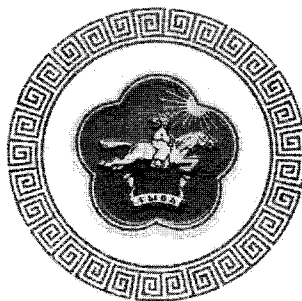




**ТЫВА РЕСПУБЛИКАНЫҢ БАШТЫҢЫНЫҢ
АЙТЫШКЫНЫ**

**РАСПОРЯЖЕНИЕ
ГЛАВЫ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА**

**Об утверждении схемы и программы перспективного развития
электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2010 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»:

1. Утвердить прилагаемую схему и программу перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы.

2. Разместить настоящее распоряжение на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) и официальном сайте Республики Тыва в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

Глава Республики Тыва



Ш. Кара-оол

г. Кызыл
10 ноября 2017 года
№ 355-РГ

Утверждена распоряжением
Главы Республики Тыва
от 10 ноября 2017 г. № 355-РТ

**СХЕМА И ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА
НА 2018-2022 ГОДЫ**

ТОМ 1

Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг.



Общество с ограниченной ответственностью
«ИНСТИТУТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»

**Состоит в саморегулируемой организации
Ассоциация проектных организаций «ПроектСтройСтандарт»**

Заказчик – Министерство топлива и энергетики Республики Тыва

**СХЕМА И ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА
НА 2018-2022 ГОДЫ**

ТОМ 1
Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Генеральный директор

Д.В. Гладких

Директор ДРЭС

Е.С. Котиков

Главный инженер проекта

М.В. Кашурников

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Содержание:

Состав проекта	4
1 Введение	5
2 Общая характеристика Республики Тыва. Характеристика Тывинской энергосистемы	7
2.1 Общая характеристика региона	7
2.2 Характеристика Тывинской энергосистемы	9
3 Анализ балансовой ситуации Тывинской энергосистемы за 2012-2016 гг.	11
3.1 Динамика уровней электропотребления энергосистемы и крупных узлов нагрузки	11
3.2 Структура электропотребления Тывинской энергосистемы. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии на территории Республики Тыва	15
3.3 Структура установленной электрогенерирующей мощности. Состав электростанций. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности	19
3.4 Характеристика балансов электроэнергии и мощности Республики Тыва за 2012 – 2016 гг.	22
4 Характеристика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар за отчетный период	25
4.1 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар, структура отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии основным группам потребителей	25
4.2 Перечень основных крупных потребителей системы теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар с указанием их потребности в тепловой энергии и источников ее покрытия	29
5 Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за отчетный период	33
6 Основные характеристики электросетевого комплекса 35 кВ и выше энергосистемы Республики Тыва на 01.01.2017 г.	46
6.1 Характеристика сети 35-220 кВ Республики Тыва	46
6.2 Оценка технического состояния электрических сетей	49
6.3 Динамика вводов, техперевооружения и реконструкции электросетевых объектов за 2012 – 2016 гг.	57
6.4 Описание режимов работы внешних электрических связей энергосистемы Республики Тыва с ОЭС Сибири	59
6.5 Анализ ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов работы сетей 35 кВ и выше	68
6.6 Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт	75
7 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за отчетный период	85
8 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Тыва по состоянию на 01.01.2017 г.	87
9 Заключение	92

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Приложения:

Приложение А	Техническое задание на выполнение работ «Разработка схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы»	93
Приложение Б	Возрастная характеристика подстанций 220-110 кВ Хакасского предприятия МЭС – филиала ПАО «ФСК ЕЭС» на 01.01.2017 г.	102
Приложение В	Возрастная характеристика линий электропередачи 220-110 кВ Хакасского предприятия МЭС – филиала ПАО «ФСК ЕЭС» на 01.01.2017 г.	103
Приложение Г	Возрастная характеристика подстанций и силовых трансформаторов 110-35 кВ по сетевым предприятиям ДЗО ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тываэнерго» на 01.01.2017 г.	104
Приложение Д	Возрастная характеристика линий электропередачи 110-35 кВ по сетевым предприятиям ДЗО ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тываэнерго» на 01.01.2017 г.	107

Состав проекта

Обозначение	Наименование	Примечание
Том 1 001/17/ДРЭС-ЭЭС.01	Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг.	
Том 2 001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 Книга 1 Книга 2 Книга 3	Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 1 – «Базовый») - Пояснительная записка - Приложения - Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва	
Том 3 001/17/ДРЭС-ЭЭС.03	Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 2 – «Региональный»)	

1 ВВЕДЕНИЕ

Данный научно-технический отчет разработан в рамках выполнения работ по разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы по заказу Министерства топлива и энергетики Республики Тыва (Государственный контракт № 001/17 от 25.05.2017 года).

Целями работы являются:

- разработка схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы;
- разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики Тувинской энергосистемы;
- обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей Тувинской энергосистемы для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей на период до 2022 года с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспективы развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы;
- обоснование направлений развития генерирующих источников, в том числе источников когенерации;
- разработка рекомендаций по объемам и срокам реконструкции действующих электросетевых объектов, по новому электросетевому строительству по годам на период до 2022 г.;
- разработка основных направлений развития систем централизованного теплоснабжения на территории Республики Тыва.

Разработка схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на период до 2022 года выполнена в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 г. № 823)»

Научно-технический отчет по Разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы состоит из трех томов:

- Том 1. Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг. (пояснительная записка с приложениями)
- Том 2. Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 1 – «Базовый»)
 - Книга 1. Пояснительная записка
 - Книга 2. Приложения
 - Книга 3. Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва
- Том 3. Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 2 – «Региональный»)

Для выполнения заявленных целей в рамках настоящего тома 1 «Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг.» выполнены:

- Анализ балансовой ситуации Тувинской энергосистемы за 2012-2016 гг.
- Характеристика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар за отчетный период.
- Анализ динамики основных показателей энерго- и электроэффективности за отчетный период. Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва на отчетный период.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

- Анализ основных характеристик электросетевого комплекса 35 кВ и выше энергосистемы Республики Тыва на 01.01.2017 г.

Проведенный ретроспективный анализ позволил выявить основные особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Республики Тыва, требующие решения в ближайшие годы.

Мероприятия по развитию энергетического комплекса Республики Тыва, разработанные, в том числе, на основании расчетов электрических режимов, а также сроки и стоимость их реализации приведены в томе 2 (для «Базового» варианта развития электроэнергетики Республики Тыва) и в томе 3 (для «Регионального» варианта).

2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕСПУБЛИКИ ТЫВА. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЫВИНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

2.1 Общая характеристика региона

Республика Тыва расположена в центре Азии на Юге Восточной Сибири, в верховьях реки Енисей. Площадь республики составляет 168,6 тыс. кв. км. Протяженность территории с севера на юг – 420 км, с запада на восток – 630 км.

