическим износом часть основного оборудования была выведена из эксплуатации в 2013 и 2014 годах. Вывод остального оборудования электростанции из эксплуатации согласован Минэнерго РФ с 01.01.2019 г. Фактически вывод из эксплуатации будет произведен после ввода в эксплуатацию Сахалинской ГРЭС-2

Для замещения Сахалинской ГРЭС на данный момент идет строительство 1-й очереди Сахалинской ГРЭС-2 установленной мощностью 120 МВт.

Южно-Сахалинская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1976 году. Состояние газотурбинных двигателей по состоянию на 01.01.2018 г. характеризуется невысоким физическим износом – в среднем 21% и невысоким бухгалтерским износом – в среднем 36%. Срок эксплуатации трансформатора ТЗ-125-110 кВ установленного на Южно-Сахалинской ТЭЦ составляет 34 года (год ввода – 1984), при этом бухгалтерский износ составляет 100%, физический износ – 50%. Физический износ трансформаторов Т2-80-110 (год ввода – 1975), Т4-63-110 и Т5-63-110 (год ввода – 2012) составляет 50%, бухгалтерский – 3,7 %.

Ногликская ГЭС введена в эксплуатацию в 1999 г. Состояние газотурбинных двигателей по состоянию на 01.01.2018 г. характеризуется высоким физическим износом – в среднем 89% и высоким бухгалтерским износом – 100%. Срок эксплуатации трансформаторов 6/110 кВ (3х16 МВА, 1х25 МВА) установленных на Ногликской ГЭС составляет 19 лет (год ввода – 1999), при этом бухгалтерский износ составляет 100%, физический износ – 85%.

На этап 2019 года окончится продленный индивидуальный ресурс энергоустановки ст.№3 ДЦ59Л Ногликской ГЭС. Таким образом, при проведении капитального ремонта в работе останутся только три энергоустановки, что негативно скажется на надежности работы электростанции и уменьшит отпуск электроэнергии потребителям, что, в свою очередь, приведет к увеличению себестоимости вырабатываемой электроэнергии.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей в III квартале 2021 года планируется осуществить реконструкцию Ногликской ГЭС с заменой основного генерирующего оборудования.

Охинская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1969 году. Турбоагрегат типа ПТ-25-90/10 отработал свой парковый ресурс 100 тыс.часов в 1992 г. и продлен на индивидуальный ресурс до 245 тыс.часов в период до 2022 г. Физический износ турбоагрегата типа ПТ-25-90/10 составляет 100%, бухгалтерский износ – 232%.

Остальные турбоагрегаты достигнут своего паркового ресурса в период 2037-2040 гг. Физический их износ в среднем составляет 37,7%, физический – 21,7%.

Дальнейшее развитие генерации связано со строительством -Сахалинской ГРЭС-2, ввод в работу которой позволит заместить Сахалинскую ГРЭС и повысить надежность электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Центрального энергорайона. Также к мероприятиям по ликвидации существующих проблем на источниках генерации следует отнести модернизацию и обновление морально и физически устаревшего оборудования, которые позволят снизить удельные расходы топлива на производство электроэнергии, а также повысить надежность электроснабжения путем снижения аварийности.

В таблице 11.17 приведен перечень средств компенсации реактивной мощности на территории Сахалинской области.

Таблица 11.17 – Сводные данные установленных средств компенсации реактивной мощности на территории Сахалинской области

№	Подстанция	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U _{ном}	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность, Мвар
1	Южно-Сахалинская	БСК-1	КЭК2-6.3-150	6 кВ	1	1,5
2		БСК-2	УКРМ57-6.3	6 кВ	1	1
3	ПС Южная	БСК-1	УКЛ156м-6.3-2250	6 кВ	1	2,25
4		БСК-2	УКЛ156м-6.3-2250	6 кВ	1	2,25
5	Корсаковская	БСК-1	КМ2-10,5	10 кВ	1	0,9
6		БСК-2	КМ2-10,5	10 кВ	1	1,1
7	Анива	БСК	КМ2-10,5	10 кВ	1	1,6
8	Красногорская	РТД-35	РТД	СШ1-35 кВ	1	20
9	Макаровская	РТД-35	РТД	СШ2-35 кВ	1	20
10	Смирных	РТД-35	РТД	СШ - 35 кВ	1	20
11	Тымовская	РТД-35	РТД	Ввод 35 кВ АТ2-63-220	1	20
12	Северная 35/6 кВ	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,45
13	Северная 35/6 кВ	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,42
14	БКНС 35/6 кВ	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,225
15	БКНС 35/6 кВ	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,54
16	БКНС 35/6 кВ	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,375
16	Колендо 35/6 кВ	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,39
17	2-я площадь 35/6 кВ	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,53
18	2-я площадь 35/6 кВ	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,39
19	С.сопка	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,49
20	В.Эхаби	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,37
21	Эхаби	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,39

№	Подстанция	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, $U_{ном}$	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность, Мвар
22	Эхаби	н/д	н/д	6 кВ	н/д	0,39
23	Ю.Купол	н/д	АУКРМ	6 кВ	2	0,9
24	Ю.Купол	н/д	АУКРМ	0,4 кВ	12	0,25
25	С.купол	н/д	АУКРМ	6 кВ	2	0,9
26	С.купол	н/д	АУКРМ	0,4 кВ	6	0,25

11.3 Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт

Под потерями электроэнергии подразумевается разница между отпущенной электроэнергией с шин электростанциями и полезным отпуском электроэнергии, поступившей потребителям.

Технологические потери электроэнергии включают в себя:

- условно-постоянные потери электроэнергии;
- потери электроэнергии в линиях;
- нагрузочные потери электроэнергии;
- потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета.

Под условно-постоянными потерями электроэнергии подразумеваются следующие потери электроэнергии:

- на холостой ход трансформаторов;
- в измерительных трансформаторах тока;
- в измерительных трансформаторах напряжения;
- в счетчиках;
- в шунтирующих реакторах;
- в вентильных разрядниках;
- в ограничителях перенапряжений;
- в устройствах присоединения ВЧ-связи;
- в соединительных проводах и сборных шинах подстанций;
- в компенсирующих устройствах;
- на плавку гололеда;
- на собственные нужды

Под потерями электроэнергии в линиях подразумеваются следующие потери электроэнергии:

- на корону в воздушных линиях;
- токи утечки в воздушных линиях;
- в изоляции в кабельных линиях.

Под нагрузочными потерями электроэнергии подразумеваются следующие потери электроэнергии:

- нагрузочные потери в трансформаторах;
- нагрузочные потери в линиях;
- нагрузочные потери в токоограничивающих реакторах;
- нагрузочные потери в шинпроводах.

Структура фактических потерь электроэнергии за 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. в электрических сетях ПАО «Сахалинэнерго» приведена в таблице 11.18 и на рисунках 11.1-11.6.

Таблица 11.18 – Структура фактических потерь электроэнергии за 2016-2017 гг. фактические итоги за 2018 г. в электрических сетях ПАО «Сахалинэнерго», млн кВт.ч

№ п/п	Наименование структурных составляющих	220 кВ	110 кВ	35-0,4 кВ	Всего	Всего технические потери в сетях (в % к отпуску в сеть)
2016 г.						
1	Отпуск электроэнергии в сеть				2006,206	-
2	Условно-постоянные потери электроэнергии	13,19	10,771	32,415	56,376	2,810
3	Потери электроэнергии в линиях	12,341	2,432	1,565	16,338	0,814
4	Нагрузочные потери электроэнергии	11,782	22,494	162,003	196,279	9,784
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета			8,563	8,563	0,427
6	Технологические потери электроэнергии (п.2+п.3+п.4+п.5)	37,313	35,697	204,546	277,556	13,835
2017 г.						
1	Отпуск электроэнергии в сеть				1996,253	
2	Условно-постоянные потери электроэнергии	12,847	10,257	29,802	52,906	2,650
3	Потери электроэнергии в линиях	11,327	2,502	1,872	15,701	0,787
4	Нагрузочные потери электроэнергии	10,047	20,682	153,263	183,992	9,217
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета			8,249	8,249	0,413
6	Технологические потери электроэнергии (п.2+п.3+п.4+п.5)	34,221	33,441	193,186	260,848	13,067
2018 г.						
1	Отпуск электроэнергии в сеть				2061,576	-
2	Условно-постоянные потери электроэнергии	12,914	9,049	33,334	55,297	2,682
3	Потери электроэнергии в линиях	11,464	2,863	1,877	16,204	0,786
4	Нагрузочные потери электроэнергии	10,784	20,653	167,712	199,149	9,660
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета			8,034	8,034	0,390
6	Технологические потери электроэнергии (п.2+п.3+п.4+п.5)	35,162	32,565	210,957	278,684	13,518

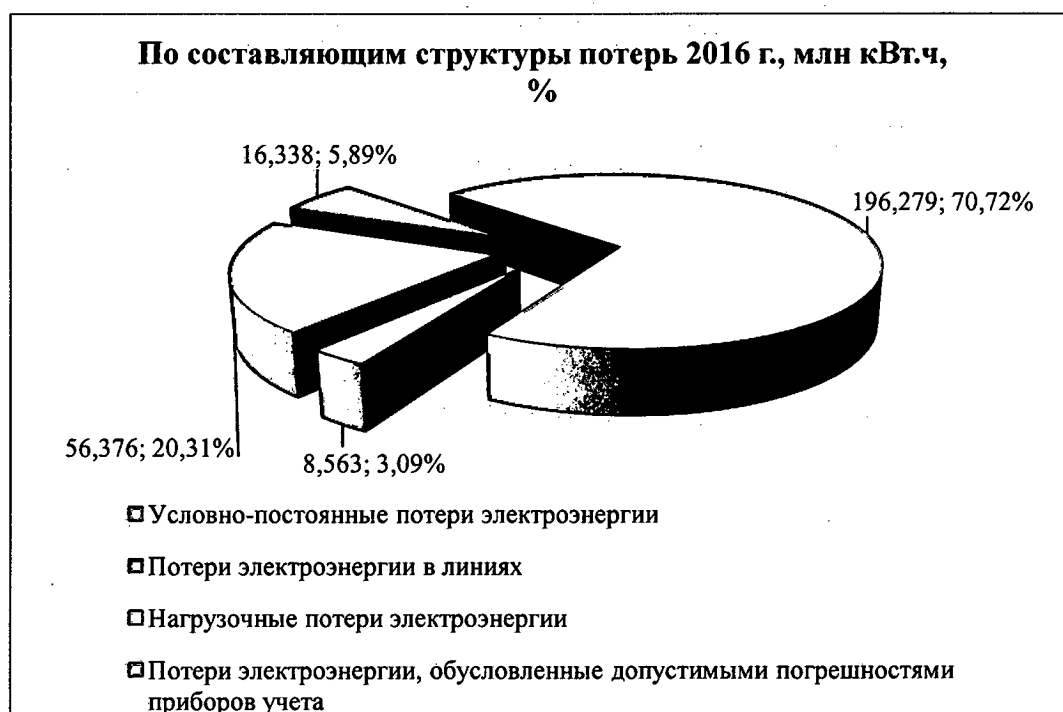


Рисунок 11.1 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «Сахалинэнерго» за 2016 г.

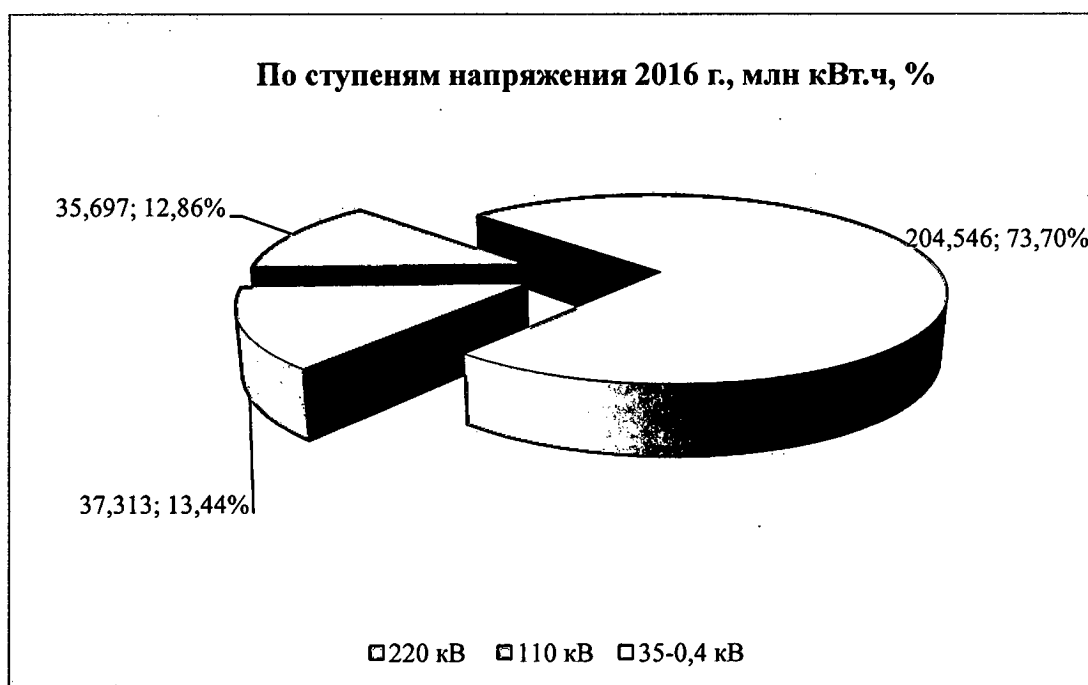


Рисунок 11.2 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «Сахалинэнерго» за 2016 г.

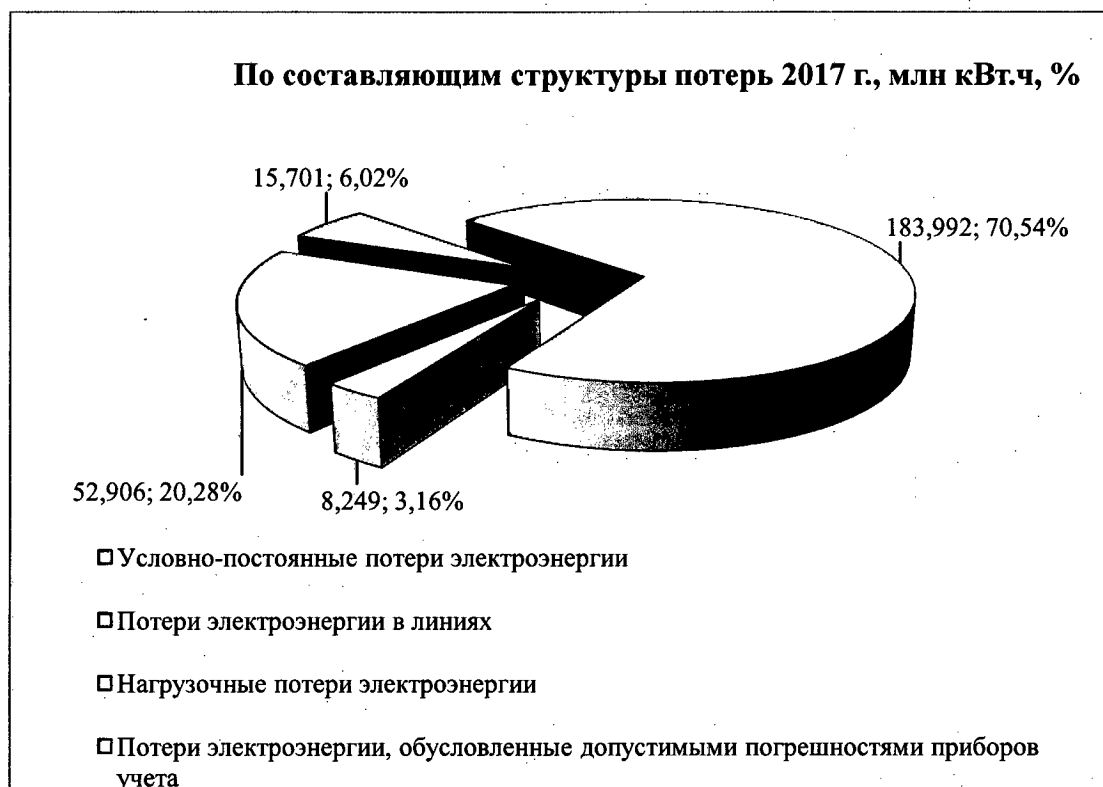


Рисунок 11.3 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «Сахалинэнерго» за 2017 г.



Рисунок 11.4 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «Сахалинэнерго» за 2017 г.

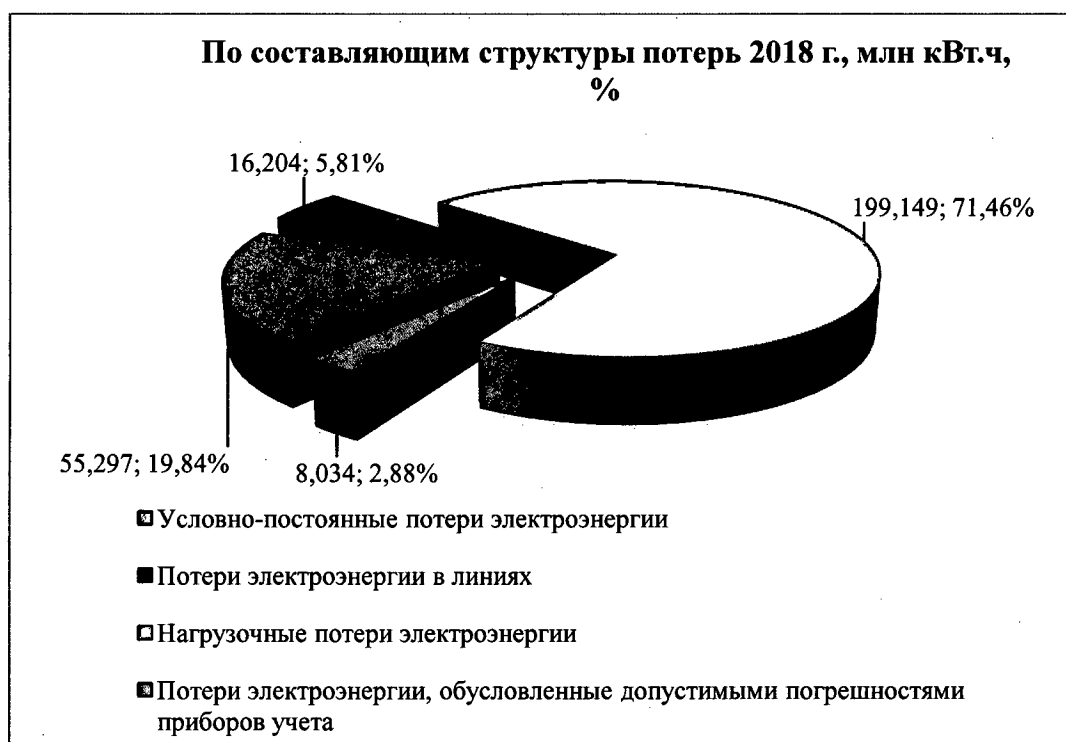


Рисунок 11.5 – Структура потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «Сахалинэнерго» на 2018 г.

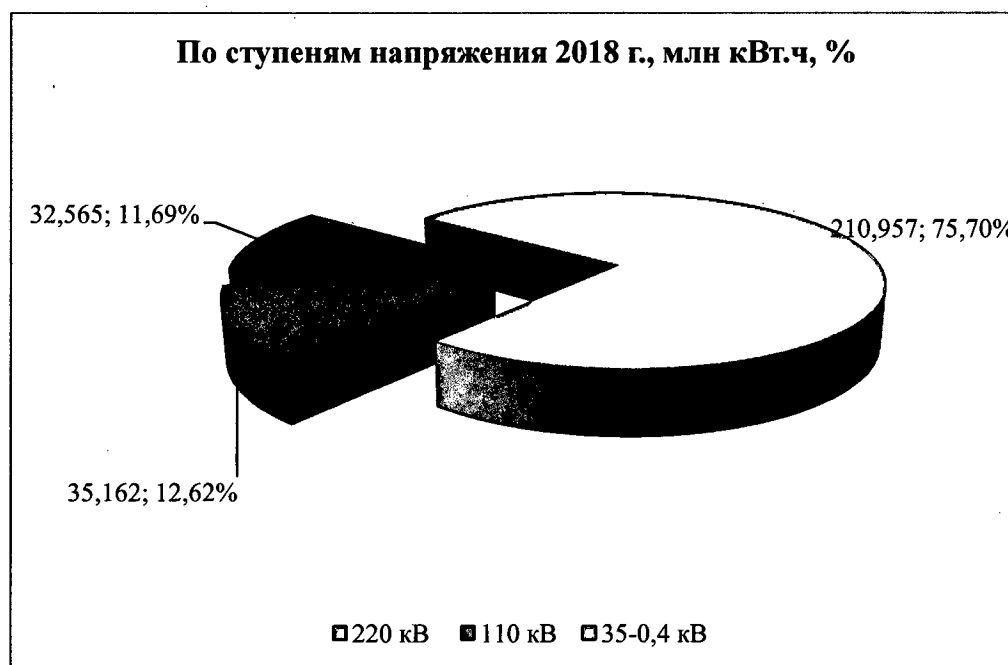


Рисунок 11.6 – Структура потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «Сахалинэнерго» на 2018 г.

За рассматриваемый период 2016-2018 гг. наименьшее значение технологических потерь на транспорт электроэнергии наблюдается в 2017 г – 260,848 млн кВт.ч или 13,07% (от отпуска электроэнергии в сеть 1996,5 млн кВт.ч), наибольшее значение технологических потерь на транспорт электроэнергии прогнозируется на 2018 г. – 278,684

млн кВт.ч или 13,52% (от прогнозируемого отпуска электроэнергии в сеть 2061,6 млн кВт.ч).

В ПАО «Сахалинэнерго» реализуется «Программа мероприятий по оптимизации уровня потерь электроэнергии». Основными мероприятиями по снижению потерь электроэнергии являются проведение рейдов по выявлению хищений электроэнергии и установка в бытовом и мелкомоторном секторе приборов учета типа РиМ. На этап 2016-2017 гг. эффективность по «Программе мероприятий по оптимизации уровня потерь электроэнергии» в сетях ПАО «Сахалинэнерго» составила 1432,3-1483,7 млн кВт.ч.

Потери на транспорт в электрической сети 220 кВ в рассматриваемый период 2016-2018 гг. снижаются с 37,313 млн кВт.ч.(2016 г) до 34,22 млн кВт.ч. (2017 г.), в сети 110 кВ – снижаются с 32,698 млн кВт.ч.(2016 г.) до 32,565 млн кВт.ч. (2018 г), в сети 35 кВ – увеличиваются с 204,546 млн кВт.ч.(2016 г.) до 210,957 млн кВт.ч. (2018 г.)

В целом технологические потери в электрической сети ПАО «Сахалинэнерго» за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. приведены в таблице 11.19.

Таблица 11.19 – Технологические потери в электрической сети ПАО «Сахалинэнерго» за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Наименование показателей	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Отпуск электроэнергии в сеть, млн кВт.ч.,	2006,206	1996,523	2061,576
в т.ч.:			
-потери электроэнергии в сетях, млн кВт.ч	277,566	260,848	278,684
-потери электроэнергии в сетях относительно отпуска в сети, %	13,83	13,07	13,52
Полезный отпуск электроэнергии, млн кВт.ч.	1695,864	1705,771	1754,302

Структура фактических потерь электроэнергии за 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. в электрических сетях Ногликского энергоузла Центрального энергорайона приведена в таблице 11.20 и на рисунках 11.7-11.12.

Таблица 11.20 – Структура фактических потерь электроэнергии за 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. в электрических сетях Ногликского энергоузла Центрального энергорайона, млн кВт.ч

№ п/п	Наименование структурных составляющих	110 кВ	35-0,4 кВ	Всего	Всего технические потери в сетях (в % к отпуску в сеть)
2016 г.					
1	Отпуск электроэнергии в сеть			204,326	-
2	Условно-постоянные потери электроэнергии	0,052	0,156	0,208	0,102
3	Потери электроэнергии в линиях	0,024	0,036	0,060	0,030
4	Нагрузочные потери электроэнергии	0,094	0,632	0,726	0,355
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	0,000	0,032	0,032	0,016
6	Технологические потери электроэнергии (п.2+п.3+п.4+п.5)	0,170	0,856	1,027	0,502
2017 г.					
1	Отпуск электроэнергии в сеть			196,393	-
2	Условно-постоянные потери электроэнергии	0,051	0,149	0,200	0,102
3	Потери электроэнергии в линиях	0,024	0,036	0,059	0,030
4	Нагрузочные потери электроэнергии	0,088	0,608	0,696	0,354
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	0,000	0,031	0,031	0,016
6	Технологические потери электроэнергии (п.2+п.3+п.4+п.5)	0,162	0,824	0,986	0,502
2018 г.					
1	Отпуск электроэнергии в сеть			212,54	-
2	Условно-постоянные потери электроэнергии	0,042	0,147	0,189	0,089
3	Потери электроэнергии в линиях	0,023	0,032	0,055	0,026
4	Нагрузочные потери электроэнергии	0,080	0,599	0,679	0,319
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	0,000	0,027	0,027	0,013
6	Технологические потери электроэнергии (п.2+п.3+п.4+п.5)	0,144	0,806	0,950	0,447



Рисунок 11.7 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях Ногликского энергоузла Центрального энергорайона за 2016 г.

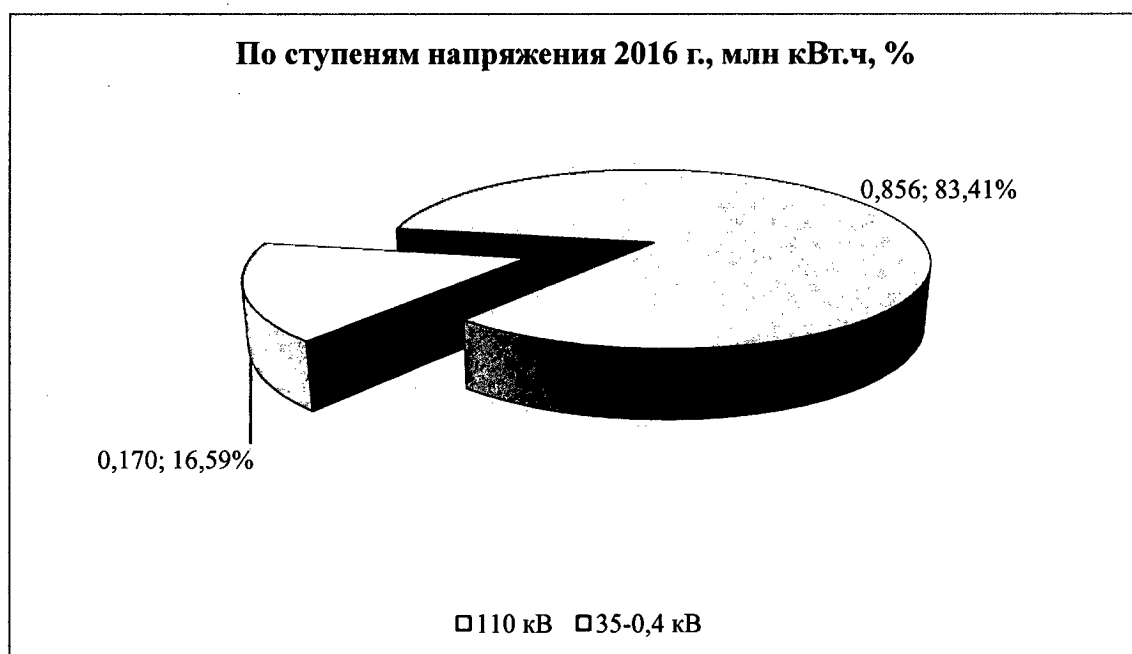


Рисунок 11.8 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях Ногликского энергоузла Центрального энергорайона за 2016 г.

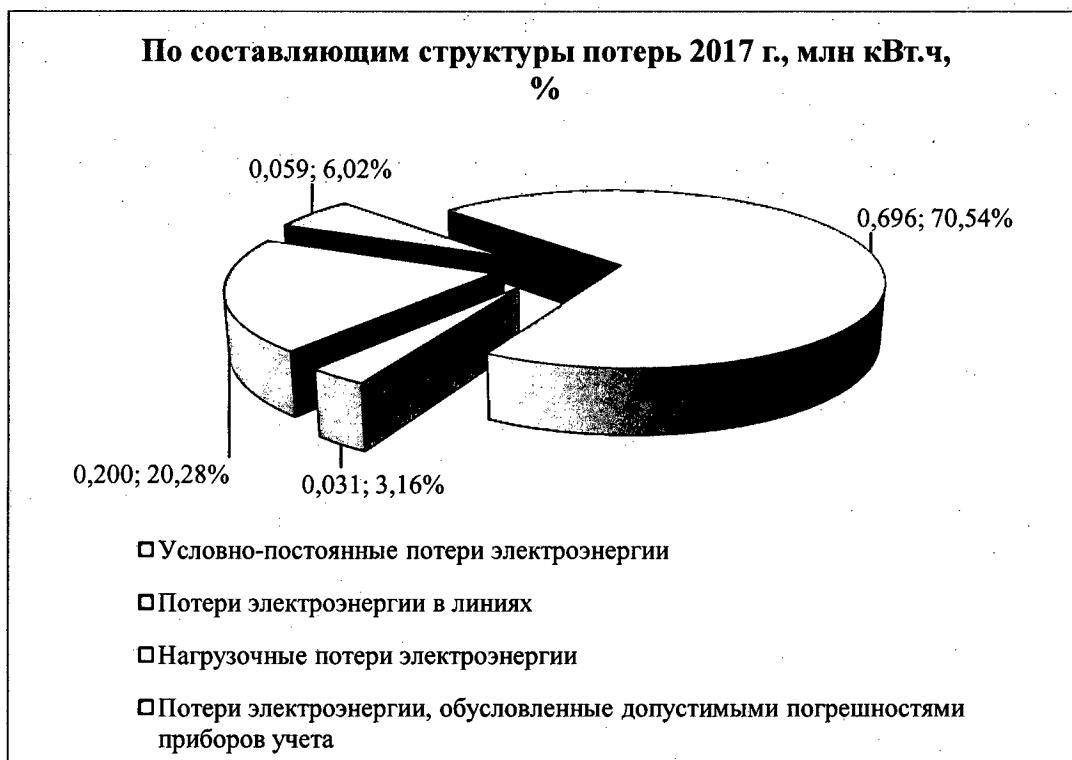


Рисунок 11.9 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях Ногликского энергоузла Центрального энергорайона за 2017 г.



Рисунок 11.10 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях Ногликского энергоузла Центрального энергорайона за 2017 г.

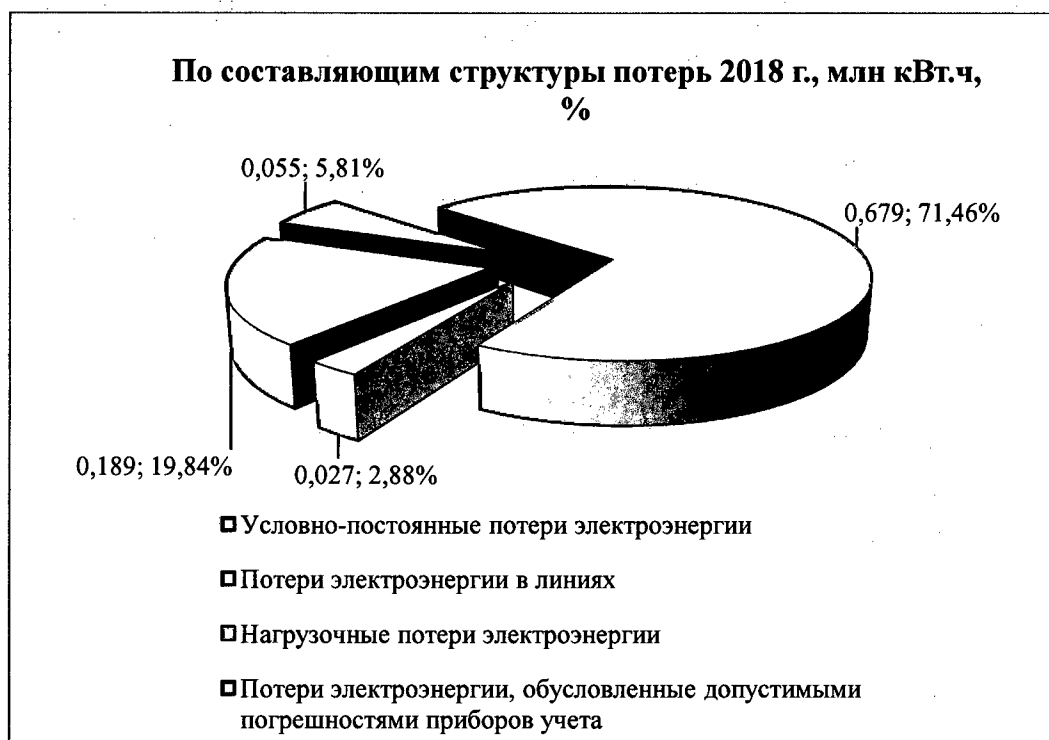


Рисунок 11.11 – Структура потерь электроэнергии в электрических сетях Ногликского энергоузла Центрального энергорайона на 2018 г.



Рисунок 11.12 – Структура потерь электроэнергии в электрических сетях Ногликского энергоузла Центрального энергорайона на 2018 г.

За рассматриваемый период 2016-2018 гг. наименьшее значение технологических потерь на транспорт электроэнергии в электрической сети Ногликского энергоузла Центрального энергорайона наблюдается в 2018 г – 0,950 млн кВт.ч или 0,447% (от отпуска электроэнергии в сеть 212,54 млн кВт.ч), наибольшее значение технологических потерь на транспорт электроэнергии прогнозируется на 2016 г. – 1,027 млн кВт.ч или 0,502% (от прогнозируемого отпуска электроэнергии в сеть 204,326 млн кВт.ч).

Основными мероприятиями по снижению потерь электроэнергии в электрической сети Ногликского энергоузла Центрального энергорайона являются замена трансформаторов и применение устройств компенсации реактивной мощности. На этап 2016-2018 гг. эффективность применения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрической сети Ногликского энергоузла Центрального энергорайона составила 37-293 тыс.кВт.ч.

Потери на транспорт в электрической сети 110 кВ в рассматриваемый период 2016-2018 гг. снижаются с 0,17 млн кВт.ч. (2016 г) до 0,144 млн кВт.ч. (2018 г.), в сети 35 кВ – снижаются с 0,856 млн кВт.ч.(2016 г.) до 0,806 млн кВт.ч. (2017 г.),

В целом технологические потери в электрической сети Ногликского энергоузла Центрального энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. приведены в таблице 11.21.

Таблица 11.21 – Технологические потери в электрической сети Ногликского энергоузла Центрального энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. фактические итоги за 2018 г.

Наименование показателей	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Отпуск электроэнергии в сеть, млн кВт.ч.,	204,326	196,393	212,54
в т.ч.:			
-потери электроэнергии в сетях, млн кВт.ч	1,027	0,986	0,950
-потери электроэнергии в сетях относительно отпуска в сети, %	0,502	0,502	0,447
Полезный отпуск электроэнергии, млн кВт.ч.	203,710	195,395	202,38

Структура фактических потерь электроэнергии за 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. в электрических сетях Северного энергорайона приведена в таблице 11.22 и на рисунках 11.13-11.18.

Таблица 11.22 – Структура фактических потерь электроэнергии за 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. в электрических сетях Северного энергорайона, млн кВт.ч

№ п/п	Наименование структурных составляющих	35-0,4 кВ	Всего технические потери в сетях (в % к отпуску в сеть)
2016 г.			
1	Отпуск электроэнергии в сеть	194,467	-
2	Условно-постоянные потери электроэнергии	4,466	2,297
3	Потери электроэнергии в линиях	1,294	0,666
4	Нагрузочные потери электроэнергии	15,551	7,997
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	0,678	0,349
6	Технологические потери электроэнергии (п.2+п.3+п.4+п.5)	21,991	11,308
2017 г.			
1	Отпуск электроэнергии в сеть	182,455	-
2	Условно-постоянные потери электроэнергии	3,355	1,839
3	Потери электроэнергии в линиях	0,996	0,546
4	Нагрузочные потери электроэнергии	11,667	6,395
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	0,523	0,287
6	Технологические потери электроэнергии (п.2+п.3+п.4+п.5)	16,541	9,066
2018 г.			
1	Отпуск электроэнергии в сеть	194,799	-
2	Условно-постоянные потери электроэнергии	2,869	1,473
3	Потери электроэнергии в линиях	0,841	0,432
4	Нагрузочные потери электроэнергии	10,332	5,304
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	0,417	0,214
6	Технологические потери электроэнергии (п.2+п.3+п.4+п.5)	14,458	7,422



Рисунок 11.13 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях Северного энергорайона за 2016 г.

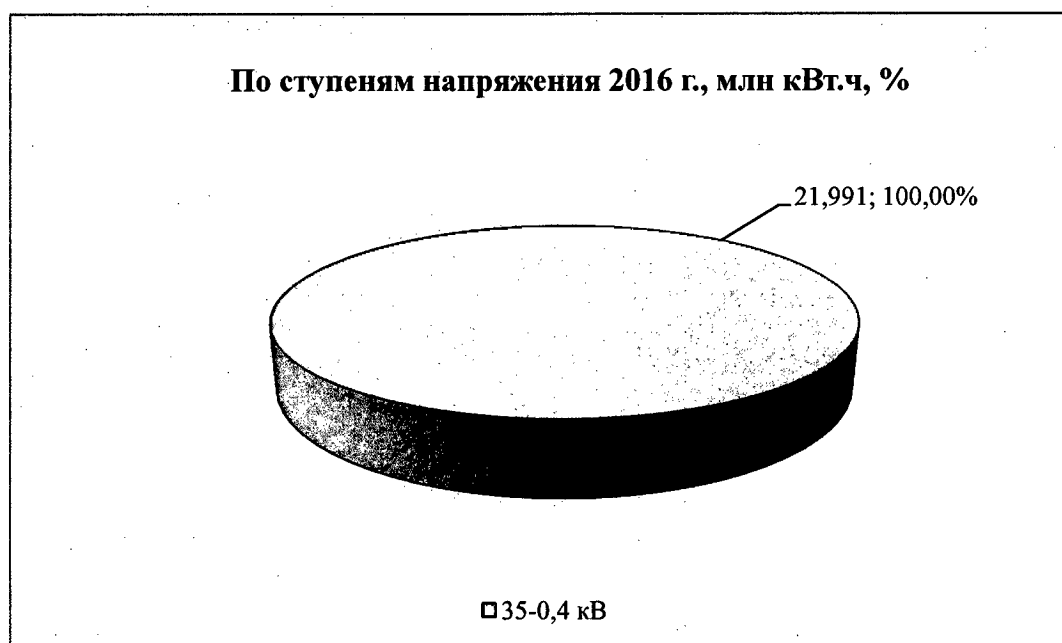


Рисунок 11.14 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях Северного энергорайона за 2016 г.

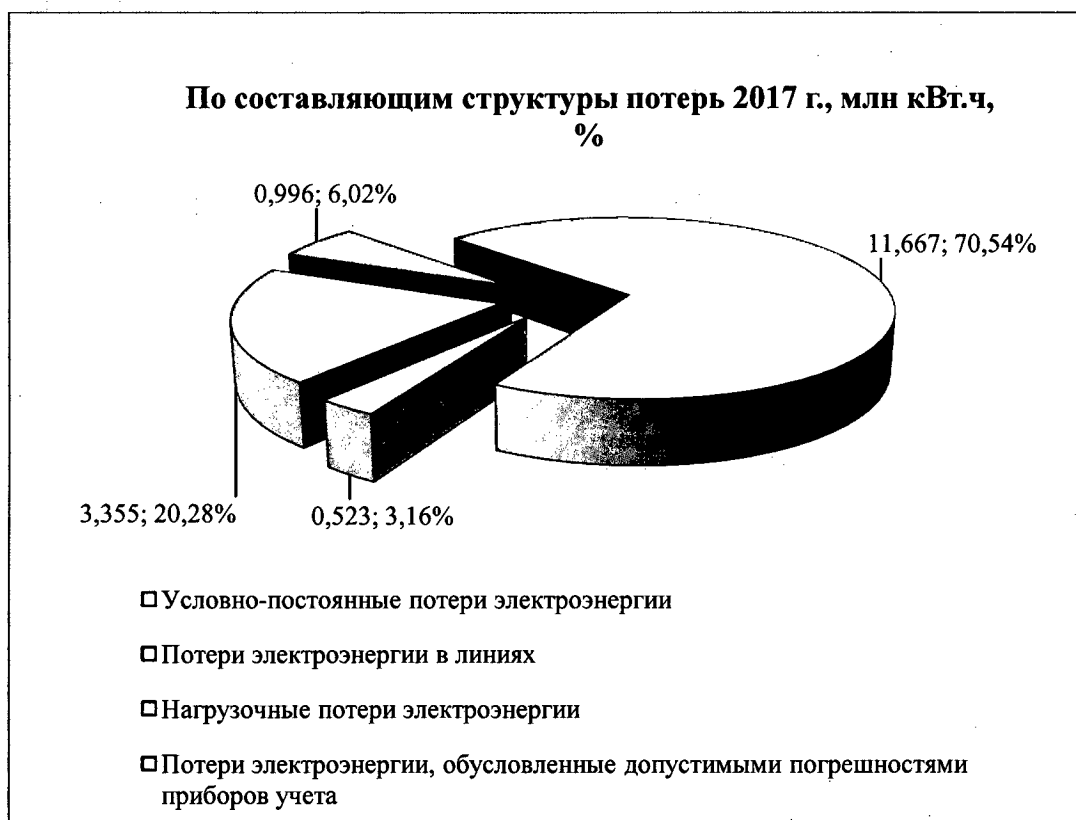


Рисунок 11.15 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях Северного энергорайона за 2017 г.

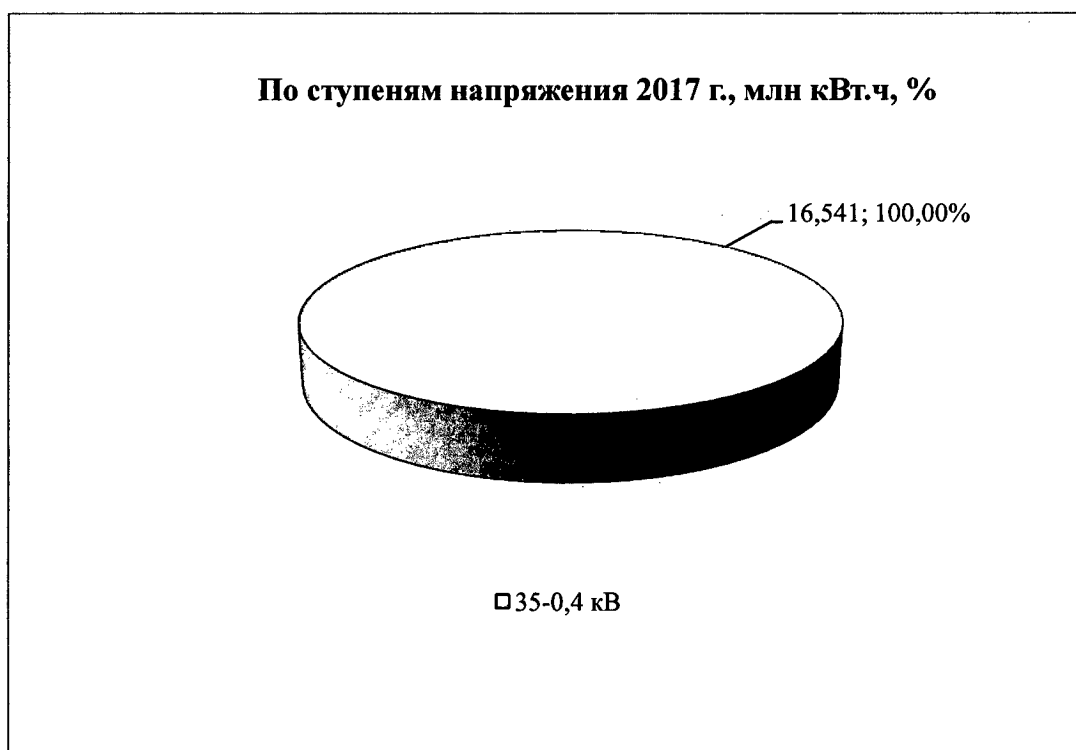
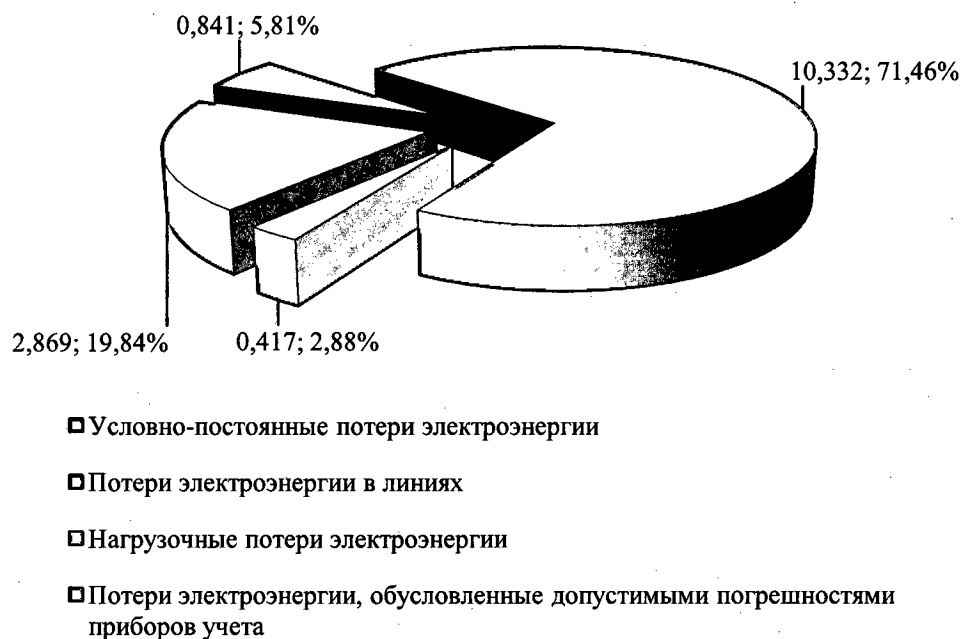


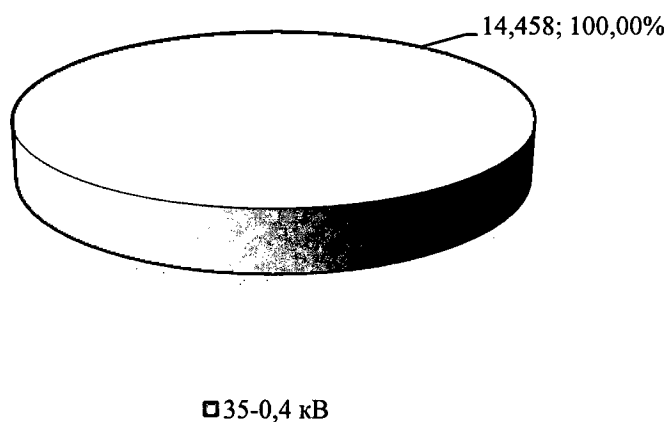
Рисунок 11.16 – Структура фактических потерь электроэнергии в электрических сетях Северного энергорайона за 2017 г.

**По составляющим структуры потерь 2018 г., млн кВт.ч,
%**



**Рисунок 11.17 – Структура потерь электроэнергии в электрических сетях
Северного энергорайона на 2018 г.**

По ступеням напряжения 2018 г., млн кВт.ч, %



**Рисунок 11.18 – Структура потерь электроэнергии в электрических сетях
Северного энергорайона на 2018 г.**

За рассматриваемый период 2016-2018 гг. наименьшее значение технологических потерь на транспорт электроэнергии в Северном энергорайоне наблюдается в 2018 г. – 14,458 млн кВт.ч или 8,0% (от отпуска электроэнергии в сеть 179,39 млн кВт.ч), наибольшее значение технологических потерь на транспорт электроэнергии прогнозируется на 2018 г. – 21,99 млн кВт.ч или 11,31% (от прогнозируемого отпуска электроэнергии в сеть 194,47 млн кВт.ч).

Основными мероприятиями по снижению потерь электроэнергии в электрической сети в Северном энергорайоне являются:

- отключение незагруженных трансформаторов 35/6 кВ;
- отключение незагруженных трансформаторов 6/0,4 кВ;
- замена провода, сокращение протяженности ЛЭП-6 кВ;
- замена провода, сокращение протяженности ЛЭП-0,4 кВ;
- ликвидация незагруженных подстанций 6/0,4 кВ;
- замена трансформаторов 6/0,4 кВ на трансформаторы меньшей мощности;
- установка учета ОДН.

На этап 2016-2018 гг. эффективность реализации мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрической сети в Северном энергорайоне составила 1763-3469 тыс.кВт.ч.

Потери на транспорт в электрической сети 35 кВ в рассматриваемый период 2016-2018 гг. снижаются с 21,991 млн кВт.ч.(2016 г) до 14,458 млн кВт.ч. (2018 г.).

В целом технологические потери в электрической сети Северного энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г. приведены в таблице 11.23.

