

от 13 июля 2017 г. № 421-р

г. Улан-Удэ

1. Внести следующие изменения в Схему и Программу развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2018 - 2022 годы, утвержденные распоряжением Правительства Республики Бурятия от 28.04.2017 № 239-р:

1.1. В подразделе «Северобайкальский энергорайон» раздела «Характеристика электрических сетей Республики Бурятия» пункта 2.1:

1.1.1. В абзаце пятом слова «Бодайбинского и Мамско-Чуйского районов» заменить словами «Бодайбинского энергорайона».

1.1.2. В абзаце двенадцатом слова «Бодайбинский и Мамско-Чуйский районы» заменить словами «Бодайбинский район».

1.2. В таблице 2 строку:

«Электропотребление, млн. кВт.ч	5 462	5 484	5 408	5 364	5 395»
---------------------------------	-------	-------	-------	-------	--------

изложить в следующей редакции:

«Электропотребление, млн. кВт.ч	5 462	5 484	5 409	5 364	5 395»
---------------------------------	-------	-------	-------	-------	--------

1.3. Таблицу 11 изложить в следующей редакции:

1.4. В таблице 15 цифры «1992» заменить цифрами «1993».

1.5. Абзац второй преамбулы главы 3 изложить в следующей редакции:

«На территории Республики Бурятия существуют два энергорайона, расположенные на большом расстоянии друг от друга и не имеющие непосредственной электрической связи: Южный с потреблением 842,7 МВт (районы, прилегающие к Транссибирской магистрали) и Северобайкальский участок с потреблением 100,3 МВт (вдоль трассы БАМ), зарегистрированные 20 января 2016 года. Общее максимальное электропотребление Республики Бурятия зафиксировано 19 декабря 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.»

1.6. В пункте 3.2:

1.6.1. В абзаце втором слова «Бодайбинском и Мамско-Чуйском районах» заменить словами «Бодайбинском энергорайоне».

1.6.2. В абзаце третьем слова «Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны» заменить словами «Бодайбинский энергорайон».

1.6.3. В абзаце четвертом слова «Бодайбинском и Мамско-Чуйском энергорайонах» заменить словами «Бодайбинском энергорайоне».

1.7. Пункт 3.3 изложить в следующей редакции:

«3.3. Возможные риски нарушения энергоснабжения районов Республики Бурятия

Электроснабжение Тункинского и Окинского районов осуществляется по одной ВЛ 110 кВ (порядка 260 км), вследствие чего происходят частые отключения потребителей при отсутствии резерва.

С целью снижения рисков перерыва электроснабжения Окинского и Тункинского районов необходимо проведение полной реконструкции ВЛ 35 кВ Самарта - Монды - Сорок - Орлик с заменой деревянных опор на металлические.»

1.8. В пункте 4.1:

1.8.1. Абзац девятнадцатый изложить в следующей редакции:

«- существование рисков нарушения теплоснабжения г. Улан-Удэ;».

1.8.2. Абзац двадцать второй изложить в следующей редакции:

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

1.8.3. Абзац двадцать четвертый изложить в следующей редакции:

«- сбалансированное развитие генерирующих и сетевых мощностей, обеспечивающих предотвращение нарушения снабжения электроэнергией

Республики Бурятия в целом, так и отдельных ее районов;».

1.8.4. В абзаце тридцать первом слово «надежности» исключить.

1.9. Наименование таблицы 29 изложить в следующей редакции:

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

1.10. Таблицу 30 изложить в следующей редакции:

«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	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Бичурский район, с. Бичура	Новое строительство	2017
ООО «Авелар Солар Технолоджи»	Гусиноозерская СЭС	АСТ - Бурятская СЭС-6	GVIE 0228	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Селенгинский район, г. Гусиноозерск	Новое строительство	2018
ООО «Комплекс Индустрия»	СЭС Кабанская	-	-	15	Солнечная энергия	-	Новое строительство	2018
ООО «Комплекс Индустрия»	СЭС Тарбагатай	-	-	15	Солнечная энергия	-	Новое строительство	2018
ООО «Комплекс Индустрия»	СЭС Мухоршибирская	-	-	15	Солнечная энергия	-	Новое строительство	2018»

1.11. В таблице 31 строку:

«Избыток (+)/ Дефицит (-) мощности	МВт	311,16	374,2	374,2	362,2	361,8	353,8	351,8»
------------------------------------	-----	--------	-------	-------	-------	-------	-------	--------

изложить в следующей редакции:

«Избыток (+)/ Дефицит (-) мощности	МВт	369,8	374,2	374,2	362,2	361,8	353,8	351,8»
------------------------------------	-----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------

1.12. В таблице 32 строку:

«НВИЭ (малые ГЭС)	ч/год	-	-	-	-	-	-	-»
----------------------	-------	---	---	---	---	---	---	----

изложить в следующей редакции:

«НВИЭ (малые ГЭС)	ч/год	-	-	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800»
----------------------	-------	---	---	-------	-------	-------	-------	--------

1.13. Абзац второй пункта 4.6 изложить в следующей редакции:

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

1.14. Таблицу 33 изложить в следующей редакции:

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

Таблица 33

Наименование объекта	Стадия реализации проекта	Проектная мощность/протяженность сетей	Год ввода объекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
	С/П				
Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Северобайкальская - Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальская - Ангоя	П	290,5 км, (501 + 167) МВА, ШР 180 Мвар, УШР 2 x 63 Мвар	2019 (2021)*	ПАО «ФСК ЕЭС»	Минимизация рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления. Обеспечение возможности подключения новых потребителей, в том числе объектов ОАО «РЖД»
Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо - Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строитель-	С	2 x 25 МВА	2018	ЗАО «Витим-энерго»	Минимизация рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления

ством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро					
Строительство 2-х цепной ВЛ 220 кВ Чита – Озерный ГОК	П	2 x 150 км	2018	ООО «Озер- ный ГОК»	Обеспечение воз- можности техно- логического при- соединения Озер- ного ГОКа
ПС 220 кВ Озерный ГОК	С	2 x 80 МВА	2018		
Реконструкция УРЗА тяговых подстанций: ПС Байкальская, ПС Выдрино, ПС Мысовая, ПС Посольская, ПС Заиграево, ПС Новоиль- инск, ПС Кижа, ПС Тарбагатай, ПС Бада, ПС Хилок, ПС Харагун, ПС Могзон, ПС Сохондо, Селенгинский ЦКК	С		2018	ОАО «РЖД»	Обеспечение тре- бований по ближ- нему и дальнему резервированию
Реконструкция ПС 220 кВ Рай- онная с заменой масляных вы- ключателей на элегазовые и релейной защи- ты на микро- процессорную	П		2019	ПАО «ФСК ЕЭС»	На основании протокола сове- щания у Главы РБ – Председателя Правительства РБ Наговицына В.В. о деятельности филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири на территории РБ от 19.01.2017 г.

*2019 год – в соответствии со Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы.

2021 год – в соответствии с инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС».

