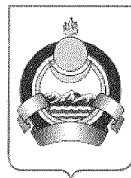


**ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ**



**БУРЯАД УЛАСАЙ
ЗАСАГАЙ ГАЗАР**

РАСПОРЯЖЕНИЕ

ЗАХИРАМЖА

от 30 апреля 2020 г. № 220-р

г. Улан-Удэ

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

1. Утвердить прилагаемую Схему и Программу развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2020 - 2024 годы*.

2. Признать утратившими силу:

- распоряжение Правительства Республики Бурятия от 30.04.2019 № 229-р;

- распоряжение Правительства Республики Бурятия от 06.06.2019 № 325-р;

- распоряжение Правительства Республики Бурятия от 29.07.2019 № 457-р.

3. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его подписания.

**Глава Республики Бурятия -
Председатель Правительства
Республики Бурятия**



А. Цыденов

*Приложение в электронном виде

Проект представлен Министерством по развитию транспорта, энергетики и дорожного хозяйства
тел. 55-55-36

оу2

УТВЕРЖДЕНЫ
распоряжением Правительства
Республики Бурятия
от 30.04.2020 № 220-р

**СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Республики Бурятия
на 2020 - 2024 годы**

Глава 1. Общая характеристика региона

Республика Бурятия как самостоятельный субъект Российской Федерации входит в состав Дальневосточного федерального округа.

Муниципально - территориальное устройство Республики Бурятия включает 21 муниципальный район, 2 городских округа, 18 городских поселений, 255 сельских поселений.

Столица республики - г. Улан-Удэ. Крупные города – Северобайкальск, Кяхта, Гусиноозерск, Закаменск, Бабушкин.

В Республике Бурятия проживает 982,940 тыс. человек. Соотношение городского и сельского населения составляет соответственно 59,11 % и 40,89 %.

Территория Республики Бурятия составляет 351,3 тыс. км².

Климат Бурятии – резко-континентальный, с холодной зимой и жарким летом. Зима холодная, с сухим морозом и малым количеством снега. Весна ветреная, с заморозками и почти без осадков. Лето короткое, с жаркими днями и прохладными ночами, с обильными осадками в июле и августе. Осень наступает незаметно, без резкой смены погоды, в отдельные годы она бывает долгой и теплой. Средняя температура летом +18,5 °С, зимой –22 °С, а среднегодовая температура –1,6 °С. За год в среднем выпадает 244 мм осадков. На территории Бурятии находится большая часть (около 60% береговой линии) озера Байкал – самого глубокого пресноводного озера в мире. Длина Байкала – 636 км, ширина – от 25 до 79 км. Общая длина береговой линии Байкала 2100 км, а площадь акватории – 31,5 тыс. м². Максимальная глубина – 1637 м, средняя – 730 м. Байкал является природным резервуаром пятой части мировых запасов пресной воды высочайшего качества. В озере обитает 2500 различных видов животных и рыб, 250 из которых являются эндемиками.

На территории Бурятии находится около 50 % общероссийских разведанных запасов свинцово-цинковых руд, 35 % молибдена, 16 % запасов плавленого шпата. Уникальные запасы сортов нефрита разнообразных (от белого до черного).

Республика богата минерально-сырьевыми ресурсами. На территории Бурятии за 50 лет активной деятельности геологами разведано более 700

месторождений различных полезных ископаемых, из них более 600 учтены государственным балансом России и территориальным балансом Республики Бурятия. Среди выявленных месторождений 247 золота (228 россыпных, 16 рудных и 3 комплексных). В перечне стратегических видов минерального сырья находятся 7 месторождений вольфрама, 13 - урана, 4 - полиметаллов, по 2 - молибдена и бериллия, по одному - олова и алюминия. Республика Бурятия располагает крупной предварительно оцененной сырьевой базой урана. Балансовые запасы 8 месторождений плавикового шпата способны обеспечить нужды металлургических предприятий Сибири и Дальнего Востока в кусковом флюорите. Балансовых запасов 10 месторождений бурого и 4 месторождений каменного угля хватит на сотни лет для обеспечения потребностей топливно-энергетического комплекса Бурятии. На территории республики выявлены также 2 месторождения асбеста, ряд нефритовых и строительного сырья, а также апатита, фосфорита, графита и цеолитов. Недра Бурятии содержат 48 % балансовых запасов цинка России, 24 % - свинца, 37 % - молибдена, 27 % - вольфрама, 16 % - плавикового шпата и 15 % - хризотил - асбеста. Большинство крупных и уникальных месторождений полезных ископаемых расположены в радиусе до 200 км от ближайших железнодорожных линий ВСЖД и БАМ. Степень геологической изученности недр республики позволяет прогнозировать обнаружение здесь новых перспективных месторождений различных полезных ископаемых, в том числе и новых генетических типов.

По данным государственного учета лесного фонда, общая площадь лесного фонда и лесов, не входящих в лесной фонд, составляет 20,7 млн. га. Запас древесины около 1800 млн. м³, спелой и перестойной – около 770 млн. м³, возможных для эксплуатации 235 млн. м³. Лесистость территории около 63 %. Преобладают хвойные породы.

Освоение лесных ресурсов затруднено по экономическим и природным условиям. Более 46 % лесного фонда находится в зоне Байкала, здесь сконцентрированы наиболее ценные и продуктивные древостой, осуществляется до 87 % лесозаготовок. Лесные ресурсы северо-востока и частично юго-запада значительны, но труднодоступны.

По территории республики проходят Транссибирская железная дорога (г. Улан-Удэ - узловая станция Восточно-Сибирской железной дороги), Байкало-Амурская магистраль, автомагистрали федерального значения. Протяженность железнодорожных путей в Бурятии составляет 1 227 км. Эксплуатационная длина автомобильных дорог - 13 432,7 км.

В Бурятии имеется один аэропорт (Международный аэропорт «Байкал» города Улан-Удэ). Основные производительные силы сосредоточены в г. Улан-Удэ.

Крупные промышленные предприятия:

- ОАО «Селенгинский целлюлозно-картонный комбинат»
- ПАО «Бурятзолото»
- АО «Разрез Тугнуйский»

- Улан-Удэнский ЛВРЗ - филиал АО «Желдорреммаш»
- АО «Улан-Удэнский авиационный завод»
- ОАО "Тимлюйский цементный завод"
- АО «Хиагда»
- ООО «Тугнуйская обогатительная фабрика»
- ОАО «Бурятхлебпром»
- АО «Улан-Удэнское приборостроительное производственное объединение»
- ЗАО «Байкальская лесная компания»
- ООО «Бурятмяспром»
- АО «Молоко Бурятии».

Территория Республики Бурятия богата полезными природными ресурсами, есть необходимый потенциал для развития туристического бизнеса, сельского хозяйства, горнодобывающей отрасли, что показывает Республику Бурятия привлекательной площадкой для инвестиционной деятельности.

Глава 2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Республики Бурятия

2.1. Характеристика энергосистемы Республики Бурятия

Энергосистема Республики Бурятия (далее – ЭС РБ) работает в составе Единой энергетической системы России.

На территории Республики Бурятия расположены следующие поставщики электрической энергии и мощности на Оптовый рынок электрической энергии (далее - ОРЭМ):

- Гусиноозерская ГРЭС – филиал АО «Интер РАО - Электрогенерация»;
- Улан-Удэнская ТЭЦ-1 «Генерация Бурятии» - филиал ПАО «ТГК-14» (в состав входят также Улан-Удэнская ТЭЦ-2, Тимлюйская ТЭЦ – поставщики тепловой энергии и горячего водоснабжения (далее - ГВС);

Прочие электростанции:

- ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК» – станция промышленного предприятия;
- Бичурская СЭС – ГК «Хевел»;
- Хоринская СЭС – ГК «Хевел»;
- Кяхтинская СЭС - ООО «Вершина девелопмент»;
- Кабанская СЭС - ООО «Вершина девелопмент»;
- Тарбагатайская СЭС - ООО «Вершина девелопмент»;
- дизельные электростанции - используемые в аварийных и ремонтных схемах. Собственниками являются различные субъекты электроэнергетики (сетевые компании, крупные потребители).
- Из основных сетевых компаний, работающих на территории Республики Бурятия, необходимо выделить:
- филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Забайкальское предприятие МЭС - эксплуатация электрических сетей и подстанций напряжением 220 кВ и выше;
- филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» - эксплуатация электрических сетей и подстанций напряжением 110 кВ и ниже;
- Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД» - эксплуатация электрических сетей и подстанций;

Всего в Республике Бурятия осуществляют деятельность 19 территориальных сетевых компаний.

Потребители электроэнергии – субъекты ОРЭМ на территории Республики Бурятия:

- На территории Республики Бурятия в соответствии с Приказом Минэнерго России от 08.05.2014 года № 252 гарантирующим поставщиком электрической энергии является АО «Читаэнергосбыт»;

- ООО «Главэнергосбыт», осуществляет покупку электрической энергии для АО «Разрез Тугнуйский», ООО Тугнуйское погрузочно-транспортное управление», ООО «Тугнуйская обогатительная фабрика»;
- ООО «Русэнергосбыт», осуществляет покупку электрической энергии для ОАО «РЖД» на территории Республики Бурятия;
- ЗАО «Система», осуществляет покупку электрической энергии для ООО «Тимлюйский цементный завод» и ООО «Тимлюйский завод»;
- ООО «Инженерные изыскания» осуществляет покупку электрической энергии для ПАО «Бурятзолото» (рудник «Ирокинда» и рудник «Холбинский»);
- ПАО «ТГК-14», осуществляет покупку электрической энергии для собственных нужд Улан-Удэнской ТЭЦ-2;
- ООО «Трансэнергопром», осуществляет покупку электрической энергии для собственных нужд Улан-Удэнского ЛВРЗ;
- ООО «Сибирь» (Баунтовский эвенкийский район).

Функции оперативно-диспетчерского управления на территории Республики Бурятия осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Бурятия» (далее – Бурятское РДУ).

Характеристика энергосистемы представлена в Таблице 1.

Характеристика энергосистемы Республики Бурятия

Таблица 1

Показатель	Значение
Площадь территории, тыс. км ²	351,3
Население республики, тыс. чел.	982,940
Потребление электрической энергии 2019 г., млн. кВт.ч	5549,7
Максимум потребления мощности, 2019 г., МВт.	942
Установленная мощность электростанций всего, МВт	1 444,8
Гусиноозерская ГРЭС, МВт	1 190,00
Улан-Удэнская ТЭЦ-1, МВт	148,8
Селенгинский ЦКК, МВт	36,00
Солнечные ЭС, МВт	70,00
Протяженность ВЛ 500-110 кВ и ниже, всего, км.	33 740,76
ВЛ 500 кВ (в работе на 220 кВ), км.	312,7
ВЛ 220 кВ, км.	3244,1
ВЛ 110 кВ, км.	2758,9
ВЛ 35 кВ и ниже, км.	27 425,06
Количество подстанций, шт.	7949
Напряжением 220 кВ, шт.	25

Напряжением 110 кВ и ниже, шт.	218
ТП, РП, КТП, шт.	7706

На территории Республики Бурятия существует два электрически не связанных между собой энергорайона – Южная часть и Северобайкальский участок. На рисунке 1 представлена общая схема электрических сетей Республики Бурятия.

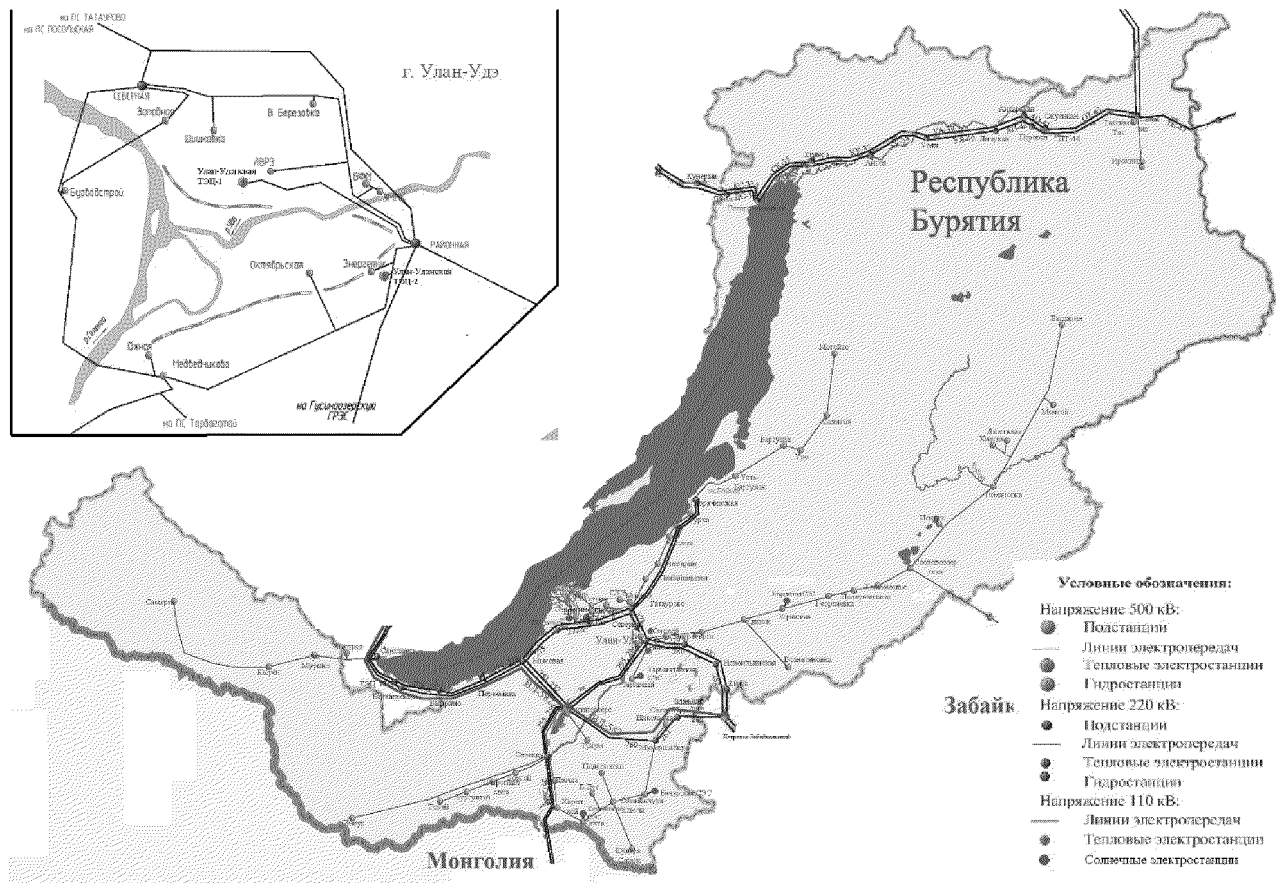


Рис. 1. Карта-схема электрических сетей Республики Бурятия.

Характеристика электрических сетей Республики Бурятия

Южная часть энергосистемы

Основная электрическая сеть Южной части энергосистемы сформирована из линий электропередач и подстанций напряжением 110–220 кВ. Сеть 220 кВ замкнута.

Южная часть энергосистемы (далее - ЭС) Республики Бурятия связана с энергосистемами:

Иркутской области, Забайкальского края, центрального региона Монголии.

С ЭС Иркутской области имеется связь:

- ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582);

- ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273);
- ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК (ВБ-272);
- ВЛ 110 кВ Култук – Зун-Мурино с отпайкой на ПС Быстрая (КЗМ-135).
- С ЭС Забайкальского края имеется связь:
- ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская (ВЛ-583);
- ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижа (КПЗ-283);
- ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Новоильинск (НПЗ-282-284);
- ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур (СПЗ-262);
- ВЛ 110кВ Сосново-Озерская – Беклемишево (СБ-123).
- С центральным регионом ЭС Республики Монголия имеется связь:
- ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257);
- ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258).

Из-за отсутствия крупных энергоемких потребителей в ЭС, график спроса электрической энергии и мощности имеет нестабильный характер с выраженными утренними и вечерними максимумами и дневными и ночными минимумами.

Максимум потребления в Южной части энергосистемы в 2019 году составил 857 МВт (в 2018 г.- 849 МВт, в 2017 г. -870,2 МВт, в 2016г -842,7 МВт, в 2015 г. 864,5МВт).

Северобайкальский участок энергосистемы

Северобайкальский участок энергосистемы Республики Бурятия является транзитным и связан с ЭС Иркутской области и ЭС Забайкальского края.

С ЭС Иркутской области имеется связь:

- ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32);
- ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33);
- ВЛ 220 кВ Таксимо-Мамакан I цепь и ВЛ 110 кВ Таксимо-Мамакан с отпайками обеспечивается питание Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайона
- С ЭС Забайкальского края имеется связь:
- ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47);
- ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара с отпайками (ТТ-72) (нормально отключена со стороны ПС 220 кВ Чара).

Северобайкальский участок энергосистемы Республики Бурятия представляет собой протяженный транзит ЛЭП 220 кВ, входящий в Бодайбинское энергетическое кольцо 220 кВ, образованное узловыми ПС 500 кВ Усть-Кут, ПС 220 кВ Пеледуй, ПС 220 кВ Мамакан, ПС 220 кВ Таксимо (далее – БЭК). Центрами питания для БЭК являются ПС 500 кВ Усть-Кут и Мамаканская ГЭС. БЭК осуществляет электроснабжение потребителей электрической энергии в Бодайбинском, Киренском, Усть-Кутском, Казачинско-Ленском районах Иркутской области,

Северо-Байкальском и Муйском районах Республики Бурятия, Ленском районе Республики Саха (Якутия).

Баланс мощности ЭС Республики Бурятия на час прохождения максимума потребления территории по состоянию на 14 февраля 2019 года представлен в Приложении № 4.

Прогноз спроса на мощность по энергорайонам энергосистемы Республики Бурятия представлен в таблицы 1.1.

Таблица 1.1

Наименование показателя	Единицы измерения	2020	2021	2022	2023	2024
Максимальная мощность, в т.ч.	МВт	995	1011	1029	1049	1064
Южная часть энергосистемы	МВт	890	905	919	931	942
Северобайкальский участок энергосистемы	МВт	105	106	110	118	122

2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии и структура электропотребления ЭС Республики Бурятия

Информация электропотребления ЭС Республики Бурятия за период 2015-2019 годы представлена в Таблице 2.

Динамика электропотребления Республики Бурятия за период с 2015 по 2019 годы

Таблица 2

Наименование / годы	2015	2016	2017	2018	2019
Потребление электрической энергии, млн. кВт.ч	5 363,9	5 394,8	5478,8	5531,4	5549,7
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн. кВт.ч	-44,6	30,9	84,0	52,6	18,3
Среднегодовые темпы прироста, %	-0,8	0,6	1,6	1,0	0,3

График электропотребления Республики Бурятия за период с 2015 по 2019 гг. показан на Рисунке 2.