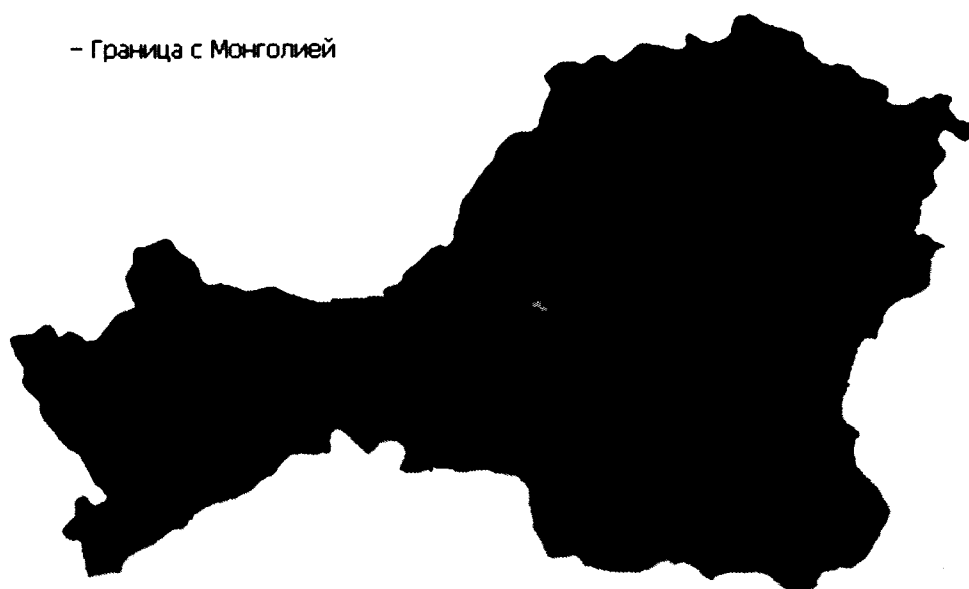
Тыва представляет собой гористый регион с чередованием горных хребтов и межгорных котловин. Около 80 % территории республики занимают горы, лишь оставшаяся ее часть – равнинные участки. Горы играют роль стены, изолирующей от внешних климатических изменений, определяя климат республики как резко-континентальный – морозная, безветренная зима, в котловинах малоснежная. Лето умеренно теплое в горах и жаркое в котловинах. Зимой температура воздуха обычно составляет от минус 30 до минус 40 °С, летом от 25 до 35 °С.

На юге и юго-востоке Республика Тыва граничит с Монгольской Народной Республикой, на северо-востоке с Иркутской областью, на северо-западе с Республикой Хакасия, на востоке с Республикой Бурятия, на западе с Республикой Алтай, на севере с Красноярским краем.

Республика Тыва является субъектом Российской Федерации, входит в состав Восточно-Сибирского экономического района и в Сибирский Федеральный округ Российской Федерации.

Республика Тыва делится на 2 городских округа (Кызыл и Ак-Довурак) и 17 муниципальных районов (кожуунов). Городские округа и районы подразделяются на 4 городских поселения и 120 сельских поселений (сумонов). К городским населенным пунктам также отнесены города Туран, Шагонар, Чадан и поселок городского типа – Каа-Хем. Населенные пункты размещаются в основном в центральной части республики и по р. Енисей.

На рисунке 2.1.1 представлена административная карта Республики Тыва.



- | | |
|-----------------------------|--------------------------|
| 1. Бай-Тайгинский кожуун | 10. Тандинский кожуун |
| 2. Барун-Хемчикский кожуун | 11. Тере-Хольский кожуун |
| 3. Дзун-Хемчикский кожуун | 12. Тес-Хемский кожуун |
| 4. Каа-Хемский кожуун | 13. Тоджинский кожуун |
| 5. Кызылский кожуун | 14. Улуг-Хемский кожуун |
| 6. Монгун-Тайгинский кожуун | 15. Чаа-Хольский кожуун |
| 7. Овюрский кожуун | 16. Чеди-Хольский кожуун |
| 8. Пий-Хемский кожуун | 17. Эрзинский кожуун |
| 9. Сут-Хольский кожуун | |

Рисунок 2.1.1 – Административная карта Республики Тыва

Территория Республики Тыва характеризуется низкой плотностью населения (1,86 чел. на 1 км²) и неравномерностью размещения городских и сельских населенных пунктов.

Столица Республики Тыва – город Кызыл с населением 116,0 тыс. человек (по состоянию на 01.01.2017 г.). Территория – 200,4 км², плотность населения составляет 578,8 человек на 1 км². В городе находятся пристань и аэропорт.

Численность постоянного населения Республики Тыва на 1 января 2017 года составила 318,6 тыс. человек, в том числе городское население – 54,0%, сельское – 46,0%. Из общей численности населения моложе трудоспособного возраста – 34,4%, трудоспособного возраста – 54,5%. Половозрастной состав выглядит следующим образом: мужчины – 47,9%; женщины – 52,1%. Численность населения Республики Тыва за период прошлых лет приведена в таблице 2.1.1.

Национальная структура населения Республики Тыва в основном состоит из тувинцев и русских. Кроме тувинцев и русских, в Республике живут хакасы (около 4 тыс. чел.), украинцы (примерно 2 тыс. чел.), буряты, татары, алтайцы, казахи и другие.

Таблица 2.1.1 – Численность населения Республики Тыва

В тыс. чел.

Год	2008	2009	2010	2011*	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Всё население	311,6	313,9	317,1	308,1	309,4	310,5	311,8	313,8	315,6	318,6
Городское	159,7	160,8	163,3	163,7	165,8	167,4	168,2	169,2	171,1	172,1
Сельское	151,9	153,1	153,7	144,4	143,6	143,1	143,6	144,6	144,5	146,5
* – снижение общей численности населения Республики Тыва в 2011 году относительно 2010 года связано с пересчетом численности по итогам Всероссийской переписи населения 2010 года										

В настоящее время в Республике Тыва функционируют автомобильный, водный и воздушный виды транспорта.

С общей автодорожной сетью Российской Федерации Республику связывают: автомобильная магистраль М-54 «Енисей» (Красноярск – Абакан – Кызыл – государственная граница с Республикой Монголия), дорога А-161 (Ак-Довурак – Абаза – Абакан). В пределах Республики Тыва развита сеть региональных и местных автомобильных дорог. Автомобильный транспорт является основным для Республики и играет важную роль в развитии экономики.

Республика Тыва имеет мощную водную систему протяженностью свыше 7000 км. Для судоходства используются только реки Большой Енисей (Бий-Хем) и Верхний Енисей (Улуг-Хем). Перевозками грузов занимаются 88 организаций и 350 предпринимателей.

Воздушный транспорт развит недостаточно. В столице Республики Тыва расположен аэродром гражданской авиации, обслуживающий грузопассажирские авиаперевозки. В настоящий момент пропускная способность пассажирского терминала — 250 пасс./час.

Железнодорожное сообщение отсутствует. Ближайшая железнодорожная станция находится в городе Абакане, в 400 км от города Кызыла.

Основные конкурентные преимущества Республики Тыва связаны с горнодобывающей, лесоперерабатывающей промышленностью, переработкой продукции сельского хозяйства, производством строительных материалов, лечебно-оздоровительным и туристическим комплексом.