Таблица 11.23 – Технологические потери в электрической сети Северного энергорайона за отчетный период 2016-2017 гг. и фактические итоги за 2018 г.

Наименование показателей	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Отпуск электроэнергии в сеть, млн кВт.ч.,	194,467	182,455	179,388
в т.ч.:			
-потери электроэнергии в сетях, млн кВт.ч	21,99	16,54	14,46
-потери электроэнергии в сетях относительно отпуска в сети, %	11,31	9,07	8,06
Полезный отпуск электроэнергии, млн кВт.ч.	168,49	161,92	160,67

Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт в электрической сети локального энергорайона «Сфера» и в электрической сети Южно-Курильского энергорайона (на территории о. Шикотан) в настоящем Отчете не рассматривается т.к. на

территории локального энергорайона «Сфера» и на территории о. Шикотан отсутствуют электросетевые объекты напряжением 35 кВ и выше.

В связи с отсутствием Исходных данных по потерям электрической энергии в электрических сетях по Северо-Курильскому, Курильскому и Южно-Курильскому энергоузлам (за исключением о. Шикотан), расположенным на Курильских островах, оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт не могут быть приведены в настоящем Отчете.

11.4 Информация о строящихся электросетевых объектах

В 2016 г. была введена в эксплуатацию ПС Сухуми 110/0,4 кВ. На отчетный 2018 г. производится ввод в эксплуатацию ПС 35/6 кВ Новотроицкая, ПС 35/10 кВ Таранай, ПС 35/10 кВ Новая Деревня, ПС 35/10 кВ Науки, ПС 35/6 кВ Петрова, ПС 35/10 кВ Тепличная.

В таблице 11.24 приведены сводные данные по динамике вводов и реконструкции электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше по территории Сахалинской энергосистемы на период 2016-2017 гг. и на 01.10.2018 г.

Таблица 11.24 – Сводные данные по динамике вводов и реконструкции электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше по территории Сахалинской энергосистемы на период 2016-2017 гг. и на 01.10.2018 г.

Год ввода	Наименование объекта	Мощность трансформатора в (МВА)/марка и протяжённость линий (км)	Примечание
2016	ПС 110/0,4 кВ Сухуми	н/д	Новое строительство
2016	ПС 110/35/10 кВ Луговая	1х40	Ввод трансформатора 1х40 МВА
2016	ПС 110/35/10 кВ Юго-Западная	1х40	Замена трансформатора 1х20 МВА на 1х40 МВА
2017	ПС 110/35/10 кВ Луговая	1х40	Замена трансформатора 1х16 МВА на 1х40 МВА
2017	ПС 110/35/10 кВ Юго-Западная	1х40	Ввод трансформатора 1х40 МВА
2017	ПС 35/6 кВ Новотроицкая	2х10	Новое строительство
2017	ПС 35/10 кВ Таранай	2х4	Новое строительство
2017	ПС 35/10 кВ Тепличная	2х16	Новое строительство
2018	ПС 35/10 кВ Новая Деревня	2х6,3	Новое строительство
2018	ПС 35/10 кВ Науки	2х10	Новое строительство
2018	ПС 35/6 кВ Петрова	2х10	Новое строительство
2018	ПС 35/6 кВ 11 микрорайон	2х10	Новое строительство
2018	Энергокомплекс Катангли 35/6 кВ установленной мощностью 12 МВт (6х2 МВт)	2х10	Новое строительство
2018	ВЛ 35 кВ Т-522 «Энергокомплекс»	АС-120 3,75 км	Новое строительство
2018	ПС 35/0,4 кВ Надежда	1х0,025	Новое строительство
2018	ПС 35/0,4 кВ КТП-107	1х0,025	Новое строительство

За отчетный период 2016-2017 гг. и на 01.10.2018 г. произведена реконструкция линий

35-110 кВ в части замены деревянных опор на опоры с ж/б приставками и замены провода.

В 2016 год произведены следующие объемы реконструкций:

- Замена опор в объеме 151 шт. на 8 ВЛ;
- Замена провода в объеме 14,83 км на 3 ВЛ.

В 2017 год произведены следующие объемы реконструкций:

- Замена опор в объеме 166 шт. на 16 ВЛ;
- Замена провода в объеме 19,75 км на 6 ВЛ.

На 01.10.2018 год произведены следующие объемы реконструкций:

- Замена опор в объеме 55 шт. на 5 ВЛ;
- Замена провода в объеме 11,62 км на 3 ВЛ.

12. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Электрическая сеть 35 кВ и выше ЭС Сахалинской области неравномерно распределена по территории о. Сахалина. Наибольшая концентрация потребителей электроэнергии и мощности сосредоточена преимущественно в южной части о. Сахалина. Отключение ВЛ 220 кВ на участке электрической сети 220 кВ Сахалинская ГРЭС – Смирных – Онор – Тымовская приводит к делению сети электрической сети Центрального энергорайона Сахалинской области на 2 изолированных энергоузла с последующим отключением потребителей. С учетом гололедно-ветровых нагрузок, а также особенностей рельефа, эксплуатация ЛЭП 220 кВ проводится в условиях значительных ветровых и гололедных нагрузок, что создает высокую вероятность повреждения линий электропередач. Также в период гололедообразования требуется отключение линий для выполнения плавки гололеда, что негативно сказывается на надежности электроснабжения потребителей. Также следует отметить, что питание значительного числа подстанций 35-220 кВ осуществляется по одноцепной ЛЭП (нет резервирования). Таким образом, электрическая сеть ЭС Сахалинской области обладает низкой надежностью. Для повышения надежности электрической сети ЭС Сахалинской области необходимо провести усиление электрической сети и рассредоточить электрические станции по территории о. Сахалин.

Функционирование электроэнергетики в Сахалинской области с учетом территориальных особенностей региона и большой территории обслуживания протяженных электрических сетей при относительно небольшом электропотреблении в сельской местности характеризуется:

- территориальной изолированностью и наличием децентрализованных энергорайонов;
- эксплуатацией электросетевого хозяйства в сложных климатических условиях и в зоне повышенной сейсмичности, что сказывается на состоянии оборудования и ведет к ускоренному износу.

Основными проблемами по электросетевым и электрогенерирующим объектам Сахалинской области являются:

- механические характеристики большинства воздушных ЛЭП 220-110-35-10-6 кВ не соответствуют регламентируемым ПУЭ расчетно-климатическими требованиям к ветро- и гололедостойкости ЛЭП.
- превышен парковый ресурс турбоагрегатов в 1,5-2 раза на Сахалинской ГРЭС и Ногликской ГЭС, для дальнейшей надежной и экономически

эффективной работы электростанций требуется реконструкция с заменой и увеличением установленной мощности генерирующего оборудования.

Устранение «узких мест» и строительство новых электросетевых объектов напряжением 35, 110, 220 кВ создаст возможности технологического присоединения новых нагрузок в Сахалинской области, повысит качество и надежность электроснабжения потребителей. Строительство новых магистральных линий электропередачи позволит оптимизировать конфигурацию энергосистемы Сахалинской области, повысить их надежность и эффективность работы. Расширение зоны централизованного энергоснабжения, присоединение изолированных энергорайонов, модернизация и развитие системы распределительных электрических сетей значительно уменьшит удельные издержки и повысит надежность энергоснабжения потребителей.

В таблицах 12.1-12.2 приведен перечень «узких мест» электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Сахалинской области на 01.01.2018 г.

Таблица 12.1 – Перечень «узких мест» электрической сети 110-220 кВ Сахалинской области

№ п/п	Общее количество объектов	Количество объектов, отнесенных к узким местам / % от общего	Перечень объектов, отнесенных к узким местам
Линии 110-220 кВ, находящиеся в аварийном состоянии (старше 40 лет)			
1	40 шт	22 шт./ 55%	ВЛ 220 кВ Ильинская – Углезаводская
			ВЛ 220 кВ Углезаводская – Южно-Сахалинская
			ВЛ 220 кВ Сахалинская ГРЭС – Макаровская
			ВЛ 220 кВ Ильинская – Макаровская
			ВЛ 220 кВ Холмская – Южно-Сахалинская
			ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская – Корсаковская с отпайкой на ПС Южная
			ВЛ 110 кВ Холмская – Холмск-Южная
			ВЛ 220 кВ Сахалинская ГРЭС – Краснопольская
			ВЛ 220 кВ Холмская – Чеховская
			ВЛ 220 кВ Томаринская – Чеховская
			ВС 220 кВ Ильинская – Томаринская
			ВЛ 220 кВ Ильинская – Красногорская
			ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская – Центр с отпайкой на ПС Промузел I цепь
			ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская – Центр с отпайкой на ПС Промузел II цепь
			ВЛ 220 кВ Красногорская – Краснопольская
			ВЛ 110 кВ Краснопольская – Шахтерская с отпайкой на ПС Углегорская I цепь
			ВЛ 110 кВ Краснопольская – Шахтерская с отпайкой на ПС Углегорская II цепь
			ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 – Южно-Сахалинская I цепь
			ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 – Южно-Сахалинская II цепь

Окончание таблицы 12.1

№ п/п	Общее количество объектов	Количество объектов, отнесенных к узким местам / % от общего	Перечень объектов, отнесенных к узким местам
1	40 шт	22 шт./ 55%	ВЛ 220 кВ Сахалинская ГРЭС – Смирных
			ВЛ 220 кВ Смирных – Тымовская
			ВЛ 110 кВ Холмск-Южная – Невельская-2 с отпайкой на ПС Правдинская
Трансформаторы на подстанциях 110-220 кВ, срок службы которых превышает 25 лет			
2	60 шт	39 шт. / 65%	ПС 110 кВ Промузел (Т1, Т2)
			ПС 220 кВ Углезаводская (Т1, Т2)
			ПС 220 кВ Тымовская (АТ, Т1, Т2)
			ПС 110 Александровская (Т1, Т2)
			ПС 220 кВ Холмская (АТ1, АТ2, Т1. Т3)
			ПС 110 кВ Холмск-Южная (Т1, Т2)
			ПС 220 кВ Чеховская (Т1)
			ПС 220 кВ Томаринская (Т1, Т2)
			ПС 220 кВ Ильинская (Т1, Т2)
			ПС 220 кВ Красногорская (Т1)
			ПС 220 кВ Краснопольская (Т1, Т2)
			ПС 110 кВ Углегорская (Т1, Т2)
			ПС 110 кВ Поронайская (Т1, Т2)
			ПС 220 кВ Макаровская (Т1, Т2)
			ПС 110 кВ Правдинская (Т1),
			ПС 220 кВ Смирных (АТ1, Т3, Т4)
			ПС 110 кВ Горнозаводская (Т1),
			ПС 110 кВ Петропавловская (Т1, Т2)
			ПС 220 кВ Ногликская (Т2, Т3, Т4)

Таблица 12.2 – Перечень «узких мест» электрической сети 35 кВ Сахалинской области

№ п/п	Общее количество объектов	Количество объектов, отнесенных к узким местам / % от общего	Перечень объектов, отнесенных к узким местам
Линии 35 кВ, находящиеся в аварийном состоянии (старше 40 лет)			
1	57 шт	45 шт. / 79%	ВЛ 35 кВ ЦЭС – Районная
			ВЛ 35 кВ ЦЭС – Тельновская,
			ВЛ 35 кВ Ново-Александровская – Берязники,
			ВЛ 35 кВ Дальняя – Луговая I цепь
			ВЛ 35 кВ Дальняя – Луговая II цепь
			ВЛ 35 кВ Троицкая – Юго-Западная
			ВЛ 35 кВ Луговая – Первомайская I цепь
			ВЛ 35 кВ Луговая – Первомайская II цепь
			ВЛ 35 кВ Корсаковская – Городская
			ВЛ 35 кВ Углезаводская – Долинская I цепь
			ВЛ 35 кВ Углезаводская – Долинская II цепь
			ВЛ 35 кВ Быков – Загорская I цепь
			ВЛ 35 кВ Быков – Загорская II цепь

Продолжение таблицы 12.2

№ п/п	Общее количество объектов	Количество объектов, отнесенных к узким местам / % от общего	Перечень объектов, отнесенных к узким местам
1	57 шт	45 шт. /79%	ВЛ 35 кВ Загорская – Синегорская
			ВЛ 35 кВ Дачная – Тамбовка
			ВЛ 35 кВ Южная – Аралия
			ВЛ 35 кВ Аралия – Хомутово с отпайками на ПС Зима
			ВЛ 35 кВ Ильинская – Пензенская
			ВЛ 35 кВ Томаринская – Пензенская
			ВЛ 35 кВ Смирных – Буюклы с отпайками на ПС Ельники и ПС Кошевое
			ВЛ 35 кВ Поронайская – Город
			ВЛ 35 кВ Санаторная – Синегорская
			ВЛ 35 кВ Дальняя – Ласточка
			ВЛ 35 кВ Петропавловская – Троицкая
			ВЛ 35 кВ Агар – Соловьевка
			ВЛ 35 кВ Невельская-2 – Горнозаводская
			ВЛ 35 кВ Сахалинская ГРЭС – Разрез с отпайками I цепь
			ВЛ 35 кВ Сахалинская ГРЭС – Разрез с отпайками II цепь
			ВЛ 35 кВ Поронайская – Тихменово
			ВЛ 35 кВ ПП Восток – Гастелло
			ВЛ 35 кВ Леонидово – Тихменово
			ВЛ 35 кВ Буюклы – Малиновка
			ВЛ 35 кВ Гастелло – Тихменево
			ВЛ 35 кВ Бошняково – Тельновская с отпайкой на ПС Лесогорская
			ВЛ 35 кВ Ногликская – Катангли
			ВЛ-35 кВ Колендо
			ВЛ-35 кВ Сабо
			ВЛ-35 кВ Эхаби
			ВЛ-35 кВ Сахарная Сопка
			ВЛ-35 кВ Мухто
			ВЛ-35 кВ Одопту
			ВЛ-35 кВ Западное Сабо
			ВЛ-35 кВ НП Сабо
			ВЛ-35 кВ Москальво
			ВЛ-35 кВ Медвежье озеро
Подстанции 35 кВ, питающиеся по одной ВЛ (без резервирования)			
2	117 шт.	44 шт. / 38%	ПС 35 кВ Стародубская
			ПС 35 кВ Горнозаводская
			ПС 35 кВ Лесное
			ПС 35 кВ Чапаево
			ПС 35 кВ Тамбовка
			ПС 35 кВ Озерская
			ПС 35 кВ Городская
			ПС 35 кВ Радиоцентр
			ПС 35 кВ Юнона

Продолжение таблицы 12.2

№ п/п	Общее количество объектов	Количество объектов, отнесенных к узким местам / % от общего	Перечень объектов, отнесенных к узким местам
2	117 шт.	44 шт. / 38%	ПС 35 кВ Дайвер
			ПС 35 кВ Сити-Строй
			ПС 35 кВ Санаторная
			ПС 35 кВ Пятиречье
			ПС 35 кВ Бошняково
			ПС 35 кВ Фабричная
			ПС 35 кВ Заозерное
			ПС 35 кВ Александровская-П1
			ПС 35 кВ Арково
			ПС 35 кВ Мгачи
			ПС 35 кВ Ясное
			ПС 35 кВ Кировская
			ПС 35 кВ Воскресеновка
			ПС 35 кВ Молодёжная
			ПС 35 кВ Адо-Тымово
			ПС 35 кВ ВЧ
			ПС 35 кВ Арги-Паги
			ПС 35 кВ Лесогорская
			ПС 35 кВ Тельновская
			ПС 35 кВ Бошняково
			ПС 35 кВ Южные Монги
			ПС 35 кВ Монги
			ПС 35 кВ Даги
			ПС 35 кВ Мирзоевка
			ПС 35 кВ Вал
			ПС 35 кВ Промбаза
			ПС 35 кВ БАМ
			ПС 35 кВ 2-я бригада
			ПС 35 кВ Катангли
			ПС 35 кВ Колендо
			ПС 35 кВ БКНС
			ПС 35 кВ Новгородская
			ПС 35 кВ Москальво
			ПС 35 кВ Мухто
			ПС 35 кВ Нельма
Подстанции 35 кВ с одним трансформатором			
3	117 шт.	43 шт. / 37%	ПС 35 кВ Первомайская
			ПС 35 кВ Дачная
			ПС 35 кВ Тамбовка
			ПС 35 кВ Чапаево
			ПС 35 кВ Юнона
			ПС 35 кВ Дайвер

Продолжение таблицы 12.2

№ п/п	Общее количество объектов	Количество объектов, отнесенных к узким местам / % от общего	Перечень объектов, отнесенных к узким местам
3	117 шт.	43 шт. / 37%	ПС 35 кВ Сити-Строй
			ПС 35 кВ Адо-Тымово
			ПС 35 кВ Молодежное
			ПС 35 кВ Ясное
			ПС 35 кВ Арково
			ПС 35 кВ Симаково
			ПС 35 кВ Красноярская
			ПС 35 кВ Тельновская
			ПС 35 кВ Лесогорская
			ПС 35 кВ МТП Надеждино
			ПС 35 кВ Малиновка
			ПС 35 кВ Город
			ПС 35 кВ Гастелло
			ПС 35 кВ Лермонтово
			ПС 35 кВ Кошевое
			ПС 35 кВ Новая
			ПС 35 кВ Заозерная
			ПС 35 кВ Забайкалец
			ПС 35 кВ Тихменево
			ПС 35 кВ Ельники
			ПС 35 кВ Чурай
			ПС 35 кВ ВЧ
			ПС 35 кВ Вал
			ПС 35 кВ Аэропорт
			ПС 35 кВ 28 км
			ПС 35 кВ Лагури
			ПС 35 кВ Южные Монги
			ПС 35 кВ 2-я бригада
			ПС 35 кВ Сахарная Сопка
			ПС 35 кВ Гиляко-Абунан
			ПС 35 кВ Нельма
			ПС 35 кВ УЗГ
			ПС 35 кВ НПС Сабо
ПС 35 кВ Сабо			
ПС 35 кВ Кыдыланьи			
ПС 35 кВ Монги			
ПС 35 кВ Катангли			
Трансформаторы на подстанциях 35 кВ, срок службы которых превышает 25 лет			
4	183 шт.	89 шт. /49%	ПС 35 кВ Ново-Александровская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Санаторная (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Городская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Соловьевка (Т1)

Продолжение таблицы 12.2

№ п/п	Общее количество объектов	Количество объектов, отнесенных к узким местам / % от общего	Перечень объектов, отнесенных к узким местам
4	183 шт.	89 шт. /49%	ПС 35 кВ Лесная (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Тамбовка (Т1)
			ПС 35 кВ Чапаево (Т1)
			ПС 35 кВ Агар (Т1)
			ПС 35 кВ Сокол (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Стародубская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Кировская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Воскресеновка (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Адо-Тымово (Т1)
			ПС 35 кВ Арги-Паги (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Александровская-П1 (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Арково (Т1)
			ПС 35 кВ Пятиречье (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Симаково (Т1)
			ПС 35 кВ Яблочная (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Фабричная (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Пензенская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Красноярская (Т1)
			ПС 35 кВ Тельновская (Т1)
			ПС 35 кВ Лесогорская (Т1)
			ПС 35 кВ МТП (Надежино) (Т1)
			ПС 35 кВ Ударновская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Бошняково (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Леонидово (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Малиновка (Т1)
			ПС 35 кВ Город (Т1)
			ПС 35 кВ Восток (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Гастелло (Т1)
			ПС 35 кВ Лермонтово (Т1)
			ПС 35 кВ Буюклы (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Кошевое (Т1)
			ПС 35 кВ Заозерная (Т1)
			ПС 35 кВ Забайкалец (Т1)
			ПС 35 кВ Радиоцентр (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Новое (Т1)
			ПС 35 кВ Вал (Т1)
			ПС 35 кВ Новгородская (Т1)
			ПС 35 кВ Медвежье озеро (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Москальво (Т1)
			ПС 35 кВ Даги (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Монги (Т1)
			ПС 35 кВ 2-я бригада (Т1)

Продолжение таблицы 12.2

№ п/п	Общее количество объектов	Количество объектов, отнесенных к узким местам / % от общего	Перечень объектов, отнесенных к узким местам
4	183 шт.	89 шт. /49%	ПС 35 кВ Мирзоева (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Сахарная Сопка (Т1)
			ПС 35 кВ II-я Площадь (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Восточное Эхаби (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Гиляко-Абунан (Т1)
			ПС 35 кВ Тунгор (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Нельма (Т1)
			ПС 35 кВ Одопту-суша (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Западное Сабо (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ НПС Сабо (Т1)
			ПС 35 кВ Сабо (Т1)
			ПС 35 кВ Мухто (Т1, Т2)
			ПС Кыдылань (Т1)
Трансформаторы на подстанциях 35 кВ без средств регулирования напряжения под нагрузкой			
5	183 шт.	100 шт. / 55%	ПС 35 кВ Ново-Александровская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Дальняя (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Первомайская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Санаторная (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Юго-Западная (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Синегорская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Агар (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Соловьевка (Т1)
			ПС 35 кВ Зима (Т2)
			ПС 35 кВ Дачная (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Озерская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Тамбовка (Т1)
			ПС 35 кВ Чапаево (Т1)
			ПС 35 кВ Лесное (Т1)
			ПС 35 кВ Радиоцентр (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Сокол (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Березняки (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Стародубская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Эверон (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Ливадных (Т1)
			ПС 35 кВ Пятиречье (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Симаково (Т1)
			ПС 35 кВ Яблочная (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Пензенская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Фабричная (Т1)
			ПС 35 кВ Красноярская (Т1)
			ПС 35 кВ Районная (Т2)

Окончание таблицы 12.2

№ п/п	Общее количество объектов	Количество объектов, отнесенных к узким местам / % от общего	Перечень объектов, отнесенных к узким местам
5	183 шт.	100 шт. / 55%	ПС 35 кВ Лесогорская (Т1)
			ПС 35 кВ Тельновская (Т1)
			ПС 35 кВ Бошняково (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Забайкалец (Т1)
			ПС 35 кВ Малиновка (Т1)
			ПС 35 кВ Леонидово (Т1)
			ПС 35 кВ Город (Т1)
			ПС 35 кВ Тихменево (Т1)
			ПС 35 кВ Гастеллю (Т1)
			ПС 35 кВ Лермонтово (Т1)
			ПС 35 кВ Разрез (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Восток (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Новое (Т1)
			ПС 35 кВ Буюклы (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Кировская (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Ясное (Т1)
			ПС 35 кВ Адо-Тымово (Т1)
			ПС 35 кВ Арги-Паги (Т1)
			ПС 35 кВ Александровская-П1 (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Арково (Т1)
			ПС 35 кВ Колендо (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ БКНС (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Эхаби (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Сахарная Сопка (Т1)
			ПС 35 кВ 2-я площадь (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Восточное Эхаби (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Гиляко-Абунан (Т1)
			ПС 35 кВ Нельма (Т1)
			ПС 35 кВ Одопту-суша (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ УЗГ (Т1)
			ПС 35 кВ Южный Купол №1 (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Западное Сабо (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ НПС Сабо (Т1)
			ПС 35 кВ Мухто (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Кыдылань (Т1)
			ПС 35 кВ Даги (Т1, Т2)
			ПС 35 кВ Южные Монги (Т1)
			ПС 35 кВ Монги (Т1)
			ПС 35 кВ Катангли (Т1)
			ПС 35 кВ 2-я бригада (Т1)

Примечание:* – при суммировании общего количества электросетевых объектов (ПС и ВЛ) не учтены электросетевые объекты, введенные в эксплуатацию на этап 01.10.2018 г. или находящиеся на стадии строительства.

По данным на 01.01.2018 г. в эксплуатации свыше 40 лет находится 79% ВЛ 35 кВ и 55% ВЛ 110 кВ и выше. В эксплуатации свыше 25 лет находится 49% силовых трансформаторов в сети 35 кВ и 65% силовых трансформаторов сети 110 кВ и выше. Следует отметить, что по данным собственника ПАО «Сахалинэнерго» физический износ электросетевых объектов не превышает 67,7% для ВЛ и 50% для силовых трансформаторов.

Схемы присоединения ряда подстанций 35 кВ Сахалинской области не соответствуют руководящим указаниям по проектированию энергосистем, так как присоединены к одноцепной линии с односторонним питанием (38%). Подстанции 35 кВ с одним трансформатором составляют 37% от общего количества подстанций 35 кВ Сахалинской области. В сети 35 кВ эксплуатируются 55% подстанций, на трансформаторах которых отсутствуют средства регулирования напряжения под нагрузкой.

Ограничение на технологическое присоединение

В соответствии с предоставленными данными ПАО «Сахалинэнерго» суммарная заявленная мощность по заключенным договорам на технологическое присоединение на 01.10.2018 г. составляет 139,03 МВт. В связи с этим, на ряде подстанций в режиме N-1 (аварийное отключение или вывод в ремонт одного трансформатора) возникает перегрузка оставшегося в работе трансформатора.

В таблице 12.3 приведен перечень закрытых центров питания электрической сети 35-220 кВ Сахалинской области.

Таблица 12.3 – Перечень закрытых центров питания электрической сети 35-220 кВ Сахалинской области

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование	Класс напряжения	Установленная трансформаторная мощность, МВА	Максимальная мощность узла в режиме "n-1" с учетом 5% перегрузки	Текущий резерв мощности центра питания	Заявленная мощность по заключенным договорам ТП на 3-й квартал 2018 г, МВА	Текущий резерв мощности центра питания с учетом заявок на ТП на 3-й квартал 2018г, МВА
1	Южная	T1-40-110	110/35/6,3	40	42	9,47	20,30	-10,83
2	Ново- Александровская	T1	35/10	6,3	6,6	1,9	2,81	-0,94
3	Дальняя	T1	35/10	4	4,2	2,2	5,15	-2,97
4	Первомайская	T1	35/6	6,3	6,6	1,035	1,07	-0,03
5	Санаторная	T1	35/10	1	1,1	0,60	1,76	-1,16
6	Тамбовка	T1	35/10	1	1,1	0,86	2,50	-1,64
7	Долинская	T1	35/10	10	10,5	1,63	2,27	-0,64
8	Березняки	T1	35/10	2,5	2,6	1,92	3,40	-1,48
9	Эверон	T1	35/10	2,5	2,6	2,97	2,12	0,85
10	Анива	T1	35/10	6,3	6,6	0,84	4,20	-3,37
11	Петропавловская	T1	110/35/10 35/10	2,6	2,6	0,08	2,82	-2,75
12	Красногорская	T1	220/35/10	25	26,3	-3,65	0,06	-3,71
		T2	35/10	4	4,2	-3,65	-	-3,65
		AT1		63	66,2	2,78	2,30	0,47
13	Смирных	T3	220/110/35/ 10	6,3	6,6	-2,00	-	-2,00
		T4		6,3	6,6	-	-	-
14	Макаровская	T1	220/35/10	20	21,0	-4,81	2,68	-7,49
15	Тымовская	T1	220/110/10	10	10,5	-0,72	-	-0,72
		T2		16	16,8			

Таким образом, для исключения аварийной перегрузки трансформаторов в режиме N-1 для вышеприведенных подстанций не рекомендуется присоединение новых потребителей.

Недостаток пропускной способности электрических сетей 35 кВ и выше

На основании анализа контрольных замеров установлено, что максимальная длительная нагрузка ЛЭП на ЭС Сахалинской области не превышает длительно-допустимую нагрузку. Пропускная способность электрических сетей 35 кВ и выше обеспечивает передачу мощности в необходимых объемах.

Отсутствие возможности обеспечения допустимых уровней напряжения

На основании контрольных замеров 2017 года установлено, что уровни напряжения в узлах электрической сети 35-110-220 кВ не превышает наибольшее рабочее напряжение (42-126-252 кВ, соответственно), а также обеспечиваются на уровне не ниже номинальных значений. Максимальное напряжения в зимнем минимальном режиме составляет 6,79 кВ на стороне НН автотрансформатора АТ2-125000/220 на ПС Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 220/110/6 кВ, что превышает номинальное напряжение на 13,1%, но не превышает наибольшее рабочее напряжение.

Отметим, что на ряде ПС 220 кВ напряжение на шинах превышает номинальное напряжение, но не превышает наибольшее рабочее напряжение.

Напряжение на стороне НН автотрансформатора АТ1-32000/220 и АТ2-32000/220 на ПС Краснопольская 220/110/10 кВ составляет 11,33 кВ, что превышает номинальное напряжение на 13,3%, но не превышает наибольшее рабочее напряжение.

Напряжение на стороне СН автотрансформатора АТ2-63000/220 на ПС Тымовская 220/110/35 кВ составляет 122,82 кВ, что превышает номинальное напряжение на 11,66%, но не превышает наибольшее рабочее напряжение.

Напряжение на стороне НН трансформатора Т1-20000/220 и Т2-20000/220 на ПС 220 кВ Углезаводская составляет 11,08 кВ, что превышает номинальное напряжение на 10,81%, но не превышает наибольшее рабочее напряжение. Напряжение на стороне СН трансформатора Т1-20000/220 и Т2-20000/220 на ПС 220 кВ Углезаводская составляет 38,78 кВ, что превышает номинальное напряжение на 10,79%, но не превышает наибольшее рабочее напряжение.

Напряжение на стороне НН автотрансформатора АТ1-63000/220 и АТ2-63000/220 на ПС 220 кВ Холмская составляет 6,69 кВ, что превышает номинальное напряжение на 11,47%, но не превышает наибольшее рабочее напряжение.

Обеспечение допустимых уровней напряжения в электрической сети Сахалинской ЭС возможно осуществить существующими средствами регулирования напряжения (приведенными в Таблице 11.15).

Несоответствие отключающей способности коммутационной аппаратуры

Уровни токов короткого замыкания (КЗ) характеризуют ожидаемые условия работы электрооборудования в аварийных режимах.

Расчёты токов трехфазного и однофазного КЗ в сетях 110, 220 кВ и трехфазного тока КЗ в сети 35 кВ выполнены для отчетной схемы 2018 года с помощью программного комплекса АРМ СРЗА.

По результатам расчётов токов КЗ производится определение объёма необходимой замены установленного коммутационного оборудования на существующих объектах.

Анализ соответствия установленных в энергосистеме Сахалинской области выключателей 35 кВ и выше расчетным токам КЗ и нормативному сроку эксплуатации на 2018 год приведены в таблице 12.4.

Таблица 12.4 – Анализ соответствия установленных в энергосистеме Сахалинской области выключателей 35 кВ и выше расчетным токам КЗ и нормативному сроку эксплуатации на 2018 год

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2018 год (Отчетная схема), кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт.	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2018 г.,шт.
					I(3)	I(1)		
Центральный энергоузел								
Сахалинская ГРЭС	220	GL314F3-220IV-40/3150XЛ1	1	40	1,34	1,87	0	0
		ВГТ-220-IV-40/3150 XЛ1	2	40			0	
		ВГТ-УЭТМ-1А1-220XЛ1	1	40			0	
	110	ВГТ-110IV-40/3150XЛ1	2	40	1,0	1,27	0	0
35	ВГТ-35-IV-50/3150 XЛ1	1	50	2,01		0	0	
Ю-С ТЭЦ-1	110	МКП-110М-1000(630-20У1)	2	20	9,9	12,02	0	2
		НУраст 145	2	40			0	
Ю-С ТЭЦ-1 (5 энергоблок)	110	НУраст 145	2	40	10,17	12,76	0	0
Ю-С ТЭЦ-1 (4 энергоблок)	110	ВГТ-110-40/2000 УХЛ4	7	40	10,17	12,59	0	0
		У-220-1000-25У1	1	25			0	1
Холмская	220	ВМТ-220Б-25/1250УХЛ1	1	25	2,18	2,42	0	0
		ВГТ-220П*-40/2500У1	1	40			0	0
		МКП-110	3	20			0	3
	110	ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1	1	25	2,92	3,62	0	0
35	С-35М-630-10А-У1	1	10	2,67	-	0	1	
	ВГБЭП-35-12,5/630	4	12,5			0	0	
	У-220	1	25			0,84	0,9	0
Тымовская	110	МКП-110М-630-20 У1	6	20	1,42	1,62	0	6
	35	С-35М-630-10 УХЛ1	7	10	1,56		0	6
	220	У-220-1000-2000-25У1	2	25	1,47	1,69	0	2
Красногорская	35	ВГБ ЭП-35	1	12,5	2,33	-	0	0
		С-35М- 630-10А У1	1	10			0	1

Продолжение таблицы 12.4

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2018 год (Отчетная схема), кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2018 г.,шт
					I(3)	I(1)		
Ильинская	220	У-220-1000/2000-25У1	7	25	1,86	2,16	Демонтаж РУ-220 кВ	3
	35	С-35-630-10У1	3	10	2,12	-	0	
Томаринская	220	У-220-1000/2000-25У1	2	25	1,82	2,0	0	2
	35	С-35м-630-10У1	3	10	2,11	-	0	3
Чеховская	220	У-220	2	25	1,89	2,01	0	2
	35	С-35М-630-10	3	10	2,12	-	0	3
Краснопольская	220	У-220-1000/2000-25У1	3	25	1,32	1,65	0	3
	110	МКП-110М-1000/630-20 У1	5	20	1,37	1,97	0	5
Онор	220	ВГТ-220П-40/2500 У1	1	40	0,94	1,04	0	0
Смирных	220	ВМТ-220Б-25/1250 УХЛ1	2	25	1,05	1,23	0	0
	35	С-35-630-10	7	10	1,98	-	0	0
Углегорская	110	-	0	-			0	0
	35	С-35	4	10	1,48	-	0	4
Углезаводская	220	ВМТ-220Б-25-1250 УХЛ1	1	25	2,28	2,45	0	0
	35	ВМД-35	6	6,6	2,23	-	0	0
		С-35М-630-10	1	10			0	
Южно-Сахалинская	220	У-220-1000-25У1	3	25	2,94	3,5	0	3
	110	ВЭБ-110-40/2500	4	40	10,28	12,93	0	0
		МКП-110М-1000/630	2	20			0	2
		МКП-110М-1000/630-20У1	4	20			0	4
		ВБ-110П-40/2500 У1	2	40			0	0
		ВЭБ-110 IV-40/2500 УХЛ1	4	20			0	0
Макаровская	220	ВЭБ-220-2500-20	1	50	1,37	1,64	0	0
	35	МКП-35-1000-25	4	25	2,01	-	0	4
Холмск-Южная	110	МКП-110М	3	18,5	2,64	2,82	0	1
	35	С-35М-630-10А-У1	4	20	1,29	-	0	0
Александровская	110	ММО-110/1250/20 У1	1	20	0,93	1,0	0	1
		ВЭБ-110-40-2500 УХЛ1	1	40			0	0
Александровская П1	35	С-35М-630-БУ1	5	10	1,31	-	0	5
	35	ВМД-35-600	3	6,6	1,13	-	0	3
	Горнозаводская	35	ВГБЭП-35-12,5/630	1	12,5	1,24	-	0

Продолжение таблицы 12.4

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2018 год (Отчетная схема), кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2018 г.,шт
					I(3)	I(1)		
Шахтерская	110	ВГТ-110	2	40	1,06	1,29	0	0
	35	С-35	2	10	1,37	-	0	5
		МКП-35	3	25			0	
Корсаковская	110	ВГТ-110	2	40	2,43	2,43	0	0
	35	ВГБП-110-1250	1	40			0	0
		ВМ-35	2	12,5	3,48	-	0	2
Южная	110	ВГБ-35-630	4	12,5			0	0
		ВМТ-110Б	3	25	6,95	7,16	0	0
	35	ВЭБ-110 IV-40/2500 УХЛП	1	40			0	0
Центр	110	С-35М-630-10	4	10	8,59	-	0	4
		ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛП	2	12,5			0	0
	35	ВМТ-110Б25/1250УХЛП	2	25	7,95	8,56	0	0
Промузел	110	ВМТ-110	2	20	9,02	10,53	0	0
	35	ВГТ-110П-40/2000У1	3	40			0	0
		ВГБЭП-35-12,5/630УХЛП	1	12,5	3,44	-	0	5
Невельская	110	С-35М-630-10	5	10			0	
Правдинская	110	ВМТ-110Б-25/1250УХЛП	1	25	2,33	2,34	0	0
	35	ММО-110А/1250	1	20	2,4	2,32	0	1
		ВБ-110П-40/2500У1	6	40			0	0
Троицкая	110	ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛП	9	12,5	9,61	11,46	0	0
	35	ВТ-35/630-12,5-У1	1	12,5	5,08	-	0	0
		С-35М-630-10	1	10			0	1
Петропавловская	110	ВГБ-35-1000/20	3	20	4,21	-	0	0
	35	ВГТ-110П-40/2000У1	3	12,5			0	0
		ВМД-35	1	10	3,02	-	0	1
Анивская	110	ВТ-35-630	3	10			0	3
	35	VD4 4012-25M	1	25	0,86	-	0	0
		ВМ-35-600	2	6,6			0	3
Воскресеновка	35	ВТ-35/630-12,5-У1	1	12,5	1,27	-	0	2
Сити-Строй	35	С-35М-630-10 УХЛП	2	10			0	0
		ВГБ-35-630	1	12,5	0,91	-	0	0

Продолжение таблицы 12.4

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2018 год (Отчетная схема), кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2018 г.,шт
					I(3)	I(1)		
Арги-Паги	35	ВТД-35/630/10/У1	1	10	0,49	-	0	1
		С-35М-630-10 УХЛ1	1	10			0	1
Мгачи	35	С-35М-630-10 УХЛ1	3	10	0,84	-	0	0
Арково	35	н/д			1,06			н/д
Молодежная	35	С-35М-630-10 УХЛ1	1	10	0,9	-	0	0
Ясное	35	С-35М-630-10 УХЛ1	1	10	0,79	-	0	0
Адо-Тымово	35	С-35М630/10/У1	1	10			0	0
		ВГБЭП-35-12,5-630 УХЛ1	2	12,5	0,73	-	0	0
Кировская	35	ВТД-35/630/10/У1	1	10			0	0
Районная	35	ВМД-35-600	2	6,6	1,01	-	0	2
		ВМД-35	4	10	1,04	-	0	5
Ударновская	35	С-35	1	10			0	
		С-35	5	10	1,19	-	0	5
Тельновская	35	ВМД-35	4	10			0	
		С-35	2	10	0,67	-	0	0
Лесогорская	35	ВМ-35	1	10	0,59	-	0	0
Пензенская	35	С-35м-630-10У1	5	10	1,17	-	0	0
Фабричная	35	ВМ-35	3	6,6	1,84	-	0	3
Костромская	35	ВТ-35	3	12,5	1,16	-	0	3
Ливадных	35	ВТ-35/630-10	2	10	2,27	-	0	2
Пятиречье	35	С-35М-630-10А-У1	2	20	1,38	-	0	2
Симаково	35	С-35М-630-10А-У1	1	20	1,85	-	0	0
Яблочная	35	С-35М-630-10А-У1	3	20			0	3
		ВГБЭП-35-12,5/630	1	12,5	1,57	-	0	0
Городская	35	ВГБ-35-600	2	12,5	2,77	-	0	0
Агар	35	С-35	2	12,5			0	0
		ВМ-35	1	12,5	1,73	-	0	0
Соловьёвка	35	С-35	4	12,5	1,46	-	0	0
Дачная	35	ВМ-35	6	10	1,25	-	0	6

Продолжение таблицы 12.4

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2018 год (Отчетная схема), кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2018 г.,шт
					I(3)	I(1)		
Олимпия	35	3АН5-312-2 – Siemens	3	10	2,0	-	0	0
Тамбовка	35	ВМ-35	1	12,5	0,93	-	0	1
Чапаево	35	ВМ-35	2	10	0,82	-	0	2
Озерская	35	ВГБ-35-630	2	12,5	0,73	-	0	0
Поронайская	35	С-35М-630-10 УХЛП	9	10	1,49	-	0	9
Гастелло	35	ВГБЭП-35-630/12,5 УХЛП	2	12,5	1,17	-	0	0
		С-35М-630-10АУ1	1	10			0	1
Город	35	С-35М-630-10 УХЛП	1	10	1,42	-	0	1
Леонидово	35	С-35М-630-10 УХЛП	5	10	0,95	-	0	5
Забайкалец	35	ВТ-35	2	10	0,75	-	0	2
Малиновка	35	ВТ-35	2	10	0,61	-	0	3
		С-35М-630-10 УХЛП	1	10			0	
Тихменев	35	С-35М-630-10 УХЛП	1	10	0,95	-	0	0
п/п Восток	35	С-35М-630-10 УХЛП	2	10	1,85	-	0	1
Разрез	35	С-35-630-20	3	20	1,43	-	0	0
Лермонтово	35	С-35-600--6,6	1	6,6	1,94	-	0	1
Новое	35	С-35-630-20	1	20	1,22	-	0	0
Заозерное	35	С-35-630-20	1	20	0,89	-	0	1
Буюклы	35	С-35М-630-10 УХЛП	4	10	0,97	-	0	4
Долинск	35	ВМД-35	7	6,6	1,52	-	0	7
Быков	35	С-35М-630	7	6,6	1,66	-	0	7
Аралия	35	VD4-40.12-25М	8	25	9,15	0	0	0
Сокол	35	ВМД-35	4	120	1,1	-	0	5
		С-35М-630-10АУ1	1	10			0	
Стародубское	35	ВГБЭП-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛП	2	12,5	1,17	-	0	2
Эверон	35	ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1000 ВТ-35-630	3	10	1,58	-	0	0
Березняки	35	ВГБЭП-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛП	4	20			0	4
		С-35М-630	1	12,5	1,77	-	0	0
			1	20			0	0

Продолжение таблицы 12.4

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2018 год (Отчетная схема), кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2018 г.,шт
					I(3)	I(1)		
Хомутово	35	C-35M-630	7	20	7,49	-	0	7
Хомутово-2	110	ВЭБ-110 IV-40/2500 УХЛ1	9	25	5,54	5,29	0	0
	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	7	25	7,42	-	0	0
Ново-Александровка	35	ВМД-35-630	4	20	2,74	-	0	4
		ВГБЭП-35-12,5/630УХЛ1	2	12,5			0	0
		ВТ-35-630	1	20			0	0
Зима	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	3	12,5	8,08	-	0	0
	110	ВГТ-110Ш-40/2000У1	3	25	7,46	8,08	0	0
Юго-Западная	35	ВЭБ-110 IV-40/2500 УХЛ1	3	40	9,78	-	0	0
		ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛ1	6	12,5			0	0
Дальняя	35	ВТ-35-630-12,5 У1	5	12,5	3,24	-	0	6
		C-35M-630-10	1	10			0	
Первомайская	35	ВТ-35-800-12,5 У1	1	12,5	3,87	-	0	0
		ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛ1	4	12,5			0	0
Санаторная	35	ВТ-35-630	1	12,5	1,79	-	0	1
		ВМТ-220	1	25	0,39	0,44	0	0
Ногликская	35	C-35M-630-10 УХЛ1	7	10	1,75	1,69	0	0
		-	0	-	1,36		0	0
Ногликская ГЭС	35	C-35M-630-10	1	10	0,36	-	0	0
		ВВН-СЭЩ-Э-35-25/1600 УХЛ1	1	25	0,87	-	0	0
Южные Монги	35	ВВН-СЭЩ-Э-35-25/1600 УХЛ1	1	25	0,76	-	0	0
	35	ВВН-СЭЩ-Э-35-25/1600 УХЛ1	1	25			0	0
	35	ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛ1	2	12,5			0	0
	35	C-35M-630-10А У1	2	10			0	0
Монги		C-35M-630-10А У1	1	12,5	0,95	-	0	0
		C-35M-630-10А У1	2	10			0	2
		ВВПС-35-III-25-630 УХЛ-1	1	25			0	0
		ВВН-СЭЩ-Э-35-25/1600 УХЛ1	1	25			0	0
Даги	35	ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛ1	1	12,5	0,55	-	0	0
		ВВПС-35-III-25-630 УХЛ-1	1	25			0	0
		ВВПС-35-III-25-630 УХЛ-1	1	12,5			0	0
		C-35M-630-10БУ1	1	20			0	0
Мирзоева	35							
Вал	35							

Продолжение таблицы 12.4

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2018 год (Отчетная схема), кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2018 г.,шт
					I(3)	I(1)		
Катагли	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	2	12,5	1,26		0	0
2-я бригада	35	ВБРК-10/400 УХЛ 2	1	12,5	1,5		0	0
БАМ	35	ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1600 У2	2	20	0,34		0	0
Энергокомплекс	35	ЭВ-35	2	20	0,31		0	0
Сухуми	110				2,49	2,24	0	н/д
ПС-35/6кВ "БКНС"	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ	2	12,5	9,78	-	0	0
Северная	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ	1	12,5	7,15	-	0	0
		С-35М-630-10	2	50			0	0
Гиялко-Абунан	35	С-35М-630-10	1	50	3,5	-	0	0
Сахарная сопка	35	С-35М-630-10	1	50	2,62	-	0	0
		С-35М-630-10	2	50	2,23	-	0	1
2 площадь	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ	1	12,5			0	0
Восточное Эхаби	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ	2	12,5	1,76	-	0	0
Нельма	35	С-35М-630-10	1	50	1,25	-	0	0
Тунгор	35	ВР-35-35-20/630	2	20	1,78	-	0	0
Одопту-суша	35	С-35М-630-10	2	50			0	0
		ВГБЭ-35	1	50	1,14	-	0	0
НП Сабо	35	С-35М-630-10		50	0,69	-	0	1
Западное Сабо	35	н/д			0,67	-	0	н/д
Мухто	35	ВВН-СЭЩ-П-35/25/1000	2	25	0,54	-	0	0
Кыдыланы	35	С-35М-630	1	24	0,66	-	0	1
Эхаби	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	1	24			0	0
		ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	1	12,5	0,98	-	0	0
Сабо	35	С-35М-630-10	1	50	0,8	-	0	0
Северный купол	35	ВР-35-35-20/630	2	20	0,94	-	0	0
Южный купол	35	ВВУ-СЭЩ-Э-35/25/1000	1	20	0,73	-	0	0
Колендо	35	ВМ С-35М630 -10АУ1	3	50	1,32	-	0	0
УЗГ		н/д			1,19		0	н/д
Южный купол №1		н/д			0,73		0	н/д
Промбаза	35	ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1600 У2	2	20			0	
		ВВН-СЭЩ-П-35/25/1000	1	25	2,14	-	0	0

Окончание таблицы 12.4

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2018 год (Отчетная схема), кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2018 .г, шт
					I(3)	I(1)		
Северный энергорайон								
Охинская ТЭЦ	35	ВВН-СЭЩ-Э-35-25/1600 УХЛП	16	25	13,49	-	0	0
Новгородская	35	СМ-35М-630-10 У1	2	10	4,35	-	0	2
Медвежье озеро	35	ВМ-35	1	10	4,76	-	0	1
		СМ-35М-630-10	1	10		-	0	1
Аэропорт	35	СМ-35М-630-10	1	10	4,89	-	0	1
Москальво	35	СМ-35М-630-10	2	10	1,09	-	0	2
28 км	35	СМ-35М-630-10	1	10	1,49	-	0	0
Лагури	35	СМ-35М-630-10 У1	1	10	2,61	-	0	0
Оха	35	VD4-35/40,5	6	25	6,03	-	0	0
Итого выключателей к замене							10	220

Анализируя результаты расчетов токов КЗ на 2018 год в сетях 35 кВ и выше ЭС Сахалинской области, делаем вывод, что токи трехфазного и однофазного КЗ не превышают номинальные токи отключения установленных выключателей.

Важно отметить, что в настоящее время срок эксплуатации 220 выключателей 35-220 кВ превышает нормативный срок эксплуатации 30 лет (см. Таблицу 12.4). Для повышения надежности и снижения вероятности отказов рекомендуется заменить данные выключатели на новые.

На 14 объектах Сахалинской энергосистемы в настоящее время установлены отделители и короткозамыкатели. Для повышения надежности и снижения вероятности отказов рекомендуется заменить отделители и короткозамыкатели на выключатели.

Список объектов, на которых установлены отделители и короткозамыкатели, приведен в таблице 12.5.

Таблица 12.5– Список объектов, на которых установлены отделители и короткозамыкатели

Объект	Уном	Кол-во, шт	2018 год (Отчетная схема), кА		Необходимый минимальный ток отключения выключателей, кА
			I(3)	I(1)	
1 Смирных	220	1	1,05	1,23	10
2 Краснопольская	220	2	1,32	1,65	10
3 Красногорская	220	1	1,47	1,69	10
4 Углегорская	110	2	1,17	1,5	10
5 Томаринская	220	1	1,82	2,0	10
6 Чеховская	220	1	1,89	2,01	10
7 Поронайская	110	2	0,79	0,96	10
8 Макаровская	220	1	2,24	2,27	10
9 Углезаводская	220	2	2,28	2,45	10
10 Холмская	220	2	2,18	2,42	10
11 Холмск-Южная	110	2	2,64	2,82	10
12 Радиоцентр	35	2	2,05	-	10
13 Горнозаводская	35	1	1,26	-	10
14 НГЭС	110	4	1,36	1,69	10
Общее количество ОД и КЗ, рекомендуемых к замене					24

13. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Электроэнергетика Сахалинской области является базовой отраслью экономики. Ее особенностями являются технологическая изолированность от Объединенной энергосистемы Востока и наличие нескольких локальных энергоузлов, обеспечивающих энергоснабжение районов и ряда населенных пунктов острова Сахалин и Курильских островов.

Развитие энергосистемы Сахалинской области (далее ЭС Сахалинской области) направлено на обеспечение энергетической безопасности территории и устранение инфраструктурных ограничений экономического развития.