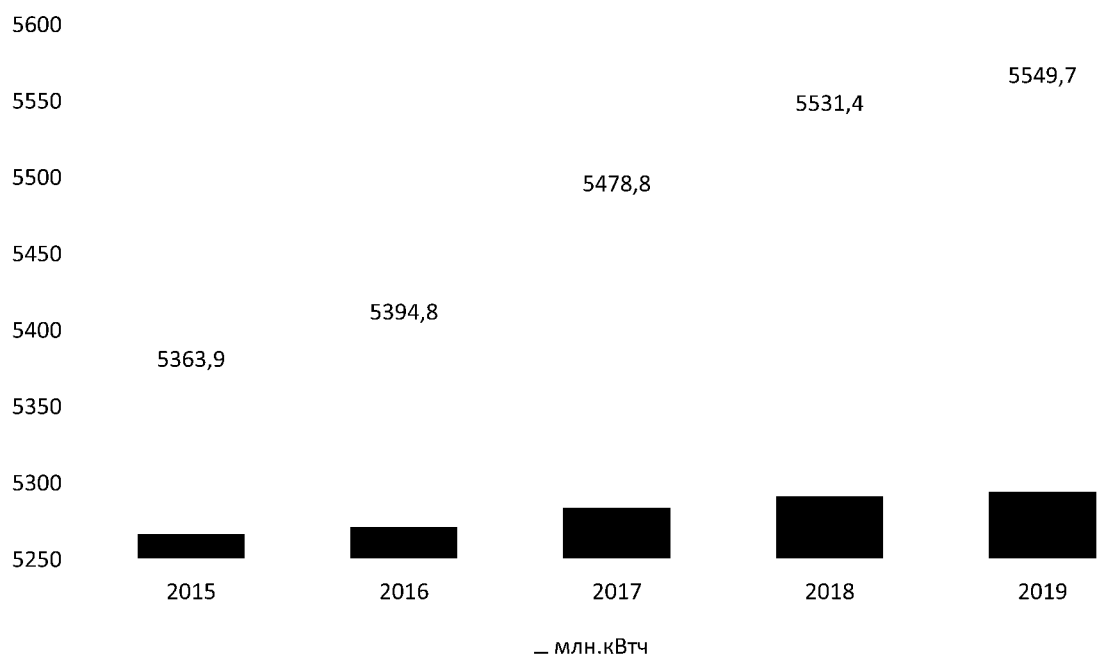


Рис. 2. – Электропотребление территории Республики Бурятия за период с 2015 по 2019 гг.

Структура потребления электрической энергии Республики Бурятия по видам экономической деятельности

В Таблице 3 представлено изменение в структуре потребления электрической энергии территории Республики Бурятия в 2015-2019 годах.

**Структура потребления электрической энергии на территории
Республики Бурятия за период 2015-2019 гг.**

Таблица 3

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	тыс.кВтч					Доля в структуре полезного отпуска, %
	2015	2016	2017	2018	2019	
Всего	5 363 855	5 394 750	5 478 800	5 531 400	5 549 700	
СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ СТАНЦИЙ (ЭНЕРГОСИСТЕМЫ)	699 072	539 430	746 898	656 270	698 673	12,59
ПОТЕРИ В СЕТЯХ*	1 081 083	1 028 953	998 294	864 160	844 827	15,22
ПОЛЕЗНЫЙ ОТПУСК ПОТРЕБИТЕЛЯМ	3 583 700	3 826 367	3 733 608	4 010 770	4 006 200	72,19
<i>в том числе:</i>						
Промышленность - всего	755 865	637 833	559 852	651 455	579 842	14,5
<i>в том числе:</i>						
электроэнергетика	6 303	10 190	9 796	9 887	9 924	1,7
топливная	113 648	88 179	6 522	95 442	145 030	18,1
черная металлургия	435	263	300	359	360	0,1
цветная металлургия	168 674	36 145	41 855	50 441	50 147	8,6
химическая и нефтехим.	1 368	1 990	1 516	2 134	2 142	0,4
машиностроение	130 941	82 130	69 310	68 337	64 474	11,1
деревообр. и ц/бумаж.	195 611	48 313	49 663	54 551	40 236	6,9
промышленность стройматериалов.	64 069	6 240	62 881	58 615	53 590	9,2
легкая	1 284	1 588	1 536	1 565	1 570	0,3
пищевая	47 827	48 214	50 996	39 431	39 580	6,8
другие промышленные производства	25 705	314 577	265 477	270 693	212 845	36,7
Сельское хозяйство	17 713	19 979	18 842	15 696	15 755	0,4
Лесное хозяйство	3876	131	97	89	89,3	0,0
Рыбоводство	1 228	564	1 264	1 269	1 273	0,0
Транспорт и связь	1 177 783	1 245 484	1 304 474	1 332 881	1 267 970	31,7
Строительство	37 948	37 518,89	30 315	27 525	27 629	0,7
ПРОЧИЕ ОТРАСЛИ	707 669	1 011 971	1 003 694	1 112 143	1 116 369	28,4
в т.ч. ЖКХ	182 803	185 545	143 857	133 963	134 472	11,8

НАСЕЛЕНИЕ-всего	881 618	872 883	815 069	968 020	977 270	24,4
в т.ч. сельское	341 191	372 922	355 798	355 798	379 133	38,8

* в том числе потери в сетях ЕНЭС в 2019 году – 187,177 млн. кВтч

Структура потребления электрической энергии Республики Бурятия состоит из следующих основных элементов:

- «Полезный отпуск» - 72,19 % или 4 006 200 тыс. кВт.ч;
- «Потери в сетях» - 15,2 % или 844 827 тыс. кВт.ч;
- «Собственные нужды станций» 12,59 % или 698 673 тыс. кВт.ч

Из приведенных данных Таблицы 3 видно, что в 2019 году по сравнению с 2018 годом произошло изменение по всем основным элементам электропотребления:

- по структуре «Полезный отпуск» произошло снижение на 0,12 %;
- по структуре «Потери в сетях» произошло снижение показателя на 2,23 %;
- по структуре «Собственные нужды станций» произошло увеличение на 6,4 %.

Структура полезного отпуска состоит из следующих основных элементов:

- «Транспорт и связь» - 31,6 % или 1 267 970 тыс. кВт.ч;
- «Прочие отрасли» - 27,86 % или 1 116 369 тыс. кВт.ч;
- «Население» - 24,39 % или 977 270 тыс. кВт.ч.;
- «Промышленность» - 14,47 % или 579 842 тыс. кВт.ч;

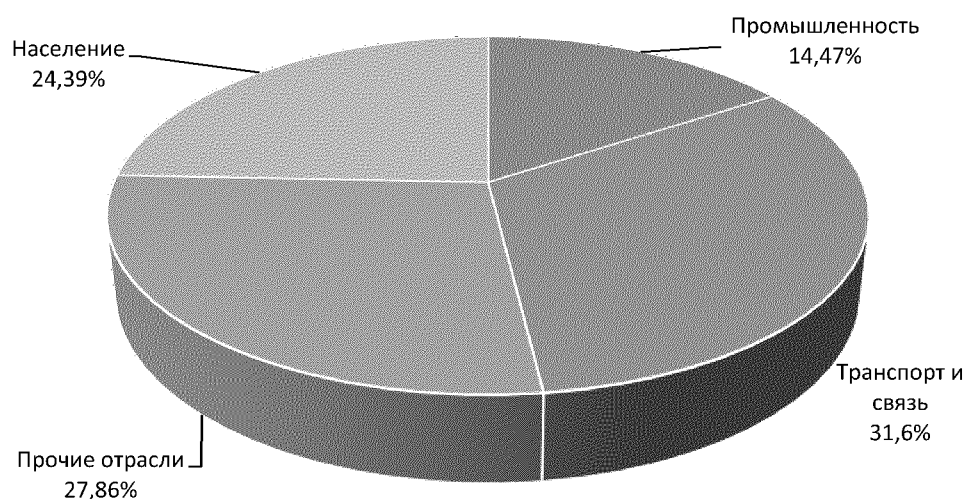


Рис. 3 Структура потребления электрической энергии по видам экономической деятельности за 2019 г. (в %).

Баланс мощности энергосистемы Республики Бурятия в период прохождения максимума представлен в Приложении № 4.

2.3. Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в регионе

Список основных крупных потребителей электрической энергии в энергосистеме представлен в Таблице 4.

Список крупных потребителей электрической энергии за 2019 год

Таблица 4

№ п/п	Наименование потребителя	Адрес потребителя	Вид деятельности	Объем потребления, млн. кВт*ч
1.	Восточно - Сибирская железная дорога	г. Иркутск, ул. Маяковского, д. 25	Железнодорожные перевозки	1258,8
2.	ПАО "Территориальная генерирующая компания № 14"	672000, Забайкальский край, Чита г, Профсоюзная ул, дом № 23	Другие промышленные производства	212,5
3.	ОАО "Селенгинский целлюлозно-картонный комбинат"	671247, Республика Бурятия, р-н Кабанский, пгт Селенгинск, ул Промплощадка	Деревообр. и целл.-бум. промышленность	198,99
4.	ПАО «Бурятзолото»	670045, Бурятия Респ, Улан-Удэ г, Шаляпина ул, дом № 5, корпус В	Добыча руд и песков драгоценных металлов)	102,09
5.	АО «Разрез Тугнуйский»	671353, Бурятия Респ, Мухоршибирский р-н, Саган-Нур п	Добывающая промышленность	104,93
6.	Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорремаш»	670002, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Лимонова, 2Б	Железнодорожное машиностроение	75,3
7.	АО "Улан-Удэнский авиационный завод"	670009, Бурятия Республика, Улан-Удэ г, Хоринская ул, дом № 1	Машиностроение и металлообработка	66,2
8.	ОАО "Тимлюйский цементный завод"	650991, г.Кемерово, ул. Карболитовская, д.1, оф. 104	Машиностроение и металлообработка	56,46
9.	АО «Хиагда»	671510, Бурятия Респ, Баунтовский эвенкийский р-н, п.Хиагда	Добывающая промышленность	57,27
10.	ООО «Тугнуйская обогатительная фабрика»	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган-Нур, ул.	Химическая промышленность	37,628

		Трактовая 1		
11.	МБУ Горсвет	670013, Бурятия Республика, г.Улан-Удэ, ул.Жердева, д.12А	Муниципальный бюджет	15,05
12.	МУП "Управление трамвая"	Бурятия Республика, г.Улан-Удэ, ул.Сахьяновой, д.4	Транспорт	9,9
13.	ОАО "Бурятхлебпром"	Бурятия Республика, г.670000 Улан-Удэ, ул.Куйбышева, д.44	Пищевая промышленность	8,3
14.	Улан-Удэнское приборостроительное объединение	670034, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Х. Намсараева, 7	Электронная промышленность	4,2
15.	ООО «Тугнуйское ПТУ»	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган-Нур, ул. Трактовая 1	Железнодорожные грузовые перевозки	4,81
16.	ЗАО "Байкальская лесная компания"	670013, Республика Бурятия, г Улан-Удэ, ул Ключевская, дом № 21	Деревообр. и целл.-бум. промышленность	3,92
17.	ООО «Бурятмяспром»	670013, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Пугачева, 38	Пищевая промышленность	4,254
18.	АО «Молоко Бурятии»	г. Улан-Удэ ул. Боевая, 6	Пищевая промышленность	4,8
19.	ООО «Аэропорт Байкал»	670018, г. Улан-Удэ, Аэропорт, д.10	Авиaperевозки	2,1

2.4. Динамика изменения максимума потребления мощности

Информация приведена в Таблице 5.

Динамика изменения собственного максимума потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия за период с 2015 по 2019 гг.

Таблица 5

Максимум потребления мощности	2015 25 дек.	2016 20 янв.	2017 13 дек.	2018 27 дек.	2019 14 фев.	2015-2019 мах.
Собственный максимум потребления мощности, МВт	945	943	965	949	942	965

Максимум потребления мощности	2015 25 дек.	2016 20 янв.	2017 13 дек.	2018 27 дек.	2019 14 фев.	2015-2019 мах.
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	-27	-2	22	-16	-7	-
Среднегодовые темпы прироста, %	-2,9	-0,21	2,3	-1,7	-0,73	-

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

Данные по динамике потребления и структуре отпуска тепловой энергии представлены в Таблицах 6, 7.

Динамика потребления тепловой энергии от систем централизованного теплоснабжения в Республике Бурятия

Таблица 6

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	4821	4867	4946	5045	5134
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	244	46	79	99	89
Среднегодовые темпы прироста, %	5,33	1,009	1,62	2,0	1,7

Структура отпуска тепловой энергии от электростанций за 2019 год

Таблица 7

№ п/п	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Параметры пара, вид топлива
Филиал «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» *			
1	Гусиноозерская ГРЭС	238,948	130 кгс/см ² , 540°С, Основное-уголь, Растопочное – мазут.
2	Котельные	3,316	уголь
Всего:		242,264	
Филиал ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии»			

№ п/п	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Параметры пара, вид топлива
1	Улан-Удэнская ТЭЦ-1	1798,725 (паром 100,234)	ЧВД: Р _{пе} =96,6 кгс/см ² , Т _{пе} =537,3 С. ЧСД: Р _{пе} =36,5 кгс/см ² , Т _{пе} =440,9 С. Основное – каменный уголь, Растопочное – мазут
2	Улан-Удэнская ТЭЦ-2	587,710	Р _{пе} =13,2 кгс/см ² , Т _{пе} =252,7 С. Основное – каменный уголь, Растопочное – мазут
3	Тимлюйская ТЭЦ	75,082	Р _{пе} =38,2 кгс/см ² , Т _{пе} =394,3 С. Основное – бурый уголь
4	Котельные УУЭК	426,401	уголь/мазут/газ/э/э
Всего:		2887,918	
Станции промышленных предприятий			
1	ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	141,12859	Тепловая энергия, теплоноситель, пар. Вид топлива: уголь.
Всего, в.т.ч.:		141,12859	

*- Отпуск тепловой энергии в паре не производится.

2.6. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии

Перечень основных потребителей тепловой энергии представлен в Таблице 8.

Перечень основных потребителей тепловой энергии в 2019 году

Таблица 8

N п/п	Потребитель	Годовое потребление тепловой энергии, тыс. Гкал
1.	Гусиноозерская ГРЭС всего (с учетом собственных	155,421

	потребителей), в т.ч.:	
1.1.	Население	116,099
1.2.	Прочие всего, в том числе	39,322
2.	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, 2 всего (с учетом собственных потребителей), в т.ч.:	2018,15
2.1	Население	1145,82
2.2.	Прочие всего, в том числе	872,33
2.2.1	Улан-Удэнский ЛВРЗ - филиал ОАО "Желдорреммаш"	74,65
	в паре	100,23
2.2.2.	ОАО "РЖД"	33,61
2.2.3.	Объекты Минобороны	24,28
2.2.4.	БГСХА им В.Р.Филиппова ФГБОУ ВПО	13,66
2.2.5.	Бурятский Государственный университет ФГБОУ ВПО	13,31
2.2.6.	ВСГУТУ ФГБОУ ВПО	17,60
3.	Котельные У-УЭК:	338,09
3.1.	Население	235,50
3.2.	Прочие	102,59
4.	Ведомственные котельные:	134,81
4.1.	Население	107,68
4.2.	Прочие	27,13

2.7. Основные характеристики теплосетевого хозяйства Республики Бурятия

Тепловую энергию в горячей воде и паре в республике вырабатывают 5 тепловых станций и порядка 673 котельных суммарной установленной мощностью 2,77 тыс. Гкал/ч., в т.ч.:

- Улан-Удэнская ТЭЦ-1 (с пиковыми водогрейными котлами)	688 Гкал/час;
- ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	418,0 Гкал/час;
- Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (пиковая котельная)	380,0 Гкал/час;
- Гусиноозерская ГРЭС	221,0 Гкал/час;
- Тимлойская ТЭЦ	59,6 Гкал/час;
Итого:	1767,6 Гкал/час.

2.8. Информация о планируемых вводах-выводах генерирующего оборудования электрических станций региона, прогноз ограничения установленной мощности оборудования, данные о перемаркировке и модернизации оборудования

Предложения по выводу из эксплуатации (как окончательному, так и под замену) генерирующего оборудования на действующих электростанциях (отчет 2019 г. и прогноз до 2024 г.)

Таблица 9

№ п/п	Наименование электростанции	Место расположения площадки (наименование населенного пункта и адм. района)	Вывод из эксплуатации (окончательный демонтаж – без дальнейшей замены, демонтаж под замену)	Номер энергоагрегата (станционный номер)	Марка выводимого энергоагрегата (энергоблока)	Вид топлива выводимого энергоагрегата	Установленная мощность выводимого энергоагрегата МВт	Ожидаемые месяц и год вывода из эксплуатации и (период 2020-2024 г.г.)
1.	Улан-Удэнская ТЭЦ-1	-	-	-	-	-	-	-
2.	ТЭЦ ОАО «СЦКК»	-	-	-	-	-	-	-
3.	Тимлюйская ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-
4.	Гусиноозерская ГРЭС	-	-	-	-	-	-	-

Предложения по строительству новых электростанций, расширению и замене генерирующего оборудования на действующих электростанциях (отчет 2019 г. и прогноз до 2024 г.)

Таблица 10

Наименование электростанции	Место расположения площадки (наименование населенного пункта и адм. района для нового строительства)	Направление инвестиций (новое строительство, расширение, замена)	Номер энергоагрегата или очереди (станционный номер)	Марка энергоагрегата (энергоблока)	Вид топлива	Установленная мощность вводимого энергоагрегата, МВт	Ожидаемые месяц и год ввода в эксплуатацию (период 2019-2023 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капитальные вложения, тыс. руб./кВт	Удельный расход топлива на э/э, кг у.т./кВт.ч	Удельный расход топлива на т/э, кг у.т./Гкал	Отпуск тепла из теплофикационного отбора, для ТЭС; Гкал/ч.	Индикатор включения инвестиционного проекта в ДПМ (да/нет)
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	г. Улан-Удэ	замена	№ 6	ПР-30-90	Каменный уголь	30	04.2019	Выполнено	12,94 тыс. руб./кВт без НДС	341,9	147,6	47	нет
Хоринская СЭС	Республика Бурятия, Хоринский район, с. Хоринск	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	11.2019	выполнено	-	-	-	-	
Кабанская СЭС	Республика Бурятия, Кабанский район, с. Кabanск	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	11.2019	выполнено	-	-	-	-	
Тарбагатайская СЭС	Республика Бурятия, Тарбагатайский район, с. Тарбагатай	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	10.2019	выполнено	-	-	-	-	
Кяхтинская	Республика	Новое	-	-	Солнечная	15	10.2019	выполнено	-	-	-	-	

Наименование электростанции	Место расположения площадки (наименование населенного пункта и адм. района для нового строительства)	Направление инвестиций (новое строительство, расширение, замена)	Номер энергоагрегата или очереди (станционный номер)	Марка энергоагрегата (энергоблока)	Вид топлива	Установленная мощность вводимого энергоагрегата, МВт	Ожидаемый месяц и год ввода в эксплуатацию (период 2019-2023 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капитальные вложения, тыс. руб./кВт	Удельный расход топлива на э/э, кг у.т./кВт.ч	Удельный расход топлива на т/э, кг у.т./Гкал	Отпуск тепла из теплофикационного отбора, для ТЭС; Гкал/ч.	Индикатор включения инвестиционного проекта в ДПИМ (да/нет)
СЭС	Бурятия, Кяхтинский район, г.Кяхта	строительство			ая энергия			но					
Торейская СЭС 45МВт (1этап 25МВт) Код ГТП - GVIE0694	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Нижний Торей	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	25	2020	строительство	-	-	-	-	-
Торейская СЭС 45МВт (2этап 20МВт) Код ГТП - GVIE0681	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Нижний Торей	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	20	2020	строительство	-	-	-	-	-
Джидинская СЭС 30МВт (1этап 15МВт) Код ГТП -	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Дырестуй	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	2022	строительство	-	-	-	-	-

Наименование электростанции	Место расположения площадки (наименование населенного пункта и адм. района для нового строительства)	Направление инвестиций (новое строительство, расширение, замена)	Номер энергоагрегата или очереди (станционный номер)	Марка энергоагрегата (энергоблока)	Вид топлива	Установленная мощность вводимого энергоагрегата, МВт	Ожидаемый месяц и год ввода в эксплуатацию (период 2019-2023 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел , ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капитальные вложения, тыс. руб/ кВт	Удельный расход топлива на э/э, кг у.т./ кВт.ч	Удельный расход топлива на т/э, кг у.т./ Гкал	Отпуск тепла из теплофикационного отбора, для ТЭС; Гкал/ч.	Индикатор включения инвестиционного проекта в ДПМ (да/нет)
GVIE0690													
Джидинская СЭС 30МВт (2этап 15МВт) Код ГТП - GVIE0687	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Дырестуй	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	2022	строительство	-	-	-	-	-

Прогноз ограничений установленной мощности ТЭС (отчет 2019 г. и прогноз до 2024 г.), МВт

Таблица 11

№ п/п	Наименование	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
1	Ограничения установленной мощности электростанции, на конец года - всего, в т.ч.	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
1.1.	Технические ограничения, в т.ч. по видам	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	Улан-Удэнская ТЭЦ-1
1.2.	Временные ограничения, в т.ч.							
1.2.1.	Длительного действия, в т.ч. по видам							
1.2.2.	Сезонного действия, в т.ч. по видам							
1.2.3.	Апериодического действия, в т.ч. по видам							

Модернизация и перемаркировка генерирующего оборудования (отчет 2019 г. и прогноз до 2024 г.)