1.15. Таблицу 34 изложить в следующей редакции:

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

Таблица 34

№№ п/п	Наименование проекта	Физ. харак- теристики		Год ввода	Органи- зация, ответ- ственная за реа- лизацию проекта	Примечание
		км	МВА			
Мероприятия, необходимые для реализации ТУ на ТП						
1.	Строительство ВЛ 110 кВ, соединяющей проектируемую ПС 110 кВ Джилинда с ВЛ 110 кВ Романовка - Багдарин с отпайками	7		2017	АО «Хиагда»	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	ГКУ РБ «УКС ПРБ»	Строительство ПС 110/10 кВ 2 x 10 МВА со строительством ВЛ 110 - 1,5 км
3.	Строительство ПС 110/10 кВ «Джилинда»		12,6	2017	АО «Хиагда»	Строительство ПС 110/10 кВ 2 x 6,3 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» со строительством ВЛ-110 кВ	4,5	20	2017	ГКУ РБ «УКС ПРБ»	Строительство ПС 110/10 кВ 2 x 10 МВА со строительством ВЛ 110 кВ с подключением к ВЛ 110 кВ Окино-Ключи – Кяхта с отпайкой на ПС Большой Луг (ОКК-120)
5.	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Турка - Усть-Баргузин до планируемой ПС 220 кВ «Горячинская»	0,55 4		2017	ПАО «МРСК Сибири»	Строительство ВЛ 110 кВ до планируемой ПС 220 кВ «Горячинская» (0,554 км)
6.	Реконструкция ПС 110/10 кВ «Бурводстрой»		80	2019 - 2020	ООО «Холод в квадрате»	Замена трансформаторов на 2 x 25 МВА на 2 x 40 МВА

7.	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ «Западная»			2017	ПАО «ФСК ЕЭС»	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ «Западная» с модернизацией системы противоаварийной автоматики в ячейке СЗ-102 (ПАО «МРСК Сибири»)
8.	Реконструкция ПС 110 «Беклемишево»			2017	АО «Хиагда»	Замена на ПС 110 «Беклемишево» на отходящей ВЛ в сторону ПС 110/35/10 кВ «Сосново-Озерская» трансформаторов тока (СБ-123)
9.	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Кырен»		26	2018	ИП Шагдарова	Замена трансформаторов 2 x 6,3 МВА на 2 x 16 МВА замена трансформаторов)
Мероприятия, реализация которых не связана с ТП						
1.	Реконструкция ВЛ 110 кВ ГО ГРЭС - Гусиное Озеро (замена опор, замена провода)	25		2016-2018	ПАО «МРСК Сибири»	Замена деревянных опор 110 кВ на металлические многогранные, замена провода
2.	Реконструкция ПС 110/10 кВ «Медведчиково»			2021	ПАО «МРСК Сибири»	Реконструкция ОРУ-110 кВ (замена масляных выключателей 110 кВ типа МВТ-110 на элегазовые выключатели) (акт Технического освидетельствования электрооборудования ПС 110/10 кВ Медведчиково от 30.03.2015 г.
3.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума - Гусиное Озеро	33,9		2018 - 2020	ПАО «МРСК Сибири»	Замена деревянных опор 110 кВ на металлические многогранные, замена провода»

1.16. В пункте 4.8.1:

1.16.1. Абзац первый изложить в следующей редакции:

«Возможные причины нарушения электроснабжения».

1.16.2. В абзаце втором слова «проблем надежности» заменить сло-

вами «причин нарушения», слово «энергосистемы» заменить словами «в энергосистеме».

1.16.3. Абзац шестой изложить в следующей редакции:

«Согласно СиПР ЕЭС планируется строительство электросетевых объектов 220 - 500 кВ, включающих:».

1.16.4. После абзаца девятого дополнить новым абзацем следующего содержания:

«Сооружение электросетевых объектов позволит увеличить переток мощности в энергорайоны, что в свою очередь приведет к покрытию дефицита мощности.».

1.17. Пункт 4.8.2 изложить в следующей редакции:

«4.8.2. Проблемные вопросы в электросетевом комплексе 220 кВ

Мощность, передаваемая по транзиту Северобайкальского энергорайона ЭС, ограничена 205 МВт по сечению Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) по критерию обеспечения запаса статической устойчивости электропередачи по активной мощности в послеаварийных режимах. Источники генерации на Северобайкальском участке отсутствуют. Нет резерва для подключения новых потребителей в энергосистемах Республики Бурятия и Забайкальского края, что является основным препятствием экономического развития региона.

Решением проблемы Северобайкальского энергорайона являются:

- 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 (включено в проект СиПР ЕЭС России 2017 - 2023 гг. (2019 - год окончания строительства);

- сооружение ПС 500 кВ Усть-Кут с ВЛ 500 кВ и 220 кВ;

- сооружение транзита 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут – ПС 220 кВ Пеледуй – ПС 220 кВ Сухой Лог – ПС 220 кВ Мамакан – ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2.».

1.18. В пункте 4.8.3:

1.18.1. В абзаце десятом слова «Бодайбинского и Мамско-Чуйского районов» заменить словами «Бодайбинского энергорайона».

1.18.2. Подпункт «б» изложить в следующей редакции:

«б) в настоящее время в качестве режимных мероприятий, направленных на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, является ввод графиков аварийного ограничения режима потребления электрической мощности в объеме до 6 МВт в нормальной схеме (на момент максимума потребления) и до 21 МВт (на момент максимума потребления) в послеаварийной схеме в СБУ БАМа и в Бодайбинском энергорайоне Иркутской области.».

1.19. В таблице 35 строку:

«Потребление Северобайкальского участка и ПС 220 кВ Улькан, ПС 220 кВ Курма 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.)»
---	---	--

изложить в следующей редакции:

«Потребление Северобайкальского участка и ПС 220 кВ Улькан, ПС 220 кВ Курма энергосистемы Иркутской области	91,3 МВт – максимальное ¹ на 31.08.2015 г.; 62,5 МВт – по летнему контрольному замеру (07 - 00 (мск.) 15.06.2016 г.)	150 МВт – максимальное на 06.03.2017 г.; 95,7 МВт – по зимнему контрольному замеру (18-00 (мск.) 21.12.2016 г.)»
---	--	---

1.20. В пункте 4.8.4:

1.20.1. Раздел «Центры питания 35 - 110 кВ, нагрузка которых в режиме (n-1) превышает длительно допустимый уровень 105 % с учетом действующих договоров технологического присоединения» изложить в следующей редакции:

«Центры питания 35 - 110 кВ, нагрузка 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 - 110 кВ, нагрузка 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 x 6,3 МВА, максимальная нагрузка по контрольным замерам (19.12.2012) составляет 11,12 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 1,9 МВт, в том числе: ООО «Алтан» - 0,05 МВт, ИСЗФ СО РАН - 0,9 МВт, ИП Шагдарова И.В. – 0,3 МВт, МБОУ Нуганская начальная школа-детский сад - 0,043 МВт, частный сектор - 0,632 МВт. Объем требуемой дополнительной мощности по фактической нагрузке (режим (n-1) и 5 % перегруз) составляет 4,51 МВА (нагрузка 177 %), с учетом действующих договоров на технологическое присоединение 6,64 МВА (нагрузка 210 %).

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Допустимый ток перегрузки, А	43	48	53	57,9	66,2
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Рабочий ток (в режиме n-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое присоединение и с учетом применения схемно-режимных мероприятий по разгрузке составит 38,4 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока - 34,8 А (п.5.3.15 ПТЭ). Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 2 часов в сутки.

