ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ

БУРЯАД УЛАСАЙ ЗАСАГАЙ ГАЗАР

Р А С П О Р Я Ж Е Н И Е

З А Х И Р А М Ж А

от 28 апреля 2017 г. № 239-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 2018 - 2022 годы*.

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

Временно исполняющий обязанности Главы Республики Бурятия – Председателя Правительства Республики Бурятия **А. Цыденов**

*Приложение в электронном виде

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

лн3

УТВЕРЖДЕНА
распоряжением Правительства
Республики Бурятия
от 28.04.2017 № 239-р

СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Республики Бурятия
на 2018-2022 годы

Глава 1. Общая характеристика региона

Республика Бурятия как самостоятельный субъект Российской Федерации входит в состав Сибирского 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 982,284 тыс. человек. Соотношение городского и сельского населения составляет соответственно 58,97 % и 41,03 %.

Территория Республики Бурятия составляет 351,3 тыс. км^2.

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 плавикового 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. м^3, спелой и перестойной – около 770 млн. м^3, возможных для эксплуатации 235 млн. м^3. 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 древостои, 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:

- АО «Улан-Удэнский авиационный завод»
- ПАО «Бурятзолото»
- Улан-Удэнский ЛВРЗ - филиал АО «Желдорреммаш»
- ЗАО «Улан-Удэстальмост»
- АО «Улан-Удэнское приборостроительное производственное объединение»
- ОАО «Селенгинский целлюлозо-картонный комбинат»
- ЗАО «Байкальская лесная компания»
- ООО «Бурятмяспром»
- ЗАО « Кондитерпром» (ОАО «Амта»)
- ОАО «Бурятхлебпром»
- 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 электроэнергии 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;

– 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;

– АО «Улан-Удэ Энерго» - эксплуатация электрических сетей и подстанций напряжением 35 кВ и ниже в г. Улан-Удэ;

– Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению Трансэнерго ОАО «РЖД» эксплуатация электрических сетей и подстанций;

– Помимо крупных сетевых компаний 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 для АО «Разрез Тугнуйский», ООО Тугнуйское погрузочно-транспортное управление», ООО «Тугнуйская обогатительная фабрика»;

– ООО «Русэнергосбыт», осуществляет покупку для ОАО «РЖД» на территории Республики Бурятия;
– ЗАО «Система», осуществляет покупку для ООО «Тимлюйский цементный завод» и ООО «Тимлюйский завод»;
– ООО «Инженерные изыскания» осуществляет покупку для ОАО «Бурятзолото» (рудник «Ирокинда» и рудник «Холбинский»);
– МУП «ЖКК Баунтовского эвенкийского района».
– 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.	982,284
Потребление электроэнергии 2016 г., млн. кВт.ч	5394,750
Максимум потребления мощности, 2016 г., МВт.	943,0
Установленная мощность электростанций всего, МВт	1 363,39
Гусиноозерская ГРЭС, МВт	1 160,00
Улан-Удэнская ТЭЦ-1, МВт	148,77
Селенгинский ЦКК, МВт	36,00
Дизельные ЭС, МВт	18,62
Протяженность ВЛ 500-110 кВ и ниже, всего, км.	33 689,76
ВЛ 500 кВ (в работе на 220 кВ), км.	311,40
ВЛ 220 кВ, км.	3 030,36
ВЛ 110 кВ, км.	3 006,50
ВЛ 35 кВ и ниже, км.	27 341,50
Количество подстанций, шт.	7 514
Напряжением 220 кВ, шт.	25
Напряжением 110 кВ и ниже, шт.	190
ТП, РП, КТП, шт.	7 299,00

В Республике Бурятия существует два электрически не связанных между собой энергорайона – Южный и Северобайкальский. На рисунке 1 представлена общая схема электрических сетей Республики Бурятия.

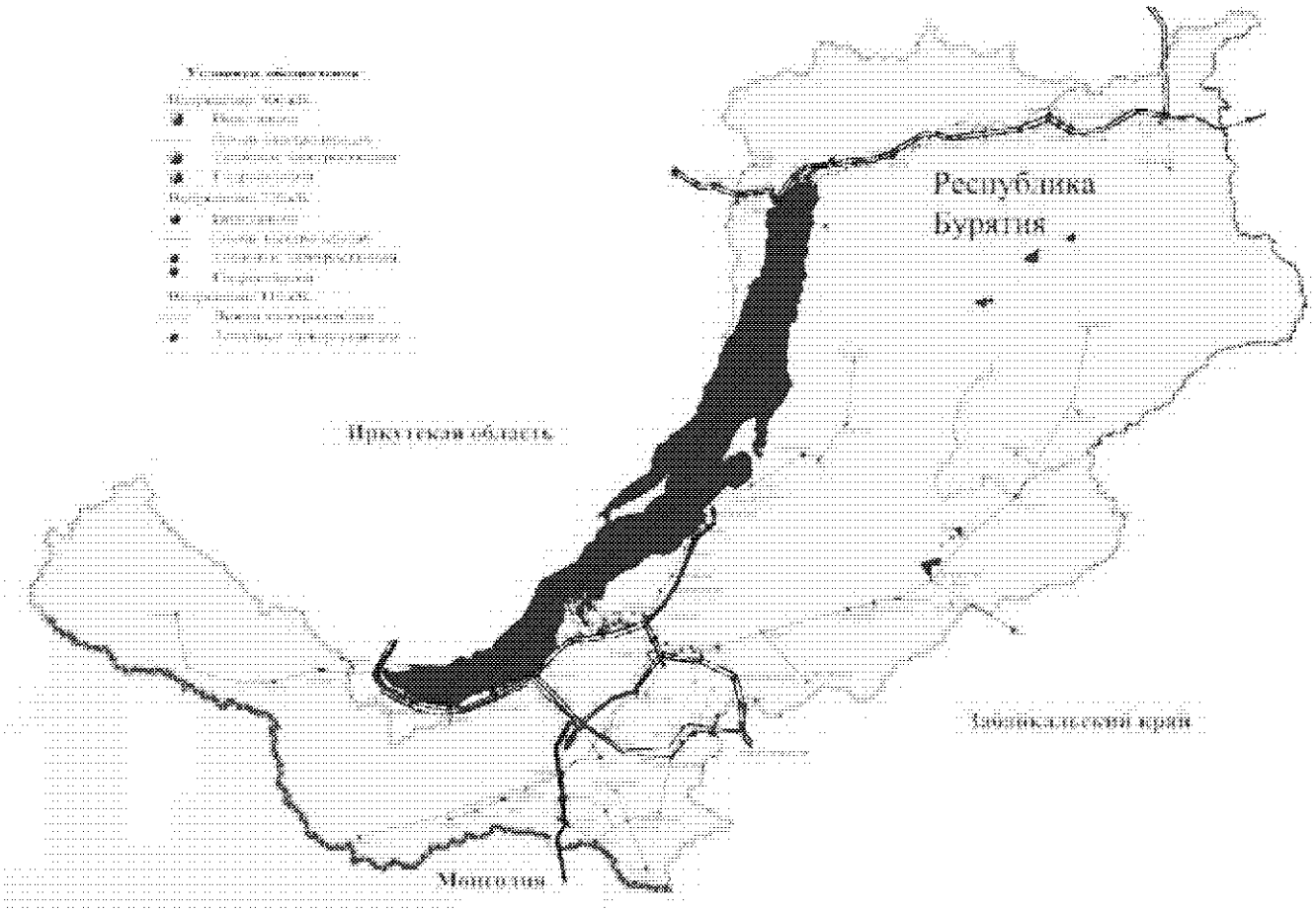


Рис. 1. Карта-схема электрических сетей Республики Бурятия.

Характеристика электрических сетей Республики Бурятия

Южный энергорайон

Основная электрическая сеть энергосистемы (далее – ЭС) Южного района сформирована из линий электропередач и подстанций напряжением 110–220 кВ. Сеть 220 кВ закольцована.

Южный энергорайон энергосистемы (далее - ЭС) Республики Бурятия связан с энергосистемами:

Иркутской области, Забайкальского края, центрального региона Монголии.

С ЭС Иркутской области имеется связь:

- ВЛ 500 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 500 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 с отпайкой на ПС Грязнуха (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 электроэнергии и мощности имеет нестабильный характер с выраженными утренними и вечерними максимумами и дневными и ночными минимумами.

Максимум потребления в энергорайоне в 2016 году составил 842,7 МВт (в 2015 г. 864,5МВт, в 2014 г. - 887 МВт, в 2013 г. – 878 МВт).

Минимум потребления Южного района составил 302,4 МВт в 2016 году (в 2015 г. – 280,7 МВт, в 2014 г. - 272 МВт, в 2013 г. - 281 МВт).

Северобайкальский энергорайон

Северобайкальский энергорайон ЭС 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 и ВЛ 110 кВ Таксимо-Мамакан с отпайками (обеспечивается питание Бодайбинского и Мамско-Чуйского районов Иркутской области).
- 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).

Электрические сети от Усть-Илимской ГЭС через ПС 220 кВ Коршуниха до ПС 220 кВ Чара выполнены подвеской двух цепей на одни опоры. Протяженность транзита от Усть-Илимской ГЭС до ПС 220 кВ Таксимо составляет 1047 км. Магистраль проходит по горному лавиноопасному, сейсмически активному району. Основной потребитель Северного энергорайона – электротяга (до 60 % потребления) – потребитель I категории надёжности, в т.ч. особой группы I категории: Северо-Муйский тоннель длиной 15,4 км, Байкальский тоннель длиной 7,5 км и четыре Мысовых тоннеля суммарной длиной 5,2 км. Генерирующих станций в Северобайкальском энергорайоне нет.

Суммарное потребление Северобайкальского энергорайона, с учетом перетока в ЗАО «Витимэнерго» и ЭС Забайкальского края, в период максимальных нагрузок достигает 225 МВт. Для непревышения МДП (205 МВт) в сечении Иркутск-Бурятия (Северобайкальский энергорайон) по ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30), ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) проводятся схемно-режимные мероприятия по переносу точки раздела с Забайкальской энергосистемой с ПС 220 кВ Хани на ПС 220 кВ Таксимо, а в случае невозможности выполнения схемно-режимных мероприятий или их неэффективности возможен ввод ограничений режима потребления

В ремонтной схеме – при отключении одной из линий 220 кВ на транзите – максимально допустимый переток составляет 190 МВт.

Подключение новых потребителей невозможно без выполнения мероприятий по усилению электрических сетей. В настоящее время имеются заявки на технологическое присоединение к сетям: увеличение перевозок ОАО «РЖД» (по Северобайкальскому энергорайону), ПАО «Полюс» (Бодайбинский и Мамско-Чуйский районы) и ряд других.

Баланс мощности ЭС Республики Бурятия на час прохождения максимума потребления территории по состоянию на 20 января 2016 года представлен в Приложении № 4.

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

Информация электропотребления ЭС Республики Бурятия за период 2012-2016 годы представлена в Таблице 2.

Динамика электропотребления Республики Бурятия за период с 2012 по 2016 годы

Таблица 2

Наименование / годы	2012	2013	2014	2015	2016
Электропотребление, млн. кВт.ч	5 462	5 484	5 408	5 364	5 395
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт.ч	112	22	-76	-44	31
Среднегодовые темпы прироста, %	2,05	0,4	-1,4	-0,81	0,6

Объем потребления электроэнергии в энергосистеме Республики Бурятия за 12 месяцев 2016 года составил 5 395 млн.кВтч, что на 31 млн. кВт*ч больше объема потребления 2015 года или на 0,6 %.

По данным «Отчета о функционировании ЕЭС России в 2016 году», опубликованного на сайте АО «СО ЕЭС» 01 февраля 2017 года, в 2016 году в энергосистеме России в целом зафиксировано увеличение

потребления электрической энергии по сравнению с 2015 годом на 1,85 % (1026,855 млрд. кВтч), а по ОЭС Сибири также зафиксировано увеличение потребления на 1,79 % (207,167 млрд. кВтч).

При этом «Схемой и программой развития ЕЭС России на 2016-2022 гг.», утвержденной приказом Минэнерго России от 01 марта 2016 года №147, темп роста потребления электрической энергии по ОЭС Сибири в 2016 году планировался на уровне 1,07 %.

График электропотребления Республики Бурятия за период с 2012 по 2016 гг. показан на Рисунке 2.

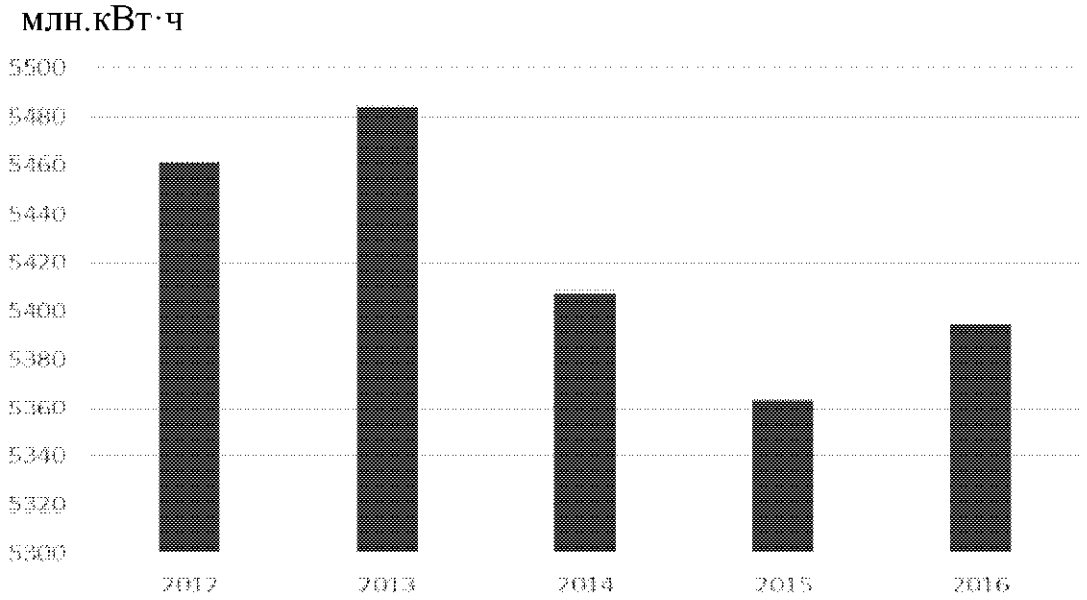


Рис. 2. – Электропотребление территории Республики Бурятия за период с 2012 по 2016 гг.

Структура электропотребления Республики Бурятия по видам экономической деятельности

В Таблице 3 представлено изменение в структуре электропотребления территории Республики Бурятия в 2012-2016 годах.

Структура электропотребления на территории Республики Бурятия за период 2012-2016 гг.

Таблица 3

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	тыскВтч					Доля в структуре полезного отпуска, %	Отклонение, (+,-), %
	2012	2013	2014	2015	2016		
Всего	**5 461 737**	**5 484 027**	**5 408 533**	**5 363 855**	**5 394 750**		
СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	**506 109**	**516 171**	**499 409**	**591 180**	**525 271**		
ПОТЕРИ В СЕТЯХ	**1 235 711**	**1 040 742**	**933 521**	**1 081 083**	**1 028 953**		
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ НУЖДЫ	**103 023**	**104 350**	**99 300**	**97 384**	**714**		
ХОЗ. НУЖДЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	**24 593**	**26 756**	**22 667**	**10 507**	**13 445**		
ПОЛЕЗНЫЙ ОТПУСК ПОТРЕБИТЕЛЯМ	**3 592 301**	**3 796 008**	**3 853 636**	**3 583 700**	**3 826 367**	**100,00**	**6,77**
в том числе:							
Промышленность - всего	**761273**	**750 845**	**722 823**	**755 865**	**637 833**	**16,67**	**-15,62**
в том числе:							
электроэнергетика	4 170	4 648	9 021	6 303	10 190,13	0,27	61,67
топливная	103 161	120 099	114 947	113 648	88 179,53	2,30	-22,41
черная металлургия	256	311	707	435	263,22	0,01	-39,49
цветная металлургия	144 318	158 434	157 164	168 674	36 145,27	0,94	-78,57
химическая и нефтехим.	3 156	2 013	1 502	1 368	1 990,82	0,05	45,53
машиностроение	165 238	161 459	112 029	130 941	82 130,09	2,15	-37,28
деревообр. и ц/бумаж.	192 705	155 728	168 527	195 611	48 313,51	1,26	-75,30
промышленность стройматериалов.	83 761	92 723	89 099	64 069	6 240,31	0,16	-90,26
легкая	1 334	1 313	1 250	1 284	1 588,86	0,04	23,74
пищевая	46 806	48 737	44 150	47 827	48 214,34	1,26	0,81
другие промышленные производства	16 368	20 920	24 427	25 705	314 577,51	8,22	1123,80
Сельское хозяйство	**16 942**	**19 367**	**20 633**	**17 713**	**19 979,49**	**0,52**	**12,80**
Лесное хозяйство	**981**	**807**	**406**	**3876**	**131,45**	**0,00**	**-96,61**
Рыбоводство	**1 912**	**1 964**	**1 683**	**1 228**	**564,00**	**0,01**	**-54,07**
Транспорт и связь	**1 121 094**	**1 165 801**	**1 185 432**	**1 177 783**	**1 245 484,17**	**32,55**	**5,75**
Строительство	**40 179**	**40 977**	**38 540**	**37 948**	**37 518,89**	**0,98**	**-1,13**
ПРОЧИЕ ОТРАСЛИ	**822 920**	**876 247**	**926 709**	**707 669**	**1 011 971,72**	**26,45**	**43,00**
в т.ч. ЖКХ	138 817	174 271	165 252	182 803	185 545,74	4,85	1,50

НАСЕЛЕНИЕ-всего	**827 000**	**940 000**	**957 410**	**881 618**	**872 883,90**	**22,81**	**-0,99**
в т.ч. сельское	298 490	345 159	380 387	341 191	372 922,03	9,75	9,30

Структура электропотребления республики состоит из следующих основных элементов:

- «Полезный отпуск» - 70,93 % или 3 826 367 тыс. кВт.ч;
- «Потери в сетях» - 19,07 % или 1 028 953 тыс. кВт.ч;
- «Собственные нужды станций» 9,74 % или 525 271 тыс. кВт.ч

Из приведенных данных Таблицы 3 видно, что в 2016 году по сравнению с 2015 годом произошло изменение по всем основным элементам электропотребления:

- по структуре «Полезный отпуск» произошло увеличение величины на 6,77%;
- по структуре «Потери в сетях» наблюдается снижение показателя на 4,82%;
- по структуре «Собственные нужды станций» наблюдается снижение на величину 11,5 %.

Структура полезного отпуска состоит из следующих основных элементов:

- «Транспорт и связь» - 34 % или 1 245 484 тыс. кВт.ч;
- «Прочие отрасли» - 26% или 1 011 972 тыс. кВт.ч;
- «Население» - 23 % или 872 884 тыс. кВ*ч.;
- «Промышленность» - 17 % или 637 834 тыс. кВт.ч;
- «Строительство» - 1% или 35 519 тыс. кВт.ч

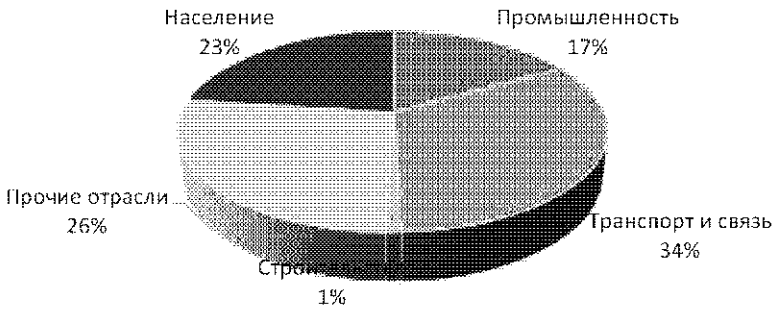


Рис. 3 Структура потребления электроэнергии по видам экономической деятельности за 2016 г. (в %).

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 электроэнергии в энергосистеме представлен в Таблице 4.

Список крупных потребителей электрической энергии за 2016 год

Таблица 4

№ п/п	Наименование потребителя	Адрес потребителя	Вид деятельности	Объем потребления, млн. кВт*ч
1.	ООО «Русэнергосбыт»	105066, г. Москва, ул. Ольховская, 27-3	энергосбытовая компания	1109,9
2.	ПАО «Бурятзолото»	670045, Бурятия Респ, Улан-Удэ г, Шаляпина ул, дом № 5, корпус В	Добыча руд и песков драгоценных металлов)	125
3.	ПАО «ТГК-14»	672090, Забайкальский край, г.Чита, ул.Профсоюзная, д.23	Выработка электро и теплоэнергии	94,25
4.	АО «Разрез Тугнуйский»	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган-Нур,пр. 70 лет Октября 49	Угольная промышленность	82,18
5.	АО «Улан-Удэнский авиационный завод»	670009, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Хоринская, 1	Самолетостроение	64,263
6.	Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорреммаш»	670002, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Лимонова, 2Б	Ремонт подвижного состава РЖД	62,495
7.	АО «Оборонэнергосбыт»	127055, г. Москва, ул. Образцова, д. 4а, корп1	энергосбытовая компания	59,613
8.	ЗАО «Система»	650000, Россия, г.Кемерово, ул.Карболитовская, дом 1, офис 104	энергосбытовая компания	51,037
9.	АО «ГУ ЖКХ»	119021, г. Москва, Комсомольский проспект, дом 18	Прочие ЖКХ	49,915
10.	МУП «Водоканал»	670034, Бурятия Респ, Улан-Удэ г, Красноармейская ул, дом № 24	Жилищно-комунальное хозяйство	49,730
11.	ОАО «Селенгинский ЦКК»	671247, РБ. Кабанский р-н. п. Селенгинск	Производство бумаги	34,86
12.	АО «Хиагда»	671510, Бурятия Респ, Баунтовский эвенкийский р-н, Багдарин с	Добыча руд и песков драгоценных металлов (золота, серебра и металлов и т.д.)	32,104
13.	ООО "Тугнуйская обогатительная фабрика"	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган-Нур, ул. Трактовая 1	Угольная промышленность	28,52

14.	ООО «Артель старателей Западная»	Республика Бурятия, Муйский район, пгт.Таксимо, ул.70лет Октября, д.57	Цветная металлургия	17,3
15.	МБУ «Горсвет»	670013, Бурятия Республика, г.Улан-Удэ, ул.Жердева, д.12А	Муниципальный бюджет	11,810
16.	ИП Шагдарова Индира Валерьевна	295022 Республика Крым г.Симферополь пр-кт Победы д.211д кв.19	Торговля	11,428
17.	МУП «Управление трамвая»	г. Улан-Удэ ул. Сахьяновой, 4	Перевозки населения по г. Улан-Удэ	9,406
18.	ОАО «Бурятхлебпром»	г. Улан-Удэ ул. Куйбышева, 44	Производство хлебобулочных изделий	8,642
19.	ПАО «Мегафон»	г. Москва, Кадашевская наб., дом № 30	Связь	7,789
20.	ИП Рогов С.А	115516, г.Москва, ул.Бакинская, д.5,кв.7	Торговля	7,039
21.	АО «Молоко Бурятии»	г. Улан-Удэ ул. Боевая, 6	Производство молочной продукции	4,504
22.	ЗАО «Кондитерпром» (ОАО «Амта»)	Республика Бурятия, г.Улан-Удэ, ул.Пирогова, д.3а	Пищевая промышленность	3,731

2.4. Динамика изменения максимума нагрузки

Информация приведена в Таблице 5.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Республики Бурятия за период с 2012 по 2016 гг.

Таблица 5

Максимум нагрузки	**2012** 19 фев.	**2013** 15 янв.	**2014** 18 фев.	**2015** 25 дек.	**2016** 20 янв.	**2012-2016** мах.
Собственный максимум нагрузки, МВт	991	969	972	945	943	991
Абсолютный прирост максимум нагрузки, МВт	5	-22	3	-27	-2	-
Среднегодовые темпы прироста, %	0,05	-2,2	0,3	-2,9	-0,21	-

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	2012	2013	2014	2015	2016
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	4549	4495	4577	4821	4867
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	-95	-54	82	244	46
Среднегодовые темпы прироста, %	-2,05	-1,19	1,82	5,33	1,009

Структура отпуска тепловой энергии от электростанций за 2016 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	224,03	130 кгс/см^2, 540°С, уголь
2	Котельные	3,046	уголь
Всего:		227,076	-
Филиал ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии»			
1	Улан-Удэнская ТЭЦ-1	1 677,147 (в т.ч. отпуск т/э паром-94,565. Отпуск т/э отработавшим паром-1292,796)	Основное – уголь, Растопочное – мазут
2	Улан-Удэнская ТЭЦ-2	686,361	Основное – уголь, Растопочное – мазут
3	Тимлюйская ТЭЦ	73,098	Основное – уголь
Всего:		2 436,606	
Станции промышленных предприятий			
Всего, в.т.ч.:		1 162,634	
1	ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	1 162,634	P= 1,2 – 13 ата, t= 125 - 440°С; Уголь, гидролизный лигнин, мазут
1.1.	На нужды собственного производства (выпуск картона и т.д.)	1 017,465	

№ п/п	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Параметры пара, вид топлива
1.2.	Сторонним потребителям (ООО ЖКХ п. Селенгинск, ООО «Селенгинский завод ЖБИ» и т.д.)	145.169	

*- 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 2016году

Таблица 8

№ п/п	Потребитель	Годовое потребление тепловой энергии, тыс. Гкал
1.	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, 2 всего (с учетом собственных потребителей),в т.ч.:	1976,24
1.1	Население	1117,3
1.2.	Прочие всего, в том числе	858,94
1.2.1	Улан-Удэнский ЛВРЗ- филиал АО «Желдорреммаш»	161,61
1.2.2.	Улан-Удэнское отделение ОАО «РЖД»	32,36
1.2.3.	АО «Улан-Удэнское производственное приборостроительное объединение» (АО «УУППО»)	8,10
1.2.4.	ОАО «Молоко»	0,81
1.2.5.	ЗАО «Энерготехмаш»	1,90
1.2.6.	МУП «Управление трамвая»	2,60
2.	Котельные У-УЭК:	336,90
2.1.	Население	241,83
2.2.	Прочие	95,07
3.	Ведомственные котельные:	2 554,54
3.1.	Население	1 003,64
3.2.	Прочие	1 550,90

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;
- Тимлюйская ТЭЦ	59,6 Гкал/час;
Итого:	**1767,6 Гкал/час.**
- котельные	**1030,5 Гкал/час.**
Всего:	**2798,1 Гкал/час.**

Данные о теплосетевом хозяйстве в разрезе муниципальных районов республики представлены в Таблице 9.

Характеристика теплосетевого хозяйства в разрезе муниципальных районов республики

Таблица 9

	Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	в том числе диаметром:			из гр.1 протяженность сетей, нуждающихся в замене	Удельный вес сетей, нуждающихся в замене в общем протяжении всех тепловых сетей, %	из гр.5 ветхие сети, км	Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении сетей, км		Экономия от работ по модернизации, тыс. руб	Среднегодовая балансовая стоимость производственных мощностей (включая арендованные) источников теплоснабжения, тыс.руб	Число когенерационных источников, ед
		до 200 мм	от 200 мм до 400 мм	от 400 мм до 600 мм				всего	из них: ветхих			
А	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Республика Бурятия	1603,3	1301,6	228,7	39,7	388,1	24,2	348,0	16,6	14,8	336,8	7201949,6	15
Улан-Удэ	593,9	485,8	64,0	18,4	8,7	1,5	5,7	4,2	4,2	-	5921735,3	-
Северобайкальск	123,5	102,1	14,3	7,1	63,9	51,7	63,9	-	-	-	97125,0	-
Баргузинский район	16.1	16.1	-	-	3.9	24,2	3,2	0,1	0,1	-	37916.5	-
Баунтовский Эвенкийский район	21,3	21,3	-	-	7,5	35,2	7,5	0,3	0,3	-	34212,1	-
Бичурский район	10.7	10.7	-	-	3.3	30,8	2,1	0,5	-	-	7670,3	-
Джидинский район	32,0	22,0	10,0	-	8,2	25,6	8,2	0,1	0,1	-	34626,1	-
Еравнинский район	20.6	13.7	5.1	1,8	4.5	21,8	4,5	-	-	-	110021.5	-
Заиграевский район	112,5	103,9	8,2	0,4	17,6	15,6	17,4	0,4	0,4	-	85365,9	15
Закаменский район	37.5	33.6	3.9	-	15.9	42,4	15,9	0,2	0,2	-	239509.0	-
Иволгинский район	19,3	16,4	2,9	-	0,4	2,1	0,4	-	-	-	7856,8	-
Кабанский район	113,8	88,5	21,9	3,3	39,9	35,1	25,3	1,3	1,3	-	64225,3	-
Кижингинский район	14,0	13,5	0,5	-	9,5	67,9	7,0	-	-	-	11381,0	-
Курумканский район	12,0	11,1	0,9	-	5,4	45,0	5,4	-	-	-	20701,6	-
Кяхтинский район	59,5	20,8	38,7	-	16,2	27,2	12,6	0,3	-	-	9568,1	-
Муйский район	103,4	76,6	24,7	2,1	82,7	80,0	82,7	-	-	-	75012,2	-
Мухоршибирский район	47,4	38,3	9,1	-	8,7	18,4	7,2	5,5	5,5	-	82660,6	-

Окинский район	2,7	2,7	-	-	-	-	-	-	-	-	1228,6	-
Прибайкальский район	45,4	41,7	3,7	-	14,3	31,5	14,3	1,4	1,4	336,8	69604,8	-
Ссверо-Байкальский район	88,2	85,5	2,7	-	66,6	75,5	56,9	-	-	-	-	-
Селенгинский район	72.4	54.6	9.2	6,6	6.9	9,5	3,8	1,1	0,1	-	202869.7	-
Тарбагатайский район	16,3	7,8	8,5	-	1,3	8,0	1,3	0,5	0,5	-	61430,4	-
Тункинский район	27.8	27.4	0.4	-	0.7	2,5	0,7	-	-	-	3596,2	-
Хоринский район	13,0	7,5	-	-	2,0	15,4	2,0	0,7	0,7	-	23632,6	-

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 2016 г. и прогноз до 2022 г.)

Таблица 10

№ 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 (период 2018-2022 г.г.)
1.	ТЭЦ-1*	-	-	-	-	-	-	-
2.	ТЭЦ-2	-	-	-	-	-	-	-
3.	Тимлюйская ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-
4.	Гусиноозерская ГРЭС	Республика Бурятия г.Гусиноозерск	-	-	-	-	-	-

Примечание: * - ПАО «ТГК-14» планирует в 2019 году завершить работы по реконструкции турбоагрегата №6 Улан-Удэнской ТЭЦ-1 со снятием ограничений установленной мощности;

Предложения по строительству новых электростанций, расширению и замене генерирующего оборудования на действующих электростанциях (отчет 2016 г. и прогноз до 2022 г.)

Таблица 11

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 топ-лива	Установленная мощность вводимого энергоагрегата, МВт	Ожидаемые месяц и год ввода в эксплуатацию (период 2018-2022 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капиталовложения, 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.
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	г. Улан-Удэ. Железнодорожный район	реконструкция	ст.№6	до реконструкции ПТ-30, после реконструкции ПР-30	уголь	30	05.2019	проектирование	15,9 тыс. руб. без НДС за 1 кВт	328,4	149,8	56,19
Гусиноозерская ГРЭС	РБ, Селенгинский район, г. Гусиноозерск	Замена турбогенератора	ТГ-1	ТГВ-200М	уголь	170	2019	замысел				
Гусиноозерская ГРЭС	РБ, Селенгинский район. г. Гусиноозерск	реконструкция котлоагрегата	КА-3	БКЗ-640	уголь	170	2020	замысел				

Прогноз ограничений установленной мощности ТЭС (отчет 2016 г. и прогноз до 2022 г.), МВт

Таблица 12

Наименование	2016 г	2017 г	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	2022 г	Примечание
Ограничения установленной мощности электростанций - всего, в т.ч.	3,6	3,6	3,6	3,6	0	0	0	
Технические ограничения, в т.ч. по видам	3,6	3,6	3,6	3,6	0	0	0	
Техническое состояние оборудования ТА ст.№6 Улан-Удэнской ТЭЦ-1	3,6	3,6	3,6	3,6	0	0	0	

Модернизация и перемаркировка генерирующего оборудования (отчет 2016 г. и прогноз до 2022 г.)

Таблица 13

Наименование электро-станции	Вид работ (модернизация, перемаркировка)	До модернизации (перемаркировки)		После модернизации (перемаркировки)				Завершение работ (период 2017-2021 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капиталовложения, 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 топ-лива	установленная мощность энергоагрегата, МВт						
Гусиноозерская ГРЭС	Перемаркировка	2 5 6 1 3	180 200 200 170 170	2 5 6 1 3	К-190(210)-130 К-210(215)-130 К-210(215)-130 К-170(200)-130 К-170(200)-130	уголь	190 210 210 200 200	2016 2016 2016 2019 2020	Завершена завершена завершена замысел замысел	-	-	-	-

Прогноз ограничений установленной мощности на Гусиноозерской ГРЭС (отчет 2016г. и прогноз до 2022г.), МВт

Таблица 14

№ п/п	Наименование	2016 (отчет)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	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								

2.9. Состав существующих электростанций ЭС РБ

На территории Республики Бурятия расположены электростанции суммарной установленной мощностью 1363,39 МВт:

1. Филиал «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация», установленной мощностью 1160,0 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. Дизельные электростанции филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» 18,62 МВт (используются в ремонтных и аварийных ситуациях).

2.10. Техническое состояние оборудования электрических станций

Характеристики оборудования электростанции филиала «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» представлена в Таблице 15.

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

Таблица 15

Название филиала	Вид топлива	Энерго-блок	Тип котла	Тип турбины	Мощность турбины, МВт	Тип генератора	Год ввода в эксплуатацию
Гусиноозерская ГРЭС 1160 МВт	уголь, мазут	1	БКЗ-640-140-ПТ1	К-170(200)-130	170	ТГВ-200М	1976
		2	БКЗ-640-140-ПТ1	К-190(210)-130	190	ТГВ-200МУ3	1977
		3	БКЗ-640-140-ПТ1	К-170(200)-130	170	ТГВ-235-2МУ3	1978
		4	БКЗ-640-140-ПТ1	К-210-130-3	210	ТГВ-200-2МГУ3	1979 (техперевооружение в 2013 году)
		5	ТПЕ-215	К-210(215)-130	210	ТГВ-200МУ3	1988
		6	ТПЕ-215	К-210(215)-130	210	ТГВ-200МУ3	1992

Характеристики энергетического оборудования электрических станций филиала ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии» представлены в Таблице 16.

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

Таблица 16.1

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	1		Р-8,4-3,4/1 ст.№1	8,4	Т-12-2 УЗ	1997
		3		Р-12-3,4/0,1 ст.№3	12	Т-12-2 УЗ	2004
		6		ПТ-30-90/10 /1,2 ст.№6	30	ТВС-30	1963
		7		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	уголь, мазут		Е-160-1,4-250 ст. № 1				1991

Бурятии»			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

Таблица 16.2

Показатель / Наименование станции	Улан-Удэнская ТЭЦ-1	Улан-Удэнская ТЭЦ-2	Тимлюйская ТЭЦ
Установленная электрическая и тепловая мощность	Nуст = 148,77 МВт Qуст = 688 Гкал/час	Qуст = 380 Гкал/час	Qуст = 59,6 Гкал/час
Год ввода в эксплуатацию	1936	1991	1953
Топливо	Каменный уголь, растопочное мазут	Каменный уголь, растопочное мазут	Бурый уголь
Характеристика	Выдача электроэнергии в общую сеть, теплоснабжение города горячей водой и паром	Теплоснабжение города горячей водой	Теплоснабжение п. Каменск

2.11. Структура выработки электроэнергии

Структура выработки электроэнергии приведена в Таблице 17.

Основным источником выработки электроэнергии являются ТЭС, принадлежащие различным собственникам.

Основную долю выработки занимает производство электроэнергии филиалом «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация». В 2016 году станцией произведено – 4913,124 млн. кВт*ч или 87,23% общей выработки региона.

Крупными источниками электрической энергии Республики Бурятия являются:

– Улан-Удэнская ТЭЦ-1 (ПАО «ТГК-14») 569,764 млн.кВт*ч или 10,12 %;

– ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК» 147,427 млн. кВт*ч или 2,62 %.