Таблица 12

Наименование электростанции	Вид работ (модернизация, перемаркировка)	До модернизации (перемаркировки)		После модернизации (перемаркировки)				Завершение работ (период 2019-2024 гг.)	Текущая стадия проработки и предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капитало вложения , тыс. руб/кВт)	Удельный расход топлива на э/э, г у.т./кВт.ч	Удельный расход топлива на т/э, кг у.т./Гкал	Отпуск тепла из теплофикационного отбора для ТЭС, Гкал/ч
		номер энергоагрегата или очереди (станционный номер)	установленная мощность энергоагрегата, МВт	номер энергоагрегата или очереди (станционный номер)	Тип турбины	вид топлива	установленная мощность энергоагрегата, МВт						
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	Модернизация с перемаркировкой	6	30	6	ПР-30-90	Уголь	30	2019	реализовано	12,94 (без НДС)	363,6	148,2	60
Гусиноозерская ГРЭС	перемаркировка после модернизации	2	190	2	К-210-130	Уголь	210	2024	проектирование		372,85	182,26	27
Гусиноозерская ГРЭС	перемаркировка после модернизации	3	170	3	К-210-130	Уголь	204	03.2022	проектирование		374,09	180,69	27

**Прогноз ограничений установленной мощности на Гусиноозерской ГРЭС
(отчет 2019 г. и прогноз до 2024 г.), МВт**

Таблица 13

№ п/п	Наименование	2019 (отчет)	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
1.	Ограничения установленной мощности Гусиноозерская ГРЭС на конец года - всего, в т.ч.	-	-	-	-	-	-	-
1.1.	Технические ограничения, в т.ч. по видам							
1.2.	Временные ограничения, в т.ч.							
1.2.1.	длительного действия, в т.ч. по видам							
1.2.2.	сезонного действия, в т.ч. по видам							
1.2.3.	апериодического действия, в т.ч. по видам							

2.9. Состав существующих электростанций ЭС РБ

На территории Республики Бурятия расположены электростанции суммарной установленной мощностью 1444,8 МВт:

1. Филиал «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация», установленной мощностью 1190,0 МВт;
2. Филиал ПАО «ТГК-14» – «Генерация Бурятии», имеющая в составе Улан-Удэнскую ТЭЦ-1 с установленной мощностью 148,77 МВт;
3. ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК» с установленной мощностью 36,0 МВт (работает по технологии производства основной продукции).
4. Бичурская СЭС с установленной мощностью 10,0 МВт;
5. Хоринская СЭС с установленной мощностью 15,0 МВт;
6. Кяхтинская СЭС с установленной мощностью 15,0 МВт;
7. Кабанская СЭС с установленной мощностью 15,0 МВт;
8. Тарбагатайская СЭС с установленной мощностью 15,0 МВт

Дизельные электростанции филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» 18,62 МВт используются в ремонтных и аварийных ситуациях. В расчете суммарной установленной мощности энергосистемы не участвуют.

2.10. Техническое состояние оборудования электрических станций

Характеристики оборудования электростанции филиала «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» представлена в Таблице 14.

**Характеристики оборудования электростанции филиала
«Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация»**

Таблица 14

Название филиала	Вид топлива	Энерго-блок	Тип котла	Тип турбины	Мощность турбины, МВт	Тип генератора	Год ввода в эксплуатацию
Гусиноозерская ГРЭС 1190 МВт	уголь, мазут	1	БКЗ-640-140-ПТ1	К-200-130-3	200	ТГВ-200М	1976
		2	БКЗ-640-140-ПТ1	К-190(210) - 130	190	ТГВ-200МУЗ	1977
		3	БКЗ-640-140-ПТ1	К-170(210) - 130	170	ТГВ-235-2МУЗ	1978
		4	БКЗ-640-140-ПТ1	К-210-130-3	210	ТГВ-200-2МГУЗ	1979 (техпереворужение в 2013 году)
		5	ТПЕ-215	К-210(215) - 130	210	ТГВ-200МУЗ	1988

		6	ТПЕ-215	К-210(215) - 130	210	ТГВ-200МУЗ	1993
--	--	---	---------	------------------	-----	------------	------

Характеристики энергетического оборудования электрических станций филиала ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии» представлены в Таблице 15

**Характеристики оборудования электростанций
филиала ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии»**

Таблица 15

Название филиала	Вид топлива	Энерго-блок	Тип котла	Тип турбины	Мощность турбины, МВт	Тип генератора	Год ввода в эксплуатацию
Улан-Удэнская ТЭЦ-1, филиал ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии»	уголь, мазут			Р-8,4-3,4/1 ст.№1	8,4	Т-12-2 УЗ	1997
				Р-12-3,4/0,1 ст.№3	12	Т-12-2 УЗ	2004
				ПР-30-90/10/1,3 ст.№6	30	ТВС-30	2019
				Тп-100/110-8,8 ст.№7	98,37	ТФ-110-2 УЗ	2011
			БКЗ-75-39 ст. №1				1984
			БКЗ-75-39 ст. №2				1987
			БКЗ-75-39 ст. №5				2011
			БКЗ-220-100Ф ст. №6				1963
			БКЗ-220-100Ф ст. №7				1964
			БКЗ-220-100Ф ст. №8				1965
			БКЗ-220-100Ф ст. №9				1974

			КВГМ-100 ст. №12				1986
			КВГМ-100 ст. №13				1986
Улан-Удэнская ТЭЦ-2, филиал ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии»	уголь, мазут		Е-160-1,4- 250 ст. № 1				1991
			Е-160-1,4- 250 ст. № 2				1992
			Е-160-1,4- 250 ст. № 3				1998
			Е-160-1,4- 250 ст. №4				2004
Тимлюйская ТЭЦ, филиал ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии»	уголь		"Ла-Монт" ст. № 3				1954
			ТП-20/39 ст. № 5				1957
			ТП-20/39 ст. № 6				1956
			ТП-35/39 ст. № 7				1960

Характеристики энергетического оборудования электрической станции АО «Селенгинский ЦКК» представлены в Таблице 16

**Характеристики оборудования электростанции
АО «Селенгинский ЦКК»**

Таблица 16

Название	Вид топлива	Энерго- блок	Тип котла	Тип турбины	Мощность турбины, МВт	Тип генератора	Год ввода в эксплуатаци ю
АО «Селенгинс кий ЦКК»				ПТ-12- 35/10М	12	Т 2-12-2	1971
				Р-12-35/5 М	12	Т 2-12-2	1973
				Р-12-35/5 М	12	Т-12-2У3	1991

	Черный щелок (гидролизный лигнин)		СРК-320				1977
	Черный щелок (гидролизный лигнин)		СРК-320				1974
	Черный щелок (гидролизный лигнин)		СРК-320				1974
	уголь		БК375-39				1971
	уголь		БК375-39				1971
	уголь		БК375-39				1975
	уголь		БК375-39				1984
	уголь		БК375-39				1992
	Топливо коро- древесн ое		WGF 75/3.82-1				2019

Характеристики оборудования солнечных электростанций

Таблица 17

Показатель / Наименование станции	Бичурская СЭС (Код ГТП - GVIE0266)	Хоринская СЭС (Код ГТП - GVIE0349)	Кяхтинская СЭС	Кабанская СЭС	Тарбагатайск ая СЭС
Установленная электрическая и тепловая мощность	10МВт	15МВт	15МВт	15МВт	15МВт
Год ввода в эксплуатацию	2017	2019	2019	2019	2019
Топливо	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует
Характеристика	Выдача электроэнергии и в общую сеть	Выдача электроэнергии в общую сеть	Выдача электроэнергии в общую сеть	Выдача электроэнергии в общую сеть	Выдача электроэнергии в общую сеть

2.11. Структура выработки электроэнергии

Структура выработки электрической энергии приведена в Таблице 18.

Основным источником выработки электрической энергии являются ТЭС, принадлежащие различным собственникам.

Основную долю выработки занимает производство электрической энергии филиалом «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация». В 2019 году станцией произведено – 4450,027 млн. кВт*ч или 84,5% общей выработки региона.

Крупными источниками электрической энергии Республики Бурятия являются:

- Улан-Удэнская ТЭЦ-1 (ПАО «ТГК-14») 639,8 млн. кВт*ч или 12,1 %;
- ТЭЦ АО «Селенгинский ЦКК» 156,3 млн. кВт*ч или 2,97 %.

Структура выработки электроэнергии на территории Республики Бурятия в 2019 году

Таблица 18

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт*ч.	Структура, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
ВСЕГО	5263,534	100	-10,6
в т.ч.:			
АЭС	0		
ТЭС	5246,165	99,67	-8,4
в т.ч.:			
Выработка Улан-Удэнская ТЭЦ-1	639,8	12,2	-1,4
Выработка ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	156,3	3	7,8
Выработка Гусиноозерской ГРЭС	4450,0	84,5	-12,4
ДЭС	-	-	-
ГЭС	-	-	-
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ)	-	-	-
в т. ч.:	-	-	-

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт*ч.	Структура, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
Ветровые ЭС	-	-	-
Мини ГЭС	-	-	-
Гео ТЭС	-	-	-
Солнечные ЭС	17,4	0,33	39,2
Прочие	-	-	-

Структура выработки электроэнергии на территории Республики Бурятия представлена на Рисунке 4.

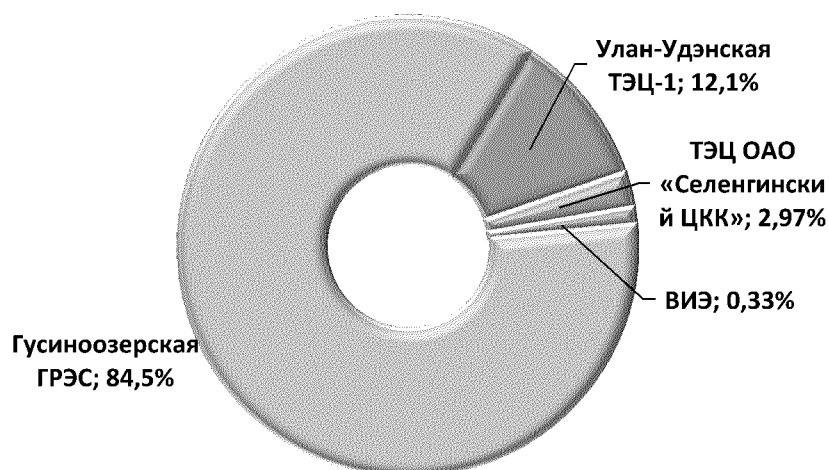


Рис. 4. Структура выработки электроэнергии на территории Республики Бурятия в отчетном году

Других источников выработки электроэнергии (АЭС, ГЭС) на территории Республики Бурятия нет.

2.12. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Баланс электрической энергии ЭС РБ представлен в Таблице 19.

Баланс электрической энергии ЭС РБ 2019 года

Таблица 19

Показатели	Единицы измерения	Отчетные значения
Потребление электрической энергии ЭС	млн. кВт*ч.	5549,715
Сальдо – перетоков со смежными ЭС:	млн. кВт*ч.	286,180
Иркутская область	млн. кВт*ч.	1 009,281
Забайкальский край	млн. кВт*ч.	-498,010
Монголия	млн. кВт*ч.	-225,090
Выработка,	млн. кВт*ч.	5263,535
в том числе:		
ГЭС	млн. кВт*ч.	-
ТЭС, всего	млн. кВт*ч.	5 089,836
КЭС (Гусиноозерская ГРЭС)	млн. кВт*ч.	4450,028
ТЭЦ (Улан-Удэнская ТЭЦ-1)	млн. кВт*ч.	639,809
Электростанции промпредприятий	млн. кВт*ч.	156,329
ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	млн. кВт*ч.	156,329
ДЭС	млн. кВт*ч.	-
СЭС	млн. кВт*ч.	17,369
Число часов использования установленной мощности электростанций		
ТЭС, всего	часов в год	3802
КЭС (Гусиноозерская ГРЭС)	часов в год	3740
ТЭЦ (Улан-Удэнская ТЭЦ-1)	часов в год	4301
Электростанции промпредприятий, всего	часов в год	4342
ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	часов в год	4342
СЭС	часов в год	1064

2.13. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных (с учетом станций промышленных предприятий и муниципальных котельных)

Потребление топлива электростанциями и котельными за 2019 год
Таблица 20

N	Вид топлива	Объем, тн.	в %
Потребление топлива ТЭЦ ПАО "ТГК-14"			
1.1.	Уголь	760 674	99,9
1.2.	Мазут	630	0,1
1.3.	Газ (дрова)		
1.4.	Дизтопливо		
	Итого	761 304	100
Потребление топлива Гусиноозерской ГРЭС			
2.1.	Уголь	2 490 844,157	99,73
2.2.	Мазут	6 707,22	0,27
2.3.	Газ		
2.4.	Дизтопливо		
	Итого	2 497 551,377	100
ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»			
3.1.	Уголь	263435,67	63,1
3.2.	Мазут	1130	0,27
3.3.	Газ		
3.4.	Дизтопливо		
3.5.	Топливо кородревесное (ТКД)	47055,9	11,27
3.6.	Гидролизный лигнин (черный щелок)	105829	25,36
	Итого	417450,57	100
Потребление топлива котельными У-У ЭК г. Улан-Удэ			
4.1.	Уголь	123 709	94,35
4.2.	Мазут	7 264	5,54
4.3.	Газ	148	0,11
4.4.	Дизтопливо		
	Итого	131 121	100

Потребление топлива котельными Республики Бурятия (без г. Улан-Удэ)			
5.1	Уголь	515596,9	97,6
5.2.	Мазут	12853,52	2,4
5.3.	Газ	-	-
5.4.	Дизтопливо	-	-
	Итого	528450,42	100
Всего по территории			
6.1.	Уголь	4 154 260	95,8
6.2.	Мазут	28 585	0,7
6.3.	Газ (СУГ)	148	0,0
6.4.	Дизтопливо	0	
6.5.	Топливо кородревесное (ТКД)	47 056	1,1
6.6.	Гидролизный лигнин (черный щелок)	105 829	2,4
	Всего	4 335 877	100

2.14. Баланс реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Республики Бурятия

К источникам реактивной мощности относятся:

1. Генераторы электрических станций (Гусиноозерская ГРЭС, Улан-Удэнская ТЭЦ-1, ТЭЦ Селенгинского ЦКК), в случае их работы в режиме выработки реактивной мощности.

2. СКРМ, работающие в режиме выработки реактивной мощности (БСК-1,2,3,4 ПС 220 кВ Районная, БСК-1,2 ПС 220 кВ Северобайкальск, КБ-1 ПС 220 кВ Тататурово, БСК ПС 110 кВ Багдарин, КБ-2 ПС 110 кВ Инкурская, БСК-1,2 ПС 110 кВ Самарта), БСК-1,2-10 ПС 110 кВ Джилинда.

3. Зарядная мощность ВЛ 110, 220кВ.

4. Инверторы солнечных электрических станций:

- Бичурская СЭС;
- Хоринская СЭС;
- Тарбагатайская СЭС;
- Кабанская СЭС;

- Кяхтинская СЭС.

К потребителям реактивной мощности относятся:

1. Потребительская нагрузка.
2. Нагрузка собственных нужд станций.
3. Потери в сетях (ВЛ классом напряжения 110, 220 кВ и трансформаторах классом напряжения 110, 220кВ).
4. СКРМ, работающие в режиме потребления реактивной мощности (шунтирующие реакторы: ШР-110 Гусиноозерская ГРЭС, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Ангоя, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Дабан, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Кичера, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Новый Уоян, РТМ-1,2 ПС 220 кВ Окусикан, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Северобайкальск, ШРр-1,2,4 ПС 220 кВ Таксимо, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Янчукан, Р-1 ПС 110 кВ Багдарин, Р-1 ПС ПО кВ Сосново-Озерская, Р-1 ПС 110 кВ Романовка, Р-1,2 ПС 110 кВ Хиагда, управляемые шунтирующие реакторы: УШР-1,2 ПС 220 кВ Районная, ШРр-1,2 ПС 220 кВ Селендума, УШР-220, УШРр-1, УШРр-2 ПС 220 кВ Таксимо, Р-2 ПС 110 кВ Сосново-Озерская).

По данным зимнего контрольного замера 18.12.2019 за 01:00, 06:00, 14:00, 18:00 часы (время московское) по Южной части энергосистемы Республики Бурятия суммарная генерация реактивной мощности превысила потребление, при этом переток в смежные энергосистемы составил 181,6 МВар; 185,6 МВар; 170,7 МВар; 206,4 МВар соответственно. На Северобайкальском участке энергосистемы Республики Бурятия суммарная генерация реактивной мощности также превысила потребление, при этом переток в смежные энергосистемы составил 56,8 МВар; 65,6 МВар; 59,4 МВар; 62,4 МВар соответственно.

По данным летнего контрольного замера 19.06.2019 за 01:00, 07:00, 10:00, 18:00 часы (время московское) по Южной части энергосистемы Республики Бурятия суммарная генерация реактивной мощности превысила потребление, при этом переток в смежные энергосистемы составил 162 МВар; 137,8 МВар, 140,8 МВар, 174,5 МВар соответственно. На Северобайкальском участке энергосистемы Республики Бурятия суммарное потребление реактивной мощности превысило генерацию, при этом переток из смежных энергосистем составил 13,1 МВар; 1,4 МВар; 7,3 МВар; 4,3 МВар соответственно.

Таким образом, балансирование потребления и генерации реактивной мощности в энергосистеме осуществляется имеющимися СКРМ в энергосистеме Республики Бурятия и за счет реверсивных перетоков реактивной мощности из смежных энергосистем.

2.15. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Республике Бурятия

Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Республике Бурятия представлена в Таблице 21.

Макроэкономические показатели Республики Бурятия согласно данных Стратегии социально-экономического развития Республики Бурятия на период до 2035 года

Таблица 21

№	Наименование показателя	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	2022 г	2023 г	2024г
1	Энергоемкость ВРП, кг у.т./10 тыс. руб.	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0а
2	Удельный расход электрической энергии в многоквартирных домах, кВт.ч/кв. м	22,74	22,74	22,68	22,68	22,62	22,62	22,56
3	Удельный расход электрической энергии в бюджетных учреждениях, кВт.ч/кв. м	17,85	17,85	17,79	17,79	17,73	17,73	17,67

Предложения по снижению потерь мощности и электрической энергии

ПАО «ФСК ЕЭС» разработана программа энергосбережения на период 2020-2024 годы. В целях сокращения технологического расхода (потерь) электроэнергии в ЕНЭС в ПАО «ФСК ЕЭС» реализуются следующие мероприятия:

- Мероприятия по оптимизации схемных и режимных параметров в условиях эксплуатации и оперативного управления электрических сетей;
- Мероприятия, направленные на снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- Мероприятия по строительству, реконструкции и развитию электрических сетей, вводу в работу энергосберегающего оборудования (снижение потерь носит сопутствующий эффект).

Программой энергосбережения предусмотрено изменение уровня потерь энергетических ресурсов при их передаче:

2020 год – 25 364,670 млн. кВт*ч; 4,63%;

2021 год – 25 335,215 млн. кВт*ч; 4,62%;

2022 год – 25 305,676 млн. кВт*ч; 4,61%.

Планируется реализация проекта «Энергоэффективная ПС» целью которого является создание нормативно-правовой и технологической базы,

обеспечивающей высокий уровень энергетической эффективности и сокращение энергоемкости электрических подстанций России.