В регионе выявлены месторождения каменных углей, черных, цветных, благородных и редких металлов, нерудного сырья, подземных питьевых и минеральных вод. Разведано 20 месторождений полезных ископаемых с утвержденными запасами. Тыва имеет благоприятные условия для развития топливно-энергетического комплекса. Ресурсный потенциал комплекса представлен крупными запасами коксующихся и энергетических каменных углей.

Основные запасы и ресурсы Республики Тыва, оцениваемые суммарно в 14,5 млрд. тонн сосредоточены в юрском Улуг-Хемском угольном бассейне. Около 95% запасов и ресурсов бассейна составляют особо ценные марки углей Жкокс и ГЖкокс, являющиеся

высококачественным сырьем для производства металлургического кокса. Условия отработки углей бассейна, за исключением разрабатываемого Каа-Хемского месторождения (63 млн. тонн категории А+В+С₁), – шахтные. Юрские угли установлены также в небольшом по размерам Чаданском угольном бассейне, где разведаны два месторождения, одно из которых – Чаданское (15 млн. тонн) разрабатывается открытым способом.

Наиболее крупное угледобывающее предприятие Республики Тыва – ООО «Тувинская горнорудная компания», которое ведет добычу каменного угля, в основном для топливно-энергетического снабжения республики.

По данным Министерства экономического развития и торговли Российской Федерации Республика Тыва относится к регионам с крайне низким уровнем развития и по валовому региональному продукту входит в последнюю десятку из 83 субъектов Российской Федерации.

2.2 Характеристика Тувинской энергосистемы

Крупными предприятиями энергетической отрасли Республики Тыва являются филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «МЭС Сибири», ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго», ООО «Сибирская генерирующая компания», ООО «ТГРК», АО «Тываэнергосбыт», ГУП РТ «Ак-Довуракэнерго», ГУП РТ «Шагонартепло», ГУП РТ «Хову-Аксытепло».

Функции энергосбытовой деятельности энергетической отрасли Республики Тыва осуществляет предприятие АО «Тываэнергосбыт», которое было создано в результате реформирования АО «Тываэнерго». В настоящее время предприятие АО «Тываэнергосбыт» осуществляет покупку электроэнергии и её реализацию потребителям на территории Республики Тыва.

Функции передачи и распределения электроэнергии осуществляет филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «МЭС Сибири» и ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго».

Предприятие филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «МЭС Сибири» осуществляет эксплуатацию и обслуживание системообразующих электрических сетей напряжением 220 кВ и ПС 110 кВ Хандагайты на территории Республики Тыва.

ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго» осуществляет эксплуатацию и обслуживание электрических сетей 0,4-110 кВ на территории Республики Тыва, за исключением приграничной с энергосистемой Республики Монголия ПС 110 кВ Хандагайты и ВЛ 110 кВ на Улангом (через госграницу), принадлежащих филиалу ПАО ФСК ЕЭС» – «МЭС Сибири». ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго» обслуживает территорию площадью 110,3 тыс. км². Протяжённость линий электропередачи 0,4-110 кВ составляет 8097,96 км. Основное оборудование включает в себя 35 подстанций напряжением 35-110 кВ и 1190 подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ.

Основными электрогенерирующими мощностями Республики Тыва являются Кызылская ТЭЦ (АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»), ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» (выведена из эксплуатации с 01.07.2017 г.) и дизельные электростанции.

Производство электрической энергии на Кызылской ТЭЦ осуществляется в небольших объемах для обеспечения собственных нужд, основным видом деятельности является производство тепловой энергии для снабжения теплом города Кызыл. Установленная электрическая мощность Кызылской ТЭЦ – 17 МВт.

На территории Республики Тыва функционируют 12 дизельных электростанций (ДЭС) в следующих населенных пунктах: с. Тоора-Хем, с. Хам-Сара, с. Мугур-Аксы, с. Ырбан, с. Кунгуртуг, с. Сыстыг-Хем, с. Качык, с. Кызыл-Хая, с. Балыктыг, с. Хут, с. Севи и с. Сизим. Суммарная установленная мощность дизельных электростанций составляет порядка 7 МВт. На большинстве ДЭС доля износа составляет более 50%. ДЭС играют важную роль в обеспечении электроэнергией отдалённых кожуунов Республики.

Для частичной ликвидации возможного энергодефицита в послеаварийных режимах, вероятность возникновения которого начала рассматриваться в Тувинской ЭС после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, в 2010 году компанией ПАО «ФСК ЕЭС» введена в эксплуатацию

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

мобильная газотурбинная электрическая станция обособленное подразделение «Мобильные ГТЭС Тыва» мощностью 22,5 МВт. В июне 2012 года состоялся пуск в эксплуатацию второй мобильной газотурбинной электрической станции мощностью 22,5 МВт, находящейся также на площадке вблизи ПС 220 кВ Кызылская. Таким образом, суммарная электрическая мощность ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» в 2012 году составила 45 МВт. В 2013 году была выведена из эксплуатации одна станция мощностью 22,5 МВт, на конец 2016 года установленная мощность ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» составила 22,5 МВт. С 01.07.2017 г. МГТЭС выведена из эксплуатации.

Энергосистема Республики Тыва является энергодефицитной, собственная выработка электроэнергии (39 млн кВт.ч в 2016 году) не позволяет покрыть существующие потребности в объеме 808 млн кВт.ч. (потребление электрической энергии за 2016 год).

Средняя степень износа электроэнергетических объектов составляет более 80%, большая часть электрических подстанций оснащены оборудованием, которое полностью выработало свой ресурс, их работа осуществляется в предельно допустимом режиме.

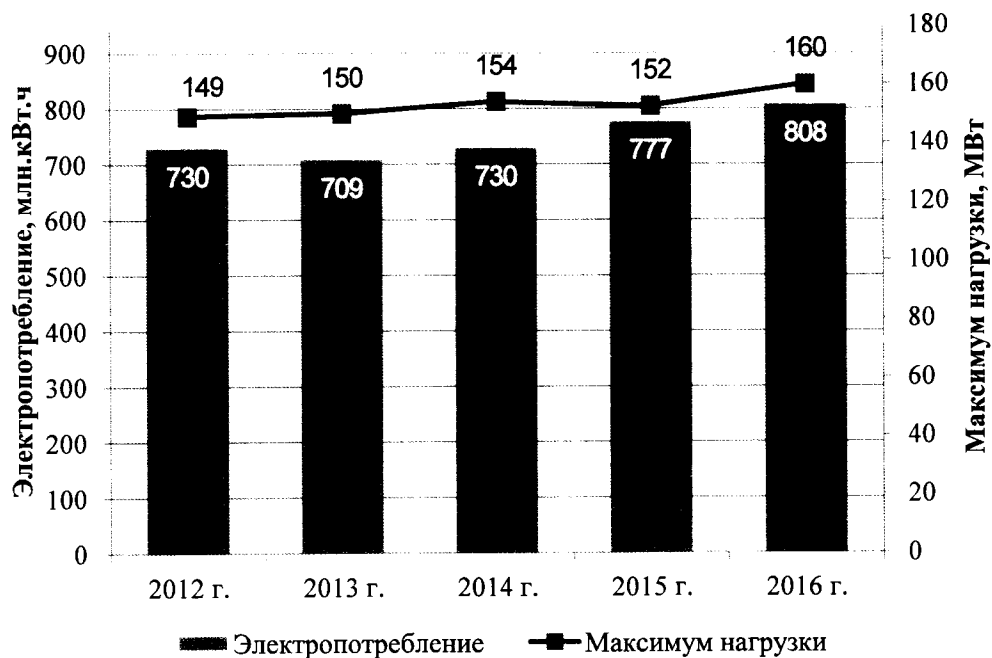
3 АНАЛИЗ БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ ТЫВИНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗА 2012-2016 ГГ.