Структура выработки электроэнергии на территории Республики Бурятия в 2016 году

Таблица 17

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт.ч	Структура, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
ВСЕГО	**5 632,115**	**100**	**-1,98**
в т.ч.:			
АЭС	-	-	-
ТЭС	**5 630,315**	**99,97**	**-1,98**
в т.ч.:			
Выработка Улан-Удэнская ТЭЦ-1	569,764	10,12	-11,34
Выработка ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	147,427	2,62	+7,34
Выработка Гусиноозерской ГРЭС	4913,124	87,23	-1,03
ДЭС	**1,8**	**0,03**	**0**
ГЭС	-	-	-
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ)	-	-	-
в т. ч.:	-	-	-
Ветровые ЭС	-	-	-
Мини ГЭС	-	-	-
Гео ТЭС	-	-	-
Солнечные ЭС	-	-	-
Прочие	-	-	-

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

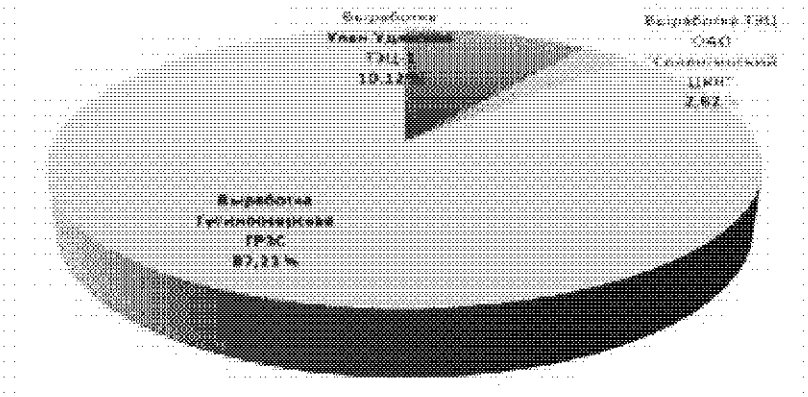


Рис. 4. Структура выработки электроэнергии на территории Республики Бурятия в отчетном году

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

2.12. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Баланс электрической энергии ЭС РБ представлен в Таблице 18.

Баланс электрической энергии ЭС РБ 2016 года

Таблица 18

Показатели	Единицы измерения	Отчетные значения
Электропотребление ЭС	млн. кВт.ч	5 394,8
Передача эл. энергии - ВСЕГО	млн. кВт.ч	-237,375
Передача электроэнергии в смежные ЭС (сальдо-переток Бурятия-Чита)	млн. кВт.ч	-523,396
Экспорт	млн. кВт.ч	-202,077
Выработка,	млн. кВт.ч	5 632,1
в том числе:		
ГЭС	млн. кВт.ч	0
ТЭС	млн. кВт.ч	0
КЭС (Гусиноозерская ГРЭС)	млн. кВт.ч	4 913,124
ТЭЦ (Улан-Удэнская ТЭЦ-1)	млн. кВт.ч	569,764
ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	млн. кВт.ч	147,427
ДЭС	млн. кВт.ч	1,81
ВИЭ	млн. кВт.ч	0
Получение электроэнергии из смежных ЭС (сальдо-переток Иркутск-Бурятия)	млн. кВт.ч	454,231
Импорт	млн. кВт.ч	33,867
Число часов использования установленной мощности электростанций		
ТЭС	часов в год	4309
КЭС (Гусиноозерская ГРЭС)	часов в год	4338
ТЭЦ (Улан-Удэнская ТЭЦ-1)	часов в год	3 830
ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	часов в год	4095
ВИЭ	часов в год	-

* часы использования установленной мощности Улан-Удэнской ТЭЦ-1, Гусиноозерская ГРЭС, ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК».

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

Потребление топлива электростанциями и котельными за 2016 год

Таблица 19

№	Вид топлива	Объем, тн.	в %
Потребление топлива ТЭЦ ПАО «ТГК-14»			
1.	Уголь	783 192,1	99,865
2.	Мазут	1 038	0,132
3.	Дрова	(17,401)	(0,002)
4.	Дизтопливо	6,993	0,001
	Итого	784 254,394	100
Потребление топлива Гусиноозерской ГРЭС			
5.	Уголь	2 848 019	99,61
6.	Мазут	4 734	0,39
7.	Газ		0,0
8.	Дизтопливо		0,0
	Итого	2 852 753	100
Потребление топлива котельными У-УЭК г. Улан-Удэ			
9.	Уголь	108 807,8	92,86
10.	Мазут	8 180,4	6,98
11.	Газ	151,516	0,13
12.	Дизтопливо	35,550	0,03
	Итого	117 175,266	100
Потребление топлива котельными Республики Бурятия (без г. Улан-Удэ)			
13.	Уголь	574 240,87	96,98
14.	Мазут	17 833,0	3,02
	Итого	592 073,87	100
Всего по территории			
15.	Уголь	4 314 259,77	99,264
16.	Мазут	31 785	0,731
17.	Газ (СУГ)	169	0,004
18.	Дизтопливо	43	0,001
	Всего	4 346 256,63	100

2.14. Единый топливно-энергетический баланс Республики Бурятия

Данные представлены в Таблице 20.

Топливно-энергетический баланс Республики Бурятия за период с 2012 по 2016 гг.

Таблица 20

Показатель			2012	2013	2014	2015	2016
Производство электрической энергии, млн. кВт·ч, **всего**			5 093	5 391,8	5 347,0	5745,86	5632,1
В том числе:		ТЭС	5 091	5 389,9	5 344,9	5744,3	5630,3
		ДЭС	2	1,9	2,1	1,6	1,8
		ГЭС	-	-	-	-	-
		Прочие	-	-	-	-	-
Производство тепловой энергии, тыс. Гкал, **всего**			7 730	6 406	6 307	6 133	6 782
В том числе:		ТЭС	2 617	2699,9	2 668	3 698	3 237
		Котельные	5 099	3704	3 637	2 433	3 544
		Нетопливн.	13,2	2,1	2	2	2
КПТ, тыс. т у.т., **всего**			2 944,98	3 076,91	3 008,6	3 011, 9	
В том числе:	Уголь	ЭЭ ТЭС	1 670,10			1 812,03	
		ТЭ ТЭС	473,185			437,63	
		Котельные	700,947			644,34	
		Итого	2 844,2	2 945,3	2 881,7	2 894,00	
	Мазут	ТЭС	12,469			9,08	
		Котельные	88,063			82,42	
		Итого	100,532	106,96	99,4	91,50	
	Дизельное топливо		0,215	24,65	27,5	25,6	
	Газ		Вопрос использования газа в стадии проработки				
Топливо для транспорта и строительных механизмов, тыс. т. у.т.			1 711,75	219,91	205	38,9	
В том числе:	Дизельное топливо		1 565,36	172,39	162,5	-	
	Бензин		146,38	47,52	42,5	-	

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 Энергетической стратегии Республики Бурятия

Таблица 21

№	Наименование показателя	2016г	2017 г	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	2022г
1	Потребление электроэнергии Республики Бурятия,	5395	5396	5409	5452	5485	5522	5565

	млн. кВт·ч							
2	Энергоемкость ВРП Республики Бурятия кг у.т./тыс.руб.	38,94	35,65	32,86	30,32	27,94	27,94	27,94
3	Электроемкость ВРП Республики Бурятия, кВт·ч/руб.	0,026	0,025	0,023	0,022	0,020	0,019	0,019
4	ВРП, млн.рублей	197 400	217 492,3	233 495,3	249 489	266579	284840	284 840

Предложения по снижению потерь мощности и электрической энергии

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 голого 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: Южный с потреблением 942,7 МВт (районы, прилегающие к транссибирской магистрали) и Северобайкальский участок с потреблением 100,3 МВт (вдоль трассы БАМ), зарегистрированными 20.01.2016 года. Общее максимальное электропотребление Республики Бурятия зафиксировано в феврале 2012 года и составило 991 МВт. Кроме того, осуществляется передача электроэнергии и мощности в энергосистему Забайкальского края до 275 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. Наличие дефицитных энергетических узлов

Дефицитным энергорайоном в энергосистеме в настоящий момент является Северобайкальский энергорайон Республики Бурятия.

Проблема усугубляется тем, что в связи с дальнейшими планами развития экономики Российской Федерации планируется увеличение грузоперевозок по Байкало-Амурской магистрали.

3.2. Недостаток пропускной способности электрических сетей для обеспечения передачи мощности в дефицитные энергоузлы в необходимых объемах

- Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок): максимально допустимый переток (МДП) по контролируемому сечению состоящего из ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30), ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) составляет 205 МВт, фактический переток в максимальных зимних режимах уже вызывает превышение допустимого значения.

В 2012 г. на проектное напряжение 220 кВ была переведена одна цепь Мамаканская ГЭС – Таксимо с отпайками (4С) со строительством ПС 220 кВ Мамакан. По результатам выполненных работ, МДП в контролируемом сечении Таксимо – Мамакан увеличился с 55 МВт до 65 МВт. Однако данное

увеличение МДП не привело к полному устранению дефицита активной мощности в Бодайбинском и Мамско-Чуйском районах энергосистемы Иркутской области.

В соответствии с Приказом Минэнерго РФ № 215 от 03.04.2015 Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны Иркутской области включены в перечень регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения.

Так, в период прохождения ОЗП 2016/2017гг. в связи с дефицитом активной мощности в Бодайбинском и Мамско-Чуйском энергорайонах энергосистемы Иркутской области и недостаточной пропускной способностью связи этих энергорайонов с ОЭС Сибири для исключения (снижения объема) вводимых ограничений потребления в данном узле согласована работа в контролируемом сечении Таксимо – Мамакан с вынужденными перетоками 80 МВт.

3.3. Надежность энергоснабжения районов Республики Бурятия

- низкая надежность электроснабжения Тункинского и Окинского районов;

Питание осуществляется по одной ВЛ 110 кВ (порядка 260 км), вследствие чего происходят частые отключения потребителей при отсутствии резерва.

С целью повышения надежности и качества электроснабжения Окинского и Тункинского районов необходимо проведение полной реконструкции ВЛ-35 кВ «Самарта-Монды-Сорок-Орлик», с заменой деревянных опор на металлические.

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 2017-2023 годы (далее СиПР ЕЭС);
- Схеме и программе развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2017-2021 годы, утвержденной распоряжением Правительства Республики Бурятия от 29.04.2016 № 239-р;
- Генеральной схеме газоснабжения и газификации Республики Бурятия;
- Утвержденным инвестиционным программам генерирующих и электросетевых компаний, в соответствии с правилами, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977;
- программе социально-экономического развития Республики Бурятия на период до 2017 года;
- стратегии социально-экономического развития Республики Бурятия на период до 2025 года;
- 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».

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

Цель развития энергетики Республики Бурятия: полное обеспечение потребностей экономики, культуры, образования, здравоохранения и быта населения Республики Бурятия в топливно-энергетических ресурсах, не создавая ограничений экономическому и социальному развитию Республики.

Базовая цель, указанная выше, соответствует стратегической цели «Программы социально-экономического развития Республики Бурятия на 2008–2010 годы и на период до 2017 года», а именно: повышение уровня и качества жизни населения Республики Бурятия.

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;
- надежность теплоснабжения г. Улан-Удэ низкая;
- 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 повышение надежности энергоснабжения, обеспечение устойчивого роста экономики Республики и качества жизни населения, соответствующего среднему уровню по России, развитие инфраструктуры.

Необходимо:

- сбалансированное развитие генерирующих и сетевых мощностей, обеспечивающих необходимый уровень надежности 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 надежности 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 6-летний период по Республике Бурятия

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

Прогноз изменения установленной мощности по территории Бурятской энергосистемы на период 2016-2022 гг., МВт

Таблица 22

Установленная мощность всего, МВт	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	1363,39	1373,39	1433,39	1433,39	1433,39	1433,39	1433,39
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77
Гусиноозерская ГРЭС	1160	1160	1160	1160	1160	1160	1160
ТЭЦ Селенгинского ЦКК	36	36	36	36	36	36	36
ДЭС	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62
ВИЭ		10	70	70	70	70	70

Прогноз электропотребления крупных потребителей электроэнергии в Республике Бурятия

Таблица 23

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Электропотребление, млн. кВт.ч						
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	ПАО «Бурятзолото»	670045, Бурятия Респ, Улан-Удэ г, Шаляпина ул, дом № 5, корпус В	125	125	122	120	120	120	120
2	ПАО «ТГК-14»	672090, Забайкальский край, г.Чита, ул.Профсоюзная, д.23	94,259	112,62	112,62	112,62	112,62	112,62	112,62
3	АО «Разрез Тугнуйский»	671353, Бурятия Респ, Мухоршибирский р-н, Саган-Нур п	82,807	94,917	94,917	94,917	94,917	94,917	94,917
4	АО "Улан-Удэнский авиационный завод"	670009, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Хоринская, 1	64,263	65	65	65	65	65	65
5	ЗАО «Система»	650000, Россия, г.Кемерово, ул.Карболитовская, дом 1, офис 104	51,037	-	-	-	-	-	-
6	Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорремм	670002, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Лимонова, 2Б	65,495	65,11	66,3	66,3	66,3	66,3	66,3

	аш»								
7	АО "СЦКК"	671247, РБ, Кабанский р-н, п. Селенгинск	34,860	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91	31,91
8	ООО "Тугнуйская обогатительная фабрика"	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган-Нур, ул. Трактовая 1	28,5	24,9	29,6	29,8	59,6	59,6	59,7
9	АО «Хиагда»	671510, Бурятия Респ, Баунтовский эвенкийский р-н, Багдарин с	32,104	51,079	61,496	68,637	75,409	98,906	100,085
10	ООО «Артель старателей Западная»	Республика Бурятия, Муйский район, пгт.Таксимо, ул.70лет Октября, д.57	17,3	18,8	23,98	23,98	23,98	23,98	23,98
11	МУП "Водоканал" (г. Улан-Удэ)	г. Улан-Удэ ул. Красноармейская, 24	49,7	51,8	51,8	56,7	56,3	56,2	56,3
12	МУП "Управление трамвая"	г. Улан-Удэ ул. Сахьяновой 4	9,406	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
13	АО "Бурятхлебпром"	г. Улан-Удэ ул. Куйбышева, 44	8,642	10	10	10	10	10	10
14	АО "Молоко Бурятии"	г. Улан-Удэ ул. Боевая, 6	7	6	6	6	6	6	6
15	ЗАО "Байкальская лесная компания"	г. Улан-Удэ ул. Ключевская, 21	4,742	5,48	6,32	6,50	6,60	6,70	6,80
16	АО "Улан-Удэнское приборостроительное объединение"	670034, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Х. Намсараева, 7	4,87	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
17	ООО "Бурятмяспром"	670013, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Пугачева, 38	4,663	5,026	7,026	9,00	9,00	9,00	9,00
18	ООО «Русэнергосбыт»	105066, г.Москва, ул.Ольховская, 27-3	1109,9	-	-	-	-	-	-

Сведения о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройства потребителей в 2016 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	5 348	57 238,77
		6-20	29	292,36
		35-110	0	0,00
2	в т.ч. физ.лица	0,4	4 463	51 550,80
		6-20	16	205,00
3	от 15 до 150 кВт, всего	0,4	267	14 305,59
		6-20	77	7 108,33
		35-110	0	0,00
4	от 150 до 670 кВт	0,4	36	11 037,15
		6-20	77	27 090,93
		35-110	0	0,00
5	более 670 кВт	0,4	8	8 035,43
		6-20	12	25 231,32
		35-110	5	40 340,00
		220	3	107 320,00
	ВСЕГО		5 861	242 435

Наиболее крупные заявители указаны в Приложении № 2.

Прогноз потребления электроэнергии Республики Бурятия

Таблица 25

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление (проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы), млн. кВт.ч	5395	5396	5409	5452	5485	5522	5565
Рост, %	0,58	0,02	0,24	0,79	0,61	0,67	0,78

4.3. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период

Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период с выделением крупных действующих потребителей 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	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	**От Улан-Удэнской ТЭЦ-1, Улан-Удэнской ТЭЦ-2 г. Улан-Удэ (с учетом собственных потребителей), в т.ч.:**	1985,3	2000,3	2017,9	2035,5	2050,5	2072,4
1.1.	Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал ОАО «Желдорреммаш»	77,6 (вода)	77,6 (вода)	77,6 (вода)	77,6 (вода)	77,6 (вода)	77,6 (вода)
1.2.		95,7 (пар)	95,7 (пар)	95,7 (пар)	95,7 (пар)	95,7 (пар)	95,7 (пар)
1.3.	Улан-Удэнское отделение ОАО «РЖД»	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1
1.4.	ОАО «Улан-Удэнское производственное приборостроительное объединение»	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
1.5.	АО «Молоко Бурятии» г. Улан-Удэ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
1.6.	ЗАО «Энерготехмаш» г. Улан-Удэ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1.7.	МУП «Управление трамвая» г. Улан-Удэ	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2

1.8.	ФСК (10,44 Гкал/час) г. Улан-Удэ	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
1.9.	ТДК Удинский пассаж г. Улан-Удэ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
1.10.	Стадион ул. Свободы и манеж (1 Гкал/час, 3.44 Гкал/час) г. Улан-Удэ	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
1.11.	Строительство жилья в Юго-Восточной части г. Улан-Удэ	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
2	**Муниципальные котельные УУЭК г. Улан-Удэ, в т.ч.:**	**333,6**	**331,2**	**331,2**	**331,2**	**331,2**	**331,2**
2.1.	Торгово-выставочный комплекс Zoom	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2.2.	Автосервис Юго-Западная	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

В текущем отопительном сезоне потребителями г. Улан-Удэ было подано 105 заявок на присоединение к сетям централизованного теплоснабжения на общую нагрузку 18,802 Гкал/ч. Перечень заявок на подключение к тепловым сетям крупных потребителей г. Улан-Удэ представлен в Приложении № 3.

Прогноз потребления тепловой энергии по Республике Бурятия

Таблица 27

Прогноз потребления тепловой энергии Республики Бурятия	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	7871	8052	8165	8287	8299	8311
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	139	181	113	122	12	12
Среднегодовые темпы прироста, %	1,8	2,3	1,4	1,5	0,14	0,14

Прогноз отпуска теплоэнергии от ТЭС (включая котельные генерирующих компаний) на период до 2022 г., тыс. Гкал.

Таблица 28

Отпуск теплоэнергии	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 г.**	**2019 г.**	**2020 г.**	**2021 г.**	**2022 г.**
От электростанций ВСЕГО	3237,3	3218,5	3218,5	3218,5	3218,5	3218,5	3218,5
Филиал «ТГК-14»-«Генерация Бурятии»	2 865	2 845	2 845	2 845	2 845	2 845	2845
АО «Селенгинский ЦКК»	145,169	145,169	145,169	145,169	145,169	145,169	145,169

Филиал АО «Интер РАО» – «Электрогенерация» - «Гусиноозёрская ГРЭС»	227,1	228,4	228,4	228,4	228,4	228,4	228,4

Динамика остающихся в эксплуатации мощностей действующих электростанций Республики Бурятия, МВт

Таблица 29

Электростанции	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Всего	1 363,39	1 373,39	1433,39	1 433,39	1 433,39	1 433,39	1 433,39
ГЭС и ГАЭС	-	-	-	-	-	-	
АЭС	-	-	-	-	-	-	
Гусиноозерская ГРЭС	1160	1160	1160	1160	1160	1160	1160
У-У ТЭЦ – 1	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77
ДЭС	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62
Прочие (станции промышленных предприятий)	36	36	36	36	36	36	36
ВИЭ		10	70	70	70	70	70

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.

Согласно результатам конкурсного отбора, проведенным НП «Совет рынка» в 2014 году, на территории Республики Бурятия предполагается строительство 5 солнечных электростанций общей мощностью 70МВт. Указанные проекты будут реализовать следующие компании:

- компания «Авелар Солар Технолоджи» (1 проект со сроком реализации в 2017 году в с. Бичура Бичурского района, 1 проект в 2018 году в г. Гусиноозерск Селенгинского района);

- ООО «Комплекс Индустрия» (3 проекта со сроком реализации 2019 год в Кабанском, Тарбагатайский и Мухоршибирском районах).

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 «Авелар Солар Технолоджи»	Бичурская СЭС	Бичурская СЭС	GVIE 0266	10.000	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Бичурский район, с. Бичура	Новое строительство	2017
ООО «Авелар Солар Технолоджи»	ГусиноозерскаяСЭС	АСТ - Бурятская СЭС-6	GVIE 0228	15.000	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Селенгинский район, г. Гусиноозерск	Новое строительство	2018
ООО «Комплекс Индустрия»	СЭС Кабанская	-	-	15.000	Солнечная энергия	-	Новое строительство	2019
ООО «Комплекс Индустрия»	СЭС Тарбагатай	-	-	15.000	Солнечная энергия	-	Новое строительство	2019
ООО «Комплекс Индустрия»	СЭС Мухоршибирская	-	-	15.000	Солнечная энергия	-	Новое строительство	2019

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

Баланс мощности ЭС РБ на период до 2022 года представлен в Таблице 31. Прогнозные величины баланса электроэнергии ЭС РБ на период до 2022 года, а также число часов использования установленной мощности электростанций представлены в Таблице 32.

Баланс мощности ЭС РБ на период до 2022 года

Таблица 31

Показатели	Ед. изме-рения	2016*	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ПОТРЕБНОСТЬ								
Максимум нагрузки	МВт	943	949	949	961	965	973	975

Установленная мощность, в том числе	МВт	1 333,39	1 373,39	1 433,39	1 433,39	1 433,39	1 433,39	1 433,39
Гусиноозерская ГРЭС	МВт	1130	1160	1160	1160	1160	1160	1160
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	МВт	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77
ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	МВт	36	36	36	36	36	36	36
ДЭС	МВт	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62
ВИЭ	МВт	0	10	70	70	70	70	70
Мощность не участвующая в балансе, в том числе	МВт	20,6	50,22	110,22	110,22	106,62	106,62	106,62
Ограничение У-У ТЭЦ – 1	МВт	3,6	3,6	3,6	3,6	0	0	0
Располагаемая мощность	МВт	1 312,79	1 323,17	1 323,17	1 323,17	1 326,77	1 326,77	1 326,77
Избыток(+)/ Дефицит (-) мощности	**МВт**	**311,16**	**374,2**	**374,2**	**362,2**	**361,8**	**353,8**	**351,8**

*фактический баланс на 20.01.2016 (13:00 мск. время)

Прогноз баланса электроэнергии ЭС РБ на период до 2022 года

Таблица 32

Показатели	**Ед. измерения**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Электропотребление	млн. кВт.ч	5395	5396	5409	5452	5485	5522	5565
Выработка	млн. кВт.ч	5632,1	5668,4	5319,6	5629,5	5920,0	6001,1	6102,9
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	млн. кВт.ч	569,764	569,764	569,7	569,764	569,76	569,76	569,764
Гусиноозерская ГРЭС	млн. кВт.ч	4913,1	4949,3	4582,6	4784,5	5075,0	5156,0	5257,90
ТЭЦ Селенгинского ЦКК	млн. кВт.ч	147,427	147,427	147,42	147,427	147,42	147,42	147,427
ДЭС	млн. кВт.ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
НВИЭ	млн. кВт.ч	-	-	18	126	126	126	126
Избыток(+)/ Дефицит (-)	млн. кВт.ч	**237,09**	**272,37**	**-89,40**	**177,54**	**435,00**	**479,08**	**537,90**

Число часов использования установленной мощности электростанций	ч/год	4224	4158	3902	4040	4249	4307	4380
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	ч/год	3830	3830	3830	3830	3830	3830	3830
Гусиноозерская ГРЭС	ч/год	4348	4267	3951	4021	4265	4333	4418
ТЭЦ (СЦКК)	ч/год	4095	4095	4095	4095	4095	4095	4095
НВИЭ (малые ГЭС)	ч/год	-	-	-	-	-	-	-

4.6. Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Предложения по развитию сети 110 кВ и выше Республики Бурятия.

Программной (главной) целью развития энергетики Республики Бурятия является повышение надежности энергоснабжения, обеспечение устойчивого роста экономики Республики и качества жизни населения, соответствующего среднему уровню по России, развитие инфраструктуры.

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 горно-обогатительных комбинатов на территории республики.

Приоритетные направления по развитию сетей региона на объектах классом напряжения 110 кВ и выше

Таблица 33

Наименование объекта	Стадия реализации проекта	Проектная мощность/протя-женность сетей	Год ввода объекта
	С/П	МВт/Гкал/ч/ км/ МВА	
Строительство ВЛ 500кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220кВ Северобайкальская – Кичера и ВЛ 220кВ Северобайкальская - Ангоя	П	290,5 км, (501+167) МВА, ШР 180 Мвар, УШР 2 х 63 Мвар	2021
Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо-Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро	С	2х25 МВА	2018
Строительство 2-х цепной ВЛ 220 кВ Чита – Озерный ГОК	П	2х150 км	2018
ПС 220 кВ Озерный ГОК	С	2х80 МВА	2018
Реконструкция УРЗА тяговых подстанций: ПС Байкальская, ПС Выдрино, ПС Мысовая, ПС Посольская, ПС Заиграево, ПС Новоильинск, ПС Кижа, ПС Тарбагатай, ПС Бада, ПС Хилок, ПС Харагун, ПС Могзон, ПС Сохондо, Селенгинский ЦКК	С		2018
Реконструкция ПС 220 кВ Районная с заменой масляных выключателей на элегазовые и релейной защиты на микропроцессорную	П		2019

4.7. Мероприятия в сетях 110 кВ, обеспечивающие социально-экономическое развитие региона

Предложения Правительства Республики Бурятия по строительству и схемам размещения объектов электроэнергетики сведены в Таблицу 34.

Приоритетные направления по развитию электрических сетей региона на объектах классом напряжения 110 кВ

Таблица 34

№ п/п	Наименование проекта	Физ. характеристики		Год ввода	Примечание
		км	МВА		
1	Строительство ВЛ-110 кВ, соединяющей проектируемую ПС 110 кВ Джилинда с ВЛ 110 кВ Романовка-Багдарин с отпайками	7		2017	Строительство ВЛ-110 кВ для подключения ПС 110/10 кВ "Джилинда"
2	Строительство ПС 110/10 кВ «Чернуха» со строительством ВЛ-110 кВ	1,5	20	2017	Строительство ПС 110/10 кВ 2х10МВА со строительством ВЛ-110 - 1,5 км
3	Строительство ПС 110/10 кВ «Джилинда» со строительством ВЛ-110 кВ	8	12,6	2017	Строительство ПС 110/10 кВ 2х6,3 МВА со строительством ВЛ-110 кВ с подключением к ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125)
4	Строительство ПС 110/10 кВ "Слобода" (20 МВА) со строительством ВЛ-110 кВ	4,5	20	2017	Строительство ПС 110/10 кВ 2*10 МВА со строительством ВЛ 110 кВ с подключением к ВЛ 110кВ Окино-Ключи –Кяхта с отпайкой на ПС Большой Луг (ОКК-120)
5	Реконструкция ВЛ-110 кВ ГО ГРЭС - Гус.Озеро (замена опор, замена провода)	33,5		2016-2018	Замена деревянных опор 110 кВ на металлические многогранные, замена провода
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерск-Окино-Ключи	32		2017	Восстановление участка ВЛ 110 кВ
7	Реконструкция ПС 110 Беклемишево			2017	Замена на ПС 110 Беклемишево на отходящей ВЛ в сторону ПС 110/35/10 кВ «Сосново-Озерская» трансформаторов тока (СБ-123)

№ п/п	Наименование проекта	Физ. характеристики		Год ввода	Примечание
		км	МВА		
8	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Кырен»		26	2018	Замена трансформаторов 2*6,3 МВА на 2*16 МВА замена трансформаторов)
9	Реконструкция ПС 110/10 кВ "Медведчиково"			2021	Реконструкция ОРУ-110 кВ (замена масляных выключателей 110 кВ типа МВТ-110 на элегазовые выключатели)
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро	19		2018-2020	Замена деревянных опор 110 кВ на металлические многогранные, замена провода
11	Реконструкция ПС 110/10 кВ Бурводстрой		80	2019-2020	Замена трансформаторов на 2*25 МВА на 2*40 МВА, замена системы ОД/КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели
12	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ "Западная"			2017	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ "Западная" с модернизацией системы противоаварийной автоматики в ячейке СЗ-102
13	Строительство ВЛ-110 кВ до планируемой ПС 220 кВ Горячинская	0,554		2017	Строительство ВЛ-110 кВ до планируемой ПС 220 кВ Горячинская (0,554 км)

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

4.8.1. Общие основные проблемные вопросы энергосистемы

Надежность электроснабжения и качество электрической энергии

Одной из проблем надежности электроснабжения энергосистемы Республики Бурятия является отсутствие резервирования электрических сетей 110 кВ и ниже.

Значительная территория республики обеспечивается протяженными радиальными линиями электропередач без необходимого резервирования, вследствие чего происходят частые отключения потребителей.

Дефицит энергетических мощностей

Дефицитным энергорайоном в энергосистеме в настоящий момент является: Северобайкальский участок БАМ.

Согласно СиПР ЕЭС дефицит электрической мощности в Бодайбинском и Мамско-Чуйском энергорайонах исключается за счет реализации мероприятий по строительству электросетевых объектов 220-500 кВ, включающих:

- сооружение ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская, ПС 500 кВ Усть-Кут с заходами ВЛ 500 и 220 кВ;
- сооружение транзита 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут – ПС 220 кВ Пеледуй – ПС 220 кВ Мамакан;
- перевод ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на ПС 110 кВ Дяля и Чаянгро (в габаритах 220 кВ) на проектное напряжение 220 кВ с установкой второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Мамакан и реконструкцией ОРУ 220 кВ.

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%.

4.8.2. Проблемные вопросы в электросетевом комплексе 220 кВ

1. Ограничение пропускной способности

Мощность, передаваемая по транзиту Северобайкальского энергорайона ЭС, ограничена 205 МВт сечения Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) по критерию обеспечения запаса статической устойчивости электропередачи по активной мощности в послеаварийных режимах. Пропускная способность ВЛ-220 кВ исчерпала свои возможности и не имеет резерва для подключения новых потребителей энергосистемах Республики

Бурятия и Забайкальского края, что является основным препятствием экономического развития региона.

Решением является строительство ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя для возможности подключения перспективных потребителей (включено в проект СиПР ЕЭС России 2017-2023 гг. (2021 - год окончания строительства).

4.8.3. Ограничение пропускной способности сети 220 кВ

Энергорайон Северобайкальского участка энергосистемы Республики Бурятия.

Характеристика энергорайона: Северобайкальский участок включает в себя подстанции 220 кВ: ПС 220 кВ Дабан, ПС 220 кВ Северобайкальск, ПС 220 кВ Кичера, ПС 220 кВ Ангоя, ПС 220 кВ Новый Уоян, ПС 220 кВ Ангаракан, ПС 220 кВ Янчукан, ПС 220 кВ Перевал, ПС 220 кВ Окусикан, ПС 220 кВ Таксимо, ПС 110 кВ Таксимо-тяговая, ПС 110 кВ Ирокинда, ПС 110 кВ Кедровская, ПС 110 кВ Таксимо-110.

Границы энергорайона Северобайкальского участка определяют следующие элементы сети:

ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32);

ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33);

ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан;

ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками;

ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47);

ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара с отпайками (ТТ-72).

В Северобайкальском участке существенное значение имеет потребление не только подстанций Северобайкальского участка, но и потребление подстанций ПС 220 кВ Улькан, ПС 220 кВ Кунерма, Бодайбинского и Мамско-Чуйского районов Иркутской области, а также ПС 220 кВ Куанда и ПС 220 кВ Чара энергосистемы Забайкальского края и ПС 220 кВ Хани, ПС 220 кВ Олёкма, ПС 220 кВ Юктали, ПС 220 кВ Лопча, ПС 220 кВ Хорогоча энергосистемы Амурской области при переносе точки раздела сети 220 кВ на транзите электроснабжения Северобайкальского участка между ОЭС Сибири и ОЭС Востока. В состав контролируемого сечения Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) входят следующие элементы сети:

ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30);

ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31).

Существенное влияние на величину максимально допустимых перетоков в контролируемом сечении Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) оказывают ВЛ 500 кВ, 220 кВ на участке от Усть-Илимской ГЭС до ПС 220 кВ Киренга, поэтому при определении максимально допустимых перетоков необходимо учитывать состояние данных ВЛ. Основными потребителями на

территории Северобайкальского участка являются ОАО «РЖД», ресурсодобывающие предприятия и жилищно-коммунальный сектор. Присутствуют потребители всех категорий надежности электроснабжения. Численность населения 48,6 тысяч человек.

Источники генерации на Северобайкальском участке отсутствуют.

Баланс Северобайкальского участка представлен в таблице 35.

Баланс Северобайкальского участка БАМ

Таблица 35

Составляющие баланса	Летний режим	Зимний режим
Потребление Северобайкальского участка и ПС 220 кВ Улькан, ПС 220 кВ Кунерма энергосистемы Иркутской области	91,3 МВт – максимальное[1] на 31.08.2015 62,5 МВт – по летнему контрольному замеру (07-00 (мск.) 15.06.2016 г.)	106 МВт – максимальное на 06.03.2017 95,7 МВт – по зимнему контрольному замеру (18-00 (мск.) 21.12.2016 г.).
Переток в КС Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) в нормальной схеме	154,3 МВт (на момент максимума потребления) 73,0 МВт (на момент летнего контрольного замера)	229 МВт (на момент максимума потребления) 175,0 МВт (на момент зимнего контрольного замера 2016 года)
МДП в КС Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) в нормальной схеме	205 МВт с учетом НК 217 МВт (нерегулярные колебания)	205 МВт с учетом НК 217 МВт
МДП в КС Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) в наиболее тяжелой ремонтной схеме	190 МВт с учетом НК 202 МВт	190 МВт с учетом НК 202 МВт
Переток в КС Таксимо – Мамакан в нормальной схеме	57,0 МВт (на момент максимума потребления) 15,7 МВт (на момент летнего контрольного замера переток в сторону ПС 220 кВ Таксимо)	79 МВт (на момент максимума потребления) 56,8 МВт (на момент зимнего контрольного замера 2016 года)
МДП в КС Таксимо – Мамакан в нормальной схеме (на Мамаканской ГЭС 2 ГГ и более в работе)	65 МВт	105 МВт[2]
Переток в энергосистему Забайкальского края от ПС 220 кВ Таксимо	6,0 МВт (на момент максимума потребления) 1,2 МВт (на момент летнего контрольного замера)	0 МВт (на момент максимума потребления) 0 МВт (на момент зимнего контрольного замера 2016 года)

Мероприятия, по устранению ограничений пропускной способности сети 220 кВ

---

[1] Для летнего и зимнего периода указано максимальное потребление за последние пять лет.

[2] В осенне-зимний период 2015-2016 гг. в соответствии с «Решением о работе в вынужденном режиме в контролируемом сечении Таксимо – Мамакан» утверждённым Заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» С.А. Павлушко 13.11.2015 г. для нормальной схемы допустим переток вынужденного режима равный АДП.

а) наиболее сложной схемно-режимной ситуацией (далее СРС), приводящей к нарушению допустимых параметров режима, является аварийное отключение любой из ВЛ на участке Усть-Илимская ГЭС – Мамакан из нормальной схемы в зимний период (максимальный режим). Данная СРС приведёт:

– к снижению максимально допустимых перетоков в контролируемом сечении Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) и отмене вынужденного режима в контролируемом сечении Таксимо – Мамакан, что в свою очередь приведёт к немедленному вводу ГВО.

– нарушению статической устойчивости, приводящей к недопустимым параметрам режима (напряжения, тока, недопустимого угла по ВЛ и т.д.).

б) В настоящее время в качестве режимных мероприятий, направленных на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, является ввод графиков аварийного ограничения режима потребления электрической мощности в объёме до 20 МВт в нормальной схеме (на момент максимума потребления) и до 25,7 МВт (на момент максимума потребления) в послеаварийной схеме в СБУ БАМа и в Бодайбинском и Мамско-Чуйском районов Иркутской области.

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

Центры питания 35-110 кВ, загрузка которых в режиме (n-1) превышает длительно допустимый уровень 105% с учетом действующих договоров технологического присоединения

В настоящее время по Республике Бурятия в зоне действия филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» 6 центров питания 35-110кВ загрузка которых в режиме (n-1) превышает длительно допустимый уровень 105% с учетом действующих договоров технологического присоединения, в том числе:

- ПС 110/35/10 кВ Кырен: установлены силовые трансформаторы 2*6,3 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам (19.12.12.) составляет 11,12 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 1,9 МВт, в том числе: ООО «Алтан» - 0,05 МВт, ИСЗФ СО РАН - 0,9 МВт, МБОУ Нуганская начальная школа-детский сад - 0,043 МВт, частный сектор - 0,632 МВт. Объем требуемой дополнительной мощности по фактической загрузке (режим (N-1) и 5% перегруз) составляет 4,51 МВА (загрузка 177%), с учетом действующих договоров на технологическое присоединение 6,64 МВА (загрузка 210%).

Исходя из приведенного ниже рисунка наглядно видно, что применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточно, т.к. фидера связи 10 кВ на ПС 110/35/10 кВ Кырен отсутствуют и при переводе питания по стороне 35

кВ на ПС 110 кВ Зун-Мурино по ВЛ-35 кВ Зун-Мурино-Жемчуг (ЗМХ-396) загрузка 1Т (6,3 МВА) ПС 110/35/10 кВ Кырен составит 7,33 МВА (116%). Таким образом, требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*6,3 МВА на трансформаторы мощностью не менее 2*10 МВА (с учетом перевода части нагрузки на ПС ПС 110 кВ Зун-Мурино). С учетом сроков реализации технологического присоединения новых потребителей рекомендованный срок замены трансформаторов на ПС 110/35/10 кВ Кырен – 2018 год.