Для достижения заданной цели в рамках национального проекта «Энергоэффективная ПС» обозначены следующие задачи:

- Разработка типовых комплексных проектов применения энергоэффективного оборудования и технологий с учетом наилучших доступных мировых практик энергосбережения.
- Разработка изменений в нормативно-технической и правовой базе в области применения энергосберегающих технологий.
- Сокращение вредных выбросов в атмосферу.
- Стимулирование применения энергоэффективных технологий на объектах электросетевого комплекса России.
- Массовое внедрение передовых технологий энергосбережения на подстанциях электросетевого комплекса России.
- Оптимизация межведомственного обмена информацией и координация усилий профильных министерств и ведомств в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Основные распределительные сети электрической энергии напряжением 110-35 кВ в Республике Бурятия находятся на балансе и в обслуживании филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго».

Для снижения потерь мощности и электрической энергии филиалом разработана «Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности» на период до 2020 года.

Программой предусмотрено:

- замена провода сетей напряжением 110-35 кВ с увеличением сечения для повышения пропускной способности ВЛ;
- замена неизолированного на изолированный провод в электрических сетях 0,4 кВ;
- замена устройств подогрева приводов выключателей на более энергоэффективные (с более высоким КПД);
- внедрение технического учета в электрических сетях;
- отключение силовых трансформаторов на ПС с сезонной нагрузкой;
- выравнивание нагрузок по фазам в распределительной сети 0,4 кВ;
- внедрение энергоэффективных светильников, реле-регуляторов уличного освещения;
- внедрение системы АИИС КУЭ.

2.16. Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Республики Бурятия

Перечень объектов электросетевого хозяйства - ВЛ 220 кВ, ПС 220 кВ, ВЛ 110 кВ, ПС 110 кВ представлен в Приложении № 1.

Глава 3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Бурятия

Существующие проблемы и ограничения дальнейшего развития энергетики Республики Бурятия обусловлены как технологическими факторами, сдерживающими социально-экономическое развитие районов и Республики в целом, так и факторами структурного характера, осложняющими координацию хозяйственной деятельности предприятий энергетики на территории Республики Бурятия.

На территории Республики Бурятия существуют два энергорайона, расположенные на большом расстоянии друг от друга и не имеющих непосредственной электрической связи: Южная часть с потреблением 857 МВт (районы, прилегающие к Транссибирской магистрали) и Северобайкальский участок с потреблением 85 МВт (вдоль трассы БАМ), зарегистрированным 14.02.2019 года. Общее максимальное электропотребление Республики Бурятия зафиксировано 13.12.2017 года и составило 965 МВт. Кроме того, осуществляется передача электроэнергии и мощности в энергосистему Забайкальского края до 300 МВт и энергосистему Монголии с максимально допустимым перетоком 245 МВт.

Существующее электропотребление ЭС Республики Бурятии обеспечивается работой Гусиноозерской ГРЭС, кроме Северобайкальского участка. Нагрузка Северобайкальского участка, покрытие максимумов потребления, нерегулярных колебаний нагрузки обеспечивается перетоком из энергосистемы Иркутской области.

3.1. Возможные риски нарушения энергоснабжения районов Республики Бурятия

Электроснабжение Тункинского и Окинских районов осуществляется по одной ВЛ 110 кВ (порядка 260 км), а также отходящими от неё ВЛ 35 кВ, вследствие чего происходят частые отключения потребителей из-за отсутствия резерва.

С целью снижения рисков перерыва электроснабжения Окинских и Тункинского районов необходимо проведение полной реконструкции ВЛ 35 кВ СО-3060 Сорок-Орлик (СЩ-3060) и ВЛ 35 кВ Монды-Сорок-Самарта (МСС-395), с заменой деревянных опор на металлические, которые имеют более высокую стойкость к воздействию природных (атмосферных) явлений.

3.2. Низкая степень автоматизации электрических сетей

На всей территории Республики Бурятия электрические сети имеют низкий уровень автоматизации и наблюдаемости распределительных сетей (в том числе дистанционный мониторинг, управление, самодиагностика и самоадаптация к режиму работы сети).

Глава 4. Основные направления развития электроэнергетики Республики Бурятия

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Республики Бурятия.

Перспективы, цели и задачи развития энергетики Республики Бурятия соответствуют следующим стратегическим документам Российской Федерации и Республики Бурятия:

- Схеме территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации 01.08.2016 № 1634-р;
- Проекту Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026;
- Схеме и программе развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2019-2023 годы, утвержденной распоряжением Правительства Республики Бурятия от 30.04.2019 № 229-р;
- Генеральной схеме газоснабжения и газификации Республики Бурятия;
- Утвержденным инвестиционным программам электросетевых компаний, в соответствии с правилами, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977;
- Постановлению Правительства Российской Федерации от 03.02.2007 года № 68 «О создании на территории муниципального образования «Прибайкальский район» Республики Бурятия особой экономической зоны туристско-рекреационного типа»;
- Приказ Минэнерго России от 30.08.2018 №719 «О внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28.11.2017 №1125».

Приоритеты развития энергетики Республики Бурятия должны соответствовать стратегическим приоритетам социально-экономического развития.

Цель развития энергетики Республики Бурятия: разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, тепловую энергию, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Стратегической целью социально-экономического развития Республики Бурятия является обеспечение качества жизни населения не ниже среднероссийского на основе устойчивого экономического роста. Качество жизни определяется совокупностью параметров, характеризующих доходы граждан, продолжительность жизни, обеспеченность жильем, уровень образования, обеспеченность социальной инфраструктурой, уровень преступности, соотношение уровней смертности и рождаемости, доверие к власти.

На международном уровне степень развития государства как в техническом, так и в социальном отношении оценивается, прежде всего, по удельному потреблению электрической энергии на человека в год (душевое потребление), рассчитываемое отношением объема потребляемой электроэнергии к количеству населения. И если высокая энергоёмкость ВВП или ВРП характеризует недостаточную энергоэффективность экономики, то высокое душевое потребление электроэнергии характеризует как эффективность и инновационность экономики, так и благосостояние населения, правда не в полной мере. При этом показатель потребления электроэнергии населением, так же не в полной мере характеризует благосостояние населения, поскольку при этом не учитывается расход энергии на коммунально-бытовые нужды, культурно-массовые мероприятия и т.д. Тем не менее, в первом приближении этот показатель – душевое потребление электроэнергии – при оценке уровня благосостояния и уровня экономики можно принять за основу.

Душевое потребление электроэнергии в России в 2006 г. по данным Росстата равняется 6 900 кВт·ч./чел., а Республики Бурятия – 4 997 кВт·ч./чел.

Планируемое душевое потребление электроэнергии к 2020 году, согласно Стратегии развития ТЭК РБ на перспективу до 2030 год (сценарий № 3) должно составить 11 298 кВт·ч./чел. в год.

Из оценки состояния экономики и энергетики Республики выявлено наличие следующих проблем, определяющих цели энергетической стратегии:

- качество жизни населения ниже среднероссийского уровня;
- существование рисков нарушения теплоснабжения г. Улан-Удэ;
- энергоэффективность и энергосбережение требуют принятия энергичных мер для достижения среднероссийского уровня.

С учетом сказанного выше дерево целей энергетики Республики Бурятия формулируется в следующем виде.

«Программной (главной) целью развития энергетики Республики Бурятия является надежное и качественное энергоснабжение потребителей, обеспечение устойчивого роста экономики Республики и качества жизни населения, соответствующего среднему уровню по России, развитие инфраструктуры.»

Необходимо:

- сбалансированное развитие генерирующих и сетевых мощностей, обеспечивающих предотвращение нарушения снабжения электроэнергией Республики Бурятия в целом, так и отдельных ее районов;
- снижение негативного влияния выбросов от малоэффективных котельных, ухудшающих экологическую обстановку в городе Улан-Удэ;
- развитие внутрисистемных линий и подстанций, что даст возможность присоединения новых потребителей обеспечивая надежное и качественное электроснабжение;

- решение вопросов по ликвидации «узких» мест и повышения пропускной способности существующих ВЛ;

- внедрение энергосберегающих технологий.

Главная цель реализуется через конкретные цели:

Цель № 1. Достижение душевого потребления электроэнергии, соответствующего среднему уровню по России к 2020 г.

Цель № 2. Достижение уровня энергоснабжения, обеспечивающего живучесть инфраструктуры городского хозяйства, а также минимально необходимые условия жизни населения в аварийных ситуациях.

Цель № 3. Повышение энергоэффективности промышленности, энергетики и сельского хозяйства, организация работ по энергосбережению и достижению электроёмкости ВРП на уровне электроёмкости ВВП России.

Цель № 4. Увеличение производства электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии.

Основные стратегические направления развития энергетики Республики Бурятия предполагают решение следующих взаимосвязанных задач:

- улучшение инвестиционного и предпринимательского климата, стимулирование инновационной деятельности, развитие инфраструктуры;
- создание центра туризма на Востоке Российской Федерации;
- эффективное использование производственного, ресурсного, природного потенциала;
- модернизация инфраструктурного хозяйства;
- совершенствование механизмов природопользования, обеспечение экологической безопасности и охраны окружающей среды;
- развитие горнодобывающей промышленности на территории республики.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 5-летний период по Республике Бурятия

Прогноз изменения установленной мощности по территории Бурятской энергосистемы разработан в соответствии с данными проекта Схемы и программы развития ЕЭС России и представлен ниже.

Прогноз изменения установленной мощности по территории Бурятской энергосистемы на период 2020-2024 гг., МВт

Таблица 22

Установленная мощность всего, МВт	2019 факт	2020	2021	2022	2023	2024
	1 444,77	1 489,77	1 489,77	1 553,77	1 553,77	1 573,77
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77
Гусиноозерская ГРЭС	1190	1190	1190	1224	1224	1244

ТЭЦ Селенгинского ЦКК	36	36	36	36	36	36
ВИЭ	70	115	115	145	145	145

**Прогноз электропотребления крупных потребителей
электроэнергии в Республике Бурятия**

Таблица 23

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Электропотребление, млн. кВт.ч				
			2020	2021	2022	2023	2024
1.	Восточно - Сибирская железная дорога	г. Иркутск, ул. Маяковского, д. 25	1 278,0	1 297,4	1 317,3	1 317,3	1 317,3
2.	ПАО «ТГК-14»	672090, Забайкальский край, г.Чита, ул.Профсоюзная, д.23	217,6	217,7	217,8	217,9	218,0
3.	АО "СЦКК"	671247, РБ, Кабанский р-н, п. Селенгинск	220,5	220,5	220,5	220,5	220,5
4.	ПАО «Бурятзолото»	670045, Бурятия Респ, Улан-Удэ г, Шаляпина ул, дом № 5, корпус В	104,3	103,3	102,3	101,3	100,3
5.	АО «Разрез Тугнуйский»	671353, Бурятия Респ, Мухоршибирский р-н, Саган-Нур п	96,8	96,8	96,8	96,8	96,8
6.	Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорремаш»	670002, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Лимонова, 2Б	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7
7.	АО "Улан-Удэнский авиационный завод"	670009, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Хоринская, 1	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6
8.	ОАО "Тимлюйский цементный завод"	650000, Россия, г.Кемерово, ул.Карболитовская, дом 1, офис 104	52,7	53,3	55,9	56,3	56,6
9.	АО «Хиагда»	671510, Бурятия Респ, Баунтовский эвенкийский р-н, Багдарин с	63,9	75,2	83,4	80,2	86,9

10.	ООО "Тугнуйская обога­ тительная фабрика"	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган- Нур, ул. Тракторная 1	32,3	59,6	59,6	59,6	59,6
11.	МБУ «Горсвет»	г. Улан-Удэ, ул. Жердева, 12 А	14,2	15,0	15,6	16,2	16,8
12.	МУП "Управление трамвая"	г. Улан-Удэ ул. Сахьяновой 4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
13.	АО "Бурятхлеб­ пром"	г. Улан-Удэ ул. Куйбышева, 44	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
14.	АО "Улан- Удэнское приборостроительное объединение"	670034, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Х. Намсараева, 7	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
15.	ООО "Тугнуйское ПТУ"	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган- Нур, ул. Тракторная 1	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
16.	ЗАО "Байкальская лесная компания"	г. Улан-Удэ ул. Ключевская, 21	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
17.	ООО "Бурятмаш- пром"	670013, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Пугачева, 38	5	5,5	5,5	5,5	5,5
18.	АО "Молоко Бурятии"	г. Улан-Удэ ул. Боевая, 6	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6
19.	ООО «Аэропорт Байкал»	670018, г. Улан- Удэ, Аэропорт, д.10	2,4	2,7	3	3,3	3,6

**Сведения о заявках на технологическое присоединение
энергопринимающих устройства потребителей в 2019 году**

Таблица 24

№	Наименование категорий присоединения	Напряжение присоединения, кВ	Кол-во поданных заявок на ТП	
			шт.	на общую мощность, кВт
1	до 15 кВт, всего	0,4	4 149	47806,71
		6-20.	29	325,09
		35-110	0	0
2	в т.ч. физ.лица	0,4	3 395	40869,11
		6-20.	5	70
3	от 15 до 150 кВт, всего	0,4	429	23342,35
		6-20.	57	4364,86
		35-110	0	0
4	от 150 до 670 кВт	0,4	97	26818,39
		6-20.	63	21768,18
		35-110	0	0
5	более 670 кВт	0,4	12	13394,2
		6-20.	10	37510
		35-110	3	16890
6	Временное ТП	0,4	97	4290
		6-20.	9	596
		35-110	0	0
7	Объекты по производству электрической энергии	0,4	1	30
		6-20.	3	45000
		35-110	0	0
	ВСЕГО		4 959	242 136

Наиболее крупные заявители указаны в Приложении № 6.

Прогноз потребления электроэнергии Республики Бурятия

Таблица 25

Показатель	2019 (факт)	2020	2021	2022	2023	2024
Потребление, млн. кВт.ч	5549,7	5665	5735	5848	5968	6070
Рост, %	0,3	2,08	1,2	1,9	2,0	1,7

4.3. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период

Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период представлен в Таблице 26.

Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период по г. Улан-Удэ

Таблица 26

№ п/п	Потребление тепловой энергии, по г. Улан-Удэ тыс. Гкал	2019 г. факт	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	От Улан-Удэнской ТЭЦ-1, Улан-Удэнской ТЭЦ-2 г. Улан-Удэ (с учетом собственных потребителей)	2 018,15	1 985,21	1 976,84	2 001,23	2 001,23	2 001,23
2	Муниципальные котельные УУЭК г. Улан-Удэ	338,09	345,086	347,721	301,804	301,804	301,804

Всего потребителями подано заявок на присоединение к сетям централизованного теплоснабжения г.Улан-Удэ и г.Гусиноозерск на общую нагрузку 25,727 Гкал/ч. Перечень заявок на подключение к тепловым сетям потребителей представлен в Приложении № 3.

Прогноз потребления тепловой энергии по Республике Бурятия

Таблица 27

Прогноз потребления тепловой энергии Республики Бурятия	2019 факт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	8052	8165	8287	8299	8311	8340
Абсолютный прирост теплоснабжения, тыс. Гкал	181	113	122	12	12	29
Среднегодовые темпы прироста, %	2,3	1,4	1,5	0,14	0,14	0,35

Прогноз отпуска теплоэнергии от ТЭС (включая котельные генерирующих компаний) на период до 2024 г., тыс. Гкал.

Таблица 28

Отпуск теплоэнергии	2019 г. факт	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
От электростанций ВСЕГО	4080,516	4152,992	4152,992	4152,992	4152,992	4152,992

Филиал «ТГК-14»- «Генерация Бурятии»	2461,517	2439,892	2439,892	2495,896	2495,896	2495,896
Филиал «ТГК-14»- «УУЭК»	426,401	442,994	442,994	386,990	386,990	386,990
АО «Селенгинский ЦКК»	950,334	1036,911	1036,911	1036,911	1036,911	1036,911
Филиал АО «Интер РАО» – «Электрогенерация» -«Гусиноозёрская ГРЭС»	242,264	233,195	233,195	233,195	233,195	233,195

**Динамика остающихся в эксплуатации мощностей действующих
электростанций и запланированных к вводу в эксплуатацию
энергообъектов ВИЭ на территории Республики Бурятия, МВт**

Таблица 29

Электростанции	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Всего	1 444,77	1 489,77	1 489,77	1 553,77	1 553,77	1 573,77
ГЭС и ГАЭС	-	-	-	-		
АЭС	-	-	-	-		
Гусиноозерская ГРЭС	1190	1190	1190	1224	1224	1244
У-У ТЭЦ – 1	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,7
Прочие (станции промышленных предприятий)	36	36	36	36	36	36
ВИЭ	70	115	115	145	145	145

4.4. Прогноз развития энергетики Республики Бурятия на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива

В целях увеличения выработки электроэнергии в соответствии с постановлением Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» проводится работа с потенциальными инвесторами по подбору площадок под строительство солнечных электростанций мощностью свыше 5 МВт.

На территории Республики Бурятия предполагается строительство 2 солнечных электростанций общей мощностью 75 МВт. Указанные проекты будут реализовывать ООО «ГринЭнерджиРус» со сроком реализации в 2020, 2022гг. в Джидинском районе.

Предложения по размещению объектов генерации на территории Республики Бурятия сведены в Таблице 30.

**Предложения по размещению объектов генерации на территории
Республики Бурятия**

Таблица 30

Наименование компании, осуществляющей реализацию инвестиционного проекта	Наименование генерирующего объекта	Наименование инвестиционного проекта в соответствии ОПВ*	Код ГТП	Объем установленной мощности, МВт	Вид возобновляемой энергии	Планируемое местонахождение объекта (субъект РФ, населенный пункт)	Тип ввода	Плановый год начала поставки мощности
ООО "ГринЭнерджиРус"	Торейская СЭС 45МВт (1этап 25МВт)	-	GVIE06 94	25	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Нижний Торей	Новое строительство	2020
ООО "ГринЭнерджиРус"	Торейская СЭС 45МВт (2этап 20МВт)	-	GVIE06 81	20	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Нижний Торей	Новое строительство	2020
ООО "ГринЭнерджиРус"	Джидинская СЭС 30МВт (1этап 15МВт)	-	GVIE06 90	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Дырестуй	Новое строительство	2022
ООО "ГринЭнерджиРус"	Джидинская СЭС 30МВт (2этап 15МВт)	-	GVIE06 87	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Дырестуй	Новое строительство	2022

**4.5. Общая оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности)
на 5-летний период**

Баланс мощности ЭС РБ на период до 2024 года представлен в Таблице 31. Прогнозные величины баланса электроэнергии ЭС РБ на период до 2024

года, а также число часов использования установленной мощности электростанций представлены в Таблице 32.

Баланс мощности ЭС РБ на период до 2024 года

Таблица 31

№ п/п	Мощность	Год					
		Факт	Прогноз				
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	Установленная мощность	1384,77	1 489,77	1 489,77	1 553,77	1 553,77	1 573,77
	ТЭС	1374,8	1374,77	1374,77	1408,77	1408,77	1428,77
	СЭС	10	115	115	145	145	145
2	Ограничения мощности (+) / технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	23,19	131,30	131,30	161,30	161,30	161,30
	ТЭС	17,35	16,30	16,30	16,30	16,30	16,30
	СЭС	5,84	115,0	115,0	145,0	145,0	145,0
3	Располагаемая мощность (1-2)	1361,58	1358,47	1358,47	1392,47	1392,47	1412,47
	ТЭС	1357,42	1358,47	1358,47	1392,47	1392,47	1412,47
	СЭС	4,16	0	0	0	0	0
4	Максимум потребления	942	995	1011	1029	1049	1064
5	% по отношению к предыдущему году	-0,7	5,6	1,6	1,8	1,9	1,4
6	Дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	419,58	363,47	347,47	363,47	343,47	348,47

Примечание: Прогнозные значения ограничений установленной мощности электростанций рассчитываются как среднее значение за 5 лет.