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 х 6,3 МВА на трансформаторы мощностью не менее 2 х 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. Необходимость замены трансформаторов предусмотрена в ТУ на ТП ИП Шагдаровой И.В.

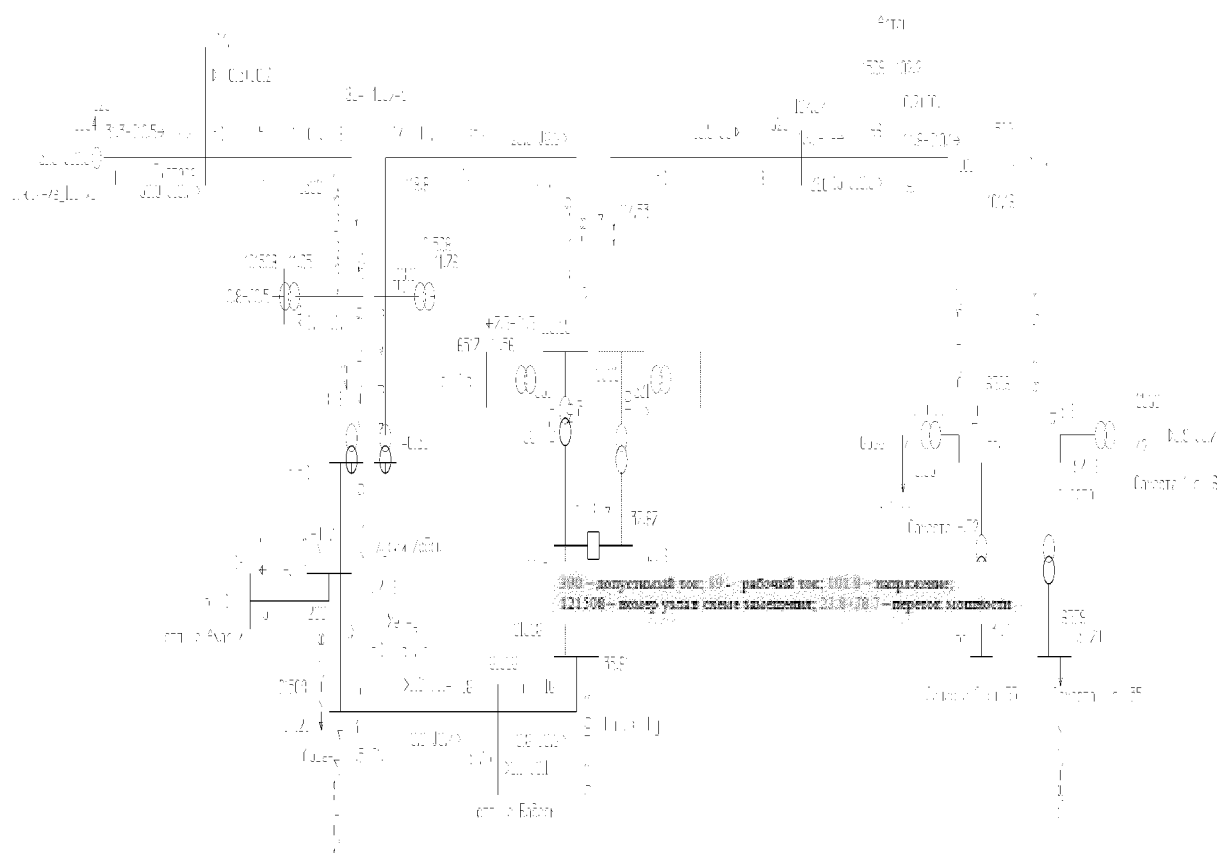


Рисунок 5. Послеаварийный режим питания 1Т ПС 110 кВ Кырен при отключении 2Т в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г.

- ПС 110/10 кВ Бурводстрой: установлены силовые трансформаторы 2 x 25 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам (18.12.2013) составляет 19,5 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 9,33 МВт, в том числе: АО «Улан - Удэ Энерго» - 4 МВт, ООО «Холод в квадрате» - 0,15 МВт (в ТУ предусмотрены мероприятия по замене силовых трансформаторов), 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 %).

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Допустимый ток перегрузки, А	163,3	182,1	201	219,8	251,2
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Рабочий ток (в режиме n-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое присоединение и с учетом применения схемно-режимных мероприятий по разгрузке составит 147,1 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока - 131,9 А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 2 часов в сутки.

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 x 25 МВА на 2 x 40 МВА. С учетом сроков реализации технологического присоединения новых потребителей рекомендованный срок замены трансформаторов на ПС 110/10 кВ Бурводстрой – 2019 год.

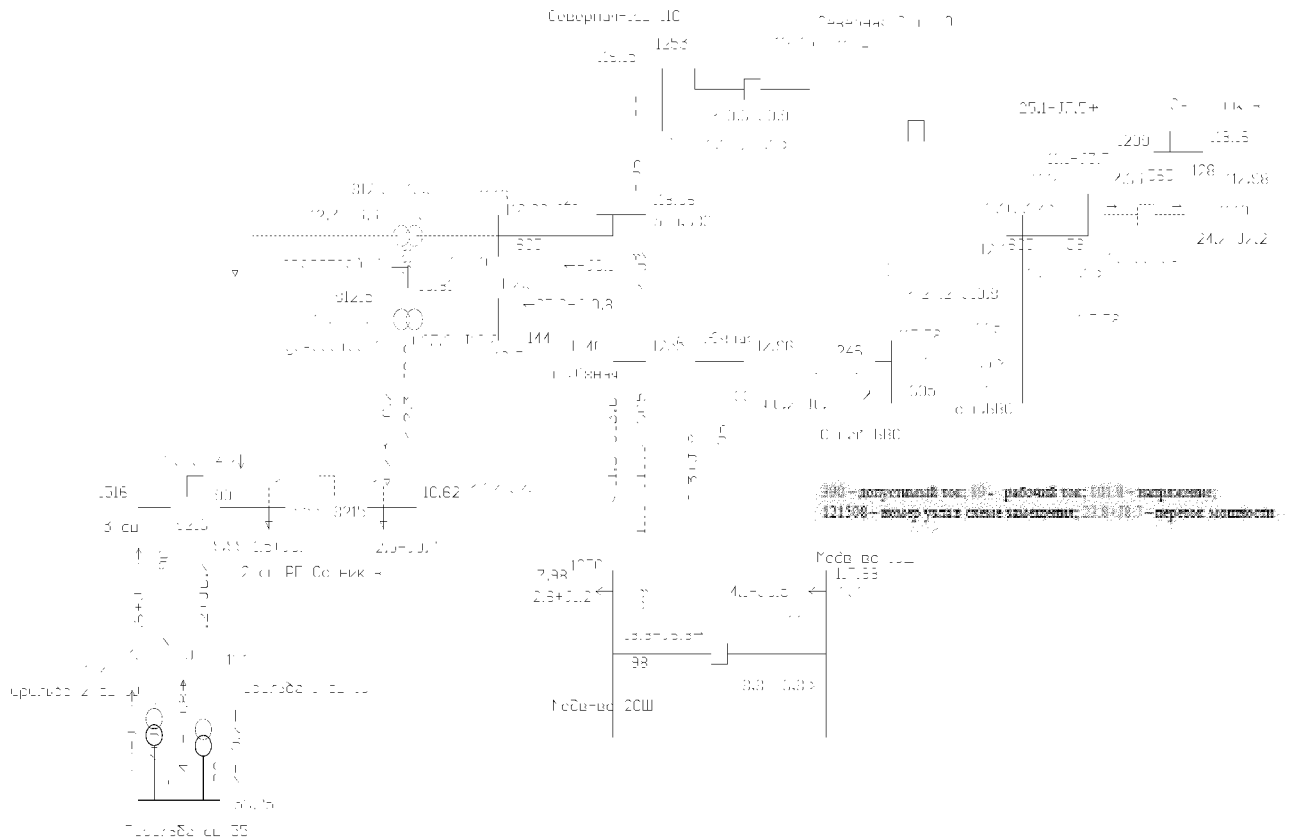


Рисунок 6. Послеаварийный режим питания 1Т ПС 110 кВ Бурводстрой при отключении 2Т в зимний период с учетом перспективного развития до 2021 г.