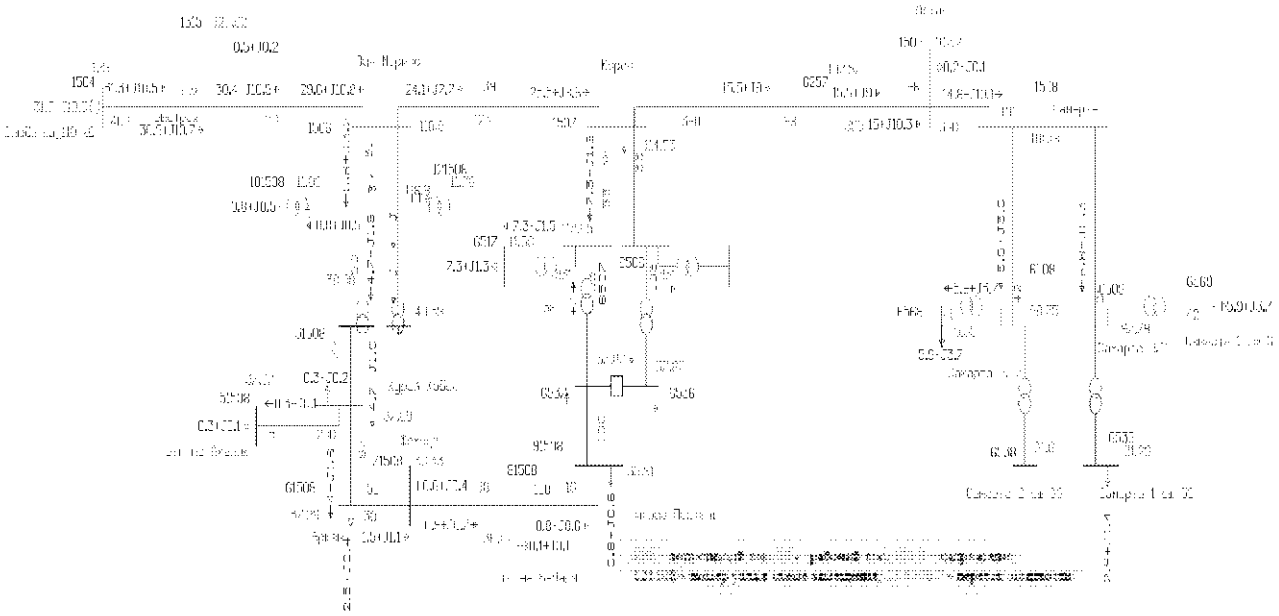


Рисунок 38. Послеаварийный режим питания 1Т ПС 110 кВ Кырен при отключении 2Т в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г.

- ПС 110/10 кВ Бурводстрой: установлены силовые трансформаторы 2*25 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам (18.12.13.) составляет 19,5 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 9,33МВт, в том числе: АО "Улан - Удэ Энерго" - 4 МВт, ООО "Холод в квадрате" - 0,15 МВт, частный сектор, ДНТ - 5,75 МВт. Объем мощности по фактической загрузке (режим (N-1) и 5% перегруз) составляет 6,7 МВА (загрузка 78%), с учетом действующих договоров на технологическое присоединение требуется дополнительная мощность 3,45 МВА (загрузка 119%).

Исходя из приведенного ниже рисунка наглядно видно, что после применения схемно-режимных мероприятий: перевод питания части нагрузки РП 10 кВ Сотниково (1,5 МВт) на ПС 35/10 кВ Гурульба по фидеру 10 кВ № 2, загрузка 1Т (25 МВА) ПС 110 кВ Бурводстрой составит 29,7 МВА (117,1%). Таким образом, требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*25 МВА на 2*40 МВА. С учетом сроков реализации технологического присоединения новых потребителей рекомендованный срок замены трансформаторов на ПС 110/10 кВ Бурводстрой – 2019 год.

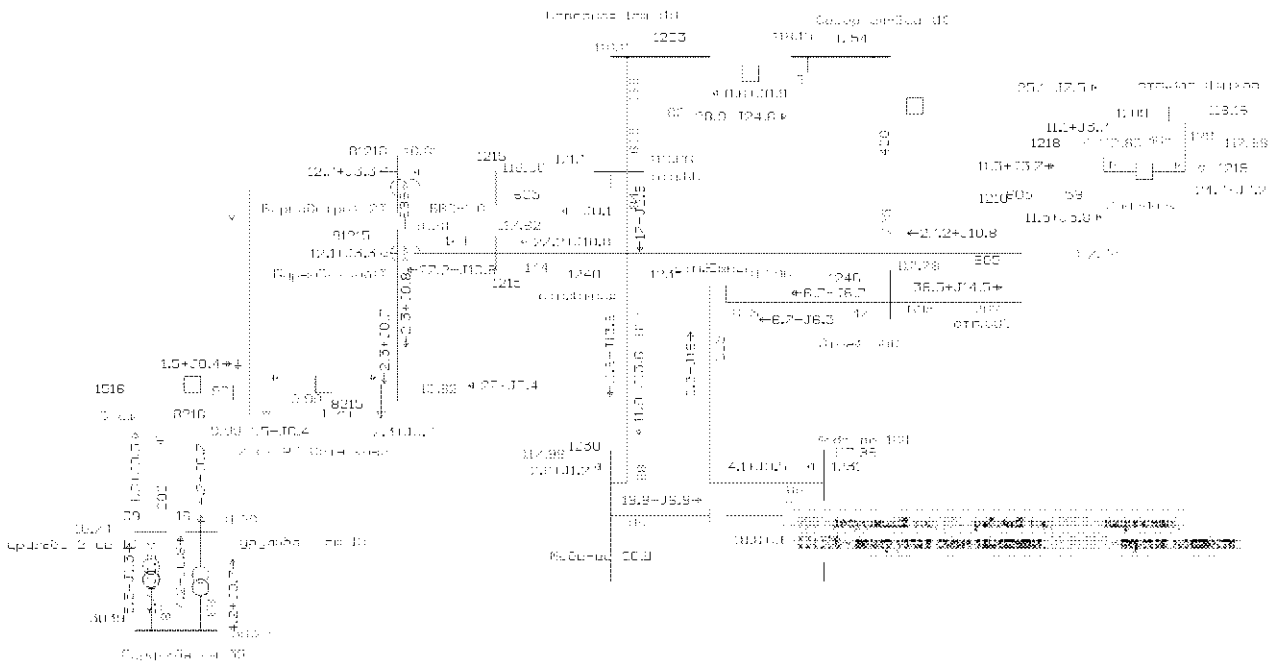


Рисунок 39. Послеаварийный режим питания 1Т ПС 110 кВ Бурводстрой при отключении 2Т в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г.

- ПС 35/10 кВ АРЗ: установлены силовые трансформаторы 1*6,3+1*10 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам (19.12.12.) составляет 8,629 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 4,01 МВт, в том числе: ДНТ Пригородное Плюс - 0,4 МВт, Баяр плюс ДНТ - 0,2 МВт, АО "Улан - Удэ Энерго" - 3,03 МВт (в ТУ предусмотрены мероприятия по замене силовых трансформаторов), ДНТ "Поселье" - 0,14 МВт, частный сектор - 0,24 МВт. Объем требуемой дополнительной мощности по фактической загрузке (режим (N-1) и 5% перегруз) составляет 2 МВА (загрузка 137%), с учетом действующих договоров на технологическое присоединение 6,3 МВА (загрузка 205%).

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточны и требуется замена существующих силовых трансформаторов 1*6,3+1*10 МВА на 2*16 МВА. С учетом сроков реализации технологического присоединения новых потребителей рекомендованный срок замены трансформаторов на ПС 35/10 кВ АРЗ – 2017 год.

- ПС 35/10 кВ Таёжная: установлены силовые трансформаторы 2*4 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам (17.12.14.) составляет 3,1 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 6,71 МВт, в том числе: ОАО "Промгражданстрой" - 1,7 МВт (в ТУ предусмотрены мероприятия по замене силовых трансформаторов), ООО ПСК "Тамир" - 1,04 МВт, АО "Промгражданстрой" - 1,84 МВт, ООО "СмитИнвест" - 1,2 МВт, частный сектор - 0,93 МВт. Объем мощности по

фактической загрузке (режим (N-1) и 5% перегруз) составляет 1,1 МВА (загрузка 78%), с учетом действующих договоров на технологическое присоединение требуется дополнительная мощность 6,1 МВА (загрузка 258%).

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточны и требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*4 МВА на 2*16 МВА. С учетом сроков реализации технологического присоединения новых потребителей рекомендованный срок замены трансформаторов на ПС 35/10 кВ Таежная – 2017 год.

- ПС 35/10 кВ Гурульба: установлены силовые трансформаторы 2*4 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам (18.12.13.) составляет 4,28 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 3,86 МВт, в том числе: ООО «Зодчий» - 0,1 МВт, АО "Улан - Удэ Энерго" - 0,34 МВт, ООО "Инвестстрой" - 0,2 МВт, ФГБУ Управление «Бурятмелиоводхоз» - 0,1 МВт, ДНТ, частный сектор - 3,12 МВт. Объем требуемой дополнительной мощности по фактической загрузке (режим (N-1) и 5% перегруз) составляет 0,1 МВА (загрузка 107%), с учетом действующих договоров на технологическое присоединение 4,20 МВА (загрузка 211%).

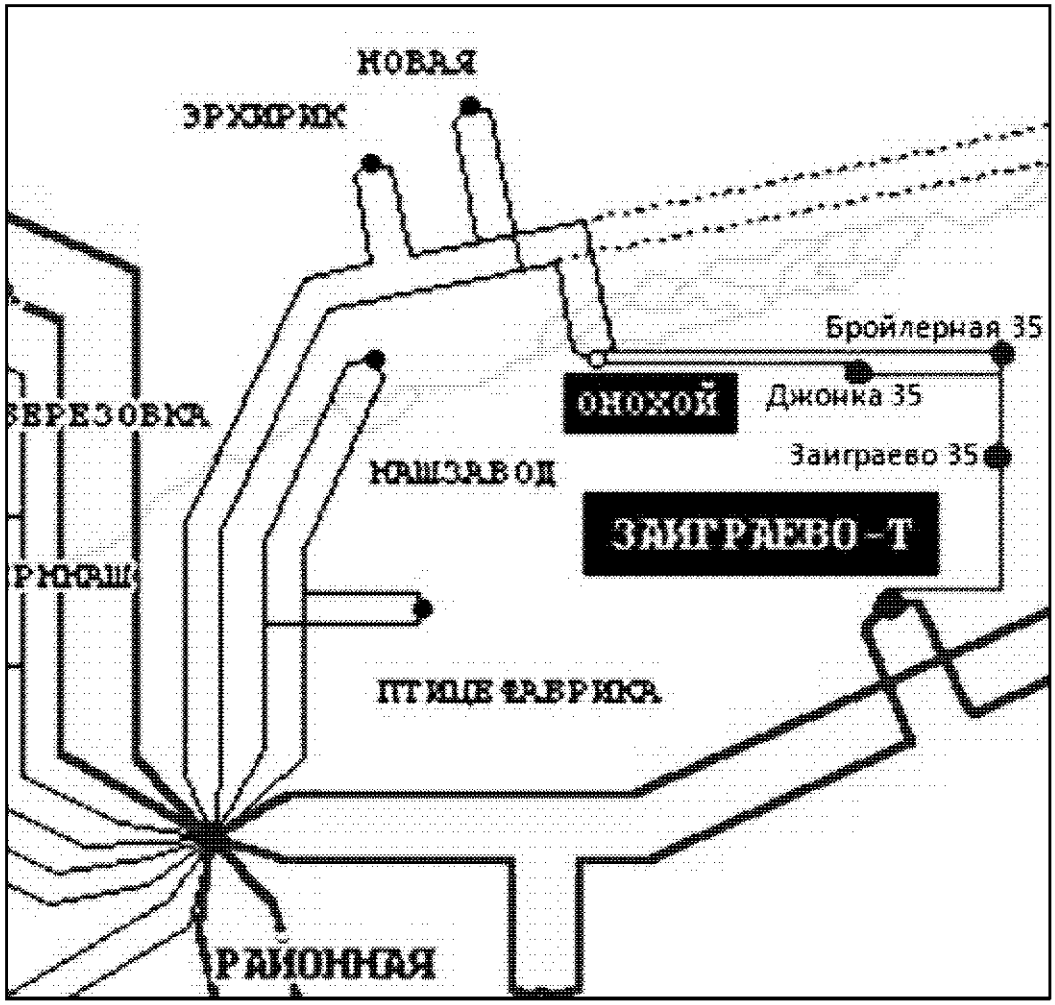
Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточны и требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*4 МВА на 2*10 МВА.

- ПС 35/10 кВ Нижняя Иволга: установлены силовые трансформаторы 2*2,5 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам (19.12.12.) составляет 2,24 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 5,51 МВт (только ДНТ и частный сектор). Объем мощности по фактической загрузке (режим (N-1) и 5% перегруз) составляет 0,4 МВА (загрузка 90%), с учетом действующих договоров на технологическое присоединение требуется дополнительная мощность 5,53 МВА (загрузка 327%).

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточны и требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*2,5 МВА на 2*10 МВА.

Ограничение пропускной способности сети 35-110 кВ.

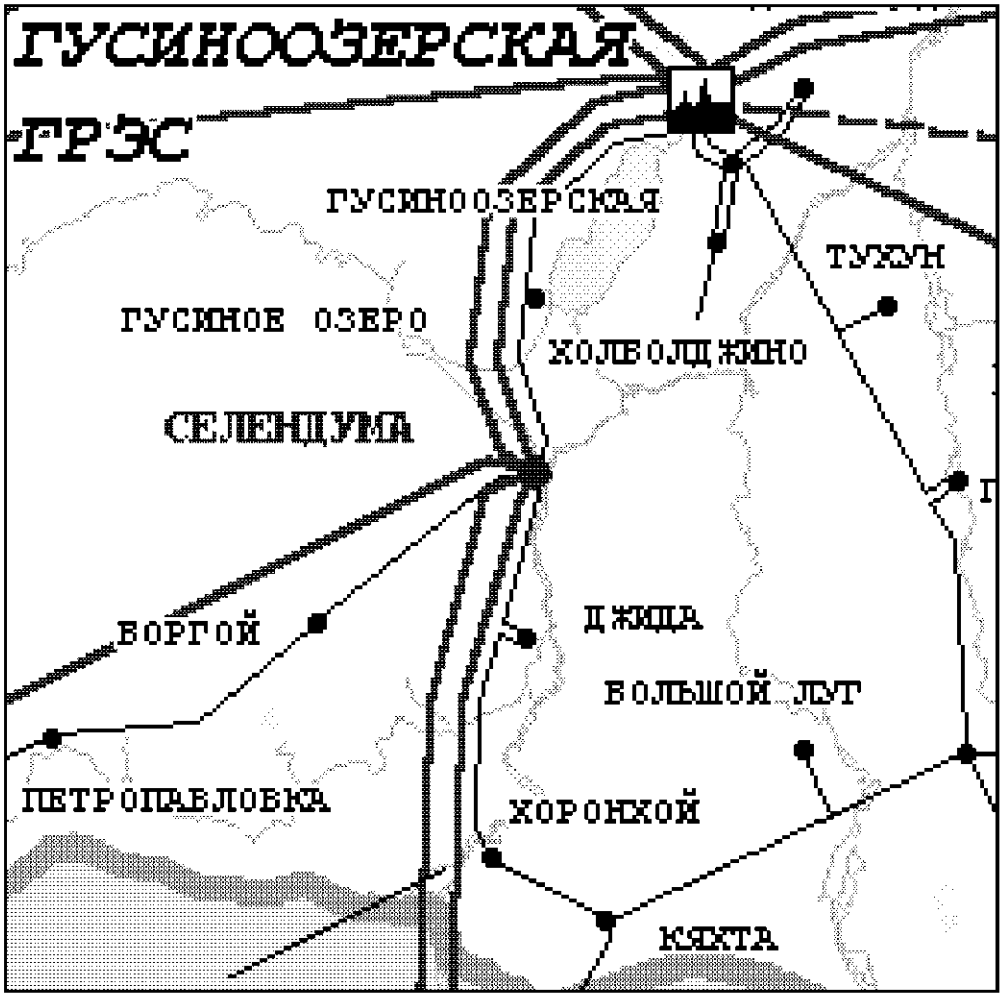
1. Для питания потребителей г. Улан-Удэ и прилегающих районов в аварийных и ремонтных режимах требуется перевод нагрузки ПС 110/35/10 кВ «Онохой» на шины ПС 220 кВ Заиграево (в нормальном режиме выключатель 35 кВ на ПС 35 Заиграево в сторону ПС 35 Бройлерная отключен).



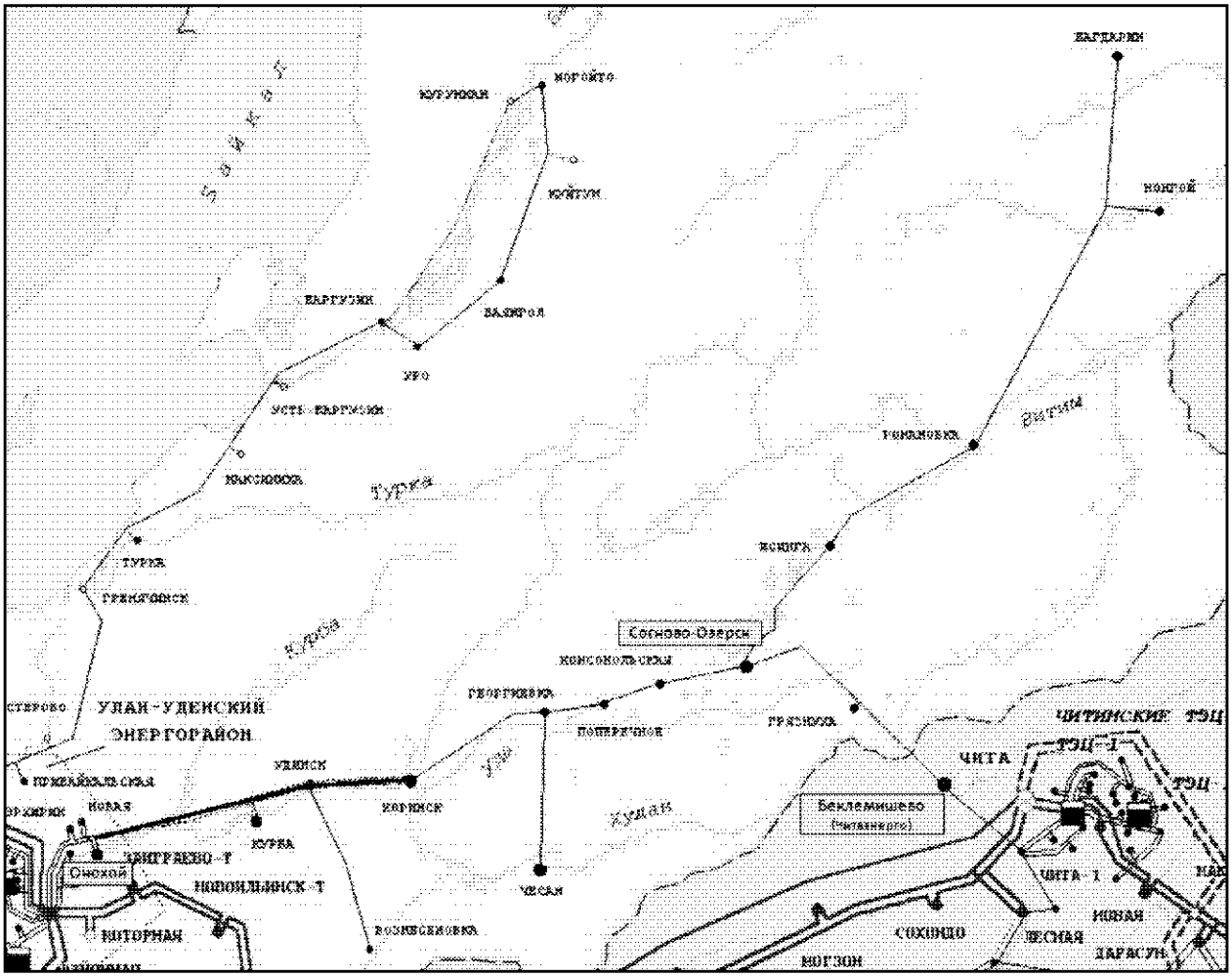
Пропускная способность ВЛ-35 кВ «Заиграево – Онохой» (ЗТЗ-348, ЗБ-303, ОБ-357) составляет 150А, ограничена трансформаторами тока на «В-348» (150/5), В-303 (200/5), В-357(150/5) на ПС 35/10 кВ «Заиграево» и ПС 110/35/10 кВ «Онохой».

2. Для питания потребителей г. Улан-Удэ и прилегающих районов в аварийных и ремонтных режимах требуется перевод нагрузки ПС 110/35/10 кВ «Иволга» (порядка 11,8 МВт) на шины ПС 110/35/10 кВ «Гусиноозёрская». Учитывая что пропускная способность ВЛ 35 кВ «Гусиноозёрская – Оронгой» (ГТ-345, ТЖ-376, ЖХ-3072, ХО-349) составляет 100 А (ограничена трансформаторами тока с Ктт=100/5), для электроснабжения потребителей в аварийных и ремонтных режимах от ПС 110/35/10 кВ «Гусиноозёрская» в ближайшее время (рекоменд. 2018г.) требуется замена существующих ТТ на В-3072, В-376 и СВ-35 ПС 35/10 кВ «Жаргалантуй» на ТТ с Ктт большего номинала, определенного проектом либо расчетом.

3. В связи с длительным сроком эксплуатации и из-за несоответствия сечения провода марки АС-120 пропускная способность ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное озеро (ГС-106) снижена и принимается как для АС-95.



При аварийном отключении автотрансформаторов АТ-1, АТ-2 на Гусиноозерской ГРЭС (АТ-1, АТ-2, заведены под один выключатель В-220 АТ-1,2, В-110 АТ-1,2) при включенном в работу Блоке 1 Гусиноозерской ГРЭС и отказе или выведенной из работы АОПО ВЛ 110 кВ ГС-106, возможно повреждение ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное озеро (ГС-106) ввиду недостаточной пропускной способности последней.



Возникновение вышеуказанных аварийных ситуаций приводит к погашению потребителей г. Гусиноозерска и собственных нужд Гусиноозерской ГРЭС на величину до 18 МВт.

Наложение аварийного отключения ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Селендума – ПС 110 кВ Окино-Ключи на ремонт ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Мухоршибирь – ПС 110 кВ Окино-Ключи или АТ-2 ПС 220 кВ Мухоршибирь приводит к погашению потребителей на участке ПС 220 кВ Селендума – ПС 220 кВ Мухоршибирь на величину до 23 МВт.

Возможные схемно-режимные мероприятия, выполняемые в оперативном порядке для восстановления питания потребителей и собственных нужд Гусиноозерской ГРЭС отсутствуют.

Мероприятием, исключающим схемно-режимных ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, является восстановление участка ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Окино-Ключи (ГО-126).

4. Ограничение пропускной способности ВЛ 110 кВ на участке «Онохой – Сосново-Озерская» и «Сосново-Озерская – Беклемишево».

Протяженность линии от ПС 110 кВ Онохой, до ПС 110 кВ Сосново-Озерская составляет 290 км. Двухцепной участок линии идет только до ПС

110 кВ Онохой от ПС 220 Районная. Далее до тупиковой ПС 110 кВ Багдарин ВЛ-110 кВ одноцепная.

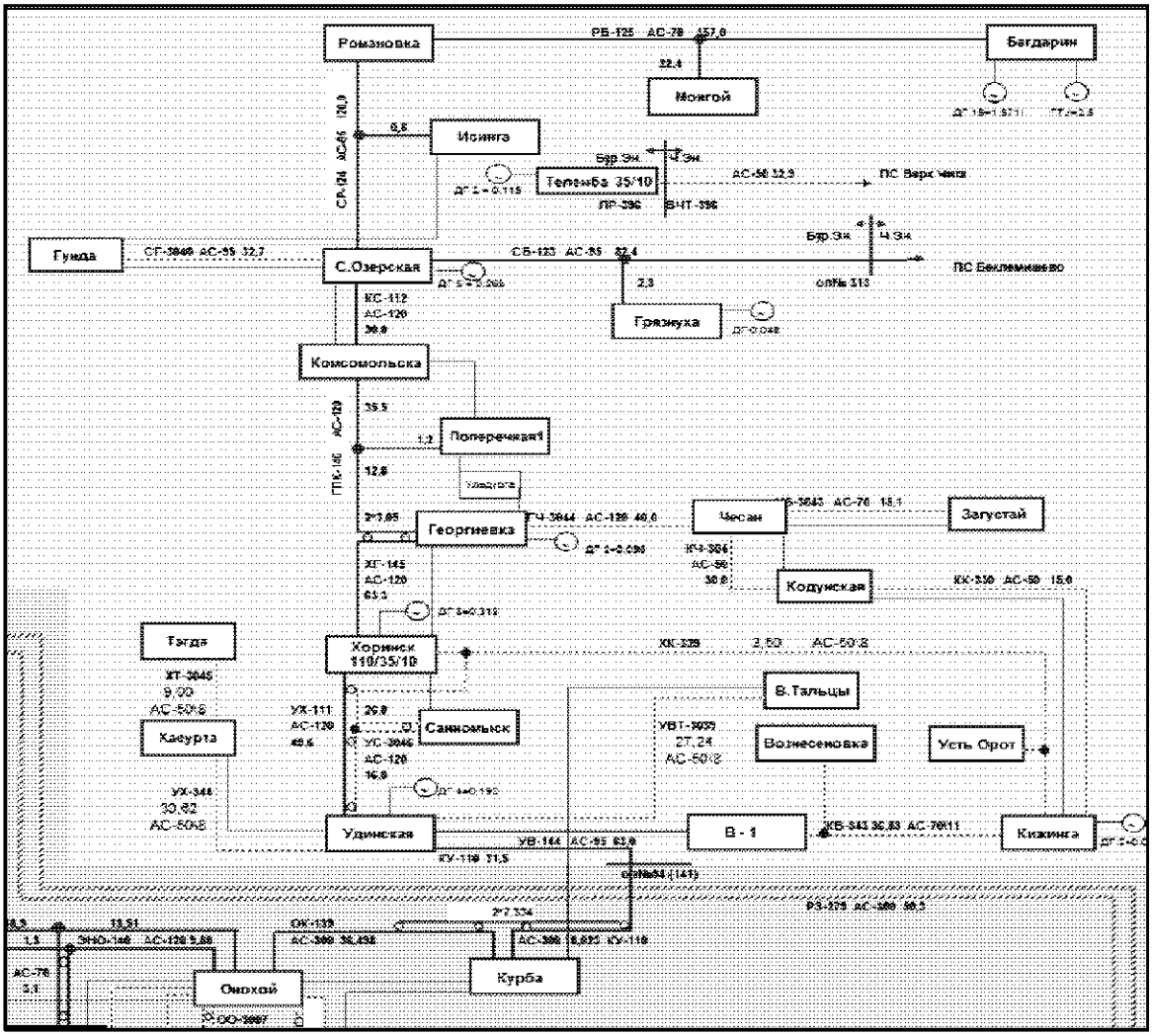
От ПС 110 кВ Онохой до ПС 110 кВ Удинская сечение провода АС-300. От ПС 110 кВ Удинская до ПС 110 кВ Сосново-Озерская сечение провода АС-120. От ПС 110 кВ Сосново-Озерская до ПС 110 кВ Беклемишево (Читаэнерго) сечение провода АС-95. От ПС 110 кВ Сосново-Озерская до ПС 110 кВ Багдарин сечение провода АС-95 и ПС-70.

От указанных одноцепных ВЛ получают электроснабжение 72 населенных пункта с населением около 48,8 тыс. человек. Резервирование электроснабжения осуществляется дизель-генераторами.

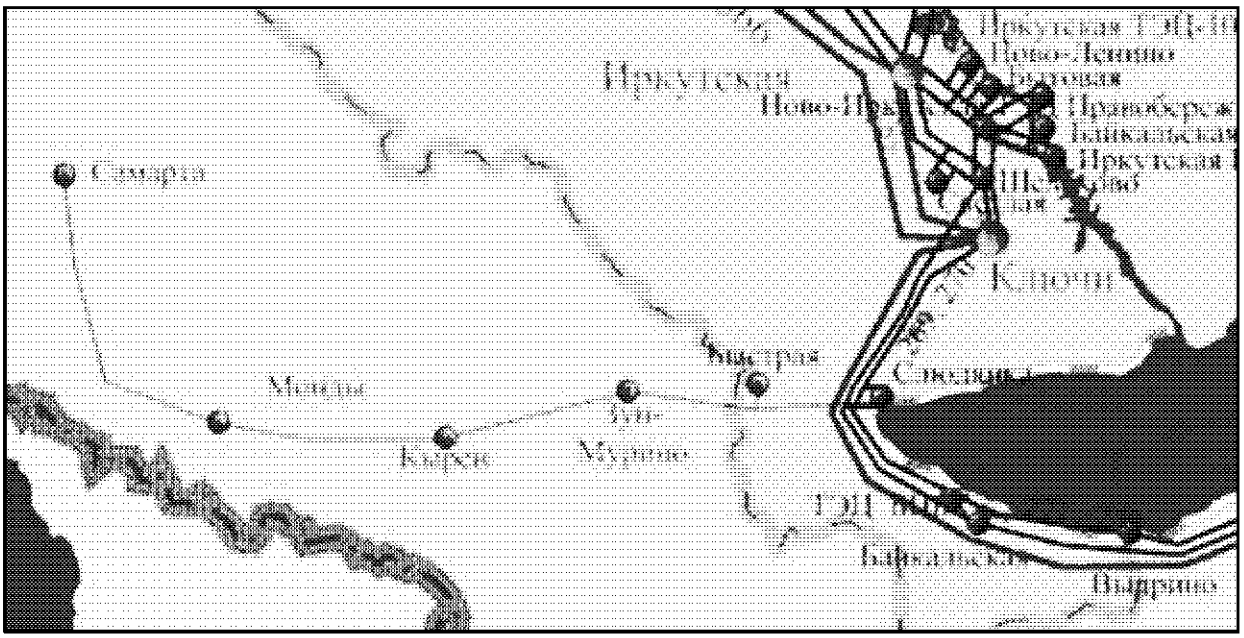
Пропускная способность ВЛ 110 кВ Сосново-Озерская – Беклемишево ограничена трансформаторами тока 100/5, установленными на ПС 110 кВ Беклемишево (филиал Читаэнерго),

При выводе в ремонт или аварийном отключении ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Онохой – ПС 110 кВ Сосново-Озёрская электроснабжение потребителей Баунтовского, Еравнинского, Хоринского, Кижингинского и части Заиграевского районов РБ осуществляется от сети 110 кВ энергосистемы Забайкальского края по ВЛ 110 кВ СБ-123 от ПС 110 кВ Беклемишево, в виду чего пропускная способность ВЛ 110 кВ Сосново-Озерская – Беклемишево с отпайкой на ПС Грязнуха (СБ-123) в период максимальных нагрузок может быть недостаточной.

Замена ТТ 110 кВ на ПС 110 Беклемишево (Читаэнерго) (рекомендуется выполнить в ближайшее время: 2017г.) на отходящей ВЛ в сторону ПС 110 кВ Сосново-Озерская позволит снять ограничения пропускной способности ВЛ110 кВ Сосново-Озерская – Беклемишево с отпайкой на ПС Грязнуха (СБ-123) и повысить уровень надежности электроснабжения восточных районов Республики Бурятия.



5. При выводе в ремонт ВЛ 110 кВ Култук - Зун-Мурино с отпайкой на ПС Быстрая (КЗМ-135) питание потребителей Тункинского района осуществляется по ВЛ-35 кВ «Слюдянка-Зун-Мурино» (КЗМ-386).



Пропускная способность установленных трансформаторов тока ТТ-386 на ПС 220 кВ Слюдянка недостаточна для осуществления энергообеспечения потребителей в транзите «Зун-Мурино – Самарта» т.к. пропускная способность ТТ-386 составляет 2,5 МВт (50 А), а нагрузка в зимний период достигает 4,5 МВт (90 А). Таким образом требуется выполнить мероприятия на ПС 220 кВ Слюдянка по замене ТТ-386 на ТТ с Ктт=100/5 (рекомендуется выполнить в ближайшее время: 2017г.).

Прочие энергоузлы характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений по пропускной способности сети

Таблица №37

№ п/п	Наименование объекта	Проблема	Возможные негативные последствия	Мероприятия
1	ПС 220 кВ Слюдянка В-386	При отключении ЛЭП - 135 ограничение проп. способности (КЗМ-386) в случае питания потребителей Тунк. РЭС (Зун Мурино - Н.Пустынь) по ремонтной схеме от ПС 220 кВ Слюдянка	Введение ограничений для потребителей Тункинского и Окинского районов РБ, подключенных к транзиту «Зун-Мурино – Самарта»	Замена на ПС 220 кВ Слюдянка ТТ с 50/5 на 100/5 (рекомендуется выполнить в 2017г.)
2	ПС 35 кВ «Сосновый Бор»	Ограничение пропускной способности ТТ в аварийных и ремонтных режимах на СВ-35	Введение ограничений для потребителей подключенных от ПС 110/35/10 кВ «Новая» в аварийных и ремонтных режимах на ПС	Замена на ПС 35 кВ «Сосновый Бор» ТТ на СВ-35 150/5 на 300/5 (рекомендуется выполнить в 2018г.)
3	ПС 35/10 кВ «Жаргаланту й» В-376	Ограничение пропускной способности ТТ в аварийных и ремонтных режимах	Введение ограничений для потребителей подключенных от ПС 110/35/10 кВ «Иволга» в аварийных и ремонтных режимах на ПС	Замена ТТ-376 100/5 на 200/5 (рекомендуется выполнить в 2018г.)
4	ПС 35/10 кВ «Жаргаланту й»	Ограничение пропускной способности ТТ в аварийных и ремонтных режимах		Замена ТТ-3072 100/5 на 200/5 (рекомендуется

	В-3072			выполнить в 2018г.)

Низкая надежность электроснабжения потребителей.

Энергоузлы характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в части низкой надежности электроснабжения

Таблица № 38

№ п/п	Наименование объекта	Проблема	Мероприятия	Рекомендуемый срок выполнения
1	ВЛ 35 кВ СО-3060 Сорок-Орлик (СЩ-3060)	Снижение надежности из-за превышения степени загнивания опор*	Реконструкция ВЛ	2018 год
2	ВЛ 35 кВ Монды-Сорок-Самарта (МСС-395)	Снижение надежности из-за превышения степени загнивания опор*	Реконструкция ВЛ	2018 год
3	ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107)	Снижение надежности из-за превышения степени загнивания опор*	Реконструкция ВЛ	2018 год

• -техническое состояние (степень загнивания, замер габаритов и т.д.) воздушных линий 35-110 кВ подтверждается в Актах технического освидетельствования на ВЛ

Предложения по развитию электрических сетей 110 кВ и ниже

Определены следующие направления развития электрических сетей напряжением 110 кВ и ниже:

1. Для повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей и покрытия возрастающих нагрузок в 2018-2023 гг. на ПС 110-35 кВ с нехваткой мощности для осуществления технологического присоединения необходимо выполнить мероприятия по увеличению мощности силовых трансформаторов, а также необходима реконструкция однотрансформаторных подстанций и строительство (реконструкция) фидеров связи 6-10кВ.

2. Для повышения надёжности электроснабжения южной части РБ необходима реконструкция ВЛ 110 кВ: Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на Гусиное Озеро (ГС-106) с заменой деревянных опор на металлические.

3. Для повышения надёжности электроснабжения потребителей Тарбагатайского, Кяхтинского, Бичурского, Мухоршибирского, Селенгинского районов и г. Гусиноозерска необходимо завершение второй

очереди строительства ВЛ 110 кВ Гусиноозерская - Окино-Ключи (ГОК-126) (участок ПС 110 кВ Подлопатки – ПС 110 кВ Тухум).

Мероприятия по развитию электрических сетей энергосистемы Республики Бурятия. Обеспечение технологического присоединения потребителей.

Строительство ПС 110/10 кВ «Джилинда» (12,6 МВА) со строительством ВЛ 110 кВ (8 км): реализация строительства ПС 110/10 кВ «Джилинда» позволит обеспечить электроснабжением объекты (7 МВт) АО «Хиагда» (месторождение Хиагдинского рудного поля) расположенные в Баунтовском районе Республики Бурятия. После выхода к 2019 году на проектную мощность добыча урана составит до 1800 тонн урана в год. С вводом подстанции в 2017 г. появятся условия для развития горной промышленности региона, выполнения требований по надежности электроснабжения горнодобывающих предприятий. Подключение ПС 110/10 кВ «Джилинда» планируется осуществить от отпайки на ПС 110/10 кВ «Хиагда» ВЛ 110 кВ Романовка – Багадрин с отпайками (РБ-125). В соответствии с заключенным договором ТП, мероприятия по строительству ВЛ 110 кВ до границ земельного участка выполняет «Бурятэнерго», а строительство ВЛ 110 кВ в границах земельного участка и подстанцию 110/10 кВ выполняет АО «Хиагда».

Строительство ПС 110/10 кВ «Чернуха» (20 МВА) со строительством ВЛ-110 кВ (1,5 км): реализация строительства ПС 110/10 кВ «Чернуха» позволит обеспечить электроснабжением вновь возводимой птицефабрики с перерабатывающим комплексом в п.Селенгинск Кабанского района, потребная мощность – 9,5 МВт. На данный момент в адрес филиала «Бурятэнерго» поступила заявка на технологическое присоединение ПС 110/10 кВ «Чернуха» с максимальной мощностью 9,5 МВт и подключение планируется осуществить от ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга-тяговая I цепь (СС-121), ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга-тяговая II цепь (СС-122).