**Прогноз баланса электрической энергии ЭС РБ на период до 2024
года**

Таблица 32

Показатели	Ед. измерения	2019 (факт)	2020	2021	2022	2023	2024
Электропотребление	млн. кВт.ч	5549,7	5665	5735	5848	5968	6070
Выработка	млн. кВт.ч	5263,5	6225	6127	6502	6689	7246
ТЭС	млн. кВт.ч	5246,17	6137	5925	6295	6433	6990
ВИЭ	млн. кВт.ч	17,36	88	202	207	256	256
Сальдо перетоков электрической энергии*	млн. кВт.ч	286,18	-560	-392	-654	-721	-1176

4.6. Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Предложения по развитию сети 110 кВ и выше Республики Бурятия представлены в таблицах раздела.

Таблица 33.1

Предложения по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики напряжением 35 кВ и выше, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для Республики Бурятия

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства* (возможные риски)	Обоснование включения в схему и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)	Организация, ответственная за реализацию проекта
Мероприятия, необходимые для реализации технических условий на технологическое присоединение							
1.	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут, ПС 500 кВ Нижнеангарская	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА с установкой средств компенсации реактивной мощности 230 Мвар (1хШР-180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар, УШР 2х25 Мвар); строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут ориентировочной протяженностью 480 км; строительство заходов ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян и ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян на ПС 500 кВ Нижнеангарская суммарной ориентировочной протяженностью 4,5 км.	501 МВА, ШР 180 Мвар, УШР 2х25 Мвар 480 км 2,9 км 1,6 км	2022	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД" (БАМ и Транссиб) и ООО "Иркутская нефтяная компания" (ПС 220 кВ Рассолы))	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»

2.	ПС 220 кВ ТК Гусиноозёрский	Строительство ПС 220 кВ ТК Гусиноозёрский трансформаторной мощностью 40 МВА (1х40 МВА)	1х40 МВА	2020	Обеспечение технологического присоединения ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы	ООО "Тепличный комплекс "Гусиноозерски й"
	ЛЭП 220 кВ от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260) до новой ПС 220 кВ ТК Гусиноозёрский	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь до ПС 220 кВ ТК Гусиноозёрский ориентировочной протяженностью 0,8 км (1х0,8 км)	0,8 км				ООО "Тепличный комплекс "Гусиноозерски й"
3.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на вновь строящиеся ПС 220 кВ Дяля, ПС 220 кВ Чаянгро	Перевод ВЛ 110 кВ Таксимо- Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля трансформаторной мощностью 10 МВА (1х10 МВА), Чаянгро трансформаторной мощностью 16,3 МВА (1х10 МВА, 1х6,3 МВА)	220 кВ, 1х10 МВА, 1х10 МВА, 1х6,3 МВА	2020	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ПАО "Полюс", ООО "Иркутская нефтяная компания")	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы	АО "Витимэнерго"
4.	ПС 220 кВ Киж	Реконструкция ПС 220 кВ Киж с установкой третьего трансформатора 40 МВА и увеличением трансформаторной мощности с 80 МВА до 120 МВА, (1х40 МВА)	40 МВА	2020	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы	ОАО "РЖД"

5.	ВЛ 500 кВ Нижеангарская – Таксимо, ПС 220 кВ Таксимо, ПС 500 кВ Нижеангарская	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо (с сооружением РУ 500 кВ) с установкой автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА и средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (1хШР-180 Мвар); реконструкция ПС 500 кВ Нижеангарская с установкой средств компенсации реактивной мощности 370 Мвар (1хШР-180 Мвар, УШР 2х35 Мвар, БСК 2х60 Мвар); строительство ВЛ 500 кВ Нижеангарская - Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км	501 МВА, ШР 180 Мвар	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "СЛ Золото")	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
			ШР 180 Мвар, УШР 2х35 Мвар, БСК 2х60 Мвар				
			230 км				
6.	ПС 220 кВ Озерная, ВЛ 220 кВ Чита – Озерная I, II цепь	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Чита – Озёрная, ориентировочной протяженностью 340 км (2х170 км); строительство ПС 220 кВ Озёрная трансформаторной мощностью 250 МВА (2х125 МВА)	2х170 км	2022	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Озёрное")	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
			2х125 МВА				
7.	ПС 110 кВ АО «Разрез Тугнуйский»	Строительство двух ПС 110 кВ с трансформаторами 2×25 МВА и 1×25 МВА; строительство двух ЛЭП 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Саган- Нур до проектируемых ПС 110 кВ	2×25 МВА, 1×25 МВА	2020	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Разрез Тугнуйский»	ТУ на ТП ПС 220 кВ Саган-Нур АО «Разрез Тугнуйский» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», письмо АО «Разрез Тугнуйский» 24.01.2020 №08/208	АО «Разрез Тугнуйский»

8.	ПС 110 кВ «Разрез Тугнуйский»	Реконструкция ПС 110 кВ с установкой второго трансформатора 25 МВА	25 МВА	2022	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Разрез Тугнуйский»	ТУ на ТП ПС 220 кВ Саган-Нур АО «Разрез Тугнуйский» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», письмо АО «Разрез Тугнуйский» 24.01.2020 №08/208	АО «Разрез Тугнуйский»
9.	ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107)	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107) протяженностью 0,1 км к ПС 110 кВ Джидинская СЭС	0,1 км	2022	Обеспечение технологического присоединения Джидинской СЭС	Схема выдачи мощности объекта «Джидинская СЭС мощностью 30 МВт».	ООО «Авелар Солар Технолоджи»
10.	ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей (СИ-166)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей (СИ-166) в части выполнения заход- выход на РУ 110 кВ Торейской СЭС	2х 0,1 км	2020	Обеспечение технологического присоединения Торейской СЭС	Схема выдачи мощности «Торейской СЭС 45 МВт»	ООО «Авелар Солар Технолоджи»
Мероприятия, направленные на устранение проблем текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Бурятия							
1.	Реконструкция ПС 220 кВ Районная	Реконструкция ПС 220 кВ Районная с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 60 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 63 МВА увеличения трансформаторной мощности на 3 МВА до 544,2 МВА	63 МВА	2020 г.	Реновация основных фондов	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
2.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиное Озеро (замена опор и провода)- 33,5 км	33,5 км	110	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Акт технического освидетельствования от 31.07.2018, Акт обследования и оценки состояния от 30.03.2020	Акт технического освидетельствования от 31.07.2018, Акт обследования и оценки состояния от 30.03.2020	ПАО «МРСК Сибири»- «Бурятэнерго»

3.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро (замена опор и провода) - 26 км	26 км	110	2024	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Акт технического освидетельствования от 31.07.2018, Акт обследования и оценки состояния от 30.03.2020	Акт технического освидетельствования от 31.07.2018, Акт обследования и оценки состояния от 30.03.2020	ПАО «МРСК Сибири»- «Бурятэнерго»
4.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бургултай – Торей (замена опор) - 25,9 км	25,9 км	110	2024	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 26.08.2015 г.	Акт технического освидетельствования от 26.08.2015 г.	ПАО «МРСК Сибири»- «Бурятэнерго»
5.	Реконструкция ПС 110/10 кВ «Турка» (замена КРУН-10 кВ 11 ячеек)	11 ячеек	10	2021	Исчерпание ресурса оборудования, износ механических приводов выключателей, отсутствие крышек приводов, неисправность шторок предотвращающих проникновение к токоведущим частям КРУН при выполнении ПОТЭЭУ гл.16 п.29.1, п.29.2; Акт предписания ДТИ № 04-11-10БУ п. 24	Акт предписания ДТИ № 04-11-10БУ п. 24	ПАО «МРСК Сибири»- «Бурятэнерго»

Таблица 33.2

Предложения по оснащению устройствами РЗА объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	мероприятие	Уровень напряжения, кВ	Год реализации и проекта	Обоснование
1	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	ПС 220 кВ Ангоя	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх; - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719
2	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	ПС 220 кВ Дабан	Создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх) - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719
3	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	ПС 220 кВ Кичера	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719
4	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	ПС 220 кВ Новый Уоян	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (ВЧЗ БС,	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от

			ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).			30.08.2018 № 719
5	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	ПС 220 кВ Северобайкальск	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220кВ Северобайкальск – Кичера (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719
6	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	ПС 220 кВ Ангаракан	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719
7	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	ПС 220 кВ Окусикан	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (ВЧЗ БС, ДЗ,	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719

			ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).			
8	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	ПС 220 кВ Перевал	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Янчукан – Перевал (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719
9	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	ПС 220 кВ Янчукан	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Янчукан – Перевал (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719

Мероприятия по объектам 35 кВ

№ п/п	Наименование мероприятия		Технические характеристики	Уровень напряже ния, кВ	Год окончани я проекта/ Год ввода	Обоснование
1	2		3	4	5	6
1	Реконструкция ПС 35/10 кВ Таёжная (замена трансформаторов 2х4 МВА на 2х10 МВА)		2х4 МВА на 2х10 МВА	35/10	2022	ТУ на ТП № 20.0300.3333.18 от 11.09.2018 г. с мощностью 572,5 кВт
2	Электроснабжение Озерного горно- обогатительного комбината коммунального и производственного назначения в Еравнинском районе	Строительство ПС 35/10 кВ ГОК с установкой одного трансформатора мощностью 1х10 МВА	1х10 МВА	35/10	2021	ТУ на ТП № 20.0300.3846.19 от 13.08.2019 г. с мощностью 4990 кВт
		Строительство отпайки ВЛ 35 кВ от ВЛ-35кВ Сосновоозерск-Гунда (СГ- 3040) до проектируемой ПС 35/10 кВ ГОК	33,5 км	35	2021	

Мероприятия по цифровизации

1	Создание цифрового участка района электрической сети	Модернизация системы связи и системы видеонаблюдения на ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская»	-	110/35/10	2019	Создание высокоавтоматизированной сети, обеспечивающей наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, поддерживающей функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающей интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей. Исполнение указа Президента Российской Федерации от 07.05.2018 г. № 204 в части внедрения цифровых технологий.
		Модернизация систем учета розничного рынка электроэнергии (0,4 кВ и ниже)		0,4	2020-2025	
		Модернизация распределительных сетей от ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская» (с применением телеуправляемых разъединителей на ВЛ-10 кВ	18 шт.	10	2020	
		Модернизация ВЛ 110 кВ от ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская» с организацией ВОЛС до ОДГ Прибайкальского РЭС и ДС ЦУС в г. Улан-Удэ протяженностью 60 км	60 км	110	2021	
		Модернизация линии ВОЛС от ОДГ Прибайкальского РЭС до ПС 110 кВ «Мостовка»	60 км	110	2021	
		Техническое перевооружение диспетчерского пункта ПС 110/35/10 кВ Прибайкальская	-	-	2021	
		Модернизация оперативного ПТК для обеспечения диспетчерского, технологического и ситуационного управления	-	110/35/10	2020-2023	
		Организация каналов связи для централизации функций ОТ и СУ	-	-	2019-2023	

Предложения по развитию объектов генерации

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства* (возможные риски)	Обоснование включения в схему и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
1.	Торейская СЭС 45МВт (1этап 25МВт) Код ГТП - GVIE0694	Строительство Торейской СЭС с присоединением к ПС 110кВ/ВЛ 110кВ	45 МВт	2020	—	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
2.	Торейская СЭС 45МВт (2этап 20МВт) Код ГТП - GVIE0681					
3.	Джидинская СЭС 30МВт (1этап 15МВт) Код ГТП - GVIE0690	Строительство Джидинской СЭС с присоединением к ПС 110кВ/ВЛ 110кВ	30 МВт	2022	—	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
4.	Джидинская СЭС 30МВт (2этап 15МВт) Код ГТП - GVIE0687					

5.	Энергоблок № 2 Гусиноозерской ГРЭС	Модернизация энергоблока № 2 Гусиноозерской ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация» с увеличением мощности на 20 МВт (с 190 МВт до 210 МВт)	20 МВт	2024	—	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы, ТУ на ТП объектов по производству электрической энергии филиала «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»
6.	Энергоблок № 3 Гусиноозерской ГРЭС	Модернизация энергоблока № 3 Гусиноозерской ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация» с увеличением мощности на 34 МВт (с 170 МВт до 204 МВт)	34 МВт	2022	—	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы, ТУ на ТП объектов по производству электрической энергии филиала «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»

4.7. Предложения филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Магистральные электрические сети

Предложения филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Магистральные электрические сети по ТСН и резервным фазам, направленные в адрес Министерства по развитию транспорта, энергетики и дорожного хозяйства Республики Бурятия письмом от 27.03.2020 №М2/6/866

Таблица 35

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия/технические характеристик	Год окончания проекта/ Год ввода
1.	ПС 500 кВ Нижнеангарская	установку на ПС 500 кВ Нижнеангарская резервной автотрансформаторной фазы 500/220 кВ мощностью 167 МВА, резервной фазы шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 60 Мвар, пять ТСН 10/0,4 кВ номинальной мощностью 400 кВА, двух ТХН 10/0,4 кВ номинальной мощностью 400 кВА, двух ТХН 10/0,4 номинальной мощностью 1000 кВа, одного ТСН 220/10 кВ номинальной мощностью 10 МВА в рамках мероприятия "Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА с установкой средств компенсации реактивной мощности 230 Мвар (1хШР-180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар, УШР 2х25 Мвар)"	2023
2.	ПС 500 кВ Таксимо	установку на ПС 500 кВ Таксимо резервной автотрансформаторной фазы 500/220 кВ мощностью 167 МВА и резервной фазы шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 60 Мвар в рамках мероприятия "Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо (с сооружением РУ 500 кВ) с установкой автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА и средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (1хШР-180 Мвар) "	2023

4.8. Энергоузлы на территории энергосистемы Республики Бурятия, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

4.8.1. Проблемные вопросы в электросетевом комплексе напряжением 110 кВ и ниже

Реконструкция ПС 35/10 кВ Таёжная

На ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2*4 МВА. Фактическая максимальная нагрузка ПС за 3 года 3,62 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 2,8 МВА, выполнено технологических присоединений после проведения контрольного замера на мощность 0,79 МВА (не учтенная в контрольном замере). Фактическая нагрузка ПС в режиме n-1 – 90 %. Дефицит мощности с учетом заключенных договоров ТП и выполненных присоединений после проведения контрольного замера – 3 МВА, нагрузка ПС в режиме n-1 – 180%.

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленных трансформаторов:

Таблица 36

Допустимый ток перегрузки, А	84,5	93,3	104	113,8	130
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Рабочий ток (в режиме N-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое присоединение составит 133 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока – 68,3 А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 10 минут в сутки.

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания невозможно в связи с отсутствием фидеров связи 10 кВ с другими центрами питания. Требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*4 МВА на 2*10 МВА. Уровень нагрузки ПС в режиме (n-1) после реконструкции составит 72 %.

Мероприятие включено в технические условия № 8000360418 для присоединения к электрическим сетям Филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго», являющиеся Приложением № 1 к договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям от 11.09.2018 № 20.0300.3333.18.

Предполагаемый срок реализации мероприятия – 2022 год.

Электроснабжение Озерного горно-обогатительного комбината
коммунального и производственного назначения в Еравнинском районе
Республики Бурятия

ООО «Озерное» планирует осуществить технологическое присоединение Озерного горно-обогатительного комбината в Еравнинском районе с максимальной мощностью 4,99 МВт.

Для обеспечения электроснабжения электроустановок комбината необходимо выполнение следующих мероприятий:

- строительство ПС 35/10 кВ с установкой одного силового трансформатора мощностью 10 МВА;
- строительство ВЛ 35 кВ от ВЛ 35 кВ Сосновоозерск – Гунда (СГ-3040) до проектируемой ПС 35/10 кВ.

На сегодняшний день между филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» и ООО «Озерное» заключен договор об осуществление технологического присоединения электроустановок данного горно-обогатительного комбината с максимальной мощностью 4,99 МВт.

Планируемый срок ввода в эксплуатацию – 2021 год.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиное Озеро – 33,5 км,
реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро – 26 км

Основной целью реконструкции ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное Озеро (ГС-106) (ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиное Озеро и ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро) является предупреждение перерывов в электроснабжении потребителей Селенгинского, Джидинского, Кяхтинского и Закаменского районов Республики Бурятия. Объект выполнен на деревянных опорах, введен в эксплуатацию в 1977 году, характеризуется нарастанием физического износа. Согласно Акту технического освидетельствования Филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» от 31.07.2018, составленного при участии представителя Ростехнадзора, а также Акта обследования и оценки состояния Филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» от 30.03.2020, ВЛ 110 кВ ГС-106 признана ограниченно годной к эксплуатации, требуется выполнение воздействий для улучшения ее состояния: замена опор и провода.

В период 2013-2017 годов была разработана и рассмотрена Филиалом АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ документация по титулу «Реконструкция ВЛ-110 кВ «ГО ГРЭС – Селендума» (ГС-106), принадлежащая филиалу ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго». В рамках данной документации предусмотрена замена опор и замена провода.

В 2017 году частично были выполнены мероприятия по указанному титулу: произведена замена опор и замена провода участка протяженностью 20 км. Оставшийся участок нереконструированной линии – 39 км. Основными затратами на реконструкцию являются замены опор.

После реализации реконструкции ВЛ ожидается сокращение числа аварийных отключений, сокращение затрат на эксплуатацию за счет снижения износа и уменьшения числа аварийных отключений и прирост отпуска электроэнергии.

Параметры и сроки реализации мероприятий по реконструкции ВЛ 110 кВ
Гусиноозерская ГРЭС – Селендума (ГС-106)

Таблица 37

№	Мероприятие	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию ВЛ	Срок реализации	Ориентировочная стоимость, тыс. руб. с НДС
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиное Озеро) – 33,5 км	13,5	1977	2023	62 830
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро – 26 км	26	1977	2024	143 850

Модернизация ВЛ 110 кВ Бургултай-Торей - 25,9 км

Основной целью модернизации ВЛ 110 кВ Бургултай-Торей (БТ-165) является уменьшение и предупреждение перерывов в электроснабжении потребителей в Джидинском и Закаменском районах Республики Бурятия. Объект выполнен на деревянных опорах и введена в эксплуатацию в 1969 г., характеризуется нарастанием износа, что повышает риск возникновения технологических нарушений. В случае повреждения ВЛ 110 кВ Бургултай-Торей (БТ-165) без электроснабжения остаются частично Джидинский, Селенгинский, Закаменский районы, 35 населенных пунктов, 24434 чел., 4 больницы, 34 школы, 31 д/сад, 36 котельных, 3 КНС.

Мероприятия предполагают замену деревянных опор на металлические опоры по всей длине ВЛ.

Основные характеристики мероприятия по модернизации ВЛ-110 кВ Бургултай-Торей (БТ-165)

Таблица 38

№	Мероприятие	Протяженность ВЛ, км	Год ввода в эксплуатацию ВЛ	Сроки реализации	Ориентировочная стоимость реализации, тыс. руб. с НДС
1	Модернизация ВЛ-110 кВ Бургултай-Торей - 25,9 км	25,9	1969	2024	174 528

После реализации модернизации ВЛ ожидается сокращений числа и предупреждение аварийных отключений, сокращение затрат на эксплуатацию за счет снижения износа и прирост отпуска электроэнергии.

Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ «Турка» с заменой КРУН-10 кВ - 11 ячеек

С целью замены оборудования, отработавшего нормативный срок, не соответствующего требованиям действующих НТД. КРУН-10 кВ К-30 1973 года выпуска исчерпал свой ресурс, у выключателей изношены механические привода, отсутствуют крышки приводов, неисправны шторки предотвращающие проникновение к токоведущим частям КРУН-10 кВ при выполнении ПОТЭЭУ гл.16 п.29.1, п.29.2. Также с целью исполнения СО 153-34.20-501-2003 п.5.4.29, Акта предписания ДТИ № 04-11-10БУ п. 24.