Технологическая изолированность приводит к необходимости содержания повышенного резерва мощности для обеспечения необходимого уровня надежности энергоснабжения, что является одной из причин более высокой стоимости электроэнергии для потребителей.

В целях поддержания роста экономики области необходимо сбалансированное развитие электроэнергетики. Опережающий характер развития электроэнергетики должен сочетаться с повышением энергоэффективности производства и передачи электроэнергии в целях снижения тарифной нагрузки на потребителей и создания благоприятных условий для инвестиций.

Развитие источников генерации электрической энергии должно сопровождаться строительством новых электрических станций, а также модернизацией и обновлением морально и физически устаревшего оборудования существующих электрических станций, что позволит снизить удельные расходы топлива на производство электроэнергии.

Основными целями развития электроэнергетики Сахалинской области на период 2019 - 2023 годы являются:

- создание условий для комплексного социально-экономического развития Сахалинской области, в том числе энергообеспечения резидентов на территориях опережающего развития «Южная», «Горный воздух» и «Курилы»;
- развитие электроэнергетики Сахалинской области для обеспечения бесперебойного функционирования Сахалинской энергосистемы, надежного и качественного электроснабжения потребителей Сахалинской области.

Для достижения этих целей необходимо выполнение мероприятий:

1. строительство и реконструкция существующих и новых объектов генерации, в том числе на Курильских островах. При этом необходимо учитывать возможность использования экологических видов топлива, в том числе СПГ, КПГ, а также применение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
2. реконструкция существующих морально и физически устаревших электросетевых объектов, в том числе для приведения механических характеристик ВЛ в соответствие с фактическими расчетно-климатическими требованиями по ветро- и гололедостойкости (замена проводов, установка дополнительных опор);
3. строительство и реконструкция существующих и новых электросетевых объектов, повышение пропускной способности ЛЭП, а также увеличение трансформаторной мощности центров питания для создания возможности подключения новых потребителей;
4. совершенствование систем мониторинга гололедообразования, схем и режимов плавки гололеда для ЛЭП 220-110-35 кВ;
5. приведение схем электроснабжения муниципальных образований к действующим требованиям и критериям надежности и категорийности.

14. ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МАКСИМУМА НАГРУЗКИ НА 2019-2023 ГГ. ПО ТЕРРИТОРИИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

В настоящем разделе в соответствии с п.4.3.1 и п. 4.3.2 Технического задания выполнена разработка прогноза потребления электроэнергии и максимума нагрузки по территории Сахалинской области на 2019-2023 гг.

На основании предоставленной энергоснабжающими организациями информации о поданных заявках и заключенных договорах на технологическое присоединение к электрическим сетям новых потребителей, а также с целью увеличения максимальной мощности существующих потребителей в период 2019-2023 гг. для Центрального энергорайона разработаны два варианта прогнозирования динамики изменения максимума нагрузки:

1. Базовый вариант;
2. Оптимистичный вариант.

Базовый вариант прогнозирования динамики изменения максимума нагрузки Центрального энергорайона на перспективный период учитывает ввод новых потребителей по действующим договорам и заявкам на технологическое присоединение к электрическим сетям с ежегодным темпом роста максимума нагрузки, равном среднегодовому темпу роста максимума нагрузки за период 2013-2018 гг. на территории Сахалинской области.

Среднегодовой темп роста максимума нагрузки за период 2013-2018 гг. определен на основании данных о динамике изменения максимума нагрузки на территории Сахалинской области следующим образом:

В таблице 14.1 приведены данные по отчётной динамике изменения максимума нагрузки на территории Сахалинской области за период 2013-2018 гг.

Таблица 14.1 – Динамика изменения максимума нагрузки на территории Сахалинской области за период 2013-2018 гг.

Наименование показателя	Год отчётного периода					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Максимум нагрузки, МВт	453,4	447,9	444,1	464,2	457	463,3

Таким образом, среднегодовой темп роста максимума нагрузки в год в период 2013-2018 гг. составил 0,3% (определен по формуле $T_{cp} = (\sqrt[n]{P_n/P_0} - 1) * 100\%$, где n последний год рассматриваемого отчётного периода (2018 г.), 0 – первый год рассматриваемого периода (2013 г.).

Оптимистичный вариант прогнозирования динамики изменения максимума нагрузки Центрального энергорайона на перспективный период учитывает ввод новых потребителей и увеличение максимальной мощности существующих потребителей по действующим договорам и заявкам на технологическое присоединение к электрическим сетям с равномерным приростом нагрузки в период 2019-2023 гг. в следующем объеме:

- нагрузки потребителей, мощность энергопринимающих устройств которых от 0,1 МВт до 1 МВт согласно действующему договору (заявке) на технологическое присоединение к электрическим сетям, приведенные с учетом применения коэффициентов, учитывающих совмещение максимумов нагрузок трансформаторов в зависимости от характера нагрузки потребления ($K_{\text{одн}}$ от 0,15 до 1), и коэффициентов несовпадения максимумов нагрузки в зависимости от класса напряжения (для 6-10 кВ $K_{\text{несов}}=0,6$, для 35 кВ $K_{\text{несов}}=0,8$, для 110 кВ и выше $K_{\text{несов}}=0,9$) на основании «Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов», утвержденных приказом Минэнерго России от 06.05.2014 №250, в соответствии с ожидаемым годом присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети;
- нагрузки потребителей, мощность энергопринимающих устройств которых от 1 МВт согласно действующему договору (заявке) на технологическое присоединение к электрическим сетям, приведенные с учетом применения коэффициентов, учитывающих совмещение максимумов нагрузок трансформаторов в зависимости от характера нагрузки потребления ($K_{\text{одн}}$ от 0,15 до 1), и коэффициентов несовпадения максимумов нагрузки в зависимости от класса напряжения (для 6-10 кВ $K_{\text{несов}}=0,6$, для 35 кВ $K_{\text{несов}}=0,8$, для 110 кВ и выше $K_{\text{несов}}=0,9$) с учетом набора максимальной нагрузки с ожидаемого года присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети до 2023 г. включительно.

Оптимистичный вариант прогнозирования динамики изменения максимума нагрузки на перспективный период показывает максимальный прирост электропотребления на перспективный период.

Для Южно-Курильского энергоузла о. Шикотан на основании предоставленной системообразующими предприятиями (рыбная промышленность) и энергоснабжающими

организациями информации о поданных заявках и заключенных договорах на технологическое присоединение к электрическим сетям новых потребителей, а также с целью увеличения максимальной мощности существующих потребителей в период 2019-2023 гг. аналогично Центральному энергорайону острова Сахалин разработаны два варианта прогнозирования динамики изменения максимума нагрузки – базовый и оптимистичный.

Базовый вариант прогнозирования динамики изменения максимума нагрузки о. Шикотан Южно-Курильского энергоузла на перспективный период не учитывает развитие рыбоперерабатывающих комплексов. Развитие электросетевого комплекса о. Шикотан учитывает только объекты социально-бытовой сферы.

Оптимистичный вариант прогнозирования динамики изменения максимума нагрузки о. Шикотан Южно-Курильского энергоузла на перспективный период помимо объектов социально-бытовой сферы включает в себя развитие рыбопромышленной отрасли, а именно значительное увеличение мощности нагрузки рыбоперерабатывающих комплексов Филиала «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак» и ООО «Рыбокомбинат «Островной». Оптимистичный вариант прогнозирования динамики изменения максимума нагрузки на перспективный период показывает максимальный прирост электропотребления на рассматриваемый перспективный период.

Для Северного энергорайона прогноз динамики изменения максимума нагрузок на 2019-2023 гг. учитывает ежегодный прирост мощности нагрузки потребителей, в объеме, соответствующему среднегодовому темпу роста максимума нагрузки за отчетный период 2013-2018 гг. на территории Сахалинской области (0,3% в год).

Для энергорайона «Сфера», а также для Северо-Курильского энергоузла, Курильского энергоузла, Южно-Курильского энергоузла о. Кунашир прогнозирование динамики изменения максимума нагрузки на перспективный период осуществлено на основании предоставленной системообразующими предприятиями энергоснабжающими организациями информации о поданных заявках и заключенных договорах на технологическое присоединение к электрическим сетям новых потребителей в период 2019-2023 гг., а также с учетом планируемых к строительству объектов, согласно «Плану социального развития центров экономического роста Сахалинской области», утвержденному распоряжением Правительства Сахалинской области от 25.06.2018 г. №347-р.

Таким образом, для Северного энергорайона, энергорайона «Сфера», а также для Северо-Курильского энергоузла, Курильского энергоузла, Южно-Курильского энергоузла

о. Кунашир базовый прогноз изменения максимума нагрузки на 2019-2023 гг. для базового и оптимистичного вариантов совпадают.

Перечень перспективных крупных (более 5 МВт) потребителей ЭС Сахалинской области приведен ниже:

№ п/п	Заявитель	Центр питания	Присоединяемая мощность, МВт	Планируемый год реализации ТП
1	АО «ТЭК Мосэнерго»	ПС 35 кВ Ильинская	13	2018
2	АО «Совхоз Тепличный»	ПС 220 кВ Южно-Сахалинская	16	2018
3	МБУ «Управление капитального строительства»	ПС 35 кВ Аралия, ПС 110 кВ Юго-Западная	20	2018
4	МБУ «Управление капитального строительства»	ПС 110 кВ Луговая	20	2018
5	ООО «Аллея»	ПС 110 кВ Хомутово-2	8,89	2018
6	ГУСП «Птицефабрика Островная»	ПС 35 кВ Ласточка	5	2019
7	ОАУ «СТК «Горный воздух»	ПС 110кВ Южная	7,5	2019
8	ОАУ «СТК «Горный воздух»	ПС 110кВ Южная	7,5	2019
9	ООО «Солнцевский угольный разрез»	ПС 220 кВ	9	2019
10		Краснопольская	32	2020
11	КУМИ АГО «Корсаковский»	ПС 35 кВ Охотская	10,61, в т.ч. 1,8 МВт суш. нагрузка	2020
12	ООО «ВГК ТС»	ПС 220 кВ Углегорская, ПС 110 кВ Шахтерская	15	2020
13	ЗАО «Островной рыбокомбинат»	Новая ДЭС	17	2019-2023
14	Филиал «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак»	Новая ДЭС	5,7	2019

При прогнозировании учтены крупные потребители, присоединенные к электрическим сетям в 2018 г., с учетом их выхода на максимальную мощность, предусмотренную техническими условиями, в рассматриваемый прогнозный период (2019-2023 гг.).

В таблице 14.2 приведен прогноз потребления электроэнергии и динамики изменения максимума нагрузки на период 2019-2023 гг. ЭС Сахалинской области для базового и оптимистичного вариантов.

Таблица 14.2 – Прогноз потребления электроэнергии и динамики изменения максимума нагрузки на период 2019-2023 гг. ЭС Сахалинской области

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Базовый вариант					
Всего по Сахалинской области с учетом децентрализованных источников					
Потребление, млн кВт. ч	2791,65	2818,76	2849,69	2870,15	2880,57
Максимальная потребляемая мощность, МВт	471,12	476,34	482,05	486,4	488,37
В том числе:					
Центральный энергорайон					
Потребление, млн кВт. ч	2412,42	2419,65	2426,85	2434,06	2441,28
Максимальная потребляемая мощность всего, МВт	401,2	402,4	403,6	404,8	406
Северный энергорайон					
Потребление, млн кВт. ч	214,33	214,98	215,62	216,27	216,92
Максимальная потребляемая мощность всего, МВт	32,9	33	33,1	33,2	33,29
Северо-Курильский энергоузел					
Потребление, млн кВт. ч	16,66	17,03	17,4	18,31	19,23
Максимальная потребляемая мощность, МВт	3,63	3,71	3,79	3,99	4,19
Курильский энергоузел					
Потребление, млн кВт. ч	37,56	38,17	38,79	40,17	41,55
Максимальная потребляемая мощность, МВт	9,77	9,93	10,09	10,45	10,81
Южно-Курильский энергоузел о. Кунашир					
Потребление, млн кВт. ч	63,82	79,19	97,56	106,32	106,56
Максимальная потребляемая мощность, МВт	14,44	17,73	21,3	23,49	23,61
Южно-Курильский энергоузел о. Шикотан					
Потребление, млн кВт. ч	23,88	23,98	24,09	25,21	25,21
Максимальная потребляемая мощность, МВт	5,3	5,3	5,4	5,7	5,7
Энергорайон «Сфера»					
Потребление, млн кВт. ч	19,71	21,69	24,23	24,23	24,23
Максимальная потребляемая мощность, МВт	3,88	4,27	4,77	4,77	4,77
Оптимистичный вариант					
Всего по Сахалинской области с учетом децентрализованных источников					
Потребление, млн кВт. ч	3010,03	3226,35	3509,53	3713,99	3908,41
Максимальная потребляемая мощность, МВт	510,36	547,14	596,55	631,5	664,07
В том числе:					
Центральный энергорайон					
Потребление, млн кВт. ч	2596,41	2787,63	2978,84	3170,05	3361,27
Максимальная потребляемая мощность всего, МВт	431,8	463,6	495,4	527,2	559
Южно-Курильский энергоузел о. Шикотан					
Потребление, млн кВт. ч	58,27	63,59	131,94	133,06	133,06
Максимальная потребляемая мощность, МВт	13,9	14,9	28,1	28,4	28,4

Анализ данных, приведенных в таблице 14.2 показал, что разница в суммарном потреблении Сахалинской области по базовому и оптимистичному вариантам на период 2019-2023 гг. составит 218,4-1027,8 млн кВт.ч соответственно, разница в максимальной потребляемой мощности – 39,2-175,7 МВт соответственно для 2019-2023 гг.

Абсолютный прогнозируемый прирост максимума нагрузки ЭС Сахалинской области за 2019-2023 гг. для базового варианта составит 25,07 МВт, для оптимистичного варианта – 200,77 МВт. Следует отметить, что для оптимистичного варианта значительное увеличение электропотребления на территории Южно-Курильского энергоузла о. Шикотан обусловлено резким увеличением мощности нагрузки рыбоперерабатывающих комплексов Филиала «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак» и ООО «Рыбокомбинат «Островной»; для Центрального энергорайона – значительным увеличением нагрузки, согласно договорам и заявкам на технологическое присоединение к электрическим сетям новых потребителей в период 2018-2023 гг.

15. ПЕРЕЧЕНЬ (МЕРОПРИЯТИЯ) ПЛАНИРУЕМЫХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ И ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ МОЩНОСТЬЮ ВЫШЕ 5 МВт НА ПЕРИОД 2019-2023 ГГ.

В соответствии с постановлением Правительства РФ № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» от 17.10.2009 г. в Этапе 2 «Разработка схемы и программы развития электроэнергетики Сахалинской области на период 2019-2023 гг.» учитываются объекты генерации мощностью от 5,0 МВт и выше.

В период 2019-2023 гг. в ЭС Сахалинской области предусматривается развитие объектов генерации электроэнергии в следующем объеме:

- вывод из работы Сахалинский ГРЭС (84 МВт, 2019 г.);
- ввод в работу 1 очереди Сахалинской ГРЭС-2 (120 МВт, II кв. 2019 г.);
- вывод из работы физически и морально устаревшего оборудования Ногликской ГЭС (48 МВт, III кв. 2021 г.);
- ввод в работу Мобильных ГТЭС для замещения выведенной из работы Ногликской ГЭС (67,5 МВт, III кв. 2021 г.);
- включение на параллельную работу с электрической сетью 35 кВ Ногликского района Энергокомплекса месторождения Катангли (12 МВт, 2021 г., ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»). В настоящее время Энергокомплекс введен в работу для покрытия потребности месторождения и к электрической сети Ногликского района не подключен;
- ввод в работу дизельной электростанции в с. Крабовоздовское на о. Шикотан (7,2 МВт, III кв. 2019 г., ООО «ДальЭнергоИнвест»).

Сводные данные по планируемому развитию объектов генерации Сахалинской энергосистемы в период 2019-2023 гг. приведены в таблице 15.1.

Таблица 15.1 – Сводные данные по развитию объектов генерации Сахалинской энергосистемы в период 2019-2023 гг.

Наименование объекта	Суммарная установленная мощность, МВт	Сроки реализации	Цели
Вывод из работы Сахалинской ГРЭС	84	2019 г.	Вывод из работы физически и морально устаревшего оборудования на Сахалинской ГРЭС
Ввод в работу Сахалинской ГРЭС-2 (1 очередь)	120	II кв. 2019 г.	Замещение мощностей Сахалинской ГРЭС для повышения надежности электроснабжения потребителей Сахалинской области
Вывод Ногликской ГЭС	48	III кв. 2021 г.	Вывод из работы физически и морально устаревшего оборудования на Ногликской ГЭС

Окончание таблицы 15.1

Наименование объекта	Суммарная установленная мощность, МВт	Сроки реализации	Цели
Реконструкция Ногликской ГЭС с установкой Мобильных ГТЭС	67,5	III кв. 2021 г.	Замещение мощностей Ногликской ГЭС для повышения надежности электроснабжения потребителей Сахалинской области
Включение на параллельную работу с электрической сетью 35 кВ Ногликского района Энергокомплекса месторождения Катангли	12	2021 г.	Повышение надёжности электроснабжения месторождения Катангли и Уйглекуты в случае аварийного отключения собственных объектов генерации
ДЭС в с. Крабозаводское на о. Шикотан*	7,2	III кв. 2019 г.	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация дефицита активной мощности в с. Крабозаводское

Примечание:

* – по данным ООО «ДальЭнергоИнвест».

В 2015 г. начато строительство первой очереди Сахалинской ГРЭС-2 мощностью 120 МВт. Согласно инвестиционной программе ПАО «РусГидро» ввод мощности будет выполнен в 2019 году. Ввод в работу Сахалинской ГРЭС-2 позволит заместить планируемую к выводу Сахалинскую ГРЭС и повысить надежность электроснабжения потребителей Центрального энергорайона.

Следует отметить, что ввод в работу Сахалинской ГРЭС-2 планируется выполнить тремя очередями по 120 МВт каждая. При этом ввод второй и третьей очередей будет выполнен при соответствующей балансовой ситуации: росте максимума нагрузки Центрального энергорайона ЭС Сахалинской области.

16. ОЦЕНКА ПРОГНОЗНОЙ БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ САХАЛИНСКОЙ ЭС В ПЕРИОД 2019-2023 ГГ.

В настоящем разделе в соответствии с п. 4.3.4 Технического задания проведена оценка перспективной балансовой ситуации ЭС Сахалинской области в период 2019-2023 гг. для базового и оптимистичного вариантов. Данный раздел выполнен на основании выполненного в разделе 2 прогноза потребления электроэнергии и максимума нагрузки ЭС Сахалинской области в период 2019-2023 гг. с учетом информации о планируемых к строительству и выводу из эксплуатации мощностей на электростанциях Сахалинской области в период 2019-2023 гг.

Для Северного энергорайона, энергорайона «Сфера», а также для Северо-Курильского энергоузла, Курильского энергоузла, Южно-Курильского энергоузла о. Кунашир базовый и оптимистичный варианты совпадают.

16.1 Баланс электрической энергии и мощности по Центральному энергорайону

Число часов использования максимума нагрузки для прогнозируемого электропотребления для базового и оптимистичного вариантов принято равным 6013 ч/год (среднее значение для Центрального энергорайона за отчетный период – Раздел 10). Число часов использования максимума нагрузки рассчитано, как отношение годового потребления электроэнергии к максимуму нагрузки соответствующего энергорайона (энергоузла). Балансы электроэнергии и мощности Центрального энергорайона для базового варианта приведены в таблицах 16.1 и 16.2 соответственно.

Таблица 16.1 – Баланс электроэнергии Центрального энергорайона в период 2019-2023 гг. Базовый вариант, млн кВт.ч

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	2412,42	2419,65	2426,85	2434,06	2441,28
Выработка всего:	2412,42	2419,65	2426,85	2434,06	2441,28
Сахалинская ГРЭС	80,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сахалинская ГРЭС-2	300,00	630,00	630,00	630,00	630,00
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	1814,18	1570,76	1570,68	1567,55	1571,71
Ногликская ГЭС	213,18	213,84	106,92	0,00	0,00
Мобильные ГТЭС	0,00	0,00	104,04	211,14	214,20
Энергокомплекс на месторождении Катангли*	0,00	0,00	10,16	20,32	20,32
Блок-станции	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
Число часов использования располагаемой мощности					
Сахалинская ГРЭС	952	0,00	0,00	0,00	0,00
Сахалинская ГРЭС-2	2500	5250	5250	5250	5250
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	3985	3450	3450	3443	3452
Ногликская ГЭС	4845	4860	2430	0,00	0,00

Окончание таблицы 16.1

Мобильные ГТЭС	0,00	0,00	1700	3450	3500
Энергокомплекс на месторождении Катангли	0,00	0,00	2540	2540	2540
Блок-станции	311	311	311	311	311

Примечание: * – по информации от ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», рабочая мощность Энергокомплекса на месторождении Катангли составит 8 МВт.

Число часов использования располагаемой мощности рассчитано, как отношение годовой выработки активной электроэнергии к располагаемой мощности соответствующей станции. Согласно рекомендациям «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» баланс электроэнергии считается удовлетворительным, если использование располагаемой мощности тепловых электростанций, как правило, не превышает 6500 ч/год.

Таблица 16.2 – Баланс мощности Центрального энергорайона в период 2019-2023 гг. Базовый вариант, МВт

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность	639,95	639,95	659,45	671,45	671,45
Сахалинская ГРЭС-2	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, в т.ч.:	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
- паросиловое оборудование	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
- 5-й энергоблок	91,16	91,16	91,16	91,16	91,16
- 4-й энергоблок	139,08	139,08	139,08	139,08	139,08
Ногликская ГЭС	48,0	48	0,00	0,00	0,00
Мобильные ГТЭС	0,00	0,00	67,5	67,5	67,5
Энергокомплекс на месторождении Катангли*	0,00	0,00	12	12,0	12,0
Блок-станции	16,71	16,71	16,71	16,71	16,71
Располагаемая мощность	635,504	635,504	664,704	664,704	664,704
Сахалинская ГРЭС-2	120	120,0	120,0	120,0	120,0
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, в т.ч.:	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
- паросиловое оборудование	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
- 5-й энергоблок	91,16	91,16	91,16	91,16	91,16
- 4-й энергоблок	139,08	139,08	139,08	139,08	139,08
Ногликская ГЭС	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
Мобильные ГТЭС	0,00	0,00	61,2	61,2	61,0
Энергокомплекс на месторождении Катангли*	0,00	0,00	12	12	12
Блок-станции	16,264	16,264	16,264	16,264	16,264
Максимум нагрузки	401,2	402,4	403,6	404,8	406,0
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	88,3	88,5	88,8	89,1	89,3
Необходимая располагаемая мощность	489,5	490,9	492,4	493,9	495,4
Дефицит «-» / избыток «+»	+146,0	+144,6	+172,3	+170,8	+169,3

Анализ данных, приведенных в таблице 16.2, показал, что в период 2019-2023 гг. Центральный энергорайон с приростом нагрузки по базовому варианту с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2019-2021 гг. составит 144,6-146,0 МВт соответственно, на 2022-2023 гг. составит 172,3-169,3 МВт соответственно.

Балансы электроэнергии и мощности Центрального энергорайона для базового варианта приведены в таблицах 16.3 и 16.4 соответственно.

Таблица 16.3 – Баланс электроэнергии Центрального энергорайона в период 2019-2023 гг. Оптимистичный вариант, млн кВт.ч

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	2596,41	2787,63	2978,84	3170,05	3361,27
Выработка всего:	2596,41	2787,63	2978,84	3170,05	3361,27
Сахалинская ГРЭС	80,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сахалинская ГРЭС-2	300,00	630,00	630,00	630,00	630,00
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	1998,18	1938,74	2122,67	2303,54	2491,70
Ногликская ГЭС	213,18	213,84	106,92	0,00	0,00
Мобильные ГТЭС	0,00	0,00	104,04	211,14	214,20
Энергокомплекс на месторождении Катангли	0,00	0,00	10,16	20,32	20,32
Блок-станции	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
Число часов использования располагаемой мощности					
Сахалинская ГРЭС	952	0,00	0,00	0,00	0,00
Сахалинская ГРЭС-2	2500	5250	5250	5250	5250
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	4389	4259	4663	5060	5473
Ногликская ГЭС	4845	4860	2430	0,00	0,00
Мобильные ГТЭС	0,00	0,00	1700	3450	3500
Энергокомплекс на месторождении Катангли*	0,00	0,00	2540	2540	2540
Блок-станции	311	311	311	311	311

Примечание: * – по информации от ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», рабочая мощность Энергокомплекса на месторождении Катангли составит 8 МВт.

Согласно рекомендациям «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» баланс электроэнергии считается удовлетворительным, если использование располагаемой мощности тепловых электростанций, как правило, не превышает 6500 ч/год.

Таблица 16.4. – Баланс мощности Центрального энергорайона в период 2019-2023 гг. Оптимистичный вариант, МВт

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность	639,95	639,95	659,45	671,45	671,45
Сахалинская ГРЭС-2	120	120	120	120	120
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, в т.ч.:	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
- паросиловое оборудование	225	225	225	225	225
- 5-й энергоблок	91,16	91,16	91,16	91,16	91,16
- 4-й энергоблок	139,08	139,08	139,08	139,08	139,08
Ногликская ГЭС	48	48	0	0	0
Мобильные ГТЭС	0	0	67,5	67,5	67,5
Энергокомплекс на месторождении Катангли	0	0	12	12	12
Блок-станции	16,71	16,71	16,71	16,71	16,71
Располагаемая мощность	635,504	635,504	664,704	664,704	664,704
Сахалинская ГРЭС-2	120	120	120	120	120
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1, в т.ч.:	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
- паросиловое оборудование	225	225	225	225	225
- 5-й энергоблок	91,16	91,16	91,16	91,16	91,16
- 4-й энергоблок	139,08	139,08	139,08	139,08	139,08
Ногликская ГЭС	44	44	0	0	0
Мобильные ГТЭС	0	0	61,2	61,2	61,2
Энергокомплекс на месторождении Катангли	0	0	12	12	12
Блок-станции	16,264	16,264	16,264	16,264	16,264
Максимум нагрузки	431,8	463,6	495,4	527,2	559
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	95,0	102,0	109,0	116,0	123,0
Необходимая располагаемая мощность	526,8	565,6	604,4	643,2	682,0
Дефицит «-» / избыток «+»	108,7	69,9	60,3	21,5	-17,3

Из таблицы 16.4 следует, что по Центральный энергорайон по оптимистичному варианту распределения нагрузок на период 2019-2023 гг. является избыточным по активной мощности (без учёта нормативного эксплуатационного резерва активной мощности). Избыток активной мощности составит 203,7-105,7 МВт на 2019-2023 гг. соответственно. При этом в период 2019-2022 гг. Центральный энергорайон с учётом нормативного эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток на 2019-2022 гг. составит 108,7-21,5 МВт соответственно. В 2023 г. Центральный энергорайон с учётом нормативного эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является дефицитным – дефицит активной мощности составит 17,3 МВт. Для обеспечения нормативного эксплуатационного резерва активной мощности (22% для ОЭС Востока) рекомендуется ввод в работу 2-ой очереди Сахалинской ГРЭС-2.

16.2 Баланс электрической энергии и мощности Северного энергорайона

Балансы электроэнергии и мощности Северного энергорайона на период 2019-2023 гг. приведены в таблицах 16.5 и 16.6 соответственно. Число часов использования максимума нагрузки для прогнозируемого электропотребления принято равным 6515 ч/год (среднее значение для Северного энергорайона за отчетный период – Раздел 10).

Таблица 16.5 – Баланс электроэнергии Северного энергорайона в период 2019-2023 гг., млн кВт.ч

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	214,33	214,98	215,62	216,27	216,92
Выработка всего:	214,33	214,98	215,62	216,27	216,92
АО «Охинская ТЭЦ»	214,33	214,98	215,62	216,27	216,92
Число часов использования располагаемой мощности	2414	2421	2429	2436	2443

Из таблицы 16.5 следует, что число часов использования располагаемой мощности для Охинской ТЭЦ находится в пределах рекомендованного «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем» 4500-5000 ч/год.

Таблица 16.6 – Баланс мощности Северного энергорайона в период 2019-2023 гг., МВт

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность	99	99	99	99	99
АО «Охинская ТЭЦ»	99	99	99	99	99
Располагаемая мощность	88,78	88,78	88,78	88,78	88,78
АО «Охинская ТЭЦ»	88,78	88,78	88,78	88,78	88,78
Максимум нагрузки	32,90	33,00	33,10	33,20	33,29
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	7,24	7,26	7,28	7,30	7,32
Необходимая располагаемая мощность	40,14	40,26	40,38	40,50	40,62
Дефицит «-» / избыток «+»	+48,64	+48,52	+48,40	+48,28	+48,16

Анализ данных, приведенных в таблице 16.6, показал, что в период 2019-2023 гг. Северный энергорайон с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2019-2023 гг. составит 48,64-48,16 МВт соответственно.

16.3 .Баланс электрической энергии и мощности Северо-Курильского энергоузла

Балансы электроэнергии и мощности Северо-Курильского энергоузла на период 2019-2023 гг. приведены в таблицах 16.7 и 16.8 соответственно. Число часов использования максимума нагрузки для прогнозируемого электропотребления принято равным 4590 ч/год (среднее значение для Северо-Курильского энергоузла за отчетный период – Раздел 10).

Таблица 16.7 – Баланс электроэнергии Северо-Курильского энергоузла в период 2019-2023 гг., млн кВт.ч

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	16,66	17,03	17,40	18,31	19,23
Выработка всего:	16,66	17,03	17,40	18,31	19,23
ДЭС г. Северо-Курильск	14,63	14,96	15,28	16,09	16,89
Мини ГЭС-1	1,24	1,26	1,29	1,36	1,43
Мини ГЭС-2	0,79	0,81	0,83	0,87	0,91
Число часов использования располагаемой мощности					
ДЭС г. Северо-Курильск	2472	2526	2581	2717	2853
Мини ГЭС-1	209	213	218	229	241
Мини ГЭС-2	134	137	139	147	154

Примечание: ввиду отсутствия информации о доле выработки электроэнергии каждой из станций принято, что доля вырабатываемой электроэнергии прямо пропорциональна располагаемой мощности станции.

Из таблицы 16.7 следует, что число часов использования располагаемой мощности для ДЭС г. Северо-Курильск, Мини ГЭС-1 и Мини ГЭС-2 не превышает 2853 ч/год и 241 ч/год соответственно.

Таблица 16.8 – Баланс мощности Северо-Курильского энергоузла в период 2019-2023 гг., МВт

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность	7,581	7,581	7,581	7,581	7,581
ДЭС г. Северо-Курильск	5,921	5,921	5,921	5,921	5,921
Мини ГЭС-1	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Мини ГЭС-2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Располагаемая мощность	6,741	6,741	6,741	6,741	6,741
ДЭС г. Северо-Курильск	5,921	5,921	5,921	5,921	5,921
Мини ГЭС-1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Мини ГЭС-2	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Максимум нагрузки	3,63	3,71	3,79	3,99	4,19
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	0,80	0,82	0,83	0,88	0,92
Необходимая располагаемая мощность	4,43	4,53	4,62	4,87	5,11
Дефицит «-» / избыток «+»	+2,31	+2,21	+2,12	+1,87	+1,63

Анализ данных, приведенных в таблице 16.8, показал, что в период 2019-2023 гг. Северо-Курильский энергоузел с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2019-2023 гг. составит 2,31-1,63 МВт соответственно.

Для обеспечения экономии дизельного топлива существующих и планируемых к сооружению на Курильских островах ДЭС, а также снижения выбросов продуктов сгорания дизельного топлива, может быть рекомендовано применение возобновляемых источников электроэнергии, использующих в качестве топлива солнечную, ветровую и геотермальную энергию. Вопросы обоснования применения ВИЭ, а также технические решения по ним должны быть определены в рамках отдельных титулов.

16.4 Баланс электрической энергии и мощности Курильского энергоузла

Балансы электроэнергии и мощности Курильского энергоузла на период 2019-2023 гг. приведены в таблицах 16.9 и 16.10 соответственно. Число часов использования максимума нагрузки для прогнозируемого электропотребления принято равным 3844 ч/год (среднее значение для Курильского энергоузла за отчетный период – Раздел 10).

Таблица 16.9 – Баланс электроэнергии Курильского энергоузла в период 2019-2023 гг., млн кВт.ч

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	37,56	38,17	38,79	40,17	41,55
Выработка всего:	37,56	38,17	38,79	40,17	41,55
ДЭС с. Китовый	20,61	20,95	21,29	22,05	22,81
ДЭС с. Рейдово	10,95	11,13	11,31	11,72	12,12
ДЭС с. Буревестник	0,95	0,96	0,98	1,01	1,05
ДЭС 1 с. Горное	1,89	1,92	1,95	2,02	2,09
ДЭС 2 с. Горное	3,15	3,20	3,26	3,37	3,49
Число часов использования располагаемой мощности					
ДЭС с. Китовый	2252	2289	2326	2409	2492
ДЭС с. Рейдово	2252	2289	2326	2409	2492
ДЭС с. Буревестник	2252	2289	2326	2409	2492
ДЭС 1 с. Горное	2252	2289	2326	2409	2492
ДЭС 2 с. Горное	2252	2289	2326	2409	2492

Примечание: ввиду отсутствия информации о доле выработки электроэнергии каждой из станций принято, что доля вырабатываемой электроэнергии прямо пропорциональна располагаемой мощности станции.

Из таблицы 16.9 следует, что число часов использования располагаемой мощности для ДЭС не превышает 3087 ч/год.

Таблица 16.10 – Баланс мощности Курильского энергоузла в период 2019-2023 гг., МВт

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96
ДЭС с. Китовый	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152
ДЭС с. Рейдово	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
ДЭС с. Буревестник	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
ДЭС 1 с. Горное	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945
ДЭС 2 с. Горное	1,575	1,575	1,575	1,575	1,575
Располагаемая мощность	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96
ДЭС с. Китовый	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152
ДЭС с. Рейдово	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
ДЭС с. Буревестник	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
ДЭС 1 с. Горное	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
ДЭС 2 с. Горное	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Окончание таблицы 16.10

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Максимум нагрузки	9,77	9,93	10,09	10,45	10,81
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	2,15	2,18	2,22	2,30	2,38
Необходимая располагаемая мощность	11,92	12,11	12,31	12,75	13,19
Дефицит «-» / избыток «+»	+4,76	+4,56	+4,37	+3,93	+3,49

Анализ данных, приведенных в таблице 16.10, показал, что в период 2019-2023 гг. Курильский энергоузел с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2019-2023 гг. составит 3,49-4,76 МВт соответственно.

Для обеспечения экономии дизельного топлива существующих и планируемых к сооружению на Курильских островах ДЭС, а также снижения выбросов продуктов сгорания дизельного топлива, может быть рекомендовано применение возобновляемых источников электроэнергии, использующих в качестве топлива солнечную, ветровую и геотермальную энергию. Вопросы обоснования применения ВИЭ, а также технические решения по ним должны быть определены в рамках отдельных титулов.

16.5 Баланс электрической энергии и мощности Южно-Курильских энергоузлов

Прогнозируемые балансы электроэнергии и мощности Южно-Курильских энергоузлов на 2019-2023 гг. представлены балансами Южно-Курильского энергоузла о. Кунашир и Южно-Курильского энергоузла о. Шикотан (базовый и оптимистичный варианты), работающих изолированно друг от друга.

Балансы электроэнергии и мощности Южно-Курильского энергоузла о. Кунашир приведены в таблицах 16.11 и 16.12 соответственно. Число часов использования максимума нагрузки для прогнозируемого электропотребления принято равным 5601 ч/год и 5559 ч/год для Центральной и Южной частей острова соответственно (средние значения для Центральной и Южной частей о. Кунашир за отчетный период – Раздел 10); для объектов Министерства обороны РФ – 2024 ч/год (среднее значения для объектов Министерства обороны РФ о. Кунашир за отчетный период – Раздел 10).

Таблица 16.11 – Баланс электроэнергии Южно-Курильского энергоузла о. Кунашир в период 2019-2023 гг., млн кВт.ч

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	67,09	83,26	102,71	111,90	112,15
Выработка всего:	67,09	83,26	102,71	111,90	112,15
Южно-Курильская ДЭС	55,13	64,99	84,14*	91,59*	91,6*
Менделеевская ГеоТЭС	1,96	5,88	5,88	5,88	5,88
ВДЭС Головнино	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32
Объекты Министерства обороны РФ	6,68	9,07	9,37	11,11	11,35
Число часов использования располагаемой мощности					
Южно-Курильская ДЭС	6315	7444	_**	_**	_**
Менделеевская ГеоТЭС***	5601	5601	5601	5601	5601
ВДЭС Головнино	1708	1708	1708	1708	1708
Объекты Министерства обороны РФ	1322	1794	1854	2199	2247

Примечание:

* – значение вырабатываемой Южно-Курильской ДЭС электроэнергии превышает максимально возможное: 72,97 млн кВт.ч на 2021 г., 69,47 млн кВт.ч на 2022 г., 65,96 млн кВт на 2023 г.;

** – число часов использования располагаемой мощности превышает 8760 ч/год;

*** – по информации от ООО «ДальЭнергоИнвест», располагаемая мощность Менделеевской ГеоТЭС с учетом имеющегося на сегодняшний день геотермального ресурса (рабочих параметров скважин и их количества) для летнего периода составит 1,5 МВт, для зимнего периода 0,7 МВт.

Таблица 16.12 – Баланс мощности Южно-Курильского энергоузла о. Кунашир в период 2019-2023 гг., МВт

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность	20,683	28,083	27,563	27,043	26,523
Южно-Курильская ДЭС	12,25	12,25	11,73	11,21	10,69
Менделеевская ГеоТЭС	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40

Окончание таблицы 16.12

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
ВДЭС Головнино	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Объекты министерства обороны РФ	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19
Располагаемая мощность	16,279	16,279	15,879	15,479	15,059
Южно-Курильская ДЭС	8,73	8,73	8,33	7,93	7,53
Менделеевская ГеоТЭС	0,00	0,70	0,70	0,70	0,70
ВДЭС Головнино	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Объекты министерства обороны РФ	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
Максимум нагрузки	14,44	17,73	21,30	23,49	23,61
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	3,18	3,9	4,69	5,17	5,19
Необходимая располагаемая мощность	17,62	21,63	25,99	28,66	28,80
Дефицит «-» / избыток «+»	-1,34	-5,35	-10,11	-13,18	-13,73

Анализ данных, приведенных в таблице 16.12, показал, что в период 2019-2023 гг. Южно-Курильский энергоузел о. Кунашир с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является дефицитным по активной мощности. Дефицит активной мощности на период 2019-2023 гг. составит 1,34-13,73 МВт соответственно. Следует отметить, что без учета необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) дефицит активной мощности возникнет с 2020 г. и составит 1,45-8,53 МВт для 2020-2023 гг. соответственно. Для обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей и покрытия дефицита активной мощности необходимо развитие генерирующих мощностей в объеме не менее 14 МВт.

Следует отметить, что дальнейшая эксплуатация ДЭС Южно-Курильская без проведения капитальных ремонтов, реконструкции инженерных сооружений, замены изношенного вспомогательного оборудования будет сопровождаться высокой аварийностью и ограничениями в подаче электроэнергии потребителям. Во избежание перебоев в электроснабжении потребителей Южно-Курильска в результате возможного выхода из строя устаревшего оборудования, необходимо в кратчайшие сроки решить задачу модернизации и расширения существующего энергокомплекса новыми источниками электроэнергии, с возможностью применения использования экологических видов топлива (СПГ, КПГ), а также возможность применения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, рассмотренных в работе «Разработка оптимальной схемы энергообеспечения потребителей о. Кунашир до 2030 года с оценкой энергопотенциала острова Кунашир».

Число часов использования максимума нагрузки для прогнозируемого электропотребления для базового и оптимистичного вариантов принято равным 3383 ч/год и 5210 ч/год для с. Крабозаводское и с. Малокурильское соответственно (средние значения для с. Крабозаводское и с. Малокурильское за отчетный период – Раздел 10).

Балансы электроэнергии и мощности Южно-Курильского энергоузла о. Шикотан для базового варианта приведены в таблицах 16.13 и 16.14 соответственно.

Таблица 16.13 – Баланс электроэнергии Южно-Курильского энергоузла о. Шикотан в период 2019-2023 гг. Базовый вариант, млн кВт.ч

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	23,88	23,98	24,09	25,21	25,21
Выработка всего:	23,88	23,98	24,09	25,21	25,21
ДЭС «Крабозаводское»	3,86	0,62	0,62	0,63	0,63
Новая ДЭС в с.Крабозаводское	3,24	6,48	6,48	7,488	7,488
ДЭС «Малокурильское»	16,78	16,88	16,98	17,09	17,09
Число часов использования располагаемой мощности					
ДЭС «Крабозаводское»	1840	295	295	300	300
Новая ДЭС в с.Крабозаводское	450	900	900	1040	1040
ДЭС «Малокурильское»	7626	7673	7720	7768	7768

Из таблицы 16.13 следует, что число часов использования располагаемой мощности для ДЭС «Крабозаводское», новой ДЭС в с. Крабозаводское и ДЭС «Малокурильское» не превышает 1840 ч/год, 1040 ч/год и 7768 ч/год соответственно.

Таблица 16.14 – Баланс мощности Южно-Курильского энергоузла о. Шикотан в период 2019-2023 гг. Базовый вариант, МВт

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность	12,224	12,224	12,224	12,224	12,224
ДЭС «Крабозаводское»	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Новая ДЭС в с.Крабозаводское	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
ДЭС «Малокурильское»	2,624	2,624	2,624	2,624	2,624
Располагаемая мощность	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
ДЭС «Крабозаводское»	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Новая ДЭС в с.Крабозаводское	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
ДЭС «Малокурильское»	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Максимум нагрузки	5,3	5,3	5,4	5,7	5,7
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Необходимая располагаемая мощность	6,5	6,5	6,5	6,9	6,9
Дефицит «-» / избыток «+»	+5,0	+5,0	+5,0	+4,6	+4,6

Анализ данных, приведенных в таблице 16.14, показал, что в период 2019-2023 гг. Южно-Курильский энергоузел о. Шикотан с приростом нагрузки по базовому варианту с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2019-2023 гг. составит 4,6-5,0 МВт соответственно.

Для обеспечения экономии дизельного топлива существующих и планируемых к сооружению на Курильских островах ДЭС, а также снижения выбросов продуктов сгорания дизельного топлива, может быть рекомендовано применение возобновляемых источников электроэнергии, использующих в качестве топлива солнечную, ветровую и геотермальную энергию. Вопросы обоснования применения ВИЭ, а также технические решения по ним должны быть определены в рамках отдельных титулов.

Балансы электроэнергии и мощности Южно-Курильского энергоузла о. Шикотан для оптимистичного варианта приведены в таблицах 16.15 и 16.16 соответственно.

Таблица 16.15 – Баланс электроэнергии Южно-Курильского энергоузла о. Шикотан в период 2019-2023 гг. Оптимистичный вариант, млн кВт.ч

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	58,27	63,59	131,94	133,06	133,06
Выработка всего:	58,27	63,59	131,94	133,06	133,06
ДЭС «Крабозаводское»	13,50	0,62	0,62	0,63	0,63
Новая ДЭС в с.Крабозаводское	12,89	25,78	25,78	26,78	26,78
ДЭС «Малокурильское»	31,88*	37,20*	105,55*	105,66*	105,66*
Число часов использования располагаемой мощности					
ДЭС «Крабозаводское»	6430	295	295	300	300
Новая ДЭС в с.Крабозаводское	1790	3580	3580	3720	3720
ДЭС «Малокурильское»	–**	–**	–**	–**	–**

Примечание:

* – значение вырабатываемой электроэнергии ДЭС «Малокурильское» превышает максимально возможное – 19,27 млн кВт.ч;

** – число часов использования располагаемой мощности превышает 8760 ч/год.

Из таблицы 16.15 следует, что число часов использования располагаемой мощности для ДЭС «Малокурильское» в с. Малокурильское на о. Шикотан по оптимистичному варианту превышает значение 8760 ч/год, что обусловлено значительным приростом электропотребления в с. Малокурильское в период 2019-2023 гг. – с 10,40 млн кВт.ч (2018 г.) до 105,66 млн кВт.ч (2023 г.) в условиях дефицита генерации.

Таблица 16.16 – Баланс мощности Южно-Курильского энергоузла о. Шикотан в период 2019-2023 гг. Оптимистичный вариант, МВт

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность	12,224	12,224	12,224	12,224	12,224
ДЭС «Крабозаводское»	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Новая ДЭС в с.Крабозаводское	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
ДЭС «Малокурильское»	2,624	2,624	2,624	2,624	2,624
Располагаемая мощность	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
ДЭС «Крабозаводское»	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Новая ДЭС в с.Крабозаводское	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
ДЭС «Малокурильское»	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Максимум нагрузки	13,9	14,9	28,1	28,4	28,4
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	3,1	3,3	6,2	6,2	6,2
Необходимая располагаемая мощность	17,0	18,2	34,2	34,6	34,6
Дефицит «-» / избыток «+»	-5,5	-6,7	-22,7	-23,1	-23,1

По оптимистичному варианту распределения нагрузок о. Шикотан в период 2019-2023 гг. объем дефицита активной мощности на этапе 2019 г. составит 5,5 МВт и увеличится в период до 2023 г. до 23,1 МВт (с учётом нормируемого коэффициента запаса активной мощности (22% для ОЭС Востока)). Значительный прирост максимума нагрузки потребителей о. Шикотан обусловлен активным развитием промышленных предприятий – наращивание мощностей филиала «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак» (с. Крабозаводское) и рыбокомбината ООО «Островной рыбокомбинат» (с. Малокурильское). Для обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей, ликвидации дефицита активной мощности необходимо развитие генерирующих мощностей на о. Шикотан путем строительства нового источника электроэнергии между с. Крабозаводское и с. Малокурильское с установленной мощностью не менее 25 МВт (с выводом в резерв существующих ДЭС на о. Шикотан), как на основе использования экологического топлива (СПГ, КПГ), так и в комплексе с возобновляемыми источниками энергии (ветер, солнце).

Также потребуются строительство ЛЭП-35(110) кВ в сторону с. Крабозаводское длиной порядка 5,7 км с установкой ПС 35(110)/6 кВ с трансформаторами мощностью не менее 25 МВА и ЛЭП-35(110) кВ в сторону с. Малокурильское длиной порядка 5,7 км с установкой ПС 35(110)/6 кВ с трансформаторами мощностью не менее 25 МВА. Для присоединения к существующей сети 6 кВ с. Крабозаводское потребуется прокладка КЛ-6 кВ протяженностью порядка 0,05 км от существующей ДЭС до РУ-6 кВ ПС 35(110)/6

кВ, для присоединения к существующей сети 6 кВ с. Малокурильское потребуется прокладка КЛ-6 кВ протяженностью порядка 0,05 км от существующей ДЭС до РУ-6 кВ ПС 35(110)/6 кВ.

Для обеспечения экономии дизельного топлива существующих и планируемых к сооружению на Курильских островах ДЭС, а также снижения выбросов продуктов сгорания дизельного топлива, может быть рекомендовано применение возобновляемых источников электроэнергии, использующих в качестве топлива солнечную, ветровую и геотермальную энергию. Вопросы обоснования применения ВИЭ, а также технические решения по ним должны быть определены в рамках отдельных титулов.

16.6 Баланс электрической энергии и мощности энергорайона «Сфера»

Балансы электроэнергии и мощности энергорайона «Сфера» на период 2019-2023 гг. приведены в таблицах 16.17 и 16.18 соответственно. Число часов использования максимума нагрузки для прогнозируемого электропотребления принято равным 5080 ч/год (среднее значение для энергорайона «Сфера» за отчетный период – Раздел 10).

Таблица 16.17 – Баланс электроэнергии энергорайона «Сфера» в период 2019-2023 гг., млн кВт.ч

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	19,71	21,69	24,23	24,23	24,23
Выработка всего:	19,71	21,69	24,23	24,23	24,23
Мини ТЭЦ Сфера	16,56	18,65	20,84	20,84	20,84
Мини ТЭЦ Сфера-2	2,75	3,04	3,39	3,39	3,39
Число часов использования располагаемой мощности					
Мини ТЭЦ Сфера	2453	2764	3087	3087	3087
Мини ТЭЦ Сфера-2	2874	3163	3534	3534	3534

Из таблицы 16.17 следует, что число часов использования располагаемой мощности для Мини ТЭЦ Сфера не превышает 3534 ч/год. Согласно рекомендациям «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» баланс электроэнергии считается удовлетворительным, если использование располагаемой мощности тепловых электростанций, как правило, не превышает 6500 ч/год

Таблица 16.18 – Баланс мощности энергорайона «Сфера» в период 2019-2023 гг., МВт

Наименование показателя	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность	8,16	8,16	8,16	8,16	8,16
Мини ТЭЦ Сфера	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Мини ТЭЦ Сфера-2	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Располагаемая мощность	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71
Мини ТЭЦ Сфера	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
Мини ТЭЦ Сфера-2	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Максимум нагрузки	3,88	4,27	4,77	4,77	4,77
Необходимый эксплуатационный резерв (22%)	0,85	0,94	1,05	1,05	1,05
Необходимая располагаемая мощность	4,73	5,21	5,82	5,82	5,82
Дефицит «-» / избыток «+»	+2,98	+2,50	+1,89	+1,89	+1,89

Анализ данных, приведенных в таблице 16.18, показал, что в период 2019-2023 гг. энергорайон «Сфера» с учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС

Востока) является избыточным по активной мощности. Избыток активной мощности на период 2019-2023 гг. составит 2,98-1,89 МВт соответственно.

17. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ВОЗРАСТНАЯ СТРУКТУРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ (ЛЭП И ПС) НА ПЕРИОД ДО 2023 Г., ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ НЕОБХОДИМОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ

В соответствии с п. 4.1.10 Технического задания проведен анализ технического состояния и возрастной структуры электрических сетей (ЛЭП и ПС) на период до 2023 года, а так же определен объем необходимого технического перевооружения электросетевых объектов на каждый год для периода 2019-2023 гг. с разделением по собственникам.

Анализ возрастной структуры выполнен на основании Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждены Президентом

РАО «ЕЭС России» 24.08.1995 г.) и СТО 56947007-29.240.01.053-2010 «Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.08.2010 №620) исходя из сроков ввода в эксплуатацию оборудования, с учетом нормативных сроков эксплуатации, принимаемых для:

- для всех ВЛ классов напряжения:
 - на деревянных опорах – 30 лет;
 - железобетонных опорах – 35 лет;
 - металлических опорах – 50 лет;
- для трансформаторов и автотрансформаторов – 25 лет.

Детальный анализ возрастной структуры электрических сетей Сахалинской области приведен в Разделе 11.1.

В настоящем разделе приведены перечни электросетевого оборудования 35 кВ и выше (ЛЭП и трансформаторы), расположенных на территории Сахалинской области, срок эксплуатации которых до 2023 год превысит нормативный, а также физический износ которых превышает 100 % по данным собственников и эксплуатирующих организаций.

Перечень трансформаторов, рекомендуемых к замене на период 2019-2023 гг. с разбивкой для каждого года определены на основании данных о сроке эксплуатации трансформаторов по состоянию на 2023 год.

Перечень ЛЭП, реконструкция которых требуется в период 2019-2023 гг. с разбивкой для каждого года определен на основании данных о физическом износе линий (по данным собственников).

В таблице 17.1 приведен перечень трансформаторов, рекомендуемых к замене в период 2019-2023 гг. в связи с превышением нормативного срока эксплуатации, с разделением по собственникам.

Таблица 17.1 – Перечень трансформаторов, рекомендуемых к замене в период 2019-2023 гг.

№	Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество тр-ров и номинальная мощность, МВА	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию тр-ров	Срок эксплуатации трансформатора на 2023 год	Рекомендуемый год реконструкции
МУП «Электросервис» городского округа «Город Южно-Сахалинск»						
1	ПС Синегорская	35/6	1х2,5	T1-1952/1952	71	2019
			1х1,6	T2-1952/1952	71	2019
МУП «Водоканал» городского округа «Городской округ Ногликский»						
2	ПС Вал	35/6	1х4	1979/2013	44*	2020
Электросетевые объекты, эксплуатируемые ООО «Охинские электрические сети»						
3	ПС Медвежье озеро	35/6,3	2х4	T1–1975/1976	47	2020
				T2–1977/1982	41	2020
4	ПС Новгородская	35/6	2х6,3	T2–1979/1981	42	2020
				T1–1995/2009	28*	2022
5	ПС Москальво	35/6	1х1	T1–1967/1989	56*	2020
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»						
6	ПС Сахарная Сопка	35/6	1х1,8**	1948/2004	75*	2019
7	ПС II-я Площадь	35/6	2х1,6	T1–1953/1953	70	2019
				T2–1953/2001	70*	2019
8	ПС Сабо	35/6	1х1	T1–1950/1987	73*	2019
9	ПС Кыдыланьи	35/6	1х1	T1–1944/2007	79*	2019
10	ПС Мирзоева	35/6	1х4	T2–1976/2014	47*	2020
11	ПС Восточное Эхаби	35/6	1х1,6 1х1,8**	T1–1968/1992	55*	2020
				T2–1967/1983	56*	2020
12	ПС Мухто	35/6	1х1,6 1х1,8**	T1–1981/1995	42*	2020
				T2–1965/2007	58*	2020
13	ПС 2-я Бригада	35/6	1х1,6	T1–1978/2012	45*	2020
14	ПС Катангли	35/6	2х4	T1–1980/1982	41	2020
				T2–1980/1982	41	2020
15	ПС Тунгор	35/6	2х2,5	T1–1972/1997	51*	2020
				T2–1991/2012	32*	2021
16	ПС Западное Сабо	35/6	2х1	T1–1965/2003	58*	2020
				T2–1987/1995	28	2022
17	ПС Одопту-суша	35/6	1х2,5	T1–1984/1985	38	2021
18	ПС БКНС	35/6	2х4	T1–1972/1999	51*	2020
				T2–1995/1998	25	2023
19	ПС Монги	35/6	1х6,3 1х4	T2–1986/1987	36	2021
				T1–1995/1996	27	2022
20	ПС Даги	35/6	1х4	T1–1995/1996	27	2022
21	ПС УЗГ	35/0,4	1х0,4	T1–1998/2006	25	2023

Примечание:

* – для трансформаторов, разница между годом изготовления и годом ввода в эксплуатацию которых превышает 10 лет, срок эксплуатации определён по году изготовления трансформатора, с целью исключения возможного перемещения трансформаторов с других электросетевых объектов

** – замена осуществляется на трансформатор 1х2,5 МВА

В таблице 17.2 приведен перечень силовых трансформаторов, рекомендуемых к замене в период до 2023 г., срок эксплуатации которых по состоянию на 2023 г. не превысит нормативный, однако по данным собственников (эксплуатирующих организаций) физический износ оборудования по состоянию на 2018 г. составляет 100%.

Таблица 17.2 – Перечень трансформаторов, рекомендуемых к замене до 2023 г.

№	Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество тр-ров и номинальная мощность, МВА	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию тр-ров	Физический износ на 203 год, %	Рекомендуемый год реконструкции
Электросетевые объекты, эксплуатируемые ООО «Охинские электрические сети»						
1	ПС Москальво	35/6	1х1	T2-1999/2008	100	2023
2	ПС Аэропорт	35/6	1х1	T1-1999/1999	100	2023
3	ПС 28 км	35/6	1х1	T1-2004/2005	100	2023
4	ПС Лагури	35/6	1х1	T1-2004/2006	100	2023

В таблице 17.3 приведен перечень ЛЭП, рекомендуемых к реконструкции в период 2019-2023 гг. в связи с высоким физическим износом, по данным собственников (более 100%, по состоянию на 2023 г.).

Таблица 17.3 – Перечень ЛЭП, рекомендуемых к реконструкции в период 2019-2023 гг.

№	Наименование ЛЭП	Диспетчерский номер ЛЭП	Марка провода, сечение	Протяженность, км	Тип опор	Год ввода в эксплуатацию	Физический износ на 2023 год, %	Срок службы ЛЭП на 2023 год	Рекомендуемый год реконструкции
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»*									
1	Ногликская – Катангли	Т-522	АС-50, АС-70, АС-95, АС-120	24,8	Метал.	1976	94	48	2019
					Дерево		188		
2	Ногликская – Даги	Т-523	АС-50, АС-70, АС-95, АС-120	38,9	Метал.	1979	88	45	2019
					Дерево		176		
3	ВЛ-35 кВ Колендо	Т-602	АС-50, АС-70, АС-95, АС-120	31,6	Метал.	1964	118	59	2019
					ж/б		148		
4	ВЛ-35 кВ Сабо	Т-603	АС-50, АС-95, АС-120	50,8	Метал.	1965	116	58	2019
					ж/б		145		
5	ВЛ-35 кВ Сахарная Сопка	Т-605	АС-95	22,3	Метал.	1957	132	66	2020

Окончание таблицы 17.3

№	Наименование ЛЭП	Диспетчерский номер ЛЭП	Марка провода, сечение	Протяженность, км	Тип опор	Год ввода в эксплуатацию	Физический износ на 2023 год, %	Срок службы ЛЭП на 2023 год	Рекомендуемый год реконструкции
6	ВЛ-35 кВ Эхаби	T-604	АС-70, АС-95	35,2	Метал	1961	124	62	2021
7	ВЛ-35 кВ Мухто	-	АС-120	26,2	Метал	1965	116	58	2022
8	ВЛ-35 кВ НП Сабо	-	АС-50	24,8	Метал	1967	112	56	2022
9	ВЛ-35 кВ Одопту	-	АС-70, АСК-70	29,4	Метал	1974	98	49	2023
					Дерев	1997	104	26	
10	ВЛ-35 кВ Западное Сабо	-	АС-50	7,3	Метал	1969	108	54	2023
Электросетевые объекты, эксплуатируемые ООО «Охинские электрические сети»									
11	ВЛ-35 кВ Новгородская	T-601	АС-120, АС-185	8,7	Метал	1973	100	50	2023
12	ВЛ-35 кВ Москальво	T-606	АС-70	29,8	Метал	1961	100	62	2023
13	ВЛ-35 кВ Медвежье озеро	-	АС-70	3,2	Метал	1976	100	47	2023

Примечание: * - нормируемый ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» срок эксплуатации ЛЭП на деревянных опорах – 25 лет, на железобетонных опорах – 40 лет, на металлических опорах – 50 лет.

В таблице 17.4 приведен перечень трансформаторов, расположенных на электрических станциях и рекомендуемых к замене в период 2019-2023 гг. в связи с высоким физическим износом, по данным собственников (более 100%, по состоянию на 2023 г.).

Таблица 17.4 – Перечень трансформаторов, рекомендуемых к замене в период 2019-2023 гг.

№	Наименование станции	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год изготовления /ввода в эксплуатацию тр-ров	Физический износ на 2023 год, %	Рекомендуемый год реконструкции
АО «Охинская ТЭЦ»						
1	Охинская ТЭЦ	38,5/6,3	7,5	T1-1958/1960	108	2022
2		38,5/6,3	7,5	T3-1958/1961	108	2022
3		115/38,5/6,6	40	T4-1967/1967	109	2022
4		115/38,5/6,6	40	T5-1970/1970	110	2022

18. РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 35 КВ И ВЫШЕ ПО КЛАССАМ НАПРЯЖЕНИЯ В ПЕРИОД 2019-2023 ГГ. (ДЛЯ КАЖДОГО ГОДА) САХАЛИНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В СООТВЕТСТВИИ С УТВЕРЖДЕННЫМИ ИНВЕСТИЦИОННЫМИ ПРОГРАММАМИ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Информация о вводе и реконструкции электросетевых объектов на территории ЭС Сахалинской области за 2019-2023 г. в соответствии с утвержденными инвестиционными программами сетевых организаций приведена в таблице 18.1.

Таблица 18.1 – Информация о вводе и реконструкции электросетевых объектов на территории ЭС Сахалинской области за 2019-2023 гг., в млн руб.

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/ замены/ установки оборудования
ЦАО «Сахалинэнерго»										
Новое строительство										
1	Строительство ВЛ 35 кВ Шахтерская – Бошняково (63,31 км ВЛ, установка ВЭБ 35 кВ – 1 шт. на ПС 110/35/6 кВ Шахтерская, строительство ПС 35/6 кВ Тельновская-2 (трансформатор 1000 кВА – 1 шт., реклоузер 35 кВ – 1 шт, реклоузер 6 кВ – 1 шт), реконструкция ПС 35/6 кВ Бошняково (реклоузер 35 кВ – 1 шт), строительство ПС 35/6 кВ Лесогорская - 2 (трансформатор 1600 кВА – 1 шт, реклоузер 35 кВ – 1 шт, реклоузер 6 кВ – 2 шт)	2021	107,60	400,00	632,40			1140,00		Новое мероприятие. Мероприятие входит в состав программы обеспечения устойчивого развития электросетевого комплекса Сахалинской области (ПОУРЭК)
2	Строительство ВЛ-35 кВ ПС Корсаковская - ПС Озерская (25 км ВЛ, замена 5 выключателей 35 кВ на ВЭБ 35 кВ)	2023		29,51	105,88	110,75	115,85	361,99	106,03	Повышение надежности электроснабжения
3	Строительство ремонтной перемишки 220 кВ из 2-х разъединителей на ПС 220/35/10 кВ Углеводская, в т.ч. разработка проектной документации (схема 5Н). Долинский сетевой район	2023				1,78	15,25	17,03		Новый проект. Строительство ремонтной перемишки 220кВ из 2-х разъединителей на ПС «Углеводская 220/35/10 кВ», позволит производить текущие и ремонтные работы, не отключая потребителей Долинского р-она, а в аварийном режиме работы позволит, не разрывая кольцо 220 кВ, вывести в ремонт оборудование. Мероприятие входит в Схему и программу развития электроэнергетики Сахалинской области, утвержденной Указом Губернатора Сахалинской области от 16.05.2017 за №15 (таблица 24).
4	Строительство переклюющего пункта «Тихменев 35 кВ» с установкой 4 выключателей 35 кВ, в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район	2019	7,50					7,50		Повышение надежности электроснабжения
5	Строительство сопутствующей инфраструктуры СТК «Горный воздух» (строительство ПС 35/10 кВ «Горная деревня» с двумя КЛ 35 кВ, строительство распределительных сетей 10 кВ, модернизация ПС «Хомутово» с монтажом элегазового выключателя)	2020	215,78	215,78				431,56		Договор технологического присоединения с ОАУ СТК «Горный воздух» от 21.12.2018г. № 849-18-21024-20/18
6	Строительство энергетического комплекса для технологического присоединения объектов Комитета по Управлению имуществом администрации Корсаковского городского округа (строительство КВЛ 35 кВ от ПС Радиоцентр до ПС Охотская, строительство КЛ 35 кВ от ПС Лесная до ПС Охотская). Реконструкция ПС 35/10 кВ Корсаковская, Соловьевка, Дачная, Чапаево, реконструкция ВЛ 35 кВ Т-121, Т-122, Т-126, Т-129, Т-132, Т-133. Т-139.	2020	293,76	293,76				587,52		Договор технологического присоединения с администрацией Корсаковского городского округа от 06.12.2018г. № 20276-20/18
7	Строительство КРУН-6кВ 13 ячеек на ПС "Буюклы-35/6". Восточный базовый сетевой район.	2019	34,33					34,33		Повышение надежности электроснабжения
8	Строительство КРУН 10 кВ на 24 ячеек взамен здания ЦРП (г. Чехов ул. Фабричная) с монтажом реклоузера 35 кВ. Юго-Западный базовый сетевой район	2019	55,93					55,93		Повышение надежности электроснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
9	Строительство дополнительного молниевода высотой 19 м.п. на ОРУ 110 кВ ПС 110/35/10 кВ Петропавловская	2019	0,20				0,20		Повышение надежности электроснабжения
Реконструкция и модернизация существующих электросетевых объектов									
Электросетевые объекты 110-220 кВ									
10	Реконструкция ПС 220/110/35/10 кВ Тымовская с установкой второго трансформатора АТДЦПН-63000/220/110/35 кВ для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей. Центральный базовый сетевой район (перемещение трансформатора с ПС 220/110/35/6 кВ Ноглики)	2023				81,36	81,36		Повышение надежности электроснабжения
11	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Горнозаводская с установкой второго трансформатора 10 МВА для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей. Юго-западный базовый сетевой район	2020		41,84			41,84		Повышение надежности электроснабжения
12	Реконструкция ПС 220/110/35/10 кВ Смирных с установкой второго трансформатора 63 МВА для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей. Восточный базовый сетевой район	2021			101,49		101,49		Повышение надежности электроснабжения
13	Реконструкция ПС 220/35/10 кВ Красногорская с установкой второго трансформатора 25 МВА для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей (перенос с ПС 220/35/10 кВ Ильинская), в т.ч. разработка проектной документации. Западный базовый сетевой район	2022	4,07			68,71	72,78		Повышение надежности электроснабжения
14	Реконструкция ПС 220/35/10 кВ Чеховская с увеличением трансформаторной мощности на 10 МВА до 35 МВА и заменой масляных выключателей на элегазовые 220 кВ Д10, Д12 (2 штуки), в т.ч. разработка проектной документации. Юго-западный базовый сетевой район	2024					0,00	105,45	Повышение надежности электроснабжения
15	Реконструкция ПС 220/110/35/6 кВ Ноглики с установкой трансформатора АТДЦПН-32000/220/110/35 в замен вышедшего АТДЦПН-63000/220/110/35. Центральный базовый сетевой район.	2024					0,00	92,74	Повышение надежности электроснабжения
16	Реконструкция ПС Промузел ОРУ-110кВ (устройство 4 ячеек ВЭБ 110 кВ, замена 2 выкл. 110 кВ на ВЭБ 110 кВ, установка 2 трансформаторов 110/35 кВ 25 МВА) в т.ч. разработка проектной документации	2019	350,31				350,31		Повышение надежности электроснабжения
17	Модернизация ПС 110/35/6 кВ Южная с установкой БСК (батарея статических конденсаторов) 2,25 Мвар – 1 шт. Южно-Сахалинский сетевой район	2021			3,19		3,19		Регулирование напряжения
18	Модернизация ПС 110/35/10 кВ Углергская с установкой БСК (батарея статических конденсаторов) 2 Мвар – 1 шт. Западный базовый сетевой район	2021			2,95		2,95		Регулирование напряжения
19	Модернизация ПС Центр 110/35/6 кВ с установкой БСК (батарея статических конденсаторов) 7 Мвар – 3 шт. Южно-Сахалинский сетевой район	2020		9,15			9,15		Регулирование напряжения
20	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Юго-Западная с установкой токоограничивающего реактора 1 шт.	2019	0,50				0,50		Регулирование напряжения
21	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Луговая с монтажом токоограничивающего реактора РТСТ-10-1600-0,2 УХЛ1 - 1 шт. Южно-Сахалинский сетевой район	2019	0,50				0,50		Регулирование напряжения
22	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Красногорская путем оснащения быстродействующей оптической дуговой защитой 16 комплектов. Юго-Западный базовый сетевой район.	2023				0,59	0,59		Повышение надежности электроснабжения
23	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Углеаводская путем оснащения быстродействующей оптической дуговой защитой 22 комплекта. Долинский сетевой район.	2023				1,81	1,81		Повышение надежности электроснабжения
24	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Чеховская путем оснащения быстродействующей оптической дуговой защитой 16 комплектов. Юго-Западный базовый сетевой район.	2023				0,59	0,59		Повышение надежности электроснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/ замены/ установки оборудования
25	Модернизация ОРУ-110 кВ ПС 110/35/10 кВ Поронаяская с монтажом блокировочных устройств – 1 шт. Восточный базовый сетевой район.	2020		3,05				3,05		Повышение надежности электроснабжения
26	Модернизация ПС 110/35/10 кВ Луговая с выделением ячейки выключателя 10 кВ – 1 шт., на подключение кабельной линии для насосной станции второго подъема. Южно-Сахалинский сетевой район.	2019	0,76					0,76		Повышение надежности электроснабжения
27	Модернизация питающих подстанций 220-35 кВ с устройством автоматизированной информационно-измерительной системы технического учета электроэнергии (АИИСУЭ). Филиал "Распределительные сети"	2022				0,20		0,20		Повышение надежности электроснабжения
28	Модернизация ПС 220/110/35/10 кВ Тымовская с заменой выключателя ВМ-АТ2-110 (МКП-110) на ВЭБ-110, 2 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Центральный базовый сетевой район.	2024						0,00	52,50	Повышение надежности электроснабжения
29	Модернизация ПС 220/110/35/10 кВ Тымовская с заменой выключателя ВМ-Д13 (У-220) на ВЭБ-220 в количестве 1 штук (замена масляных выключателей на элегазовые) Центральный базовый сетевой район.	2024						0,00	36,60	Повышение надежности электроснабжения
30	Модернизация ПС 220/110/35/10 кВ Смирных с заменой с масляных выключателей 10 кВ на вакуумные выключатели – 9 шт. Восточный базовый сетевой район.	2024						0,00	5,50	Повышение надежности электроснабжения
31	Модернизация ОРУ-35 кВ ПС 220/110/35/10 кВ Смирных, замена масляных выключателей 35 кВ на элегазовые – 6 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район.	2024						0,00	30,00	Повышение надежности электроснабжения
32	Модернизация ПС 220/110/35/10 кВ Холмск-Южная с заменой масляных выключателей С-35 на элегазовые выключатели 35 кВ – 3 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Юго-западный базовый сетевой район.	2024						0,00	15,00	Повышение надежности электроснабжения
33	Модернизация ПС 110/35/10 кВ Корсаковская с заменой РЛНД-35кВ на новые РТП-35/1000 – 10шт. Корсаковский сетевой район.	2024						0,00	7,00	Повышение надежности электроснабжения
34	Модернизация ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская с монтажом 2-ой секции шин 6 кВ с установкой БСК (батарей статических конденсаторов) 1 Мвар – 1 шт. Южно-Сахалинский сетевой район	2020			2,50			2,50		Регулирование напряжения
35	Модернизация ПС 220/110/35/10/6 кВ Холмская с заменой выключателей 110-220 кВ в количестве 2 штук (замена масляных выключателей на элегазовые с применением высоковольтных вводов из композитных материалов) Юго-Западный базовый сетевой район	2020		49,57				49,57		По сроку службы
36	Модернизация ПС 220/110/35/10 кВ Тымовская с заменой выключателей 110 кВ в количестве 2 штук (замена масляных выключателей на элегазовые с применением высоковольтных вводов из композитных материалов)	2021			52,28			52,28		По сроку службы
37	Модернизация ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская с заменой масляных выключателей 110 кВ ВМ-С14 – 1 шт., ВМ-С16 – 1 шт., на элегазовые 110 кВ, в т.ч. разработка проектной документации. Южно-Сахалинский сетевой район	2021	25,42		25,68			51,10		По сроку службы
38	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Макаровская с заменой масляных выключателей 220 кВ в количестве 2 штук на элегазовые 220 кВ, в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район	2021	2,03		50,35			52,38		По сроку службы
39	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Томаринская с заменой масляных выключателей 220 кВ в количестве 2 штук на элегазовые 220 кВ, с монтажом 4-х разъединителей 220 кВ. Юго-Западный базовый сетевой район	2020			52,96			52,96		По сроку службы
40	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Чеховская с заменой масляных выключателей 220 кВ в количестве 3 штук выключателей на элегазовые 220 кВ, в т.ч. разработка проектной документации. Юго-западный базовый сетевой район	2021			47,35			47,35		По сроку службы

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
41	Модернизация ПС 220/110/10 кВ Краснополянская с заменой выключателей 220 кВ в количестве 2 штук (замена масляных выключателей на элегазовые с применением высоковольтных вводов из композитных материалов) Западный базовый сетевой район	2020		52,20				52,20		По сроку службы
42	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Чеховская с монтажом устройства защиты нейтрали в количестве 1 шт. на трансформаторах 220 кВ Юго-Западный базовый сетевой район	2020		1,19				1,19		Повышение надежности электроснабжения
43	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Томаринская с монтажом устройства защиты нейтрали в количестве 1 шт. на трансформаторах 220 кВ Юго-Западный базовый сетевой район	2021			1,22			1,22		Повышение надежности электроснабжения
44	Модернизация ПС Хомутово 110/35/10 кВ с заменой 1 и 2 секции 10 кВ на 16 ячеек. Южно-Сахалинский сетевой район	2023					9,31	9,31		Повышение надежности электроснабжения
45	Модернизация ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская с заменой 1 и 2 секции 6 кВ (32 ячейки). Южно-Сахалинский сетевой район	2023					18,46	18,46		Повышение надежности электроснабжения
46	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Красногорская с заменой компенсирующего реактора 35 кВ на новый 25 Мвар – 1 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Западный базовый сетевой район	2021	2,03		30,51			32,54		Новый проект. В связи с установкой второго трансформатора на ПС "Красногорская", при возникновении аварийных режимов работы увеличивается ток КЗ. Для ограничения токов короткого замыкания на стороне 10 кВ, увеличения срока службы коммутационной аппаратуры, необходима установка токоограничивающего реактора с динамической стойкостью 55 кА. Мероприятие входит в Схему и программу развития электроэнергетики Сахалинской области, утвержденной Указом Губернатора Сахалинской области от 16.05.2017 за №15 (таблица 24)
47	Модернизация ПС 220/110/35/10/6 кВ Холмская с заменой масляного выключателя ВМ-С21-110 кВ – 1 шт. на элегазовый 110 кВ, в т.ч. разработка проектной документации. Юго-Западный базовый сетевой район	2023				1,42	28,47	29,89		Инновационный проект. Постановление правительства РФ от 25 декабря 2015 г. N 1442. Применение элегазовых выключателей. ОРУ 110 кВ ПС "Холмская" имеет сложную схему с обходной системой шин. Рассматриваемые выключатели 1974 года ввода и фактически исчерпали свой коммутационный ресурс на 100 %. Остаточная стоимость ОРУ 110 кВ имеет значение 58,2 млн. по причине включения в ее состав ряда выключателей

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
48	Модернизация ПС 220/110/35/10 кВ Тымовская с заменой масляных выключателей ВМ 110 кВ-Т1-220/110 кВ – 1 шт., на элегазовый 110 кВ, в т.ч. разработка проектной документации. Центральный базовый сетевой район	2023				2,54	26,44	28,98		Инновационный проект. Постановление правительства РФ от 25 декабря 2015 г. N 1442. Применение элегазовых выключателей. ОРУ 110 кВ ПС "Тымовская" имеет сложную схему с обходной системой шин. Рассматриваемые выключатели 1974 года ввода и фактически исчерпали свой коммутационный ресурс на 100 %. Остаточная стоимость ОРУ 110 кВ имеет значение 58,2 млн. по причине включения в ее состав ряда выключателей.
49	Модернизация ПС 220/110/35/10 кВ Тымовская с заменой выключателя ВМ-АТ2-110 (МКП-110) на ВЭБ-110, 1 шт, в т.ч. разработка проектной документации. Центральный базовый сетевой район	2022				28,98		28,98		Новый проект. Включен в программу среднесрочного плана программы инновационного развития (СПИР). Согласовано Департаментом инновационного развития.
50	Модернизация ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская с заменой масляных выключателей 220 кВ на элегазовые 220 кВ – 4 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Южно-Сахалинский сетевой район	2023		32,55			138,99	171,54		Инновационный проект, постановление правительства РФ от 25 декабря 2015 г. N 1442. Применение элегазовых выключателей. ОРУ 220 кВ ПС "Южно-Сахалинская" имеет остаточную стоимость 0,15 млн. руб. по причине включения в ее состав ряда оборудования. . Рассматриваемые выключатели 1971 года ввода и фактически исчерпали свой коммутационный ресурс на 100 %.
51	Модернизация ПС 220/110/35/10 кВ Смирных замена отделителя на элегазовый выключатель 220 кВ – 1 шт., и установка разъединителя 220 кВ – 1 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район	2023					36,86	36,86		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
52	Модернизация ПС 110/35/6 кВ Александровская, замена выключателя Т1-10-110 (ММО-110) на ВЭБ-110, в т.ч. разработка проектной документации. Центральный базовый сетевой район	2021			25,04			25,04		Инновационный проект, постановление правительства РФ от 25 декабря 2015 г. N 1442. Выключатели введены в эксплуатацию 1985 года ввода и фактически исчерпали свой коммутационный ресурс на 100 %.
53	Модернизация ПС 220/110/35/6 кВ Ноглики с заменой выключателя ВМ-С55 (ВМТ-220) на ВЭБ-110, в т.ч. разработка проектной документации	2021			11,71			11,71		Повышение надежности электроснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
54	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Макаровская с установкой выключателей 220 кВ – 2 шт. (устройство присоединения на Т1-220 с элегазовым выключателем, трансформаторным разъединителем, с заменой оборудования присоединения Т2-220 с ОД с КЗ на присоединение с элегазовым выключателем), в т.ч. разработка проектной документации	2020		43,21				43,21		Повышение надежности электроснабжения
55	Реконструкция ВЛ 220 кВ диспетчерский № Д-1 Сахалинская ГРЭС – Макаровская с заменой провода и фарфоровой изоляции, протяженностью 2,433 км. Восточный базовый сетевой район	2020		8,96				8,96		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
56	Реконструкция ВЛ 220 кВ диспетчерский № Д-2 Сахалинская ГРЭС – Краснополянская с заменой провода и фарфоровой изоляции, протяженностью 4,866 км. Долинский сетевой район	2021			18,61			18,61		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
57	Реконструкция ВЛ 220 кВ диспетчерский № Д-9 Холмская – Южно-Сахалинская с заменой опор № 141, 143, 146, монтажом дополнительной опоры промежуточного типа в пролете опор 142-143, заменой провода 3,1 км. трассы, заменой опор № 142, 144, 145, 137-140, 127 – 8 шт., заменой опор № 128-136, 125, 124, 123 – 12 шт. Южно-Сахалинский сетевой район	2022	8,52	5,58	52,15	86,44		152,69		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
58	Реконструкция ВЛ-110 кВ диспетчерский № С21 с заменой провода АС на АСК-150 и стальной арматуры на участках опор №1-11 (2,7км.), опор №21-№36 (3,8км.), замена провода АС на АСК-150 и стальной арматуры на участке опор №12-15 (1,25 км). Юго-Западный базовый сетевой район.	2021		3,05	3,05			6,10		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
59	Реконструкция ВЛ 220 кВ диспетчерский № Д8 с заменой провода, грозотроса и фарфоровой изоляции, протяженностью 6100 м.п. Юго-Западный базовый сетевой район.	2021			15,56			15,56		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
60	Реконструкция ВЛ-110 кВ диспетчерский № С22 с заменой провода на опорах № 29-40 с заменой стальной арматуры верхнего и нижнего узла крепления 14,6 км., заменой провода АС на АСК-150 и стальной арматуры верхнего и нижнего узла на участке опор № 1-16, заменой провода АС на АСК-150 и стальной арматуры верхнего и нижнего узла на участке опор № 40-64 (7 км трассы), замена провода и стальной арматуры на участке опор №16-21 (2,2 км), замена опоры №142, установка дополнительной опоры в пролете опор №30-31, замена провода с заменой стальной арматуры верхнего и нижнего узла крепления – 1,5 км на участке опор №64-71, замена провода АС на АС-150 на участке опор №111-130 - 6,7 км., опор №71-83 - 3,2км., в т.ч. разработка проектной документации. Юго-Западный базовый сетевой район	2021	25,94	2,58	16,99			45,51		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
61	Реконструкция участка ВЛ 220 кВ диспетчерский № Д-7 Углеаводская – Южно-Сахалинская от ПС 220/35/10 кВ Углеаводская до ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская протяженностью 10,2 км. с монтажом металлических 28 опор. Южно-Сахалинский сетевой район	2022		60,42		86,72		147,14		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
62	Реконструкция ВЛ 110 кВ диспетчерский № С-22 Холмск-Южная – Невельская-2 с отпайкой на ПС Правдинская от ПС 110/35/10 кВ Холмск-Южная до ПС 110/35/10 кВ Невельская-2 с заменой фундаментов – 2 опоры. Юго-Западный базовый сетевой район	2021			3,22			3,22		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
63	Реконструкция ВЛ 220 кВ диспетчерский № Д-12 Холмская – Чеховская от ПС 220/110/35/10/6 кВ Холмская до ПС 220/35/10 кВ Чеховская с заменой фундаментов – 2 опоры. Юго-Западный базовый сетевой район	2020		3,55				3,55		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/ замены/ установки оборудования
64	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ диспетчерский номер С18,19 с заменой провода АС на АСК протяженностью 2500 м.п. Южно-сахалинский сетевой район.	2020		1,22				1,22		Инновационный проект. Указ Президента РФ от 07.07.2011 N 899 (ред. от 16.12.2015), п.21 Данная ВЛ-110 кВ находится в эксплуатации с 2005 года. За это время неоднократно подвергалась гололедно-ветровым нагрузкам и имеет значительный физический износ. В связи с прохождением всей линии ВЛ-110 кВ в зоне с морским климатом, большим коррозионным износом от окисления металлических стоек и провода АС на АСК, требуется замена провода и замена стальной арматуры верхнего и нижнего узла крепления провода на участке от оп. №1 до оп. № 75
65	Реконструкция ВЛ-110кВ диспетчерский номер С-22 с заменой опоры №36 типа СП21М на анкерную опору типа У36М - 1 шт. Юго-Западный базовый сетевой район.	2020		3,56				3,56		Инновационный проект. Указ Президента РФ от 07.07.2011 N 899 (ред. от 16.12.2015), п.21 В связи с нахождением оп.№36 марки П21М линии ВЛ-110кВ С-22 вблизи морского побережья имеется большой коррозионный износ опор. На элементах (стойка, траверсы) металлоконструкции оп. № 36 типа в ходе осмотров фиксируется сильная язвенная, в том числе сквозная, коррозия, что при дальнейшей эксплуатации способствует возникновению аварийной ситуации с разрывом южного кольца сети 110 кВ.С целью приведения состояния линии в соответствие с проектом необходимо выполнить замену опоры типа П21М на анкерно-угловую опору типа У-36 М, с заменой существующего провода АС-240-32 на АЕРО-Z на участке линии от оп. 315 до 332.

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
66	Реконструкция ВЛ-110 кВ диспетчерский номер С31 от "Сахалинская ГРЭС" до ПС "Поронайская 110/35/10", замена изоляции, провода АС на АСК и стальной арматуры 110кВ на участке от опоры №1 до опоры №75 протяженностью 11550 м.п.	2022			3,52	34,44		37,96		Инновационный проект. Указ Президента РФ от 07.07.2011 N 899 (ред. от 16.12.2015). п.21 Данная ВЛ-110 кВ находится в эксплуатации с 2005 года. За это время неоднократно подвергалась гололедно-ветровым нагрузкам и имеет значительный физический износ. В связи с прохождением всей линии ВЛ-110 кВ в зоне с морским климатом, большим коррозионным износом от окисления металлических стоек и провода АС на АСК, требуется замена провода и замена стальной арматуры верхнего и нижнего узла крепления провода на участке от оп. №1 до оп. №75
67	Реконструкция ВЛ 220 кВ диспетчерский № Д-5 Ильинская – Углезаводская от Сахалинской ГРЭС-2 до ПС 220/35/10 кВ Углезаводская (102,27 км ВЛ). Обслуживание Южно-Сахалинский сетевой район	2026				88,02	92,06	180,08	200,00	По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
68	Реконструкция ВЛ 220 кВ диспетчерский № Д5 с заменой провода и фарфоровой изоляции, протяженностью 2433 м.п. Восточный базовый сетевой район.	2020		8,96				8,96		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
69	Реконструкция ВЛ 220кВ диспетчерский № Д6 с заменой опор № 87, 89, 90, 139 158, 159, опор № 146,147,148,149,150,151 типа ПШ В-746, опор №97 типа СП-25МП, оп. № 152, 153, 154, 155, 156, 77 типа ПШ В-746, опоры № 71 типа У-36М, опор №72, 69 типа СП-25МП, №157, опор № 67,68,74,75 - 27штг. Юго-Западный базовый сетевой район.	2021	34,02	41,26	53,56			128,84		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
70	Реконструкция ВЛ 220 кВ диспетчерский № Д-2 Сахалинская ГРЭС – Краснопольская (21,5 км ВЛ, замена 3 выключателей 220 кВ на ВЭБ 220 кВ)	2024			27,41	28,67	250,00	306,08	250,00	По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
71	Реконструкция ВЛ-220кВ Д9 ПС Южно-Сахалинская - ПС Холмская (40 км ВЛ, замена 5 выключателей 220 кВ на ВЭБ 220 кВ)	2023	46,62	48,77	400,00	400,00		1295,39	184,05	По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
72	Реконструкция ВЛ-220кВ диспетчерский номер Д-13, с заменой опор №№329, 330 на повышение с демонтажем временно установленных деревянных опор № 328а, 329а, 330а, в т.ч. Разработка проектной документации. Центральные базовый сетевой район.	2019	14,32					14,32		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
73	Модернизация ВЛ 220 кВ Д5 и Д9 с устройством системы мониторинга климатических нагрузок в сетях ПАО "Сахалинэнерго"	2019	3,91					3,91		Повышение надежности электроснабжения
74	Реконструкция ОРУ 35 кВ инв.№ 40372, ОРУ 110 кВ инв.№ 40213, ОРУ 220 кВ инв.№ 40449 с установкой ЗРУ-10 кВ, ТСН, ЗРУ-0,4 кВ, СОПТ и ОПУ на территории ОП «Сахалинская ГРЭС»	2019	347,45					347,45		Повышение надежности электроснабжения
75	Реконструкция РУСН 6 кВ (секция 2Р полная замена 31 ячейки). ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-12	2021			52,88			52,88		Повышение надежности электроснабжения
76	Реконструкция трансформатора Т2-80-110 110 кВ (замена выводов и системы охлаждения). ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2021			14,64			14,64		Повышение надежности электроснабжения
77	Модернизация газотурбинных установок 4-го, 5-го энергоблоков в соответствии с документами завода изготовителя, регламентирующими обязательную модернизацию оборудования (5х45 МВт). ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2024	26,44	35,59	35,59	34,17	34,17	165,96	34,17	Повышение надежности электроснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
78	Реконструкция турбогенератора ТГ-2 с заменой генераторного распределительного устройства. ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2022				21,36		21,36		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
79	Реконструкция ОРУ с заменой ВМ-С16. ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2020		32,54				32,54		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
80	Реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой масляного выключателя на элегазовый ВМ-С-15. ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2023					40,68	40,68		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
81	Реконструкция ТГ-1 с заменой генераторного распределительного устройства и разъединителя Р-ТГ-1. ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2023					20,34	20,34		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
82	Модернизация ПТ-60-130/13 ст.№1 с внедрением системы защиты теплофикационного отбора (ЭСЗО). ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2019	2,54					2,54		Повышение надежности электроснабжения
83	Модернизация ПС 220/110/35/10 кВ Тымовская с заменой аккумуляторных батарей "АКБ Vb 2314+" – 15 шт. Центральный базовый сетевой район	2022				8,14		8,14		Повышение надежности электроснабжения
84	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Чеховская с заменой аккумуляторных батарей "АКБ Vb 2314+" – 15 шт. Юго-западный базовый сетевой район					9,15		9,15		Повышение надежности электроснабжения
85	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Красногорская с заменой аккумуляторных батарей СН-180 на АБ4Г1260 из 104 элементов. Юго-Западный базовый сетевой район	2019	4,58					4,58		Повышение надежности электроснабжения
86	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Макаровская с заменой аккумуляторных батарей СН-180 на АБ4Г1260 из 104 элементов. Восточный базовый сетевой район	2019	4,58					4,58		Повышение надежности электроснабжения
87	Модернизация ОРУ 220 кВ на ПС 220/35/10 кВ Углеаводская (4 ячейки 220 кВ)	2024					15,78	15,78	100,00	Повышение надежности электроснабжения
88	Монтаж радиотелемеханической системы телеизмерения гололедных нагрузок (СТГН) (18 штук). Юго-западный базовый сетевой район: ВЛ 220 кВ (Д8-35, Д8-101, Д8-128), ВЛ 110 кВ (С22-25, С22-100, С21-10), Центральный базовый сетевой район: ВЛ 220 кВ (Д13-241, Д13-263), ВЛ 110 кВ (С55-235, С52-54, С55-159, С55-323); Восточный базовый сетевой район: ВЛ 220 кВ (Д13-15, Д1-7, Д3-106, Д11-21); Западный базовый сетевой район: ВЛ 220 кВ (Д2-166, Д4-152, Д6-168), ВЛ 110 кВ (С41-114)	2024	8,02	8,51	4,05	4,22	4,22	29,02	4,15	Повышение надежности электроснабжения
89	Модернизация контуров заземления подстанций, участвующих в схеме плавки гололеда ПС 220/35/10 кВ Красногорская – 1 шт. Западный базовый сетевой район	2020		3,99				3,99		Повышение надежности электроснабжения
90	Модернизация контуров заземления подстанций, участвующих в схеме плавки гололеда ПС 220/35/10 кВ Чеховская – 1 шт. Юго-Западный базовый сетевой район	2021			4,28			4,28		Повышение надежности электроснабжения
91	Модернизация существующего контура заземления на ПС 220/35/10 кВ Чеховская ОРУ 220 кВ – 1 штука, в т.ч. разработка проектной документации. Юго-Западный базовый сетевой район	2019	0,61					0,61		Повышение надежности электроснабжения
92	Модернизация контуров заземления подстанций, участвующих в схеме плавки гололеда ПС 220/110/35/10/6 кВ Холмская – 1 шт. Юго-Западный базовый сетевой район	2019	4,17					4,17		Повышение надежности электроснабжения
93	Модернизация ПС 110/35/10 кВ Корсаковская с монтажом шкафа ШЭРА-РН-2001 (2 комплекта РН, контрольные кабели) для управления приводами устройств РПН (регулирования под нагрузкой) двух силовых трансформаторов при регулировании напряжения трансформаторов в автоматическом и ручном режимах. Корсаковский сетевой район	2020		1,12				1,12		Повышение надежности электроснабжения
94	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Углеаводская с монтажом шкафа ШЭРА-РН-2001 (2 комплекта РН, контрольные кабели) для управления приводами устройств РПН (регулирования под нагрузкой) двух силовых трансформаторов при регулировании напряжения трансформаторов в автоматическом и ручном режимах. Долгинский сетевой район	2020		1,06				1,06		Повышение надежности электроснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обновление реконструкции/замены/установки оборудования
95	Модернизация ПС 220/110/35/10/6 кВ Холмская с монтажом шкафа ШЭРА-РН-2001 (2 комплекта РН, контрольные кабели) для управления приводами устройств РПН (регулирования под нагрузкой) двух силовых трансформаторов при регулировании напряжения трансформаторов в автоматическом и ручном режимах. Юго-западный базовый сетевой район	2021			0,99			0,99		Повышение надежности электроснабжения
96	Модернизация ПС 220/110/10 кВ Краснополяская с монтажом шкафа ШЭРА-РН-2001 (2 комплекта РН, контрольные кабели) для управления приводами устройств РПН (регулирования под нагрузкой) двух силовых трансформаторов при регулировании напряжения трансформаторов в автоматическом и ручном режимах. Западный базовый сетевой район	2021			1,14			1,14		Повышение надежности электроснабжения
97	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Макаровская, ПС 220/110/35/10 кВ Смирных, ПС 220/35/10 кВ Красногорская с заменой панелей защит трансформатора на шкафы ШЭ2607-194 (3 шт.)	2022				3,05		3,05		Повышение надежности электроснабжения
98	Модернизация ПС 220/110/35/10 кВ Смирных, ПС 220/110/10 кВ Краснополяская, ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская (ВЛ-Д10, ВЛ-Д12, ВЛ-Д13, ВЛ-Д2, ВЛ-Д4, ВЛ-С11, ВЛ-С12) с заменой приборов ОМП на индикаторы «Сирис-2-ОМП-ИЗ» (8 шт.)	2022				0,20		0,20		Повышение надежности электроснабжения
99	Модернизация ПС 110/35/6 кВ Южная с монтажом КРУН 6кВ на 70 ячеек, в т.ч. разработка проектной документации. Южно-Сахалинский сетевой район	2020	4,07	91,06				95,13		Повышение надежности электроснабжения
100	Модернизация ПС 220/35/10 кВ Углеаводская с заменой КОРУ 35 кВ на КРУН 35 кВ (7 ячеек), в т.ч. разработка проектной документации. Долинский сетевой район	2023					123,05	123,05		Повышение надежности электроснабжения
101	Модернизация ПС 110/35/6 кВ Южная, с заменой КОРУ 35 кВ на КРУН 35кВ (9 ячеек), в т.ч. разработка проектной документации. Южно-Сахалинский сетевой район	2023					81,18	81,18		Повышение надежности электроснабжения
Электросетевые объекты 35 кВ										
102	Реконструкция ПС 35/10 кВ Кировская путем монтажа проходной комплектной трансформаторной подстанции модульного типа СКР напряжением 35/10 кВ с двумя масляными трансформаторами с устройством РПН, мощностью 2х4000 кВА, схемой главных цепей 5Н по стороне 35 кВ с восемью отходящими линиями (6 воздушных и 2 кабельных вводов) по стороне 10 кВ. Тип: КТПМ-35/10-2х4000/МР 5Н/6В2К-УХЛ1. Центральный базовый сетевой район	2022				87,54		87,54		Повышение надежности электроснабжения
103	Реконструкция ПС 35/10 кВ Молодежная путем монтажа проходной комплектной трансформаторной подстанции модульного типа СКР напряжением 35/10 кВ с двумя масляными трансформаторами с устройством РПН, мощностью 2х1600 кВА, схемой главных цепей 5Н по стороне 35 кВ с шестью отходящими линиями (воздушный ввод) по стороне 10 кВ. Тип: КТПМ-35/10-2х1600/МР 5Н/6В-УХЛ1. Центральный базовый сетевой район	2022				132,20		132,20		Повышение надежности электроснабжения
104	Реконструкция ПС 35/10 кВ Ясное путем монтажа проходной комплектной трансформаторной подстанции модульного типа СКР напряжением 35/10 кВ с двумя масляными трансформаторами с устройством РПН, мощностью 2х2500 кВА, схемой главных цепей 5Н по стороне 35 кВ с шестью отходящими линиями (воздушный ввод) по стороне 10 кВ. Тип: КТПМ-35/10-2х2500/МР 5Н/6В-УХЛ1. Центральный базовый сетевой район	2022				86,44		86,44		Повышение надежности электроснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обновление реконструкции/замены/установки оборудования
105	Реконструкция ПС 35/6 кВ Дальняя с установкой 2-х трансформаторов 6300/35/6 кВ. Южно-Сахалинский сетевой район	2019	17,03					17,03		Новый проект. Настоящая подстанция включает в себя два трансформатора 2,5МВА, данная мощность не обеспечивает совокупность существующих нагрузок, а с учетом плана развития Южно-Западной части города необходимо увеличить мощность трансформаторов до 6,3 МВА. Мероприятие входит в Схему и программу развития электроэнергетики Сахалинской области, утвержденной Указом Губернатора Сахалинской области от 16.05.2017 за №15 (таблица 24)
106	Модернизация ПС 35/10 кВ Долинская с заменой с масляных выключателей 10 кВ на вакуумные – 13 шт. Долинский сетевой район	2023					7,12	7,12		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
107	Модернизация ПС 35/10 кВ Гастелло, замена масляных выключателей 10 кВ на вакуумные выключатели – 5 шт. Восточный базовый сетевой район	2019	3,20					3,20		Новый проект. По состоянию на сегодняшний день износы элементов масляных выключателей на ПС «Гастелло35/10 кВ» достигли критических значений, это приводит к периодическим откзам коммутационных аппаратов и как следствие нарушение нормального режима работы подстанции. Оборудование эксплуатируется с 1997 г. запасные части выключателей уже не выпускаются, стоимость 0 руб., поэтому необходима замена масляных выключателей на новые вакуумные. Инвентарная карточка от 01.11.2017г., инв.№ объекта 10200 СПИ 20 лет, факт 21 лет