- ПС 35/10 кВ АРЗ: установлены силовые трансформаторы 1 x 6,3 + 1 x 10 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам (19.12.2012) составляет 8,629 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 4,01 МВт, в том числе: ДНТ «Пригородное Плюс» - 0,4 МВт, ДНТ «Баяр плюс» - 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 %).

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора (2Т):

Допустимый ток перегрузки, А	133,9	149,4	164,8	180,3	206
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Рабочий ток (в режиме n-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое

присоединение составит 211,2 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока – 108,2 А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 10 минут в сутки.

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточны и требуется замена существующих силовых трансформаторов 1 x 6,3 + 1 x 10 МВА на 2 x 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 x 4 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам (17.12.2014) составляет 3,1 МВА, заключены договоры 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 %).

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

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

Рабочий ток (в режиме n-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое присоединение и с учетом применения схемно-режимных мероприятий по разгрузке составит 167,7 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока – 68,3 А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 10 минут в сутки.

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточны и требуется замена существующих силовых трансформаторов 2 x 4 МВА на 2 x 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 x 4 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам (18.12.2013) составляет 4,28 МВА, заключены договоры 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 «Иволгинский» - 0,25 МВт (в ТУ предусмотрены мероприятия по замене силовых трансформаторов), 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 %).

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

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

Рабочий ток (в режиме n-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое присоединение и с учетом применения схемно-режимных мероприятий по разгрузке составит 137,2 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока – 68,3 А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 10 минут в сутки.

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

- ПС 35/10 кВ Нижняя Иволга: установлены силовые трансформаторы 2 x 2,5 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам (19.12.2012) составляет 2,24 МВА, заключены договоры 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 %).

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Допустимый ток перегрузки, А	53,3	59,5	65,6	71,8	82
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

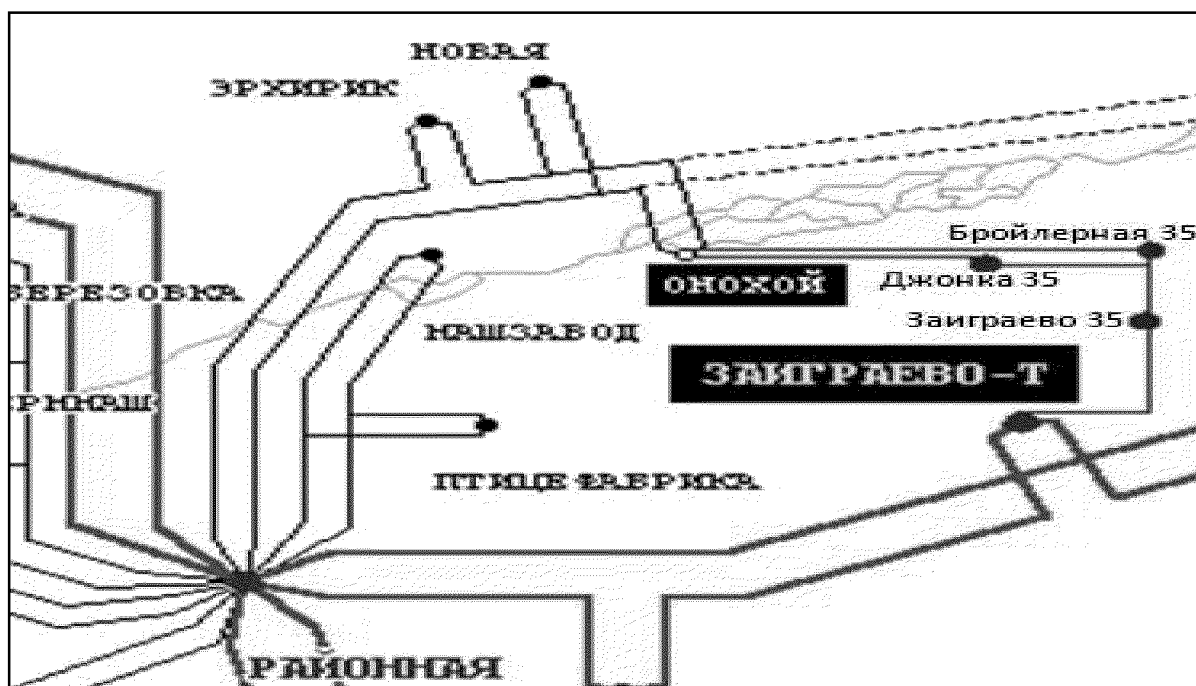
Рабочий ток (в режиме n-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое присоединение и с учетом применения схемно-режимных мероприятий по разгрузке составит 134,1 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока – 43,1 А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 10 минут в сутки.

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточны и требуется замена существующих силовых трансформаторов 2 x 2,5 МВА на 2 x 10 МВА. Необходимо рассмотреть возможность внесения изменений в выданные ТУ в части увеличения трансформаторной мощности на ПС.»

1.20.2. Раздел «Ограничение пропускной способности сети 35 - 110 кВ» изложить в следующей редакции:

«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).