Основные характеристики мероприятия по замене КРУН

Таблица 39

№	Наименование мероприятия	Устанавливаемое оборудование	Год ввода в эксплуатацию ПС	Сроки реализации	Стоимость, тыс. руб. с НДС
1	Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ «Турка» с заменой КРУН-10 кВ - 11 ячеек	КРУН-10, 11 ячеек	1973	2021	18 290,0

4.8.2. Общие основные проблемные вопросы энергосистемы

Физический и моральный износ оборудования электростанций и электрических сетей

На протяжении длительного времени в связи с недостатком финансовых средств ремонтно-восстановительные и профилактические работы в сетях энергосистемы в необходимых объемах не проводились. Износ основных фондов достигает 83,4%, в т.ч. износ линий электропередач и устройств к ним 81,89%, износ оборудования 85%.

4.9. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе

Обеспечение действующих генерирующих мощностей Гусиноозерской ГРЭС будет осуществляться за счет местных углей разрезов Баин-Зурхе, Загустайский, Окино-Ключевской с учетом складывающегося по планируемому периоду состава генерирующего оборудования и баланса используемого угля.

В Стратегии АО «Интер РАО - Электрогенерация» планируется обеспечение Гусиноозерской ГРЭС углями собственного производства на базе дальнейшего освоения Окино-Ключевского месторождения бурого угля. Поэтапный переход на использование Окино-Ключевского угля позволит оптимизировать издержки производства, связанные с затратами на топливо.

На Сангинском месторождении бурого угля, отнесенном к резерву категории «а», имеющем сравнительно небольшие запасы (1,2 млн. т — балансовые и 1,3 млн. т забалансовые — для шахты и 0,2 млн. т балансовые и 0,1 млн. т забалансовые — для открытых работ) при необходимости может быть построено предприятие для добычи 50...80 тыс. т угля в год.

Все ранее проводимые проектные проработки в поисках наиболее рациональных схем раскройки, вскрытия и отработки шахтных и карьерных полей самых перспективных месторождений этого региона имели основной целью создать надежную топливную базу для энергетики республики, а также резерв для Востока страны. Таковыми явились перспективные Олонь-Шибирское и Никольское месторождения каменного угля.

По данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации, большая часть запасов Никольского месторождения находится на территории республики. По ранее проводимым проектным проработкам на Никольском месторождении можно построить единый разрез мощностью по добыче 4500 тыс. т угля в год.

4.10. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований на территории Республики Бурятия

Основными направлениями развития теплоснабжения муниципальных образований являются:

- оптимизация технологической структуры систем теплоснабжения за счет совместной работы нескольких источников теплоты на общие тепловые сети и консервации избыточной располагаемой мощности котельных;
- совершенствование топливоподготовки и топливоподачи;
- оснащение котельных приборами учета и автоматики;
- оснащение котельных ХВО;
- оптимизация режимов горения топлива;
- использование на источниках, тепловых пунктах и других элементах систем теплоснабжения частотно-регулируемого привода для эффективного регулирования отпуска теплоты потребителям;
- замена теплообменного, контрольно-регулирующего и насосного оборудования на энергоэкономичное;
- регулирование расхода тепла за счёт широкого использования систем автоматического регулирования, в том числе программного и погодозависимого;
- повышение теплозащитных свойств вновь возводимых и эксплуатируемых жилых и общественных зданий за счет повышения термического сопротивления стеновых конструкций и окон;
- регулярная гидравлическая наладка и гидропневматическая промывка тепловых сетей;

Направлениями, рассчитанными на перспективу, являются освоение новых технологий, новых типов энергоисточников. К таким технологиям можно отнести:

- применение гелиоустановок и тепловых насосов;
- прокладка труб в пенополиуретановой изоляции при ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей с использованием технологии монтажа труб с внутренней изоляцией сварного шва стеклоэмалевым покрытием.

4.11. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ

На данный момент перевод на парогазовый цикл действующих ТЭЦ не рассматривается в связи с большими капитальными затратами на освоение технологии и отсутствием собственных источников газоснабжения (природного газа).

Для Республики Бурятия наибольший интерес представляют парогазовые установки с котлами, сжигающими уголь в кипящем слое под давлением. Эта технология, внедренная на энергоблоках 80-350 МВт в Швеции, Японии и других странах обеспечила хорошие экономические и экологические показатели. Расчетный КПД энергоблоков с котлами КСД составляет 42%. Одно из преимуществ этих установок - малые габариты - дает возможность установки их в существующих помещениях ТЭС взамен демонтируемого старого оборудования и тем самым проведения реконструкции на новой технической базе.

4.12. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Республики Бурятия

Износ тепловых сетей магистральных трубопроводов в г. Улан-Удэ по зоне ТЭЦ-1 составляет 52%, по зоне ТЭЦ-2 – 38%. Износ внутриквартальных тепловых сетей составляет по зоне ТЭЦ-1 62%, по зоне ТЭЦ-2 – 52%.

Одним из вариантов решения проблемы теплоснабжения потребителей города Улан-Удэ является развитие Улан-Удэнской ТЭЦ-2. Развитие Улан-Удэнской ТЭЦ-2 позволит повысить надежность теплоснабжения потребителей и улучшение экологической обстановки в городе Улан-Удэ за счет сокращения малоэффективных малых котельных. Варианты повышения тепловой мощности Улан-Удэнской ТЭЦ-2 должны быть предусмотрены проектом. При этом режимно-балансовая необходимость в строительстве данной электростанции отсутствует, так как существующее и перспективное потребление города Улан-Удэ обеспечено пропускной способностью электрических связей с Бурятской энергосистемой.

Сводные данные по тепловому балансу на период до 2024 года в разрезе источников тепловой энергии ТЭЦ -1, ТЭЦ-2 предоставлены в Приложении № 5.

4.13. Прогноз развития электросетевого хозяйства на территории Республики Бурятия

Проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы для возможности подключения перспективных потребителей предусмотрено:

Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА с установкой средств компенсации реактивной мощности 230 Мвар (1хШР-180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар, УШР 2х25 Мвар); строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут ориентировочной протяженностью 480 км; строительство заходов ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян и ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян на ПС 500 кВ Нижнеангарская суммарной ориентировочной протяженностью 4,5 км.

строительство ПС 220 кВ ТК Гусиноозёрский трансформаторной мощностью 40 МВА;

строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС - Мухоршибирь до ПС 220 кВ ТК Гусиноозёрский ориентировочной протяженностью 0,8 км;

строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Чита – Озёрная, ориентировочной протяженностью 340 км (2х170 км);

строительство ПС 220 кВ Озёрная трансформаторной мощностью 250 МВА (2х125 МВА);

строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км;

реконструкция ПС 220 кВ Кича с установкой третьего трансформатора 40 МВА и увеличением трансформаторной мощности с 80 МВА до 120 МВА;

реконструкция ПС 220 кВ Таксимо (с сооружением РУ 500 кВ) с установкой автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА и средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (1хШР-180 Мвар);

реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой средств компенсации реактивной мощности 370 Мвар (1хШР-180 Мвар, УШР 2х35 Мвар, БСК 2х60 Мвар);

перевод ВЛ 110 кВ Таксимо-Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля трансформаторной мощностью 10 МВА (1х10 МВА), Чаянгро трансформаторной мощностью 16,3 МВА (1х10 МВА, 1х6,3 МВА).

Параллельно с проектами развития традиционной энергетики в республике активно ставится вопрос о проектировании и строительстве генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии: строительство фотоэлектрических солнечных электростанций.

4.14. Сводный перечень реализуемых и перспективных мероприятий по строительству и реконструкции объектов электроэнергетики республики

Сводный перечень реализуемых и перспективных мероприятий по строительству и реконструкции объектов электроэнергетики республики

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства* (возможные риски)	Обоснование включения в СИПР региона (СИПР ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)	Организация, ответственная за реализацию проекта	Оценка объемов финансирования, в млн.руб.
Мероприятия по объектам 110 кВ и выше								
а) Мероприятия, необходимые для реализации технических условий на технологическое присоединение								
1.	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут, ПС 500 кВ Нижнеангарская	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА с установкой средств компенсации реактивной мощности 230 Мвар (1хШР-180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар, УШР 2х25 Мвар); строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут ориентировочной протяженностью 480 км; строительство заходов ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян и ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян на ПС 500 кВ Нижнеангарская суммарной ориентировочной протяженностью 4,5 км.	501 МВА, ШР 180 Мвар, УШР 2х25 Мвар 480 км 2,9 км 1,6 км	2022	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД" (БАМ и Транссиб) и ООО "Иркутская нефтяная компания" (ПС 220 кВ Рассолы))	Проект СИПР ЕЭС России на 2020-2026 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»	45 123,8

2.	ПС 220 кВ ТК Гусиноозёрский	Строительство ПС 220 кВ ТК Гусиноозёрский трансформаторной мощностью 40 МВА (1х40 МВА)	1х40 МВА	2020	Обеспечение технологического присоединения ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	Проект СиПР ЕЭС России на 2020- 2026 годы	ООО "Тепличный комплекс "Гусиноозерск ий"	н/д
	ЛЭП 220 кВ от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260) до новой ПС 220 кВ ТК Гусиноозёрский	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь до ПС 220 кВ ТК Гусиноозёрский ориентировочной протяженностью 0,8 км (1х0,8 км)	0,8 км				ООО "Тепличный комплекс "Гусиноозерск ий"	н/д
3.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на вновь строящиеся ПС 220 кВ Дяля, ПС 220 кВ Чаянгро	Перевод ВЛ 110 кВ Таксимо- Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля трансформаторной мощностью 10 МВА (1х10 МВА), Чаянгро трансформаторной мощностью 16,3 МВА (1х10 МВА, 1х6,3 МВА)	220 кВ, 1х10 МВА, 1х10 МВА, 1х6,3 МВА	2020	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ПАО "Полус", ООО "Иркутская нефтяная компания")	Проект СиПР ЕЭС России на 2020- 2026 годы	АО "Витимэнерго "	н/д
4.	ПС 220 кВ Киж	Реконструкция ПС 220 кВ Киж с установкой третьего трансформатора 40 МВА и увеличением трансформаторной мощности с 80 МВА до 120 МВА, (1х40 МВА)	40 МВА	2020	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	Проект СиПР ЕЭС России на 2020- 2026 годы	ОАО "РЖД"	н/д

5.	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо, ПС 220 кВ Таксимо, ПС 500 кВ Нижнеангарская	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо (с сооружением РУ 500 кВ) с установкой автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА и средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (1хШР-180 Мвар); реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой средств компенсации реактивной мощности 370 Мвар (1хШР-180 Мвар, УШР 2х35 Мвар, БСК 2х60 Мвар); строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км	501 МВА, ШР 180 Мвар	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "СЛ Золото")	Проект СиПР ЕЭС России на 2020- 2026 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»	н/д
			ШР 180 Мвар, УШР 2х35 Мвар, БСК 2х60 Мвар					
			230 км					
6.	ПС 220 кВ Озерная, ВЛ 220 кВ Чита – Озерная I, II цепь	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Чита – Озёрная, ориентировочной протяженностью 340 км (2х170 км); строительство ПС 220 кВ Озёрная трансформаторной мощностью 250 МВА (2х125 МВА)	2х170 км	2022	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Озёрное")	Проект СиПР ЕЭС России на 2020- 2026 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»	н/д
			2х125 МВА					

7.	ПС 110 кВ АО «Разрез Тугнуйский»	Строительство двух ПС 110 кВ АО «Разрез Тугнуйский» с трансформаторами 2×25 МВА и 1×25 МВА; строительство двух ЛЭП 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Саган- Нур до проектируемых ПС 110 кВ	2×25 МВА, 1×25 МВА	2020	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Разрез Тугнуйский»	ТУ на ТП ПС 220 кВ Саган-Нур АО «Разрез Тугнуйский» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», письмо АО «Разрез Тугнуйский» 24.01.2020 №08/208	АО «Разрез Тугнуйский»	н/д
8.	ПС 110 кВ АО «Разрез Тугнуйский»	Реконструкция ПС 110 кВ с установкой второго трансформатора 25 МВА	25 МВА	2022	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Разрез Тугнуйский»	ТУ на ТП ПС 220 кВ Саган-Нур АО «Разрез Тугнуйский» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», письмо АО «Разрез Тугнуйский» 24.01.2020 №08/208	АО «Разрез Тугнуйский»	н/д
9.	ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107)	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107) протяженностью 0,1 км к ПС 110 кВ Джидинская СЭС	0,1 км	2022	Обеспечение технологического присоединения Джидинской СЭС	Схема выдачи мощности объекта «Джидинская СЭС мощностью 30 МВт».	ООО «Авелар Солар Технолджи»	н/д
10.	ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей (СИ-166)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей (СИ-166) в части выполнения заход- выход на РУ 110 кВ Торейской СЭС	2х 0,1 км	2020	Обеспечение технологического присоединения Торейской СЭС	Схема выдачи мощности «Торейской СЭС 45 МВт»	ООО «Авелар Солар Технолджи»	н/д

б) Мероприятия, направленные на устранение проблем текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Бурятия								
1.	Реконструкция ПС 220 кВ Районная	Реконструкция ПС 220 кВ Районная с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 60 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 63 МВА увеличения трансформаторной мощности на 3 МВА до 544,2 МВА	63 МВА	2020 г.	Реновация основных фондов	Проект СиПР ЕЭС России на 2020- 2026 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»	193,5
2.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиное Озеро (замена опор и провода)- 33,5 км	33,5 км	110	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Акт технического освидетельствования от 31.07.2018	Акт технического освидетельствован ия от 31.07.2018, Акт технического освидетельствован ия и оценки состояния от 30.03.2020	ПАО «МРСК Сибири»- «Бурятэнерго »	235,08
3.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро (замена опор и провода) - 26 км	26 км	110	2024	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Акт технического освидетельствования от 31.07.2018, Акт обследования и оценки состояния от 30.03.2020	Акт технического освидетельствован ия от 31.07.2018, Акт технического освидетельствован ия и оценки состояния от 30.03.2020	ПАО «МРСК Сибири»- «Бурятэнерго »	154,61
4.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бургултай – Торей (замена опор) - 25,9 км	25,9 км	110	2024	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 26.08.2015 г.	Акт технического освидетельствован ия от 26.08.2015 г.	ПАО «МРСК Сибири»- «Бурятэнерго »	177,5

5.	Реконструкция ПС 110/10 кВ «Турка» (замена КРУН-10 кВ 11 ячеек)	11 ячеек	10	2021	Исчерпание ресурса оборудования, износ механических приводов выключателей, отсутствие крышек приводов, неисправность шторок предотвращающих проникновение к токоведущим частям КРУН при выполнении ПОТЭЭУ гл.16 п.29.1, п.29.2; Акт предписания ДТИ № 04-11-10БУ п. 24	Акт предписания ДТИ № 04-11-10БУ п. 24	ПАО «МРСК Сибири»- «Бурятэнерго »	18,2
Предложения по оснащению устройствами РЗА объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше								
1.	ПС 220 кВ Ангоя	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх; - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719			н/д
2.	ПС 220 кВ Дабан	Создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх) - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)		н/д

3.	ПС 220 кВ Кичера	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	н/д
4.	ПС 220 кВ Новый Уоян	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx)	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	н/д

5.	ПС 220 кВ Северобайкальск	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО–ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО –ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220кВ Северобайкальск – Кичера (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	н/д
6.	ПС 220 кВ Ангаракан	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	н/д
7.	ПС 220 кВ Окусикан	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	н/д

8.	ПС 220 кВ Перевал	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Янчукан – Перевал (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	н/д
9.	ПС 220 кВ Янчукан	Создание устройств РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx); - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Янчукан – Перевал (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).	220 кВ	2020 г.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	н/д
Мероприятия по объектам 35 кВ							
1.	ПС 35/10 кВ Таёжная	Реконструкция ПС 35/10 кВ Таёжная (замена трансформаторов 2х4 МВА на 2х10 МВА)	2х4 МВА на 2х10 МВА	2022	ТУ на ТП № 20.0300.3333.18 от 11.09.2018 г. с мощностью 572,5 кВт	ПАО «МРСК Сибири»-«Бурятэнерго	46,8
2.	Электроснабжение Озерного горно-обогатительного комбината коммунального и производственного назначения в Еравнинском районе	Строительство ПС 35/10 кВ ГОК с установкой одного трансформатора мощностью 1х10 МВА	1х10 МВА	2021	ТУ на ТП № 20.0300.3846.19 от 13.08.2019 г. с мощностью 4990 кВт	ПАО «МРСК Сибири»-«Бурятэнерго»	260
		Строительство отпайки ВЛ 35 кВ от ВЛ-35кВ Сосновоозерск-Гунда (СГ-3040) до проектируемой ПС 35/10 кВ ГОК	33,5 км	2021			
Мероприятия по цифровизации							

1.	ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская»	Модернизация системы связи и системы видеонаблюдения на ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская»	-	2019	Создание высокоавтоматизированной сети, обеспечивающей наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, поддерживающей функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающей интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей. Исполнение указа Президента Российской Федерации от 07.05.2018 г. № 204 в части внедрения цифровых технологий	ПАО «МРСК Сибири»-«Бурятэнерго»	7,826
		Модернизация систем учета розничного рынка электроэнергии (0,4 кВ и ниже)		2020-2025			375,206
		Модернизация распределительных сетей от ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская» (с применением телеуправляемых разъединителей на ВЛ-10 кВ	18 шт.	2020			15,791
		Модернизация ВЛ 110 кВ от ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская» с организацией ВОЛС до ОДГ Прибайкальского РЭС и ДС ЦУС в г. Улан-Удэ протяженностью 60 км	60 км	2021			20,335
		Модернизация линии ВОЛС от ОДГ Прибайкальского РЭС до ПС 110 кВ «Мостовка»	60 км	2021			31,737
		Техническое перевооружение диспетчерского пункта ПС 110/35/10 кВ Прибайкальская	-	2021			6,355
		Модернизация оперативного ПТК для обеспечения диспетчерского, технологического и ситуационного управления	-	2020-2023			75,224
		Организация каналов связи для централизации функций ОТ и СУ	-	2019-2023			118,776

Предложения по развитию генерации

1.	Торейская СЭС 45МВт (1этап 25МВт) Код ГТП - GVIE0694	Строительство Торейской СЭС с присоединением к ПС 110кВ/ВЛ 110кВ	45 МВт	2020	-	Проект СиПР ЕЭС России на 2020- 2026 годы	ГК «Хевел»	3 400, 0
2.	Торейская СЭС 45МВт (2этап 20МВт) Код ГТП - GVIE0681							
3.	Джидинская СЭС 30МВт (1этап 15МВт) Код ГТП - GVIE0690	Строительство Джидинской СЭС с присоединением к ПС 110кВ/ВЛ 110кВ	30 МВт	2022		Проект СиПР ЕЭС России на 2020- 2026 годы	ГК «Хевел»	2 500,0
4.	Джидинская СЭС 30МВт (2этап 15МВт) Код ГТП - GVIE0687							
5.	Энергоблок № 2 Гусиноозерской ГРЭС	Модернизация энергоблока № 2 Гусиноозерской ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация» с увеличением мощности на 20 МВт (с 190 МВт до 210 МВт)	20 МВт	2024	ТУ на ТП объектов по производству электрической энергии филиала «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»	Проект СиПР ЕЭС России на 2020- 2026 годы		н/д

6.	Энергоблок № 3 Гусиноозерской ГРЭС	Модернизация энергоблока № 3 Гусиноозерской ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация» с увеличением мощности на 34 МВт (с 170 МВт до 204 МВт)	34 МВт	2022	ТУ на ТП объектов по производству электрической энергии филиала «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»	Проект СиПР ЕЭС России на 2020- 2026 годы		н/д
----	--	--	--------	------	--	---	--	-----

Приложение № 1
к Схеме и Программе
развития электроэнергетики
Республики Бурятия
на 2020-2024 годы

Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Республики Бурятия

Эксплуатацией магистральных электросетевых объектов на территории Республики Бурятия занимается филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Забайкальское предприятие магистральных электрических сетей (Забайкальское ПМЭС), находящийся в оперативном подчинении филиала «МЭС Сибири» ПАО «ФСК ЕЭС». В зону обслуживания Забайкальского ПМЭС кроме Республики Бурятия входит также Забайкальский край.