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/ замены/ установки оборудования
108	Модернизация ПС 35/10 кВ Город, замена масляных выключателей ВМП-10 кВ на вакуумные – 5 шт. Восточный базовый сетевой район.	2019	3,20					3,20		Новый проект. По состоянию на сегодняшний день износы элементов масляных выключателей на ПС «Город» достигли критических значений, это приводит к периодическим отказам коммутационных аппаратов и как следствие нарушение нормального режима работы подстанции. Оборудование эксплуатируется с 1978 г. запасные части выключателей уже не выпускаются, поэтому необходима замена масляных выключателей на новые вакуумные. Инвентарная карточка от 01.11.2017г., инв.№ объекта 40650 СПИ 20 лет, факт 40 лет
109	Модернизация ПС 35/10 кВ Березники замена масляных выключателей на элегазовые 35 кВ – 2 шт. Долинский сетевой район	2020	0,10	21,86				21,96		Новый проект. Износы элементов масляных выключателей на ПС "Березники" достигли критических значений, это приводит к периодическим отказам коммутационных аппаратов и как следствие нарушение нормального режима работы подстанции. Оборудование эксплуатируется с 1979 г. запасные части выключателей уже не выпускаются, поэтому необходима замена масляных выключателей на новые элегазовые. Инвентарная карточка от 01.12.1979г., инв.№ объекта 40156 СПИ 20 лет, факт 38 лет
110	Реконструкция ПС 35/10кВ Дачное монтаж КРУН-35 кВ на 6 ячеек, монтаж КРУН-10 кВ на 8 ячеек с установкой 2-х трансформаторов собственных нужд (ТСН), а также монтаж дополнительного трансформатора 1,6МВА с увеличением до 4,1 МВА, в т.ч. разработка проектной документации. Корсаковский сетевой район.	2024						0,00	98,45	Повышение надежности электроснабжения
111	Модернизация ПС 35/10 кВ Долинская с заменой аккумуляторных батарей СН-180 на АБ4G1260 из 104 элементов. Долинский сетевой район.	2019	4,58					4,58		Повышение надежности электроснабжения
112	Модернизация ПС 35/10 кВ Эверон с установкой системы оперативного постоянного тока (СОПТ) (1 шт.).	2024						0,00	1,60	Повышение надежности электроснабжения
113	Модернизация ПС 35/10 кВ Малиновка, замена масляных выключателей 35 кВ (СВМ-35, ВМ-Т1-35) на элегазовые – 2 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район.	2024						0,00	10,00	Повышение надежности электроснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
114	Модернизация ПС 35/10 кВ Леонидово, замена масляных выключателей 35 кВ на элегазовые – 2 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район.	2024						0,00	5,00	Повышение надежности электроснабжения
115	Модернизация ПС 35/10 кВ Забайкалец, замена масляных выключателей 35 кВ (СВМ-35, ВМ-Т1-35) на элегазовые – 2 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район.	2024						0,00	10,00	Повышение надежности электроснабжения
116	Модернизация ОРУ-35 кВ ПС 35/6 кВ Буяклы, замена масляных выключателей 35 кВ на элегазовые – 2 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район.	2024						0,00	10,00	Повышение надежности электроснабжения
117	Модернизация ПС 35/10 кВ Долинская с заменой масляных выключателей 35кВ на элегазовые – 7 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Долинский сетевой район.	2024						0,00	30,00	Повышение надежности электроснабжения
118	Модернизация ПС 35/10 кВ Гастелло, с заменой разрядников РВС-35 кВ на ОПН-35 – 3 шт. Восточный базовый сетевой район.	2024						0,00	0,20	Повышение надежности электроснабжения
119	Модернизация ПС "Гастелло-35/10 кВ с заменой трансформаторного разъединителя 35 кВ на разъединитель с полимерной изоляцией 35 кВ – 1 шт. Восточный базовый сетевой район.	2024						0,00	0,80	Повышение надежности электроснабжения
120	Модернизация ПС 35/10 кВ Город заменой разрядников РВС-35кВ на ОПН-35 – 3 шт. Восточный базовый сетевой район.	2024						0,00	0,20	Повышение надежности электроснабжения
121	Модернизация ПС 35/10 кВ Город заменой линейного разъединителя 35к В на разъединитель с полимерной изоляцией – 1 шт. в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район.	2024						0,00	0,80	Повышение надежности электроснабжения
122	Модернизация ПС 35/10 кВ Соловьевка с заменой ошиновки и выключателей 35 кВ (2 шт) на элегазовые выключатели 35 кВ.	2024						0,00	8,00	Повышение надежности электроснабжения
123	Модернизация ПС 35/10 кВ Березяки с монтажом КРУН 10 кВ на 14 ячеек. Долинский сетевой район.	2024						0,00	45,50	Повышение надежности электроснабжения
124	Модернизация ПС 35/10 кВ Арги-Паги с монтажом КРУН-10 кВ на 18 ячеек, в т.ч. разработка проектной документации. Центральный базовый сетевой район.	2024						0,00	47,00	Повышение надежности электроснабжения
125	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-141 от ПС "Корсаковская" 110/35/10 кВ до ПС "Озерская" 35/10 кВ с заменой деревянных опор 82 шт., АП-образных опор №25, 28, 34, 47, 54 - 5 шт., П-образных опор № 26, 27, 29-33, 35-46, 48-53, 55-57 - 28 шт., П-образных опор №58-106 - 49 шт., П-образных опор № 160, 162-169, 171-175, 177, 178 - 16 шт., П-образных опор № 179, 181-184, 186, 188, 189, 192, 193, АП-образных опор №161, 166, 180, 185, 187, 190, 191, АП-образных опор № 80, 81, 93, П-образных опор № 194-196, 198-202, 204, 205, 208, 209, 257-268 - 43 шт., АП-образных опор №197, 203, 256, 269, П-образных опор № 8-11, 13-16, 18, 19, 22, 23 - 16 шт. Корсаковский сетевой район	2022	30,51	5,11	13,12	5,08		53,82		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения (примечание – планируемые к замене деревянные опоры на деревянные с ж/б приставками, фактически будут меняться на металлические, решетчатого типа).
126	Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский № Т-317 от ПС "Пороная" 110/35/10 кВ до ПС "Леонидово" 35/10 кВ с заменой деревянных опор на деревянные опоры с ж/б приставками и металлическими траверсами - опоры № 55-71 - 17 шт., опоры № 3-9, 11-13, 19-54, 96-99, 104-110, 193, 205-208, 210, 218, 224-227, 229, 230, 232, 233, 235, 237-242, 244-247, 250-257 - 92 шт., опоры №11-112, 126-139 - 16 шт., опоры №141-147, 158-166, 168-173, 175, 181-189, 191, 195-200 - 46 шт., опоры № 201-204, 222, 231, 234, 236, 249, 252 - 16 шт. Восточный базовый сетевой район	2022	7,02	5,11	13,12	5,25		30,50		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
127	Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский № Т-318 от ПС "Пороная" 110/35/10 кВ до ПС "Тихонов" 35/10 кВ с заменой деревянных опор на деревянные опоры с ж/б приставками и металлическими траверсами опоры №66-83 - 18 шт., опоры № 5-34 - 29 шт., заменой деревянных опор на металлические опоры №141-143 - 3 шт., заменой деревянных опор №112-120, 125, 175, 176 на металлические в количестве 6 шт., замена провода на участке опор № 160-170 - 1 км, замена провода на участке опор №170-192 - 2 км. Восточный базовый сетевой район	2022	4,00	5,11	13,12	5,25		27,48		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
128	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-320 от ПС "Леонидово 35/10 кВ" до ПС "Тихменеве 35/10 кВ", с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 4280 м.п. Восточный базовый сетевой район.	2022		5,11		5,25		10,36		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
129	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-321 Забайкалец – Леонидово от ПС 35/10 кВ Леонидово до ПС 35/10 кВ Забайкалец с заменой деревянных опор на деревянные опоры с ж/б приставками и металлическими трассами №87, 94-102, 104-106, 108-110, 113, 114, опор №32-35, 38, 39, 44, 60, 63, 64-66, 81, 82 – 14 шт., опор №83-86, 88-92, 103, 111, 112, 115, 116 – 13 шт. Восточный базовый сетевой район	2022		5,11		5,25		10,36		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
130	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-322 от ПС "Смирных 220/110/35/10 кВ" до ПС "Буюклы 35/6 кВ", с заменой деревянных опор - 24 шт. и провода протяженностью 7849 м.п. Восточный базовый сетевой район.	2022	11,43	5,11	13,12	5,25		34,91		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
131	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-325 Забайкалец – Малиновка от ПС 35/10 кВ Забайкалец до ПС 35/10 кВ Малиновка, с заменой деревянных опор – 35 шт. и провода протяженностью 3,444 км. Восточный базовый сетевой район	2022	6,81	5,11		5,25		17,17		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
132	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-326 Гастелло – Тихменеве от ПС 35/10 кВ Гастелло до ПС 35/10 кВ Тихменеве, с заменой деревянных опор – 12 шт. и провода протяженностью 8,527 км. Восточный базовый сетевой район	2022	2,34	5,11	13,12	5,25		25,82		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
133	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-406 Шахтерская – Ударновская от ПС 110/35/6 кВ Шахтерская до ПС 35/6 кВ Ударновская с заменой деревянных П-образных опор №4-9, 37-44 – 14 шт., П-образных опор № 1-3,10-20,35 – 15 шт., П-образных опор №21-34, 36 – 15 шт., П-образных опор №37-53 – 17 шт. Западный базовый сетевой район	2022	4,95			5,25		10,20		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
134	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-451 Районная – ЦЭС от Центральных электросетей (ЦЭС) до ПС 35/6 кВ Районная, с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 4,343 км. Западный базовый сетевой район	2022		5,11		5,25		10,36		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
135	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-452 Районная – Ударновская от ПС 35/6 кВ Районная до ПС 35/6 кВ Ударновская, с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 4,35 км. Западный базовый сетевой район	2022		5,11		5,25		10,36		По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
136	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-459 от ПС "Тельновская 35/6/3 кВ" до ПС "Бошняково 35/6 кВ", с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 34626 м.п. Западный базовый сетевой район.	2023	30,51	25,31	30,51	50,85	30,51	167,69		ВЛ-35 кВ Т-459 проходит по заболоченной, гористой пересеченной местности со сложным рельефом. Питает угольный разрез Бошняково и три населенных пункта. Резервное питание отсутствует. Большой объем финансирования проекта обусловлен частыми аварийными отключениями, вызывающими общественный резонанс по итогам которых, в 2017г., инициирована прокурорская проверка. Объект требует значительных капитальных вложений.

137	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-461 Тельновская – ЦЭС от Централных электросетей (ЦЭС) до ПС 35/6 кВ Тельновская, с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 11,874 км. Западный базовый сетевой район	2023	20,34	5,11	20,34	5,25	20,34	71,38	ВЛ-35 кВ Т-461 проходит по заболоченной, тористой местности со сложным рельефом. Является продолжением Т-459. Питает угольный разрез Бошняково и три населенных пункта. Резервное питание отсутствует. Большой объем финансирования проекта обусловлен частыми аварийными отключениями, вызывающими общественный резонанс по итогам которых, в 2017г., инициирована прокурорская проверка. Объект требует значительных капитальных вложений.
138	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-503 от ПС 220 кВ Тымовская до ПС 35 кВ Тымовская, с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 1,978 км. Центральный базовый сетевой район	2022		5,11		5,25		10,36	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
139	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-504 Тымовская – Кировская от ПС 220/110/35/10 кВ Тымовская до ПС 35/10 кВ Кировская, с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 3,7 км. Центральный базовый сетевой район	2022		5,11		5,25		10,36	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
140	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-505 от ПС "Кировская 35/10 кВ" до ПС "Ясное 35/6 кВ", с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 5538 м.п. Центральный базовый сетевой район.	2022	4,00	5,11	13,12	5,25		27,48	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
141	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-507 от ПС "Адо-Тымово 35/10 кВ" до ПС "Арги-Паги 35/10 кВ", с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 3726м.п. Центральный базовый сетевой район.	2022		5,11		3,21		8,32	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
142	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-408 с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 2510 м.п. Центральный базовый сетевой район.	2021			13,12			13,12	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
143	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-109 от ПС "Загорская 35/10 кВ" до ПС "Синегорская 35/10 кВ", с заменой провода, протяженностью 22000 м.п., в т.ч. разработка проектной документации. Южно-Сахалинский сетевой район.	2020		36,61				36,61	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
144	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-134 от ПС "Корсаковская 110/35/10 кВ" до ПС "Городская 35/10 кВ", с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 2722 м.п. Корсаковский сетевой район.	2021			13,12			13,12	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
145	Реконструкция ВЛ-35 кВ Т-201 с заменой провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм2 в пролетах опор № 31-46 (4,5км)	2019	7,51					7,51	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
146	Реконструкция ВЛ-35 кВ Т-109-106 ПС Синегорская- ПС Быковская (26,68 км ВЛ, замена 1 выключателя 35 кВ на ВЭБ 35 кВ)	2024			14,90	15,59	143,69	298,38	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
147	Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский номер Т-312 "ГРЭС-Разрез" с заменой деревянных опор (36 шт) и провода протяженностью 5000 м.п.	2023					13,55	13,55	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
148	Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский № Т-112 ПС Ново-Александровская – ПС Синегорская (22,2 км ВЛ, устройство 2 ячеек с ВЭБ 35 кВ, замена 3 выключателей 35 кВ на ВЭБ 35 кВ)	2023	13,34	13,96	208,56	187,61		423,47	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
149	Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский номер Т-208 с заменой провода протяженностью 3600 м.п.	2023					8,14	8,14	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования
150	Реконструкция линии электропередачи ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-126 от ПС «Хомутово-2» 110/35/10 кВ до ПС «Олимпия» 35/10 кВ (2 км)	2019	9,08					9,08	По сроку службы. Повышение надежности электрооборудования

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
151	Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский Т-201 с заменой провода АС-120 и изоляции в пролетах опор № 11-30 (6,6 км). Юго-Западный базовый сетевой район	2020		8,96			8,96		Повышение надежности электроснабжения
152	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-134 от ПС "Корсаковская 110/35/10 кВ" до ПС "Городская 35/10 кВ", с заменой металлических траверс - 23 шт. и заменой провода на АСК-120 протяженностью 4,3 км. Корсаковский сетевой район.	2024					0,00	5,00	Повышение надежности электроснабжения
153	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-129 от ПС "Соловьевка 35/10 кВ" до ПС "Дачное 35/10 кВ", с заменой провода и стальной арматуры протяженностью 0,8 км. Корсаковский сетевой район.	2024					0,00	1,90	Повышение надежности электроснабжения
154	Модернизация ПС 35/10 кВ Лесная с монтажом КРУН 10 кВ на 6 ячеек и 7 выключателей 10 кВ. Корсаковский сетевой район	2020		21,73			21,73		Повышение надежности электроснабжения
155	Модернизация ПС 35/10 кВ Березники с монтажом КРУН 10 кВ на 5 ячеек и 9 выключателей. Долинский сетевой район	2020		17,29			17,29		Повышение надежности электроснабжения
156	Модернизация ПС 35/10 кВ Дальняя с монтажом КРУН 10 кВ на 7 ячеек и 5 выключателей. Южно-Сахалинский сетевой район	2021			30,51		30,51		Повышение надежности электроснабжения
157	Модернизация ПС 35/10 кВ Сокол с монтажом КРУН 10 кВ на 7 ячеек и 5 выключателей. Долинский сетевой район	2021			30,51		30,51		Повышение надежности электроснабжения
158	Модернизация ПС 35/6 кВ Александровская ПП с монтажом КРУН 6 кВ на 10 ячеек и 5 выключателей. Центральный базовый сетевой район	2021	2,03		43,58		45,61		Повышение надежности электроснабжения
159	Модернизация ПС 35/10 кВ Кировская с монтажом КРУН 10 кВ на 7 ячеек и 4 выключателя 10 кВ, в т.ч. разработка проектной документации. Центральный базовый сетевой район	2021			30,51		30,51		Повышение надежности электроснабжения
160	Модернизация ПС 35/10 кВ Агар, с заменой КОРУ 35 кВ на КРУН 35 кВ (10 ячеек), в т.ч. разработка проектной документации. Корсаковский сетевой район	2023				1,63	76,27		Повышение надежности электроснабжения
161	Модернизация ПС 35/10 кВ Адо-Тымово, с монтажом КРУН 10 кВ на 8 ячеек, в т.ч. разработка проектной документации. Центральный базовый сетевой район	2021			33,05		33,05		Повышение надежности электроснабжения
162	Модернизация ПС 35/10кВ Чапаево с монтажом КРУН 10 кВ на 6 ячеек, в т.ч. разработка проектной документации. Корсаковский сетевой район	2023				18,81	18,81		Повышение надежности электроснабжения
163	Модернизация ПС 35/10 кВ Дальняя с монтажом КРУН 10 кВ на 23 ячейки и 11 выключателей 10 кВ Южно-Сахалинский сетевой район	2019	4,00				4,00		Повышение надежности электроснабжения
Прочие									
164	Модернизация системы телеметрии на ПС 35/6 кВ Первомайская, ПС 110/35/6 кВ Юго-Западная, ПС 110/35/10 кВ Петропавловская, ПС 35/10 кВ Долинская, ПС 35/6 кВ Зима, ПС 35/10 кВ Дачная, ПС 35/10 кВ Эверон, ПС 35/10 кВ Олимпиа, ПС 110/35/10 кВ Корсаковская, ПС 35/10 кВ Троицкая, ПС 35/10 кВ Арти-Паги, ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская, ПС 35/10 кВ Тамбовка, ПС 35/10 кВ Чапаево, ПС 35/10 кВ Лесная, ПС 110/35/6 кВ Холмск-Южная, ПС 110/35/6 кВ Правдинская, ПС 110/35/6 кВ Углегорская, ПС 110/35/6 кВ Шахтерская, ПС 35/6 кВ Районная, ПС 35/6 кВ Ударовская – 21 объект	2022	17,04	18,08	17,2	17,94	70,26		Повышение надежности электроснабжения
165	Модернизация системы телеметрии на ПС 35/10 кВ Тамбовка, ПС 35/10 кВ Чапаево, ПС 35/10 кВ Лесная, ПС 110/35/6 кВ Холмск-Южная, ПС 110/35/6 кВ Правдинская (5 шт.) с монтажом оборудования и пусконаладочными работами, в т.ч. разработка проектной документации	2023				17,94	17,94		Повышение надежности электроснабжения
166	Модернизация ВЛ 35 кВ от ПС 110/35/6 кВ Шахтерская до ПС 35/6 кВ Бошняково с устройством ВОЛС, установкой ячейки трансформатора 1 МВА (1 шт.), реклоузеров 6 кВ (1 шт.) и 35 кВ (1 шт.) на ПС 35/6 кВ Тельновская-2, установкой ячейки трансформатора 1,6 МВА (1 шт.), реклоузеров 6 кВ (1 шт.) и 35 кВ (1 шт.) на ПС 35/6 кВ Лесогорская; установка реклоузера 35 кВ (1 шт.) на ПС 35/6 кВ Бошняково	2019			100	115,90	215,90		Повышение надежности электроснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
167	Модернизация системы телеметрии на ПС 110/35/10 кВ Горнозаводская, ПС 35/6 кВ Ливадных, ПС 35/10 кВ Пензенская (3 шт.), с монтажом оборудования и пусконаладочными работами, в т.ч. разработка проектной документации	2024						0,00	25,00	Повышение надежности электроснабжения
168	Приобретение панелей защит линий ПЗ-4/2 на ПС 110/35/10 кВ Поронаяская, ПС 220/110/35/10/6 кВ Тымовская, ПС 35/10 кВ Леонидово, ПС 220/110/35/6 кВ Ноглики, ПС 110/35/10 кВ Корсаковская (6 штук) филиал «Распределительные сети»	2021		2,65	2,77			5,42		Повышение надежности электроснабжения
169	Приобретение систем постоянного оперативного тока на ПС 110/35/6 кВ Центр, ПС 35/10 кВ Лесная, ПС 35/10 кВ Дачная, ПС 35/10 кВ Аниевская, ПС 35/6 кВ Разрез, ПС 35/6 кВ Районная (6 штук) филиал «Распределительные сети»	2021		2,65	2,77			5,42		Повышение надежности электроснабжения
170	Приобретение микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики ПС 35/10 кВ Дачная (22 терминала) филиал «Распределительные сети»	2020		1,81				1,81		Повышение надежности электроснабжения
171	Приобретение микропроцессорных терминалов для ПС 35/10 кВ Лесная (2 штуки) филиал «Распределительные сети»	2020		3,38				3,38		Повышение надежности электроснабжения
172	Приобретение микропроцессорных устройств для ПС 35/10 кВ Соловьёвка, ПС 35/10 кВ Озёрская (22 терминала) филиал «Распределительные сети»	2021			1,81			1,81		Повышение надежности электроснабжения
173	Приобретение микропроцессорного терминала для замены устройств релейной защиты и автоматики ПС 110/35/10 кВ Корсаковская (2 штуки) филиал «Распределительные сети»	2021			1,21			1,21		Повышение надежности электроснабжения
174	Приобретение терминалов для замены выработавших срок эксплуатации комплектов релейной защиты и автоматики ПС 220/35/10 кВ Углеаводская, ПС 110/35/10 кВ Угелгорская, ПС 110/35/6 кВ Александровская (34 штуки) филиал «Распределительные сети»	2021			1,99			1,99		Повышение надежности электроснабжения
175	Приобретение приборов ОМП типа ИМФ-3Р: ПС 220/110/35/10/6 кВ Холмская (ВЛ Д-9, С-21, Д-12) – 3 шт., ПС 220/35/10 кВ Томаринская (ВЛ Д-8, Д-10) – 2 шт., ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская (ВЛ Д-7) – 1 шт., ПС 220/35/10 кВ Чеховская (ВЛ Д-10, Д-12) – 2 шт., ПС 220/110/35/10/6 кВ Тымовская (ВЛ С-52) – 1 шт., ПС 220/110/35/6 кВ Ногликая (ВЛ С-55) – 1 шт., ПС 220/110/10 кВ Краснополяская (ВЛ Д-2, Д-4) – 2 шт., ПС 220/35/10 кВ Красногорская (ВЛ Д-4) – 1 шт., ПС 220/110/35/10 кВ Смирных (ВЛ Д-11, Д-13) – 2 шт., ПС 220/110 кВ Сахалинская ГРЭС (ВЛ Д-1, ВЛ С-31 от 4Т) – 5 шт. (15 штук) филиал «Распределительные сети»	2022		0,38	0,4	0,42		1,20		Повышение надежности электроснабжения
176	Приобретение терминалов для замены выработавших срок эксплуатации комплектов РЗА ПС ПС 35/10 кВ Долинская, ПС 35/10 кВ Сокол, ПС 35/6 кВ Быков (20 штук) филиал «Распределительные сети»	2020		1,15				1,15		Повышение надежности электроснабжения
177	Приобретение шкафов защит трансформаторов для замены устройств релейной защиты и автоматики Т1, Т2 ПС 110/35/6 кВ Южная (2 штуки) филиал «Распределительные сети»	2022				8,39		8,39		Повышение надежности электроснабжения
178	Приобретение комплекта волнового определения мест повреждения для ВЛ 220 кВ диспетчерский №Д11-Д13 (1 штука). Восточный базовый район, филиал "Распределительные сети"	2022				1,54		1,54		Повышение надежности электроснабжения
179	Приобретение терминалов серии «Сириус», «Орион», БЭМП для замены выработавших срок эксплуатации комплектов релейной защиты и автоматики (К336, К338, ТЗВР, RSZ3W3) (3 штуки) филиал «Распределительные сети»	2022				1,83		1,83		Повышение надежности электроснабжения
180	Приобретение шкафов ШЭ2607-011011 для замены выработавших срок эксплуатации панелей защиты линий 110 кВ на ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская (С-13, С-14), ПС 220/110/10 кВ Краснополяская (С-41, С-42), ПС 110/35/6 кВ Холмск-Южная (С-21, СВМ-110) (3 шт.)	2019	3,86					3,86		Повышение надежности электроснабжения
181	Приобретение шкафов ШЭ2607-011 для замены выработавших срок эксплуатации панелей защиты линий 110кВ на ПС "Южно-Сахалинская 220/110/6 кВ" (С15, С17), "Южная 110/35/6 кВ" (С12), "Холмская 220/110/35/10/6 кВ" (С21) (4шт.)	2019	1,74					1,74		Повышение надежности электроснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
182	Приобретение индикаторов "Сириус-2-ОМП-ИЗ" для замены приборов ОМП на ПС 220/110/35/10 кВ Смирных, ПС 220/110/10 кВ Краснополяская, ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская (ВЛ Д-10, ВЛ Д-2, ВЛ Д-11, ВЛ Д-13, ВЛ Д-2, ВЛ Д-4, ВЛ С-11, ВЛ С-12) (8 шт.)	2019	0,2					0,20		Повышение надежности электроснабжения
183	Приобретение приемопередатчика высокочастотной защиты ПВЗУ-Е для замены выработавших срок эксплуатации комплектов приемопередатчиков основных защит ВЛ 220 кВ на ПС 220/35/10 кВ Томаринская, ПС 220/35/10 кВ Чеховская, ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская, ПС 220/110/35/10/6 кВ Холмская, ПС 220/110/10 кВ Краснополяская, ПС 220/35/10 кВ Красногорская, Сахалинская ГРЭС (ВЛ Д-10, ВЛ Д-9, ВЛ Д-2, ВЛ Д-4) (8 шт.)	2019	1,02					1,02		Повышение надежности электроснабжения
184	Приобретение систем постоянного оперативного тока на ПС 35/6 кВ Зима, ПС 35/10 кВ Стародубская, ПС 35/10 кВ Бошняково, ПС 35/10 кВ Гастелло, ПС 110/35/10 кВ Угледорская, ПС 110/35/10/6 кВ Шахтерская, ПС 35/10 кВ Сокол, ПС 110/35/6 кВ Южная (8 шт.)	2019	3,25					3,25		Повышение надежности электроснабжения
185	Приобретение шкафов ШЭРА-ДЗ-2001 для замены выработавших срок эксплуатации панелей защиты линий 35 кВ на ПС 110/35/10 кВ Поронаяская (Т-317, Т-318), ПС 110/35/6 кВ Александровская (Т-509, Т-512), ПС 35/10 кВ Гастелло (Т-319, Т-326) (3 шт.)	2019	1,07					1,07		Повышение надежности электроснабжения
186	Приобретение терминалов серии «Сириус», «Орион», БЭМП для замены выработавших срок эксплуатации комплектов РЗА, 2 штуки (К336, К338, ТЗВР, RSZ3W3)	2023	0,61				0,71	1,32		Повышение надежности электроснабжения
187	Приобретение шкафов ШЭ2607-194 для замены выработавших срок эксплуатации панелей защит трансформатора на ПС 220/35/10 кВ Макаровская, ПС 220/110/35/10 кВ Смирных, ПС 220/35/10 кВ Красногорская (3 шт.)	2023					6,1	6,10		Повышение надежности электроснабжения
188	Приобретение шкафов ШЭ 2607 083 (НВЧЗ) для замены выработавших срок эксплуатации комплектов основных защит ВЛ 220 кВ на ПС 220/35/10 кВ Томаринская, ПС 220/35/10 кВ Чеховская, 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская, 220/110/35/10/6 кВ Холмская, ПС 220/110/10 кВ Краснополяская, 220/35/10 кВ Красногорская (ВЛ Д-10, ВЛ Д-9, ВЛ Д-4) (6 шт.)	2023					3,05	3,05		Повышение надежности электроснабжения
189	Приобретение шкафов ШЭРА-ДЗ-1001 для замены выработавших срок эксплуатации панелей защиты линий 35 кВ на ПС 220/35/10 кВ Макаровская (Т-304), ПС 220/110/35/10 кВ Смирных (Т-322) (2 шт.)	2023					1,12	1,12		Повышение надежности электроснабжения
190	Приобретение шкафов ШЭРА-Т-3009 для замены выработавших срок эксплуатации панелей защит трансформатора ПС 35/10 кВ Сокол (2 шт.)	2023					2,24	2,24		Повышение надежности электроснабжения
ИТОГО по объектам ПАО «Сахалинэнерго», млн. руб:			1851,08	1786,06	2528,73	1808,63	1885,05	9859,55	1821,02	

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	Обоснование реконструкции/замены/установки оборудования
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»									
<i>Новое строительство</i>									
1	Второй заход ВЛ-35 кВ на ПС 35/6 кВ Эхаби, (одноцепная ВЛ-35 кВ, 4 км)	2021			31,42			31,42	Исчерпание ресурса, аварийное состояние оборудования. Снижение аварийности энергоснабжения. Снижение последствий аварийных отключений (потеря добычи). Снижение плановых потерь добычи (повышение категориальности энергоснабжения).
2	ВЛ-35 кВ на месторождении Лебединское, (одноцепная ВЛ-35 кВ, 9,4 км)	2018-2019	17,72					17,72	
3	ЛЭП-35 кВ "ПС 35/6 кВ Монги – ПС 35/6 кВ Мирозова – ПС 35/6 кВ Даги, (одноцепная ВЛ-35 кВ, 35 км)	2020-2022		4,89	4,89	4,89		14,67	
4	ВЛ 35 кВ УСН Набиль – УКПН Катангли с подводными переходами, ПС 35/6 кВ и ДЭС 0,4 кВ 2400 кВт (одноцепная ВЛ-35 кВ, 25 км)	2020-2021		7,80	7,80			15,60	
5	Подключение ОРУ-35 кВ объекта «Реконструкция, техническое перевооружение АО «Охинская ТЭЦ» к ВЛ-35 кВ №№ Т600, Т602, Т603, Т604, Т605 (одноцепная ВЛ-35 кВ 1 км)	2019-2021	0,29		2,64			2,93	
6	Строительство ПС 35/6кВ Сабо 2х1,6 МВА	2020		44,64				44,64	
7	Строительство ПС 35/6кВ 2-я площадь, (ПС 2х2500/35/6кВ)	2020-2023		0,13	0,13	0,13	3,57	3,96	
8	Строительство ПС 35/0,4 кВ на месторождении Лебединское, 2х4 МВА	2018						0,00	
9	Повышающая подстанция ППС 6/35кВ №10. Организация параллельной работы ГПС 12 МВт Катангли с внешней сетью (ТДНС 16000/6/35, двухцепная ВЛ-35 кВ, 0,7 км)	2019-2021	1,26	1,26	22,47			24,99	
10	Строительство ДЭС на месторождении Лебединское, 2х800 кВт	2018-2019	1,32					1,32	
ИТОГО по объектам ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», млн. руб.			20,59	58,72	69,35	5,02	3,57	157,25	
Электросетевые объекты, эксплуатируемые ООО «Охинские электрические сети»									
<i>Новое строительство</i>									
1	Строительство подстанции 35/6кВ Медвежье озеро 2х2,5 МВА	2019-2020	10,00	300,00				310,00	По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
2	Строительство ВЛ 35кВ Охинская ТЭЦ – Медвежье озеро, 4 км	2019-2020	10,00	200,00				210,00	Повышение надежности электроснабжения, повышение категориальности энергоснабжения
3	Строительство подстанции 35/6кВ Москальво 2х1 МВА	2019-2022	10,00			100,00		110,00	По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
4	Строительство ВЛ 35 кВ Москальво 29,8 км	2019-2022	10,00		300,00			610,00	Повышение надежности электроснабжения, повышение категориальности энергоснабжения
5	Строительство подстанции 35/6кВ Аэропорт 2х1 МВА	2019-2023	10,00			100,00		110,00	По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
6	Строительство подстанции 35/6кВ Лагури 2х1 МВА	2020-2022		10,00		100,00		110,00	По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
7	Строительство подстанции 35/6кВ Новогородская 2х6,3 МВА	2018-2021	10,00		300,00			310,00	По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
8	Строительство подстанции 35/6кВ 28 км 2х1 МВА	2019-2022	10,00			100,00		110,00	По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
9	Строительство ВЛ 35кВ ОТЭЦ – Оха 4,5 км	2019-2021	10,00		150,00			160,00	Повышение надежности электроснабжения, повышение категориальности энергоснабжения
10	Строительство ВЛ 35кВ Оха – Новогородская 6 км	2019-2021	10,00		150,00			160,00	Повышение надежности электроснабжения, повышение категориальности энергоснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год окончания реализации инвестиционного проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	Обоснование реконструкции/ замены/ установки оборудования
Реконструкция и модернизация существующих электросетевых объектов									
11	Замена провода и линейной арматуры ЛЭП-35 кВ Новгородская на участках Охинская ТЭЦ - Новгородская (8,7 км) и Охинская ТЭЦ – Оха (4,2 км)	2019-2020		18,00	9,00			27,00	По сроку службы. Повышение надежности электроснабжения
ИТОГО электросетевым объектам, эксплуатируемым ООО «Охинские электрические сети», млн. руб:			90,00	528,00	909,00	600,00	100,00	2227,00	

Таблица 18.2 – Перечень первоочередных мероприятий ПОУРЭК, планируемых к реализации на территории Сахалинской области в период 2018-2027 гг., в млн руб.

№ п/п	Объект	Мероприятие по реконструкции/замене/установке оборудования	Год								ИТОГО млн.руб.		
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		2026	2027
ВЛ 220 кВ													
1	Д-2 ГРЭС - ПС Краснополюе	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 20км с полной заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	26,96	28,20	783,71	0,00	0,00	0,00	838,86	
2	Д-3 ПС Макаровская - ПС Ильинская	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 78км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	89,39	93,50	1397,12	1256,80	0,00	0,00	0,00	0,00	2836,80	
3	Д-9 ПС Холмская - ПС Южно-Сахалинская	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 40км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	38,54	45,84	684,96	616,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1385,51	
4	Д-12 ПС Чеховская - ПС Холмская	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 32км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45,92	48,03	717,71	1457,28	
5	Д-11 ГРЭС - ПС Макаровская	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 31 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	42,53	44,48	664,70	597,94	1349,66	
6	Д-11 ГРЭС - ПС Смирных	Реконструкция участков опор №№11-37 9 км и №№269-300 (8 км)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	53,38	795,19	
7	Д-13 ПС Смирных - ПС Тымовская	Замена опор №329, №330 на повышенные с демонтажем временно установленных деревянных №328а, №329а, №330а для устранения негабарита в пролетах оп.328- 331. Замена провода на участке оп. 317-332 (4,971км)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,27	198,25	0,00	212,52	
8	Д-5 ПС Ильинская - ПС Углеаводская	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 66км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	82,75	86,56	1293,44	1163,53	0,00	0,00	2626,28	
9	Д-7 ПС Южно-Сахалинская - ПС Углеаводская	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 26км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	31,17	32,60	906,06	0,00	0,00	0,00	0,00	969,83	
ПС 220 кВ													
10	ПС Южно-Сахалинская	Замена оборудования ОРУ-220 - 3 ячейки, 110 кВ - 7 ячеек, "ретрофит" ячеек ЗРУ-6 кВ - 32 ячеек, 2-а ТСН, приведение здания ЗРУ, ОПУ согласно сейсмичности района. Замена устройств РЗА на новые МП терминалы. Общестроительные работы.	0,00	39,30	41,11	614,25	552,55	0,00	0,00	0,00	0,00	1247,21	
11	ПС Углеаводская	Доборудование и замена оборудования ОРУ-220 - 5 ячеек, КРУН-35 кВ - 8 ячеек, ретрофит ячеек ЗРУ-10 кВ - 14 ячеек, 2-а ТСН, приведение здания ЗРУ согласно сейсмичности района. Реконструкция системы оперативного тока, Установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	0,00	40,46	42,32	632,45	568,93	0,00	0,00	0,00	1284,17	
12	ПС Холмская	Монтаж КРУЭ-220 - 5 ячеек, КРУЭ-110кВ - 6 ячеек, КРУЭ-35 - 7 ячеек, "ретрофит" ячеек ЗРУ-6 кВ - 36 ячеек, 2-а ТСН. Приведение здания ЗРУ, ОПУ согласно сейсмичности района. Монтаж 2-го трансформатора 110/35/10 40 МВА. Переполночение ЗРУ-6кВ от двух трансформаторов 110/35/6кВ, на автотрансформаторах остаются ТСН-6кВ. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	0,00	0,00	0,00	94,43	98,77	1475,92	1327,68	0,00	2996,79	
13	ПС Тымовская	Замена и установка оборудования ОРУ-220 - 3 ячейки, 110 кВ - 6 ячеек, 35 кВ - 7 ячеек, ЗРУ-10 кВ - 22 ячеек +2-а ТСН. Установка второго автотрансформатора 220/110/35 63 МВА. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51,71	54,09	808,30	727,12	1641,22	

№ п/п	Объект	Мероприятие по реконструкции/замене/установке оборудования	Год										ИТОГО млн.руб.
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
14	ПС Чеховская	Доборудование ОРУ-220 - 5 ячеек, 35 кВ - 5 ячеек, "ретрофит" ячеек ЗРУ-10 кВ - 14 ячеек, 2-а ТСН. Приведение здания ЗРУ, ОПУ согласно сейсмичности района. Монтаж второго трансформатора 10 МВА. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,12	51,38	767,74	690,63	1558,87
ВЛ 110 кВ													
15	С-12 ПС Южно-Сахалинская - ПС Южная	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 8,5 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антиголодный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,62	6,93	192,52	0,00	0,00	206,07
16	С-13-14 ПС Южно-Сахалинская - ПС Центр-2-ПС Промузел	Разделение 2-х цепной ВЛЭП на одноцепную ВЛЭП и КЛ протяженностью 6,5 км каждая и с полной заменой опор с сокращением длины пролетов по всей трассе ЛЭП.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,42	14,03	209,68	188,62	0,00	425,76
17	С-11 ПС Южно-Сахалинская - ПС Южная - ПС Корсаковская	ВЛЭП на участке протяженностью порядка 35 км с заменой опор с сокращением длины пролетов и заменой провода на антиголодный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,27	28,52	426,20	383,39	0,00	865,38
18	С55 ПС Тымовская - ПС Ногликская	ВЛЭП протяженностью 115,4 км с установкой дополнительных металлических решетчатых опор в кол-ве 165 шт. и заменой существующих в кол-ве 65 шт. заменой провода по всей трассе ЛЭП на антиголодный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	57,97	60,64	906,14	815,13	0,00	0,00	0,00	1839,88
ПС 110 кВ													
19	ПС Южная	Доборудование с заменой ОРУ-110 - 6 ячеек, КРУН-35 кВ - 6 ячеек, КРУН-6 кВ - 50 ячеек, 4-е ТСН. Замена трансформаторов на 2*63 МВА. Реконструкция системы оперативного тока. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	27,23	32,40	484,08	435,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	979,16
20	ПС Правда	Доборудование ОРУ-110 - 3 ячейки (реконструкция по схеме "заход-выход"), Установка второго трансформатора 110/35/6 10 МВА. Реконструкция системы оперативного тока. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы. Строительство захода ВЛ на ПС.	0,00	0,00	0,00	0,00	16,39	17,14	256,16	230,43	0,00	0,00	520,11
21	ПС Промузел	Замена оборудования 110 кВ - 2 ячейки и монтаж 2-х ячеек 110кВ. Приведение схемы ОРУ-110кВ к типовой схеме (110-9). Установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	27,93	388,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	416,13
	ПС Ноглики	Монтаж ОРУ-220 кВ, автотрансформатора 220/110/35 63 МВА, ТМН-6300/35, ТМ-4000/35. Замена КРУН-35 кВ - 7 ячеек на КРУН-35кВ, ЗРУ-6 кВ - 10 ячеек +2-а ТСН. Монтаж 2-х трансформаторов 110/35/6 2*25 МВА. Установка 2-х ячеек 110 кВ. Т-10-110. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	17,53	18,33	273,97	246,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	556,29
22		Замена с установкой оборудования ОРУ-110кВ - 3 ячейки, КРУН-35 кВ - 5 ячеек. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	0,00	16,23	16,98	253,71	228,23	0,00	0,00	0,00	0,00	515,16
ВЛ 35 кВ													
24	Т-502, Т-507 ПС Тымовская - ПС Адо-Тымово - ПС Арг-Паги	ВЛЭП протяженностью 60 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антиголодный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.	0,00	0,00	0,00	31,54	32,99	493,00	443,48	0,00	0,00	0,00	1001,01
25	Т-406 ПС Шахтерск - ПС Ударовская	ВЛЭП протяженностью 4,0 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антиголодный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.	0,00	4,44	61,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	66,13
26	Т-408, Т-461, Т-459 ПС Шахтерская - ПС Тельновская - ПС Лесоторская - ПС Бошняково	ВЛЭП, протяженность 63,31 км с применением металлических решетчатых опор и порталов в количестве 558 шт. с проводом типа АСКу 120/19. Строительство ПС Лесоторская-2 (№35-ЗН "блок линия-трансформатор" с реклоузером, 2 ячейки 6 кВ . Трансформатор 1,6/35/6) и ПС Тельновская-2 (№35-ЗН "блок линия-трансформатор" с реклоузером, 1 ячейка 6 кВ . Трансформатор 1,0/35/6)	93,31	792,81	713,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1599,29
27	Т-317 ПС Поронйская - ПС Леонидово	ВЛЭП протяженностью 22,3 км с заменой на КЛЭП.	17,91	21,31	318,36	286,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	643,96
28	Т-320 ПС Леонидово - ПС Тихменев	ВЛЭП протяженностью 10,3 км с заменой на КЛЭП.	8,27	9,84	147,05	132,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	297,43

№п/п	Объект	Мероприятие по реконструкции/замене/установке оборудования	Год										ИТОГО млн.руб.
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
29	T-325 ПС Забайкалец - ПС Малиновка	ВЛЭП протяженностью 13,2 км с заменой на КЛЭП.	0,00	0,00	0,00	13,80	14,43	215,67	194,00	0,00	0,00	0,00	437,90
30	T-118 ПС Порожайская - ПС Тихоново	ВЛЭП протяженностью 17,6 км с заменой на КЛЭП.	0,00	0,00	0,00	0,00	19,24	20,13	300,78	270,57	0,00	0,00	610,73
31	Резервный источник электропитания п.Заозерное, Восточное (взамен КЛ-35кВ ПС Макаровская - ПС Заозерное)	Установка резервной ДЭС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,82	11,73	0,00	0,00	12,55
32	T-206 ПС Яблочная - ПС Костромская	ВЛЭП протяженностью 18,9 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.	0,00	13,08	13,68	204,41	183,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	415,04
33	ВЛ-35кВ ПС Питиречье - ПС Петропавловская	ВЛЭП протяженностью 42 км с применением ж/б опор с проводом типа АСКУ 120/19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	29,18	30,53	456,15	410,33	926,18
34	T-139 ПС Корсаковская - ПС Агар	ВЛЭП протяженностью 2,08 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,19	1,23	14,89	14,89	32,20
35	T-129 ПС Соловьевка - ПС Дачное	ВЛЭП протяженностью 5,67 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Монтаж линейной ячейки 35кВ на ПС Тамбовка. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,24	3,45	40,59	40,59	87,87
36	T-121 ПС Дачная - ПС Тамбовка	ВЛЭП протяженностью 12,44 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Монтаж линейной ячейки 35кВ на ПС Тамбовка. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	0,00	6,14	7,30	109,14	98,18	0,00	0,00	220,77
37	T-122 ПС Агар - ПС Соловьевка	ВЛЭП протяженностью 11,1 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	5,85	6,12	91,39	82,21	0,00	0,00	0,00	185,56
38	T-132 ПС Тамбовка - ПС Чапаево	ВЛЭП протяженностью 5,92 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Монтаж линейной ячейки 35кВ на ПС Чапаево и ПС Тамбовка.	0,00	0,00	3,44	4,09	61,07	54,93	0,00	0,00	0,00	0,00	123,52
39	T-133 ПС Чапаево - ПС Лесная	ВЛЭП протяженностью 15,43 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.	0,00	8,56	8,96	133,83	120,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	271,74
40	ВЛ-35кВ ПС Лесная - ПС Охотская	КЛЭП одноцепная, протяженность 6,0 км	4,82	5,73	85,66	77,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	173,26
41	ВЛ-35кВ ПС Радицентр - ПС Охотская	ВЛЭП протяженностью 16,5 км с применением металлических решетчатых опор с проводом типа АСКУ 120/19. КЛЭП протяженностью 6км. Монтаж линейной ячейки 35кВ на ПС Радицентр.	12,52	14,89	222,49	200,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	450,04
42	T-141 ПС Корсаковская - ПС Озерская	ВЛЭП протяженностью 25 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.	0,00	13,87	14,51	216,84	195,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	440,28
43	Резервный источник электропитания п. Озерск (взамен ВЛ-35кВ ПС Корсаковская - ПС Озерская (второе питание))	Установка резервной ДЭС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,58	51,16	0,00	54,74
44	T-112 ПС Ново-Александровская - ПС Синегорская	ВЛЭП протяженностью 22,2 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Монтаж линейной и секционной ячейки 35кВ на ПС Санаторная (схема "заход-выход"). Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	0,00	15,02	15,71	234,70	211,13	0,00	0,00	476,55
45	T-109,106 ПС Синегорская - ПС Быковская	ВЛЭП протяженностью 26,67 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Конкретный объем будет определен на этапе разработки проектной документации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,77	17,54	262,17	235,83	532,32
46	ПС Молодежная	Замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 3 ячейки. Монтаж трансформатора 2,5МВА. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	0,00	0,00	0,00	5,67	5,93	88,55	79,65	0,00	0,00	179,79
47	ПС Огоньки	Строительство ОРУ-35 кВ (№35-3Н "блок линия-трансформатор" с реактоуэром), две ячейки подключения линии с реактоуэром 10 кВ. Трансформатор 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,47	5,72	83,48	76,90	173,57
48	ПС Чапаново	Строительство ОРУ-35 кВ (№35-3Н "блок линия-трансформатор" с реактоуэром), ячейки подключения линии с реактоуэром 10кВ. Трансформатор 35/10 кВ мощностью 1,0 МВА.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,19	5,43	81,20	73,04	164,87
49	ПС Лесная	"Замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 1 ячейка, КРУН-10 кВ - 10 ячеек + 2-а ТСН. Замена оборудования РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	0,00	0,00	5,88	6,15	91,91	82,68	0,00	0,00	0,00	186,62

№п/п	Объект	Мероприятие по реконструкции/замене/установке оборудования	Год											ИТОГО млн.руб.
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
48	ПС Дачная	Замена и установка оборудования КРУН-35 кВ - 6 ячеек, КРУН-10 кВ - 8 ячеек + 2-а ТСН, монтаж трансформатора 1,6МВА. Реконструкция системы оперативного тока. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	0,00	0,00	0,00	9,38	9,81	146,63	131,90	0,00	0,00	297,72	
49	ПС Охотская	Строительство ПС 35/10кВ; Тр-р 2х4МВА, КРУН 35кВ - 5Н (2 ВВ в линию, 2 ВВ тр-р, СВВ); КРУН-10кВ - одна секционированная выключателем система шин (18 ячеек)	0,00	9,96	10,42	155,65	140,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	316,04	
50	ПС Милулевка	Строительство ПС 35/10кВ; Тр-р 2х2,5МВА КРУН-35кВ - 5Н (2 ВВ в линию, 2 ВВ тр-р, СВВ)	0,00	6,83	7,14	106,73	96,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	216,70	
51	ПС Ново-Александровская	Замена и установка оборудования КРУН-35 кВ - 7 ячеек, замена трансформаторов на 2*10 МВА. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	9,47	9,91	148,02	133,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	300,54	
52	ПС Дальняя	Замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 6 ячеек. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	5,81	6,08	90,87	81,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	184,50	
53	ПС Первомайская	Замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 2 ячейки, КРУН-6 кВ - 20 ячеек + 2-а ТСН монтаж трансформатора 6,3МВА. Реконструкция системы оперативного тока. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	0,00	0,00	8,83	9,23	137,94	124,09	0,00	0,00	0,00	280,09	
54	ПС Березники	Замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 5 ячеек, КРУН-10 кВ - 14 ячеек + 2-а ТСН. Реконструкция системы оперативного тока. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	0,00	0,00	0,00	8,32	8,70	130,04	116,98	0,00	0,00	0,00	264,04	
55	ПС Бошняково	Замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 3 ячейки. ЗРУ-6 кВ - 22 ячейки + 2-а ТСН. Реконструкция системы оперативного тока. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.	6,77	8,05	120,36	108,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	243,46	
ИТОГО			209,37	1177,03	3540,94	5535,32	5278,62	5311,67	5953,21	5027,83	4427,53	2929,64	39391,16	

Примечание:

* – электросетевые объекты, дублирующиеся в таблицах 6.1 и 6.2, в таблице 6.2 учитываются больший объем по модернизации электросетевых объектов.

19. РАСЧЁТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ НА ПЕРСПЕКТИВУ 2019-2023 ГГ.

Для проверки параметров электрической сети ЭС Сахалинской области выполнены расчеты электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах для максимальных и минимальных нагрузок для базового и оптимистичного вариантов (на каждый год расчётного периода в соответствии с п.4.3.5 Технического задания) для следующих периодов:

- зимних максимальных нагрузок рабочего дня;
- зимних минимальных нагрузок рабочего дня;
- летних максимальных нагрузок рабочего дня;
- летних минимальных нагрузок выходного дня.

Расчеты выполнены в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 №630 и «Методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем», утверждёнными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281.

Расчёты электроэнергетических режимов выполнены с помощью программно-вычислительного комплекса RastrWin (3 версия). Расчетная модель электрической сети 35 кВ и выше представляет собой развернутую сеть 35-220 кВ ЭС Сахалинской области.

Электрические нагрузки по подстанциям определены в соответствии с прогнозом электропотребления (для базового и оптимистичного вариантов) и формированием балансов мощности с учетом коэффициента вхождения в максимум энергосистемы.

Регулирование реактивной мощности электростанциями учитывалось по P-Q диаграммам соответствующих генераторов.

В связи с незначительным приростом нагрузок для базового варианта рекомендации по устранению «узких мест» были разработаны на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения на 2023 г. Рекомендации по ликвидации «узких мест», обусловленные нарушением электроснабжения потребителей (отсутствием технической возможности обеспечения резервного питания) при аварийном отключении одного сетевого элемента, аналогичны и для базового, и для оптимистичного вариантов развития.

Анализ результатов расчётов электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения в электрической сети 35 кВ и выше ЭС Сахалинской области для базового варианта показал, что в нормальной и

основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах для максимальных и минимальных нагрузок зимнего и летнего периодов токовые перегрузки электросетевого оборудования не выявлены,

Для базового варианта уровни напряжения в контролируемых узлах 220-110-35 кВ обеспечиваются в пределах наибольшего рабочего напряжения: 252-126-42 кВ, не ниже номинальных напряжений – 220-110-35 кВ для нормальной и ремонтных схем, не ниже минимально допустимых напряжений – 177,1-88,6-28,2 кВ для послеаварийных режимов из нормальных схем, не ниже аварийно допустимых напряжений – 169,4-84,7-27 кВ для послеаварийных режимов из ремонтных схем.

Анализ результатов расчётов электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения в электрической сети 35 кВ и выше ЭС Сахалинской области для оптимистичного варианта показал, что в нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах для максимальных и минимальных нагрузок летнего и зимнего периодов токовые перегрузки электросетевого оборудования не выявлены.