3.1 Динамика уровней электропотребления энергосистемы и крупных узлов нагрузки

Энергосистема Республики Тыва по уровню электропотребления замыкает список из одиннадцати энергосистем по ОЭС Сибири. Доля годового потребления электроэнергии Тывинской ЭС составляет менее 1% от суммарного потребления ОЭС. Динамика потребления электрической энергии и среднегодовых темпов прироста электропотребления энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012-2016 гг. представлена в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

**Таблица 3.1 – Динамика электропотребления энергосистемы Республики Тыва
за отчетный период 2012-2016 гг.**

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2012-2016
Электропотребление, млн. кВт.ч	730	709	730	777	808	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт.ч	-	-21	21	47	31	78
Среднегодовые темпы прироста, %	-	-2,82	2,92	6,48	3,98	2,58



**Рисунок 3.1 – Динамика электропотребления и максимума нагрузки
энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012-2016 гг.**

За отчетный период 2012-2016 гг. произошел рост электропотребления с 730 млн. кВт.ч. до 808 млн. кВт.ч. (на 78 млн.кВт.ч). Среднегодовые темпы прироста электропотребления составили 2,6%, при этом за период 2012-2016 гг. прирост электропотребления составил 11%. Наибольший прирост электропотребления наблюдался в 2015 году и произошел в связи с присоединением новых потребителей (население и мелкомоторная нагрузка), а также за счет увеличения потребления компанией ООО «УК «Межегейуголь».

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Внутригодовая динамика электропотребления за отчетный период 2012 – 2016 гг. приведена на рисунке 3.2 и в таблице 3.2.

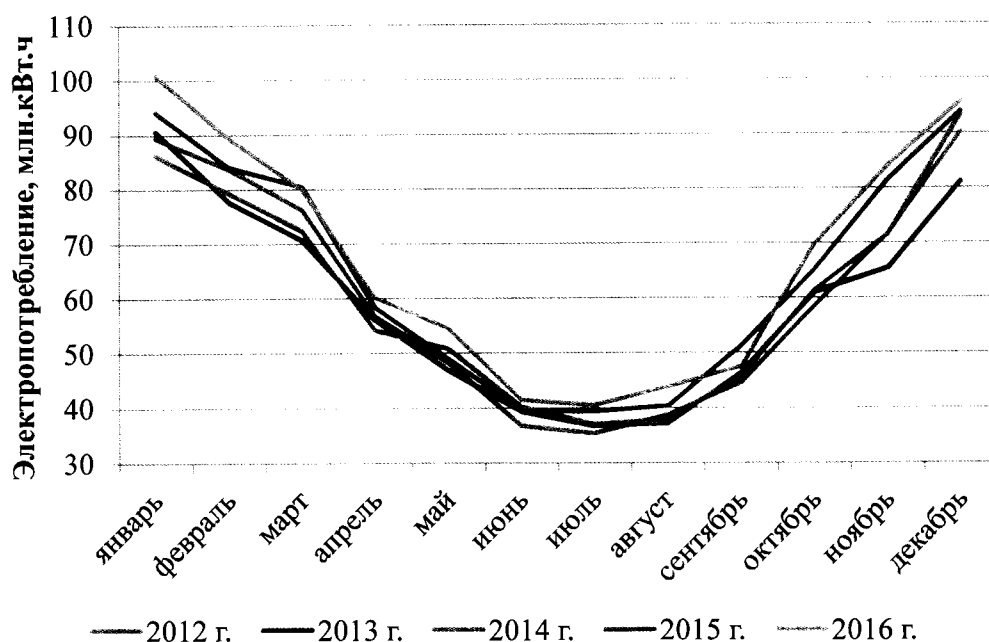


Рисунок 3.2 – Внутригодовая динамика электропотребления энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012 – 2016 гг.

Таблица 3.2 – Внутригодовая динамика электропотребления энергосистемы Республики Тыва за 2012 - 2016 гг.

В млн. кВт.ч

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Всего за год
2012	89,4	83,7	76,3	56,7	48,3	36,8	35,3	38,7	44,5	58,5	71,6	90,1	730
то же в %	12,2	11,5	10,5	7,8	6,6	5,0	4,8	5,3	6,1	8,0	9,8	12,3	100
2013	90,6	77,7	70,7	56,1	46,9	39,4	36,8	37,2	46,4	61	65,4	81,1	709
то же в %	12,8	11,0	10,0	7,9	6,6	5,6	5,2	5,2	6,5	8,6	9,2	11,4	100
2014	86,2	79,3	72,4	54,2	50,8	40,2	37	37,8	45,8	61,4	71,5	93,3	730
то же в %	11,8	10,9	9,9	7,4	7,0	5,5	5,1	5,2	6,3	8,4	9,8	12,8	100
2015	94,1	84,1	80,5	58,4	49	39,6	39,4	40,3	51,3	65,2	81,5	93,9	777
то же в %	12,1	10,8	10,4	7,5	6,3	5,1	5,1	5,2	6,6	8,4	10,5	12,1	100
2016	100,9	89,4	80,0	60,2	54,5	41,5	40,5	43,8	47,5	69,8	84,1	95,7	808
то же в %	12,5	11,1	9,9	7,5	6,7	5,1	5,0	5,4	5,9	8,6	10,4	11,8	100

Годовые графики электропотребления характеризуются ярко выраженным сезонным спадом электропотребления в июне-июле месяце до величины 4,8-5,2 % от величины годового электропотребления. Максимум электропотребления наблюдается январе-декабре и составляет 12,1-12,8 % от величины годового электропотребления.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Динамика максимальных электрических нагрузок энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012-2016 гг. представлена в таблице 3.3 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.3 – Динамика максимальных электрических нагрузок энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012 – 2016 гг.

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2012-2016 гг.
Собственный максимум нагрузки, МВт	149	150	154	152	160	-
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-	1	4	-2	8	11
Среднегодовые темпы прироста, %	-	0,67	2,67	-0,98	4,92	1,80
Число часов использования максимума нагрузки, час/год	4899	4729	4740	5097	5051	-
Дата прохождения собственного максимума нагрузки	31.12	09.01	05.12	05.02	13.01	-

Максимум нагрузки энергосистемы Республики Тыва в 2016 г. по сравнению с 2012 г. вырос на 11 МВт и составил 160 МВт. В течение рассматриваемого ретроспективного периода наблюдалась положительная динамика максимума нагрузки, за исключением, 2015 года, когда было зафиксировано снижение на 2 МВт по сравнению с предыдущим годом.