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании Забайкальского ПМЭС находятся:

- 4947 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 10-500 кВ;
- 19 понизительных подстанций (ПС) напряжением 35-220 кВ общей мощностью 3407,6 МВА.

На территории Республики Бурятия работают 25 ПС 220 кВ суммарной установленной мощностью 2963 МВА, в том числе:

- 7 ПС 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС»;
- 16 ПС 220 кВ Восточно-Сибирской железной дороги (филиал ОАО «РЖД»);
- 1 ПС 220 кВ ОАО «Селенгинский ЦКК»;
- 1 ПС 220 кВ ОАО «Разрез Тугнуйский».

По территории Республики Бурятия проходят:

- 2 ВЛ напряжением 500 кВ (в работе на 220 кВ) общей протяженностью 312,7 км;
- ВЛ 220 кВ общей протяженностью 3244,1 км;

Перечень ВЛ-220 кВ

№ п/п	Наименование линии	Протяженность по цепям, км
1.	ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (АО-41)	29,99
2.	ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38)	61,78
3.	ВЛ 220 кВ Выдрино - БЦБК (ВБ-272)	6,5
4.	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260)	125,2
5.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума I цепь (ГС-255)	60,7
6.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума II цепь (ГС-256)	60,7
7.	ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ДС-34)	34,2
8.	ВЛ 220 кВ Заиграево – Кижa (ЗК-281)	70,2
9.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижa (КПЗ-283)	17,38
10.	ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37)	116,72
11.	ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33)	39,61

№ п/п	Наименование линии	Протяженность по цепям, км
12.	ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур (МШС-261)	66,2
13.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273)	97,80
14.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Выдрино с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-274)	97,94
15.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Гусиноозерская ГРЭС I цепь (МГ-251)	91,38
16.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Гусиноозерская ГРЭС II цепь (МГ-252)	91,38
17.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская - Новоильинск (НПЗ-282-284)	45,08
18.	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (УА-39)	100,2
19.	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (УЯ-40)	73,47
20.	ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43)	97,13
21.	ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44)	110,5
22.	ВЛ 220 кВ Посольская – Мысовая (ПМ-275)	57,16
23.	ВЛ 220 кВ Районная – Гусиноозерская ГРЭС № 1 (РГ-295)	118,9
24.	ВЛ 220 кВ Районная – Гусиноозерская ГРЭС № 2 (РГ-296)	115,0
25.	ВЛ 220 кВ Районная – Заиграево (РЗ-279)	58,03
26.	ВЛ 220 кВ Районная – Новоильинск (РН-280)	88,13
27.	ВЛ 220 кВ Районная – Северная (РС-297)	15,09
28.	ВЛ 220 кВ Районная – Татаурово (РТ-278)	56,72
29.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур (СПЗ-262)	40,28
30.	ВЛ 220 кВ Северная – Посольская с отпайкой на ПС Селенгинский ЦКК (СП-277)	115,14
31.	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя (СА-36)	118,3
32.	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера (СК-35)	63,4
33.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257)	82,79
34.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258)	82,79
35.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47)	89,03
36.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Мысовая с отпайкой на ПС Селенгинский ЦКК (ТМ-276)	146,83
37.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан (в эксплуатации ОАО «ИЭСК»)	
38.	ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32)	5,61
39.	ВЛ 220 кВ Янчукан-Перевал (ЯП-42)	44,09
40.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)	154,22
41.	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская (ВЛ-583)	115,82
42.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Горячинская I цепь	132,82
43.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Горячинская II цепь	132,82

Перечень ПС 220 кВ

№ п/п	Наименование подстанции	Принадлежность
1.	ПС 220 кВ Районная	ПАО «ФСК ЕЭС»
2.	ПС 220 кВ Северная	ПАО «ФСК ЕЭС»
3.	ПС 220 кВ Горячинская	ПАО «ФСК ЕЭС»
4.	ПС 220 кВ Татаурово	ПАО «ФСК ЕЭС»
5.	ПС 220 кВ Мухоршибирь	ПАО «ФСК ЕЭС»
6.	ПС 220 кВ Селендума	ПАО «ФСК ЕЭС»
7.	ПС 220 кВ Таксимо	ПАО «ФСК ЕЭС»
8.	ПС 220 кВ Заиграево	ОАО «РЖД»
9.	ПС 220 кВ Новоильинск	ОАО «РЖД»
10.	ПС 220 кВ Киж	ОАО «РЖД»
11.	ПС 220 кВ Посольская	ОАО «РЖД»

12.	ПС 220 кВ Мысовая	ОАО «РЖД»
13.	ПС 220 кВ Переёмная	ОАО «РЖД»
14.	ПС 220 кВ Выдрино	ОАО «РЖД»
15.	ПС 220 кВ Селенгинский ЦКК	ОАО «Селенгинский ЦКК»
16.	ПС 220 кВ Дабан	ОАО «РЖД»
17.	ПС 220 кВ Северобайкальск	ОАО «РЖД»
18.	ПС 220 кВ Ангоя	ОАО «РЖД»
19.	ПС 220 кВ Кичера	ОАО «РЖД»
20.	ПС 220 кВ Новый Уоян	ОАО «РЖД»
21.	ПС 220 кВ Янчукан	ОАО «РЖД»
22.	ПС 220 кВ Перевал	ОАО «РЖД»
23.	ПС 220 кВ Окусикан	ОАО «РЖД»
24.	ПС 220 кВ Ангаракан	ОАО «РЖД»
25.	ПС 220 кВ Саган-Нур	ОАО «Разрез Тугнуйский»

Распределительные электрические сети Республики Бурятия обслуживает филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго».

Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Бурятэнерго» осуществляет передачу электрической энергии по сетям 0,4-110 кВ и подключение новых потребителей к распределительным сетям компании.

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании Бурятэнерго находятся:

- 26933,445 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 0,4-110 кВ;
- 1042,78 км кабельных линий электропередачи (КЛ) напряжением 0,4-35 кВ;
- 201 понизительных подстанций напряжением 35-110 кВ и трансформаторные подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ общей мощностью 3032,08 МВА.

Перечень обслуживаемых сетей ВЛ 110 кВ и ПС 110 кВ представлен ниже.

Перечень ВЛ-110 кВ

№ п/п	Диспетчерское наименование	Протяженность по цепям, км
1	ВЛ 110 кВ Георгиевская – Комсомольская с отпайкой на ПС Поперечная (ГПК-	50,757
2	ВЛ 110 кВ ЗММК – Северная с отпайками (ЗМС-101)	20,182
3	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Сосново-Озерская (КС-112)	34,626
4	ВЛ 110 кВ Курба – Удинская (КУ-110)	49,454
5	ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками I цепь (МС3-183)	25,532
6	ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками II цепь (МС-184)	20,45
7	ВЛ 110 кВ Медведчиково - Иволга (МИ-159)	25,087
8	ВЛ 110 кВ Медведчиково - Тарбагатай (МТ-160)	37,933
9	В Л 110 кВ Онохой – Курба (ОК-139)	36,446
10	ВЛ 110 кВ Районная – Бурятферммаш с отпайкой на ПС ЗММК (РЗМ-116)	4,294
11	ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод I цепь с отпайками (РМ-161)	8,486
12	ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод II цепь с отпайками (РМ-162)	8,432
13	ВЛ 110 кВ Районная – Онохой с отпайкой на ПС Новая (РНО-138)	45,117
14	ВЛ 110 кВ Районная – Северная с отпайками (РС-180)	19,972
15	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-1 I цепь (РТ-104)	7,518
16	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-1 II цепь (РТ-118)	7,578
17	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Энергетик I цепь (РТ-141)	7,337
18	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Энергетик II цепь (РТ-142)	7,517
19	ВЛ 110 кВ Районная – Эрхирик (РЭ-109)	16,896
20	ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125)	223,088
21	ВЛ 110 кВ Сосново-Озерская – Беклемишево (СБ-123)	83,781
22	ВЛ 110 кВ Сосново-Озерская – Романовка с отпайкой на ПС Исинга (СР-124)	120,367
23	ВЛ 110 кВ Улан-Удэнская ТЭЦ-2 – Медведчиково с отпайкой на ПС Октябрьская I цепь (ТМ-181)	15,499
24	ВЛ 110 кВ Улан-Удэнская ТЭЦ-2 – Медведчиково с отпайкой на ПС Октябрьская II цепь (ТМ-182)	15,537
25	ВЛ 110 кВ Удинская – Хоринская (УХ-111)	48,759
26	ВЛ 110 кВ Удинская - Вознесеновка (УВ-144)	63,204
27	ВЛ 110 кВ Хоринская – Георгиевская (ХГ-145)	58,549
28	ВЛ 110 кВ Эрхирик – Онохой с отпайкой на ПС Новая (ЭНО-140)	22,687
29	ВЛ 110 кВ Боргой – Петропавловка (БП-169)	29,629
30	ВЛ 110 кВ Бургултай – Торей (БТ-165)	25,298
31	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Тухум (ГОК-126)	7,87
32	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Завод (ГЗ-153)	2,285
33	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Холбольджино I цепь (ГХ-163)	17,855
34	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Холбольджино II цепь (ГХ-164)	17,866
35	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская I цепь (ГГ-151)	2,241
36	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская II цепь (ГГ-152)	2,253
37	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное Озеро (ГС-106)	62,838
38	ВЛ 110 кВ Джида – Харанхой (ДХ-167)	23,593
39	ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Бичура (МШБ-149)	70,866
40	ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Никольская (МН-147)	40,651
41	ВЛ 110кВ Окино-Ключи – Бичура (ОКБ-150)	35,42

№ п/п	Диспетчерское наименование	Протяженность по цепям, км
42	ВЛ 110кВ Окино-Ключи – Кяхта с отпайкой на ПС Большой Луг (ОКК-120)	66,53
43	ВЛ 110 кВ Окино-Ключи - Кудара-Самон (ОКС-171)	66,017
44	ВЛ 110 кВ Окино-Ключи - Подлопатки (ОКП-126)	40,853
45	ВЛ 110 кВ Петропавловка – Бургултай (ПБу-170)	17,761
46	ВЛ 110 кВ Селендума – Боргой (СБ-108)	49,074
47	ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107)	33,485
48	ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей (СИ-166)	245,347
49	ВЛ 110 кВ Харанхой – Кяхта (ХК-168)	25,586
50	ВЛ 110 кВ Баргузин – Уро (БУ-133)	19, 606
51	ВЛ 110 кВ Баянгол – Могойто (БлМ-137)	76,686
52	ВЛ 110 кВ Зун-Мурино – Кырен (ЗМК-134)	52,992
53	ВЛ 110 кВ Котокель – Турка с отпайкой на ПС Берег (КТ-155)	27,666
54	ВЛ 110 кВ Култук – Зун-Мурино (КЗМ-135)	61,984
55	ВЛ 110 кВ Кырен – Монды – Самарта с отпайкой на ПС Алтан (КМ-190 – МСС-	190,57
56	ВЛ 110 кВ Мостовка – Байкало-Кудара (МБК-157)	35,821
57	ВЛ 110 кВ Мостовка – Селенга (МС-156)	13,011
58	ВЛ 110 кВ Нестерово – Котокель (НК-130)	49,072
59	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга (СС-117)	3,088
60	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга-тяговая I цепь (СС-121)	1,933
61	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга-тяговая II цепь (СС-122)	1,952
62	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлюйская с отпайкой на ПС Кабанская I цепь (СТ-103)	29,350
63	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлюйская с отпайкой на ПС Кабанская II цепь (СТ-113)	29,246
64	ВЛ 110 кВ СЛПБ – Мостовка с отпайкой на ПС Таловка (ЛМ-115)	20,786
65	ВЛ 110 кВ Таксимо – Таксимо-тяговая (ТТ-12)	3,5
66	ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара с отпайками (ТТ-72)	10,95
67	ВЛ 110 кВ Таксимо-Ирокинда с отпайкой на ПС Кедровская (ТИ-13)	94,3
68	ВЛ 110 кВ Татаурово – Татаурово-тяговая (ТМ-119)	0,138
69	ВЛ 110 кВ Татаурово-тяговая – СЛПБ (МЛ-114)	22,341
70	ВЛ 110 кВ Татаурово – Прибайкальская (ТП-128)	18,141
71	ВЛ 110 кВ Прибайкальская–Нестерово (ПН-129)	32,744
72	ВЛ 110 кВ Горячинская – Турка	6,468
73	ВЛ 110 кВ Горячинская – Усть-Баргузин	73,519
74	ВЛ 110 кВ Уро – Баянгол (УБл-136)	40,179
75	ВЛ 110 кВ Усть-Баргузин – Баргузин (УББ-131)	48,473
76	ВЛ 110 кВ Северная – Западная (СЗ-102)	2,65

Перечень ПС 110 кВ

№ п/п	Наименование подстанции	Принадлежность
1.	ПС 110 кВ Никольская	ПАО «МРСК Сибири»
2.	ПС 110 кВ Бичура	ПАО «МРСК Сибири»
3.	ПС 110 кВ Окино-Ключи	ПАО «МРСК Сибири»
4.	ПС 110 кВ Кудара-Самон	ПАО «МРСК Сибири»
5.	ПС 110 кВ Б.Луг	ПАО «МРСК Сибири»
6.	ПС 110 кВ Кяхта	ПАО «МРСК Сибири»
7.	ПС 110 кВ Боргой	ПАО «МРСК Сибири»
8.	ПС 110 кВ Бургултай	ПАО «МРСК Сибири»
9.	ПС 110 кВ Харанхой	ПАО «МРСК Сибири»
10.	ПС 110 кВ Джида	ПАО «МРСК Сибири»
11.	ПС 110 кВ Торей	ПАО «МРСК Сибири»
12.	ПС 110 кВ Петропавловка	ПАО «МРСК Сибири»
13.	ПС 110 кВ Подлопатки	ПАО «МРСК Сибири»
14.	ПС 110 кВ Инкурская	ПАО «МРСК Сибири»
15.	ПС 110 кВ Тухум	ПАО «МРСК Сибири»
16.	ПС 110 кВ Завод	ПАО «МРСК Сибири»
17.	ПС 110 кВ Гусиноозерская	ПАО «МРСК Сибири»
18.	ПС 110 кВ Холбольджино	ПАО «МРСК Сибири»
19.	ПС 110 кВ Западная	ПАО «МРСК Сибири»
20.	ПС 110 кВ Верхняя Березовка	ПАО «МРСК Сибири»
21.	ПС 110 кВ Бурводстрой	ПАО «МРСК Сибири»
22.	ПС 110 кВ Медведчиково	ПАО «МРСК Сибири»
23.	ПС 110 кВ Энергетик	ПАО «МРСК Сибири»
24.	ПС 110 кВ Машзавод	АО «Улан-Удэнский авиазавод»
25.	ПС 110 кВ Исинга	ПАО «МРСК Сибири»
26.	ПС 110 кВ Октябрьская	ПАО «МРСК Сибири»
27.	ПС 110 кВ Шишковка	ПАО «МРСК Сибири»
28.	ПС 110 кВ Южная	ПАО «МРСК Сибири»
29.	ПС 110 кВ Птицефабрика	ПАО «МРСК Сибири»
30.	ПС 110 кВ Эрхирик	ПАО «МРСК Сибири»
31.	ПС 110 кВ Курба	ПАО «МРСК Сибири»
32.	ПС 110 кВ Комсомольская	ПАО «МРСК Сибири»
33.	ПС 110 кВ Поперечная	ПАО «МРСК Сибири»
34.	ПС 110 кВ Бурятферммаш	ПАО «МРСК Сибири»
35.	ПС 110 кВ ЛВРЗ	ОАО «РЖД»
36.	ПС 110 кВ ЗММК	ЗАО «Улан-Удэстальмост»
37.	ПС 110 кВ Монгой	ПАО «МРСК Сибири»
38.	ПС 110 кВ Онохой	ПАО «МРСК Сибири»
39.	ПС 110 кВ Романовка	ПАО «МРСК Сибири»
40.	ПС 110 кВ Багдарин	ПАО «МРСК Сибири»
41.	ПС 110 кВ Хиагда	АО «Хиагда»
42.	ПС 110 кВ Новая	ПАО «МРСК Сибири»
43.	ПС 110 кВ Георгиевская	ПАО «МРСК Сибири»
44.	ПС 110 кВ Сосново-Озерская	ПАО «МРСК Сибири»
45.	ПС 110 кВ Иволга	ПАО «МРСК Сибири»
46.	ПС 110 кВ Тарбагатай	ПАО «МРСК Сибири»
47.	ПС 110 кВ Удинская	ПАО «МРСК Сибири»
48.	ПС 110 кВ Хоринская	ПАО «МРСК Сибири»
49.	ПС 110 кВ Тимлюйская	ПАО «МРСК Сибири»
50.	ПС 110 кВ Кабанская	ПАО «МРСК Сибири»
51.	ПС 110 кВ СЛПБ	ПАО «МРСК Сибири»

№ п/п	Наименование подстанции	Принадлежность
52.	ПС 110 кВ Таловка	ООО «Наратай Энерджи»
53.	ПС 110 кВ Селенга	ПАО «МРСК Сибири»
54.	ПС 110 кВ Мостовка	ПАО «МРСК Сибири»
55.	ПС 110 кВ Селенга-тяговая	ОАО «РЖД»
56.	ПС 110 кВ Татаурово-тяговая	ОАО «РЖД»
57.	ПС 110 кВ Заудинск	ОАО «РЖД»
58.	ПС 110 кВ Прибайкальская	ПАО «МРСК Сибири»
59.	ПС 110 кВ Нестерово	ПАО «МРСК Сибири»
60.	ПС 110 кВ Котокель	ПАО «МРСК Сибири»
61.	ПС 110 кВ Берег	ОЭЗ ТРТ «Байкальская гавань»
62.	ПС 110 кВ Турка	ПАО «МРСК Сибири»
63.	ПС 110 кВ Уро	ПАО «МРСК Сибири»
64.	ПС 110 кВ Баргузин	ПАО «МРСК Сибири»
65.	ПС 110 кВ Баянгол	ПАО «МРСК Сибири»
66.	ПС 110 кВ Могойто	ПАО «МРСК Сибири»
67.	ПС 110 кВ Усть-Баргузин	ПАО «МРСК Сибири»
68.	ПС 110 кВ Зун-Мурино	ПАО «МРСК Сибири»
69.	ПС 110 кВ Кырен	ПАО «МРСК Сибири»
70.	ПС 110 кВ Самарта	ПАО «Бурятзолото»
71.	ПС 110 кВ Байкало-Кудара	ПАО «МРСК Сибири»
72.	ПС 110 кВ Таксимо-тяговая	ОАО «РЖД»
73.	ПС 110 кВ Таксимо-110	ПАО «МРСК Сибири»
74.	ПС 110 кВ Ирокинда	ПАО «Бурятзолото»
75.	ПС 110 кВ Алтан	ПАО «Бурятзолото»
76.	ПС 110 кВ Кедровская	ПАО «Бурятзолото»
77.	ПС 110 кВ Машзавод-2	АО «Улан-Удэнский авиазавод»
78.	ПС 110 кВ Джилинда	АО «Хиагда»

Установленная мощность ПС 220 кВ составляет 2 963,0 МВА,
установленная мощность ПС 110 кВ составляет 2053,1 МВА.