Строительство ПС 110/10 кВ "Слобода" (20 МВА) со строительством ВЛ-110 кВ (4,5 км): Для электроснабжения объектов автотуристкого кластера «Кяхта» (4,09 МВт), в Кяхтинском районе РБ требуется строительство ПС-110/10 кВ "Слобода" с установкой трансформаторов 2х10 МВА и строительством ВЛ-110 кВ 4,5 км. Автотуристкий кластер является частью стратегии развития международных отношений с Монгольской Республикой, посредством строительства современной авто туристической инфраструктуры (отели, рестораны, спортивно-оздоровительный комплекс, станции технического обслуживания автомобилей, стоянки и СВХ и пр.). Данный кластер будет являться точкой роста для развития туристского продукта под брендом «Великий Чайный путь» и первым пунктом приема туристов, следующих из стран Азиатско-Тихоокеанского региона в ТР ОЭЗ

«Байкальская гавань». Подключение ПС 110/10 кВ «Слобода» планируется осуществить от ВЛ 110 кВ Окино-Ключи –Кяхта с отпайкой на ПС Большой Луг (ОКК-120)

В 2014 году между «Бурятэнерго» и МО «Кяхтинский район» заключен договор технологического присоединения в соответствии, с которым мероприятия по строительству ВЛ-110 кВ и подстанции 110/10 кВ осуществляет МО «Кяхтинский район».

4.10. Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе для устранения узких мест

Перечень новых и расширяемых электросетевых объектов 110 кВ и выше на 5-летний период

Таблица 39

№	Объект (сетевая компания)	Плановый год ввода	Кол-во цепей	Протяженность на одну цепь (км), мощность объекта (МВА, Мвар)	Краткое обоснование мероприятий
Развитие сетей 500 кВ					
1	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя	2021	1	290	Обеспечение возможности подключения новых потребителей. Усиление системного транзита 220 кВ с целью повышения провозной и пропускной способности Байкало-Амурской железнодорожной магистрали
2	ПС 500 кВ Нижнеангарская	2021		501+167 МВА, ШР 180 Мвар, УШР 2 х 63 Мвар	
Развитие сетей 220 кВ					
1	Реконструкция ПС 220 кВ Районная с заменой масляных выключателей на элегазовые и релейной защиты на микропроцессорную	2019	-		Минимизация рисков отказа оборудования
2	Строительство ВЛ 220 кВ Чита – Озерный ГОК с ПС 220 кВ Озерный ГОК	2018	2	2х240 км.	Технологическое присоединение Озерного ГОК
3	Перевод второй цепи ВЛ 110кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на напряжение 220кВ со строительством ПС 220кВ Дяля, Чаянгро	2018		2х25 МВА	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечение технологического присоединения новых потребителей
Развитие сетей 110 кВ					
1	Строительство ВЛ-110 кВ, соединяющей проектируемую ПС 110 кВ Джилинда с ВЛ 110 кВ Романовка-Багдарин с отпайками	2017		7 км	Строительство ВЛ-110 кВ для подключения ПС 110/10 кВ "Джилинда"
2	Строительство ПС 110/10 кВ «Чернуха» со	2017		1,5км, 20 МВА	Строительство ПС 110/10 кВ 2х10МВА со

	строительством ВЛ-110 кВ				строительством ВЛ-110 - 1,5 км
3	Строительство ПС 110/10 кВ «Джилинда» со строительством ВЛ-110 кВ	2017		8 км, 12,6 МВА	Строительство ПС 110/10 кВ 2х6,3 МВА со строительством ВЛ-110 кВ с подключением к ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125)
4	Строительство ПС 110/10 кВ "Слобода" (20 МВА) со строительством ВЛ-110 кВ	2017		4,5км, 20 МВА	Строительство ПС 110/10 кВ 2*10 МВА со строительством ВЛ 110 кВ с подключением к ВЛ 110кВ Окино-Ключи –Кяхта с отпайкой на ПС Большой Луг (ОКК-120)
5	Реконструкция ВЛ-110 кВ ГО ГРЭС - Гус.Озеро (замена опор, замена провода)	2016-2018		33,5км	Замена деревянных опор 110 кВ на металлические многогранные, замена провода
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерск-Окино-Ключи	2017		32км	Восстановление участка ВЛ 110 кВ
7	Реконструкция ПС 110 Беклемишево	2017		26 МВА	Замена на ПС 110 Беклемишево на отходящей ВЛ в сторону ПС 110/35/10 кВ «Сосново-Озерская» трансформаторов тока (СБ-123)
8	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Кырен»	2018			Замена трансформаторов 2*6,3 МВА на 2*16 МВА замена трансформаторов)
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на Гусиное озеро	2018-2020		19км	Замена деревянных опор 110 кВ на металлические многогранные, замена провода
10	Реконструкция ПС 110/10 кВ Бурводстрой	2019-2020		80 МВА	Замена трансформаторов на 2*25 МВА на 2*40 МВА, замена системы ОД/КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели
11	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ "Западная"	2017			Реконструкция ПС 110/35/6 кВ "Западная" с модернизацией системы противоаварийной автоматики в ячейке СЗ-102
12	Строительство ВЛ-110 кВ до планируемой ПС 220 кВ Горячинская	2017		0,554	Строительство ВЛ-110 кВ до планируемой ПС 220 кВ Горячинская (0,554 км)

4.11. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и ниже

Согласно данным комплесной программы развития электрических сетей 110 кВ и ниже, разработанной филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» на период до 2021 года на территории Республики Бурятия ожидается ввод объектов электроснабжения класса напряжения 110 кВ и ниже:

- общей мощностью 318,6 МВА (включая работы по реконструкции и техническому перевооружению);
- ввод ВЛ протяженностью 298 км.

4.12. 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.

С реализацией «Генеральной схемы газоснабжения и газификации Республики Бурятия», утвержденной в 2009 году, возможен перевод котельных на газовое топливо. Общий потенциальный годовой объем

потребления объектами теплоэнергетики определен в объеме 1 900 млн. куб.метров природного газа.

4.13. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований на территории Республики Бурятия

По состоянию на 01 апреля 2016 года из 275 городских округов и поселений в Республике Бурятия схемы теплоснабжения разработаны в 2 городских округах, 18 городских и 64 сельских поселениях, что составляет 100 % от требуемого объема.

4.14. 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 погодоведомого;
– 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.

4.15. 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, показала высокую надежность, 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.

4.16. 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%.

Сводные данные по тепловому балансу на период до 2022 года в разрезе источников тепловой энергии ТЭЦ -1, ТЭЦ-2 предоставлены в Приложении № 5.

Для решения проблем теплоснабжения города Улан-Удэ рассматривались разные возможные варианты:

1. Строительство модульных котельных в местах дефицита тепловой энергии.

Указанный вариант имеет ряд существенных недостатков, в числе которых отсутствие земельных участков под размещение объектов, удорожание тарифа для конечного потребителя, дополнительная экологическая нагрузка.

2. Вариант размещения газовых котельных решает вопрос экологических требований.

На сегодняшний день при использовании имеющегося в республике СУГ, цена тепловой энергии возрастет в 2 раза по сравнению с выработкой на угольных котельных. Отсутствие сетевого газа затрудняет реализацию данного варианта.

3. Проектирование и строительство Улан-Удэнской ТЭЦ-2.

Строительство тепловых мощностей ТЭЦ-2 позволит решить три основные проблемы энергоснабжения г. Улан-Удэ:

1. Увеличить установленную тепловую мощность станции для покрытия возрастающих за счет нового строительства нагрузок;
2. Снизить экологическую нагрузку на город. В связи с ростом тарифов на тепловую энергию в последнее время для потребителей выгоднее строить собственные небольшие котельные на мазутном и твердом топливе, что в свою очередь ведет к увеличению выбросов в атмосферу;
3. Повысить надежность теплоснабжения потребителей за счет строительства нового оборудования, выполнить взиморезервирование между двумя источниками тепла.

В настоящее время ТЭЦ-2 работает в режиме котельной.

Задание на проектирование Улан-Удэнской ТЭЦ-2 было выдано Министерством энергетики СССР в 1980 г. Согласно проекту, разработанного проектным институтом «Сибирское отделение ВНИПИЭнергопром» утвержденного в 1983 г. Минэнерго СССР предполагалась установка 4-х теплофикационных блоков с турбинами Т-180/210-130 и котлами Е-670-140, для покрытия пиковых нагрузок предусматривалась установка 6-ти паровых котлов Е-160-14 пиковой водогрейной котельной.

В соответствии с заданием установленная мощность электростанции на полное развитие должна была составить:

- электрическая – 720/840 МВт;
- тепловая – 1840 Гкал;

Завершение строительства первой очереди ТЭЦ-2 возможно осуществить на промплощадке, где построены и введены в эксплуатацию ряд зданий и сооружений и выполнены подготовительные работы для сооружения первой очереди станции.

На площадке построены все необходимые здания и сооружения, обеспечивающие нормальную эксплуатацию первой очереди ТЭЦ-2: шлако- и золопроводы, водопровод, тепломагистраль для выдачи тепла в город, автомобильные и железнодорожные пути, вспомогательные и ремонтные цеха, дымовая труба (Н=240 м), открытое распределительное устройство (ОРУ) – 110 кВ, объединенный корпус химводоочистки, топливоподача, временный шлакоотвал, мазутохозяйство, инженерные коммуникации и т.д. В целом генплан электростанции разработан на мощность 800 МВт с возможностью дальнейшего расширения.

Постановлением Администрации города Улан-Удэ от 27.12.2013 № 511 (актуализация 2016 г. Схемы утверждена Постановлением Администрации г.Улан-Удэ от 27.12. 2016 г. №384) утверждена Схема развития теплоснабжения г. Улан-Удэ до 2028 года в которой, Минстрой России в письме от 18.06.2015 №18757-АЧ/04 считает необходимым схему

теплоснабжения города Улан-Удэ доработать, рассмотрев в ней проект развития тепловых и электрических мощностей на Улан-Удэнской ТЭЦ-2.

В разделе 4 схемы теплоснабжения предложен вариант строительства 1 очереди Улан-Удэнской ТЭЦ-2 в составе двух энергоблоков по 115 МВт с пылеугольными котлами высокого давления типа Е-500-140-565 и теплофикационными паровыми турбинами типа Тп-115/125-130. В этом случае, суммарная тепловая мощность электростанции (с учетом пиковой котельной) достигнет 740 Гкал/час.

Проект окончания строительства станции включен в следующие стратегические документы:

- Схему территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 01.08.2016 № 1634-р;
- Схему и программу развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2017-2021 годы, утвержденную распоряжением Правительства Республики Бурятия от 29.04.2016 № 239-р;
- программу социально-экономического развития Республики Бурятия на период до 2017 года;
- стратегию социально-экономического развития Республики Бурятия на период до 2025 года.

В связи с планируемым завершением строительства первого пускового комплекса Улан-Удэнской ТЭЦ-2 в перспективе необходимо будет выполнить реконструкцию и новое строительство тепловых сетей. Общая протяженность тепловых сетей охватываемых переключением составляет 255,7 км.

Перспективная тепловая нагрузка по тепловым сетям от Улан-Удэнской ТЭЦ-2 составит.

1. Тепломагистраль №1: – 55,7 Гкал/ч.
2. Тепломагистраль №2: – 109,7 Гкал/ч.
3. Тепломагистраль №5: – 126,4 Гкал/ч.
4. Тепломагистраль №6: – 257,2 Гкал/ч.
5. Проектируемая тепломагистраль №7 (на п. Авиазавод и п. Восточный) – 99,7 Гкал/ч.
6. Перспектива подключения в целом по зоне предполагаемого обслуживания ТЭЦ-2 60,3 Гкал/ч.
7. Подключение потребителей от прочих котельных 31,3 Гкал/ч.

Итого: Суммарная тепловая нагрузка составит – 740,3 Гкал/ч.

Перспектива подключения новых потребителей согласно поданным заявкам на период составляет 42,7 Гкал/ч.

Для реализации данного мероприятия по теплосетевому комплексу г. Улан-Удэ необходимо выполнить следующие мероприятия (цены 2011 г.):

Новое строительство

1.1. Строительство теплопровода (тепломагистрали № 7) в сторону п. Авиазавод и п. Восточный Ду=1000мм, протяженностью 18500м, ориентировочная стоимость 1 443,0 млн. руб.

1.2. Строительство подкачивающей насосной станции «ПНС-7/1» на подающем трубопроводе тепломагистрали № 7, ориентировочная стоимость 94,3 млн. руб.

1.3. Строительство подкачивающей насосной станции «ПНС-7/2» на обратном трубопроводе тепломагистрали № 7, ориентировочная стоимость 94,320 млн. руб.

1.4. Строительство теплопровода от ТК-38 тепломагистрали №5 до «ПНС-2/2» тепломагистрали № 2. (Ду=800мм, ориентировочная протяженность 1350м, ориентировочная стоимость 105,3 млн. руб.)

1.5. Строительство насосной станции «ПНС-6/5» на подающем трубопроводе в районе ул. Бабушкина в сторону тепломагистрали №2, ориентировочная стоимость 94,3 млн. руб.

1.6. Строительство мостовых переходов через р. Уда, 2 ед., ориентировочная стоимость 250,0 млн. руб.

1.7. Строительство насосной станции «ПНС-5/1» на подающем трубопроводе тепломагистрали № 5 в районе ул. Приречной, ориентировочная стоимость 96,0 млн. руб.

1.8. Строительство насосной станции «ПНС-5/5» на подающем трубопроводе тепломагистрали № 5 в районе ТЭЦ-1, ориентировочная стоимость 96,0 млн. руб.

1.9. Строительство новых тепловых сетей до котельных, ориентировочная стоимость 190,0 млн. руб.

Реконструкция участков тепловых сетей

2.1 Реконструкция трубопровода от УТ-45 до ТК-38 тепломагистрали № 5 с увеличением диаметра на Ду=1000мм, протяженностью 2900 м, ориентировочная стоимость 271,4 млн. руб.

2.2 Реконструкция магистральных и внутриквартальных трубопроводов при переводе потребителей с открытого водоразбора на закрытый (ориентировочная стоимость 2112,2 млн. руб.);

2.3 Реконструкция тепловых узлов потребителей при переводе с открытого водоразбора на закрытый (ориентировочная стоимость 764,059 млн. руб.).

Реконструкция насосных станций с увеличением мощности

3.1 Реконструкция насосной станции «ПНС-6/2» с увеличением мощности сетевых насосов, ориентировочная стоимость 85 млн. руб.

3.2 Реконструкция насосной станции «ПНС-6/4» с увеличением мощности сетевых насосов, ориентировочная стоимость 52 млн. руб.

3.3 Реконструкция насосной станции «ПНС-2/2» с увеличением мощности сетевых насосов, ориентировочная стоимость 52,423 млн. руб.

Разработка проектно-сметной документации – 508,425 млн. руб.

Всего ориентировочная стоимость мероприятий по переключению тепловой нагрузки на источник Улан-Удэнская ТЭЦ-2 составит **4 708,5 млн. руб.** (без НДС).

Закрытие муниципальных и ведомственных котельных

При расширении зоны обслуживания ТЭЦ-2 предполагается к закрытию 16 котельных с суммарной присоединенной нагрузкой 131 Гкал/ч., в том числе охватываемые ПАО «ТГК-14», как единой теплоснабжающей организацией 8 котельных с нагрузкой 108,1 Гкал/ч.

Оценочная стоимость мероприятий по закрытию (консервации) 16 котельных составит **850 млн. руб.**

Улан-Удэнская ТЭЦ-2 при её полном развитии в рассматриваемый период надёжно обеспечивается каменным углём Тугнуйского месторождения.

Кроме ТЭЦ-2 необходимо в период до 2017 г. реализовать еще несколько проектов в области теплоснабжения ряда населенных пунктов Республики Бурятия.

По крайней мере, три вида проектов имеют непосредственное отношение к теплоснабжению: строительство очистных сооружений, строительство мусоросжигающих заводов и организация производства тепловых насосов.

На очистных сооружениях могут и должны устанавливаться, так называемые метантэнки (биореакторы), в которых происходит сбраживание осадков сточных вод с выделением биогаза, который далее может использоваться в котельных.

Предусмотреть возможность установки биореакторов на намечаемых к строительству очистных сооружениях в г. Бабушкин, с. Кабанск, п. Заиграево, Заиграевского района, п. Слобода, Кяхтинского района, на территории особой туристско-рекреационной зоны.

При проектировании и строительстве производственного комплекса по переработке твёрдых бытовых отходов в г. Улан-Удэ необходимо предусмотреть установку энергоблока с возможным комбинированным использованием других видов топлива.

Организация серийного производства и широкомасштабное внедрение теплонасосных установок может оказать существенное положительное влияние как на экологическую ситуацию, так и на эффективность системы теплоснабжения

Необходимо отметить, что наиболее эффективным, действенным и экономичным мероприятием для покрытия возрастающих тепловых нагрузок

и решения экологических проблем города Улан-Удэ, является принятие решения об окончании строительства Улан-Удэнской ТЭЦ-2.

Прогноз дефицита тепловой мощности

Таблица 40

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Установленная мощность ТЭЦ-2, Гкал/час	380	380	380	380	380	380	380
Присоединенная тепловая нагрузка по техусловиям, Гкал/час	382,4	409,0	427,8	431,3	434,8	434,8	434,8
Перспективная тепловая нагрузка за год, Гкал/час (ТЗ 2013-2018, ИТ)	27,7	26,5	18,8	3,6	3,5	3,5	3,5
Дефицит тепловой мощности от присоединенной по техусловиям, Гкал/час	-2,4	-29,0	-47,8	-51,3	-54,8	-54,8	-54,8

Предполагаемый вывод из эксплуатации турбоагрегатов ст.№1 и ст.№3, в соответствие с приказом Минэнерго РФ от 28.07.2014 г. №471 не желателен, т.к. это приведет к росту тарифа на производство тепловой энергии Улан-Удэнской ТЭЦ-1 в 2017 году на 6.14% (без учета инфляционного фактора). В случае вывода из эксплуатации с 01.01.2019 г. турбоагрегата ст.№6 и отсутствие генерации в летний период предполагается рост тарифа на производство тепловой энергии Улан-Удэнской ТЭЦ-1 на 15,78%.

Проводимая в настоящее время реконструкция котлов части высокого давления Улан-Удэнской ТЭЦ-1 с увеличением паропроизводительности с 220 т/час до 230 т/час, позволит повысит надежность работы станции в период прохождения максимума нагрузок.

4.17. Прогноз развития электросетевого хозяйства на территории Республики Бурятия

Проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы ВЛ 220 кВ Чита – Озерный ГОК для возможности подключения перспективных потребителей. предусмотрено строительство ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя; строительство ПС 220 кВ Озерный ГОК и I и II цепи.

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.

Приложение № 1

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 311,4 км;

– ВЛ 220 кВ напряжением общей протяженностью 3 075,34 км;

Перечень ВЛ-220 кВ

№ п/п	Наименование линии
1.	ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (АО-41)
2.	ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38)
3.	ВЛ 220 кВ Выдрино-БЦБК (ВБ-272)
4.	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260)
5.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума I цепь (ГС-255)
6.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума II цепь (ГС-256)
7.	ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ДС-34)
8.	ВЛ 220 кВ Заиграево – Кижа (ЗК-281)
9.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижа (КПЗ-283)
10.	ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37)
11.	ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33)
12.	ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур (МШС-261)
13.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273)
14.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Выдрино с отпайкой на ПС Переёмная (МВ-274)

№ п/п	Наименование линии
15.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Гусиноозерская ГРЭС I цепь (МГ-251)
16.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Гусиноозерская ГРЭС II цепь (МГ-252)
17.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская - Новоильинск (НПЗ-282-284)
18.	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (УА-39)
19.	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (УЯ-40)
20.	ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43)
21.	ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44)
22.	ВЛ 220 кВ Посольская – Мысовая (ПМ-275)
23.	ВЛ 220 кВ Районная – Гусиноозерская ГРЭС № 1 (РГ-295)
24.	ВЛ 220 кВ Районная – Гусиноозерская ГРЭС № 2 (РГ-296)
25.	ВЛ 220 кВ Районная – Заиграево (РЗ-279)
26.	ВЛ 220 кВ Районная – Новоильинск (РН-280)
27.	ВЛ 220 кВ Районная – Северная (РС-297)
28.	ВЛ 220 кВ Районная – Татаурово (РТ-278)
29.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур (СПЗ-262)
30.	ВЛ 220 кВ Северная – Посольская с отпайкой на ПС Селенгинский ЦКК (СП-277)
31.	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя (СА-36)
32.	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера (СК-35)
33.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257)
34.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258)
35.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47)
36.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Мысовая с отпайкой на ПС Селенгинский ЦКК (ТМ-276)
37.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан (в эксплуатации ОАО «ИЭСК»)
38.	ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32)
39.	ВЛ 220 кВ Янчукан-Перевал (ЯП-42)
40.	ВЛ 500 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)
41.	ВЛ 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская (ВЛ-583)
42.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Горячинская I цепь
43.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Горячинская II цепь

Перечень ПС220 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 Кижа	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 Первал	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 обслуживают филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» и региональная распределительная электросетевая компания АО «Улан-Удэ Энерго».

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:

– 24241,6 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 0,4-110 кВ;

– 72,1 км кабельных линий электропередачи (КЛ) напряжением 0,4-35 кВ;

– 4734 понизительные подстанции напряжением 35-110 кВ и трансформаторные подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ общей мощностью 2583,9 МВА.

В состав филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» входят 3 производственных отделения (ПО) и 19 районов электрических сетей (РЭС).

Электросетевая компания АО «Улан-Удэ Энерго» осуществляет передачу электрической энергии по сетям 0,4-35 кВ и подключение новых потребителей к распределительным сетям компании.

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО «Улан-Удэ Энерго» находятся:

- 1360,96 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 0,4-35 кВ;

- 970,68 км кабельных линий электропередачи (КЛ) напряжением 0,4-10 кВ;

- 11 понизительные подстанции напряжением 35/6-10 кВ и трансформаторные подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ общей мощностью 448,18 МВА.

В состав АО «Улан-Удэ Энерго» входят 3 района электрических сетей (РЭС)

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-146)	50,73
2	ВЛ 110 кВ ЗММК – Северная с отпайками (ЗМС-101)	20,182
3	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Сосново-Озерская (КС-112)	34,632
4	ВЛ 110 кВ Курба – Удинская (КУ-110)	49,484
5	ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками I цепь (МСЗ-183)	25,464
6	ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками II цепь (МС-184)	20,325
7	ВЛ 110 кВ Медведчиково-Иволга (МИ-159)	25,05
8	ВЛ 110 кВ Медведчиково-Тарбагатай (МТ-160)	37,863
9	В Л 110 кВ Онохой – Курба (ОК-139)	36,296
10	ВЛ 110 кВ Районная – Бурятферммаш с отпайкой на ПС ЗММК (РЗМ-116)	4,215
11	ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика I цепь (РМ-161)	10,04
12	ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика II цепь (РМ-162)	10,04
13	ВЛ 110 кВ Районная – Онохой с отпайкой на ПС Новая (РНО-138)	45,08
14	ВЛ 110 кВ Районная – Северная с отпайками (РС-180)	19,967
15	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-1 I цепь (РТ-104)	7,544
16	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-1 II цепь (РТ-118)	7,544
17	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Энергетик I цепь (РТ-141)	7,38
18	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Энергетик II цепь (РТ-142)	7,38
19	ВЛ 110 кВ Районная – Эрхирик (РЭ-109)	16,817
20	ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125)	222,948
21	ВЛ 110 кВ Сосново-Озерская – Бекленишево с отпайкой на ПС Грязнуха (СБ-123)	83,82
22	ВЛ 110 кВ Сосново-Озерская – Романовка с отпайкой на ПС Исинга (СР-124)	120,31
23	ВЛ 110 кВ Улан-Удэнская ТЭЦ-2 – Медведчиково с отпайкой на ПС Октябрьская I цепь (ТМ-181)	15,598
24	ВЛ 110 кВ Улан-Удэнская ТЭЦ-2 – Медведчиково с отпайкой на ПС Октябрьская II цепь (ТМ-182)	15,598
25	ВЛ 110 кВ Удинская – Хоринская (УХ-111)	48,753
26	ВЛ 110 кВ Удинская-Вознесеновка (УВ-144)	63,208
27	ВЛ 110 кВ Хоринская – Георгиевская (ХГ-145)	58,529
28	ВЛ 110 кВ Эрхирик – Онохой с отпайкой на ПС Новая (ЭНО-140)	22,685
29	ВЛ 110 кВ Боргой – Петропавловка (БП-169)	29,187
30	ВЛ 110 кВ Бургултай – Торей (БТ-165)	25,312
31	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Тухум (ГОК-126)	8,181
32	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Завод (ГЗ-153)	2,279
33	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Холбольджино I цепь (ГХ-163)	17,869
34	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Холбольджино II цепь (ГХ-164)	17,951
35	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская I цепь (ГГ-151)	2,346
36	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская II цепь (ГГ-152)	2,346
37	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное Озеро (ГС-106)	63,1

№ п/п	Диспетчерское наименование	Протяженность по цепям, км
38	ВЛ 110 кВ Джида – Харанхой (ДХ-167)	24,103
39	ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Бичура (МШБ-149)	73,673
40	ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Никольская (МН-147)	40,691
41	ВЛ 110кВ Окино-Ключи – Бичура (ОКБ-150)	35,47
42	ВЛ 110кВ Окино-Ключи – Кяхта с отпайкой на ПС Большой Луг (ОКК-120)	66,625
43	ВЛ 110 кВ Окино-Ключи - Кудара-Самон (ОКС-171)	66,156
44	ВЛ 110 кВ Окино-Ключи - Подлопатки (ОКП-126)	40,797
45	ВЛ 110 кВ Петропавловка – Бургултай (ПБу-170)	17,444
46	ВЛ 110 кВ Селендума – Боргой (СБ-108)	50,325
47	ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107)	33,697
48	ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей (СИ-166)	245,715
49	ВЛ 110 кВ Харанхой – Кяхта (ХК-168)	25,362
50	ВЛ 110 кВ Баргузин – Уро (БУ-133)	19,783
51	ВЛ 110 кВ Баянгол – Могойто (БлМ-137)	76,735
52	ВЛ 110 кВ Зун-Мурино – Кырен (ЗМК-134)	53,124
53	ВЛ 110 кВ Котокель – Турка с отпайкой на ПС Берег (КТ-155)	27,651
54	ВЛ 110 кВ Култук – Зун-Мурино (КЗМ-135)	62,233
55	ВЛ 110 кВ Кырен – Монды – Самарта с отпайкой на ПС Алтан (КМ-190 – МСС-193)	178,005
56	ВЛ 110 кВ Мостовка – Байкало-Кудара (МБК-157)	35,865
57	ВЛ 110 кВ Мостовка – Селенга (МС-156)	13,062
58	ВЛ 110 кВ Нестерово – Котокель (НК-130)	49,578
59	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга (СС-117)	3,11
60	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга-тяговая I цепь (СС-121)	1,998
61	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга-тяговая II цепь (СС-122)	1,851
62	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлюйская с отпайкой на ПС Кабанская I цепь (СТ-103)	29,181
63	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлюйская с отпайкой на ПС Кабанская II цепь (СТ-113)	29,526
64	ВЛ 110 кВ СЛПБ – Мостовка с отпайкой на ПС Таловка (ЛМ-115)	20,769
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)	156
68	ВЛ 110 кВ Татаурово – Татаурово-тяговая (ТМ-119)	0,176
69	ВЛ 110 кВ Татаурово-тяговая – СЛПБ (МЛ-114)	22,658
70	ВЛ 110 кВ Татаурово – Прибайкальская (ТП-128)	18,112
71	ВЛ 110 кВ Прибайкальская–Нестерово (ПН-129)	32,659
72	ВЛ 110 кВ Горячинская – Турка	5,92
73	ВЛ 110 кВ Горячинская – Усть-Баргузин	73,26
74	ВЛ 110 кВ Уро – Баянгол (УБл-136)	40,235
75	ВЛ 110 кВ Усть-Баргузин – Баргузин (УББ-131)	48,706

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 Грязнуха	ПАО «МРСК Сибири»
46.	ПС 110 кВ Иволга	ПАО «МРСК Сибири»
47.	ПС 110 кВ Тарбагатай	ПАО «МРСК Сибири»
48.	ПС 110 кВ Удинская	ПАО «МРСК Сибири»
49.	ПС 110 кВ Хоринская	ПАО «МРСК Сибири»
50.	ПС 110 кВ Тимлюйская	ПАО «МРСК Сибири»

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

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

Приложение № 2

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

№ п/п	Дата подачи заявки	Наименование Заявителя	Наименование, адрес объекта	Заявляемая мощность, кВт	Центр питания, линия по стороне 110-35 кВ
филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Забайкальское ПМЭС					
1	08.12.2016	ОАО "РЖД"	ПС 220 кВ Новоильинск	970	
2	11.07.2016	ОАО "РЖД"	ПС 220 кВ Кижа	4090	1.ПС 220 кВ Петровск - Забайкальская
3	16.08.2016	ПАО "МРСК Сибири"	ВЛ 10 кВ Т-1	1414	1.ПС 220 кВГорячинская
4	28.10.2014	ОАО "РЖД"	Подстанции 220 кВ: «Дабан», «Северобайкальск»,«Кичера»,«Ангоя»,«Новый Уоян», «Янчукан», «Ангаракан», «Перевал», «Окусикан»,подстанция 110 кВ: «Таксимо тяговая»	102260	1.ПС 500 кВ Усть-Кут
5	18.04.2014	ПАО "МРСК Сибири"	[629] ПС 35 кВ Таежная МРСК Сибири	8760	1.ПС 220 кВ Районная
филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго»					
6	11.01.2016	АО "УЛАН-УДЭ ЭНЕРГО"	ЛЭП 10 кВ Ф. 5 от ПС "Энергетик", 670011, Республика Бурятия, октябрьский р-н, г Улан-Удэ, п. энергетик	1500	ф. 5 РУ 10 кВ ПС 110 кВ Энергетик
7	19.04.2016	ОАО "ПРОМГРАЖДАНСТРОЙ"	ЛЭП 0,4 кВ для электроснабжения многоквартирные жилые дома, 670011, Республика Бурятия, г Улан-Удэ, кв-л 140-й а, кадастровый номер земельного участка 03:24:032002:393	1232	ПС 35 кВ Таёжная.
8	10.09.2016	ХОЛОД В КВАДРАТЕ, ООО	ЛЭП 10 кВ, ТП 10/0,4 кВ для электроснабжения складов, Республика Бурятия, иволгинский р,	1000	ПС 110 кВ Бурводстрой.

			с сотниково, ул промышленная 1-я, д. 6, кадастровый номер земельного участка 03:08:310101:1928		
9	12.12.2016	ГКУ РБ "УКС ПРБ"	"строительство ГУЗ "Детская республиканская клиническая больница" в 45 квартале Октябрьского района г. Улан-Удэ	1840	ПС 110 кВ Октябрьская
10	15.12.2016	МКУ АДМИНИСТРАЦИЯ МО "ТАРБАГАТАЙСКИЙ РАЙОН"	ЛЭП 10 кВ ТП 10/0,4 кВ для электроснабжения ТРК "Байкал Старовер", Республика Бурятия, тарбагатайский р-н, с. тарбагатай	1000	ПС 110 кВ Тарбагатай.
АО «Улан-Удэ Энерго»					
11	24.03.16	МУП Водоканал	Городские очистные сооружения канализации ул.Борсоева ,101	4000	ПС 110 кВ "Западная"
12	31.03.16	НО Фонд развития города Улан-Удэ	трансформаторная подстанция ул.Линховоина, 3	2188	ПС 35 кВ "Горсад"
13	24.10.16	МАОУ ДО "Детско-юношеская спортивная школа № 4"	Трансформаторная подстанция мкр. Верхняя Березовка, 03:24:000000:47910	1500	ПС 110 кВ "Верхняя Березовка"
14	24.10.16	МАОУ ДО "Детско-юношеская спортивная школа № 4"	Трансформаторная подстанция мкр. Верхняя Березовка, 03:24:020205:8	1000	ПС 110 кВ "Верхняя Березовка"
15	24.10.16	ООО "Диал-С"	нежилое помещение ул. Артема 17	1000	ПС 110 кВ "Верхняя Березовка"

Приложение № 3

Реестр поданных заявок на присоединение к тепловым сетям

№ п/п	Заказчик	Адрес	Объект	Нагрузка, Гкал/час				Год подключения			
				Отоп.	Вент.	ГВС	Общая	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Раздел 1. Объекты с нагрузкой до 0,1 Гкал/час											
1	Рандина Людмила Галактионовна	ул. Славянская, д.3 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,009700	0,000000	0,000000	0,009700				
2	Санданов Цыдендамба Чимитович	ул.Ломоносова, 2А в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Жилой дом	0.015417	0.000000	0,000000	0,015417				
3	Гончикова Елена Владимировна	ул.Жердева, 5А в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Жилой дом	0,011900	0,000000	0,000000	0,011900				
4	Гребенщиков Александр Кимович	ул.Тепловая, д.3 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,013405	0,000000	0,000000	0,013405				
5	Гребенщикова Лидия Климовна Александр Кимович	ул.Тепловая, д.5 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0.012786	0.000000	0,000000	0,012786				
6	Артемьев Владимир Иванович	ул.Новостройка, д.38 в Советском районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,004900	0,000000	0,000000	0,004900				
7	Ковалева Людмила	ул. Совхозная, 49 в Октябрьском районе	Индивидуальный жилой	0.007028	0.000000	0,016800	0,023828				

	Юрьевна	г.Улан-Удэ	дом								
8	Лхасаранова Цырегма Баясхалановна	ул. Черниговская, 13 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Жилой дом	0.023000	0.000000	0,000000	0,023000				]
9	Дондуков Тумур Доржиевич	ул. Тепловая, 7 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0.012150	0.000000	0,000000	0,012150				]
10	Карбаинов Александр Ильич	ул. Первоцветная. дом 46 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,008500	0,000000	0,000900	0,009400		L		
11	Жалсараев Владимир Болотович	ул.Ключевская в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Станция технического обслуживания	0,059000	0,000000	0,000000	0,059000		┌		
12	Осовский Сергей Юрьевич	ул.Российская, 15Б в Советском районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0.011217	0.000000	0,000000	0,011217		┌		
13	Жамбалов Александр Чимитович	ул.Литейная, д.23А в Советском районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0.009374	0.000000	0,000000	0,009374		┌		
14	ООО "Улан-Удэнский сельский проектно-строительный комбинат"	ул.Грушевая, в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Водонасосная станция Водонапорная башня	0,001000	0,000000	0,000000	0,001000		L		
15	Братиньков Игорь Николаевич	ул.Стартовая, 3 в Советском районег.Улан-	Индивидуальный жилой дом	0,013663	0,000000	0,000000	0,013663		┌		

		Удэ									
16	Самбаров Цыремпил Сергеевич	ул.Рукавишникова. 14-2 в Советском районе г.Улан-Удэ	Квартира	0,005090	0,000000	0,000000	0,005090		⌐		
17	Аюрова Светлана Зеновьевна	ул. Яковлева, 3 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Магазин непродовольственных товаров	0.062000	0.000000	0,000000	0,062000		⊏		
18	ООО "ВВС"	ул.Гусиноозерская, 9 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Пристрой к гаражу	0.017934	0.000000	0,000000	0,017934		⊏		
19	Бордун Зеновий Ильич	г.Улан-Удэ, Октябрьский район, вблизи отворота на 102 микрорайон	Магазин	0,080000	0,000000	0,000000	0,080000		∟		
20	Доржиев Александр Владимирович	г.Улан-Удэ, п.Заречный, ул.Обручева, д.24Б	Жилой дом	0.007981	0.000000	0,026875	0,034856		⊏		
21	Курило Сергей Иванович	ул. Борсоева, 109 в Советском районе г.Улан-Удэ	Часть производственного здания	0,010928	0,000000	0,000000	0,010928	∟			
22	Аяндуева Светлана Дандаровна	Установлено относительно ориентира, расположенного за пределами участка. Ориентир Жилой дом. Участок находится примерно в 786 м от ориентира по направлению на юго-запад. Почтовый адрес ориентира:	Индивидуальный жилой дом	0,009506	0,000000	0,000000	0,009506		∟		

		РБ,г.Улан-Удэ, ул.Лесная, 5, участок находится в 786 м на юго-запад от ориентира. (ул.Коммунальная, 13)									
23	Паршаков Леонид Констрантинович	ул.Коммунистическая, 13/2 в Советском районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,012717	0,000000	0,000000	0,012717		Г		
24	Тимофеев Владимир Ульянович	ул. Буйко, 61 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Жилой дом	0,007000	0,000000	0,000000	0,007000		Г		
25	МУ "Комитет по управлению имуществом и землепользованию"	ул.Линховоина, д.3А, д.3Б в Советском районе г.Улан-Удэ	Объекты туристического сервиса	0,019600	0,000000	0,022400	0,042000		Г		
26	Жители жилого дома в лице Кореневой А.П.	ул.Гагарина, 65 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	16- квартирный жилой дом	0,052365	0,000000	0,000000	0,052365		Г		
27	Вященко Вадим Леонидович	ул.Ломоносова, 5/2 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Пристрой к жилому дому	0,009600	0,000000	0,000000	0,009600		Г		
28	ИП Бальжиров Чингис Жамсаранович	РБ, г.Улан-Удэ, мкр.104, дом №3 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Магазин электротоваров	0,043000	0,000000	0,000000	0,043000		Г		
29	Аюров Алексей Гончикович	ул.Туполева, д.№20-20А в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Нежилое помещение	0,006277	0,000000	0,000000	0,006277		Г		