Для оптимистичного варианта уровни напряжения в контролируемых узлах 220-110-35 кВ обеспечиваются в пределах наибольшего рабочего напряжения: 252-126-42 кВ и не ниже номинальных напряжений – 220-110-35 кВ для нормальной схемы, не ниже минимально допустимых напряжений – 177,1-88,6-28,2 кВ для послеаварийных режимов из нормальных схем, не ниже аварийно допустимых напряжений – 169,4-84,7-27 кВ для послеаварийных режимов из ремонтных схем. Следует отметить, что в оптимистичном варианте в нормальных и ремонтных схемах выявлены режимы, при которых уровни напряжения в контролируемых узлах 220-110-35 кВ ниже соответствующих номинальных напряжений (но не ниже минимально допустимых), при этом в узлах 6 (10) кВ напряжение не ниже 1,05 номинального в нормальных и не ниже номинального в послеаварийных режимах, что соответствует положениям «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем». В соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем» на шинах высокого напряжения подстанций в режиме максимума нагрузок допустимы уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов – 6(10) кВ с учетом использования РПН напряжение не будет ниже 1,05 номинального в нормальных и не ниже номинального в послеаварийных режимах.

Центральный энергорайон

Системообразующая электрическая сеть 220 кВ Центрального энергорайона ЭС Сахалинской области имеет кольцевую схему (2 кольцевых связи: Южно-Сахалинская – Холмская – Ильинская – Южно-Сахалинская и Ильинская – Краснополяская – Сахалинская ГРЭС – Ильинская), а также радиальный транзит Сахалинская ГРЭС – Смирных – Омор – Тымовская.

Ногликская ГЭС

Ногликская ГЭС является основным источником электроэнергии Ногликского энергоузла Сахалинской области.

Аварийное отключение ЛЭП 220 кВ на участке электрической сети 220 кВ Сахалинская ГРЭС – Смирных – Омор – Тымовская приводит к делению электрической сети Центрального энергорайона Сахалинской области на 2 изолированных энергоузла. При этом покрытие потребности в мощности и электроэнергии северной части Центрального энергорайона осуществляется Ногликской ГЭС, южной части – Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 и Сахалинской ГРЭС-2. Нагрузка Ногликской ГЭС при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Сахалинская ГРЭС – Смирных составит порядка 47 МВт (2019 г.), что превышает располагаемую мощность Ногликской ГЭС (44 МВт).

При аварийном останове всех генераторов Ногликской ГЭС (например, вследствие нарушения подачи топлива) наблюдается недопустимое снижение напряжения в узлах электрической сети 110 кВ и ниже Ногликского района ниже аварийно допустимого напряжения (для базового и оптимистичного вариантов). Следует отметить, что планируемый ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» ввод в работу в 2021 г. энергокомплекса месторождения Катангли (6 генераторов единичной мощностью 2 МВт) на параллельную работу с электрической сетью Центрального энергорайона позволит исключить снижение напряжения в узлах электрической сети 110 кВ и ниже Ногликского района ниже аварийно допустимых значений при останове всех генераторов Ногликской ГЭС.

ВЛ 35 кВ Радиоцентр - Лесная

Базовый вариант

В настоящее время питание существующих ПС 35 кВ Тамбовка, ПС 35 кВ Чапаево, ПС 35 кВ Лесная, а также планируемой к вводу ПС 35 кВ Охотская, осуществляется по радиальной схеме по одноцепной ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Дачная. Питание ПС 35 кВ Радиоцентр также осуществляется по одноцепной ВЛ 35 кВ Хомутово – Радиоцентр. Аварийное отключение питающих линий приводит к нарушению электроснабжения потребителей – техническая возможность обеспечения резервного питания отсутствует.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35 кВ Тамбовка, ПС 35 кВ Чапаево, ПС 35 кВ Лесная, ПС 35 кВ Охотская и ПС 35 кВ Радиоцентр рекомендуется строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Лесная суммарной длиной порядка 28,5 км проводом марки АСВП-98/11с заходом на ПС 35 кВ Охотская. Ввод в работу указанной линии позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, а также обеспечить требуемые уровни напряжения на шинах потребителей при выводе в ремонт питающей линии 35 кВ.

В нормальном режиме вновь построенную ВЛ 35 кВ рекомендуется секционировать путём отключения линейного выключателя ВЛ 35 кВ Чапаево – Лесная на ПС 35 кВ Чапаево. Питание ПС 35 кВ Лесная и ПС 35 кВ Охотская в нормальном режиме выполнить по рекомендуемой к строительству ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Лесная.

Так же на ПС 35 кВ Чапаево, ПС 35 кВ Тамбовка и ПС 35 кВ Дачная рекомендуется установка вторых трансформаторов с расширением РУ до схемы «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (типовая схема №35-5АН).

Результаты расчетов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года для базового варианта при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Лесная с переводом питания всех ПС 35 кВ на одну ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Дачная приведен на рисунке 19.1.

Оптимистичный вариант

На 2020 г. для оптимистичного варианта прироста нагрузок при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Хомутово – Радиоцентр происходит недопустимое снижение напряжений на шинах 10-35 кВ ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Хомутово-2. Для ликвидации недопустимого снижения уровней напряжений в сети 10-35 кВ в нормальном режиме при выводе в ремонт вышеуказанной ВЛ 35 кВ рекомендуется установка БСК мощностью 1х3,75 Мвар на шины 10 кВ ПС 35 кВ Радиоцентр. Также в нормальном режиме в схеме ремонта рекомендуется включение всех существующих по состоянию на 2018 г. БСК (Таблица 11.17 Раздела 11), установленных в электрических сетях Центрального энергорайона, а также осуществить регулирование напряжения посредством изменения положения РПН трансформаторов, расположенных на ПС 110 кВ Холмская, ПС 35 кВ Лесная и ПС 35 кВ Охотская.

В 2023 г. для оптимистичного варианта прироста нагрузок при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Хомутово – Радиоцентр (с учетом установки БСК 1х3,75 Мвар на шинах 10 кВ ПС 35 кВ Радиоцентр) минимальное значение напряжения на шинах 10 кВ ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Хомутово-2 составляет 10,11 кВ (ПС 35 кВ Лесная и ПС 35 кВ Охотская), что не ниже номинального значения (10 кВ), из этого следует, что рекомендованных к установке в 2020 г. БСК мощностью 3,75 Мвар достаточно для ликвидации недопустимого снижения напряжения при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Хомутово – Радиоцентр.

Результаты расчетов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года оптимистичного варианта при отключении одной из питающих ВЛ 35 кВ с переводом питания всех ПС на одну ВЛ 35 кВ (с учетом установки БСК на шины 10 кВ ПС 35 кВ Радиоцентр) приведен на рисунке 19.2.

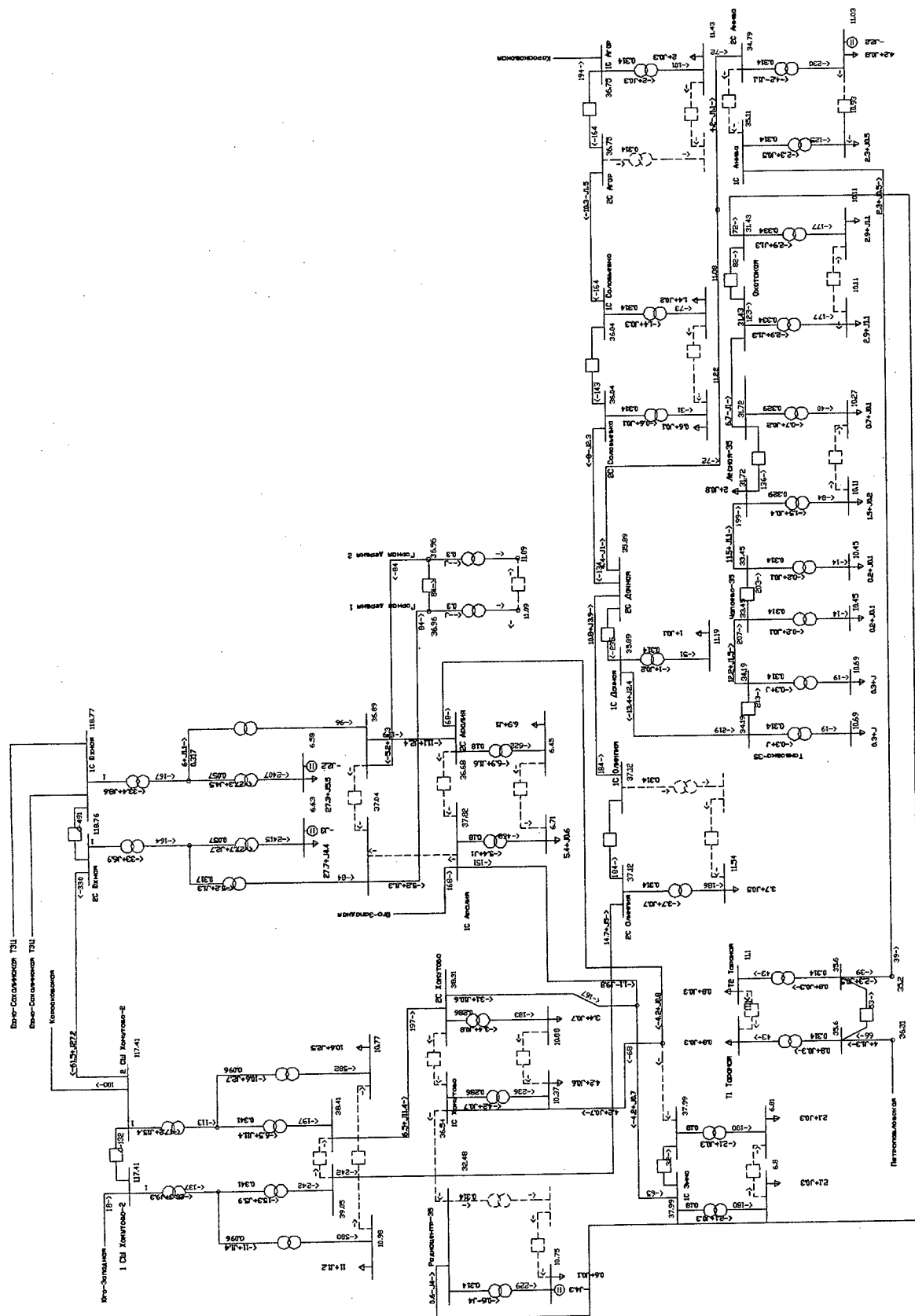


Рисунок 19.2 – Результаты расчётов электроэнергетического режима поточкораспределения мощности и уровней напряжения в режиме земных максимальных нагрузок 2023 года (оптимистичный вариант) в схеме ремонта ВЛ 35 кВ Хомутово – Радиоцентр и переводом питания всех подстанций на ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Дачная с учётом применения БСК 1х3.75 Мвар на шинах 10 кВ ПС 35 кВ Радиоцентр (с учётом установки БСК на шины 10 кВ ПС 35 кВ Радиоцентр)

ВЛ 110 кВ Сахалинская ГРЭС – Поронайская

ПС 110 кВ Поронайская является основным центром питания сети 35 кВ Поронайского района. Также ПС 110 кВ Поронайская является резервным источником питания для подстанций 35 кВ, запитанных в нормальном режиме по сети 35 кВ от шин 35 кВ ПС 220 кВ Смирных и РУ 110 кВ Сахалинской ГРЭС. В настоящее время питание ПС 110 кВ Поронайская осуществляется по одноцепной (тупиковой) ВЛ 110 кВ Сахалинская ГРЭС – Поронайская. Аварийное отключение существующей ВЛ 110 кВ Сахалинская ГРЭС – Поронайская приводит к нарушению электроснабжения потребителей, электроснабжение которых осуществляется от РУ-10 кВ ПС 110 кВ Поронайская, а также ПС 35 кВ Город, ПС 35 кВ Тихменево, ПС 35 кВ Гастелло, ПС 35 кВ ПТЦ - подстанций 35 кВ, питание которых в нормальной схеме осуществляется через шины 35 кВ ПС 110 кВ Поронайская.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных от РУ-10 кВ ПС 110 кВ Поронайская, а также ПС 35 кВ Город, ПС 35 кВ Тихменево, ПС 35 кВ Гастелло, ПС 35 кВ ПТЦ рекомендуется строительство второй цепи ВЛ 110 кВ Сахалинская ГРЭС – Поронайская длиной порядка 35,4 км проводом марки АС-120 с реконструкцией РУ 110 кВ и 35 кВ ПС 110 кВ Поронайская с расширением до схемы «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема №110-4Н).

Результаты расчетов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года для базового варианта при отключении ВЛ 110 кВ Сахалинской ГРЭС – Поронайская (1 цепь) приведен на рисунке 19.3.

ВЛ 35 кВ Шахтерская - Бошняково

В настоящее время питание существующих ПС 35 кВ Бошняково, ПС 35 кВ Лесогорская и ПС 35 кВ Тельновская осуществляется по радиальной схеме от ПС 110 кВ Шахтерская по одноцепной ВЛ 35 кВ. Аварийное отключение питающей ВЛ 35 кВ Шахтерская – МТП Надеждино приводит к нарушению электроснабжения потребителей – техническая возможность обеспечения резервного питания отсутствует.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35 кВ Бошняково, ПС 35 кВ Лесогорская и ПС 35 кВ Тельновская ПС 35 рекомендуется строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Шахтерская – Бошняково длиной порядка 63,31 км проводом марки АС-120. Также рекомендуется установка вторых трансформаторов на ПС 35 кВ Лесогорская и ПС 35 кВ Тельновская ПС 35 кВ с расширением РУ 35 кВ указанных подстанций, а также РУ 35 кВ ПС 35 кВ Бошняково до схемы «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (типовая схема №35-5АН). Ввод в работу указанной линии позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, а также обеспечить требуемые уровни напряжения на шинах потребителей при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Шахтерская – МТП Надеждино.

В нормальном режиме деление электрической сети рекомендуется выполнить на ПС 35 кВ Бошняково (отключение секционного выключателя). Питание ПС 35 кВ Бошняково (1Т) выполнить по рекомендуемой к строительству ВЛ 35 кВ Шахтерская – Бошняково.

Результаты расчетов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года для базового варианта при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Шахтерская – МТП Надеждино с переводом питания всех ПС 35 кВ на одну ВЛ 35 кВ приведен на рисунке 19.4.



ПС 110 кВ Александровская

В настоящее время электроснабжение города Александровск-Сахалинский и 5 населенных пунктов муниципального образования осуществляется по радиальной одноцепной ВЛ 110 кВ Тымовская – Александровская протяженностью 48 км и ПС 110 кВ Александровская (2х16 МВА). Аварийное отключение ВЛ 110 кВ приводит к отключению потребителей в объеме 5,8 МВт. При этом резервные источники электроэнергии в электрической сети, прилегающей к ПС 110 кВ Александровская, отсутствуют.

Трасса существующей ВЛ 110 кВ Тымовская – Александровская имеет сложный рельеф (прохождение по сопкам), введена в работу в 1985 г., при этом конструктив ЛЭП не соответствует существующим расчётно-климатическим условиям по ветру и гололеду. За период эксплуатации (более 30 лет) ЛЭП зафиксированы неоднократные повреждения при гололедных явлениях с изломом элементов опор и обрывом проводов.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей рекомендуется реконструкция существующей ВЛ 110 кВ, а также строительство второй ВЛ 110 кВ Тымовская – Александровская №2.

Альтернативным мероприятием строительству второй ВЛ 110 кВ является установка генерирующих мощностей в городе Александровск-Сахалинский. Максимальный объем нагрузки потребителей ПС 110 кВ Александровская в период до 2023 г. составит порядка 5,5 МВт (базовый вариант). Таким образом, с учётом необходимости обеспечения нормативного резерва активной мощности (22% для ОЭС Востока) рекомендуется размещение объектов генерации мощностью не менее 8 МВт (8х1 МВт).

Следует отметить, что капитальные затраты на строительство второй ВЛ 110 кВ протяженностью 48 км составит 813,49 млн руб. (без НДС), при этом затраты на размещение объекта генерации требуемой мощности составят 223,61 млн руб. (без НДС).

Таким образом, для повышения надежности электроснабжения потребителей города Александровск-Сахалинский рекомендуется строительство (размещение) собственного генерирующего источника мощности.

ВЛ 35 кВ Тымовская – Ясное

В настоящее время питание существующих ПС 35 кВ Кировская осуществляется по радиальной схеме от ПС 220 кВ Тымовская по одноцепной ВЛ 35 кВ. Питание и ПС 35 кВ Ясное также осуществляется по одноцепной ВЛ 35 кВ Кировская - Ясное. Аварийное отключение питающей ВЛ 35 кВ Тымовская – Кировская приводит к нарушению электроснабжения потребителей – техническая возможность обеспечения резервного питания отсутствует.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35 кВ Кировская и ПС 35 кВ Ясное, рекомендуется строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Тымовская - Ясное длиной порядка 25,5 км проводом марки АС-70. Также рекомендуется установка второго трансформатора на ПС 35 кВ Ясное с расширением РУ 35 кВ до схемы «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (типовая схема №35-5АН). Ввод в работу указанной линии позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, а также обеспечить требуемые уровни напряжения на шинах потребителей при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Тымовская – Кировская.

В нормальном режиме деление электрической сети рекомендуется выполнить на ПС 35 кВ Ясное (отключение секционного выключателя). Питание ПС 35 кВ Ясное (2Т) выполнить по рекомендуемой к строительству ВЛ 35 кВ Тымовская – Ясное.

Результаты расчётов электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года для базового варианта при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Тымовская - Кировская с переводом питания всех ПС 35 кВ на одну ВЛ 35 кВ приведены на рисунке 19.5.

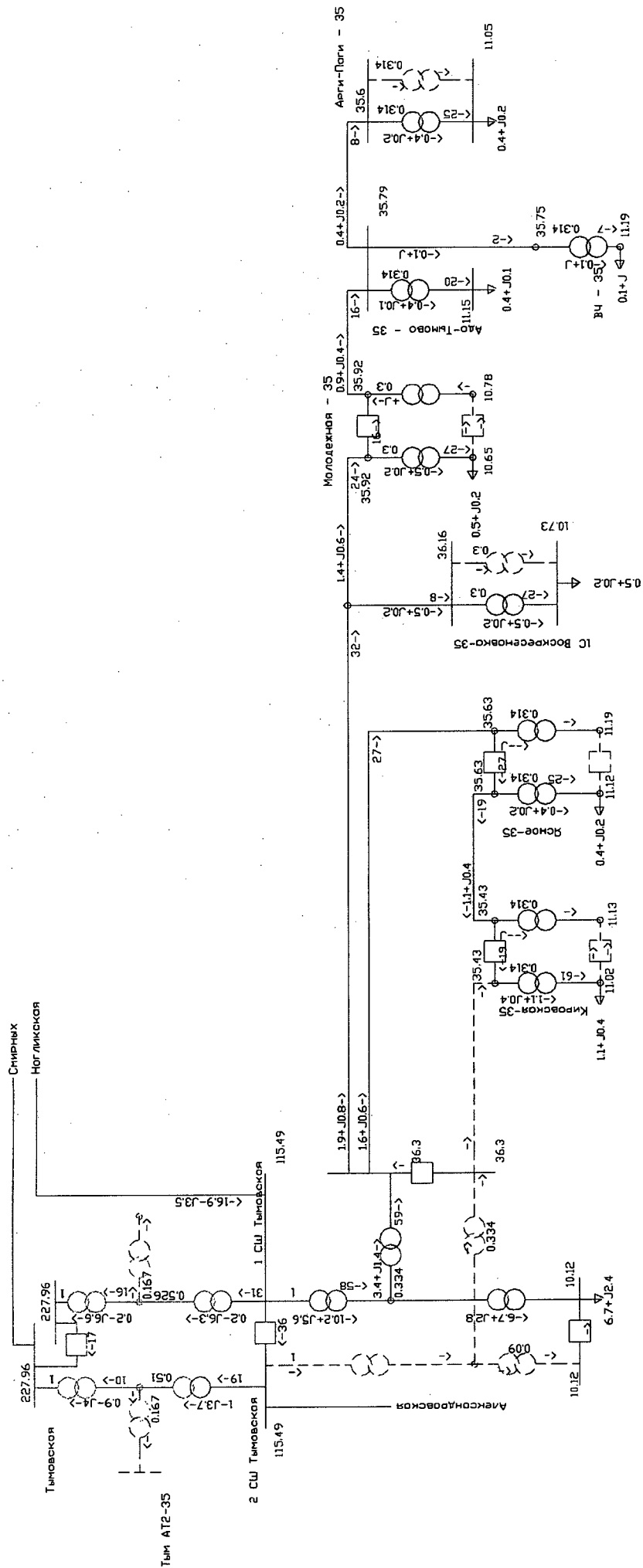


Рисунок 19.5 – Результаты расчётов электроэнергетического режима поточкораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (базовый вариант) при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Тымовская – Кировская и переводе питания всех ПС на ВЛ 35 кВ Тымовская – Ясное

ВЛ 35 кВ Арги-Паги - Мгачи

В настоящее время питание существующих ПС 35 кВ Арково, ПС 35 кВ Мгачи и осуществляется по радиальной схеме от ПС 110 кВ Александровская по одноцепной ВЛ 35 кВ. Питание ПС 35 кВ Адо-Тымово, ПС 35 кВ Воскресеновка, ПС 35 кВ Молодежная и ПС 35 кВ Арги-Паги осуществляется по радиальной схеме от ПС 220 кВ Тымовская по одноцепной ВЛ 35 кВ. Аварийное отключение питающих ВЛ 35 кВ Тымовская – Воскресеновка и ВЛ 35 кВ Александровская – Арково приводит к нарушению электроснабжения потребителей – техническая возможность обеспечения резервного питания отсутствует.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35 кВ Арково, ПС 35 кВ Мгачи, ПС 35 кВ Арги-Паги, ПС 35 кВ Адо-Тымово, ПС 35 кВ Воскресеновка, ПС 35 кВ Молодежная рекомендуется строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Арги-Паги - Мгачи длиной порядка 26,5 км проводом марки АС-120. Ввод в работу указанной линии позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, а также обеспечить требуемые уровни напряжения на шинах потребителей при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Александровская – Арково.

В нормальном режиме деление электрической сети рекомендуется выполнить на ПС 35 кВ Мгачи (отключение секционного выключателя). Питание ПС 35 кВ Мгачи (2Т) выполнить по рекомендуемой к строительству ВЛ 35 кВ Арги-Паги - Мгачи.

Также рекомендуется установка вторых трансформаторов на ПС 35 кВ Молодежная, ПС 35 кВ Адо-Тымово, ПС 35 кВ Арково с расширением (реконструкцией) РУ 35 кВ вышеперечисленных подстанций, а также РУ 35 кВ ПС 35 кВ Арги-Паги и ПС 35 кВ Мгачи до схемы «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (типовая схема №35-5АН).

Результаты расчётов электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 г. базового варианта при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Александровская – Арково с переводом питания всех ПС на одну ВЛ 35 кВ приведены на рисунке 19.6.

ВЛ 35 кВ Ногликская - Вал

В настоящее время питание существующих ПС 35 кВ Южные Монги, ПС 35 кВ Монги, ПС 35 кВ Даги, ПС 35 кВ Мирзоево и ПС 35 кВ Вал осуществляется по радиальной схеме от 1 секции 35 кВ ПС 220 кВ Ногликская по одноцепной ВЛ 35 кВ. Аварийное отключение участка питающей ВЛ 35 кВ Ногликская – Южные Монги приводит к нарушению электроснабжения потребителей – техническая возможность обеспечения резервного питания отсутствует.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35 кВ Южные Монги, ПС 35 кВ Монги, ПС 35 кВ Даги, ПС 35 кВ Мирзоево и ПС 35 кВ Вал рекомендуется строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Ногликская – Вал с отпайками на ПС Южные Монги, ПС Монги, ПС Даги, ПС Мирзоево суммарной длиной порядка 76,7 км проводом марки АС-95 (от 2 секции 35 кВ ПС 220 кВ Ногликская). Ввод в работу указанной линии позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, а также обеспечить требуемые уровни напряжения на шинах потребителей при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Ногликская – Вал (1 цепь).

Питание ПС 35 кВ Вал (1Т) выполнить по существующей ВЛ 35 кВ Ногликская - Вал. Питание ПС 35 кВ Вал (2Т) выполнить по рекомендуемой к строительству ВЛ 35 кВ Ногликская - Вал. Положение СВ 35 кВ на ПС 35 кВ Монги и ПС 35 кВ Даги в нормальной схеме «отключено».

Также рекомендуется установка вторых трансформаторов на ПС 35 кВ Южные Монги и ПС 35 кВ Вал с расширением (реконструкцией) РУ 35 кВ вышеперечисленных подстанций, а также РУ 35 кВ ПС 35 кВ Мирзоево до схемы «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема №35-4Н).

Результаты расчётов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года для базового варианта при выводе в ремонт существующей ВЛ 35 кВ Ногликская – Вал (1 цепь) с переводом питания всех ПС 35 кВ на проектируемую ВЛ 35 кВ Ногликская – Вал (2 цепь) приведены на рисунке 19.7.

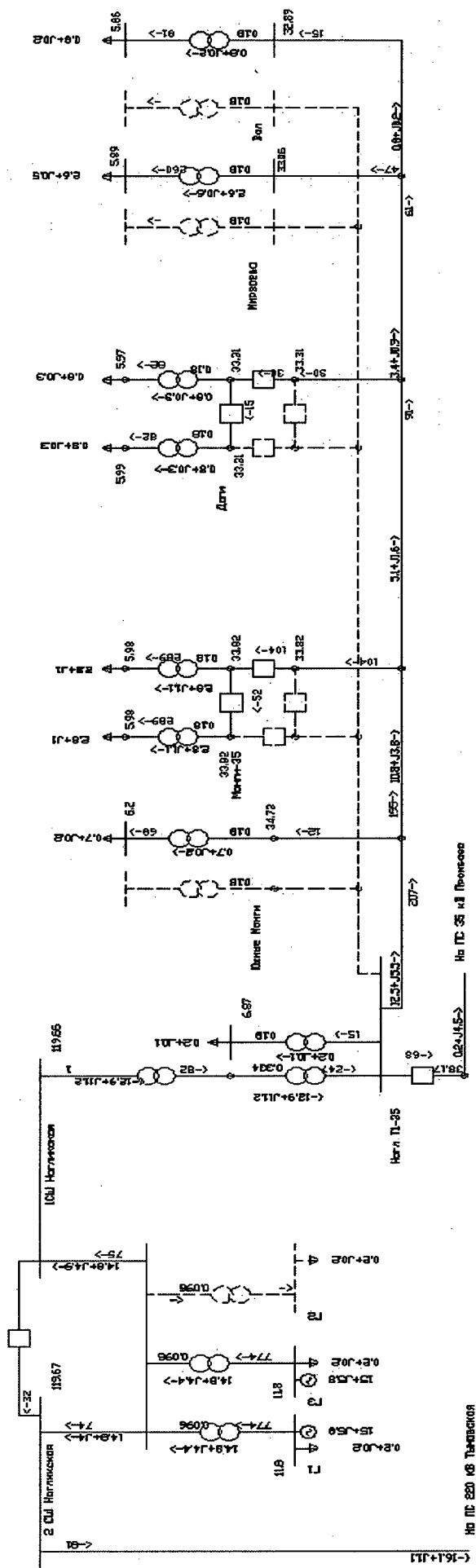


Рисунок 19.7 – Результаты расчётов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (базовый вариант) при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Ногликская – Вал (1 цепь) и переводом питания всех ПС 35 кВ на ВЛ 35 кВ Ногликская – Вал (2 цепь)

ВЛ 35 кВ Ногликская- Набиль

В настоящее время питание существующих ПС 35 кВ Промбаза, ПС 35 кВ 2-я бригада, ПС 35 кВ Бам, ПС 35 кВ и ПС 35 кВ Катангли, а также с 2021 г. ПС 35 кВ Набиль осуществляется по радиальной схеме от 2 секции РУ-35 кВ ПС 220 кВ Ногликская (после демонтажа Ногликской ГЭС) по одноцепной ВЛ 35 кВ. Аварийное отключение питающей ВЛ 35 кВ Ногликская – Катангли приводит к нарушению электроснабжения потребителей – техническая возможность обеспечения резервного питания отсутствует.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35 кВ Промбаза, ПС 35 кВ 2-я бригада, ПС 35 кВ Бам, ПС 35 кВ, ПС 35 кВ Катангли и ПС 35 кВ Набиль рекомендуется строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Ногликская (1 секция) – Набиль суммарной длиной порядка 50 км проводом марки АС-95. Ввод в работу указанной линии позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, а также обеспечить требуемые уровни напряжения на шинах потребителей при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Ногликская – Набиль (1 цепь). Для присоединения ВЛ 35 кВ необходима установка ячейки 35 кВ на 1 секцию 35 кВ ПС 220 кВ Ногликская

Питание ПС 35 кВ Набиль (1Т) выполнить по существующей ВЛ 35 кВ Ногликская – Набиль (1 цепь). Питание ПС 35 кВ Набиль (2Т) выполнить по рекомендуемой к строительству ВЛ 35 кВ Ногликская – Набиль (2 цепь).

Также рекомендуется установка второго трансформатора на ПС 35 кВ 2-я Бригада с расширением (реконструкцией) ее РУ 35 кВ, а также РУ 35 кВ ПС 35 кВ Промбаза и ПС 35 кВ Бам до схемы «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема №35-4Н).

Результаты расчётов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года для базового варианта при выводе в ремонт существующей ВЛ 35 кВ Ногликская – Набиль (1 цепь) с переводом питания всех ПС на проектируемую ВЛ 35 кВ Ногликская – Набиль (2 цепь) приведены на рисунке 19.8.



ПС 220 кВ Краснопольская

Начиная с 2020 г. для оптимистичного варианта прироста нагрузок при аварийном отключении автотрансформатора АТ-1 (Т-2) мощностью 32 МВА на ПС 220/110/10 кВ Краснопольская происходит перегрузка второго автотрансформатора АТ-2 (АТ-1) мощностью 32 МВА – максимальная загрузка автотрансформатора на стороне ВН составит 44,66 МВА (139,6%) – 2020 г., 54,08 МВА (169%) – 2023 г. Следует отметить, что в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (Приказ Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229) для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 145% в течение 80 минут, 160% в течение 45 минут, 175% в течение 20 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора, возникающей с 2020 г. (для оптимистичного варианта) при отключении второго автотрансформатора, рекомендуется выполнять действиями оперативного персонала.

Для базового варианта на 2019-2023 гг. перегрузки автотрансформатора АТ-1 (АТ-2) на ПС 220/110/10 кВ Краснопольская при аварийном отключении другого автотрансформатора АТ-2 (АТ-1) не выявлены.

ПС 110 кВ Южная

Базовый вариант

Начиная с 2019 г. для базового варианта прироста нагрузок при аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) мощностью 40 МВА на ПС 110/35/10 кВ Южная происходит перегрузка второго трансформатора Т-2 (Т-1) мощностью 40 МВА - загрузка трансформатора на стороне ВН составит 45,76 МВА (114,4,3%) – 2019 г., 47,1 МВА (117,8%) – 2020 г., 47,39 МВА (118,5%) – 2021 г., 47,34 МВА (118,3%) – 2022 г., 48 МВА (120%) – 2023 г.

Следует отметить, что в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 130% в течение 120 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора, возникающей с 2019 г. (для базового варианта) при отключении второго трансформатора, рекомендуется выполнить действиями оперативного персонала.

Результаты расчётов электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года для базового варианта приведены на рисунке 19.9.

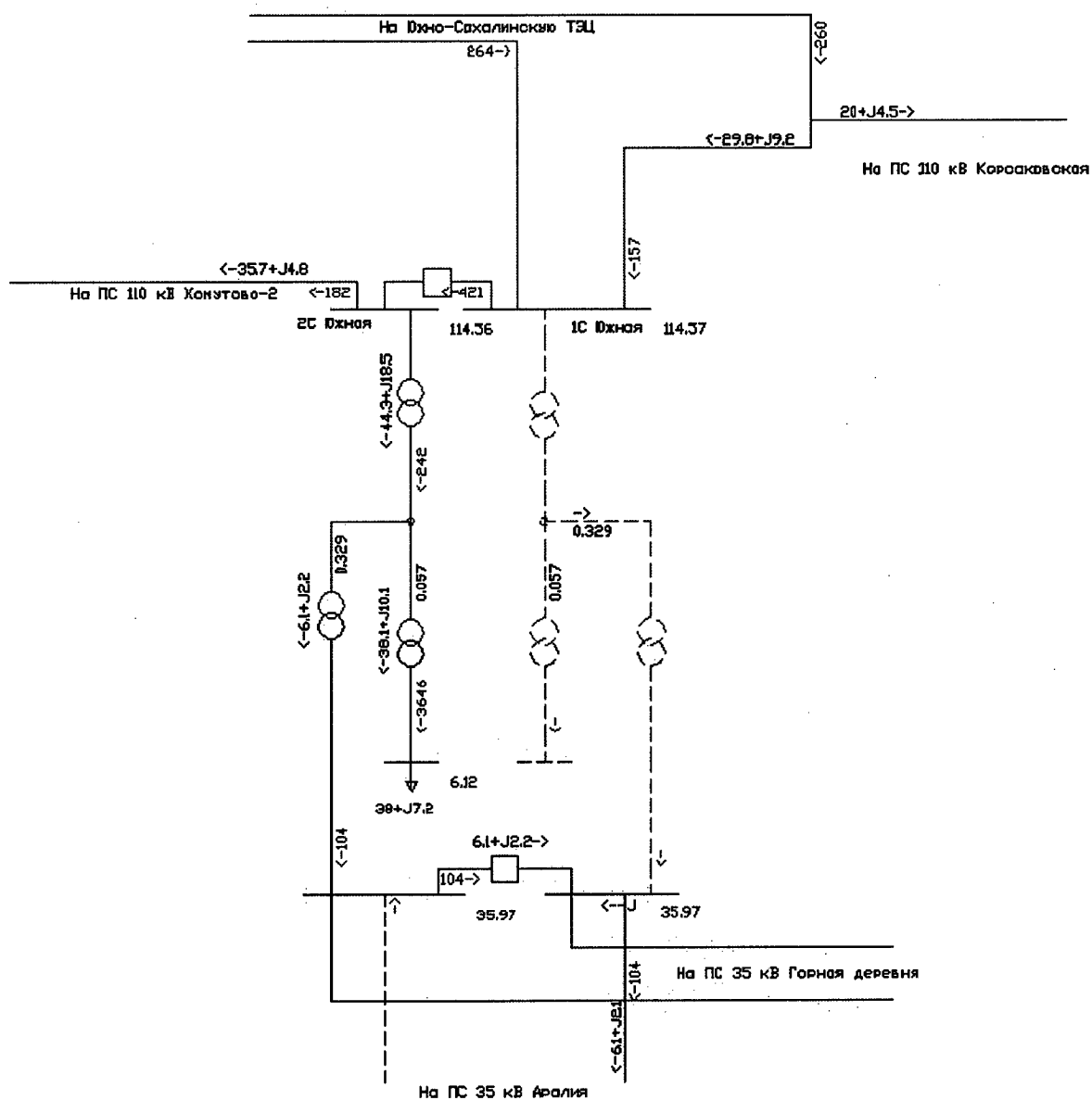


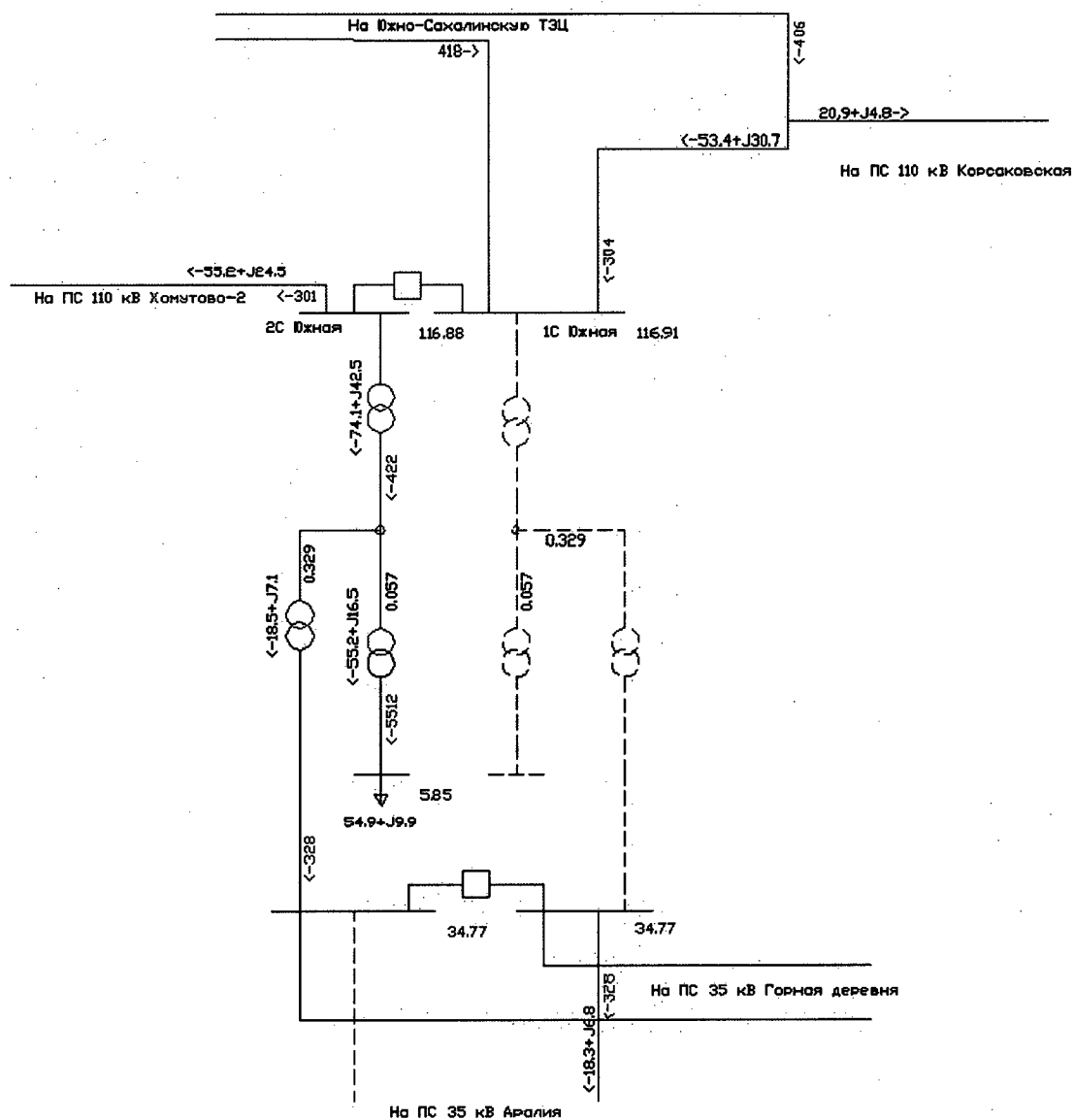
Рисунок 19.9 – Результаты расчётов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (базовый вариант) при отключении Т-1 ПС 110 кВ Южная

Базовый вариант

Начиная с 2019 г. для оптимистичного варианта прироста нагрузок при аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) мощностью 40 МВА на ПС 110/35/6 кВ Южная происходит перегрузка второго трансформатора Т-2 (Т-1) мощностью 40 МВА – максимальная загрузка трансформатора на стороне ВН составит 54,99 МВА (137,5%) – 2019 г., 62,36 МВА (155,9%) – 2020 г., 69,32 МВА (173,3%) – 2021 г., 77,18 МВА (193%) – 2022 г., 85,42 МВА (213,6%) – 2023 г. Следует отметить, что в соответствии «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (Приказ Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229) для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 145% в течение 80 минут, 160% в течение 45 минут, 175% в течение 20 минут, 200% в течение 10 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора, возникающей с 2019 г. (для оптимистичного варианта) при отключении второго трансформатора, рекомендуется выполнять действиями оперативного персонала в период 2019-2022 гг. Для ликвидации перегрузки, возникающей с 2023 г. – 213,6% при отключении второго трансформатора, необходима замена существующих трансформаторов 2х40 МВА на трансформаторы больше мощности – 2х63 МВА.

В связи с тем, что рекомендация о необходимости замены трансформаторов обусловлена значительным приростом нагрузок по оптимистичному варианту развития, решение о замене трансформаторов должно приниматься на основании контроля фактической загрузки существующих трансформаторов на ПС 110 кВ Южная.

Результаты расчётов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года оптимистичного варианта приведены на рисунке 19.10.



**Рисунок 19.10 – Результаты расчётов электроэнергетического режима
потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних
максимальных нагрузок 2023 года (оптимистичный вариант) при отключении
Т-1 ПС 110 кВ Южная**

ПС 110 кВ Луговая

Начиная с 2020 г. для оптимистичного варианта прироста нагрузок при аварийном отключении трансформатора Т-1 (Т-2) мощностью 40 МВА на ПС 110/35/10 кВ Луговая происходит перегрузка второго трансформатора Т-2 (Т-1) мощностью 40 МВА - загрузка трансформатора на стороне ВН составит 40,51 МВА (101,3%) – 2020 г., 33,9 МВА (211,8%) – 2021 г., 33,9 МВА (211,8%) – 2022 г., 54,67 МВА (136,7%) – 2023 г.

Следует отметить, что в соответствии с п. 5.3.14 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5% номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального. Также в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 130% в течение 120 минут, 145% в течение 80 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора, возникающей с 2022 г. (для оптимистичного варианта) при отключении второго трансформатора, рекомендуется выполнять действиями оперативного персонала.

Для базового варианта на 2019-2023 гг. перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110/35/10 кВ Луговая при аварийном отключении другого трансформатора Т-2 (Т-1) не выявлены.

ПС 35 кВ Лесная

Базовый вариант

Для базового варианта прироста нагрузок при аварийном отключении трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на ПС 35/10 кВ Лесная происходит перегрузка трансформатора Т-1 мощностью 1,6 МВА - загрузка трансформатора на стороне ВН составит 1,7 МВА (106,3%) – 2020-2023 гг.

Следует отметить, что в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 130% в течение 120 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора (для базового варианта) при отключении второго трансформатора, рекомендуется выполнять действиями оперативного персонала.

Оптимистичный вариант

Для оптимистичного варианта прироста нагрузок при аварийном отключении трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на ПС 35/10 кВ Лесная происходит перегрузка трансформатора Т-1 мощностью 1,6 МВА - загрузка трансформатора на стороне ВН составит 1,945 МВА (121,4%) – 2019-2020 гг., 2,06 МВА (129,7%) – 2021 г., 2,16 МВА (135,2%) – 2022 г., 2,3 МВА (146,6%) – 2023 г.

Следует отметить, что в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 130% в течение 120 минут, 145% в течение 80 минут, 160% в течение 45 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора (для оптимистичного варианта) при отключении второго трансформатора, рекомендуется выполнять действиями оперативного персонала.

ПС 35 кВ Соловьевка

Базовый вариант

Для базового варианта на 2019-2023 гг. перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 35/10 кВ Соловьевка при аварийном отключении другого трансформатора Т-2 (Т-1) не выявлены.

Оптимистичный вариант

Для оптимистичного варианта прироста нагрузок при аварийном отключении трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на ПС 35/10 кВ Соловьевка происходит перегрузка трансформатора Т-1 мощностью 1,6 МВА - загрузка трансформатора на стороне ВН составит 1,69 МВА (105,9%) – 2019-2020 гг., 1,8 МВА (112,4%) – 2021 г., 1,98 МВА (123,8%) – 2022 г., 2,07 МВА (129,1%) – 2023 г.

Следует отметить, что в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 130% в течение 120 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора (для оптимистичного варианта) при отключении второго трансформатора, рекомендуется выполнять действиями оперативного персонала.

ПС 35 кВ Анива

Базовый вариант

Для базового варианта на 2019-2023 гг. перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 35/10 кВ Анива при аварийном отключении другого трансформатора Т-2 (Т-1) не выявлены.

Оптимистичный вариант

Для оптимистичного варианта прироста нагрузок при аварийном отключении одного трансформатора Т-1 (Т-2) мощностью 6,3 МВА на ПС 35/10 кВ Анива происходит перегрузка второго трансформатора Т-2 (Т-1) мощностью 6,3 МВА - загрузка трансформатора на стороне ВН составит 6,7 МВА (106,4%) – 2022 г., 6,87 МВА (109,1%) – 2023 г.

Следует отметить, что в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 130% в течение 120 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора (для оптимистичного варианта) при отключении второго трансформатора, рекомендуется выполнять действиями оперативного персонала.

ПС 35 кВ Городская

Базовый вариант

Для базового варианта на 2019-2023 гг. перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 35/10 кВ Городская при аварийном отключении другого трансформатора Т-2 (Т-1) не выявлены.

Оптимистичный вариант

Для оптимистичного варианта прироста нагрузок при аварийном отключении трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на ПС 35/10 кВ Городская происходит перегрузка трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА - загрузка трансформатора на стороне ВН составит 10,89 МВА (108,9%) – 2019-2020 гг., 11,04 МВА (110,4%) – 2021 г., 11,1 МВА (111%) – 2022 г., 11,32 МВА (113,2%) – 2023 г.

Следует отметить, что в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 130% в течение 120 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей

среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора (для оптимистичного варианта) при отключении второго трансформатора, рекомендуется выполнять действиями оперативного персонала.

ПС 35 кВ Аралия

Базовый вариант

Для базового варианта на 2019-2023 гг. перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 35/6 кВ Аралия при аварийном отключении другого трансформатора Т-2 (Т-1) не выявлены.

Оптимистичный вариант

Для оптимистичного варианта прироста нагрузок при аварийном отключении одного трансформатора Т-1 (Т-2) мощностью 10 МВА на ПС 35/6 кВ Аралия происходит перегрузка второго трансформатора Т-2 (Т-1) мощностью 10 МВА - загрузка трансформатора на стороне ВН составит 10,69 МВА (106,9%) – 2022 г., 13 МВА (130%) – 2023 г.

Следует отметить, что в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 130% в течение 120 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора (для оптимистичного варианта) при отключении второго трансформатора, рекомендуется выполнять действиями оперативного персонала.

ПС 35 кВ Березняки

Базовый вариант

Для базового варианта на 2019-2023 гг. перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 35/10 кВ Березняки при аварийном отключении другого трансформатора Т-2 (Т-1) не выявлены.

Оптимистичный вариант

Для оптимистичного варианта прироста нагрузок при аварийном отключении одного трансформатора Т-1 (Т-2) мощностью 2,5 МВА на ПС 35/10 кВ Березняки происходит перегрузка второго трансформатора Т-2 (Т-1) мощностью 2,5 МВА - загрузка трансформатора на стороне ВН составит 3,21 МВА (128,5%) – 2020 г., 3,53 МВА (141,2%) – 2021 г., 3,8 МВА (152,1%) – 2022 г., 4 МВА (160,1%) – 2023 г.

Следует отметить, что в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов в

аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 130% в течение 120 минут, 145% в течение 80 минут, 160% в течение 45 минут, 175% в течение 20 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора (для оптимистичного варианта) при отключении второго трансформатора, рекомендуется выполнять действиями оперативного персонала.

ПС 35 кВ Эверон

Базовый вариант

Для базового варианта на 2019-2023 гг. перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 35/10 кВ Эверон при аварийном отключении другого трансформатора Т-2 (Т-1) не выявлены.

Оптимистичный вариант

Для оптимистичного варианта прироста нагрузок при аварийном отключении одного трансформатора Т-1 (Т-2) мощностью 2,5 МВА на ПС 35/10 кВ Эверон происходит перегрузка второго трансформатора Т-2 (Т-1) мощностью 2,5 МВА - загрузка трансформатора на стороне ВН составит 2,89 МВА (114,8%) – 2022 г., 3,53 МВА (141,4%) – 2023 г.

Следует отметить, что в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока – 130% в течение 120 минут, 145% в течение 80 минут (при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды). Ликвидацию перегрузки трансформатора (для оптимистичного варианта) при отключении второго трансформатора, рекомендуется выполнять действиями оперативного персонала.

Северный энергорайон

Северный энергорайон Сахалинской области является изолированным, схема электроснабжения – кольцевая.

В соответствии с исходными данными, предоставленными электросетевыми компаниями Северного энергорайона Сахалинской области (ООО «Охинские электрические сети», ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», АО «Охинская ТЭЦ» «Энергосбыт») в период до 2023 года ожидается увеличение максимума нагрузки

Северного энергорайона Сахалинской области с 32,8 МВт (максимум нагрузки Северного энергорайона на 2018 г., согласно данным таблицы 6.2 Раздела 6) до 33,29 МВт.

Анализ загрузки центров питания показал, что загрузка силовых трансформаторов ПС 35 кВ Северного энергорайона не превышает их номинальную мощность.

ПС 35 кВ Аэропорт, ПС 35 кВ Гиляко-Абунан

В настоящее время на ПС 35 кВ Аэропорт и ПС 35 кВ Гиляко-Абунан установлены по одному трансформатору 1х1 МВА, резервное питание потребителей отсутствует.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35 кВ Аэропорт и ПС 35 кВ Гиляко-Абунан, рекомендуется установка вторых трансформаторов 1х1 МВА с расширением РУ 35 кВ до схемы «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (типовая схема №35-5АН). Ввод в работу вторых трансформаторов позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, а также обеспечить требуемые уровни напряжения на шинах потребителей при выводе в ремонт питающих линий 35 кВ.

Результаты расчетов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года для базового варианта при отключении одной из питающих ВЛ 35 кВ с переводом питания всех ПС на одну ВЛ 35 кВ приведен на рисунке 19.11.