Ход месячных максимумов нагрузки энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012 – 2016 гг. приведен на рисунке 3.3 и в таблице 3.4.

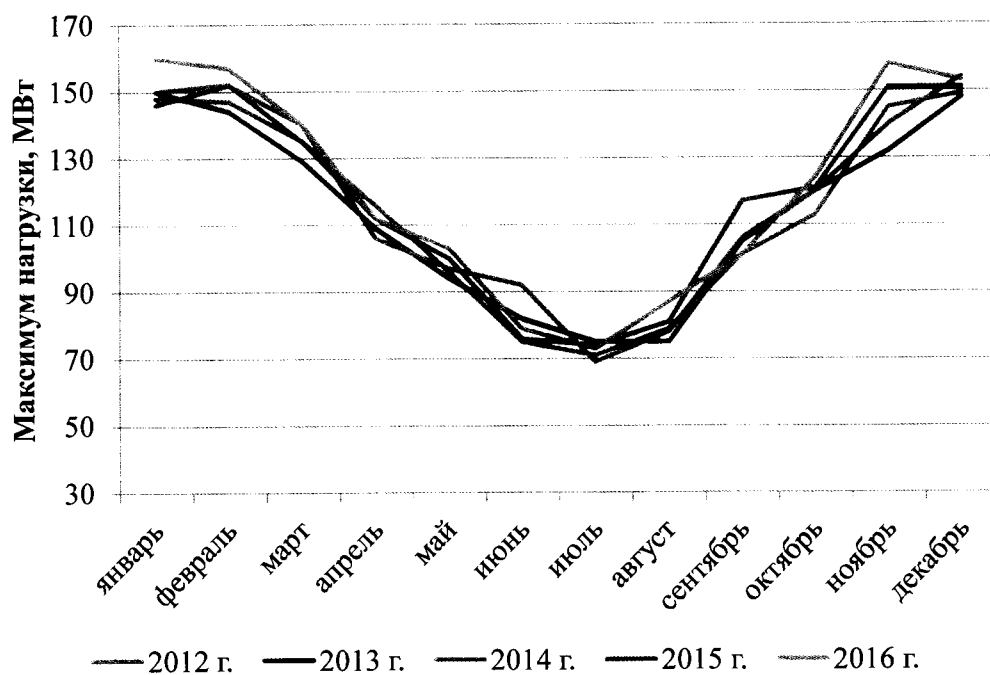


Рисунок 3.3 – Ход месячных максимумов нагрузки энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012 – 2016 гг.

Таблица 3.4 – Ход месячных максимумов нагрузки энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012 – 2016 гг.

В МВт

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2012	148	147	135	116	96	75	71	79	101	113	145	149
о.е.	0,99	0,99	0,84	0,78	0,64	0,50	0,48	0,53	0,68	0,76	0,97	1,00
2013	150	144	129	109	94	82	75	75	105	120	132	148
о.е.	1,00	0,96	0,86	0,73	0,63	0,55	0,50	0,50	0,70	0,80	0,88	0,99
2014	150	152	140	106	97	92	69	78	106	120	140	154
о.е.	0,97	0,99	0,91	0,69	0,63	0,60	0,45	0,51	0,69	0,78	0,91	1,00
2015	146	152	135	112	100	76	74	81	117	121	151	151
о.е.	0,95	1,00	0,88	0,73	0,65	0,50	0,48	0,53	0,76	0,79	0,99	0,99
2016	160	157	140	112	103	79	73	87	101	124	158	153
о.е.	1,00	0,98	0,88	0,70	0,64	0,49	0,46	0,54	0,63	0,78	0,99	0,96

За отчетный период 2012-2016 гг. максимум нагрузки потребителей Тывинской энергосистемы наблюдался с декабря по февраль месяц. Минимальные нагрузки наблюдались в июле месяце всех лет отчетного периода (в размере от 0,45 в 2014 г. до 0,5 в 2013 г. от собственного годового максимума нагрузки).

Динамика нагрузки крупных энергоузлов в максимуме нагрузки энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012-2016 гг. представлена в таблице 3.5.

В качестве крупных энергоузлов нагрузки энергосистемы были выделены:

- Район ПС 220 кВ Кызылская;
- Район ПС 220 кВ Туран;
- Район ПС 220 кВ Чадан;
- Район ПС 220 кВ Ак-Довурак.

Таблица 3.5 – Динамика нагрузки крупных энергоузлов в максимуме нагрузки энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012-2016 гг.

Наименование энергоузла	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Район ПС 220 кВ Кызылская					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	106	108	110	109	113
То же, в о.е.	0,71	0,72	0,72	0,72	0,71
Район ПС 220 кВ Туран					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	8	8	8	9	9
То же, в о.е.	0,05	0,05	0,05	0,06	0,05
Район ПС 220 кВ Чадан					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	19	18	20	18	22
То же, в о.е.	0,13	0,12	0,13	0,12	0,14
Район ПС 220 кВ Ак-Довурак					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	16	16	16	16	16
То же, в о.е.	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10
Всего по энергосистеме					
Максимум нагрузки, МВт	149	150	154	152	160

3.2 Структура электропотребления Тывинской энергосистемы. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии на территории Республики Тыва

Таблица 3.6 – Структура электропотребления энергосистемы Республики Тыва по видам экономической деятельности за 2012-2016 гг.

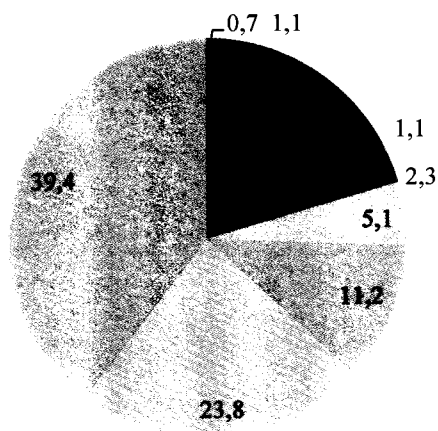
Наименование показателя	2012 год		2013 год		2014 год		2015 год		2016 год	
	млн. кВт.ч.	в %	млн. кВт.ч.	в %	млн. кВт.ч.	в %	млн. кВт.ч.	в %	млн. кВт.ч.	в %
Всего потреблено электроэнергии*	717,9	100,0	729,3	100,0	716,6	100,0	765,4	100,0	816,0	100,0
Потреблено организациями всех видов экономической деятельности, в т.ч.:	264,3	36,8	286,1	39,2	279,5	39,0	317,8	41,5	335,9	41,2
сельское хозяйство, охота и рыболовство, лесное хозяйство	5,0	0,7	7,3	1,0	8,5	1,2	8,3	1,1	8,7	1,1
добыча полезных ископаемых	27,3	3,8	29,0	4,0	33,3	4,7	65,3	8,5	84,3	10,3
обрабатывающие производства	8,3	1,1	9,3	1,3	10,1	1,4	9,4	1,2	12,1	1,5
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	82,2	11,5	77,6	10,6	71,6	10,0	71,0	9,3	65,3	8,0
строительство	7,7	1,1	5,1	0,7	6,5	0,9	14,5	1,9	7,2	0,9
транспорт и связь	16,2	2,3	32,6	4,5	28,6	4,0	29,2	3,8	29,0	3,6
предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	37,0	5,1	42,8	5,9	40,2	5,6	40,4	5,3	49,3	6,0
прочие виды экономической деятельности	80,6	11,2	82,4	11,3	80,6	11,2	79,6	10,4	79,9	9,8
Потреблено населением, в т.ч.:	170,9	23,8	174,8	24,0	179,4	25,0	178,3	23,3	198,1	24,3
сельским	66,6	9,3	68,1	9,3	68,6	9,6	71,2	9,3	71,8	8,8
городским	104,3	14,5	106,7	14,6	110,8	15,5	107,1	14,0	126,3	15,5
Потери в электрических сетях	282,7	39,4	268,4	36,8	257,7	36,0	269,3	35,2	282,0	34,6