30	Сергеева Юлия Викторовна	ул. Яшина, д.80 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,009297	0,000000	0,000000	0,009297		⊏		
31	ООО "Стройтерминал"	ул. Комарова д.119 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Склад	0,042200	0,000000	0,000000	0,042200		∟		
32	Бордун Зеновий Ильич	ул.Крылова, 59 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Пристрой к магазину "Промтовары"	0,012300	0,000000	0,000000	0,012300	⊏			
33	Лишенко Светлана Александровна	ул.Трактовая, 2П в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Административное здание	0,019913	0,000000	0,000000	0,019913		⊏		
34	Иванова Альбина Николаевна	пер. Залесный, д.32 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,004264	0,000000	0,000000	0,004264		⊏		
35	ИП Ким Алексей Георгиевич	Адрес ориентира: РБ, г.Улан-Удэ, ул.Тобольская, 11А, участок находится в км на север от ориентира (Здание)	Склад	0,045868	0,000000	0,000000	0,045868	⊏			
36	Цыбиков Юрий Дамдинович	ул.Сахьяновой, 9В в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Пристрой к складу	0,046432	0,000000	0,000000	0,046432		⊏		
37	ИП Арбатский Владимир Михайлович	ул. Сахьяновой, 5 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Офисное здание - пристрой к существующему складу	0,075610	0,000000	0,000000	0,075610		⊏		

38	ИП Нечаев Андрей Александрович	ул.Ленина, 25 в Советском районе г.Улан-Удэ	Реконструкция кафе быстрого питания по ул.Ленина, 25 в г.Улан-Удэ	0.029111	0.028210	0,000000	0,028210		Г		
39	Кожнякова Ольга Николаевна	ул.Яшина, 88 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Жилой дом	0.012261	0.000000	0,000000	0,012261	Г			
40	ООО "Торговый дом "Ориентал Вэй"	ул.Шаляпина, д.14 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Гостиничный комплекс	0,011000	0,000000	0,014000	0,025000	Д			
41	Матвеев Владимир Борисович	ул. Яшина. 2Б в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,008393	0,000000	0,000000	0,008393		Б		
42	Гедун Гйалтсен	ул. Тепловая, д.54 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Жилой дом	0.011000	0.000000	0,000000	0,011000	Г			
43	Аюшиева Лариса Климентьевна	ул.Ботаническая,71 в Железнодорожном районе	Склад ГО заглубленного типа	0,011430	0,000000	0,000000	0,011430	Д			
44	Местная Древлеправославная религиозная организация Приход в честь Рождества Христова г.Улан-Удэ	ул. Ткацкая,2 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Здание благотворительно-культурного центра	0,025140	0,000000	0,000000	0,025140	Д			
45	Филончик Дмитрий Вячеславович	ул.Яшина, 24 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,059730	0,000000	0,000000	0,059730		Д		

46	АО "Улан-УдэЭнерго"	ул.Жердева, 12 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Здание гаражного бокса взамен существующего	0,054340	0,035000	0,027700	0,019040		∟		
47	Полетаев Александр Викторович	ул.Ботаническая, 71В в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Гараж	0.054780	0.000000	0,000000	0,054780		⊏		
48	ООО "РЕМ"	ул.Чертенкова, 9 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Пристрой к жилому зданию	0,019536	0,000000	0,073008	0,092544		∟		
49	Фионов Сергей Борисович	ул.Ленина, 19/5 в Советском районе г.Улан-Удэ	Жилой дом	0,005946	0,000000	0,015176	0,021122		⊏		
50	Покацкий Кирилл Вячеславович	ул. Лимонова,2б в Железнодорожном район г. Улан-Удэ	Пристрой к зданию СМУ	0.029000	0.000000	0,000000	0,029000	⊏			
51	ИП Серявин Владимир Викторович	ул. Моховая,2г в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Проходная	0,007300	0,000000	0,000000	0,007300		∟		
52	Ким Лариса Алексеевна	ул.Гагарина,37А в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Закусочная в цокольном этаже здания	0,016000	0,000000	0,000000	0,016000		⊏		
53	Тимофеева Светлана Андреевна	ул. Первоцветная , дом 1А в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0.013445	0.000000	0,000000	0,013445		⊏		
54	ООО Торговый дом "Ориентал Вэй"	ул. Шаляпина,14 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Бескаркасное арочное строение (БАС), Мастерская	0,066935	0,000000	0,000000	0,066935		∟		

55	ООО Бизнес-сити	ул. Жердева,90Д в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Административное здание	0,033225	0,000000	0,000000	0,033225		⊏		
56	Дугарь Ольга Леонидовна	пр. Автомобилистов ,1 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Производственное здание	0,004730	0,000000	0,000000	0,004730		∟		
57	Батуев Сергей Валентинович	ул. Широких-Полянского,23 в Октябрьском районе г. Улан-Удэж	Склад	0,005953	0,000000	0,000000	0,005953		⌐		
58	Покацкий Вячеслав Семёнович	ул. Сахьяновой, 9а в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Кафе	0,016500	0,000000	0,075500	0,092000	⌐			
59	Муниципальное бюджетное учреждение "Горсвет"	ул. Жердева,12А в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Бытовой корпус	0,008248	0,000000	0,000000	0,008248		⊏		
60	Муниципальное бюджетное учреждение "Горсвет"	ул. Жердева,12А в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Светофорный участок	0,005454	0,000000	0,000000	0,005454		∟		
61	ИП Шагдарова Индира Валерьевна	ул. Строителей,17 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Подсобное помещение	0,002400	0,000000	0,000000	0,002400		⌐		

62	ИП Покацкий В.С.	ул. Сахьяновой ,9А в Октябрском районе г. Улан-Удэ	Рынок "Фабричный"	0.096479	0.000000	0,000000	0,096479		Г		
63	Грыдина Галина Сергеевна	ул. Миля,10 в железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0.016600	0.000000	0,000000	0,016600		Г		
64	ИП Дагбаева Галина Александровна	ул. Терешковой,36 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Нежилое помещение, пристроенное к жилому дому	0,004488	0,000000	0,000000	0,004488		Д		
65	ООО Медицинский центр "Диамед"	ул. Терешковой,60 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Детская поликлиника (Общественное здание 3462м³ , Здание гаража 1565 м³)	0,063995	0,000000	0,000000	0,063995		Г		
66	Цыденжапов Баир Цыденович	ул. Ганзуринская,2 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,004500	0,000000	0,000000	0,004500		Г		
67	Гомбоев Александр Гаурунович	ул. Тобольская,28 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0.005000	0.000000	0,000000	0,005000		Г		
68	Худякова Ирина Валерьевна	ул.Вакарина, 8 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Гараж	0,023000	0,000000	0,000000	0,023000		Д		

69	Аношин Алексей Александрович	п. Энергетик в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Капитальный гараж №88.№89.	0.006600	0.000000	0,000000	0,006600		⊏		
70	Инкин Денис Валерьевич	ул. Яшина,уч №15, ДНТ Молодежный	Жилой дом	0,010360	0,000000	0,029700	0,040060		⌐		
71	Эрдынеева Должид Викторовна	п. Сокол ул. Торейская,17 в Советском районе г. Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,009700	0,000000	0,000000	0,009700		∟		
72	Скворцова Елена Владимировна	ул. Б. Хмельницкого.6 в Октябрьском районе г. Улан-удэ	Индивидуальный жилой дом	0.026428	0.000000	0,017160	0,043588		∟		
Раздел 2. Объекты с нагрузкой от 0.1 до 1,5 Гкал/час											
73	ООО "Предприятие "Аэротех"	ул.Шевцовой, 3Б в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Производственная база	0.803000	0.000000	0,000000	0,803000	⊏			
74	Жалсараев Владимир Болотович	ул.Столбовая в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом с магазином	0.035900	0.000000	0,086600	0,123000				⊐
75	ООО "Капитал Строй"	105 квартал в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом №2	0,086000	0,000000	0,123000	0,209000				⊐
76	ООО "Капитал Строй"	105 квартал в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Детский сад	0,073000	0,062000	0,099000	0,234000				⊐
77	ООО "Капитал Строй"	105 квартал в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом №1.1.	0,079000	0,000000	0,131000	0,210000				⊐

78	ООО "Капитал Строй"	105 квартал в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом №1.2.	0,078000	0,000000	0,131000	0,209000				┘
79	Жилищно-строительный кооператив "ОЧАГ"	ул.Бау Ямпилова, д.5 в Советском районе г.Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом	0.304100	0.000000	0.282000	0,586100			┌	
80	ООО "БурГражданСтрой"	ул.Свердлова (3 этап) в Советском районег.Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом	0,065030	0,111800	0,125800	0,302630		└		
81	ИП Шагдарова Индира Валерьевна	ул.Пестеля в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Торговый комплекс Абсолют	0,141000	0,379000	0,142000	0,662000		└		
82	Индивидуальный предприниматель Доржиев Геннадий Юрьевич	пос. Медведчиково, д. №17А в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Здание КПД	0,202400	0,000000	0,000000	0,202400	┌			
83	ИП Шагдарова И.В.	ул. Комарова в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	"Торговый центр "Абсолют"	0,176000	0,259000	0,063000	0,499000			┌	
84	Аюшиев Вячеслав Дашиевич	г.Улан-Удэ, вблизи жилого дома по ул.Павлова, 63Б	Магазин	0,059140	0,042990	0,000000	0,102130		└		
85	Барткив Евгений Владимирович Мацук Елизавета Трофимовна	пр. Автомобилистов в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Многофункциональный торговый центр	0,458000	0,221700	0,101300	0,781000			┌	

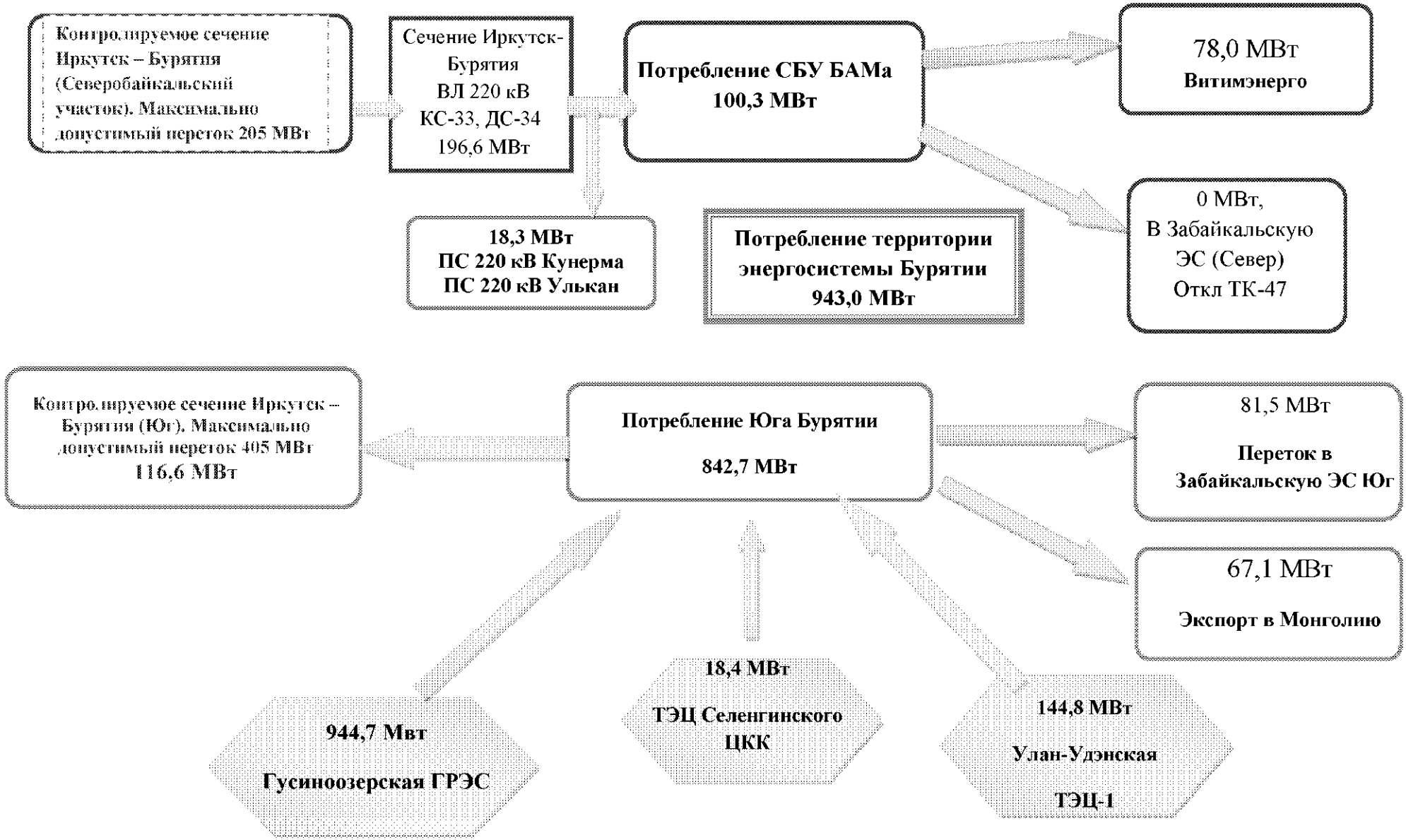
85	Шурыгин Анатолий Юрьевич	ул. Тулаева в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Оздоровительный центр	0,048340	0,068934	0,015004	0,132278		L		
87	ИП Шагдарова Индира Валерьевна	ул.Кумысская в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Магазин товаров повседневного спроса Абсолют	0.136300	0.209700	0,096000	0,442000			[illegible]	
88	ГКУ РБ "УКС ПРБ"	г.Улан-Удэ, Октябрьский район, 111 микрорайон	Строительство жилого комплекса в г.Улан-Удэ для детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей и лиц из их числа	0,523440	0,000000	0,403290	0,926730			[illegible]	
89	ГКУ РБ "УКС ПРБ"	г.Улан-Удэ, Октябрьский район, 111 микрорайон	Строительство многоквартирного жилого дома в г.Улан-Удэ для детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей и лиц из их числа	0,174480	0,000000	0,134430	0,308910		[illegible]		
90	ГКУ РБ "УКС ПРБ"	пр.Строителей в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	ГУЗ "Детская республиканская клиническая больница в 45-кварталс"	0.000000	0.113611	0,095495	0,209106		[illegible]		
91	Дачное некоммерческое товарищество "Простор"	г.Улан-Удэ, п.Верхняя Березовка, ул.Рублевская	ДНТ "Простор" (индивидуальные жилые дома 10 шт.)	0.112670	0.000000	0,000000	0,112670			[illegible]	
92	ООО "Бургражданстрой"	ул.Корабельная в Советском районе г.Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом по ул.Корабельная г.Улан-Удэ	0.314500	0.115000	0,498000	0,927500		[illegible]		

93	ГКУ РБ "УКС ПРБ"	ул.Ербанова, 4 в Совстском районс г.Улан-Удэ	Пристрой и реконструкция здания ГУК "Национальная библиотека Республики Бурятия"	0,293869	0,209802	0,181427	0,685098				
94	Урбасва Евдокия Спиридоновна	ул.Крылова, 2 в Октябрьском районс г.Улан-Удэ	Склады (6шт.), административнос здание, гараж	0,628940	0,000000	0,000000	0,628940				
95	ГБОУ "Республиканский бурятский национальный лицей-интернет №1"	ул.Чертенкова, 30 в Железнодорожном районс г.Улан-Удэ	Строительство корпуса на 100 мест РБНЛИ №1:блок младших классов и спортивный комплекс	0,150000	0,050000	0,040000	0,240000				
96	ООО "Бест Плюс"	ул. Цивилева в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	"Жилой комплекс "Весна". 2.1 этап строительства"	0.167055	0.000000	0,182314	0,349369				
97	Базякин Алексей Михайлович	ул. Трубачеева в Октябрьском районс г.Улан-Удэ	Строительство автомойки, шиномонтажа	0,129800	0,000000	0,000000	0,129800				
98	ЗАО "Электрос"	ул. Ботаническая, д.70 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Торгово-офисное здание	0.144454	0.000000	0,000000	0,144454				
99	ООО "МСК Байкал"	ул. Бабушкина, д.37 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Жилая застройка	0,607000	0,433200	0,354600	1,394800				

100	ИП Доржиева ЛД	ул.Ботаническая,7Д в Железнодорожном районе	Мегастрой на Ботанической (Склады №3,4, Административное здание)	0,107800	0,000000	0,000000	0,107800				
101	ООО Бест Плюс	50 лет Октября Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Многофункциональный комплекс с подземной автостоянкой по пр. 50 лет Октября в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ (Блок А.Б.В.Г.Д. И Административная часть)	0,314846	0,000000	0,521306	0,836152				
102	ИП Рогов Сергей Александрович	по ул. Жердева в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Многофункциональный спортивный комплекс	0.153000	0.745100	0,075120	0,973220				
103	ИП Кашина Э.М.	ул. Ботаническая, д.35Д в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Торгово-деловой центр	0,317540	0,645000	0,074890	1,037430				
104	Автохозяйство Федеральное Казенное Учреждение "Центр хозяйственного и сервисного обеспечения" (ФКУ "ЦХ и СО МВД по РБ")	ул. Ботаническая,33Е в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Автохозяйство ФКУ "ЦХ и СО МВД по РБ"	0,938790	0,000000	0,000000	0,938790				
105	ДНТ "Ботаника"	В Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Жилая застройка на Верхней Березовке г. Улан-Удэ (двухэтажные 37 домов)	0,668997	0,000000	0,000000	0,668997				
			Итого:	9,89402	4,632547	4,275795	18,802362				

Приложение № 4

***Баланс мощности энергосистемы Бурятии на час прохождения максимума потребления территории* 20.01.2016**



Приложение № 5

Тепловые балансы по источникам тепловой энергии

Тепловой баланс по источнику Улан-Удэнская ТЭЦ-1 до 2022г.

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	583,5	588,6	600,4	606	610,7	620,72	628,08	635,44	642,8	642,2	615,84
Располагаемая мощность, Гкал	688	688	688	688	688	688	688	688	688	688	688
Избыток(+) Дефицит (-) мощности, Гкал	104,5	99,4	87,6	82	77,3	67,28	59,92	52,56	45,2	45,2	72,09

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

Тепловой баланс по источнику Улан-Удэнская ТЭЦ-2 до 2022г.

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	261	266,6	277,5	286	298	302,54	310,81	319,08	327,35	327,35	297,62
Располагаемая мощность, Гкал	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Избыток(+) Дефицит (-) мощности, Гкал	119	113,4	102,5	94	82	77,46	69,19	60,92	52,65	52,65	82,37

Тепловой баланс по источнику Гусиноозерская ГРЭС до 2022г.

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	55,828	45,769	42,425	44,587	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	45,26
Располагаемая мощность, Гкал (-/+)	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5
Избыток (+) Дефицит (-) мощности, Гкал	168,67	178,73	182,07	179,91	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5

Тепловой баланс по источнику Селенгинский ЦКК до 2022г.

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	126,67	138,67	147,66	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71
Располагаемая мощность, Гкал	214	243	243	296	296	296	296	296	296	296	296
Избыток (+) Дефицит (-) мощности, Гкал	87,33	104,33	95,34	144,29	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

Расчет электрических режимов работы магистральной и распределительной электрической сети напряжением 35 кВ и выше

Целью выполняемых расчетов установившихся режимов являются:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Расчеты потокораспределения мощности, уровней напряжения и потерь мощности выполнялись при нормальной схеме сети, а также при отключении отдельных элементов схемы для длительных режимов работы электростанций и условий годового максимума и минимума нагрузки.

В энергосистеме Республики Бурятия максимальные нагрузки соответствуют осенне-зимнему периоду. Режим минимальной нагрузки в энергосистеме соответствует весенне-летнему периоду.

При выполнении расчетов электрических режимов были выявлены проблемы с уровнями напряжений и токовой загрузкой в электрических сетях 35-110 кВ по некоторым направлениям развития, рассмотренным ниже.

В 2017 году в нормальных режимах максимальных нагрузок уровень напряжений в большинстве узлов остается в пределах допустимых значений..

5.1 Транзит ВЛ 110 кВ Районная –Сосновоозерская – Беклемишево

К 2021 г. с учетом ввода новых мощностей на Востоке Республики Бурятия (ввода в эксплуатацию в 2017 г. ПС 110 кВ Джилинда) и увеличением нагрузки возрастает коэффициент загрузки по ВЛ 110 кВ Сосново-Озерская – Романовка с отпайкой на ПС Исинга (СР-124) до 114,7%. (рисунок 6)

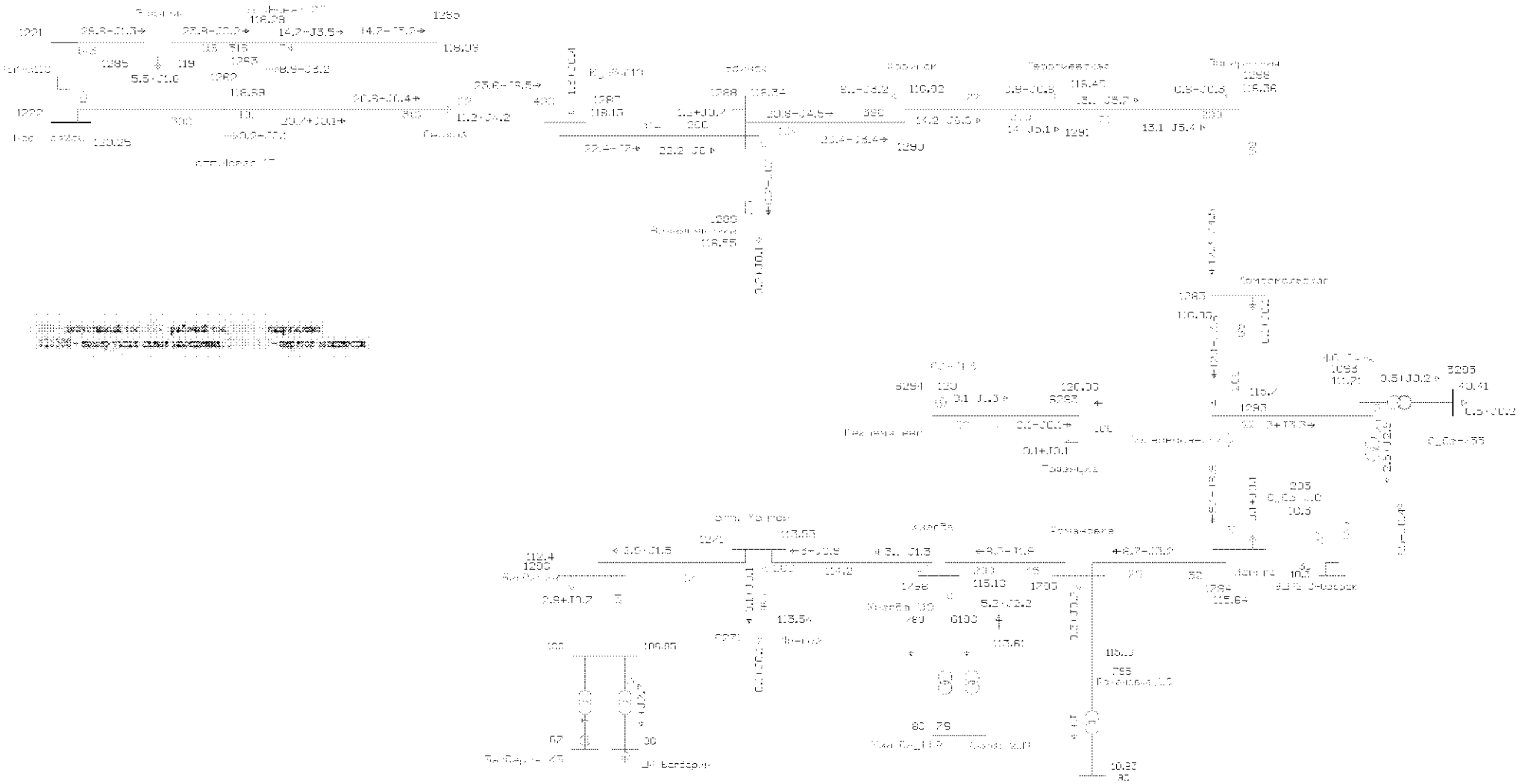


Рисунок 1. Нормальный режим транзита 110 кВ Районная - Багдарин
в зимний период 2017 г.

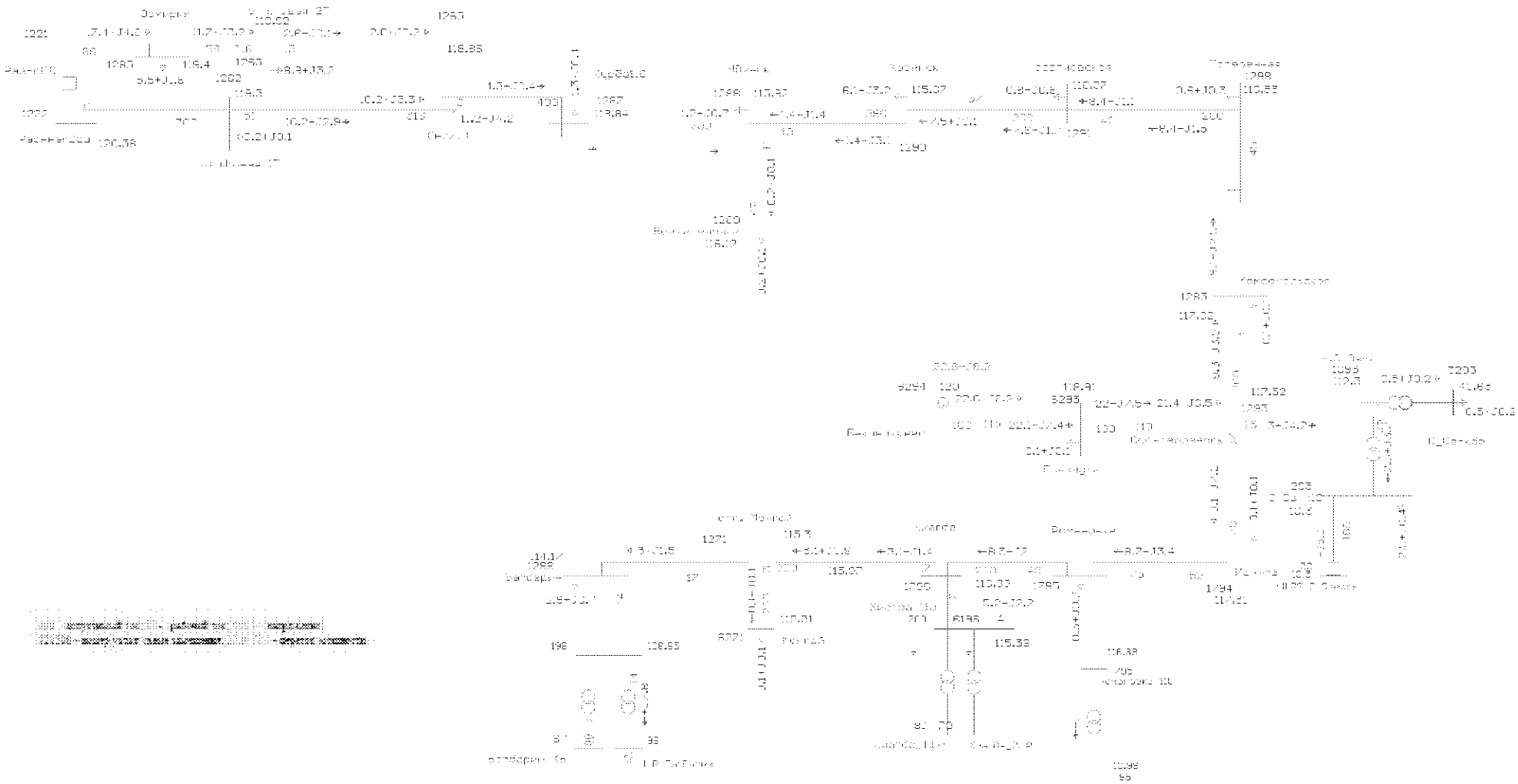


Рисунок 2. Токи и уровни напряжения в зимний период 2017 г. в послеаварийном режиме (при отключении ВЛ 110 кВ Курба-Удинск КУ-110)

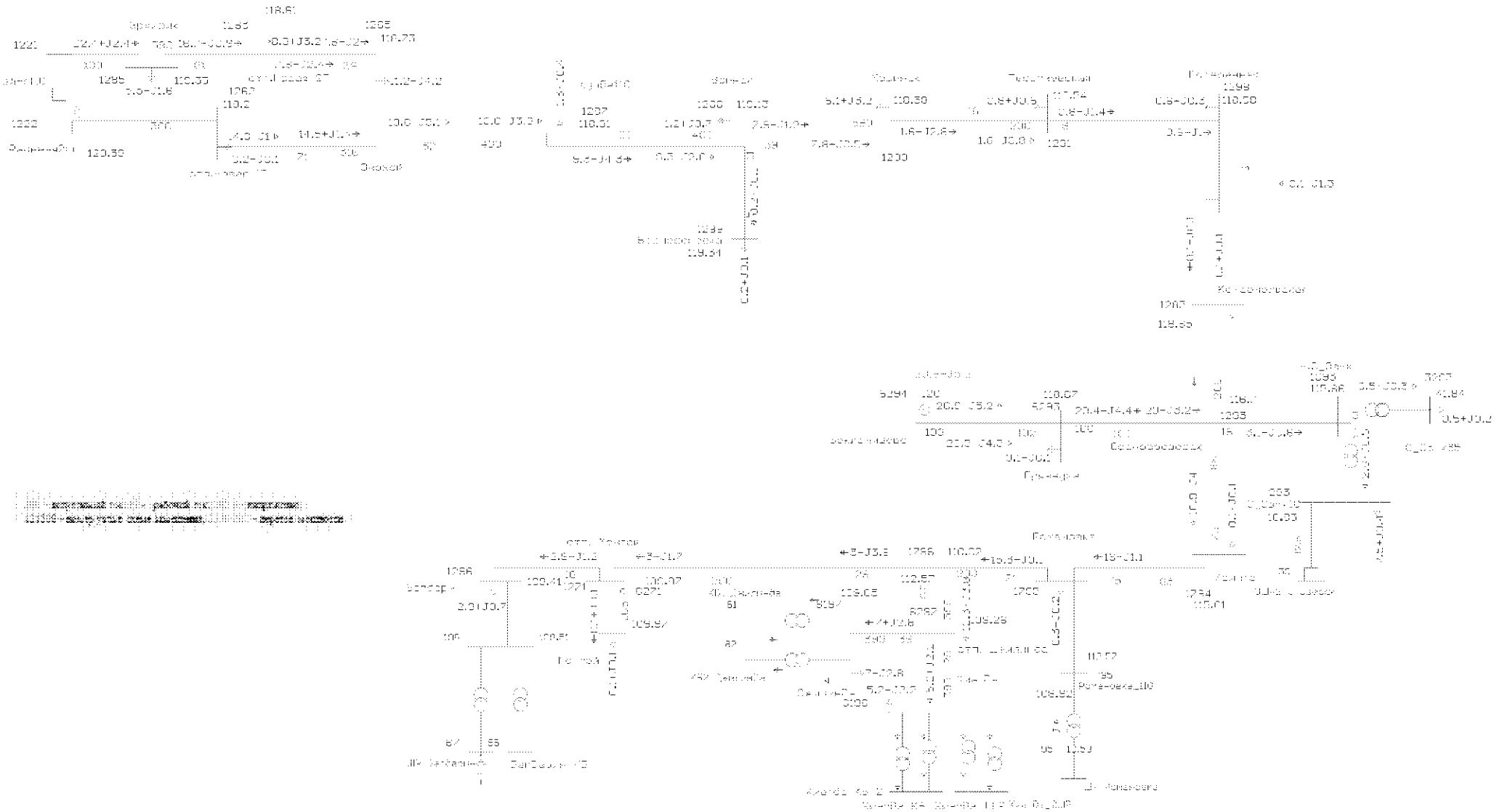


Рисунок 3. Нормальный режим транзита 110 кВ Районная – Комсомольская, Беклемишево - Сосновозерская в зимний период 2021 г.

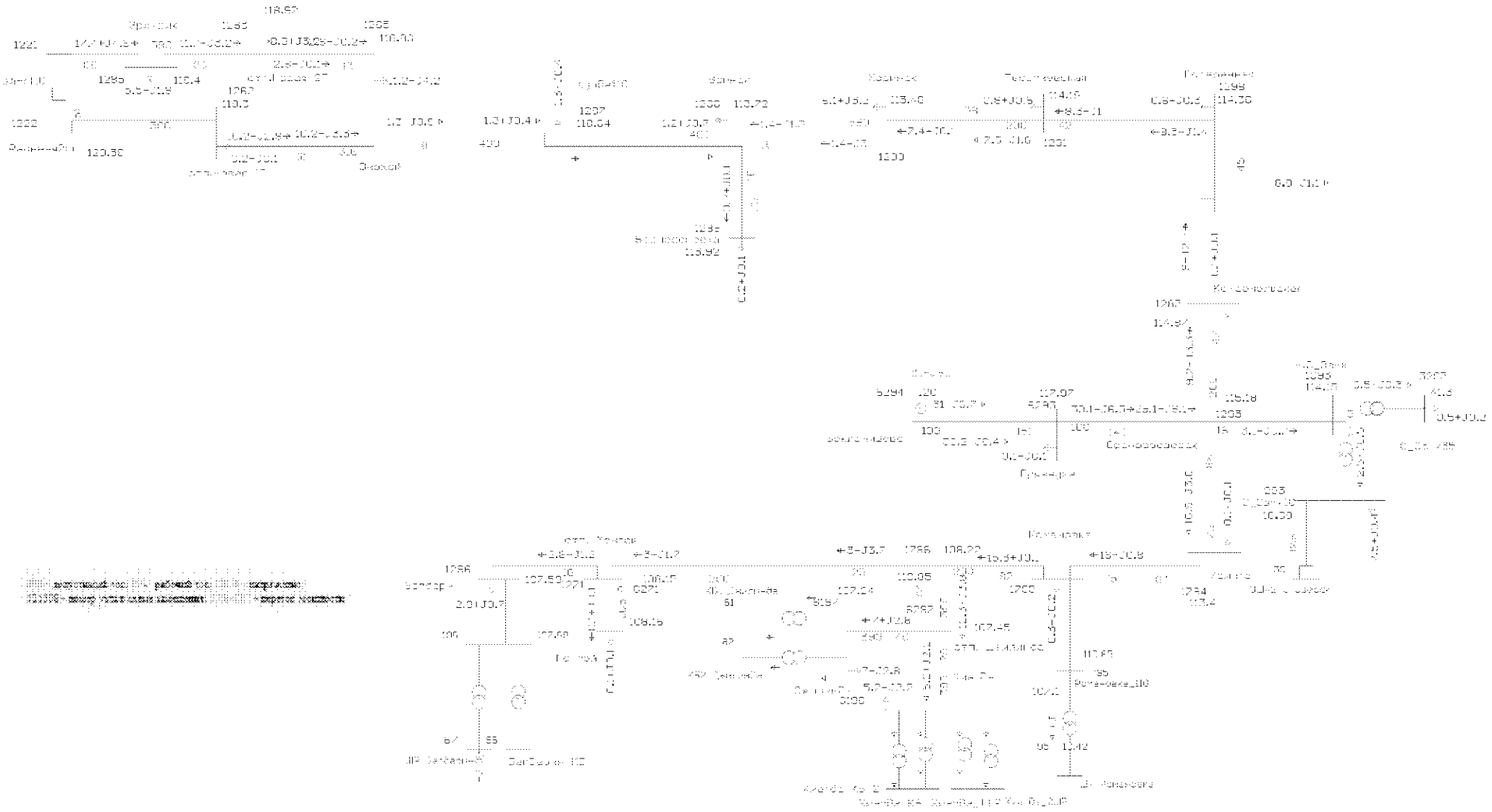


Рисунок 4. Токи и уровни напряжения в зимний период 2021 г.
в послеаварийном режиме (при отключении ВЛ-110 кВ Курба-Удинск КУ-110)

Нагрузка по ВЛ-110 кВ Сосново-Озерская-Беклемишево с отпайкой на ПС Грязнуха (СБ-123) в зимний период 2017г.:

№	Аварийное возмущение	Токоограничивающий элемент	Нагрузка в нормальном режиме, А	Нагрузка в послеаварийном режиме, А	% перегрузки	Сетевые мероприятия
1	Отключение ВЛ-110 кВ Курба Удинск	ТТ-123 ПС 110 кВ Беклемишево (100/5)	1	113	113%	Замена ТТ на ПС 110 кВ Беклемишево (100/5) на ТТ с большим значением

Нагрузка по ВЛ 110 кВ Сосново-Озерская -Беклемишево с отпайкой на ПС Грязнуха (СБ-123) в зимний период 2021г.:

№	Аварийное возмущение	Токоограничивающий элемент	Нагрузка в нормальном режиме, А	Нагрузка в послеаварийном режиме, А	% перегрузки	Сетевые мероприятия
1	Отключение ВЛ-110 кВ Курба Удинск	ТТ-123 ПС 110 кВ Беклемишево (100/5)	102	151	151%	Замена ТТ на ПС 110 кВ Беклемишево (100/5) на ТТ с большим значением
		ТТ-124 ПС 110 кВ Романовка (75/5)	86	86	114,7%	Замена ТТ на ПС 110 кВ Романовка (75/5) на ТТ с большим значением

Транзит ВЛ 110 кВ Слюдянка –Самарта, ВЛ 35 кВ Слюдянка – Нилова Пустынь

При отключении линий ВЛ 110 кВ на транзите Слюдянка –Кырен в послеаварийном режиме потребители ПС 110 кВ Зун-Мурино и ПС 110 кВ Кырен запитываются от ПС 220 кВ Слюдянка по ВЛ 35 кВ Култук-Зун-Мурино с отпайкой на ПС Быстрая (КЗМ-386).