ВЛ 35 кВ Тунгор – Мухто

В настоящее время питание существующих ПС 35 кВ Сабо, ПС 35 кВ Кыдылань и ПС 35 кВ Мухто осуществляется по радиальной схеме от 1 секции 35 кВ ПС 35 кВ Тунгор по одноцепной ВЛ 35 кВ. Отключение питающей ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – Сабо на участке Тунгор – Мухто приводит к нарушению электроснабжения потребителей – техническая возможность обеспечения резервного питания потребителей отсутствует.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35 кВ Сабо, ПС 35 кВ Кыдылань и ПС 35 кВ Мухто рекомендуется строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Тунгор – Мухто с отпайками на ПС 35 кВ Сабо и ПС 35 кВ Кыдылань длиной порядка 54,2 км проводом марки АС-120, установка второго трансформаторов 1х1 МВА на ПС 35 кВ Кыдылань с расширением РУ 35 кВ до схемы «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема №35-4Н), замена трансформатора на ПС 35 кВ Сабо на трансформатор большей мощности (1х1,6 МВА) (Согласно инвестиционной программе развития ООО «РН-Сахалинморнефтегаз») с установкой второго трансформатора той же мощности (1,6 МВА), а также реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ Мухто и ПС 35 кВ Сабо по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема №35-4Н). Ввод в работу указанной линии позволит повысить надежность электроснабжения, а также обеспечить требуемые уровни напряжения на шинах потребителей при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – Сабо.

Результаты расчетов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года для базового варианта при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – Сабо с переводом питания всех ПС 35 кВ на одну ВЛ 35 кВ приведен на рисунке 19.12.

ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – 28 км, ВЛ 6 кВ 28 км – Москальво

В настоящее время питание существующих ПС 35 кВ Лагури, ПС 35 кВ 28 км и ПС 35 кВ Москальво осуществляется по радиальной схеме от 2 секции 35 кВ Охинской ТЭЦ по одноцепной ВЛ 35 кВ. Отключение питающей ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – Москальво приводит к нарушению электроснабжения потребителей – техническая возможность обеспечения резервного питания отсутствует.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35 кВ Лагури, ПС 35 кВ 28 км и ПС 35 кВ Москальво могут быть предложены 2 варианта развития электрической сети:

1. Строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – Москальво с отпайками на ПС 35 кВ 28 км и ПС 35 кВ Лагури длиной порядка 29,8 км проводом марки АС-70 с установкой вторых трансформаторов 1х1 МВА на ПС 35 кВ Лагури и ПС 35 кВ 28 км с расширением РУ данных ПС до схемы «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема №35-4Н). Ввод в работу указанных линий позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, а также обеспечить требуемые уровни напряжения на шинах потребителей при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – Москальво;
2. Реализация заявленного эксплуатирующей организацией ООО «Охинские электрические сети» перевода участка существующей ВЛ 35 кВ 28 км – Москальво на напряжение 6 кВ (с образованием двух ЛЭП: ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – 28 км и ВЛ 6 кВ 28 км – Москальво), строительство второй цепи ВЛ 6 кВ 28 км – Москальво длиной порядка 8,4 км проводом марки АС-70. Строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – 28 км с отпайкой на ПС 35 кВ Лагури длиной порядка 21,4 км проводом марки АС-70, установка вторых трансформаторов 1х1 МВА на ПС 35 кВ Лагури и ПС 35 кВ 28 км с расширением РУ 35 кВ до схемы «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема №35-4Н).

Результаты расчетов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года для базового варианта при выводе в ремонт ВЛ 35 км для базового варианта Охинская ТЭЦ – Москальво с переводом питания всех ПС 35 кВ на одну ВЛ 35 кВ приведен на рисунке 19.13. Анализ выполненного расчёта показал, что при переводе участка существующей ВЛ 35 кВ 28 км – Москальво на напряжение 6 кВ параметры электрического режима обеспечиваются в пределах области допустимых значений.

Выбор варианта развития электрической сети должен быть выполнен собственником электросетевого объекта.

В связи с тем, что в рамках Схемы и программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2019-2023 гг. рассматриваются электрические сети 35 кВ и выше далее рассматривается Вариант 1 развития электрической сети, прилегающей к ПС 35 кВ Москальво.

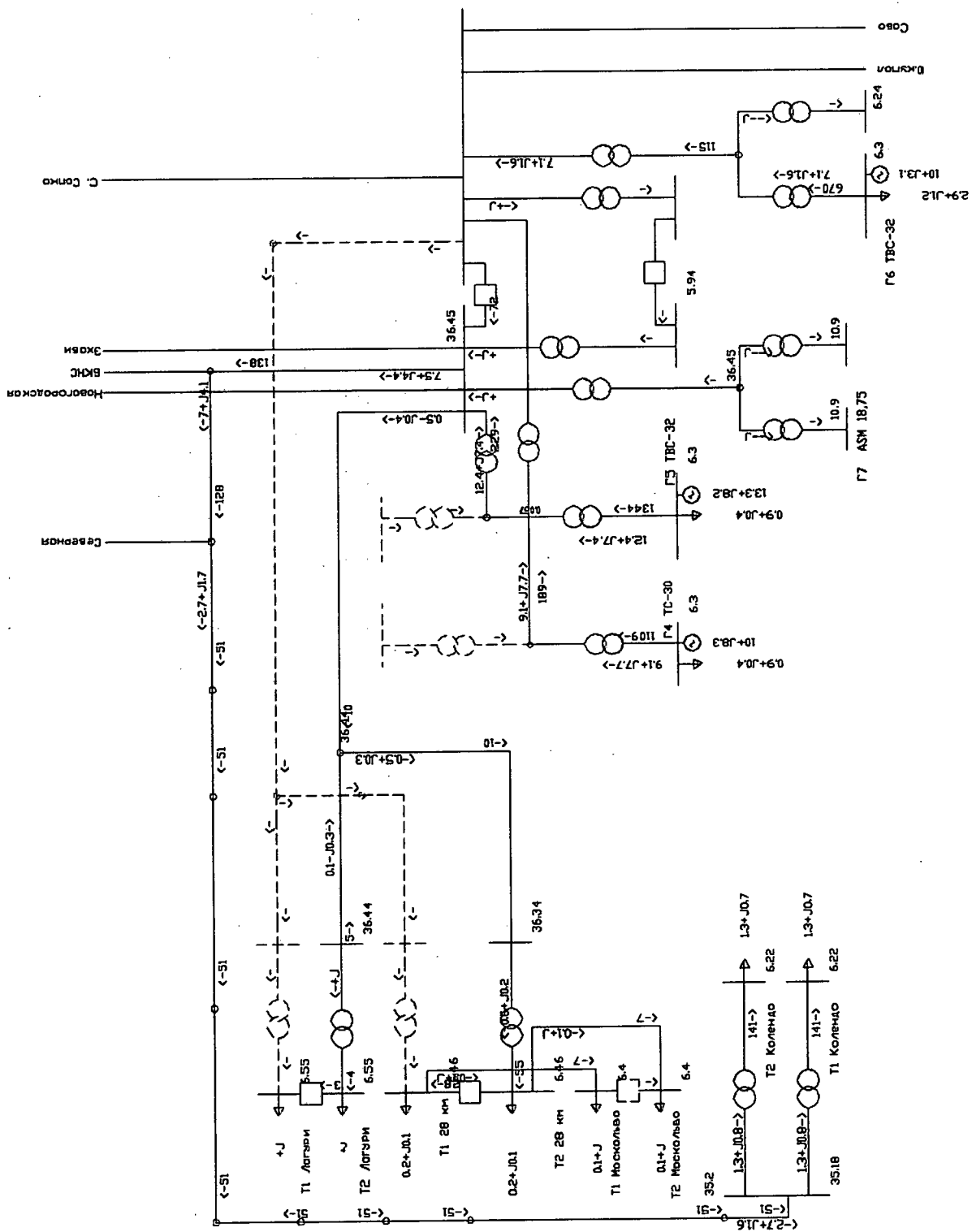


Рисунок 19.13 – Результаты расчётов электроэнергетического режима потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (базовый вариант) при выводе в ремонт 1 цепи ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – 28 км и переводом питания всех ПС на 2 цепь ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – 28 км

ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – Колендо

В настоящее время питание существующих ПС 35 кВ Новгородская, ПС 35 кВ БКНС и ПС 35 кВ Колендо осуществляется по радиальной схеме от 1 секции 35 кВ Охинской ТЭЦ по одноцепным ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – Новгородская и ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – Колендо. Отключение питающих ВЛ 35 кВ приводит к нарушению электроснабжения потребителей – техническая возможность обеспечения резервного питания отсутствует.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35 кВ Новгородская, ПС 35 кВ БКНС и ПС 35 кВ Колендо рекомендуется строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – ПС 35 кВ Колендо с отпайками на ПС 35 кВ Новгородская и ПС 35 кВ БКНС длиной порядка 26 км проводом марки АС-95, а также расширение (реконструкция) РУ 35 кВ ПС 35 кВ БКНС и ПС 35 кВ Колендо до схемы «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (типовая схема №35-4Н). Ввод в работу указанной линии позволит повысить надежность электроснабжения потребителей а также обеспечить требуемые уровни напряжения при выводе в ремонт питающих ВЛ 35 кВ .

Результаты расчетов электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года для базового варианта при выводе в ремонт одной из питающих ВЛ 35 кВ с переводом питания всех ПС 35 кВ на одну ВЛ 35 кВ приведены на рисунках 19.14-19.15.

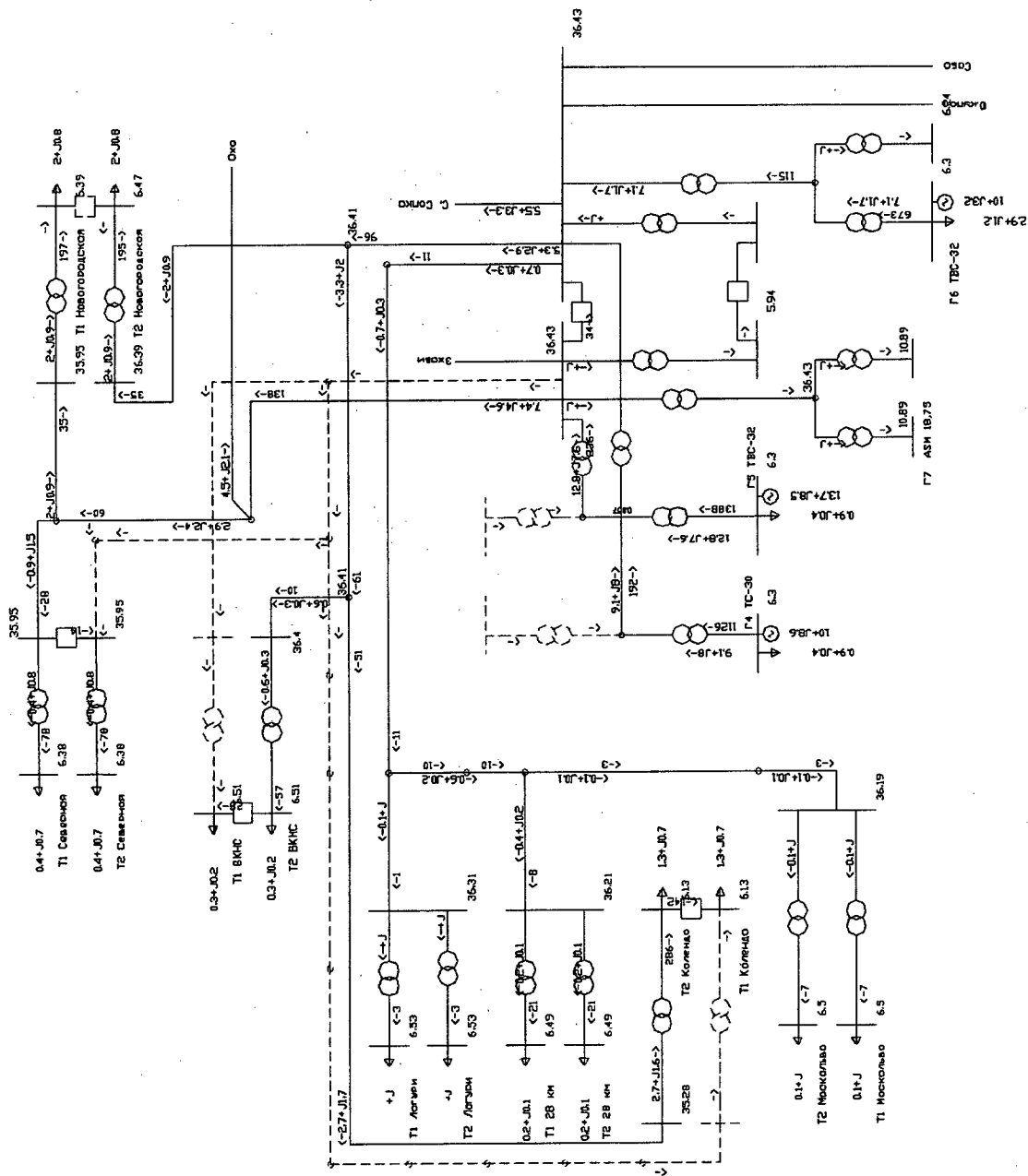


Рисунок 19.15 – Результаты расчётов электроэнергетического режима поточкораспределения мощности и уровней напряжения в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года (базовый вариант) при выводе в ремонт 1 цепи ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – Коледно и ПС 35 кВ БКНС и ПС 35 кВ Охинская ТЭЦ – Коледно

20. ПЕРЕЧЕНЬ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 КВ И ВЫШЕ, РЕКОМЕНДУЕМЫХ К ВВОДУ (РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХПЕРЕВООРУЖЕНИЮ), В ТОМ ЧИСЛЕ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ «УЗКИХ МЕСТ»

Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техперевооружению), в том числе для устранения «узких мест» приведен в таблице 20.1

Таблица 20.1 - Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, перевооружению), в том числе для устранения «узких мест»

№	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИПР	Год реализации по ИПР	Рекомендуемый год реализации	
Базовый вариант								
220 кВ								
1	ПС 220 кВ Красногорская	На подстанции установлен 1 силовой трансформатор	Установка второго трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Расширение РУ 220 кВ до схемы №220-5АН.	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	да	2022	2022	
2	ПС 220 кВ Ноглики		Недопустимая перегрузка силового трансформатора	Установка второго трансформатора 110/35/10 мощностью 25 МВА Замена существующего трансформатора 110/35/10 10 МВА на трансформатор 25 МВА	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места» Ликвидация «узкого места», обеспечение возможности присоединения перспективных потребителей	нет	-	2023
110 кВ								
3	ПС 110 кВ Петропавловская	На подстанции установлен 1 силовой трансформатор.	Установка второго трансформатора 110/35/10 мощностью 16 МВА	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2019	
4	ПС 110 кВ Правдинская		Установка второго трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА. Расширение РУ 110 кВ до схемы №110-5АН. Присоединение ПС к существующей ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Невельская-2 до ПС 110 кВ Холмск-Южная по схеме "заход-выход" (проходная).Строительство ЛЭП 110 кВ АС-120 0,32 км		нет	-	2019	
5	ПС 110 кВ Поронайская	Питание осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ	Строительство второй питающей ЛЭП 110 кВ длиной порядка 35,4 км проводом марки АС-120. Реконструкция РУ 110 кВ с расширением до схемы №110-4Н.	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2019	
6	ПС 110 кВ Александровская		Строительство (размещение) генерирующего источника мощностью не менее 8 МВт		нет	-	2020	
35 кВ								
7	ПС 35 кВ Южные Монги	Питание осуществляется по одноцепной ЛЭП	Строительство участка второй цепи ВЛ 35 кВ Ногликая - Вал (76,7 км, АС-95); Ногликая - Монги с отпайкой на ПС 35 кВ Южные Монги суммарной длиной порядка 23,1 км проводом АС-95	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023	
8	ПС 35 кВ Монги		Строительство участка второй цепи ВЛ 35 кВ Ногликая - Вал (76,7 км, АС-95); Монги - Даги - Мирзоева с отпайками на ПС 35 кВ Монги, ПС 35 кВ Даги и ПС 35 кВ Мирзоева суммарной длиной порядка 35 км проводом АС-95. Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Мирзоева до схемы №35-4Н.			да	2023	2023
9	ПС 35 кВ Даги							
10	ПС 35 кВ Мирзоева							
11	ПС 35 кВ Вал							
			Строительства участка второй цепи ВЛ 35 кВ Ногликая - Вал (76,7 км, АС-95); Мирзоева - Вал длиной порядка 18,6 км проводом АС-95		нет	-	2023	

№	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИТР	Год реализации по ИТР	Рекомендуемый год реализации
12	ПС 35 кВ Промбаза	Питание осуществляется по одноцепной ЛЭП	Строительство участка второй цепи ВЛ 35 кВ Ногликская - Набиль (50 км АС-95) Ногликская - Энергокомлекс Катангли с отпайками на ПС 35 кВ Промбаза, ПС 35 кВ Бам, ПС 35 кВ 2-я Бригада, суммарной длиной порядка 24 км АС-95. Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Промбаза, ПС 35 кВ Бам, ПС 35 кВ 2-я Бригада до схемы №35-4Н.	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2021
13	ПС 35 кВ Бам		Строительство участка второй цепи ВЛ 35 кВ Ногликская - Набиль (50 км АС-95) Катангли - Набиль суммарной длиной порядка 25 км АС-95.				
14	ПС 35 кВ 2-я Бригада		Строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - ПС 35 кВ Колендо с отпайками на ПС 35 кВ БКНС и ПС 35 кВ Новогородская суммарной длиной порядка 26 км проводом марки АС-95.				
15	ПС 35 кВ Катангли		Строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Тунгор - Мухто с отпайками на ПС 35 кВ Сабо и ПС 35 кВ Кыдылань длиной порядка 54,2 км проводом марки АС-120				
16	ПС 35 кВ Набиль		Строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - ПС 35 кВ Колендо с отпайками на ПС 35 кВ БКНС и ПС 35 кВ Новогородская суммарной длиной порядка 26 км проводом марки АС-95.				
17	ПС 35 кВ БКНС		Строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Тунгор - Мухто с отпайками на ПС 35 кВ Сабо и ПС 35 кВ Кыдылань длиной порядка 54,2 км проводом марки АС-120				
18	ПС 35 кВ Новогородская		Строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - ПС 35 кВ Колендо с отпайками на ПС 35 кВ БКНС и ПС 35 кВ Новогородская суммарной длиной порядка 26 км проводом марки АС-95.				
19	ПС 35 кВ Колендо		Строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Тунгор - Мухто с отпайками на ПС 35 кВ Сабо и ПС 35 кВ Кыдылань длиной порядка 54,2 км проводом марки АС-120				
20	ПС 35 кВ Мухто		Строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - ПС 35 кВ Колендо с отпайками на ПС 35 кВ БКНС и ПС 35 кВ Новогородская суммарной длиной порядка 26 км проводом марки АС-95.				
21	ПС 35 кВ 28 км		Строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - Москва с отпайкой на ПС 35 кВ Лагури и ПС 35 кВ 28 км длиной порядка 29,8 км проводом марки АС-70. Расширение РУ 35 кВ Охинской ТЭЦ на 1 линейную ячейку				
22	ПС 35 кВ Москва	Питание осуществляется по одноцепной ЛЭП	Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Одопу от ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - Южный Купол длиной порядка 1 км проводом марки АС-70	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2020
23	ПС 35 кВ Одопу		Строительство ЛЭП 35 кВ Радиоцентр - Лесная длиной порядка 28,5 км проводом марки АСВП-98/11 с заходом на ПС 35 кВ Охотская				
24	ПС 35 кВ Радиоцентр		Строительство второй ЛЭП 35 кВ длиной порядка 4,2 км проводом марки АС-120. Реконструкция РУ до схемы №35-4Н				
25	ПС 35 кВ Лесная		Строительство второй ЛЭП 35 кВ длиной порядка 16,9 км проводом марки АС-120. Реконструкция РУ до схемы №35-4Н				
26	ПС 35 кВ Городская		Строительство второй ЛЭП 35 кВ длиной порядка 3,6 км проводом марки АС-120. Реконструкция РУ до схемы №35-4Н				
27	ПС 35 кВ Пятиречье		Строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Корсаковская - Озерская длиной порядка 25 км проводом марки АС-120				
28	ПС 35 кВ Фабричная		Строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Шахтерская - Бошняково длиной порядка 63,31 км проводом марки АС-120. Реконструкция РУ 35 кВ по схеме №35-5АН				
29	ПС 35 кВ Озерская		Строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Шахтерская - Бошняково длиной порядка 63,31 км проводом марки АС-120. Реконструкция РУ 35 кВ по схеме №35-5АН				
30	ПС 35 кВ Бошняково		Строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Шахтерская - Бошняково длиной порядка 63,31 км проводом марки АС-120. Реконструкция РУ 35 кВ по схеме №35-5АН				

№	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИПР	Год реализации по ИПР	Рекомендуемый год реализации
31	ПС 35 кВ Воскресеновка	Питание осуществляется по одноцепной ЛЭП	Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Тымовская по схеме "заход-выход" (проходная). Строительство второго захода на ПС 35/10 кВ Воскресеновка марки проводом АС-12 протяженностью 0,47 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2022
32	ПС 35 кВ Александровская-П		Строительство второй ВЛ 35 кВ Александровская - Александровская-П1 длиной порядка 5,5 км проводом марки АС-95	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
33	ПС 35 кВ Арги-Паги		Строительство ВЛ 35 кВ Арги-Паги - Мгачи длиной порядка 26,5 км проводом марки АС-120. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2022
34	ПС 35 кВ Мгачи		Строительство второй ВЛ 35 кВ Долинская - Стародубская длиной порядка 9,06 км проводом марки АС-95	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
35	ПС 35 кВ Стародубская		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Ново-Александровская до ПС 35 кВ Сингурская по схеме "заход-выход" (проходная).	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
36	ПС 35 кВ Санаторная		Строительство второго захода на ПС 35/10 кВ Воскресеновка марки проводом АС-12 протяженностью 0,1 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
37	ПС 35 кВ Южные Монги	На подстанции установлен 1 силовой трансформатор.	Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1,6 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Присоединение к проектируемой ВЛ 35 кВ Ноглисская - Вал осуществить отпайкой	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
38	ПС 35 кВ Вал		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1,6 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Присоединение к проектируемой ВЛ 35 кВ Ноглисская - Вал осуществить отпайкой	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
39	ПС 35 кВ 2-я Бригада		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1,0 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Присоединение к проектируемой ВЛ 35 кВ Ноглисская - Набилъ осуществить отпайкой	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
40	ПС 35 кВ Сахарная сопка		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х2,5 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н.	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2021
41	ПС 35 кВ Дачная		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2020
42	ПС 35 кВ Малиновка		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА		нет	-	2023
43	ПС 35 кВ Забайкалец		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА		нет	-	2023
44	ПС 35 кВ Гастелло		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА расширение РУ до схемы №35-5АН		нет	-	2023
45	ПС 35 кВ Молодежная		Установка двух трансформаторов 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА каждый. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН.		да	2022	2022
46	ПС 35 кВ Адо-Тымово		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2022

Продолжение таблицы 20.1

№	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИЭП	Год реализации по ИЭП	Рекомендуемый год реализации
47	ПС 35 кВ Арково	На подстанции установлен 1 силовой трансформатор.	Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 0,63 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Александровская по схеме "заход-выход" (проходная). Строительство заходов на ПС 35/10 кВ Арково марки проводом АПСКП-150 протяженностью 0,1 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2022
48	ПС 35 кВ Аэропорт	На подстанции установлен 1 силовой трансформатор. Питание осуществляется по одноцепной ЛЭП	Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - Сабо по схеме "заход-выход" (проходная)	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	да	2023	2023
49	ПС 35 кВ Лагури		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Присоединение ПС 35 кВ к проектируемой ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - 28 км отпайками	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	да	2022	2022
50	ПС 35 кВ 28 км		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Присоединение ПС 35 кВ к проектируемой ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - 28 км (туликовая)	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	да	2022	2022
51	ПС 35 кВ Кыдыланы		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Присоединение ПС 35 кВ к проектируемой ВЛ 35 кВ Тунгор - Мухто отпайками	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2020
52	ПС 35 кВ Гиляко-Абунан		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - Сабо по схеме "заход-выход" (проходная). Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35/6 кВ Гиляко-Абунан длиной порядка 1 км проводом марки АС-50	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
53	ПС 35 кВ Нельма	На подстанции установлен 1 силовой трансформатор. Питание осуществляется по одноцепной ЛЭП	Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Строительство ВЛ 35 кВ Тунгор - Нельма №2 длиной порядка 10,5 км проводом марки АС-70	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2020
54	ПС 35 кВ УЗГ		Установка второго трансформатора 35/0,4 кВ мощностью 1х0,4 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ УЗГ от ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - Южный Купол длиной порядка 1 км проводом марки АС-70	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2020
55	ПС 35 кВ Южный купол №1		Установка второго трансформатора 35/0,4 кВ мощностью 1х0,4 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Строительство второго заход ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Южный купол №1 от ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - Южный Купол длиной порядка 1 км проводом марки АС-70	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2020
56	ПС 35 кВ Сабо		Замена существующего трансформатора 35/6 кВ мощностью 1 МВА на трансформатор большей мощности (1,6 МВА). Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1,6 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Присоединение ПС 35 кВ к проектируемой ВЛ 35 кВ Тунгор - Мухто (туликовая)	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	да	2020	2020
57	ПС 35 кВ Чапаево		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Дачная до ПС 35 кВ Лесная по схеме "заход-выход" (проходная)	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2020

№	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИТР	Год реализации по ИТР	Рекомендуемый год реализации
58	ПС 35 кВ Тамбовка	На подстанции установлен 1 силовой трансформатор. Питание осуществляется по одноцепной ЛЭП	Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Дачная до ПС 35 кВ Лесная по схеме "заход-выход" (проходная)	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2020
59	ПС 35 кВ Горнозаводская		Установка второго трансформатора 110/35/10 мощностью 10,0 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Строительство ВЛ 25 кВ длиной порядка 13,9 км проводом марки АС-120	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	да	2020	2020
60	ПС 35 кВ Красноярская		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Холмская до ПС 35 кВ Чеховская по схеме "заход-выход" (проходная). Строительство ЛЭП 35 кВ АС-70 0,035 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2021
61	ПС 35 кВ Симаково		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1,8 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Холмская до ПС 35 кВ Чеховская по схеме "заход-выход" (проходная). Строительство ЛЭП 35 кВ АС-120 1,323 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2021
62	ПС 35 кВ Лесогорская		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Шахтерская до ПС 35 кВ Бошняково по схеме "заход-выход" (проходная)	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2022
63	ПС 35 кВ Тельновская		Установка второго трансформатора 35/3 кВ мощностью 1 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН.	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2022
64	ПС 35 кВ Город		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Строительство второй ВЛ 35 кВ Поронаяская - Город длиной порядка 1,5 км проводом марки АС-95	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
65	ПС 35 кВ Тихменово		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Поронаяская по схеме "заход-выход" (проходная). Строительство второго захода на ПС 35/10 кВ Тихменово проводом марки АС-70 протяженностью 0,16 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
66	ПС 35 кВ Лермонтово		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 0,63 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ от Южно-Сахалинской ГРЭС до ПС 35 кВ Разрез по схеме "заход-выход" (проходная). Строительство заходов на ПС 35 кВ Лермонтово проводом марки АС-120 протяженностью 0,1 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
67	ПС 35 кВ Кошвое		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 0,63 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Присоединение ПС 35 кВ к существующей ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Шахтерская до ПС 35 кВ Буюклы по схеме "заход-выход" (проходная). Строительство заходов на ПС 35 кВ Кошвое проводом марки АС-95 протяженностью 0,06 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023

№	Объект	Существующая схема	Рекомендуемые мероприятия	Примечания	Наличие в ИТР	Год реализации по ИТР	Рекомендуемый год реализации
68	ПС 35 кВ Заозерное	На подстанции установлен 1 силовой трансформатор. Питание осуществляется по одноцепной ЛЭП	Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Строительство второй ВЛ 35 кВ Макаровская - Заозерная длиной порядка 28,4 км проводом марки АС-95	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
69	ПС 35 кВ Новое		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Новое от ВЛ 35 кВ Южно-Сахалинская ГРЭС - ПС 35 кВ Разрез (Т-312) длиной порядка 6,6 км проводом марки АС-120	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2023
70	ПС 35 кВ Ясное		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	да	2022	2022
			Строительство ВЛ 35 кВ Тымовская - Ясное длиной порядка 25,5 км проводом марки АС-70	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2022
71	ПС 35 кВ ВЧ	Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Строительство второй ВЛ 35 кВ Адо-Тымово - ВЧ длиной порядка 10,8 км проводом марки АС-70	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	-	2023
Оптимистичный вариант							
72	Сахалинская ГРЭС-2	С учётом необходимого эксплуатационного резерва (22% для ОЭС Востока) Центральный энергостан является дефицитным – дефицит активной мощности в размере 17,3 МВт возникнет в 2023 г. (оптимистичный вариант)	Ввод в работу второй очереди 120 МВт	Обеспечение нормативного запаса активной мощности Центрального энергостан ЭС Сахалинской области	нет	-	2023
73	Сахалинская ГРЭС	2 повышающих силовых трансформатора 220/10/10 кВ 2х3ОД-66,7 МВА. Схема РУ 220 кВ не типовая; 2 повышающих силовых трансформатора 110/10 кВ 2хТДНГУ-40,5 МВА. Схема РУ 110 кВ №110-4Н; 2 повышающих силовых трансформатора 35/10 кВ 2хТДНС-16 МВА. Схема РУ 110 кВ №35-4Н (оптимистичный вариант)	Демонтаж трансформаторов 220/10/10 кВ и 110/10 кВ. Установка двух автотрансформаторов 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый. Расширение РУ 220 кВ на 2 линейные ячейки. Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-9	Повышение надежности электроснабжения потребителей	нет	-	2023
74	ПС 110 кВ Южная	Недопустимая перегрузка силового трансформатора (оптимистичный вариант)	Замена существующих трансформаторов 110/35/6 2х40 МВА на трансформаторы 2х63 МВА	Ликвидация «узкого места», обеспечение возможности присоединения перспективных потребителей	нет	-	2022
75	ПС 35 кВ Радиоцентр	Недопустимое снижение напряжения при аварийном отключении ВЛ 35 кВ Хомутово – Радиоцентр (оптимистичный вариант)	Установка БСК 1х3,75 Мвар на шины 6 кВ на ПС 35 кВ Радиоцентр	Повышение надежности электроснабжения потребителей, ликвидация «узкого места»	нет	-	2020

Примечание: рекомендованные длина, марка и сечение провода (кабели), установленная мощность источника генерации, схема РУ, а также мощность устанавливаемых силовых трансформаторов должна быть уточнена на этапе проектирования.

21. ХАРАКТЕРИСТИКА БАЛАНСОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Анализ условий формирования балансов реактивной мощности выполнен с учетом ввода генерирующих мощностей, перспективного роста нагрузок, а также нового электросетевого строительства, реконструкции и модернизации объектов сети 35 кВ и выше ЭС Сахалинской области. Участие средств компенсации реактивной мощности в режимах зимних максимальных и летних минимальных нагрузок на период 2019 и 2023 гг. для базового и оптимистичного вариантов приведено в таблицах 21.1-21.4.

Таблица 21.1 – Участие установленных средств компенсации реактивной мощности на территории Сахалинской области на период 2019 г. Базовый вариант

№	Подстанция	Тип	Место коммутации, U ном	Реактивная мощность, Мвар	Коммутационное состояние	Напряжение в узле, U				Реактивная мощность, Мвар			
						Зимний максимум 2019	Зимний минимум 2019	Летний максимум 2019	Летний минимум 2019	Зимний максимум 2019	Зимний минимум 2019	Летний максимум 2019	Летний минимум 2019
1	Красногорская 220/35/10 кВ	РТД	СШ1-35 кВ	1х20	вкл	36,75	36,62	36,92	35,04	19,6	19,4	19,8	17,8
2	Макаровская 220/35/10 кВ	РТД	СШ2-35 кВ	1х20	откл	37,17	37,24	37,48	37,38	-	-	-	-
3	Смирных 220/35/10 кВ	РТД	СШ - 35 кВ	1х20	вкл	37,04	37,57	37,67	37,9	19,9	20,5	20,6	20,8
4	Тымовская 220/110/35/10 кВ	РТД	Ввод 35 кВ АТ2-63-220	1х20	откл	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 21.2 – Участие установленных средств компенсации реактивной мощности на территории Сахалинской области на период 2023 г. Базовый вариант

№	Подстанция	Тип	Место коммутации U ном	Реактивная мощность, Мвар	Коммутационное состояние	Напряжение в узле, U				Реактивная мощность, Мвар			
						Зимний максимум 2023	Зимний минимум 2023	Летний максимум 2023	Летний минимум 2023	Зимний максимум 2023	Зимний минимум 2023	Летний максимум 2023	Летний минимум 2023
1	Красногорская 220/35/10 кВ	РТД	СШ1-35 кВ	1х20	вкл	36,54	35,5	35,70	35,03	19,4	18,3	18,5	17,8
2	Макаровская 220/35/10 кВ	РТД	СШ2-35 кВ	1х20	откл	36,88	35,99	37,90	37,75	-	-	-	-
3	Смирных 220/35/10 кВ	РТД	СШ - 35 кВ	1х20	вкл	39,40	38,65	37,02	36,75	22,5	21,7	19,9	19,6
4	Тымовская 220/110/35/10 кВ	РТД	Ввод 35 кВ АТ2-63-220	1х20	откл	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 21.3 – Участие установленных средств компенсации реактивной мощности на территории Сахалинской области на период 2019 г. Оптимистичный вариант

№	Подстанция	Тип	Место коммутации U ном	Реактивная мощность, Мвар	Коммутационное состояние	Напряжение в узле, U				Реактивная мощность, Мвар			
						Зимний максимум 2019	Зимний минимум 2019	Летний максимум 2019	Летний минимум 2019	Зимний максимум 2019	Зимний минимум 2019	Летний максимум 2019	Летний минимум 2019
1	Красногорская 220/35/10 кВ	РТД	СШ1-35 кВ	1х20	вкл	36,64	37,65	36,04	37,79	19,5	20,6	18,8	20,7
2	Макаровская 220/35/10 кВ	РТД	СШ2-35 кВ	1х20	откл	37,02	38,24	36,54	38,49	-	-	-	-
3	Смирных 220/35/10 кВ	РТД	СШ - 35 кВ	1х20	вкл	36,86	38,48	36,65	38,93	19,7	21,4	19,5	22
4	Тымовская 220/110/35/10 кВ	РТД	Ввод 35 кВ АТ2-63-220	1х20	откл	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 21.4 – Участие установленных средств компенсации реактивной мощности на территории Сахалинской области на период 2023 г. Оптимистичный вариант

№	Подстанция	Тип	Место коммутации U ном	Реактивная мощность, Мвар	Коммутационное состояние	Напряжение в узле, U				Реактивная мощность, Мвар			
						Зимний максимум 2023	Зимний минимум 2023	Летний максимум 2023	Летний минимум 2023	Зимний максимум 2023	Зимний минимум 2023	Летний максимум 2023	Летний минимум 2023
1	Красногорская 220/35/10 кВ	РТД	СШ1-35 кВ	1х20	вкл	36,41	37,58	37,15	37,59	19,2	20,5	20,0	20,5
2	Макаровская 220/35/10 кВ	РТД	СШ2-35 кВ	1х20	откл	36,60	38,08	37,53	38,13	-	-	-	-
3	Смирных 220/35/10 кВ	РТД	СШ - 35 кВ	1х20	вкл	37,15	39,08	38,31	39,04	20	22,1	21,3	22,1
4	Тымовская 220/110/35/10 кВ	РТД	Ввод 35 кВ АТ2-63-220	1х20	откл	-	-	-	-	-	-	-	-

Анализ результатов расчетов потокораспределения и уровней напряжения показал, что для обеспечения требуемых уровней напряжения в электрической сети Сахалинской энергосистемы, а также регулирования напряжения в нормальных режимах зимнего и летнего периодов установка дополнительных источников реактивной мощности не требуется.

Следует отметить, что при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Хомутово – Радиоцентр, начиная с 2020 г. для оптимистичного варианта прироста нагрузок, происходит недопустимое снижение напряжений на шинах 10-35 кВ ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Хомутово-2. Для ликвидации недопустимого снижения напряжений в сети 6-35 кВ в нормальном режиме при выводе в ремонт вышеуказанной ВЛ 35 кВ рекомендуется установка БСК мощностью 1х3,75 Мвар на шины 10 кВ ПС 35 кВ Радиоцентр. Также в нормальном режиме в схеме ремонта рекомендуется включение всех существующих по состоянию на 2018 г. БСК (Таблица 11.17 Раздела 11), установленных в электрических сетях Центрального энергорайона, а также осуществить регулирование напряжения посредством изменения положения РПН трансформаторов, расположенных на ПС 110 кВ Холмская, ПС 35 кВ Лесная и ПС 35 кВ Охотская.

В 2023 г. для оптимистичного варианта прироста нагрузок при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Хомутово – Радиоцентр (с учетом установки БСК 1х3,75 Мвар на шинах 10 кВ ПС 35 кВ Радиоцентр) минимальное значение напряжения на шинах 10 кВ ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Хомутово-2 составляет 10,11 кВ (ПС 35 кВ Лесная и ПС 35 кВ Охотская), что не ниже номинального значения (10 кВ). Из этого следует, что рекомендованных к установке в 2020 г. БСК мощностью 3,75 Мвар достаточно для ликвидации недопустимого снижения напряжения при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Хомутово – Радиоцентр.

На рисунке 19.2 Раздела 19 приведены результаты расчетов электроэнергетических режимов потокораспределения мощности и уровней напряжения в электрической сети 110 кВ и ниже при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ Хомутово – Радиоцентр и с учетом установки БСК на шинах 10 кВ ПС 35 кВ Радиоцентр для оптимистичного варианта (режим зимних максимальных нагрузок 2023 г.).

Таким образом, анализ результатов выполненных расчётов электроэнергетических режимов показал, что для ликвидации недопустимого снижения напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ, питающихся от ПС 110 кВ Хомутово-2, в схеме ремонта ВЛ 35 кВ Хомутово – Радиоцентр достаточно установки БСК мощностью 3,75 Мвар на шинах 10 кВ ПС 35 кВ Радиоцентр.

22. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии можно условно разделить на:

- снижение технических потерь;
- снижение коммерческих потерь.

Мероприятия по снижению технических потерь:

- замена проводов на линиях с высокой загрузкой, в том числе с использованием самонесущего изолированного провода в распределительных сетях 0,4-10 кВ;
- оптимизация мест размыкания сети 6-35 кВ с двухсторонним питанием (равномерное распределение нагрузки по ЛЭП);
- оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности;
- оптимизация распределения нагрузки между центрами питания (ЦП) 110-220 кВ;
- оптимизация уровней напряжений в ЦП радиальных электрических сетей;
- изменение эксплуатационного состояния (отключение) линий и трансформаторов в режимах малых нагрузок;
- отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой;
- равномерное распределение нагрузок по фазам в сетях 0,4 кВ;
- снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- стимулирование потребителей к выравниванию графиков нагрузки;
- применение средств автоматического регулирования напряжения (АРН) на трансформаторах с РПН;
- установка и ввод в работу средств компенсации реактивной мощности (СКРМ);
- установка и ввод в работу устройств регулирования напряжения;
- замена недогруженных силовых трансформаторов;
- оптимизация нагрузки электросетей за счет строительства;
- перевод электросетей на более высокое номинальное напряжение;
- разукрупнение распределительных линий 0,4-35 кВ.

Мероприятия по снижению коммерческих потерь и потерь, обусловленных погрешностями приборов учета:

- установка автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии;
- проведение проверок и обеспечение правильности работы электросчетчиков на межсистемных ВЛ и на генераторах электростанций;
- установка электросчетчиков коммерческого учета на границах эксплуатационной ответственности и балансовой принадлежности объектов;
- инвентаризация электросчетчиков коммерческого учета;
- установка электросчетчиков потерь на линиях;
- выделений цепей учета электроэнергии на отдельные обмотки трансформаторов тока;
- контроль загрузки трансформаторов напряжения, питающих электросчетчики коммерческого учета.
- замена индукционных счетчиков на электронные повышенного класса точности.

Мероприятия по снижению коммерческих потерь:

- создание нормативной и технической базы для периодической поверки измерительных трансформаторов тока и напряжения в рабочих условиях эксплуатации с целью оценки их фактической погрешности;
- организация равномерного снятия показаний счётчиков электроэнергии строго в установленные (регламентированные) сроки;
- проведение проверок и обеспечение своевременности и правильности снятий показаний счетчиков на электростанциях и ПС иных собственников (единый регламент для субъектов выработки, транспорта и распределения электроэнергии в энергосистеме);
- установка отдельных электросчетчиков учета электроэнергии, расходуемой на собственные нужды подстанций;
- расчет допустимых и анализ фактических небалансов электроэнергии по подстанциям и электростанциям;
- установка на подстанциях с дежурным персоналом сигнализации о выходе из строя высоковольтных предохранителей ТН;
- устранение работы электросчетчиков в недопустимых условиях;
- установка дополнительных электросчетчиков технического учета;
- компенсация индуктивной нагрузки трансформаторов напряжения;

- проведение поверки и калибровки электросчетчиков (определение их фактической погрешности). Недопущение эксплуатации электросчетчиков с истекшим сроком госповерки;
- устранение недогрузки и перегрузки цепей тока и напряжения технического и коммерческого учета;
- пломбирование электросчетчиков и измерительных цепей ТТ и ТН;
- замена индукционных счетчиков коммерческого учета на электронные счетчики;
- совершенствование правовой основы для предотвращения хищений электроэнергии, ужесточение гражданской и уголовной ответственности за хищение электроэнергии;
- создание законодательной и технической базы для внедрения приборов учета электроэнергии с предоплатой.

На стадии реализации мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях конкретной сетевой организации необходимо также обеспечить:

- обучение и повышение квалификации персонала;
- осознание персоналом важности, как для предприятия в целом, так и для каждого из его работников персонально, эффективного решения поставленной задачи;
- мотивацию персонала, моральное и материальное стимулирование.

Наиболее перспективным мероприятием, позволяющим решить проблему снижения коммерческих потерь электроэнергии, является разработка и внедрение автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Однако эффективное внедрение АИИС КУЭ – задача долговременная и дорогостоящая, решение которой возможно лишь путем поэтапного развития системы учета, ее модернизации, метрологического обеспечения измерений электроэнергии, совершенствования нормативной базы.

Решение задач и вопросов снижения потерь должно выполняться комплексно, начиная с повышения квалификации персонала и создания нормативной базы и заканчивая формированием парка необходимой измерительной аппаратуры, реконструкцией электрических сетей.

23. ПРИНЦИПЫ, ТЕХНИЧЕСКИЕ И СХЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ УПРАВЛЯЕМОСТИ, НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕТЕЙ 35 КВ И ВЫШЕ

Для повышения управляемости электрической сети, управления режимами работы электрических сетей в целях снижения сетевых ограничений, повышения качества электроэнергии, а также снижения потерь электроэнергии в электрической сети может быть рекомендовано:

- внедрение локальных средств автоматизации процессов управления напряжением и реактивной мощностью для обеспечения качества электроэнергии, повышения статической устойчивости, а также снижения потерь электроэнергии на ее транспорт;
- в узлах сети с высокой суточной амплитудой колебаний напряжения, в целях исключения множественных коммутаций элементов сети рекомендуется применение управляемых средств компенсации реактивной мощности;
- на ПС, на которых установлены несколько средств регулирования напряжения, рекомендуется применение автоматики группового регулирования;
- минимизация перетоков реактивной мощности через силовые трансформаторы и автотрансформаторы;
- осуществлять замену устройств РПН (авто) трансформаторов с приводом на базе асинхронных двигателей, выработавших свой ресурс, на современные высокоточные устройства РПН, в т.ч. с приводом на базе вентильного двигателя с постоянными магнитами, обеспечивающего непосредственное соединение с валом переключателя РПН (исключающего механические и электромеханические узлы управления работой электродвигателя), оснащенного системой автоматического контроля, счетчиком числа переключений, системой выдачи сигналов для дистанционного контроля и управления РПН;
- применение современных регулируемых средства компенсации реактивной мощности (СТК, УШР, СТАТКОМ);
- установка регулировочных и вольтодобавочных трансформаторов с автоматикой регулирования напряжения для обеспечения нормируемых отклонений напряжения в точках общего присоединения потребителей (центры питания 110-220 кВ);
- оснащение ПС устройствами накопления электроэнергии для выравнивания графиков нагрузки электрических сетей.

Внедрение современных средств регулирования напряжения и реактивной мощности в электрической сети должно сопровождаться разработкой и внедрением локальных систем автоматического регулирования напряжения в электрических сетях.

24. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2023 ГОДА

Уровни токов короткого замыкания (КЗ) характеризуют ожидаемые условия работы электрооборудования в аварийных режимах.

В соответствии с результатами анализа соответствия установленных в ЭС Сахалинской области выключателей 35 кВ и выше расчетным токам КЗ и нормативному сроку эксплуатации на 2018 год (Таблица 12.4 Раздел 12), 220 выключателей 35-220 кВ превысили нормативный срок эксплуатации (30 лет), и были рекомендованы к замене. При анализе соответствия установленных в ЭС Сахалинской области выключателей 35 кВ и выше расчетным токам КЗ и нормативному сроку эксплуатации на 2023 г. принято, что в период до 2023 г. вышеуказанные выключатели (220 штук) заменены на новые.

Расчёты токов трехфазного и однофазного КЗ в сетях 110, 220 кВ и трехфазного тока КЗ в сети 35 кВ выполнены с помощью программного комплекса АРМ СРЗА с целью определения ожидаемых уровней токов на перспективу до 2023 гг.

По результатам расчётов токов КЗ производится:

- выбор коммутационной аппаратуры для вновь сооружаемых и реконструируемых электросетевых объектов;
- определение объёма необходимой замены установленного коммутационного оборудования на существующих объектах.

Схема замещения для расчётов токов КЗ на 2023 гг. ЭС Сахалинской области составлена на основе предоставленной ПАО «Сахалинэнерго» схемы замещения энергосистемы на 2017 год, с учетом перспективного развития в соответствии с утвержденными инвестиционными программами сетевых организаций (Раздел 6).

Анализ соответствия установленных в ЭС Сахалинской области выключателей 35 кВ и выше расчетным токам КЗ и нормативному сроку эксплуатации на перспективу до 2023 года приведен в таблице 24.1.