Приложение № 2
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Республики
Бурятия на 2020-2024 годы

**Реестр заявителей (свыше 670 кВт), по заявкам которых заключены
договора технических условий на технологическое присоединение**

№ п/п	Дата подачи заявки	Сетевая организация	Наименование Заявителя	Наименование, адрес объекта	Заявляе мая мощнос ть, МВт	Центр питания, линия по стороне 220 - 110 - 35 кВ
1	15.03.2018	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Сибири	АО "Разрез Тугнуйский"	ПС 220 кВ Саган-Нур	20	ПС 220 кВ Саган-Нур
2	13.06.2018	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Сибири	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерск ий»	Подстанция 220/10 кВ	27,6	Гусиноозерска я ГРЭС, ПС 220 кВ Мухоршибирь
3	12.10.2012	ПАО "МРСК Сибири"	Министерство по развитию транспорта, энергетики и дорожного хозяйства РБ	Автотуристический кластер "Подлеморье" к ПС 35 кВ Оймур*	4	ПС 110 кВ Байкало- Кудара
4	24.01.2017	ПАО "МРСК Сибири"	ООО Инвестиционн ая компания "ТЯН ЧЭН"	жилая застройка и объекты инфраструктуры 104 квартала	4,112	ПС 110 кВ Медведчиково
5	14.08.2014	ПАО "МРСК Сибири"	ОАО "ПРОМГРАЖ ДАНСТРОЙ"	Жилые дома 140А квартала от ПС 35 кВ Таёжная	1,8399	ПС 220 кВ Районная
6	09.01.2014	ПАО "МРСК Сибири"	ООО "Селенгински й завод ЖБИ"	КЛ 6 кВ для электрообеспечения Селенгинского завода ЖБИ*	0,67	ПС 110 кВ Селенга
7	09.12.2013	Филиал ПАО "МРСК Сибири"- "Бурятэнерг о"	ООО ПСК " Тамир"	ЛЭП 0,4 кВ к ПС 35 кВ Таежная*	0,4832	ПС 220 кВ Районная
8	14.12.2012	Филиал ПАО "МРСК Сибири"- "Бурятэнерг	АО "Улан- УдэЭнерго"	ЛЭП 10 кВ**	1,295	ПС 110 кВ Энергетик

		о"				
9	30.05.2014	Филиал ПАО "МРСК Сибири"- "Бурятэнерг о"	ФГБУН "Институт солнечно- земной физики Сибирского отделения Российской академии наук"	ЛЭП 10 кВ ТП 10/0,4 кВ для электрообеспечения объекта: "Радиогелиограф"*	0,9	ПС 110 кВ Кырен
10	16.12.2015	ПАО "МРСК Сибири"	АО "Улан-Удэ Энерго"	ЛЭП 10 кВ Ф.1, Ф.4 от ПС 110 кВ Октябрьская**	1,321	ПС 110 кВ Октябрьская
11	11.01.2016	ПАО "МРСК Сибири"	АО "Улан-Удэ Энерго"	ЛЭП 10 кВ Ф.5 от ПС 110 кВ Энергетик**	1,5	ПС 110 кВ Энергетик
12	18.12.2015	ПАО "МРСК Сибири"	АО "Улан-Удэ Энерго"	ЛЭП 10 кВ Ф.5 от ПС 35 кВ АРЗ*	0,738	ПС 110 кВ Южная
13	16.12.2015	ПАО "МРСК Сибири"	АО "Улан-Удэ Энерго"	ЛЭП 10 кВ Ф.7 от ПС Бурятцелинстрой, питающие РП-16**	1,683	ПС 110 кВ ЗММК
14	10.01.2014	ПАО "МРСК Сибири"	АО "Улан-Удэ Энерго"	Опора ВЛ 10 кВ № 4 (ф. № 5 РП "Верхняя Березовка")*	1,74	ПС 110 кВ Верхняя Березовка
15	28.10.2014	ПАО "ФСК ЕЭС"	"Желдорэнерг о"-филиал ООО "Энергопромс быт"	ПС 220 кВ Дабан, ПС 220 кВ Северобайкальск, ПС 220 кВ Кичера, ПС 220 кВ Ангоя, ПС 220 кВ Новый Уоян, ПС 220 кВ Янчукан, ПС 220 кВ Ангаракан, ПС 220 кВ Перевал, ПС 220 кВ Окусикан, ПС 110 кВ Таксимо-тяговая	30 72,26	ПС 500кВ Нижнеангарска я
16	28.01.2016	ПАО "ФСК ЕЭС"	ОАО "РЖД"	ПС 220 кВ Киж (установка 3 трансформатора)	4,09	1. ПС 220 кВ Петровск- Забайкальская, 2. ПС 220 Районная
17	07.06.2013	ПАО "МРСК Сибири"	АО "Улан-Удэ Энерго"	ПС 35 кВ Центральная для электрообеспечения существующего коммунально-бытового сектора, торгово- развлекательных зон*	2,87	ПС 110 кВ Западная
18	19.04.2012	Филиал ПАО "МРСК Сибири"- "Бурятэнерг	АО "Улан-Удэ Энерго"	ПС 35/6 кВ "КТП-11" для электрообеспечения жилого комплекса с объектами здравоохранения*	1,74	ПС 110 кВ Октябрьская

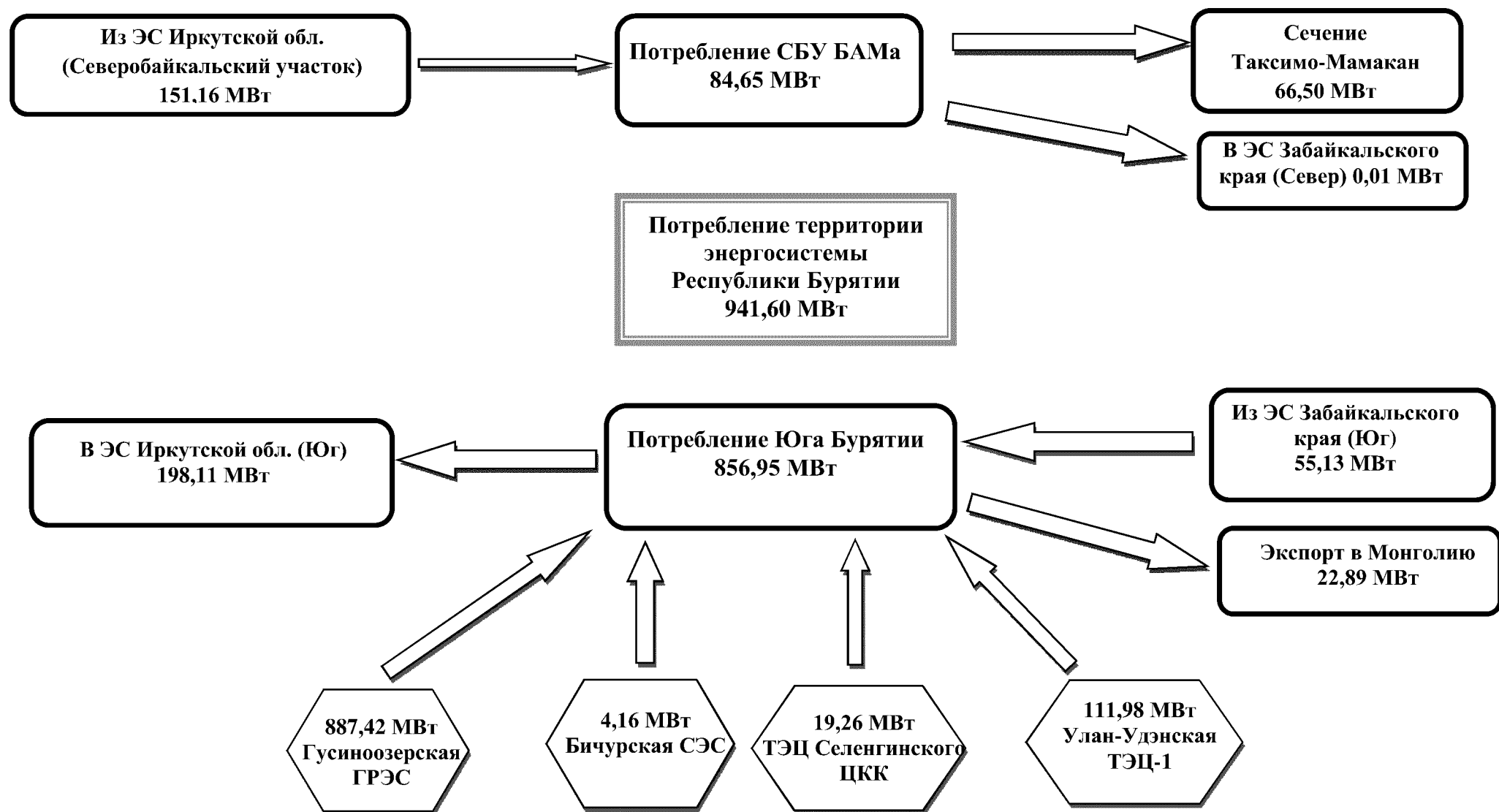
		о"				
19	29.03.2013	Филиал ПАО "МРСК Сибири"- "Бурятэнерго"	ОАО "Промграждан строй"	ТП 10 кВ*	0,5892	ПС 220 кВ Районная
20	07.02.2017	АО "Улан- Удэ Энерго"	ООО "Управление капитального строительства - 3"	Торговый центр*	1,5	ПС 110 кВ Западная
21	16.05.2017	АО "Улан- Удэ Энерго"	ООО "Рем"	ТП для электрообеспечения многоквартирного жилого дома к ПС 35 кВ КТП-1, ПС 35 кВ КТП-3	0,852	ПС 110 кВ Западная
22	08.11.2018	АО "Улан- Удэ Энерго"	ИП. Аюшиев В.Д.	ТЦ "Форум" 2-ая очередь	1,5	Улан-Удэнская ТЭЦ-1
23	26.07.2019	ПАО "МРСК Сибири"	ООО "Озерное"	ВЛ 35 кВ для ТП электроустановок Озерного горно- обогатительного комбината коммунального и производственного назначения	4,99	ПС 110 кВ Сосново- Озерская
24	11.09.2019	ПАО "ФСК ЕЭС"	ООО "Озерное"	ПС 220 кВ Озерная	82	ПС 220 кВ Чита

*Срок действия ТУ на ТП истек;

**Ведется работа по расторжению договора.

Приложение № 4
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Республики Бурятия на
2020-2024 годы

Баланс мощности энергосистемы Республики Бурятия на час прохождения максимума потребления территории 14.02.2019 05:00 мс



Приложение № 5
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Республики Бурятия
на 2020-2024 годы

Тепловые балансы по источникам тепловой энергии

Тепловой баланс по источнику Улан-Удэнская ТЭЦ-1 до 2024 г.

Показатель	2019 факт	2020	2021	2022	2023	2024
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	456,8	466,7	473,1	456,3	464,5	471,0
Располагаемая мощность, Гкал	488	488	488	488	488	488
Избыток(+), Дефицит (-), мощности, Гкал	31,2	21,3	14,9	31,7	23,5	17,0

*В резерве 2 пиковых водогрейных котла мощностью по 100 Гкал каждый.

Тепловой баланс по источнику Улан-Удэнская ТЭЦ-2 до 2024 г.

Показатель	2019 факт	2020	2021	2022	2023	2024
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	175,0	179,1	186,6	239,2	249,7	301,7
Располагаемая мощность, Гкал	300	300	300	300	480	480
Избыток(+), Дефицит (-), мощности, Гкал	125,0	120,9	113,4	60,8	230,3	178,3

Тепловой баланс по источнику Гусиноозерская ГРЭС до 2024 г.

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
Располагаемая мощность, Гкал (-/ +)	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3
Избыток (+) Дефицит (-) мощности, Гкал	180,3	180,3	180,3	180,3	180,3	180,3

Тепловой баланс по источнику Селенгинский ЦКК до 2024 г.

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Итого
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71
Располагаемая мощность, Гкал	296	296	296	296	296	296	296
Избыток (+) Дефицит (-) мощности, Гкал	144,29	144,29	144,29	144,29	144,29	144,29	144,29

Учитывается аварийная бронь в количестве 10% от установленной мощности.

Приложение № 6
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Республики Бурятия
на 2020-2024 годы

Реестр заявителей (свыше 670 кВт), подавших заявки на технологическое присоединение в 2019 году

№ п/п	Дата подачи заявки	Наименование Заявителя	Наименование объекта	Адрес объекта	Заявляемая мощность, кВт	Центр питания, линия по стороне 110 - 35 кВ
1	30.01.2019	ФГБОУ «Институт солнечно-земной физики Сибирского отделения Российской академии наук»	ЛЭП 10 кВ, 3 ТП 10/0,4 кВ	671001, Республика Бурятия, Тункинский р-н, Монды п, к.н. з.у. 03:20:390101:0001	2 500,0000	ПС 110/35/6 КВ «Самарта»
2	18.02.2019	ООО «Гарантия-2»	ЛЭП 10 кВ ТП 10/0,4 кВ для электроснабжения	671244, Республика Бурятия, Кабанский р- н, Быково с., к.н. з.у. 03:09:100101:1070, В 875 км. на юго-восток от с. Быково	1 000,0000	ПС 35/10 КВ «Шергино»
3	04.03.2019	Муниципальное учреждение «Улан- Удэстройзаказчик»	Школа по ул. Автотранспортная	670023, Республика Бурятия, Советский р- н, Улан-Удэ г, Автотранспортная ул, д. 5, к.н. з.у. 03:24:000000:66381	905,0000	ПС 110/10 кВ «Бурводстрой»
4	06.03.2019	ООО «Друза»	ЛЭП 10 кВ	670000, Республика Бурятия, Еравнинский р-н, к.н. з.у. 03:00:000000:0, МО «Комсомольское»	2 200,0000	ПС 110/10 кВ «Комсомольская»
5	19.03.2019	ООО «ПИТ СИНТЕЗ»	7 двух- трансформаторны е подстанции 2*2500	670000, Республика Бурятия, Октябрьский район, Улан-Удэ г, Домостроительная ул, к.н. з.у. 03:24:034301:154	17 000,0000	ПС 110/10 «Медведчиково»
6	21.03.2019	ИП Ельник С. *	ЛЭП-10кВ, ТП 10/0,4 кВ	671260, Республика Бурятия, Прибайкальский р-н, к.н. з.у. 03:16:540101:1472	800,0000	ПС 110/35/10 КВ «Прибайкальская»
7	22.03.2019	ООО	Многоквартирный	670000, Республика Бурятия, Советский р-	925,3900	ПС 35/6 КВ

		«Бургражданстрой»	жилой дом	н, Улан-Удэ г., Смолина ул, д. 61, к.н. з.у. 03:24:011203:1295		«Горводоподъем»
8	09.04.2019	ООО «Улан-Удэнская лесная компания»	Электроустановки производственной базы	670009, Республика Бурятия, Железнодорожный р-н, Улан-Удэ г, Гавань ул, д. 28а, к.н. з.у. 03:24:023806:15	796,0000	ПС 110/10 кВ «Бурятферммаш»
9	12.04.2019	ИП Бредний В.В.	КЛ-10 кВ, ТП-10/0,4 кВ 2*1250 кВА	670000, Республика Бурятия, Октябрьский р-н, Улан-Удэ г., 110-й кв-л, к.н. з.у. 03:24:034408:165	1 500,0000	ПС 110/10 кВ «Медведчиково»
10	06.05.2019	АО «Твердосплав»	ТП 6/0,4 кВ и распределительные устройства	670000, Республика Бурятия, Закаменский р-н, Холтосон С, к.н. з.у. 03:07:220125:3	7 600,0000	ПС «Селендума»
11	13.05.2019	ООО «Информационно-методологический центр»	Промышленный парк	670023, Республика Бурятия, Советский район, Улан-Удэ г, к.н. з.у. 03:24:011901:212	2 000,0000	ПС 35/10 «Авиационно-ремонтный завод (АРЗ)»
12	29.05.2019	ООО «Бурятмяспром»	ПС 35/6 «Мясокомбинат»	670013, Республика Бурятия, г. Улан-Удэ, ул Пугачева, к.н. з.у. 03:24:031305:67	2 400,0000	ПС «Районная»
13	13.06.2019	ГКУ РБ «УКС ПРБ»	Строительство ВЛ 110 кВ ПС 110/10 кВ	671247, Республика Бурятия, Кабанский р, пгт. Селенгинск, к.н. з.у. 03:09:480614:43	9 500,0000	ПС-220/110/6 КВ «СЦКК»
14	26.06.2019	Муниципальное учреждение «Улан-Удэстройзаказчик»	Реконструкция правобережных очистных	670000, Республика Бурятия, Советский р-н, Улан-Удэ г, Борсоева ул, д. 101, к.н. з.у. 03:24:010701:49	1560,0000	ПС 110/35/6 кВ «Западная»
15	03.07.2019	ООО «Бургражданстрой»	1 этап - Смолина 61	670000, Республика Бурятия, Советский р-н, Улан-Удэ г, Смолина ул, д. 61, к.н. з.у. 03:24:6011203:1295	1 017,9600	ПС 110/10 кВ «Медведчиково»
16	17.07.2019	ООО «Центр Ядерной Медицины Улан-Удэ»	Центр ядерной медицины (ЦЯМ)	670047, Республика Бурятия, Октябрьский р-н, Улан-Удэ г, Пирогова ул, к.н. з.у. 03:24:033507:897	1 100,0000	ПС 35/6 КВ «КТП-11»
17	26.07.2019	ООО «Озерное»	ВЛ 35 кВ	671440, Республика Бурятия, Еравнинский район, к.н. з.у. 03:05:250121:00	4 990,0000	ПС 110/35/10 кВ «Сосново - Озерск»
18	07.08.2019	ГКУ РБ «УКС ПРБ»	Строительство	670000, Республика Бурятия, Советский р-	834,6000	ПС 110/10 кВ

			театрально-культурного центра	н, Улан-Удэ г, Свободы ул, к.н. з.у. 03:24:011206:2511		«Медведчиково»
19	21.08.2019	ООО «Информационно-методологический центр»	промышленный парк	670023, Республика Бурятия, Советский район, Улан-Удэ г, к.н. з.у. 03:24:011901:212	1 600,0000	ПС 35/10 «Авиационно-ремонтный завод (АРЗ)»
20	04.09.2019	Зандаева Александра Ильинична	нежилое здание	670000, Республика Бурятия, Октябрьский р-н, Улан-Удэ г, Ключевская ул, к.н. з.у. 03:24:031802:1359, на земельном участке расположено здание склада №146	900,0000	ПС 35/6 КВ «Мясокомбинат»
21	14.10.2019	Верховный Суд Республики Бурятия	Здание Верховного суда Адрес: 670000,	670000, Республика Бурятия, Октябрьский р-н, Улан-Удэ г, Жердева ул, к.н. з.у. 03:24:032707:1165	1 746,0000	ПС 110/35/10 кВ «Октябрьская»
22	29.10.2019	ГКУ РБ «УКС ПРБ»	Строительство регионального центра единоборств	670031, Республика Бурятия, Октябрьский р-н, Улан-Удэ г, Ринчино ул, д. 8, к.н. з.у. 03:24:000000:29	853,0000	ПС 110/10 кВ «Медведчиково»
23	30.10.2019	Муниципальное учреждение «Улан-Удэстройзаказчик»	Обеспечение Юго-Западной части г. Улан-Удэ	670031, Республика Бурятия, Октябрьский р-н, Улан-Удэ г, к.н. з.у. 03:24:034404:1472, 103 мкр.	716,2500	ПС 110/10 кВ «Медведчиково»
24	05.11.2019	ЗАО «ЗАВОД УНЕСО»	ТП 6/0,4 кВ для	670010, Республика Бурятия, Советский р-н, Улан-Удэ г, Оцимика ул, д. 30, к.н. з.у. 03:24:011232:001	1 750,0000	ПС 35/6 КВ «Левобережная»
25	28.11.2019	ООО «Байкалпромгаз»	2 ЛЭП 10 кВ ООО	670018, Республика Бурятия, Советский район, Улан-Удэ г, ПОкровская ул, к.н. з.у. 03:24:000000:0	1 600,0000	ПС 35/10 «Авиационно-ремонтный завод (АРЗ)»