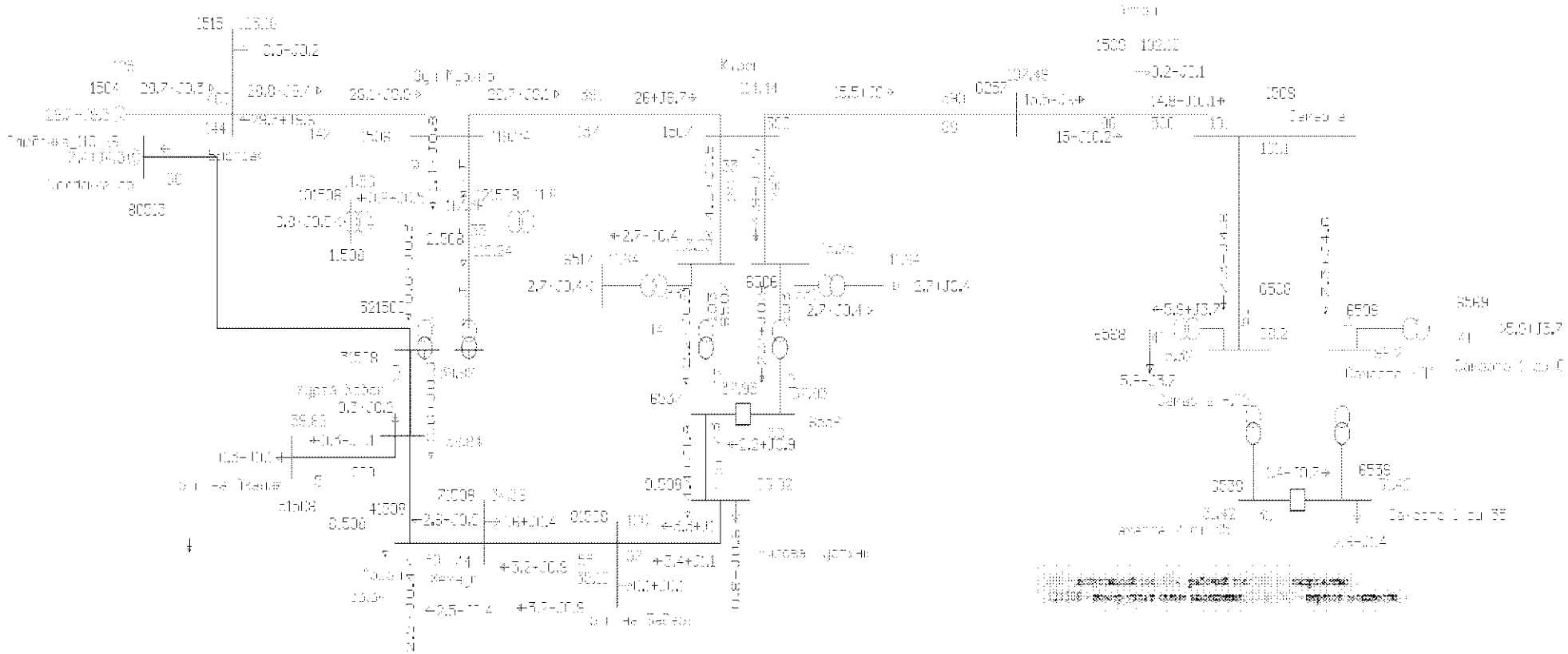


Рисунок 5. Нормальный режим питания транзита ВЛ 110 кВ Слюдянка - Самарта на зимний период 2017 года

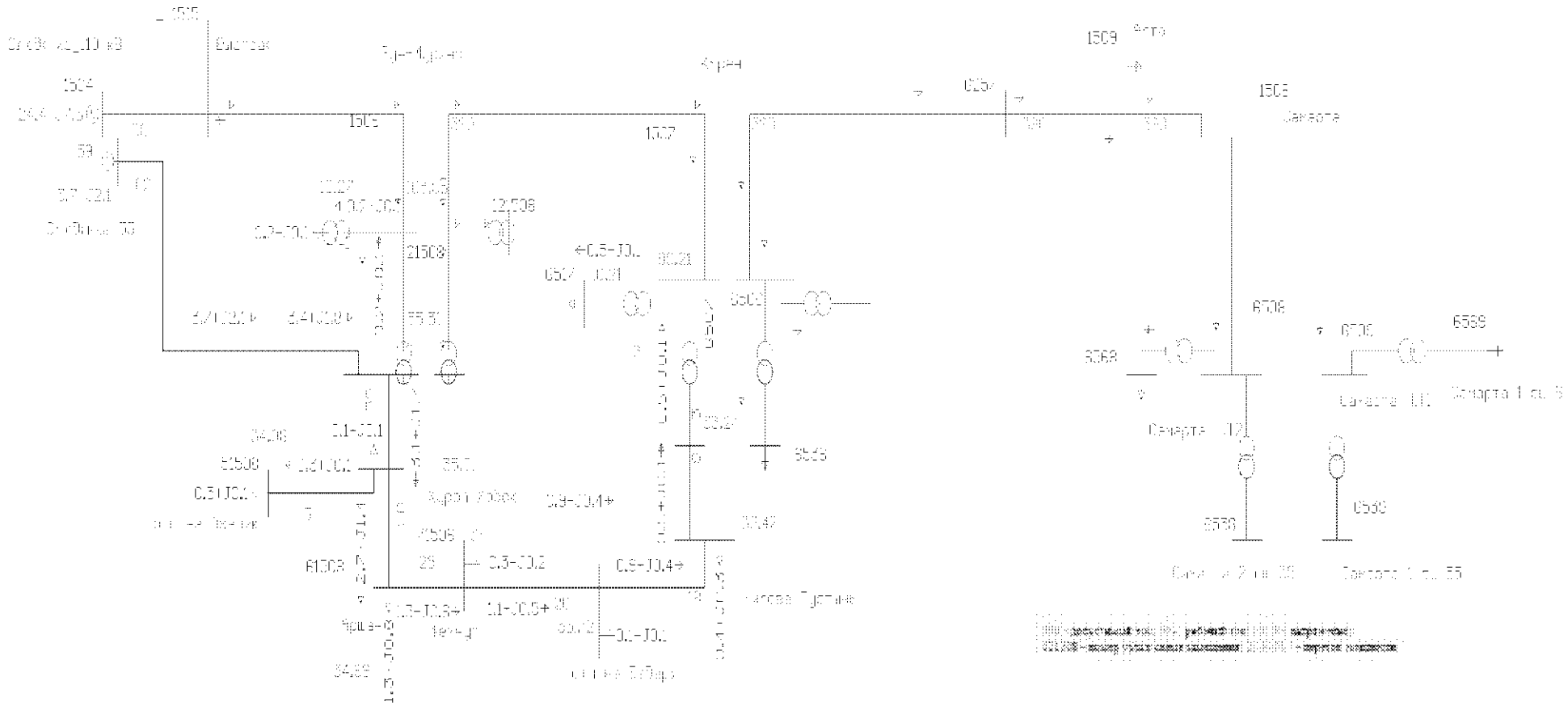


Рисунок 6. Послеаварийный режим питания транзита ВЛ-35 кВ Слюдянка - Ниловая Пустынь и потребителей 10 кВ ПС 110 кВ Зун-Мурино и ПС 110 кВ Кырен в летний период 2017 года

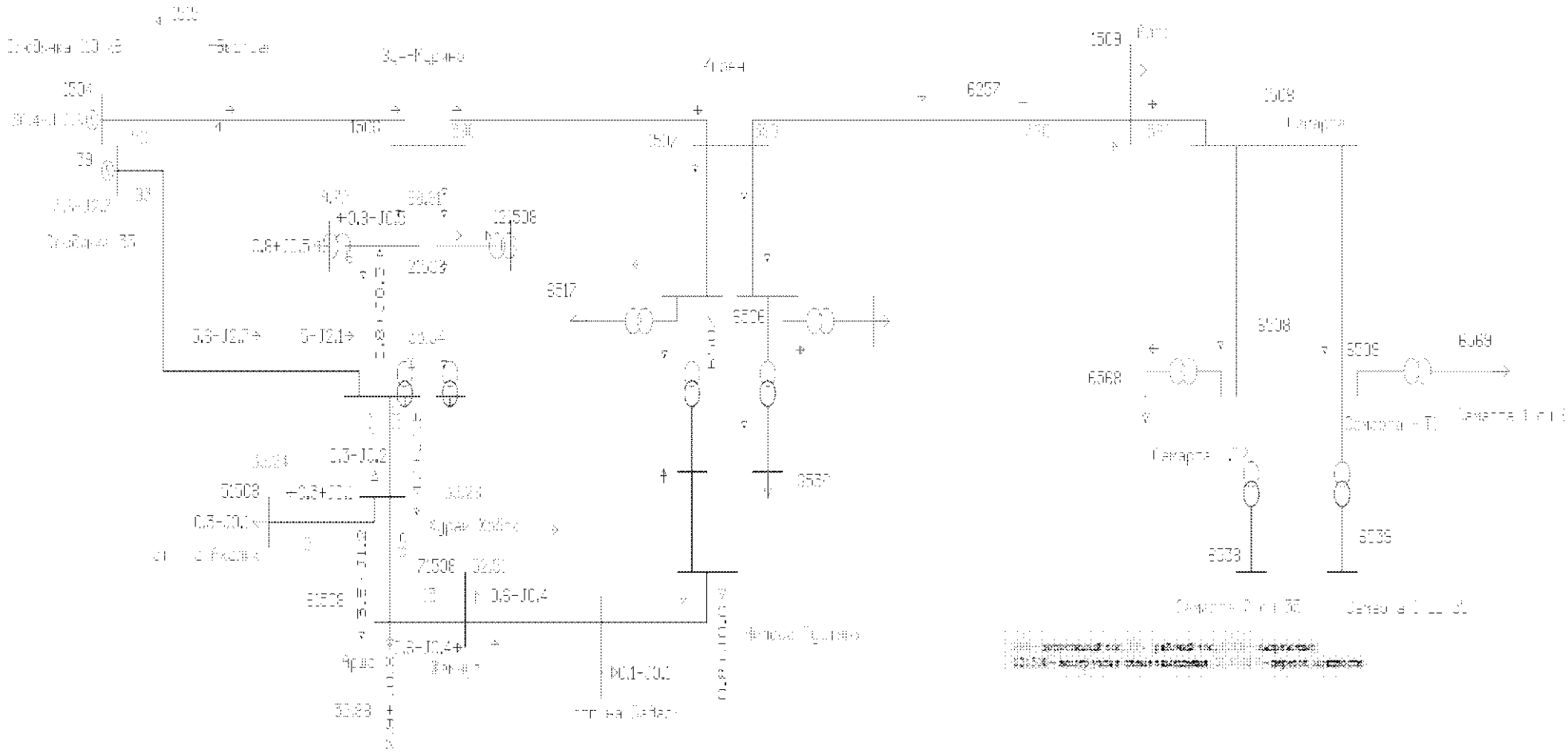


Рисунок 7. Послеаварийный режим питания транзита ВЛ 35 кВ Слюдянка - Ниловая Пустынь и потребителей 10 кВ ПС 110 кВ Зун-Мурино и ПС 110 кВ Кырен в зимний период 2017 года

Из приведенных выше расчетов послеаварийных режимов (рисунок 11,12) видно, что ограничивающим элементом сети для питания потребителей в послеаварийном режиме по ВЛ 35 кВ КЗМ-396 является трансформатор тока 50/5 на В-386 ПС 220 кВ Слюдянка.

№	Аварийное возмущение	Токоограничивающий элемент	Нагрузка в нормальном режиме, А	Нагрузка в послеаварийном режиме, А	% перегрузки	Сетевые мероприятия
1	Отключение ВЛ 110 кВ КЗМ-135	ТТ-на В-386 ПС 220 кВ Слюдянка (50/5)	0	93	186%	Замена ТТ на В-386 на ПС 220 кВ Слюдянка (50/5) на тт с большим значением

Транзит ВЛ 35 кВ Южная - Иволга

В связи с увеличением установленной мощности ПС 35 кВ Нижний Саянтуй и ПС 35 кВ Гурульба, на рисунках 14 и 15 представлены расчеты с загрузкой ВЛ 35 кВ Южная – Н.Саянтуй (ЮС-307) до 136%, что потребует замены ТТ-307 на ПС 110 кВ Южная.

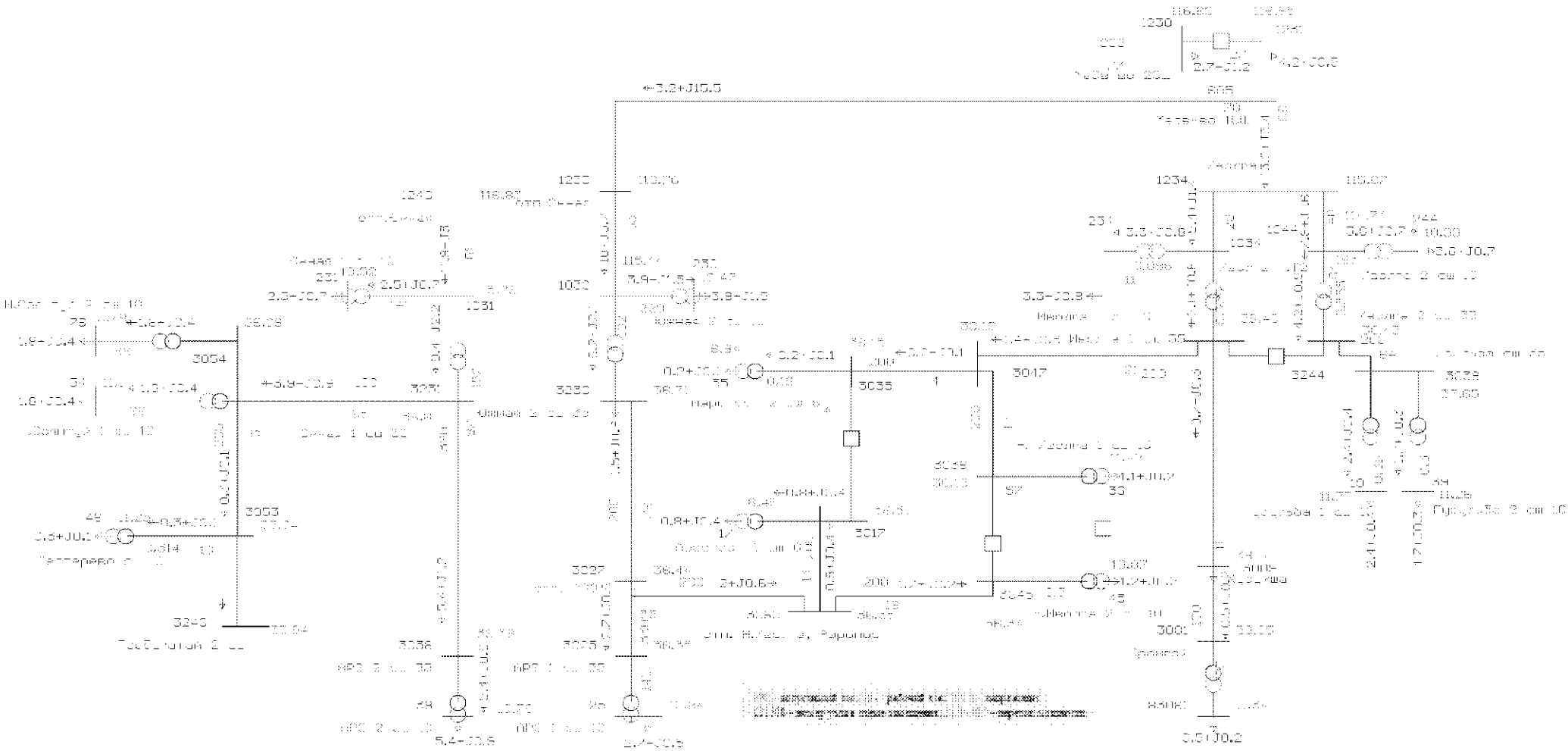


Рисунок 8. Токовая загрузка отходящих ВЛ-35 кВ от ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Иволга в зимний период 2017 г. в нормальном режиме

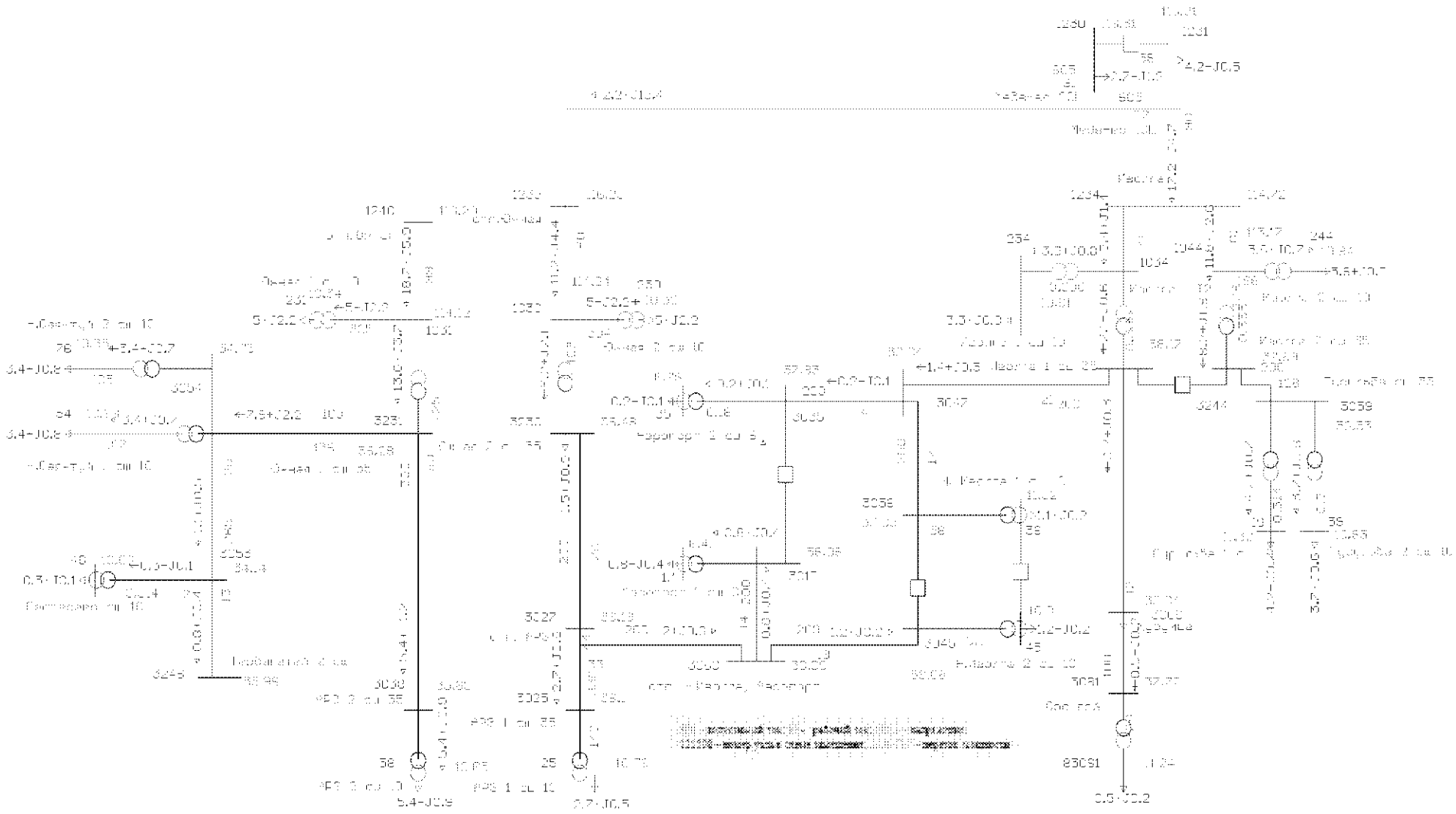


Рисунок 9. Токовая загрузка отходящих ВЛ-35 кВ от ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Иволга в зимний период 2021г. в нормальном режиме.

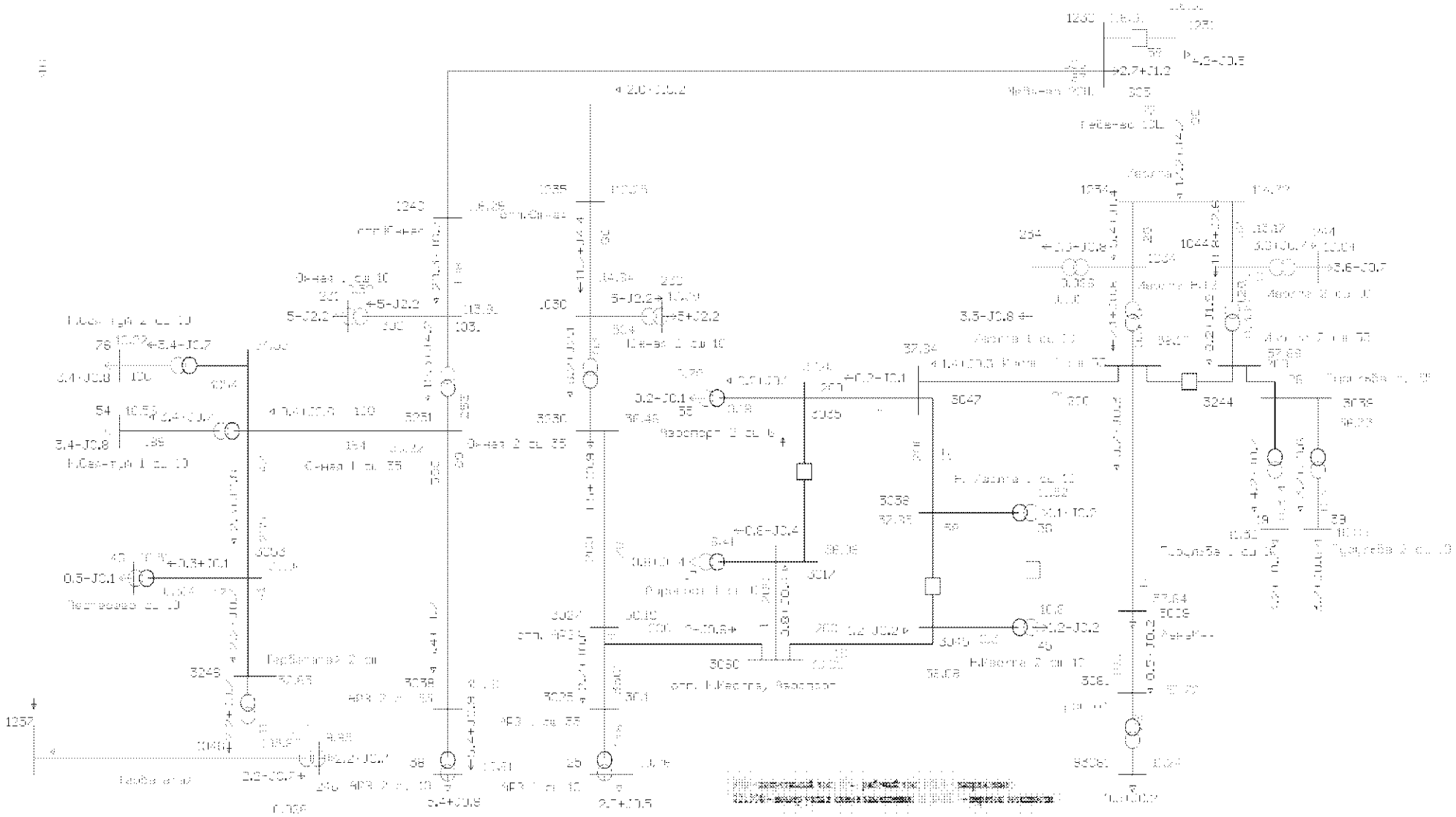


Рисунок 10 Послеаварийный режим питания шин 35 кВ ПС 110 кВ Тарбагатай по ВЛ 35 Южная – Нижний Саянтуй (ЮС-307) от ПС 110 кВ Южная в зимний период 2021 года

	Аварийное возмущение	Токоограничивающий элемент	Нагрузка в нормальном режиме, А	Нагрузка в послеаварийном режиме, А	% загрузки	Сетевые мероприятия
	Отключение ВЛ 110 кВ Медведчиково-Тарбагатай	ТТ-307 ПС 110 кВ Южная	136	164	164%	Заменить ТТ-307 100/5 на 200/5 на ПС 110 кВ Южная

Транзит ВЛ 110 кВ Селендума- Мухоршибирь.

При расчете нормальных режимов для максимальных нагрузок 2017 года и максимальных нагрузок 2021 года (с учетом ввода новой ПС 110 кВ Слобода (4,09 МВт) и увеличением нагрузки по ПС 110 кВ Кяхта на 1,55 МВт) параметры сети не выходят из области допустимых значений (рисунок 16,17).

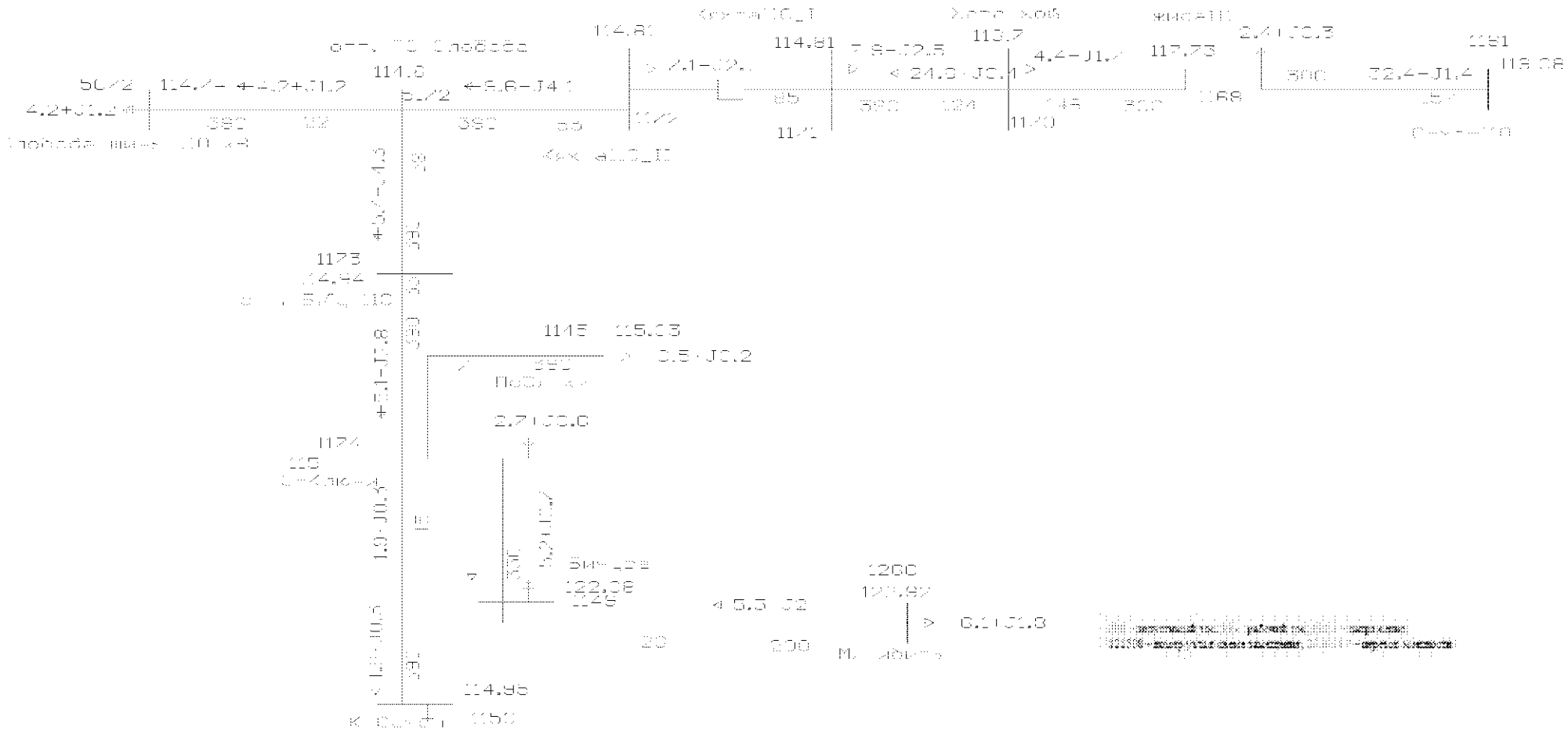


Рисунок 11. Нормальная схема транзита 110 кВ Селендума - Мухоршибирь в зимний период 2017 г.

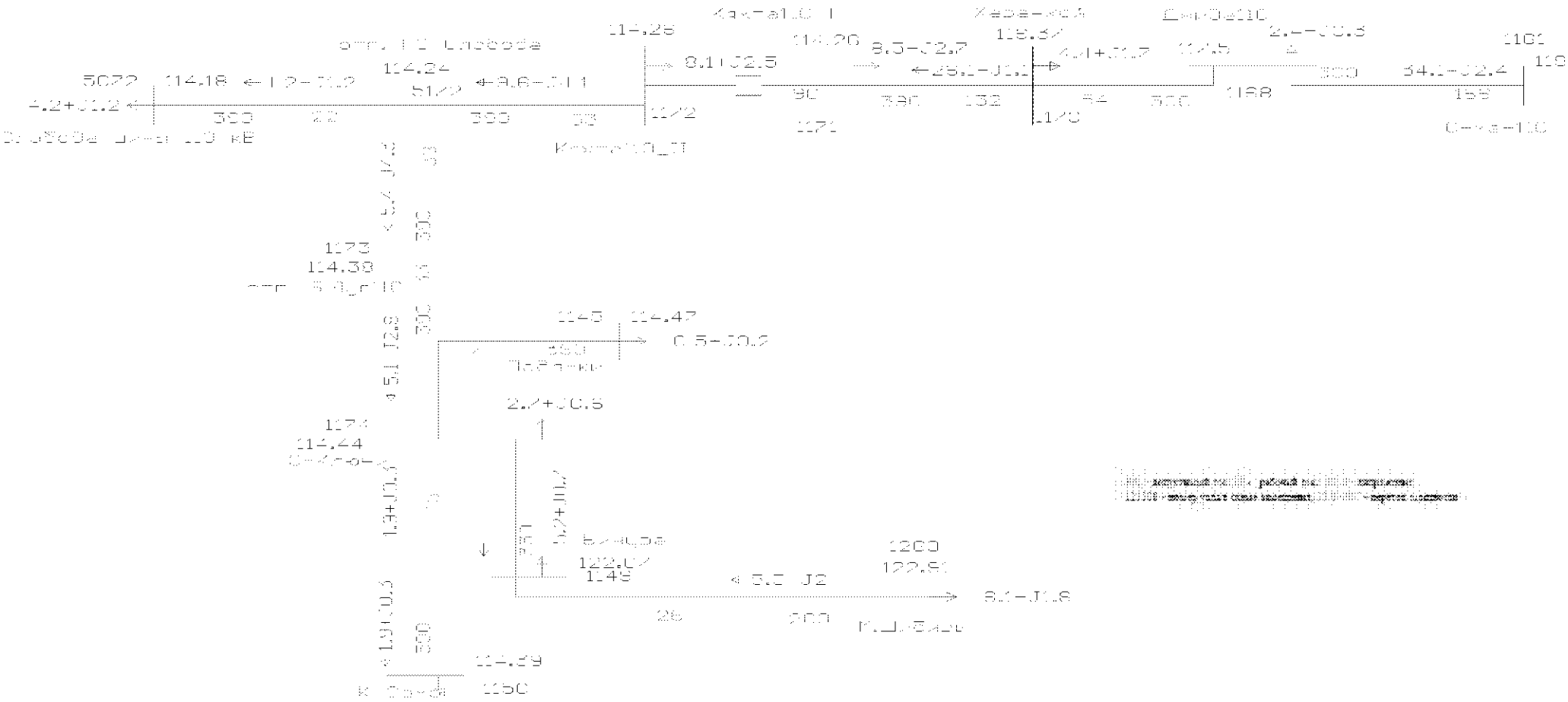


Рисунок 12. Нормальная схема транзита 110 кВ Селендума - Мухоршибирь в зимний период 2021г.
с учетом перспективного развития.

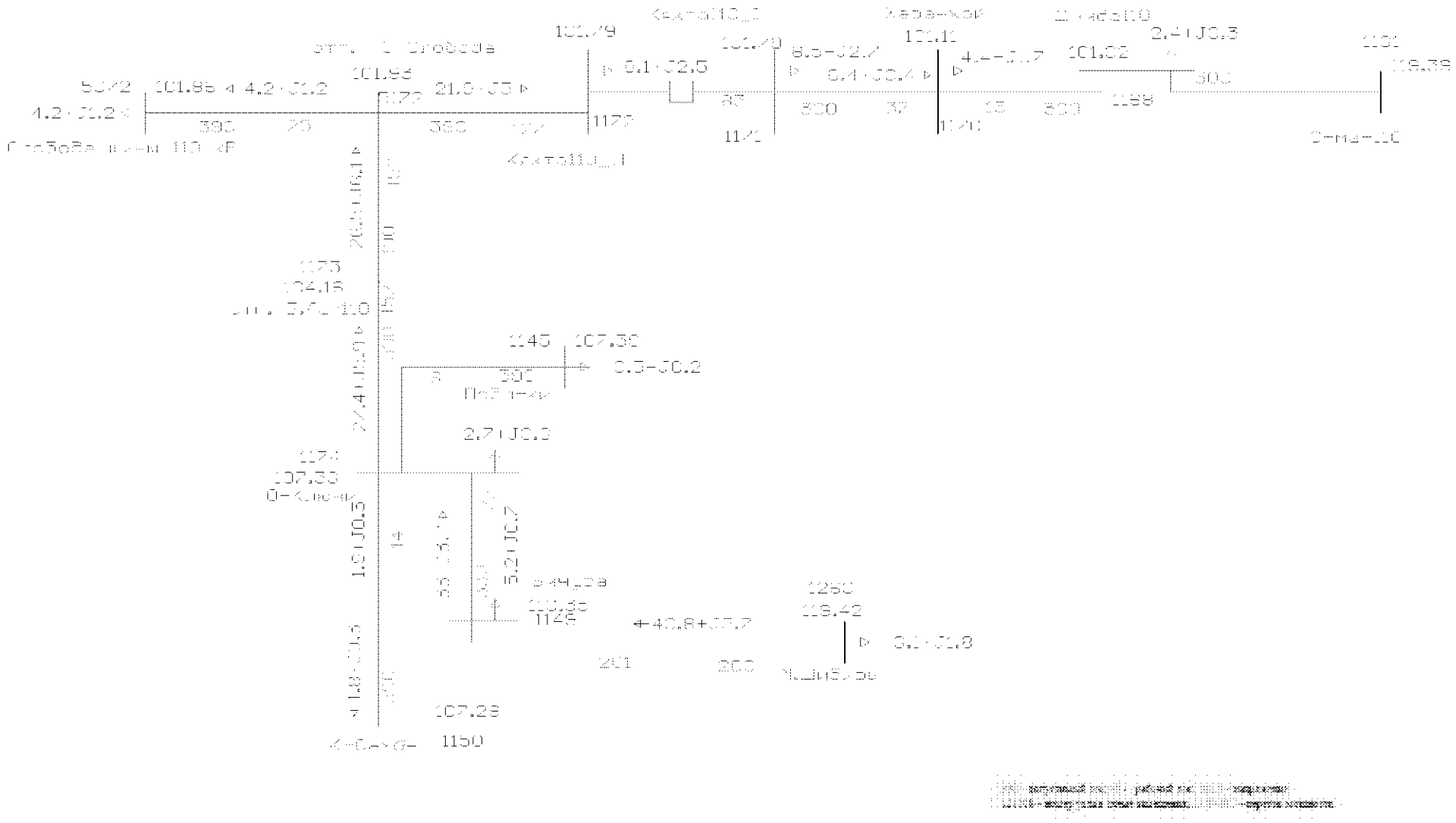


Рисунок 13. Отключение ВЛ 110 кВ Селендума – Джида
(СД-107) в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г.