* Потребление электроэнергии приведено по данным Управления Федеральной службы государственной статистики по Красноярскому краю, Республике Хакасия и Республике Тыва (письмо №СО-26-01/435-ИС-дсп от 23.05.2017 г.)

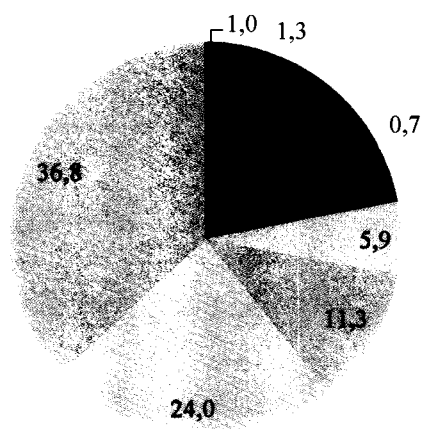
001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

- Сельское хозяйство, охота и рыболовство, лесное хозяйство
- Добыча полезных ископаемых
- Обрабатывающие производства
- Производство и распределение электроэнергии, газа и воды
- Строительство
- Транспорт и связь
- Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг
- Прочие виды экономической деятельности
- Потреблено населением
- Потери в электрических сетях

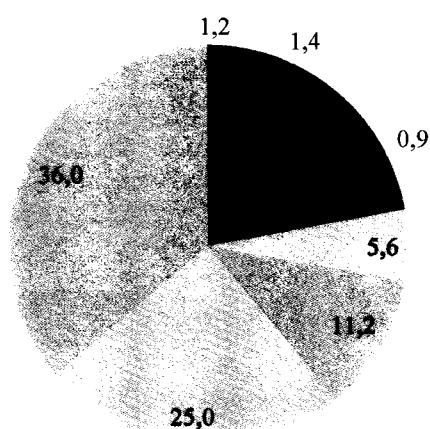
2012 год



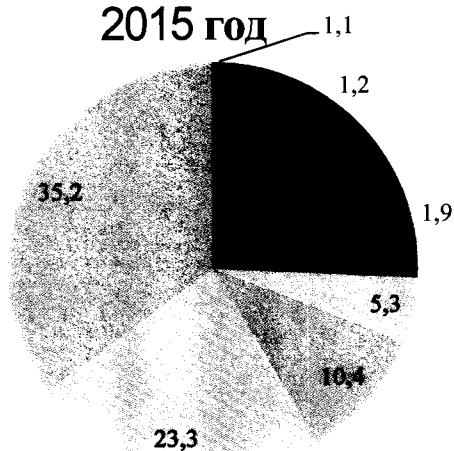
2013 год



2014 год



2015 год



2016 год

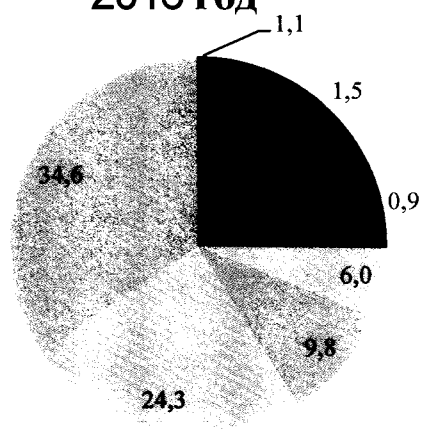


Рисунок 3.4 - Структура электропотребления энергосистемы Республики Тыва по видам экономической деятельности за 2012 – 2016 гг.

Как видно из таблицы 3.6 и рисунка 3.4, наибольшую долю в электропотреблении энергосистемы Республики Тыва составляют потери в электрических сетях. При этом, доля потерь в общем потреблении энергосистемы ежегодно снижалась от величины 39,4% в 2012 году до 34,6% в 2016 году.

Потребление электроэнергии населением составляло 23,3-25% от суммарного электропотребления энергосистемы. Городским населением потребляется порядка 14-15,5%, а сельским – 8,8-9,6%.

Потребление электроэнергии организациями всех видов экономической деятельности стабильно росло в течение рассматриваемого периода с 264,3 млн.кВт.ч. (36,8%) в 2012 г. до 335,9 млн.кВт.ч. (41,2%) в 2016 г. Данный прирост в большей степени обеспечен значительным ростом расхода электроэнергии на добычу полезных ископаемых (на 57 млн.кВт.ч.) – с 27,3 млн.кВт.ч. (3,8%) в 2012 г. до 84,3 млн.кВт.ч. (10,3%) в 2016 г. Это обусловлено началом добычи угля компанией ООО «УК «Межегейуголь», увеличением объемов добычи существующими предприятиями.

Расход электроэнергии на производство и распределение электроэнергии, газа и воды ежегодно снижался с 82,2 млн.кВт.ч. (11,5%) в 2012 г. до 65,3 млн.кВт.ч. (8%) в 2016 г.

Самую низкую долю в структуре общего электропотребления составили потребители сферы строительства, сельского хозяйства и обрабатывающие производства (1,1 %, 0,7 % и 1,1% в 2012 г. и 0,9 %, 1,1 % и 1,5% в 2016 г. соответственно).

Потребителями прочих видов экономической деятельности было потреблено 80,6 млн. кВт.ч в 2012 г. и 79,9 млн. кВт.ч в 2016 г., что составило 11,2% в 2013 г. и 9,8 % в 2016 г. от общего электропотребления.

Анализ структуры электропотребления показывает, что большая часть электропотребления приходится на потери в электрических сетях и потребление населением. Наибольшую часть потерь занимают коммерческие потери, ввиду хищений электроэнергии, недостаточной обеспеченности приборами учета. Также величина потерь объясняется высокой протяженностью сетей и высоким износом электросетевого хозяйства, большая часть ВЛ 35-110 кВ отработали более половины нормативного срока и требуют проведения восстановительных работ. При этом, в течение рассматриваемого ретроспективного периода наблюдалась положительная динамика по снижению потерь в сетях – в 2016 году доля потерь была на 4,8% ниже, чем в 2012 году.