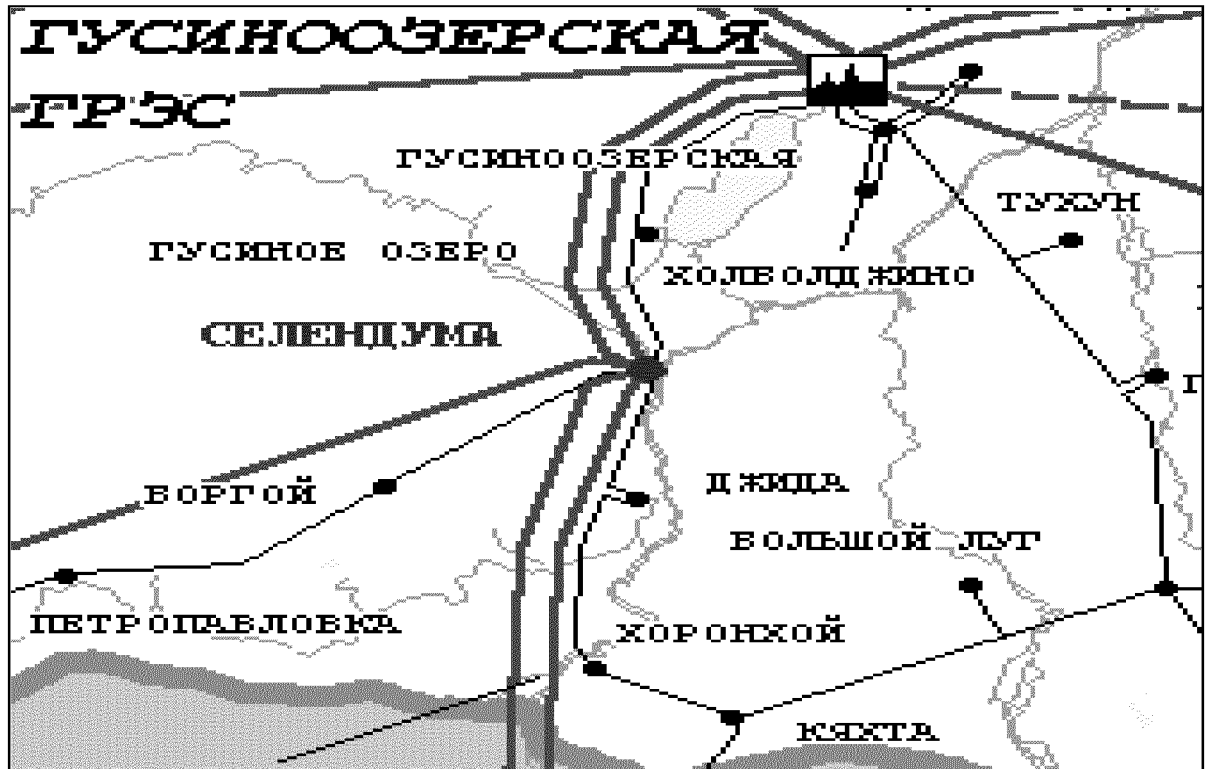


Пропускная способность ВЛ 35 кВ «Заиграево – Онохой» (ЗТЗ-348, ЗБ-303, ОБ-357) составляет 150 А, ограничена трансформаторами тока на «В-348» (150/5), В-303 (200/5), В-357(150/5) на ПС 35/10 кВ «Заиграево» и ПС 110/35/10 кВ «Онохой».

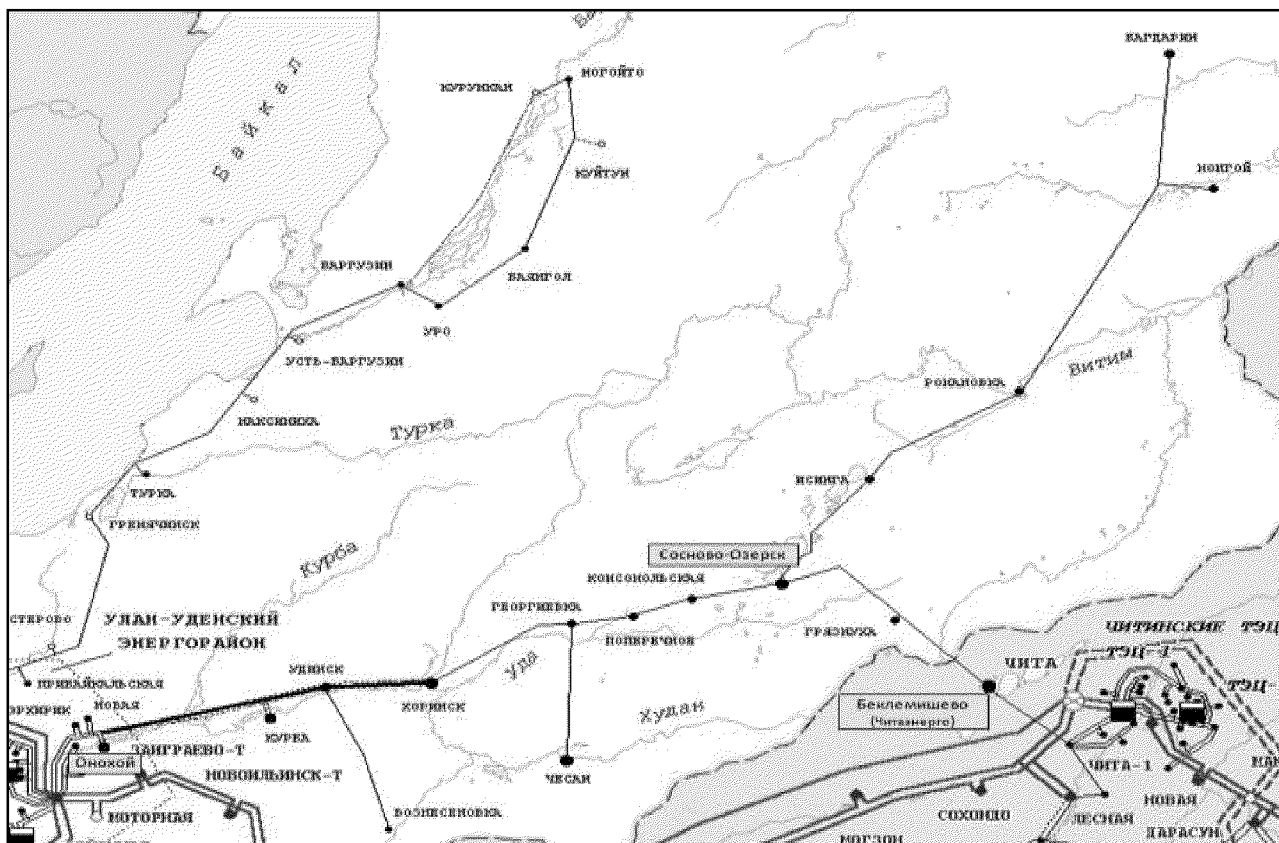
2. Для питания потребителей г. Улан-Удэ и прилегающих районов в аварийных и ремонтных режимах требуется перевод нагрузки ПС 110/35/10 кВ «Иволга» (порядка 11,8 МВт) на шины ПС 110/35/10 кВ «Гусиноозёрская». Учитывая что пропускная способность ВЛ 35 кВ «Гусиноозёрская – Оронгой» (ГТ-345, ТЖ-376, ЖХ-3072,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

лантуй» 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 ($I_{доп} = 330$ А).



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, нагрузка составит 486 А, что превысит допустимую 330 А.



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.

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-Озерская электроснабжение потребителей Баунтовского, Еравнинского, Хоринского, Кижингинского и части Заиграевского районов Республики Бурятия 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) (100 А) в период максимальных нагрузок (113 А) может быть недостаточной (перегруз 13 %).