№	Аварийное возмущение	Токоограни-чивающий элемент	Нагрузка в нормальном режиме, А	Нагрузка в послеаварийно м режиме, А	% перегрузки	Организационные мероприятия	Сетевые мероприятия
1	Отключение ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107)	ТТ-149 (учет) ПС 220 кВ Мухорши-бирь	26	201	100,5%	Включение ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Бичура (МШБ-149) через ОШСВ-110 ПС 220 кВ Мухоршибирь, с Iдоп=300А Возможность включения ОШСВ-110 может отсутствовать при включении через него В-147 или В-110 АТ-2	. Замена трансформатора тока ТТ-149 (учет) 200/5 на 300/5 на ПС 220 кВ Мухоршибирь

В послеаварийном режиме в период максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107) увеличивается до 100,5 % загрузка ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Бичура (МШБ-149). В период минимальных нагрузок до 2021 г. загрузка указанного ТТ-149 не превышает 70%.

В перспективе до 2021 г. для обеспечения надежности питания потребителей электрической энергией необходимо увеличить пропускную способность данного участка, в т.ч. произвести замену трансформатора тока ТТ-149 (учет) 200/5 на 300/5 на ПС 220 кВ Мухоршибирь.

Рассматриваемые линии ВЛ 110 кВ транзита Селендума-Мухоршибирская и Селендума Гусиноозерская находится на территории энергоузла Гусиноозерской ГРЭС. Основными потребителями на этой территории являются собственные нужды Гусиноозерской ГРЭС и коммунально-бытовая нагрузка г. Гусиноозерск, Мухоршибирского, Селенгинского, Джидинского, Кяхтинского, Бичурского районов республики Бурятия.Численность населения 158,8 тысяч человек.

Поэтому основным сетевым мероприятием по повышению надежности электроснабжения потребителей данного энергоузла должно стать восстановление 32 км ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Окино-Ключи (ГОК-126).

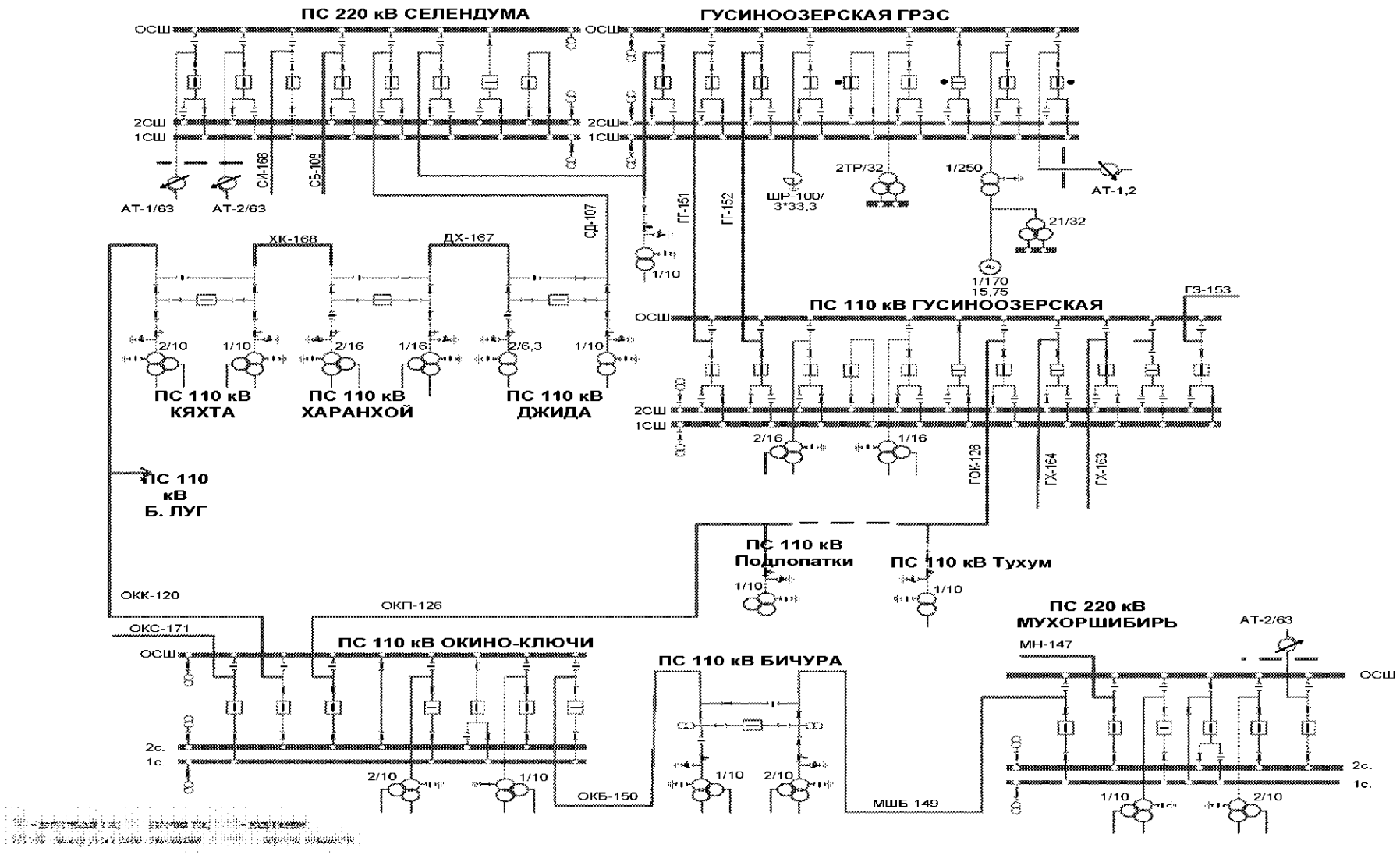


Рисунок 14. Энергоузел Гусиноозерской ГРЭС

Указанное выше мероприятие позволит исключить следующие сложные схемно-режимные ситуации, приводящие к погашению потребителей:

1) Наложение аварийного отключения ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное озеро (ГС-106) на одновременный ремонт АТ-1, АТ-2 Гусиноозерской ГРЭС, т.к. АТ-1, АТ-2 заведены под один общий выключатель по стороне 220 кВ В-220 АТ-1,2, и по стороне 110 кВ В-110 АТ-1,2

Возникновение вышеуказанных аварийных ситуаций приводит к погашению потребителей г. Гусиноозерска и собственных нужд Гусиноозерской ГРЭС на величину до 18 МВт.

2) Наложение аварийного отключения ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Селендума – ПС 110 кВ Окино-Ключи на ремонт ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Мухоршибирь – ПС 110 кВ Окино-Ключи или АТ-2 ПС 220 кВ Мухоршибирь.

Возникновение вышеуказанных аварийных ситуаций приводит к отключению потребителей на участке ПС 220 кВ Селендума – ПС 220 кВ Мухоршибирь на величину до 23 МВт.

Возможные схемно-режимные мероприятия, выполняемые в оперативном порядке для восстановления питания потребителей и собственных нужд Гусиноозерской ГРЭС отсутствуют.

Восстановление ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Окино-Ключи (ГОК-126) 32 км принесет следующие результаты:

1. В ремонтных схемах возможно питание потребителей от ПС 110 кВ Гусиноозерская, соответственно это улучшит ситуацию с уровнями напряжений и возможности их регулирования в прилегающей сети 110 кВ;

2. Повышение надежности электроснабжения г. Гусиноозерск и других близлежащих районов.

Транзит 110 кВ Медведчиково - Иволга

В нормальных режимах при максимальных нагрузках на 2017 год и на 2021г (с учетом увеличения нагрузки по ПС 110 кВ Иволга (на 4,91 МВт) и ПС 35 кВ Гурульба (на 3,71 Мвт) расчетные параметры сети не выходят из области допустимых значений (рисунок 20, 21)

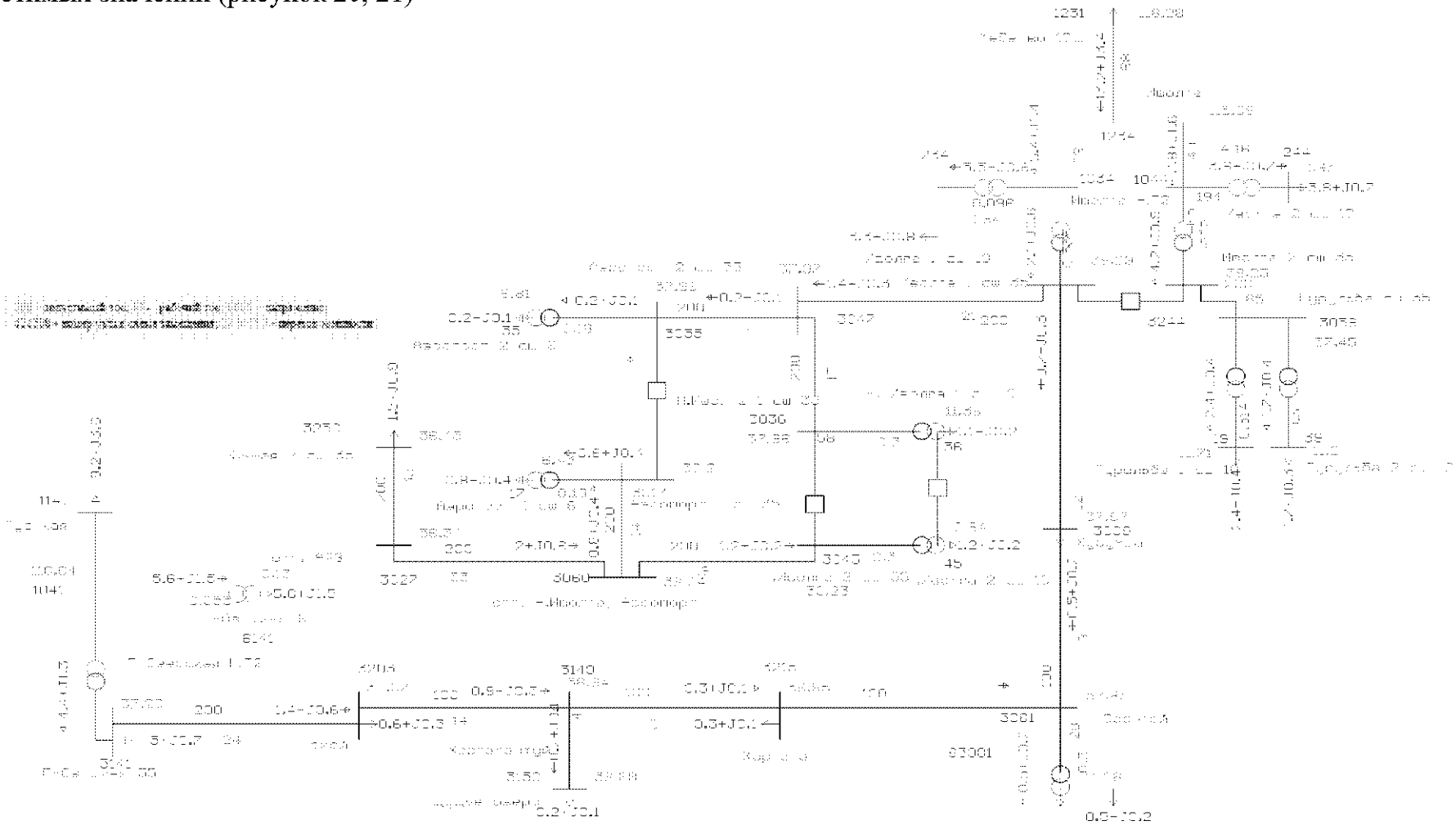


Рисунок 15. Нормальный режим питания ПС 110 кВ Иволга в зимний период 2017 г.

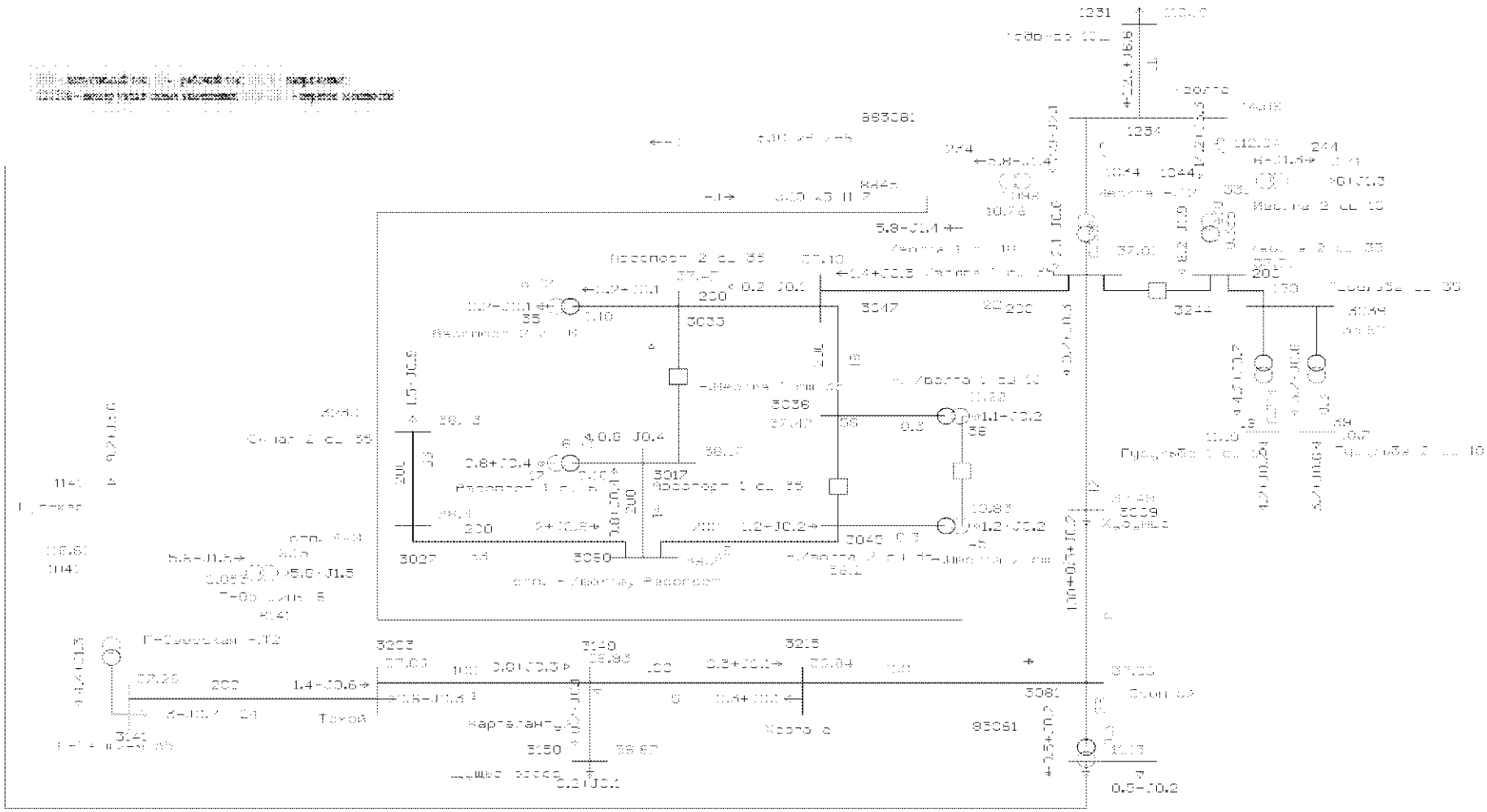


Рисунок 16. Нормальный режим питания ПС 110 кВ Иволга
в зимний период 2021 г.

Как видно из рисунка №22 представленного ниже при отключении ВЛ 110 кВ Медведчиково – Иволга (МИ-159) в данной ремонтной схеме требуется замена трансформаторов тока в сети 35 кВ от ПС 110 кВ Южная до ПС 35 кВ Гурульба. Требуется замена трансформатора тока В-3006 200/5 на 300/5 на ПС 110 кВ Иволга.

При отключении ВЛ 110 кВ Медведчиково – Иволга (МИ-159) в период максимальных нагрузок на шинах 35-10 кВ ПС 110 кВ Иволга, ПС 35 кВ Гурульба, ПС 35 кВ Нижняя Иволга расчетное напряжение ниже допустимых значений 29,11-33,81 кВ, 8,3-8,36 кВ соответственно, что ниже допускаемых значений по ГОСТ Р 54149-2010 п.4.2.2..

В период минимальных нагрузок уровень напряжения соответствует допустимым значениям.

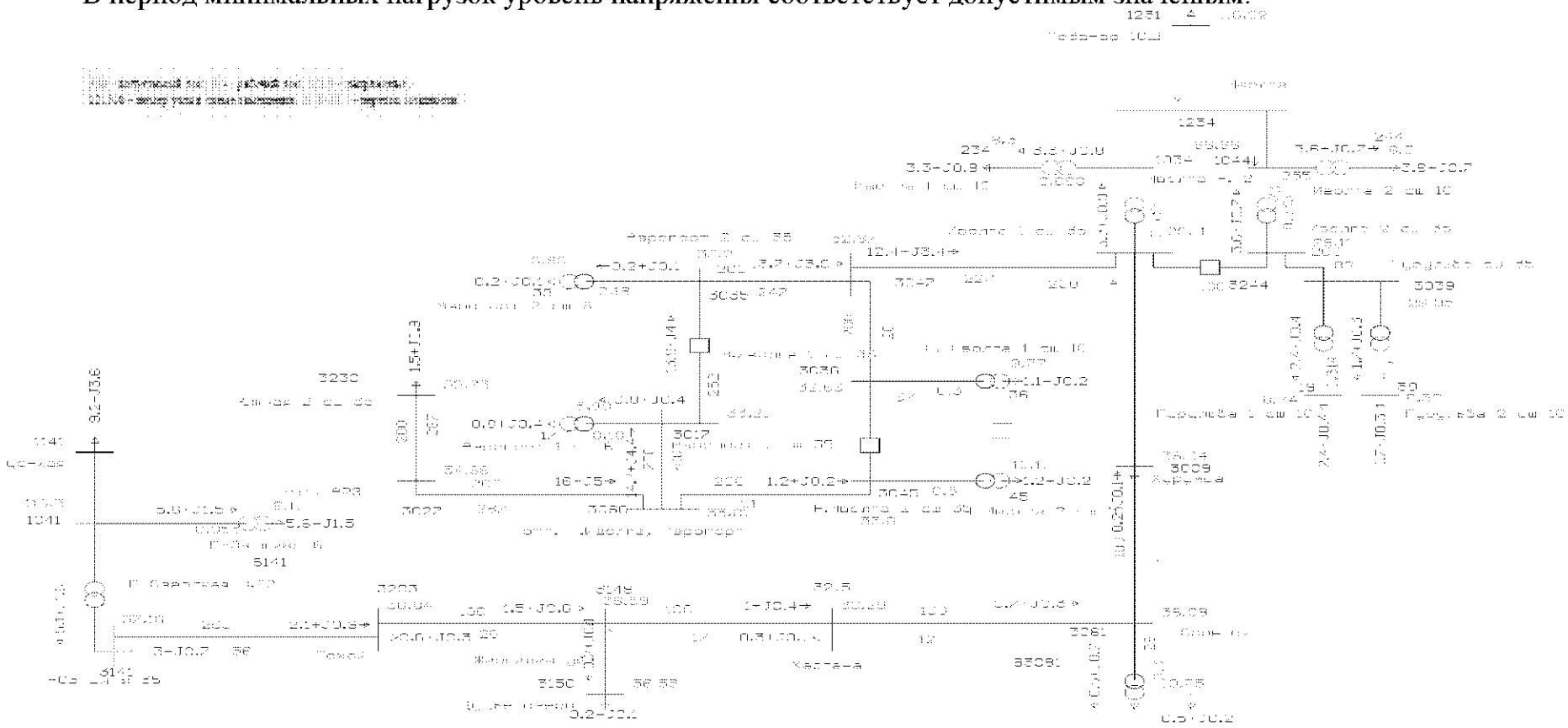


Рисунок 17. Отключение ВЛ 110 кВ Медведчиково - Иволга (МИ-159) в зимний период 2017 г. (питание со стороны ПС 110 кВ Южная)

Рассмотрим второй вариант ремонтной схемы при отключении ВЛ 110 кВ Медведчиково - Иволга (МИ-159) с питанием ПС 110 кВ Иволга, ПС 35 кВ Гурульба от ПС 110 кВ Гусиноозерская.

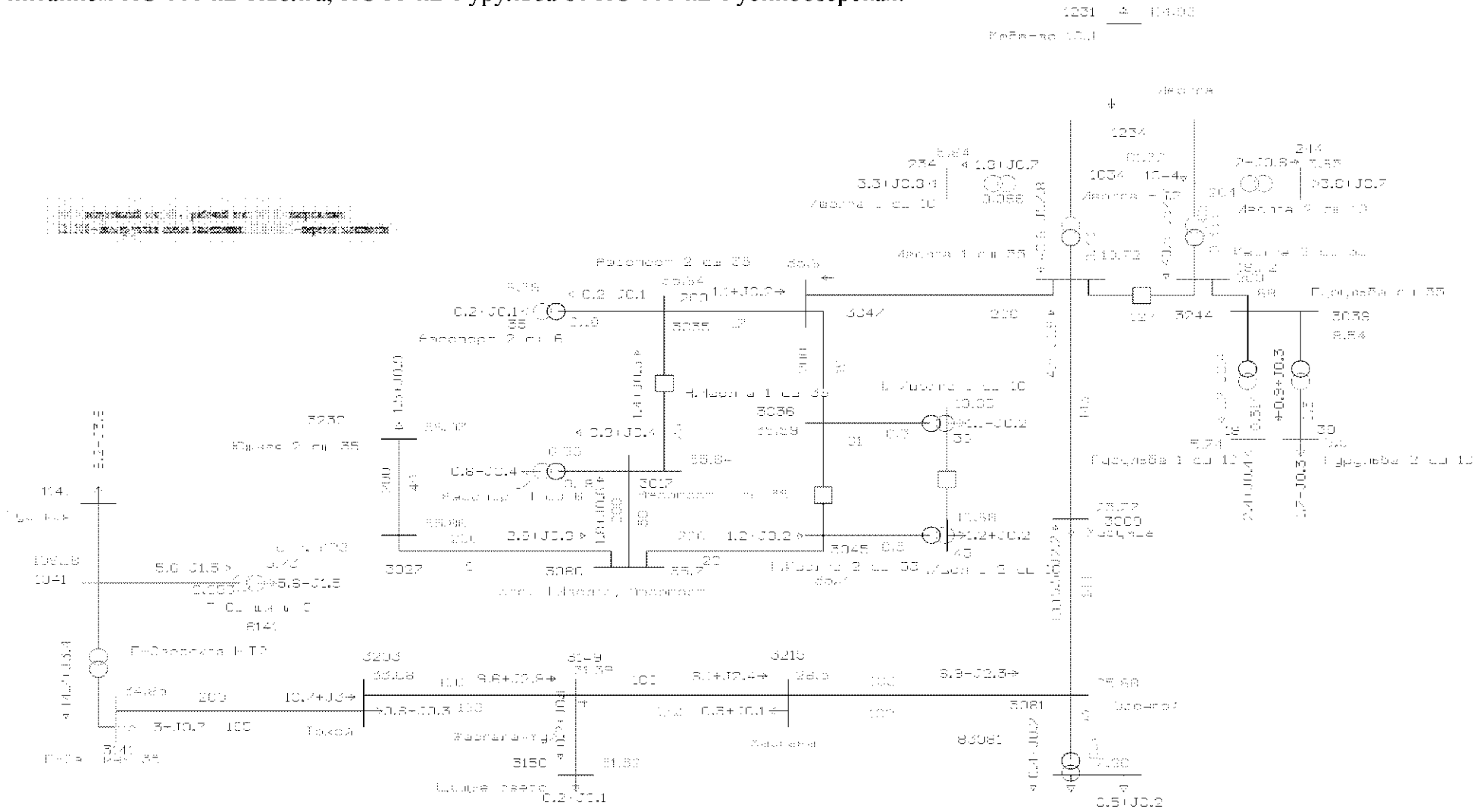


Рисунок 18. Отключение ВЛ 110 кВ Медведчиково - Иволга (МИ-159) в зимний период до 2017 г. (питание со стороны ПС 110 кВ Гусиноозерская)

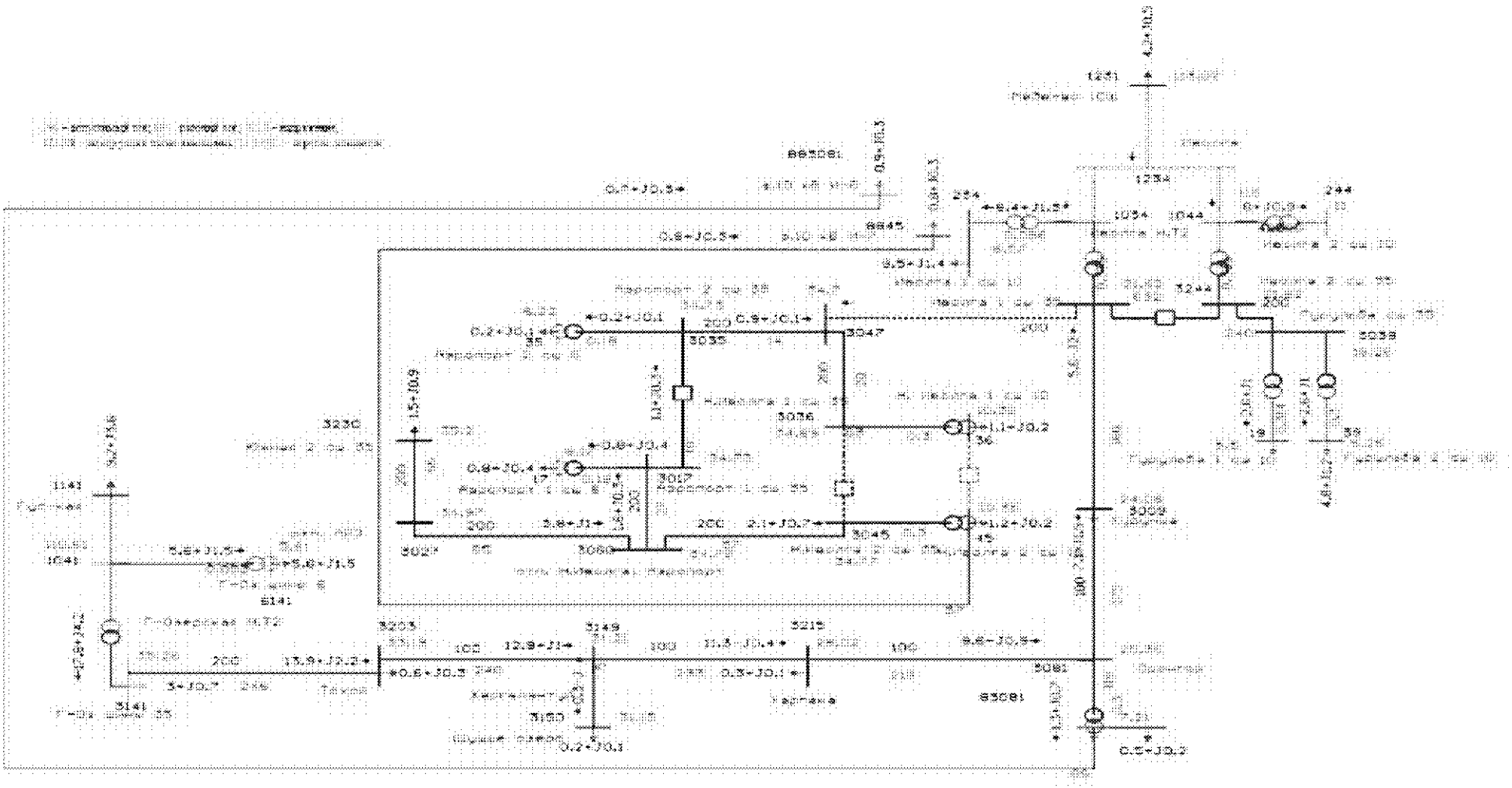


Рисунок 19. Отключение ВЛ 110 кВ Медведчиково - Иволга (МИ-159) в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г. (питание со стороны ПС 110 кВ Гусиноозерская) после применения схемно-режимных мероприятий: перевод ВЛ 35 кВ АИ-3006 на ПС 110 кВ Южная (0 ,7 МВт) и перевода нагрузки с шин 10 кВ ПС 110 кВ Иволга по фидерам связи И-7,И-6 на ПС 35 кВ Нижняя Иволга и ПС 35 кВ Оронгой (1,5 МВт).

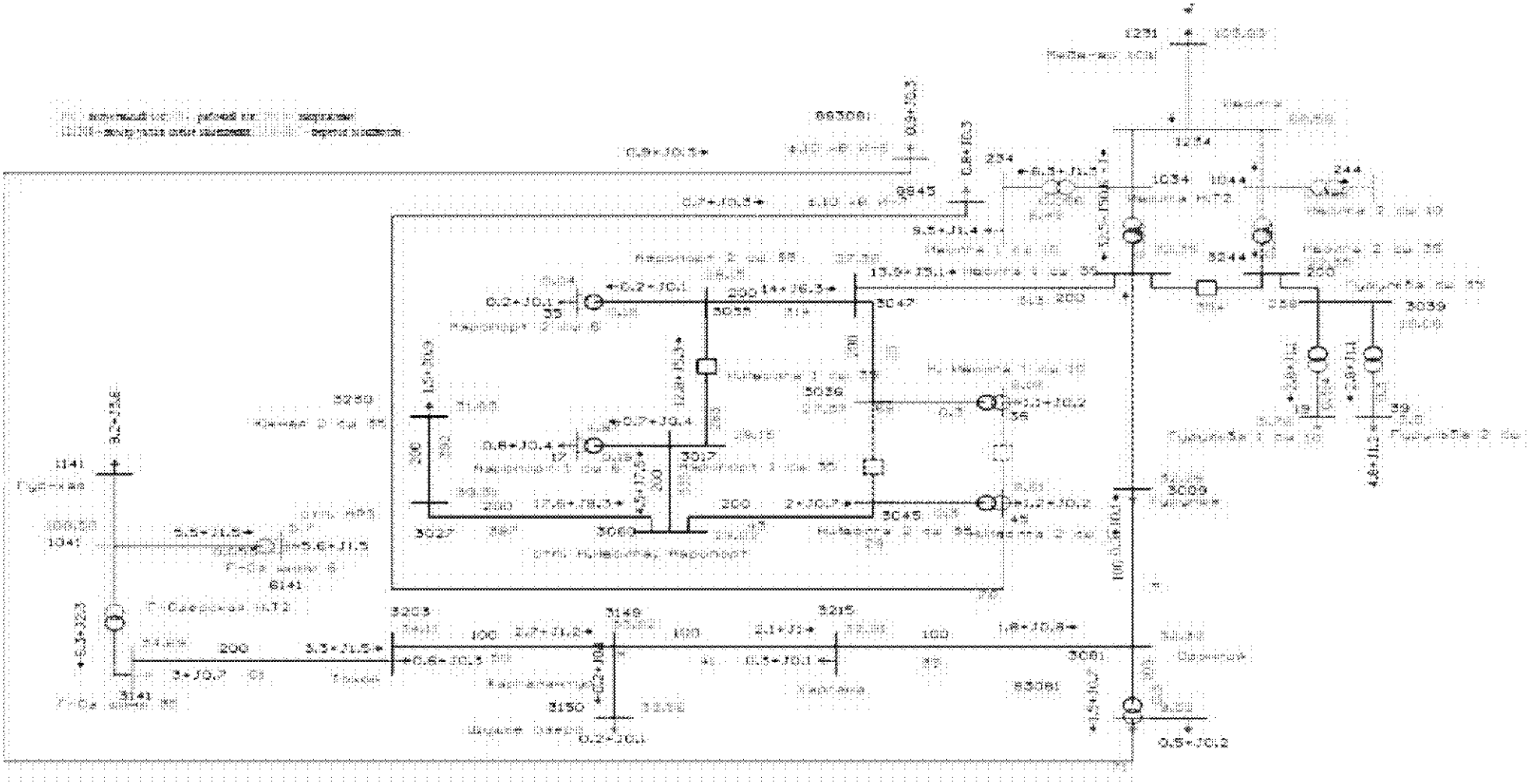


Рисунок 20. Отключение ВЛ 110 кВ Медведчиково - Иволга
(МИ-159) в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г. (питание со стороны ПС 110 кВ Южная)

после применения схемно-режимных мероприятий: перевод питания ВЛ 35 кВ ИХ-3009 на ПС 110 кВ Гусиноозерская, и перевода нагрузки с шин 10 кВ ПС 110 кВ Иволга по фидерам связи И-7,И-6 на ПС 35 кВ Нижняя Иволга и ПС 35 кВ Оронгой (1,5 МВт).

В этом случае также наблюдаем перегрузку ВЛ-35 кВ транзита Гусиноозерская – Хурумша.

В обоих случаях существуют проблемы с низкими уровнями напряжений в сети 35 кВ:

1. На шинах ПС 110 кВ Иволга, ПС 35 кВ Гурульба.
2. На шинах ПС 35 кВ Харгана, ПС 35 кВ Оронгой, ПС 35 кВ Хурумша, ПС 35 кВ Гурульба.

Однако в случае питания потребителей со стороны ПС 110 кВ Гусиноозерская есть возможность регулирования напряжения в сети 110 кВ на Гусиноозерской ГРЭС, а также в сети 35 кВ с помощью устройств РПН.

В целом для обеспечения необходимой пропускной способностью и повышения надежности электроснабжения г. Улан-Удэ и прилегающих районов в перспективе до 2021 г. в связи с ростом нагрузок и вводом новых подстанций необходимо выполнение всех мероприятий по замене ограничивающих элементов, указанных в нижеприведенной таблице.

Мероприятия по замене ограничивающих элементов

	Аварийное возмущение	Токоограничивающий элемент	Нагрузка в нормальном режиме, А	Нагрузка в послеаварийном режиме, А	% загрузки	Сетевые мероприятия
1	Отключение ВЛ 110 кВ Медведчиково – Иволга	ТТ-3006 ПС 110 кВ Иволга	21	313	156%	Заменить ТТ В-3006 200/5 на 400/5 на ПС 110 кВ Иволга
2		ТТ-376 ПС 35 кВ Жаргалантуй	17	240	240%	Заменить ТТ-376 100/5 на 300/5 ПС 35 кВ Жаргалантуй
3		ТТ-3072 ТВ-35 ПС 35 кВ Харгана	19	233	153%	Заменить ТТ-3072 100/5 на 200/5 ПС 35 кВ Харгана
4		ТТ-349, ТТ-СВ-35 ПС 35 кВ Харгана	21	219	219%	Заменить ТТ-349, ТТ-СВ-35 на 300/5 ПС 35 кВ Харгана
5		ТТ-311 ПС 110 кВ Южная	25	392	196%	Заменить ТТ-311 200/5 на 400/5 на ПС 110 кВ Южная
7		ТТ-3016 ПС 110 кВ Иволга	25	236	118%	Заменить ТТ-3016 200/5 на 300/5 на ПС 110 кВ Иволга

Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов прилегающей сети 110 кВ вновь вводимых подстанций ПС 110 кВ Чернуха, ПС 110 кВ Слобода

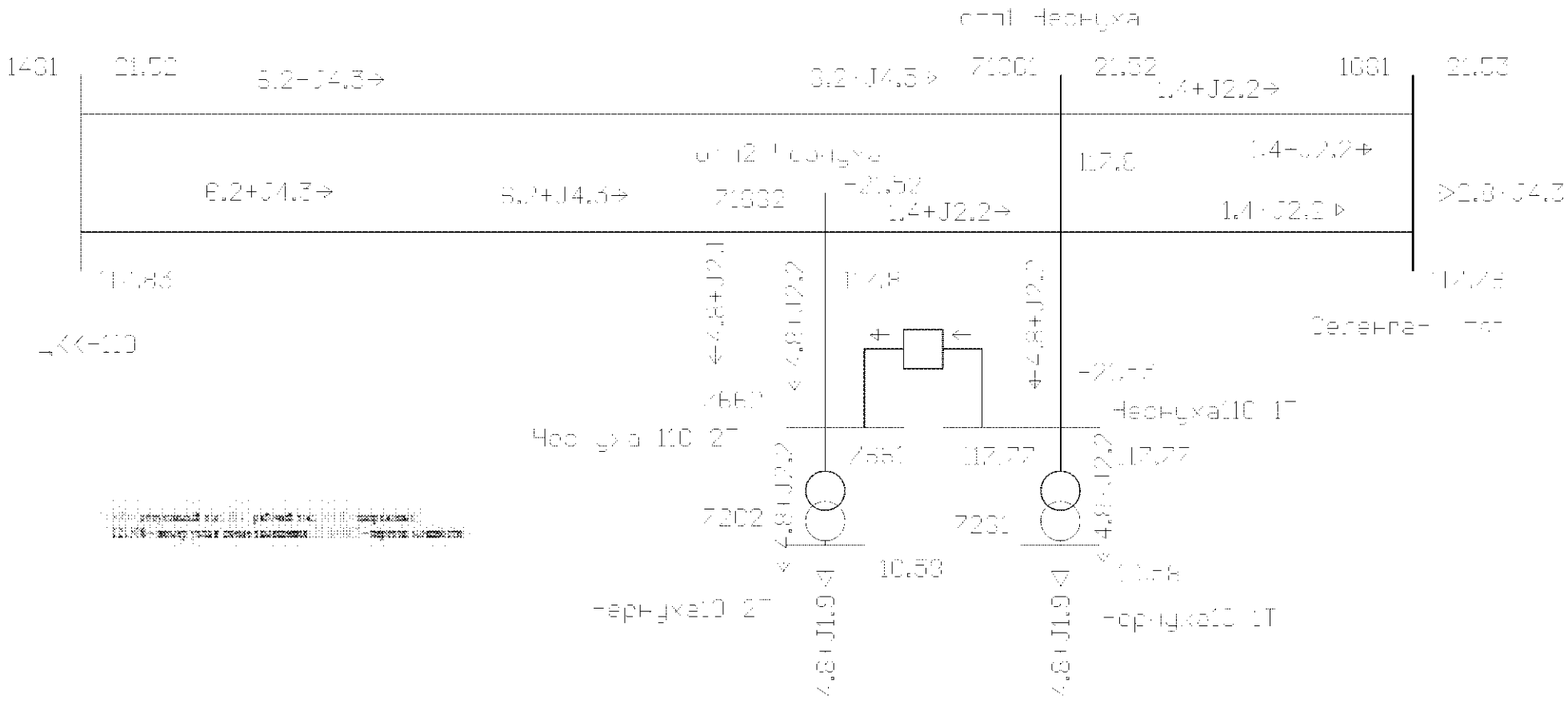


Рисунок 21. Нормальная схема прилегаюшей сети 110 кВ к ПС 110 кВ Чернуха для зимнего периода 2021г. с учетом перспективных нагрузок.