Не смотря на то, что за последние 5 лет наблюдался рост расхода электроэнергии на добычу полезных ископаемых и обрабатывающие производства, суммарно на долю этих секторов в 2016 году пришлось 11,8% от общего электропотребления энергосистемы. Незначительная доля секторов обрабатывающего производства и добычи полезных ископаемых в Республике Тыва, которая располагает богатейшими природными ресурсами, обусловлена низким уровнем освоения месторождений полезных ископаемых, сдерживающим фактором является отсутствие железнодорожных сообщений, нехватка автотранспортных связей с восточной частью Республики и соседними регионами.

Объемы потребления электроэнергии и мощности крупными потребителями энергосистемы Республики Тыва за 2016 г. представлены в таблице 3.7.

**Таблица 3.7 – Потребление электроэнергии и мощности крупных потребителей
Тывинской энергосистемы за 2016 г.**

№	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн. кВт.ч	Максимум нагрузки, МВт
1	ООО «УК «Межегейуголь»*	г.Кызыл, ул.Интернациональная	Добыча угля	29,0	6,1
2	ООО «Тувинская горнорудная компания» Каа-Хемский участок	Кызылский кожуун, п. г. т. Каа-Хем, ул. Угольная	Добыча угля	8,4	1,7
3	ООО «Тувинская горнорудная компания» Чаданский участок	Кызылский кожуун, п. г. т. Каа-Хем, ул. Угольная	Добыча угля	3,2	0,6
4	ООО «Тардан Голд»*	г. Кызыл, ул. Пушкина, 68	Добыча руд и песков драгоценных металлов	9,9	1,39
5	ГУП РТ «УК ТЭК 4»*	г. Кызыл, ул. Калинина, 11	Производство, передача и распределение пара и горячей воды (тепловой энергии)	7,8	н/д
6	ГУП РТ «Ак-Довуракэнерго»*	г. Ак-Довурак, ул. Заводская, 1	Производство, передача и распределение тепловой энергии	4,5	1,6
7	ОАО «Тывасвязьинформ»*	г. Кызыл, ул. Кочетова, 53	Обеспечение телерадиовещания	3,5	н/д
8	ООО «Водопроводно-канализационные системы»*	г. Кызыл, ул. Баянкольская, 5а	Обеспечение предприятий и населения водой	3,2	н/д
9	ФГУП «РТРС»*	г. Кызыл, ул. Островского, 2, п/я 6	Обеспечение телерадиовещания	3,0	н/д
10	ГУП РТ «Шагонартепло»*	Улуг-Хемский кожуун, ул. Рабочая, 32	Отпуск и распределение тепловой энергии	1,9	н/д
11	ООО Горно-обогатительный комбинат «Тувинские минералы»*	г. Ак-Довурак, ул. Центральная, 1	Добыча асбеста, добыча и обогащение горных пород, содержащих графит и прочие полезные ископаемые	0,8	0,1
* данные об отчетном электропотреблении предоставлены Заказчиком					

Суммарная доля крупных потребителей от общего объема электропотребления энергосистемы Республики Тыва составляет порядка 9%.

3.3 Структура установленной электрогенерирующей мощности. Состав электростанций. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Установленная мощность электростанций единичной мощностью 5 МВт и выше Республики Тыва в зоне действия Тывинской энергосистемы на 01.01.2017 г. составила 39,5 МВт, из которых 17 МВт или 43% установлено на Кызылской ТЭЦ (АО «Кызылская ТЭЦ» входит в состав ООО «Сибирская генерирующая компания»), 22,5 МВт или 57% размещено на мобильной ГТЭС (ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» в составе АО «Мобильные ГТЭС» – 100-процентного дочернего общества ПАО «ФСК ЕЭС»).

В декабре 2009 года на объекте филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети (МЭС) Сибири – подстанции 220 кВ Кызылская была размещена и введена в эксплуатацию мобильная ГТЭС установленной мощностью 22,5 МВт. Установка мобильной электростанции была необходима в качестве дополнительной меры по повышению надежности энергоснабжения потребителей Тывинской энергосистемы, где в результате аварии на Саяно-Шушенской ГЭС возник риск нарушения электроснабжения. Передвижная электростанция перемещена в Кызыл с действующей площадки вблизи подстанции 110 кВ Новосырово (Московская область). Включение и выключение электростанции происходит по команде диспетчера АО «СО ЕЭС» в случае резкого увеличения нагрузки на энергосистему. В мае 2012 года была введена вторая мобильная ГТЭС установленной мощностью 22,5 МВт на подстанции 220 кВ Кызылская. В 2013 г. одна мобильная ГТЭС мощностью 22,5 МВт была демонтирована.

Динамика установленных и располагаемых мощностей электростанций Тывинской энергосистемы за отчетный период 2012-2016 гг. приведена в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Установленные и располагаемые мощности электростанций Тывинской энергосистемы в отчетный период 2012-2016 гг.

Наименование электростанций	В МВт									
	2012г.		2013г.		2014г.		2015г.		2016г.	
	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.
Кызылская ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»)	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»	45,0	43,6	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
Итого по электростанциям Тывинской энергосистемы	62,0	60,6	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5
Примечание: – установленные и располагаемые мощности электростанций показаны по состоянию на конец года										

Замена, реконструкция либо модернизация оборудования на электростанциях за отчетный период не производилась.

Изменение установленной и располагаемой мощности Тывинской энергосистемы в период 2012-2016 гг. происходило за счет демонтажа одной мобильной ГТЭС мощностью 22,5 МВт в 2013 г.

Структура установленных и располагаемых мощностей электростанций Тывинской энергосистемы в период 2012-2016 гг. в относительных единицах с распределением по собственникам представлена в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Установленные и располагаемые мощности электростанций Тывинской энергосистемы в относительных единицах в период 2012-2016 гг.

В %

Наименование электростанций	2012г.		2013г.		2014г.		2015г.		2016г.	
	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.
Кызылская ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»)	27,4	28,1	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» (АО «Мобильные ГТЭС»)	72,6	71,9	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
Всего по электростанциям	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Ограничения установленной электрической мощности на электростанциях Тывинской энергосистемы в период 2012-2016 гг. отсутствуют.

В таблице 3.10 приведен состав и состояние парка турбинного оборудования электростанций Тывинской энергосистемы по состоянию на 01.01.2017 г.

Таблица 3.10 – Состав и состояние парка турбинного оборудования электростанций Тывинской энергосистемы по состоянию на 01.01.2017 г.

Ст. №	Тип (марка турбины)	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Выработка электро-энергии в отчетном году, тыс. кВт.ч
Кызылская ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»)					
2	К-2,5-35	Завод им Ленина, ЧССР	1959	2,5	9645
3	К-2,5-35	Завод им Ленина, ЧССР	1963	2,5	2302
4	К-6-35	Калужский турбинный завод	1965	6,0	7727
5	К-6-35	Калужский турбинный завод	1969	6,0	19270
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»					
1	Передвижная газотурбинная установка блочного типа FT8-3 MOBILEPAC	Pratt & Whitney Power Systems, CIS	2009	22,5	1909

Следует подчеркнуть, что на Кызылской ТЭЦ установлены турбины только конденсационного типа.