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

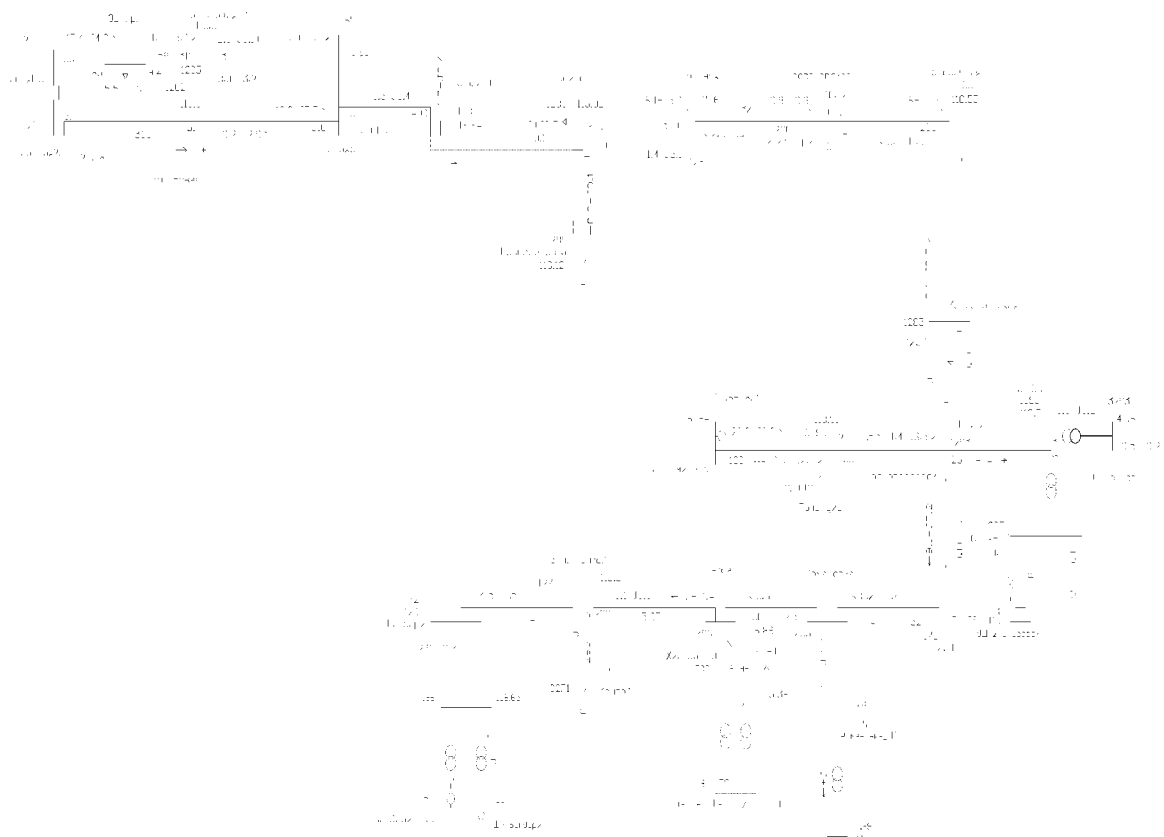
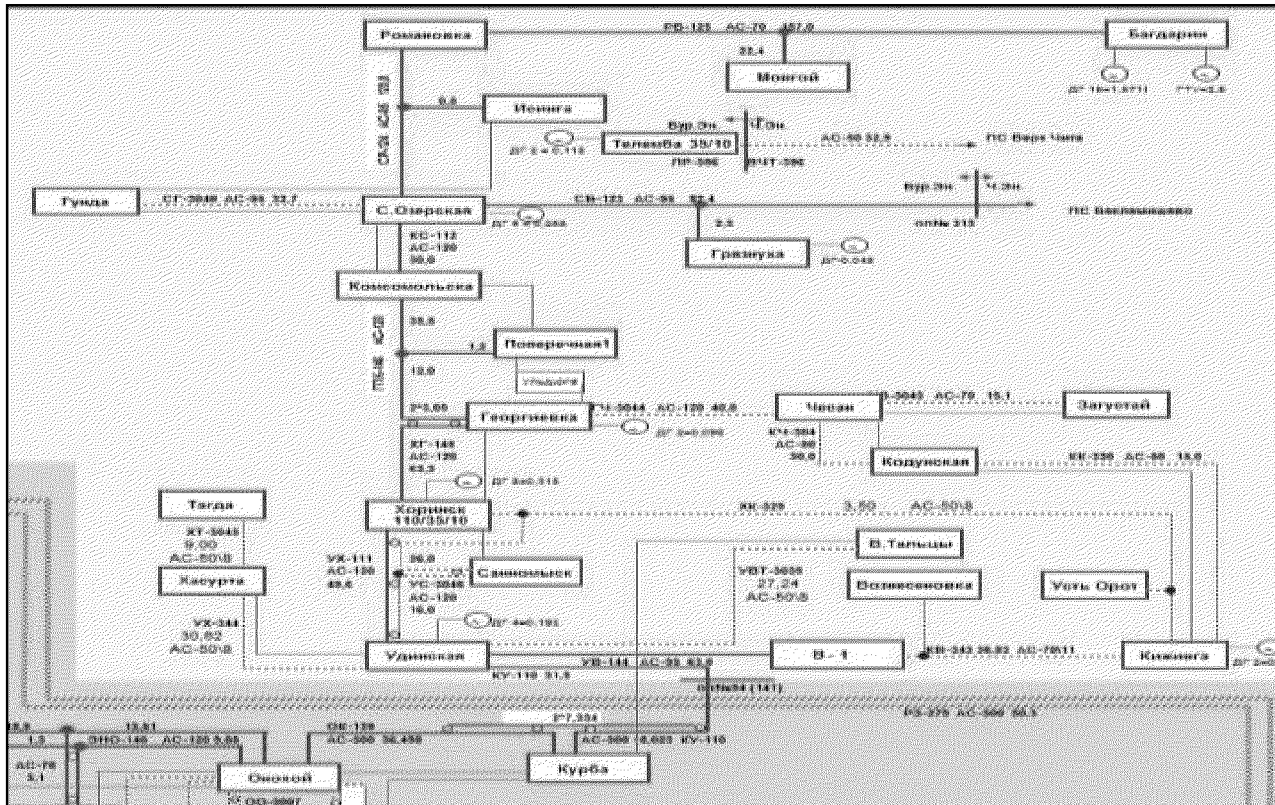


Рисунок. Токи и уровни напряжения в зимний период 2017 г. в послеаварийном режиме (при отключении ВЛ 110 кВ Курба - Удинск КУ-110)



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 $K_{тт} = 100/5$ (рекомендуется выполнить в ближайшее время: 2017 г.).

**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 2017 г.)
2.	ПС 35/10 кВ «Жаргалантуй» 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 2018 г.)
3.	ПС 35/10 кВ «Жаргалантуй» В-3072	Ограничение пропускной способности ТТ в аварийных и ремонтных режимах		Замена ТТ-3072 100/5 на 200/5 (рекомендуется выполнить в 2018 г.)

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).