Строительство ПС 110 кВ Чернуха позволит осуществить технологическое присоединение строящейся птицефабрики с перерабатывающим комплексом в п.Селенгинск Кабанского района, потребляемой мощностью – 9,5 МВт.

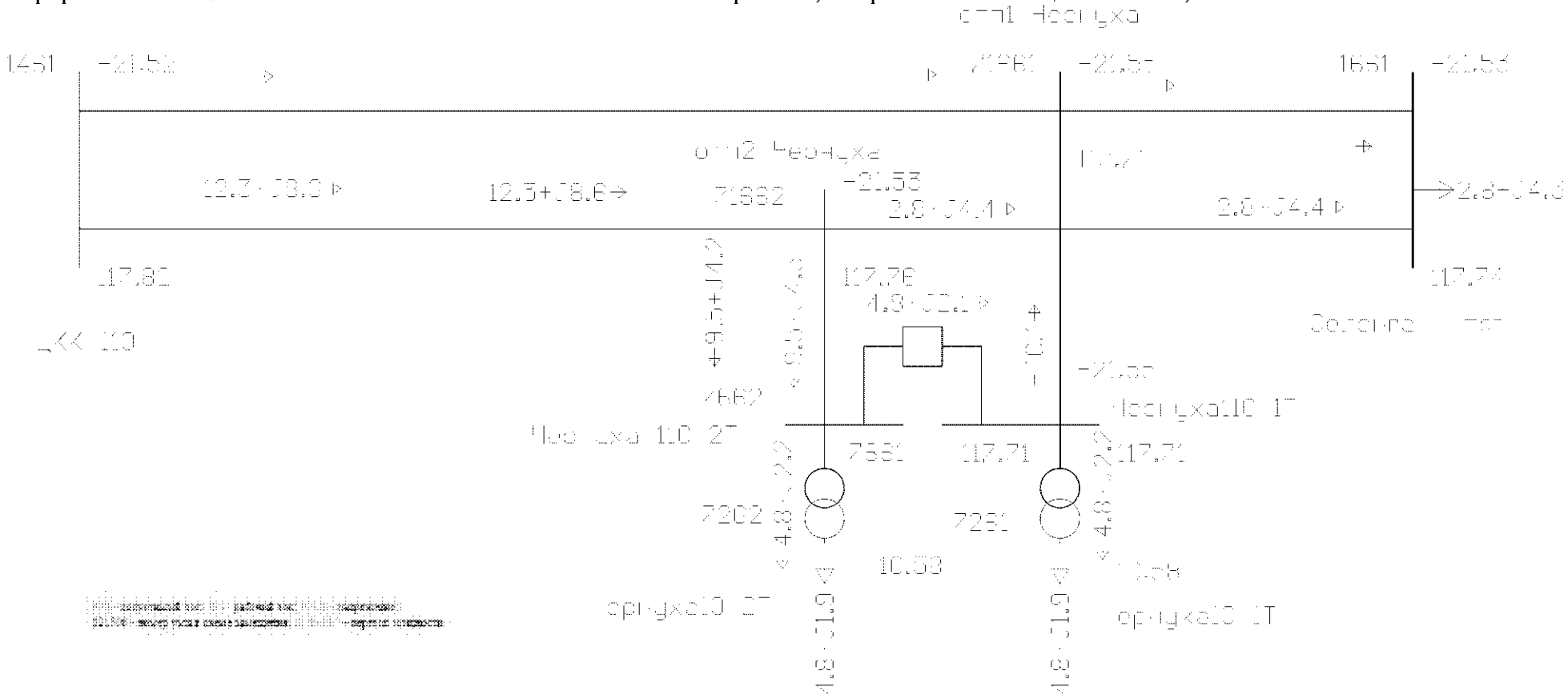


Рисунок 22. Послеаварийный режим питания ПС 110 кВ Чернуха
при отключении ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга-тяговая (СС-121)

Уровни напряжения по рассматриваемому транзиту 110 кВ кВ Селенгинский ЦКК – Селенга-тяговая в области допустимых значений, токовые нагрузки ВЛ и оборудования не превышают допустимых параметров.

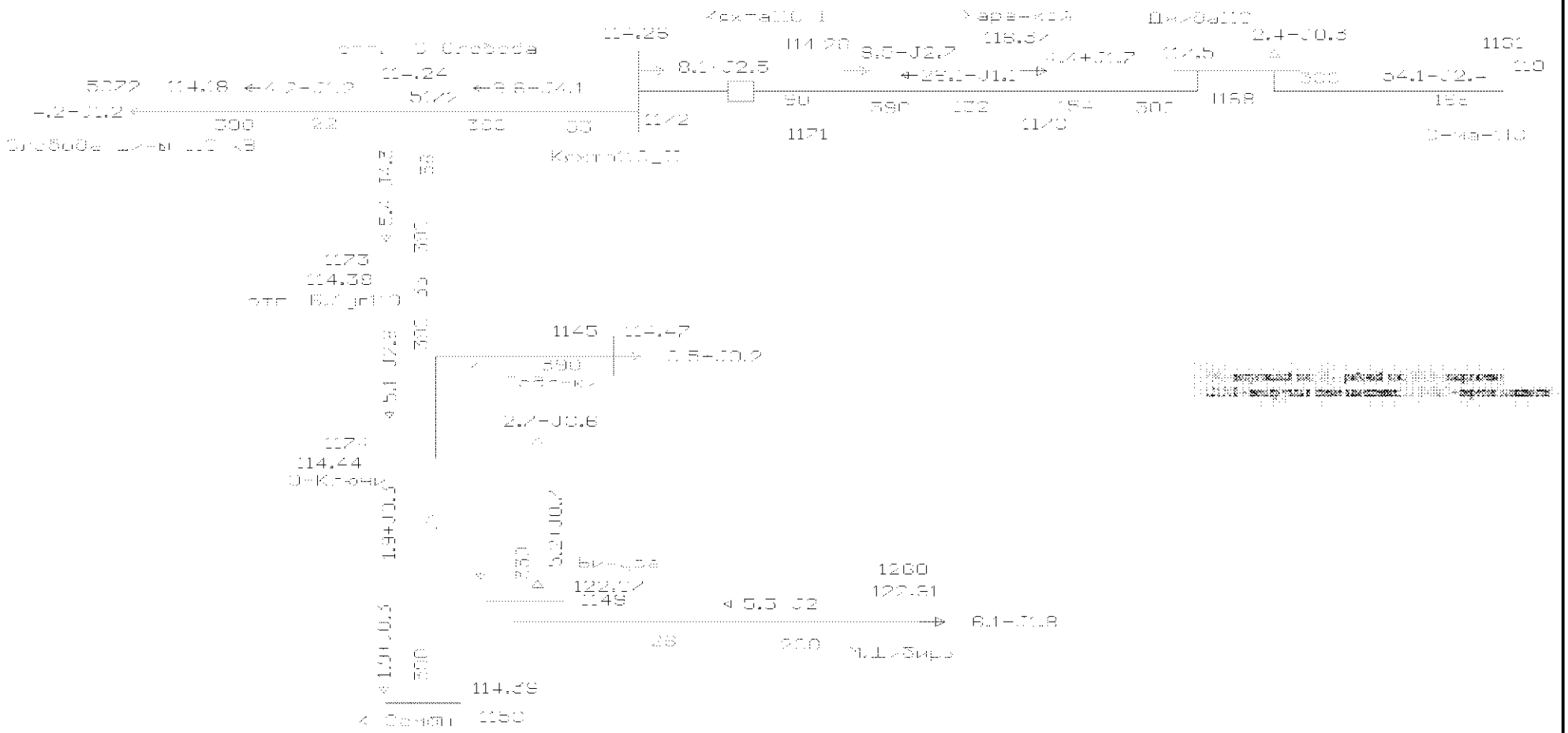


Рисунок 23. Нормальная схема прилегаюшей сети 110 кВ к ПС 110 кВ Слобода
с учетом перспективного развития до 2021 г.

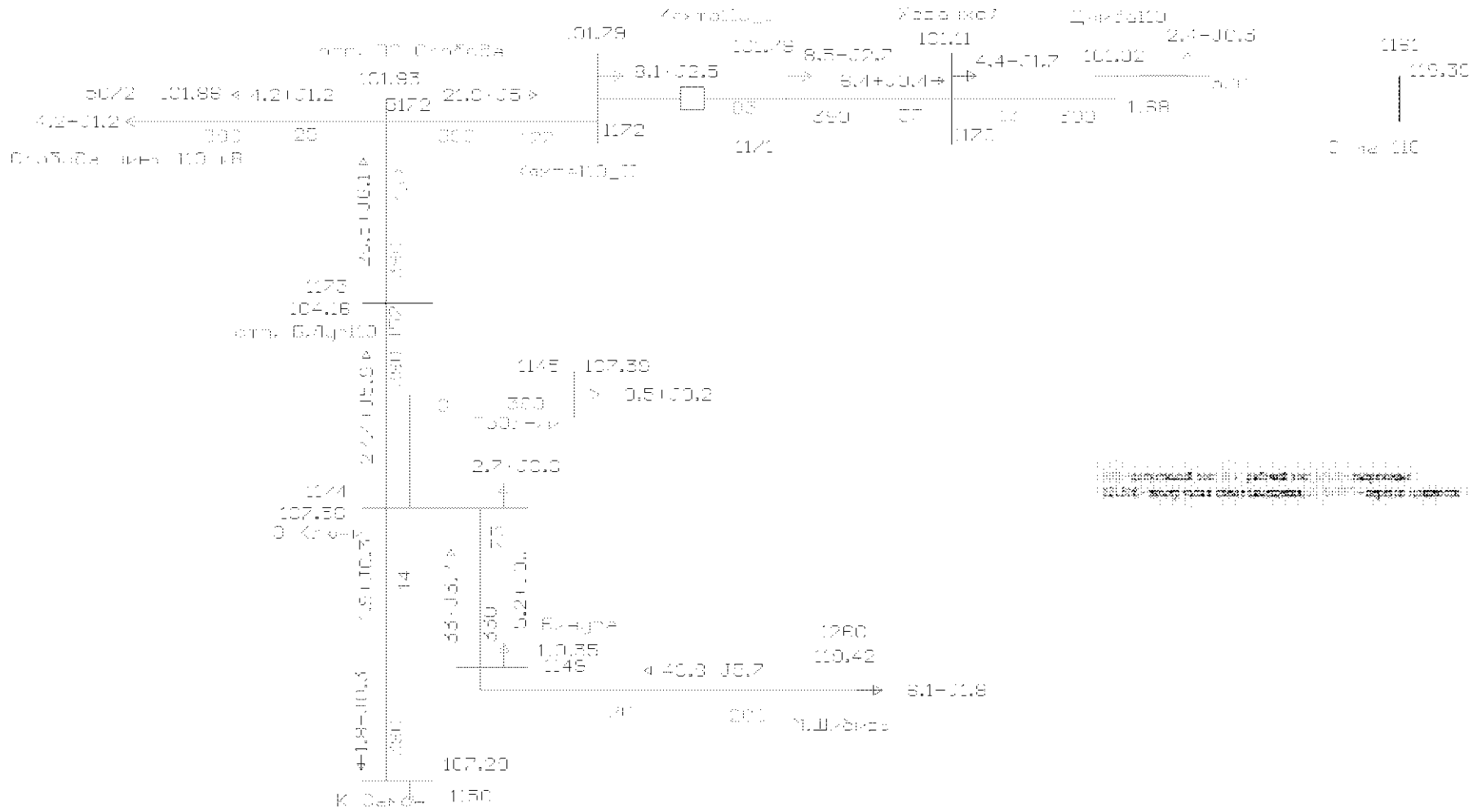


Рисунок 24. Послеаварийный режим питания ПС 110 кВ Слобода при отключении ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107) в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г.

Уровни напряжения по рассматриваемому транзиту 110 кВ кВ Селендума – Мухоршибирь в области допустимых значений, токовые нагрузки трансформатора тока на В-149 ПС 220 кВ Мухоршибирь превышают допустимые значения на 0,5 %, требуется замена трансформаторов тока с большей пропускной способностью (т.е. на 300/5).

Обоснование необходимости увеличения установленной мощности силовых трансформаторов в рамках технологического присоединения

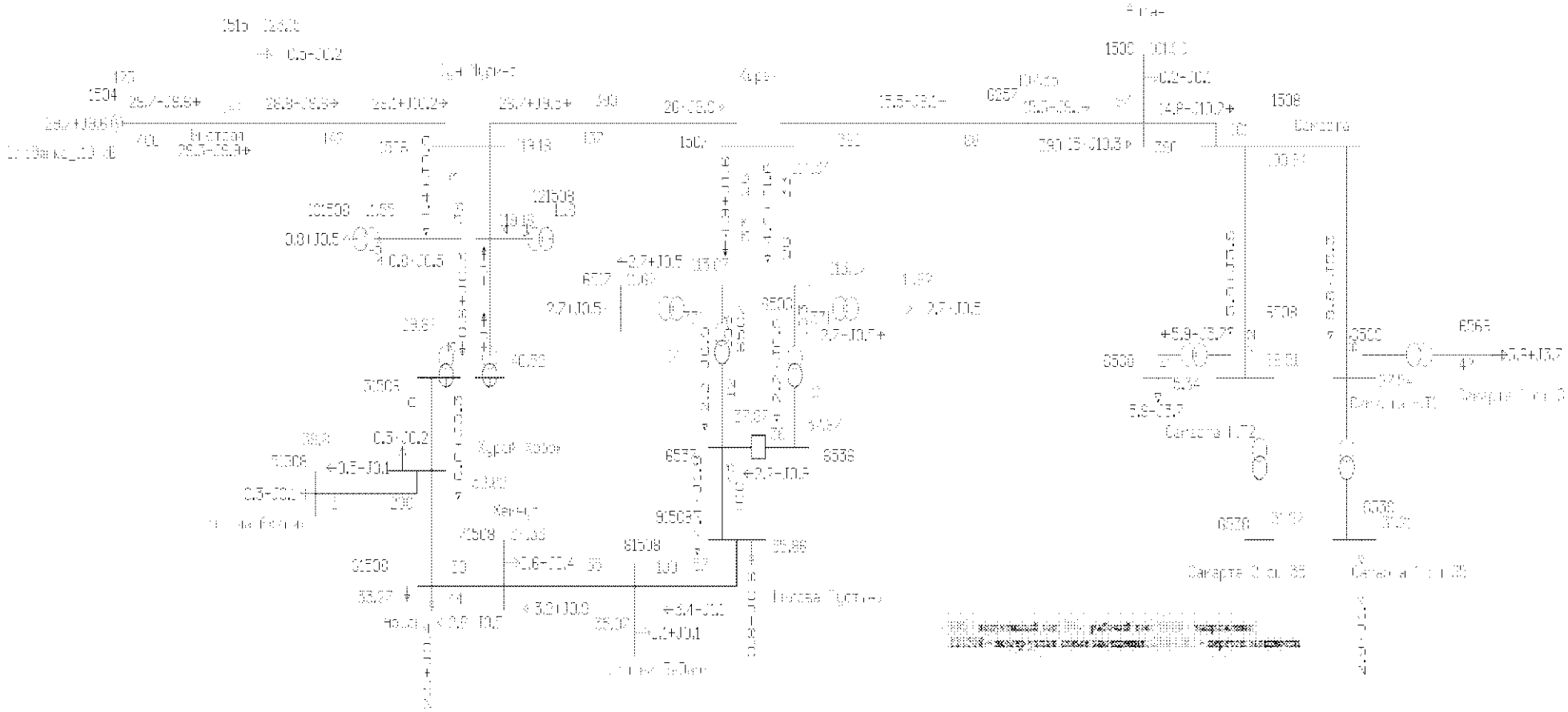


Рисунок 25. Нормальный режим питания ПС 110 кВ Кырен в зимний период 2017 г.

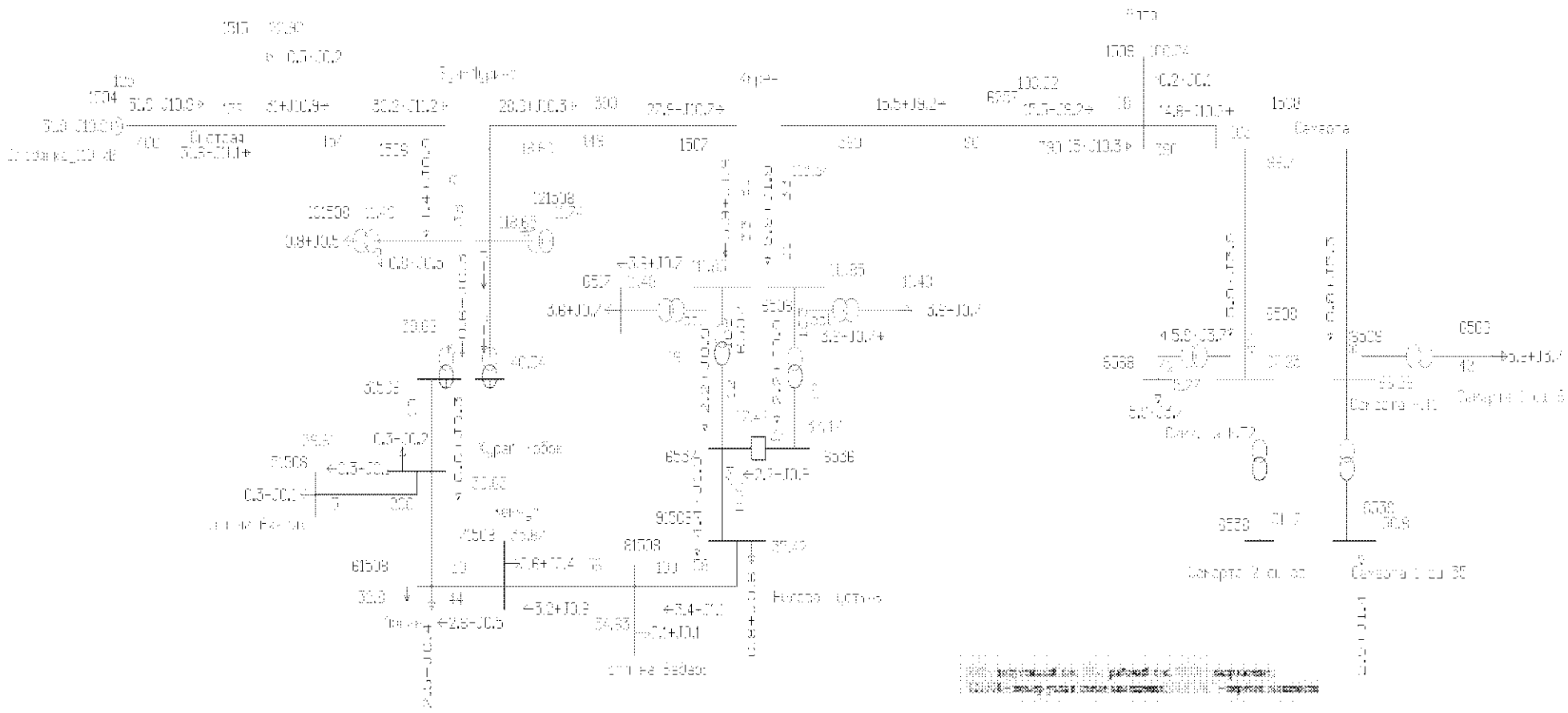


Рисунок 26. Нормальный режим питания ПС 110 кВ Кырен
в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г. (увеличение нагрузки на 1,92 МВт)

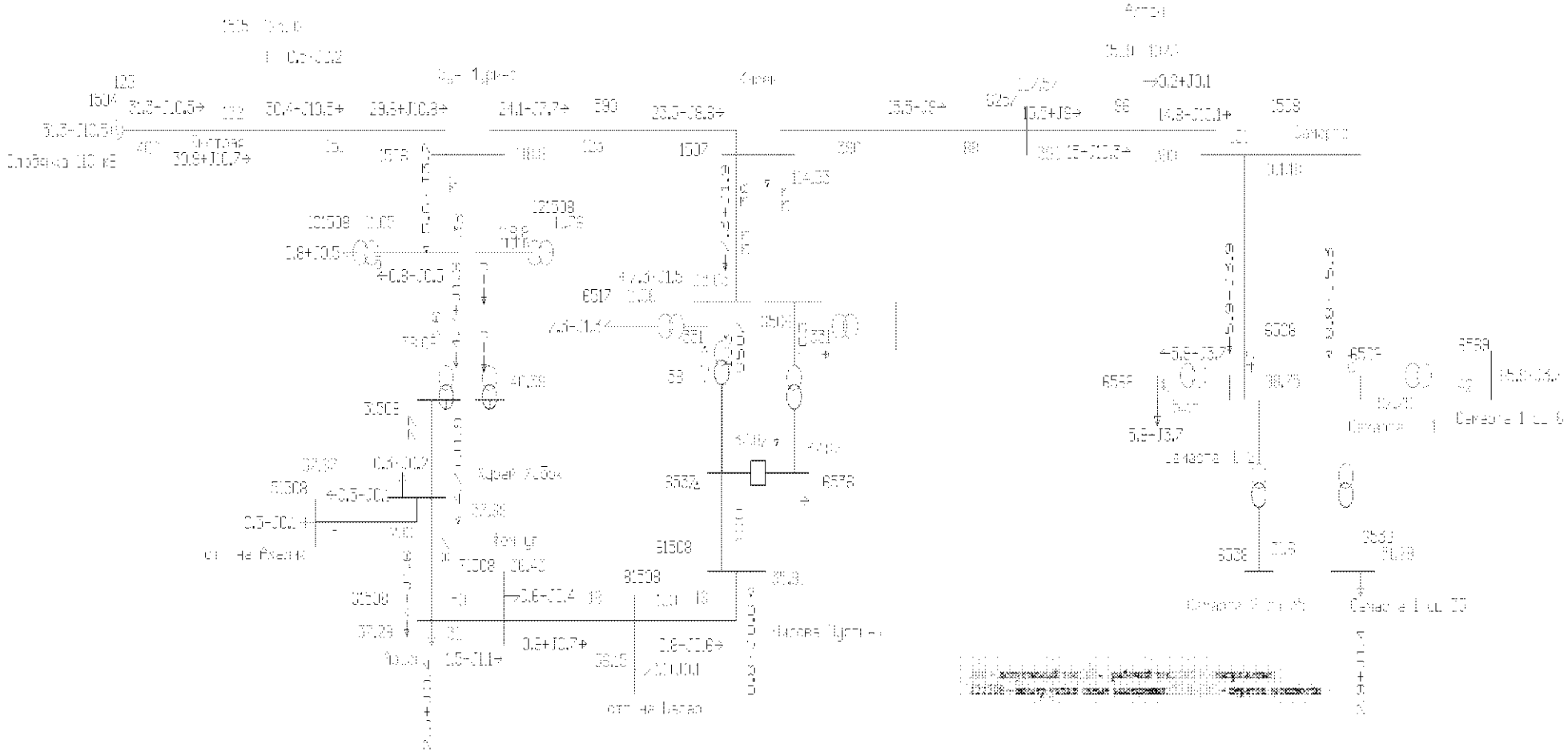


Рисунок 27. Послеаварийный режим питания 1Т ПС 110 кВ Кырен при отключении 2Т в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г.

После применения схемно-режимных мероприятий: перевод питания шин 35 кВ ПС 110 кВ Кырен на ПС 110 кВ Зун-Мурино по ВЛ 35 кВ ЗМХ-396, загрузка 1Т ПС 110 кВ Кырен составит 7,5 МВА (119,7 %) .Фидера связи 10 кВ отсутствуют.

Необходима замена силовых трансформаторов 1Т,2Т ПС 110 кВ Кырен 2х6,3 МВА на трансформаторы мощностью не менее 10 МВА.

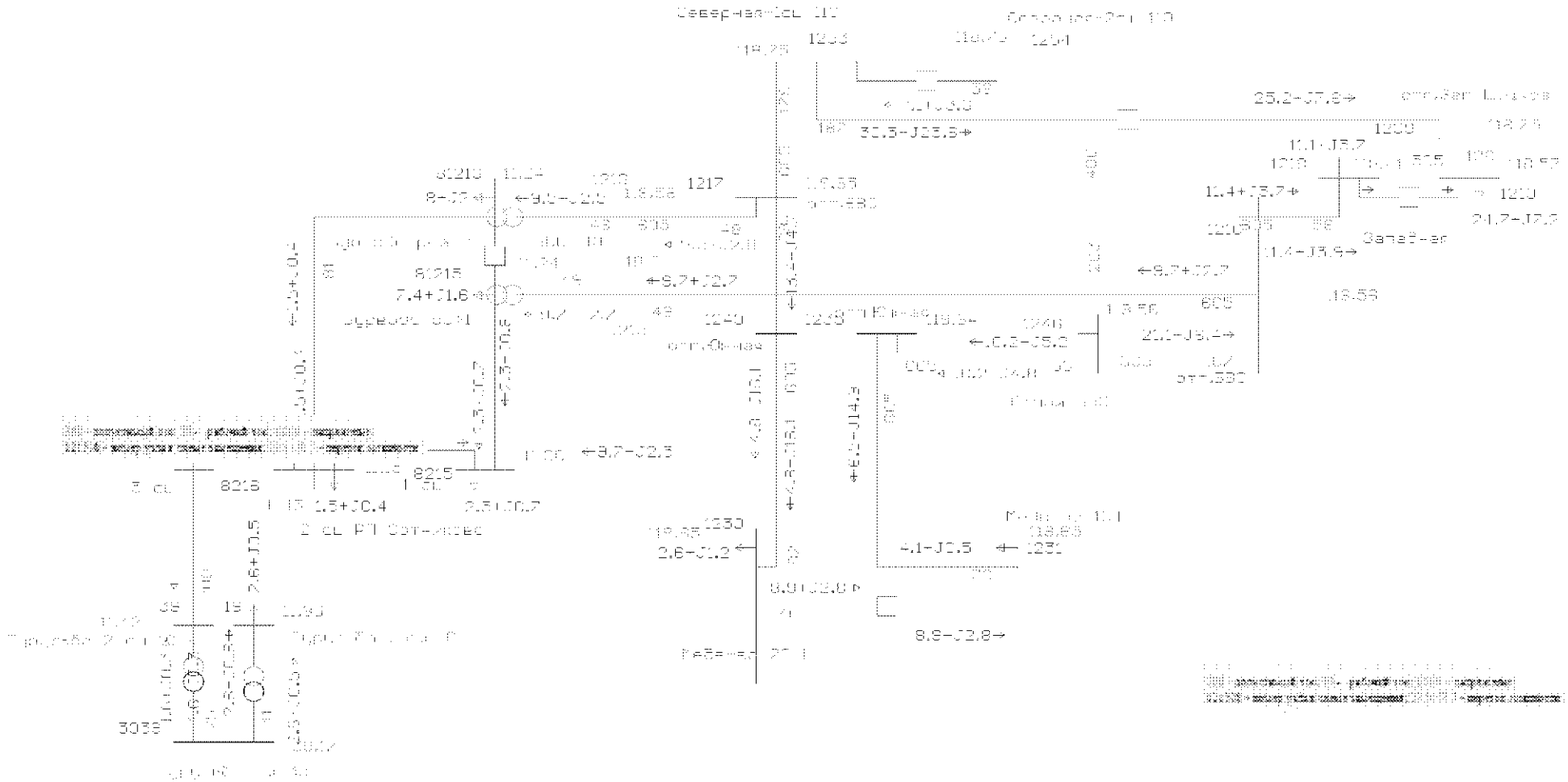


Рисунок 28. Нормальный режим питания ПС 110 кВ Бурводстрой
в зимний период 2017 г.

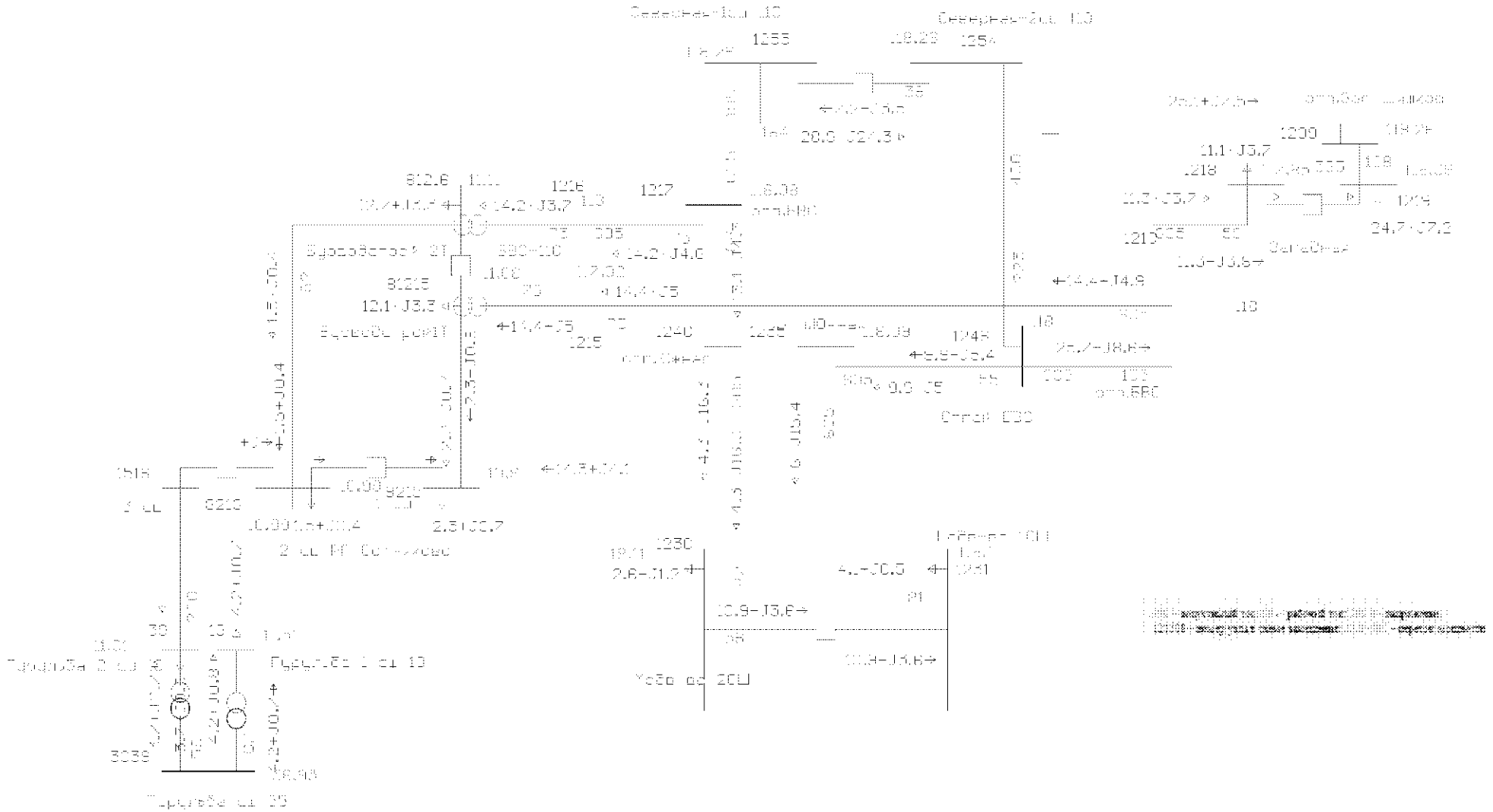


Рисунок 29. Нормальный режим питания ПС 110 кВ Бурводстрой
в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г. (увеличение нагрузки на 9,9МВт)

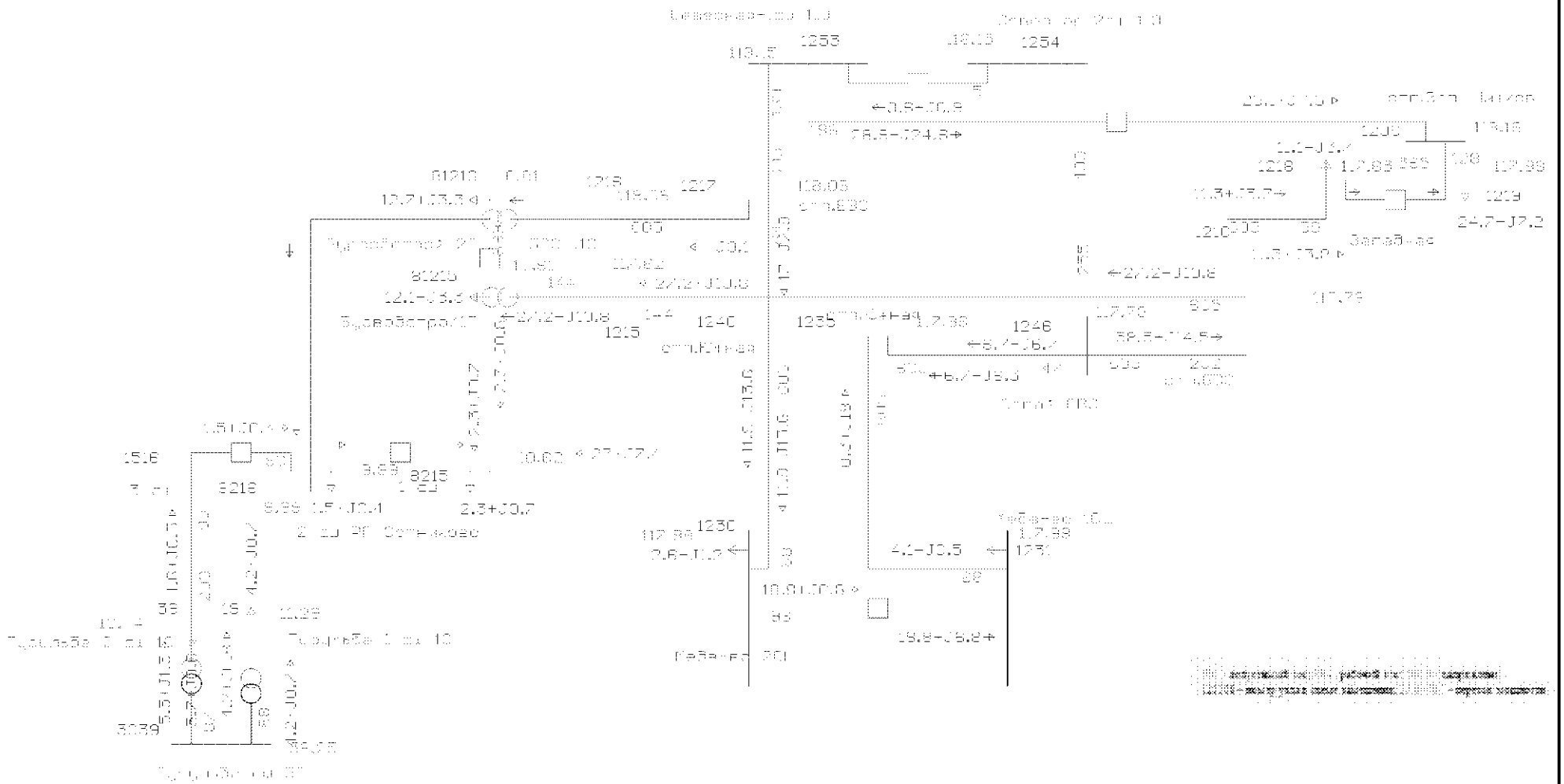


Рисунок 30. Послеаварийный режим питания 1Т ПС 110 кВ Бурводстрой при отключении 2Т в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г.

После применения схемно-режимных мероприятий: перевод питания части нагрузки РП 10 кВ Сотниково (1,5 МВт) на ПС 35 кВ Гурульба по фидеру 10 кВ № 2, загрузка 1Т ПС 110 кВ Бурводстрой составит 27,2МВА (108,8%). Необходима замена трансформаторов 2х25 МВА ПС 110 кВ Бурводстрой на 2х40,0 МВА.