Таблица 24.1 – Анализ соответствия установленных в ЭС Сахалинской области выключателей 35 кВ и выше расчетным токам КЗ и нормативному сроку эксплуатации на 2023 год

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2023 год, кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт.	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2023 г., шт.
					I(3)	I(1)		
Центральный энергорайон								
Сахалинская ГРЭС	220	GL314F3-220IV-40/3150XЛП	1	40	2,14	2,43	0	
		ВГТ-220-IV-40/3150 XЛП	2	40			0	
		ВГТ-УЭТМ-1А1-220XЛП	1	40			0	
	110	ВГТ-110IV-40/3150XЛП	2	40	2,46	3,12	0	
35	ВГТ-35-IV-50/3150 XЛП	1	50	1,36		0		
Ю-С ТЭЦ-1	110	МКП-110М-1000(630-20У1)	2	20	11,7	14,09	0	
		НУраст 145	2	40				
Ю-С ТЭЦ-1 (5 энергоблок)	110	НУраст 145	2	40	12,1	13,15	0	
Ю-С ТЭЦ-1 (4 энергоблок)	110	ВГ2-110-40/2000 УХЛ4	7	40	12,08	14,88	0	
Холмская	220	У-220-1000-25У1	1	25	3,2	3,26	0	
		ВМТ-220Б-25/1250УХЛП	1	25			0	
		ВГТ-220П*-40/2500У1	1	40			0	
	110	МКП-110	3	20	3,57	4,33	0	
	ВМТ-110Б-25/1250УХЛП	1	25	0				
	С-35М-630-10А-У1	1	10	0				
35	ВГБЭП-35-12,5/630	4	12,5	2,82	-	0		
220	У-220	1	25	1,11	1,24	0		
Тымовская	110	МКП-110М-630-20 У1	6	20	2,0	2,24	0	
	35	С-35М-630-10 УХЛП	7	10	1,89	-	0	
	220	У-220-1000-2000-25У1	2	25	2,56	2,71	0	
Красногорская	35	ВГБ ЭП-35	1	12,5	2,61	-	0	
		С-35М- 630-10А У1	1	10			0	

Продолжение таблицы 24.1

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2023 год, кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2023 г., шт
					I(3)	I(1)		
Ильинская	220	У-220-1000/2000-25У1	7	25	1,86	2,16	Демонтаж РУ-220 кВ	0
	35	С-35-630-10У1	3	10	3,18	-	0	
Томаринская	220	У-220-1000/2000-25У1	2	25	3,31	3,25	0	0
	35	С-35м-630-10У1	3	10	2,3	-	0	0
Чеховская	220	У-220	2	25	3,02	2,84	0	0
	35	С-35М-630-10	3	10	2,28	-	0	0
Краснопольская	220	У-220-1000/2000-25У1	3	25	2,1	2,4	0	0
	110	МКП-110М-1000/630-20 У1	5	20	1,75	2,51	0	0
Онор	220	ВГТ-220П-40/2500 У1	1	40	1,28	1,38	0	0
	220	ВМТ-220Б-25/1250 УХЛП	2	25	1,49	1,7	0	2
Смирных	35	С-35-630-10	7	10	3,7	-	0	7
	110	-	0	-			0	0
Углегорская	35	С-35	4	10	1,62	-	0	0
	220	ВМТ-220Б-25-1250 УХЛП	1	25	3,45	3,37	0	0
Углезаводская		ВМД-35	6	6,6	2,37	-	0	0
	35	С-35М-630-10	1	10			0	0
Южно- Сахалинская	220	У-220-1000-25У1	3	25	4,23	4,76	0	0
		ВЭБ-110-40/2500	4	40			0	0
	110	МКП-110М-1000/630	2	20	12,28	15,39		0
		МКП-110М-1000/630-20У1	4	20				0
		ВБ-110Ш-40/2500 У1	2	40				0
		ВЭБ-110 IV-40/2500 УХЛП	4	20				0
220	ВЭБ-220-2500-20	1	50	2,24	2,27	0	0	
Макаровская	35	МКП-35-1000-25	4	25	2,22	-	0	0
Холмск-Южная	110	МКП-110М	3	18,5	3,12	3,2	0	0
	35	С-35М-630-10А-У1	4	20	1,32	-	0	0
Александровская	110	ММО-110/1250/20 У1	1	20	1,16	1,2	0	0
		ВЭБ-110-40-2500 УХЛП	1	40			0	0
Александровская ПП	35	С-35М-630-БУ1	5	10	1,62	-	0	0
	35	ВМД-35-600	3	6,6	1,35	-	0	0
Горнозаводская	35	ВГБЭП-35-12,5/630	1	12,5	1,26	-	0	0

Продолжение таблицы 24.1

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2023 год, кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2023 г., шт
					I(3)	I(1)		
Шахтерская	110	ВГТ-110	2	40	1,27	1,5	0	0
	35	С-35	2	10	1,69	-	0	0
Корсаковская	110	МКП-35	3	25	2,51	2,49	0	0
		ВГТ-110	2	40			0	0
	35	ВГБП-110-1250	1	40	3,53	-	0	0
		ВМ-35	2	12,5			0	0
Южная	110	ВГБ-35-630	4	12,5	7,78	7,88	0	0
		ВМТ-110Б	3	25			0	0
	35	ВЭБ-110 IV-40/2500 УХЛП	1	40	4,89	-	0	0
		С-35М-630-10	4	10			0	0
Центр	110	ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛП	2	12,5	9,09	9,68	0	0
		ВМТ-110Б25/1250УХЛП	2	25			0	0
	110	ВМТ-110	2	20	10,54	12,13	0	0
		ВГТ-110Ш-40/2000У1	3	40			0	0
Промузел	35	ВГБЭП-35-12,5/630УХЛП	1	12,5	3,5	-	0	0
		С-35М-630-10	5	10			0	0
	110	ВМТ-110Б-25/1250УХЛП	1	25	2,56	2,49	0	0
	110	ММО-110А/1250	1	20			0	0
Луговая	110	ВБ-110П-40/2500У1	6	40	11,34	13,36	0	0
		ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛП	9	12,5			0	0
	35	ВТ-35/630-12,5-У1	1	12,5	4,07	-	0	0
		С-35М-630-10	1	10			0	0
Троицкая	110	ВГБ-35-1000/20	3	20	4,4	-	0	0
		ВГТ-110Ш-40/2000У1	3	12,5			0	0
	35	ВМД-35	1	10			0	0
		ВТ-35-630	3	10			0	0
Петропавловская	110	VD4 4012-25М	1	25	0,87	-	0	0
		ВМ-35-600	2	6,6			0	0
	35	ВТ-35/630-12,5-У1	1	12,5	1,59	-	0	0
		С-35М-630-10 УХЛП	2	10			0	0
Воскресеновка	35	ВГБ-35-630	1	12,5	0,92	-	0	0
Сити-Строй	35	ВГБ-35-630	1	12,5				

Продолжение таблицы 24.1

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2023 год, кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2023 г., шт
					I(3)	I(1)		
Арги-Паги	35	ВТД-35/630/10/У1	1	10	1,01	-	0	0
		С-35М-630-10 УХЛП	1	10			0	0
Мгачи	35	С-35М-630-10 УХЛП	3	10	1,18	-	0	0
Арково	35	н/д			1,38			0
Молодежная	35	С-35М-630-10 УХЛП	1	10	1,23	-	0	0
Ясное	35	С-35М-630-10 УХЛП	1	10	0,86	-	0	0
Адо-Тымово	35	С-35М630/10/У1	1	10			0	0
		ВГБЭП-35-12,5-630 УХЛП	2	12,5	1,1	-	0	0
Кировская	35	ВТД-35/630/10/У1	1	10			0	0
Районная	35	ВМД-35-600	2	6,6	1,12	-	0	0
		ВМД-35	4	10	1,24	-	0	0
Ударновская	35	С-35	1	10			0	0
Тельновская	35	С-35	5	10	1,48	-	0	0
		ВМД-35	4	10	0,69	-	0	0
Лесогорская	35	С-35	2	10			0	0
Пензенская	35	ВМ-35	1	10	0,6	-	0	0
Фабричная	35	С-35М-630-10У1	5	10	1,64	-	0	0
Костромская	35	ВМ-35	3	6,6	1,96	-	0	0
Ливадных	35	ВТ-35	3	12,5	1,19	-	0	0
Пятиречье	35	ВТ-35/630-10	2	10	2,38	-	0	0
Симаково	35	С-35М-630-10А-У1	2	20	1,42	-	0	0
Яблочная	35	С-35М-630-10А-У1	1	20	1,92	-	0	0
		ВГБЭП-35-12,5/630	3	20			0	0
Городская	35	ВГБЭП-35-12,5/630	1	12,5	1,62	-	0	0
Агар	35	ВГБ-35-600	2	12,5	2,8	-	0	0
		С-35	2	12,5			0	0
Соловьёвка	35	ВМ-35	1	12,5	1,75	-	0	0
Дачная	35	С-35	4	12,5	1,47	-	0	4
		ВМ-35	6	10	1,26	-	0	0

Продолжение таблицы 24.1

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2023 год, кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2023 г., шт
					I(3)	I(1)		
Олимпия	35	3АН5-312-2 – Siemens	3	10	2,02	-	0	0
Тамбовка	35	ВМ-35	1	12,5	0,93	-	0	0
Чапаево	35	ВМ-35	2	10	0,69	-	0	0
Озерская	35	ВГБ-35-630	2	12,5	0,74	-	0	0
Поронаяская	35	С-35М-630-10 УХЛП	9	10	2,08	-	0	0
Гастелло	35	ВГБЭП-35-630/12,5 УХЛП	2	12,5	0,96	-	0	0
		С-35М-630-10АУ1	1	10			0	0
Город	35	С-35М-630-10 УХЛП	1	10	1,95	-	0	0
Леонидово	35	С-35М-630-10 УХЛП	5	10	1,07	-	0	0
Забайкалец	35	ВТ-35	2	10	0,75	-	0	0
Малиновка	35	ВТ-35	2	10	0,88	-	0	0
		С-35М-630-10 УХЛП	1	10			0	0
Тихменев	35	С-35М-630-10 УХЛП	1	10	1,15	-	0	0
п/п Восток	35	С-35М-630-10 УХЛП	2	10	1,34	-	0	0
Разрез	35	С-35-630-20	3	20	1,12	-	0	0
Лермонтово	35	С-35-600--6,6	1	6,6	1,38	-	0	0
Новое	35	С-35-630-20	1	20	1,0	-	0	0
Заозерное	35	С-35-630-20	1	20	0,93	-	0	0
Буюклы	35	С-35М-630-10 УХЛП	4	10	1,23	-	0	0
Долинск	35	ВМД-35	7	6,6	1,64	-	0	0
Быков	35	С-35М-630	7	6,6	1,73	-	0	0
Аралия	35	VD4-40.12-25M	8	25	3,18	-	0	0
Сокол	35	ВМД-35	4	120	1,1	-	0	0
		С-35М-630-10АУ1	1	10			0	0
Стародубское	35	ВГБЭП-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛП	2	12,5	1,22	-	0	0
Эверон	35	ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1000 ВТ-35-630	3	10	1,63	-	0	0
Березняки	35	ВГБЭП-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛП	4	20	1,79	-	0	0
		С-35М-630	1	20			0	0

Продолжение таблицы 24.1

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2023 год, кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2023 г., шт
					I(3)	I(1)		
Хомутово	35	C-35M-630	7	20	7,49	-	0	0
Хомутово-2	110	ВЭБ-110 IV-40/2500 УХЛП	9	25	5,91	5,57	0	0
	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛП	7	25	4,42	-	0	0
Ново-Александровка	35	ВМД-35-630	4	20			0	0
		ВГБЭП-35-12,5/630УХЛП	2	12,5	2,78	-	0	0
		ВТ-35-630	1	20			0	0
Зима	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛП	3	12,5	3,59	-	0	0
Юго-Западная	110	ВГТ-110Ш-40/2000У1	3	25			0	0
		ВЭБ-110 IV-40/2500 УХЛП	3	40	8,42	8,96	0	0
		ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛП	6	12,5	4,96	-	0	0
Дальняя	35	ВТ-35-630-12,5 У1	5	12,5			0	0
		C-35M-630-10	1	10	3,29	-	0	0
Первомайская	35	ВТ-35-800-12,5 У1	1	12,5			0	0
Санаторная	35	ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛП	4	12,5	3,95	-	0	0
		ВТ-35-630	1	12,5	0,67	-	0	0
Ногликская	220	ВМТ-220	1	25	0,47	0,58	0	0
		C-35M-630-10 УХЛП	7	10	2,0	-	0	0
Ногликская ГЭС	110	-	2	-	1,96	2,43	0	0
Южные Монги	35	ВВН-СЭЩ-Э-35-25/1600 УХЛП	1	25	0,93	-	0	0
Монги	35	ВВН-СЭЩ-Э-35-25/1600 УХЛП	1	25			0	0
		ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛП	2	12,5	0,81	-	0	0
		C-35M-630-10A У1	2	10			0	0
		C-35M-630-10A У1	1	12,5			0	0
Даги	35	C-35M-630-10A У1	2	10			0	0
		ВБПС-35-III-25-630 УХЛ-1	1	25			0	0
		ВВН-СЭЩ-Э-35-25/1600 УХЛП	1	25	0,78	-	0	0
Мирзоева	35	ВГБЭП-35-12,5/630 УХЛП	1	12,5			0	0
		ВБПС-35-III-25-630 УХЛ-1	1	25			0	0
		ВБПС-35-III-12,5-630 УХЛ-1	1	12,5	0,67	-	0	0

Продолжение таблицы 24.1

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2023 год, кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2023 г., шт
					I(3)	I(1)		
Вал	35	C-35M-630-10БУ1	1	20	0,43		0	0
Катангли	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	2	12,5	1,05		0	0
2-я бригада	35	ВБРК-10/400 УХЛ2	1	12,5	1,27		0	0
БАМ	35	ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1600 У2	2	20	1,57		0	0
Энергокомплекс Катангли	35	ЭВ-35	2	20	1,02		0	0
Северный энергорайон								
Сухуми	110				2,71	2,36	0	0
ПС-35/6кВ "БКНС"	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ	2	12,5	9,78	-	0	0
Северная	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ	1	12,5	7,15	-	0	0
		C-35M-630-10	2	50			0	0
Гиляко-Абунан	35	C-35M-630-10	1	50	3,5	-	0	0
Сахарная сопка	35	C-35M-630-10	1	50	3,0	-	0	0
2 площадь	35	C-35M-630-10	2	50	2,51	-	0	0
		ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ	1	12,5			0	0
Восточное Эхаби	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ	2	12,5	1,93	-	0	0
Нельма	35	C-35M-630-10	1	50	1,25	-	0	0
Тунгор	35	ВР-35-35-20/630	2	20	1,94	-	0	0
Одопу-суша	35	C-35M-630-10	2	50	1,14	-	0	0
	35	ВГБЭ-35	1	50			0	0
НП Сабо	35	C-35M-630-10		50	0,69	-	0	0
Западное Сабо	35	н/д			0,67	-	0	0
Мухто	35	ВВН-СЭЩ-П-35/25/1000	2	25	0,54	-	0	0
Кыдыланы	35	C-35M-630	1	24	0,66	-	0	0
Эхаби	35	ВГБЭ-35-12,5/630 УХТ1	1	24	2,55	-	0	0
		ВГБЭ-35-12,5/630 УХТ1	1	12,5			0	0
Сабо	35	C-35M-630-10	1	50	0,8	-	0	0
Северный купол	35	ВР-35-35-20/630	2	20	0,94	-	0	0
Южный купол	35	ВВУ-СЭЩ-Э-35/25/1000	1	20	0,73	-	0	0
Колендо	35	ВМ C-35M630 -10АУ1	3	50	1,32	-	0	0
УЗГ		н/д			1,19		0	0
Южный купол №1		н/д			0,73		0	0

Окончание таблицы 24.1

Наименование ПС	Уном	Марка выключателя	Общее кол-во, шт	Ток отключения, кА	2023 год, кА		Кол-во выключателей, не соответствующих току КЗ, шт	Кол-во выключателей старше 30 лет на 2023 г, шт
					I(3)	I(1)		
Промбаза	35	ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1600 У2	2	20	1,88	-	0	0
Охинская ТЭЦ	35	ВВН-СЭЩ-П-35/25/1000	1	25			0	0
Новгородская	35	ВВН-СЭЩ-Э-35-25/1600 УХЛП	16	25	13,49	-	0	0
Медвежье озеро	35	СМ-35М-630-10 У1	2	10	4,68	-	0	0
		ВМ-35	1	10		-	0	0
		СМ-35М-630-10	1	10	5,18	-	0	0
Аэропорт	35	СМ-35М-630-10	1	10	4,89	-	0	0
Москальво	35	СМ-35М-630-10	2	10	1,09	-	0	0
28 км	35	СМ-35М-630-10	1	10	1,49	-	0	0
Лагури	35	СМ-35М-630-10 У1	1	10	2,61	-	0	0
Оха	35	VD4-35/40,5	6	25	6,03	-	0	0
Итого выключателей к замене								13

Анализируя результаты расчетов токов КЗ на 2023 год в сетях 35 кВ и выше ЭС Сахалинской области, делаем вывод, что токи трехфазного и однофазного КЗ не превышают номинальные токи отключения установленных выключателей.

Важно отметить, что по состоянию на 2023 г. срок эксплуатации 13 выключателей 35-220 кВ превышает нормативный срок эксплуатации 30 лет (см. Таблицу 24.1). Для повышения надежности и снижения вероятности отказов рекомендуется заменить данные выключатели на новые.

25. СВОДНЫЕ ДАННЫЕ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 КВ И ВЫШЕ

Сводные данные по развитию электрической сети 35 кВ и выше ЭС Сахалинской области с разбивкой по классам напряжения на период 2019-2023 гг. приведены в таблице 25.1.

Таблица 25.1 – Сводные данные по развитию электрической сети 35 кВ и выше ЭС Сахалинской области на период 2019-2023 гг.

Класс напряжения	2019		2020		2021		2022		2023	
	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км
220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00	63,00	0,00	25,00	0,00	50,00	0,00
110 кВ	26,00	35,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
35 кВ	12,40	35,40	47,10	118,10	29,90	131,06	22,53	145,58	31,66	139,98
Итого	38,40	71,12	47,10	118,10	92,90	131,06	47,53	145,58	81,66	139,98

Сводные данные по развитию генерирующих мощностей в ЭС Сахалинской области на период 2019-2023 гг. приведены в таблице 25.2.

Таблица 25.2 – Сводные данные по развитию генерирующих мощностей в ЭС Сахалинской области на период 2019-2023 гг.

Наименование станции	2019	2020	2021	2022	2023
	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт
Менделеевская ГеоТЭС	7,4	0	0	0	0
Энергокомплекс на месторождении Катангли	0	0	12	0	0
Южно-Сахалинская ГРЭС-2	120	0	0	0	120*
Южно-Сахалинская ГРЭС	-84	0	0	0	0
Резервный источник питания на ПС 110 кВ Александровская	0	8	0	0	0
ДЭС в с. Крабозаводское на о. Шикотан	7,2	0	0	0	0
Итого	50,6	0	12	0	120*

Примечание: *.для оптимистичного варианта

26. РАСЧЕТ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ РЕКОМЕНДОВАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

В настоящей главе приведен расчет капвложений по электросетевым объектам с разбивкой на линии электропередач и подстанции.

Расчет капитальных затрат с разделением по собственникам объектов, требуемых на реализацию базового и оптимистичного вариантов прогнозирования динамики изменения максимума нагрузки энергорайонов на перспективный период 2019-2023 годы, разработанных в рамках настоящей работы «Схема и программа развития электроэнергетики Сахалинской области» выполнен на базе укрупненных нормативов цен типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики, утвержденных Приказом Министерства энергетики РФ "Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики" (подготовлен Минэнерго России от 11.05.2018 г.), а также на основании стоимостной оценки проведения СМР и ПНР для объектов-аналогов, обнародованных на государственных торговых интернет площадках в открытом доступе.

Стоимость элементов строительства, отображенная в сборниках УНЦ, рассчитана в ценах по состоянию на 01.01.2018 г. Приведение уровня цен 2018 г. к году проведения и реализации мероприятий (2019-2023 гг.) производилось с помощью коэффициентов дефляторов, утвержденных Министерством экономического развития РФ с использованием индекса «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)».

Приведенные капитальные затраты учитывают все затраты производственного назначения, предусмотренные стандартами и нормативно-техническими документами, действующими на территории Российской Федерации, вспомогательные и сопутствующие работы для строительства (реконструкции) электрических сетей.

Все расчеты проводились с учетом местных условий характерных для Сахалинской области.

Поэлементный расчет первоначальных капитальных затрат, требуемых на реализацию разработанных мероприятий (без учета эксплуатационных издержек и издержек на амортизацию оборудования) приведен в таблицах 26.1 и 26.2 для базового и оптимистичного вариантов соответственно.

Таблица 26.1 – Расчет капитальных затрат на реализацию рекомендованных мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше Сахалинской области на период 2019-2023 гг. БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ

№ п/п		Наименование объекта	Мероприятие	Коли- чество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.					
					2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019-2023 гг.
ПАО «Сахалинэнерго»										
1	Южно-Сахалинская ТЭЦ-1		Замена выключателя 110 кВ по сроку службы	2,00	4,96	81,18				86,14
2	ПС 110/35/6 кВ Александровская		Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00			13,43			13,43
			Установка генераторов 8х1 МВт	8,00	3,53	220,08			223,61	
Итого по электрическим станциям					8,49	301,26	13,43	0,00	0,00	323,18
ПС 220/110/35 кВ										
1	ПС 110/35/10 кВ Поронайская		Реконструкция РУ 110 кВ с расширением до схемы №110-4Н: установка 2 выключателей 110 кВ	2,00	94,67					94,67
2	ПС 220/110/35/6 кВ Ногликская		Установка второго трансформатора 110/35/10 мощностью 25 МВА	1,00				3,54	65,19	68,74
			Замена существующего трансформатора 110/35/10 кВ 10 МВА на трансформатор 25 МВА	1,00				3,54	65,19	68,74
			Замена выключателя 110 кВ по сроку службы	3,00		129,56				129,56
			Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00		6,43			6,43	
3	ПС 220/110/35/6 кВ Холмская		Замена ОД и КЗ	2,00		1,11			1,11	
			Замена выключателя 220 кВ по сроку службы	1,00			98,75		98,75	
4	ПС 220/110/35/6 кВ Тымовская		Замена выключателя 110 кВ по сроку службы	2,00			90,26			90,26
			Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	6,00			40,30			40,30
5	ПС 220/110/35/6 кВ Красногорская		Замена выключателя 220 кВ по сроку службы	2,00				206,19		206,19
			Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00				7,01		7,01
			Замена ОД и КЗ	1,00				0,60		0,60
6	ПС 220/110/35/6 кВ Смирных		Замена выключателя 220 кВ по сроку службы	2,00			197,50			197,50
			Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	7,00			47,01			47,01
7	ПС 220/35/10 кВ Томаринская		Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	3,00			20,15			20,15
			Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	3,00			20,15			20,15
			Замена ОД и КЗ	1,00			0,58			0,58
8	ПС 220/35/10 кВ Чеховская		Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	3,00			20,15			20,15
			Замена ОД и КЗ	1,00			0,58			0,58
9	ПС 220/110/10 кВ Краснопольская		Замена выключателя 220 кВ по сроку службы	1,00		94,50				94,50
			Замена выключателя 110 кВ по сроку службы	5,00		215,94				215,94
			Замена ОД и КЗ	2,00		1,11				1,11

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Количество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.				
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2019-2023 гг.
10	ПС 110/35/10 кВ Угледгорская	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	4,00	24,53				24,53
		Замена ОД и КЗ	2,00	1,06				1,06
11	ПС 220/35/10 кВ Углеаводская	Замена ОД и КЗ	2,00	1,06				1,06
12	ПС 220/110/6 кВ Южно-Сахалинская	Замена выключателя 110 кВ по сроку службы	4,00			180,53		180,53
13	ПС 35 кВ Александровская ПП	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	3,00	18,40				18,40
14	ПС 220/35/10 кВ Макаровская	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	4,00		25,71			25,71
15	ПС 110/35/6 кВ Холмск-Южная	Замена ОД и КЗ	2,00	1,06				1,06
16	ПС 110/35/6 кВ Шахтерская	Замена выключателя 110 кВ по сроку службы	1,00	41,21				41,21
17	ПС 110/35/10 кВ Корсаковская	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	5,00				35,06	35,06
18	ПС 110/35/6 кВ Южная	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00			13,43		13,43
19	ПС 110/35/6 кВ Промузел	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	4,00		25,71			25,71
20	ПС 35/10 кВ Яблочная	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	5,00	30,66				30,66
21	ПС 35/10 кВ Костромская	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	3,00	18,40				18,40
22	ПС 35/6 кВ Ливадных	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	3,00	18,40				18,40
23	ПС 35/10 кВ Троицкая	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00	12,27				12,27
24	ПС 35/10 кВ Соловьевка	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00	12,27				12,27
25	ПС 35/10 кВ п/л Восток	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	4,00				29,22	29,22
		Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00	6,13				6,13
26	ПС 110/35/10 кВ Петропавловская	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	4,00	24,53				24,53
		Установка второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	1,00	48,09				48,09
27	ПС 35/10 кВ Анива	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	3,00	18,40				18,40
		Установка второго трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	1,00	42,75				42,75
28	ПС 110/35/10 кВ Правдинская	Расширение РУ 110 кВ до схемы №110-5АН. Установка 2 выключателей 110 кВ	2,00	94,67				94,67
		Замена выключателя 110 кВ по сроку службы	1,00	41,21				41,21
29	ПС 35/10 кВ Воскресеновка	Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00			1,82	5,31	7,13
		Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00				14,02	14,02
30	ПС 35/10 кВ Санаторная	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00				1,70	7,23
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 3 выключателей 35 кВ	3,00				5,45	22,06
31	ПС 35/10 кВ Пятиречье	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00		3,12	10,17		13,29
32	ПС 35/10 кВ Фабричная	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	3,00		4,68	15,26		19,94
33	ПС 35/10 кВ Арги-Паги	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00				14,61	14,61
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00			1,82	5,31	7,13
34	ПС 35/10 кВ Горнозаводская	Замена ОД и КЗ	1,00		0,55			0,55
35	ПС 35/10 кВ Кировская	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00				14,02	14,02

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Коли-чество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.				
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2019-2023 гг.
36	ПС 35/6 кВ Районная	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	5,00	30,66				30,66
37	ПС 35/6 кВ Ударновская	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	5,00	30,66				30,66
38	ПС 35/6 кВ Буюклы	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	4,00	24,53				24,53
39	ПС 35/10 кВ Долинск	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	7,00				51,14	51,14
40	ПС 35/10 кВ Быков	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	7,00	42,93				42,93
41	ПС 35/10 кВ Сокол	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	5,00	30,66				30,66
42	ПС 35/10 кВ Стародубское	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00					
43	ПС 35/10 кВ Березняки	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00		6,43		14,61	14,61
44	ПС 35/10 кВ Хомутово	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	7,00	42,93				42,93
45	ПС 35/10 кВ Ново-Александровка	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	4,00	24,53				24,53
46	ПС 35/10 кВ Дальняя	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	6,00	36,80				36,80
47	ПС 35/6 кВ Леонидово	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	5,00	30,66				30,66
48	ПС 35/6 кВ Мгачи	Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00			1,82	5,31	7,13
50	ПС 35/10 кВ Дачная	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	6,00	8,93	29,21			38,13
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА	1,00	1,45	13,73			15,19
51	ПС 35/10 кВ Малиновка	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	3,00				5,10	16,17
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА	1,00				1,66	17,28
52	ПС 35/10 кВ Забайкалец	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00					14,47
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА	1,00				1,66	17,28
53	ПС 35/10 кВ Гастелло	Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА	1,00				1,66	17,28
		Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00				1,70	7,23
54	ПС 35/10 кВ Адо-Тымово	Расширение РУ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00				3,64	14,70
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА	1,00			1,59	10,99	12,58
55	ПС 35/10 кВ Арково	Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00			3,64	10,62	14,26
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 0,63 МВА	1,00			1,59	1,68	3,27
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00			3,64	10,62	14,26

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Количество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.				
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2019-2023 гг.
56	ПС 35/10 кВ Чапаево	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00	2,83	9,74			12,57
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1х1,0 МВА	1,00	1,45	7,39			8,85
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00	3,32	9,74			13,06
57	ПС 35/10 кВ Тамбовка	Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1х1,0 МВА	1,00	1,45	7,39			8,85
		Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00	1,49	4,87			6,36
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00	3,32	9,74			13,06
58	ПС 110/35/6 кВ Поронайская	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	9,00				16,00	16,00
		Замена ОД и КЗ	2,00				0,32	0,32
59	ПС 35/10 кВ Красноярская	Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА	1,00		1,38	10,52		11,91
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 3 выключателей 35 кВ	3,00		5,22	15,26		20,48
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1,8 МВА	1,00		1,52	12,24		13,76
60	ПС 35/10 кВ Симаново	Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00		3,48	10,17		13,65
		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА	1,00			1,59	8,07	9,66
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00			3,64	10,62	14,26
61	ПС 35/6 кВ Лесогорская	Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА	1,00			1,59	8,07	9,66
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00			3,64	10,62	14,26
		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА	1,00			1,59	8,07	9,66
62	ПС 35/6 кВ Тельновская	Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00			3,64	10,62	14,26
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА	1,00				1,66	20,12
		Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00				1,66	7,20
63	ПС 35/10 кВ Город	Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00				1,66	7,20
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА	1,00				1,66	13,11
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00				3,64	14,70

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Количество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.				
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2019-2023 гг.
65	ПС 35/10 кВ Пермского	Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 0,63 МВА	1,00				1,66	3,41
		Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00				1,70	7,23
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00				3,64	14,70
66	ПС 35/6 кВ Кошевое	Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 0,63 МВА	1,00				1,66	3,41
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 3 выключателей 35 кВ	3,00				5,45	22,06
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА	1,00				1,66	17,28
67	ПС 35/10 кВ Заозерное	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00				1,70	7,23
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00				1,82	7,35
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА	1,00				1,66	17,28
68	ПС 35/10 кВ Новое	Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00				1,82	7,35
		Замена ОД и КЗ	1,00		0,55			0,55
		Установка второго трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА	1,00				1,66	17,28
70	ПС 35/10 кВ ВЧ	Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00				1,82	7,35
		Итого по ПС		868,37	618,80	829,38	433,74	3 272,02
		ВЛ 220/110/35 кВ						
1	ВЛ 110 кВ С-22	Строительство захода ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Правдинская марки проводом АС-120 протяженностью 0,32 км	0,32	8,67				8,67
2	ПС 110/35/6 кВ Поронайская	Строительство второй питающей ЛЭП 110 кВ длиной порядка 35,4 км проводом марки АС-120.	35,40	556,86				556,86
3	ПС 35/10 кВ Городская	Строительство второй ЛЭП 35 кВ длиной порядка 4,2 км проводом марки АС-120.	4,2		4,07	68,87		72,94
4	ПС 35/10 кВ Пятиречье	Строительство второй ЛЭП 35 кВ длиной порядка 16,9 км проводом марки АС-120.	16,9		15,16	277,12		292,28
5	ПС 35/10 кВ Фабричная	Строительство второй ЛЭП 35 кВ длиной порядка 3,6 км проводом марки АС-120.	3,6		4,07	59,03		63,10
6	ВЛ 35 кВ Корсаковская - Озерская	Строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Корсаковская - Озерская проводом марки АС-120 протяженностью 25 км	25		21,57	409,95		431,51
7	ПС 35 кВ Александровская ПП	Строительство второй ВЛ 35 кВ Александровская - ПП проводом марки АС-95 протяженностью 5,5 км	5,5				4,44	102,55

Продолжение таблицы 26.1

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Коли-чество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.					2019-2023 гг.
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
8	ВЛ 35 кВ Арги-Паги - Мгачи	Строительство ВЛ 35 кВ Арги-Паги – Мгачи длиной порядка 26,5 км проводом марки АС-120.	26,5			23,44	453,66		477,10
9	ПС 35/10 кВ Стародубская	Строительство второй ВЛ 35 кВ Долинская - Стародубская проводом марки АС-95 протяженностью 9,06 км	9,06				8,47	161,62	170,09
10	ПС 35/10 кВ Воскресеновка	Строительство второго захода на ПС 35/10 кВ Воскресеновка проводом марки АС-120 протяженностью 0,47 км	0,47			0,64	8,05		8,69
11	ПС 35/10 кВ Санаторная	Строительство второго захода на ПС 35/10 кВ Санаторная проводом марки АС-120 протяженностью 0,1 км	0,1				0,67	1,78	2,46
12	ПС 35/10 кВ Арково	Строительство заходов на ПС 35/10 кВ Арково проводом марки АПСКП-150 протяженностью 0,1 км	0,20			0,64	3,42		4,07
13	ПС 35/10 кВ Красноярская	Строительство заходов на ПС 35 кВ Красноярская проводом марки АС-70 протяженностью 0,035 км	0,04		0,25	0,57			0,82
14	ПС 35/10 кВ Симаково	Строительство заходов на ПС 35 кВ Симаково проводом марки АС-120 протяженностью 1,323 км	1,32		4,07	21,69			25,76
15	ПС 35/6 кВ Лесогорская	Строительство заходов на ПС 35 кВ Лесогорская проводом марки СИП-95 протяженностью 1,3 км	1,30			4,25	22,26		26,51
16	ПС 35/10 кВ Город	Строительство второй ВЛ 35 кВ Порожайская - Город проводом марки АС-95 протяженностью 1,5 км	1,50				4,44	26,76	31,19
17	ПС 35/10 кВ Тихменово	Строительство второго захода на ПС 35/10 кВ Тихmeneво проводом марки АС-70 протяженностью 0,16 км	0,16				0,67	2,85	3,53
18	ПС 35/10 кВ Лермонтово	Строительство заходов на ПС 35 кВ Лермонтово проводом марки АС-120 протяженностью 0,1 км	0,2				0,67	3,57	4,24
19	ПС 35/6 кВ Кошное	Строительство заходов на ПС 35 кВ Кошное проводом марки АС-95 протяженностью 0,06 км	0,12				0,67	2,14	2,81
20	ПС 35/10 кВ Заозерное	Строительство второй ВЛ 35 кВ Макаровская - Заозерная проводом марки АС-95 протяженностью 28,4 км	28,40				25,71	506,61	532,32
21	ПС 35/10 кВ Новое	Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Новое от ВЛ 35 кВ Южно-Сахалинская ГРЭС - ПС 35 кВ Разрез (Г-312) проводом марки АС-120 протяженностью 6,6 км	6,6				4,84	117,73	122,57

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Количество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.					
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019-2023 гг.
22	ПС 35/10 кВ Ясное	Строительство ВЛ 35 кВ Тымовская - Ясное проводом марки АС-70 протяженностью 25,5 км	25,5			22,54	436,54		459,08
23	ПС 35/10 кВ ВЧ	Строительство второй ВЛ 35 кВ Адо-Тымово - ВЧ длиной порядка 10,8 км проводом марки АС-70	10,8				8,47	192,65	201,12
Итого по ВЛ				565,53	49,17	888,76	982,98	1 113,83	3 600,27
Итого для ПАО «Сахалинэнерго»				1 442,39	969,23	1 731,57	1 416,73	1 635,55	7 195,47
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»									
ПС 35 кВ									
1	ПС 35/6 кВ II-я Площадь	Замена трансформатора 2х1,6 МВА	2,00				3,32	22,89	26,22
2	ПС 35/6 кВ Мирзоева	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00				1,70	5,53	7,23
3	ПС 35/6 кВ Восточное Эхаби	Замена трансформатора 1х4 МВА 35/6 кВ	1,00	1,45	16,23				17,69
4	ПС 35/6 кВ Мухто	Замена трансформаторов 1х1,6 МВА, 1х2,5 МВА	2,00	2,91	23,80				26,71
5	ПС 35/6 кВ Катангли	Замена трансформаторов 1х1,6 МВА, 1х2,5 МВА	2,00	2,91	23,80				26,71
6	ПС 35/6 кВ Тунгор	Замена трансформатора 2х4 МВА	2,00	2,91	32,47				35,37
7	ПС 35/6 кВ Западное Сабо	Замена трансформатора 1х2,5 МВА	1,00	1,45	13,73				15,19
8	ПС 35/6 кВ Одопту-суша	Замена трансформатора 1х2,5 МВА	1,00	1,45	1,52	14,35			15,88
9	ПС 35/6 кВ БКНС	Замена трансформатора 1х1,0 МВА	1,00	1,45	7,39				8,85
10	ПС 35/6 кВ Монги	Замена трансформатора 1х1,0 МВА	1,00			1,59	8,07		9,66
11	ПС 35/6 кВ Даги	Замена трансформатора 1х2,5 МВА	1,00		1,52	14,35			15,88
12	ПС 35/6 кВ Сахарная Сопка	Замена трансформатора 1х4 МВА 35/6 кВ	1,00	1,45	16,23				17,69
13	ПС 35/6 кВ БКНС	Замена трансформатора 1х4 МВА 35/6 кВ	1,00				1,66	18,45	20,12
14	ПС 35/6 кВ Монги	Замена трансформатора 1х6,3 МВА	1,00		1,52	23,30			24,82
15	ПС 35/6 кВ Даги	Замена трансформатора 1х4 МВА 35/6 кВ	1,00			1,59	17,71		19,30
16	ПС 35/6 кВ Даги	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00			3,18	10,62		13,81
17	ПС 35/6 кВ Даги	Замена трансформатора 1х4 МВА 35/6 кВ	1,00			1,59	17,71		19,30
18	ПС 35/6 кВ Сахарная Сопка	Замена трансформатора 1х2,5 МВА	1,00	14,56					14,56
19	ПС 35/6 кВ Сахарная Сопка	Установка второго трансформатора 35/6 кВ 1х2,5 МВА	1,00		1,52	14,35			15,88
20	ПС 35/6 кВ Сахарная Сопка	Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00		1,74	5,09			6,83
21	ПС 35/6 кВ Сахарная Сопка	Замена трансформатора 1х0,4 МВА	1,00				1,66	2,38	4,04
22	ПС 35/0,4 кВ УЗГ	Установка второго трансформатора 35/0,4 кВ мощностью 1х0,4 МВА	1,00				1,66	1,88	3,54
23	ПС 35/0,4 кВ УЗГ	Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00				1,82	5,53	7,35

Продолжение таблицы 26.1

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Коли-чество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.					
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019-2023 гг.
14	ПС 35/6 кВ Кыдыланья	Замена трансформатора 1х1,0 МВА	1,00	8,51					8,51
		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА	1,00	1,45	7,39				8,85
		Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00	1,49	4,87				6,36
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00	1,66	4,87				6,53
15	ПС 35/6 кВ Гиляко-Абунан	Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА	1,00			1,66	8,41	10,07	
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-5АН. Установка 2 выключателей 35 кВ	2,00			3,64	11,07	14,70	
16	ПС 35/6 кВ Нельма	Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА	1,00	1,45	7,39			8,85	
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00	1,66	4,87			6,53	
17	ПС 35/0,4 кВ Южный Купол №1	Установка второго трансформатора 35/0,4 кВ мощностью 1х0,4 МВА	1,00	1,45	1,65			3,10	
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00	1,66	4,87			6,53	
18	ПС 35/6 кВ Южные Монги	Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1,6 МВА	1,00			1,66	11,45	13,11	
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00			1,82	5,53	7,35	
19	ПС 35/6 кВ 2-я Бригада	Замена трансформатора 1х1,6 МВА	1,00	1,45	10,07			11,52	
		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1х1,0 МВА	1,00			1,66	8,41	10,07	
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00			1,82	5,53	7,35	
Итого по ПС ВЛ 35 кВ				49,89	187,49	79,40	78,20	107,07	502,04
1	ВЛ-35 кВ Ногликская – Катангли	Реконструкция ВЛ 35 кВ	24,80	422,38					422,38
2	ВЛ 35 кВ Ногликская – Даги	Реконструкция ВЛ 35 кВ	38,90	660,92					660,92
3	ВЛ-35 кВ Мухто	Реконструкция ВЛ 35 кВ	26,20		23,18		486,04		509,23
4	ВЛ-35 кВ Колендо	Реконструкция ВЛ 35 кВ	31,60	536,83					536,83
5	ВЛ-35 кВ Эхаби	Реконструкция ВЛ 35 кВ	32,50		31,18	577,51			608,69
6	ВЛ-35 кВ Сахарная Сопка	Реконструкция ВЛ 35 кВ	22,30	19,05	379,19				398,25
7	ВЛ-35 кВ Одопту	Реконструкция ВЛ 35 кВ	29,40				26,89	568,32	595,21
8	ВЛ-35 кВ Западное Сабо	Реконструкция ВЛ 35 кВ	7,30				7,40	141,11	148,51
9	ВЛ-35 кВ НП Сабо	Реконструкция ВЛ 35 кВ	24,80			22,28	460,07		482,35

Продолжение таблицы 26.1

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Количество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.				
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2019-2023 гг.
10	ВЛ 35 кВ Сабо	Реконструкция ВЛ 35 кВ Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35/6 кВ Гилико-Абунаи длиной порядка 1 км проводом марки АС-50	50,80	858,36				858,36
11	ВЛ 35 кВ Тунгор – Нельма №2	Строительство ВЛ 35 кВ Тунгор – Нельма №2 длиной порядка 10,5 км проводом марки АС-70	1,00				4,44	22,28
12	ВЛ 35 кВ Южный Купол	Строительство ВЛ 35 кВ Тунгор – Нельма №2 длиной порядка 10,5 км проводом марки АС-70 Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35/0,4 кВ УЗГ от ВЛ 35 кВ Южный Купол длиной порядка 1 км проводом марки АС-70 Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35/0,4 кВ Южный Купол №1 от ВЛ 35 кВ Южный Купол длина порядка 1 км проводом марки АС-70 Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35/6 кВ Одоту от ВЛ 35 кВ Южный Купол длиной порядка 1 км проводом марки АС-70	10,50	7,41	164,76			172,17
13	ВЛ 35 кВ Тунгор - Мухто с отпайками	Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35/0,4 кВ Южный Купол №1 от ВЛ 35 кВ Южный Купол длина порядка 1 км проводом марки АС-70 Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35/6 кВ Одоту от ВЛ 35 кВ Южный Купол длиной порядка 1 км проводом марки АС-70 Строительство одноцепной ВЛ 35 кВ Тунгор - Мухто с отпайками на ПС 35/6 кВ Сабо и ПС/6 35 кВ Кыдыланы длиной порядка 54,2 км проводом марки АС-120	1,00	3,88	15,69			19,57
14	ВЛ 35 кВ Колендо №2	Строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Колендо с отпайками на ПС 35 кВ БКНС и ПС 35 кВ Новгородская длиной порядка 27 км проводом марки АС-95	1,00	3,88	15,69			19,57
15	ВЛ 35 кВ Ногликская - Вал	Строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Колендо с отпайками на ПС 35 кВ БКНС и ПС 35 кВ Новгородская длиной порядка 27 км проводом марки АС-95 Строительство участка второй цепи ВЛ 35 кВ Ногликская - Вал с отпайками суммарной длиной порядка 41,7 км проводом АС-95	54,20	34,10	850,49			884,59
16	ВЛ 35 кВ Ногликская - Набиль	Строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Колендо с отпайками на ПС 35 кВ БКНС и ПС 35 кВ Новгородская длиной порядка 27 км проводом марки АС-95 Строительство участка второй цепи ВЛ 35 кВ Ногликская - Вал с отпайками суммарной длиной порядка 41,7 км проводом АС-95	27,00	21,76	423,68			445,43
Итого по ВЛ			41,70				34,02	777,88
Итого для ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»			50,00		35,00	819,89		854,89
				2 572,45	1 931,38	1 442,86	1 018,86	8 436,68
				2 622,34	2 118,87	1 522,26	1 097,06	8 938,72

Продолжение таблицы 26.1

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Коли-чество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.					
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019-2023 гг.
Электросетевые объекты, эксплуатируемые ООО «Охинские электрические сети»									
ВЛ 35 кВ									
1	ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - Москальво с отпайкой на ПС 35/6 кВ Лагури	Строительство второй цепи ВЛ Охинская ТЭЦ - Москальво с отпайкой на ПС 35 кВ Лагури длиной порядка 29,8 км проводом марки АС-70	29,8			25,76	510,16	535,91	
Итого по ВЛ				0,00	0,00	25,76	510,16	535,91	
ПС 35 кВ									
1	ПС 35/6 кВ Аэропорт	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	1,00				1,70	5,53	7,23
2	ПС 35/6 кВ Медвежье озеро	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00	2,98	9,74				12,71
3	ПС 35/6 кВ Новогородская	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00			3,26	10,62		13,88
4	ПС 35/6 кВ Москальво	Замена выключателя 35 кВ по сроку службы	2,00	2,98	9,74				12,71
Итого по ПС				5,95	19,47	3,26	12,32	5,53	46,54
Итого для электросетевых объектов, эксплуатируемых ООО "Охинские электрические сети"				5,95	19,47	29,02	522,48	5,53	582,45
АО «Охинская ТЭЦ»									
1	Охинская ТЭЦ	Замена трансформатора Т1 7,5 МВА 35/6 кВ	1,00			1,59	25,65		27,24
		Замена трансформатора Т2 7,5 МВА 35/6 кВ	1,00			1,59	25,65		27,24
		Замена трансформатора Т3 40 МВА 110/35/6 кВ	1,00			3,39	65,46		68,85
		Замена трансформатора Т4 40 МВА 110/35/6 кВ	1,00			3,39	65,46		68,85
2		Расширение РУ 35 кВ Охинской ТЭЦ на 2 линейные ячейки выключателей 35 кВ	2,00	12,61				12,61	
Итого для АО «Охинская ТЭЦ»				12,61	0,00	9,97	182,21	0,00	204,79
МУП «Водоканал»									
ПС 35 кВ									
1	ПС 35 кВ Вал	Замена трансформатора 1х4 МВА 35/6 кВ	1,00	1,45	16,23				17,69
		Установка второго трансформатора 35/6 кВ мощностью 1,6 МВА	1,00				1,66	11,45	13,11
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-4Н. Установка 1 выключателя 35 кВ	1,00				1,82	5,53	7,35
Итого для МУП «Водоканал»				1,45	16,23	0,00	3,48	16,98	38,15

Окончание таблицы 26.1

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Количество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.				
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
МУП «Электросервис» городского округа «Город Южно-Сахалинск»								
1	ПС 35 кВ Синегорская	Замена трансформаторов 1х1,6 МВА, 1х2,5 МВА	2,00	25,62				25,62
Итого для МУП «Электросервис» городского округа «Город Южно-Сахалинск»				25,62	0,00	0,00	0,00	25,62
МО Южно-Курильский ГО								
1	ДЭС с. Крабозаводское о. Шикотан	Строительство дизель-генераторов в с. Крабозаводское мощностью не менее 0,8 МВт	1,00	35,28				35,28
2	ДЭС с. Малокурильское о. Шикотан	Строительство дизель генераторов в с. Малокурильское мощностью не менее 1,8 МВт	1,00	72,45				72,45
Итого для МО Южно-Курильский ГО				107,73	0,00	0,00	0,00	107,73
Итого по базовому варианту, млн руб.				4 218,09	3 123,80	3 292,82	3 221,95	17 092,93
Итого с учетом НДС (20%), млн руб.				5 061,71	3 748,56	3 951,39	3 883,51	20 511,51

Таблица 26.2 – Расчет капитальных затрат на реализацию рекомендованных мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше Сахалинской области на период 2019 -2023 гг. ОПТИМИСТИЧНЫЙ ВАРИАНТ

№ п/п	Наименован ие объекта	Мероприятие	Коли- чество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.					
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2019-2023 гг.	
Реализация мероприятий по базовому варианту									
Итого по базовому варианту, млн руб.				4 218,09	3 123,80	3 292,82	3 221,95	17 092,93	
ПАО «Сахалинэнерго»									
Электрические станции									
1	Сахалинская ГРЭС	Установка двух автотрансформаторов 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый	2,00				7,09	260,41	267,50
		Расширение РУ 220 кВ на 2 линейные ячейки. Установка 2 выключателей 220 кВ	2,00				5,27	242,95	248,22
		Расширение РУ 35 кВ до схемы №35-9. Установка 3 выключателей 35 кВ	3,00				5,45	16,60	22,06
Подстанции 220/110/35/10/6 кВ									
1	ПС 110/35/6 кВ Южная	Замена существующих трансформаторов 2х40 МВА на трансформаторы 2х63 МВА	2,00			6,79	198,50		205,29
2	ПС 35/10 кВ Радиоцентр	Установка БСК 1х3,75 Мвар на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ Радиоцентр	1,00		5,11				5,11
Итого для ПАО «Сахалинэнерго»				0,00	5,11	6,79	216,31	519,97	748,18

Продолжение таблицы 26.2

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Количество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.					
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019-2023 гг.
МО Южно-Курильский ГО									
1	Строительство ДЭС на о. Шикотан	Ввод в работу ДЭС общей мощностью 25 МВт (с выводом в резерв существующих ДЭС о. Шикотан)	1,00	1 638,00					1 638,00
2	ВЛ 110 кВ МГТЭС - Малокурильское на о. Шикотан	Строительство ВЛ 110 кВ МГТЭС - Малокурильское, протяженностью 5,7 км, проводом АС-300	5,70	6 554,98					6 554,98
3	ВЛ 110 кВ МГТЭС - Крабовозаводское на о. Шикотан	Строительство ВЛ 110 кВ МГТЭС - Крабовозаводское, протяженностью 5,7 км, проводом АС-70	5,70	6 558,06					6 558,06
4	ПС 110/6 кВ Малокурильское на о. Шикотан	Строительство понижающей ПС 110/6 с трансформатором 110/6 кВ 1х25 МВА в с. Малокурильское и строительством КЛ 6 кВ до существующей ДЭС	1,00	44,86					44,86
5	ПС 110/6 кВ Крабовозаводское на о. Шикотан	Строительство понижающей ПС 110/6 с трансформатором 110/6 кВ 1х25 МВА в с. Крабовозаводское и строительством КЛ 6 кВ до существующей ДЭС	1,00	44,86					44,86

Окончание таблицы 26.2

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие	Коли- чество, шт/км	Стоимость реализации, млн руб.					
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019-2023 гг.
6	Строительство ДЭС на о. Кунашир	Ввод в работу ДЭС общей мощностью 14 МВт	1,00	955,50					955,50
Итого для МО				15 796,26	0,00	0,00	0,00	0,00	15 796,26
Итого по оптимистичному варианту, млн руб.				20 014,35	3 128,91	3 299,61	3 438,26	3 756,23	33 637,36
Итого с учетом НДС (20%), млн руб.				24 017,22	3 754,70	3 959,54	4 125,91	4 507,47	40 364,83

Согласно первоначальному укрупнённому подсчету капитальных вложений на реализацию базового варианта мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше Сахалинской области на период 2019-2023 гг. потребуется **17 092,93** млн руб. (без НДС); на реализацию оптимистичного варианта – **33 637,36** млн руб. (без НДС).

Таблица 26.3 – Сводное представление о требуемых размерах первоначальных инвестиций с разбивкой по Собственникам объектов (без НДС)

Базовый вариант		
№	Наименование собственника	Требуемые первоначальные инвестиции
1	ПАО «Сахалинэнерго»	7 195,47
2	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	8 938,72
3	Электросетевые объекты, эксплуатируемые ООО «Охинские электрические сети»	582,45
4	АО «Охинская ТЭЦ»	204,79
5	МУП «Водоканал»	38,15
6	МУП «Электросервис» городского округа «Город Южно-Сахалинск»	25,62
7	МО Южно-Курильский ГО	107,73
Итого, млн руб.		17 092,93
Оптимистичный вариант		
№	Наименование собственника	Требуемые первоначальные инвестиции
1	ПАО «Сахалинэнерго»	7 943,65
2	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	8 938,72
3	Электросетевые объекты, эксплуатируемые ООО «Охинские электрические сети»	582,45
4	АО «Охинская ТЭЦ»	204,79
5	МУП «Водоканал»	38,15
6	МУП «Электросервис» городского округа «Город Южно-Сахалинск»	25,62
7	МО Южно-Курильский ГО	15 903,99
Итого, млн руб.		33 637,36

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изменённых	заменённых	новых	аннулиро- ванных				