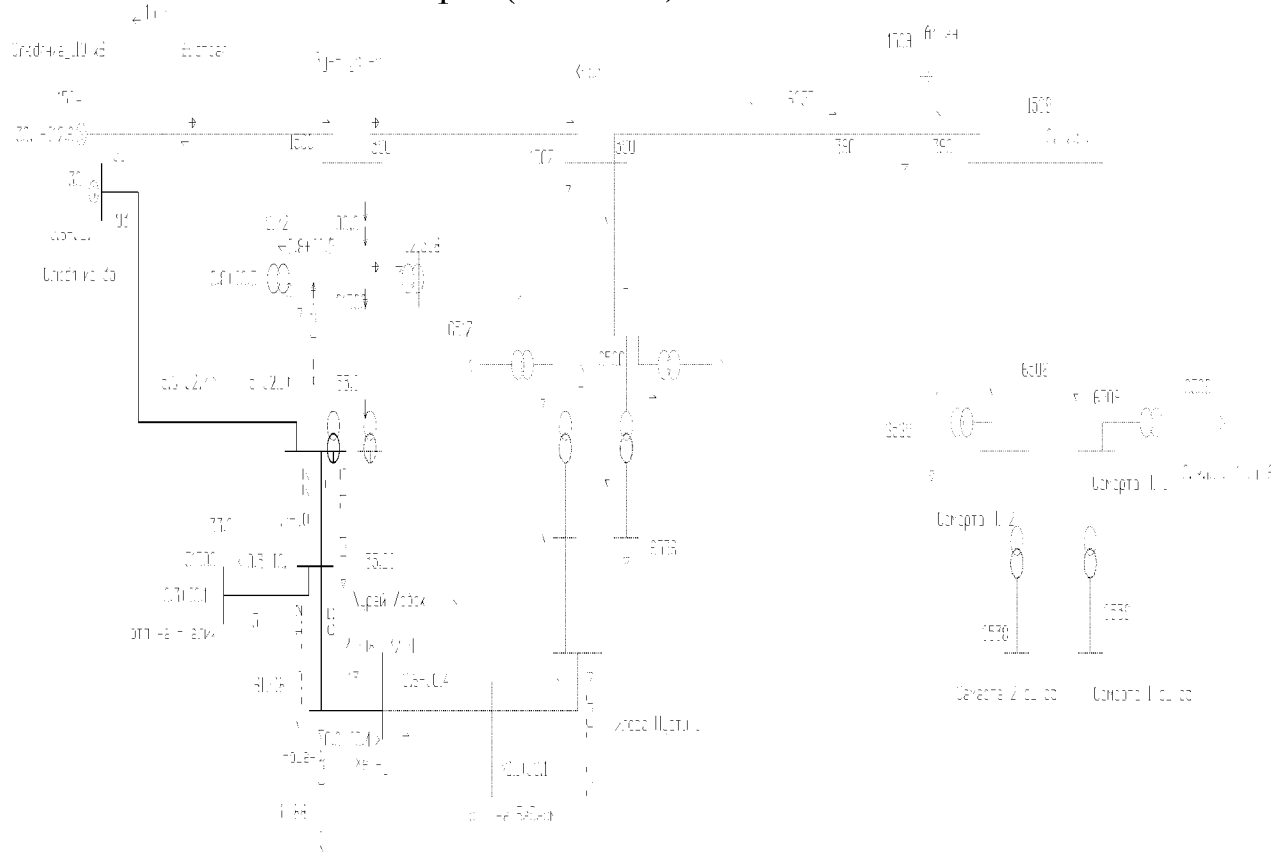


Рисунок. Послеаварийный режим питания транзита ВЛ 35 кВ Слюдянка -

Ниловая Пустынь и потребителей 10 кВ ПС 110 кВ Зун-Мурино и ПС 110 кВ Кырен в зимний период максимума нагрузок

Из приведенных выше расчетов послеаварийных режимов 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.

Мероприятия по замене ограничивающих элементов

№№ п/п	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

Рассмотрим ремонтную схему при отключении ВЛ 110 кВ Медведчиково - Иволга (МИ-159) с питанием ПС 110 кВ Иволга, ПС 35 кВ Гуровба от ПС 110 кВ Гусиноозерская.

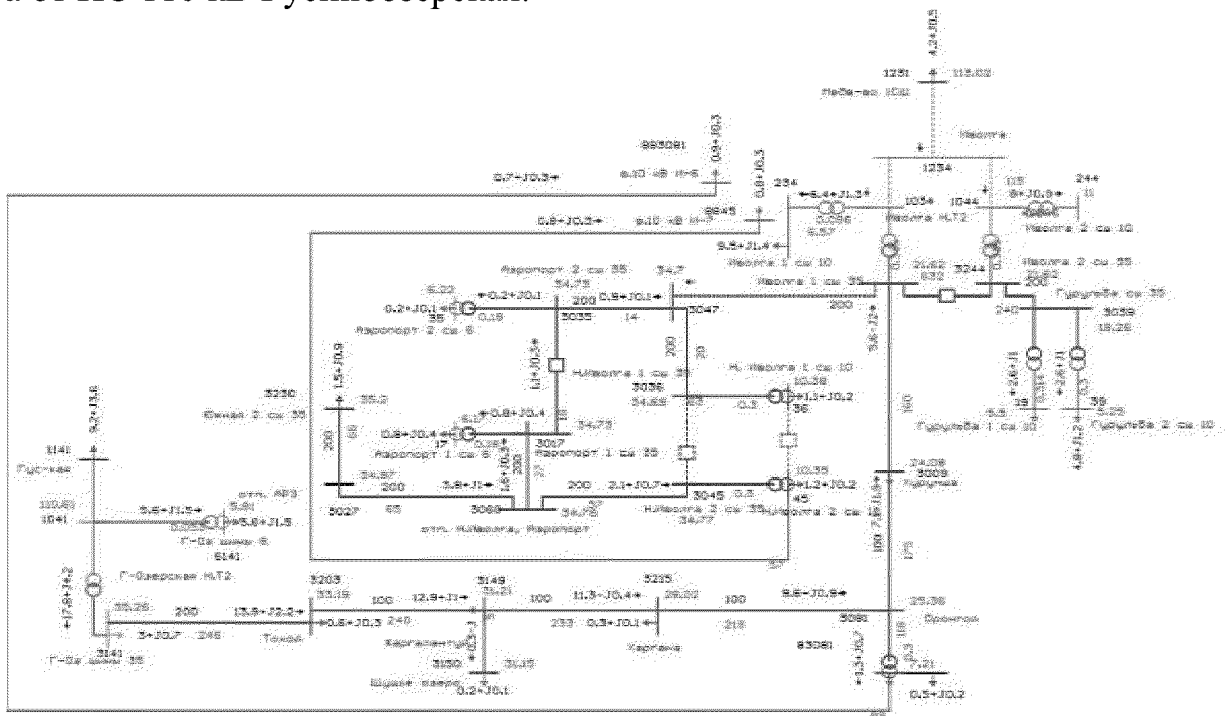


Рисунок. Отключение ВЛ 110 кВ Медведчиково - Иволга (МИ-159) в зимний период с учетом перспективного развития до 2022 г. (питание со стороны ПС 110 кВ Южная) после применения схемно-режимных мероприятий: перевод питания ВЛ 35 кВ ИХ-3009 на ПС 110 кВ Гусиноозерская,

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).

Мероприятия по замене ограничивающих элементов

№№ п/п	Аварийное возмущение	Токоограничивающий элемент	Нагрузка в нормальном режиме, А	Нагрузка в послеаварийном режиме, А	% загрузки	Сетевые мероприятия
1.	Отключение ВЛ 110 кВ	ТТ-376 ПС 35 кВ Жаргалантуй	17	240	240 %	Заменить ТТ-376 100/5 на 300/5 ПС 35 кВ Жаргалантуй
2.	Медведчиково – Иволга	ТТ-3072 ТВ-35 ПС 35 кВ Жаргалантуй	19	233	153 %	Заменить ТТ-3072 100/5 на 200/5 ПС 35 кВ Харгана»

1.20.3. Раздел «Низкая надежность электроснабжения потребителей» изложить в следующей редакции:

«Возможные причины нарушения электроснабжения потребителей
Энергоузлы, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

Таблица 38

№№ п/п	Наименование объекта	Проблема	Мероприятия	Рекомендуемый срок выполнения
1.	ВЛ 35 кВ СО-3060 Сорок - Орлик (СЦ-3060)	Превышение степени загнивания опор*	Реконструкция ВЛ	2018 год
2.	ВЛ 35 кВ Монды-Сорок - Самарга (МСС-395)	Превышение степени загнивания опор*	Реконструкция ВЛ	2018 год
3.	ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107)	Превышение 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.».

1.20.4. В разделе «Предложения по развитию электрических сетей 110 кВ и ниже»:

1.20.4.1. В абзаце втором слова «повышения надежности» заменить словом «надежного».

1.20.4.2. В абзаце третьем слова «повышения надежности» заменить словом «надежного».

1.20.4.3. Абзац четвертый исключить.

1.21. Таблицу 39 изложить в следующей редакции:

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

Таблица 39

Наименование объекта	Проектная мощность/протяженность сетей	Год ввода объекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение объекта
	МВт/Гкал/ч/км/МВА			
Мероприятия, реализация которых не связана с ТП				
Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Северобайкальская – Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальская - Ангоя	290,5 км, (501+167) МВА, ШР 180 Мвар, УШР 2 x 63 Мвар	2019 (2021)*	ПАО «ФСК ЕЭС»	Минимизация рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления. Обеспечение возможности подключения новых потребителей, в том числе объектов ОАО «РЖД»
Реконструкция ПС 220 кВ Районная с заменой масляных выключателей на элегазовые и релейной защиты на микропроцессорную		2019	ПАО «ФСК ЕЭС»	На основании протокола совещания у Главы РБ – Председателя Правительства РБ Наговицына В.В. о деятельности филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири на территории РБ от 19.01.2017 г.
Реконструкция УРЗА тяговых подстанций: ПС Байкальская, ПС Выдрино, ПС Мысовая, ПС Посольская, ПС Заиграево, ПС Новоильинск, ПС Кижя, ПС Тарбагатай, ПС Бада, ПС Хилок, ПС Харагун, ПС Могзон, ПС Сохондо, Селенгинский ЦКК		2018		Обеспечение требований по ближнему и дальнему резервированию
Реконструкция ВЛ 110 кВ ГО ГРЭС - Гусиное Озеро (замена опор, замена провода)	25 км	2016 - 2018	ПАО «МРСК Сибири»	Замена деревянных опор 110 кВ на металлические многогранные, замена провода

Реконструкция ПС 110/10 кВ «Медведчиково»		2021	ПАО «МРСК Сибири»	Реконструкция ОРУ-110 кВ (замена масляных выключателей 110 кВ типа МВТ-110 на элегазовые выключатели) (акт технического освидетельствования электрооборудования ПС 110/10 кВ Медведчиково от 30.03.2015 г.)
Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро	33,9	2018 - 2020	ПАО «МРСК Сибири»	Замена деревянных опор 110 кВ на металлические многогранные, замена провода
Мероприятия, необходимые для реализации ТУ на ТП				
Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо - Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро	2 x 25 МВА	2018	ЗАО «Витим-энерго»	Минимизация рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления
Строительство 2-х цепной ВЛ 220 кВ Чита – Озерный ГОК	2 x 150 км	2018	ООО «Озерный ГОК»	Обеспечение возможности технологического присоединения Озерного ГОКа
ПС 220 кВ Озерный ГОК	2 x 80 МВА	2018		
Строительство ВЛ-110 кВ, соединяющей проектируемую ПС 110 кВ Джилинда с ВЛ 110 кВ Романовка - Багдарин с отпайками	7км	2017	АО «Хиагда»	Строительство ВЛ 110 кВ для подключения ПС 110/10 кВ «Джилинда»
Строительство ПС 110/10 кВ «Чернуха» со строительством ВЛ-110 кВ	1,5 км, 20 МВА	2017	ГКУ РБ «УКС ПРБ»	Строительство ПС 110/10 кВ 2 x 10 МВА со строительством ВЛ-110 - 1,5 км
Строительство ПС 110/10 кВ «Джилинда»	12 МВА	2017	АО «Хиагда»	Строительство ПС 110/10 кВ 2 x 6,3 МВА со строительством ВЛ-110 кВ с подключением к ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125)

Строительство ПС 110/10 кВ «Слобода» (20 МВА) со строительством ВЛ-110 кВ	4,5 км, 20 МВА	2017	ГКУ РБ «УКС ПРБ»	Строительство ПС 110/10 кВ 2 x 10 МВА со строительством ВЛ 110 кВ с подключением к ВЛ 110 кВ Окино-Ключи - Кяхта с отпайкой на ПС Большой Луг (ОКК-120)
Строительство ВЛ-110 кВ от ВЛ-110 кВ Турка - Усть-Баргузин до планируемой ПС 220 кВ «Горячинская»	0,554км	2017	ПАО «МРСК Сибири»	Строительство ВЛ 110 кВ до планируемой ПС 220 кВ «Горячинская» (0,554 км)
Реконструкция ПС 110/10 кВ «Бурводстрой»	80 МВА	2019 - 2020	ООО «Холод в квадрате»	Замена трансформаторов на 2 x 25 МВА на 2 x 40 МВА
Реконструкция ПС 110/35/6 кВ «Западная»			ПАО «ФСК ЕЭС»	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ «Западная» с модернизацией системы противоаварийной автоматики в ячейке СЗ-102 (ПАО «МРСК Сибири»)
Реконструкция ПС 110 Беклемишево			АО «Хиагда»	Замена на ПС 110 Беклемишево на отходящей ВЛ в сторону ПС 110/35/10 кВ «Сосново-Озерская» трансформаторов тока (СБ-123)
Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Кырен»	32 МВА	2018	ИП Шагдарова	Замена трансформаторов 2 x 6,3 МВА на 2 x 16 МВА замена трансформаторов»

1.22. В абзаце втором пункта 4.15 слова «показала высокую надежность,» исключить.

1.23. В пункте 4.16:

1.23.1. В абзаце двенадцатом слова «Повысить надежность» заменить словами «Снизить риск нарушения».

1.23.2. В абзаце шестьдесят девятом слова «повысит надежность» заменить словами «снизить возможность нарушений».

1.24. Пункт 4.17 изложить в следующей редакции:

«4.17. Прогноз развития объектов электроэнергетики на территории Республики Бурятия

Проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017 - 2023 годы 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; ВЛ 220 кВ Чита – Озерный ГОК, 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.

В рамках инвестиционного проекта «Реконструкция турбины ПТ-30-90 ст. № 6» ПАО «ТГК-14» на период 2018 - 2022 года на Улан-Удэнской ТЭЦ-1 запланирована реконструкция турбоагрегата ст. № 6.»

1.25. В приложении № 6:

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

1.25.2. Рисунок 14 «Энергоузел Гусиноозерской ГРЭС» исключить.

1.25.3. Слова «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.» исключить.

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

**Временно исполняющий обязанности
Главы Республики Бурятия -
Председателя Правительства
Республики Бурятия**



А. Цыденов

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

оу1