В таблице 3.11 показан состав и состояние парка котельного оборудования электростанций Тывинской энергосистемы на 01.01.2017 г.

**Таблица 3.11 – Состав и состояние парка котельного оборудования электростанций
Тывинской энергосистемы по состоянию на 01.01.2017 г.**

Ст. №	Тип котла	Завод-изготовитель	Дата ввода	Параметры пара		Производи-тельность, т/ч	Вид топлива
				Давление, кгс/см ²	Темпе-ратура, °С		
Кызылская ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»)							
9	БКЗ-75-39ФБ	ООО "Котельный завод БелЭнергоМаш", г. Белгород	1980	39	440	75	Каменный уголь
10	БКЗ-75-39ФБ	ПО "Красный котельщик" г. Таганрог	1981	39	440	75	Каменный уголь
11	БКЗ-75-39ФБ	ПО "Красный котельщик" г. Таганрог	1983	39	440	75	Каменный уголь
12	БКЗ-75-39ФБ	ПО "Красный котельщик" г. Таганрог	1983	39	440	75	Каменный уголь
13	БКЗ-75-39ФБ	ООО "Котельный завод БелЭнергоМаш", г. Белгород	1984	39	440	75	Каменный уголь
14	БКЗ-75-39ФБ	ООО "Котельный завод БелЭнергоМаш", г. Белгород	1989	39	440	75	Каменный уголь

В таблице 3.12 показан состав и состояние генераторного оборудования электростанций по состоянию на 01.01.2017 г.

**Таблица 3.12 – Состав и состояние генераторного оборудования электростанций
Тывинской энергосистемы по состоянию на 01.01.2017 г**

Ст. №	Тип генератора	Завод-изготовитель	Дата ввода	Напряжение, кВ	Мощность, МВт
Кызылская ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»)					
2	4Н-5060/2	Завод им. Ленина, в Пильзенск ЧССР	1959	6,3	2,5
3	4Н-5060/2	Завод им. Ленина, в Пильзенск ЧССР	1963	6,3	2,5
4	T2-6-2	ООО «Электротяжмаш-Привод» г. Лысьва	1965	6,3	6
5	T2-6-2	ООО «Электротяжмаш-Привод» г. Лысьва	1969	6,3	6
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва					
1	BDAX62.170ER	Brush Electrical Machines	2009	10,5	22,5

В связи с тем, что единственным источником электроснабжения в энергосистеме является Кызылская ТЭЦ (включение и выключение электростанции ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» происходит только в случае резкого увеличения нагрузки на энергосистему) в работе приводятся показатели выработки электроэнергии Кызылской ТЭЦ за отчетный период 2012-2016 гг. Структура выработки Кызылской ТЭЦ за отчетный период представлена в таблицах 3.13, 3.14.

**Таблица 3.13 – Выработка электроэнергии Кызылской ТЭЦ
в отчетный период 2012-2016 гг.**

В млн.кВт.ч					
Показатель	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016 г.
Годовая выработка электроэнергии	42,689	35,961	33,983	34,473	38,944
Расход электроэнергии на собственные нужды	37,837	34,896	32,790	32,300	31,104
- на выработку электроэнергии	2,903	2,446	2,311	2,344	2,648
- на отпуск теплоэнергии	34,934	32,450	30,479	29,956	28,456
Отпуск электроэнергии	4,852	1,065	1,193	2,173	7,84

**Таблица 3.14 – Структура выработки электроэнергии Кызылской ТЭЦ
в отчетный период 2012-2016 гг.**

В %					
Показатель	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
Годовая выработка электроэнергии.	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	88,6	97,0	96,5	93,7	79,9
- на выработку электроэнергии	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
- на отпуск теплоэнергии	81,8	90,2	89,7	86,9	73,1
Отпуск электроэнергии	11,4	3,0	3,5	6,3	20,1

Как видно из таблицы 3.13, в целом с 2012 по 2016 год годовая выработка Кызылской ТЭЦ снизилась на 3,745 млн.кВт.ч или на 8,8%.

На территории Республики Тыва функционируют также дизельные электростанции в отдаленных районах, которые не входят в состав Тывинской энергосистемы и в работе не рассматриваются.

3.4 Характеристика балансов электроэнергии и мощности Республики Тыва за 2012 – 2016 гг.

В таблице 3.15 приведен баланс мощности Тывинской энергосистемы за период 2012-2014 гг. на час максимума нагрузки ОЭС Сибири, за период 2015 – 2016 гг. на час собственного максимума нагрузки энергосистемы.

**Таблица 3.15 – Баланс мощности энергосистемы Республики Тыва
за отчетный период 2012 – 2016 гг.**

В МВт					
Наименование показателей	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	145	147	133	152,5	159,7
Экспорт в МР	13	14	14	26,9	20,2
ИТОГО потребность	158	161	147	179,4	179,9
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность, в т. ч.	62	62	39,5	39,5	39,5
Кызылская ТЭЦ	17	17	17	17	17
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»	45	45	22,5	22,5	22,5

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Окончание таблицы 3.15

Наименование показателей	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Располагаемая мощность, в т. ч.	60,6	60,6	39,5	39,5	39,5
Кызылская ТЭЦ	17	17	17	17	17
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»	43,6	43,6	22,5	22,5	22,5
Мощность участия в максимуме нагрузки	8	8	6	16,7	6,7
Получение мощности из смежных энергосистем	150	153	141	162,7	173,2
Фактический резерв мощности	52,6	52,6	33,5	22,8	32,8
То же в % к максимуму нагрузки	36,3%	35,8%	25,2%	15%	20,5%

Потребность в электрической мощности Тывинской энергосистемы складывается из потребления мощности собственными потребителями, а также из межгосударственного перетока мощности в Монголию. В период 2012-2016 гг. максимум нагрузки потребителей Тывинской энергосистемы находился в диапазоне от 133 до 159,7 МВт, что обусловлено вариативностью уровня электропотребления и температурой окружающей среды. Переток мощности в Монголию за 2012-2016 гг. находился в диапазоне 13 – 28 МВт, при этом за 2014 и 2016 годы переток в Монголию принят по зимнему контрольному замеру соответственно на 17.12.2014 15-00 мск и 21.12.2016 15-00 мск.

Располагаемая мощность Кызылской ТЭЦ на протяжении всего рассматриваемого периода составляла 17 МВт. С 2010 г. в составе энергосистемы учитывается ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» мощностью 22,5 МВт. С 2012 г. была введена вторая мобильная газотурбинная электрическая станция мощностью 22,5 МВт, в 2013 г. - одна мобильная ГТЭС мощностью 22,5 МВт была демонтирована. Суммарная электрическая мощность ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» в час максимума нагрузки 2013 г. составляла 45 МВт, в 2014 - 2016 гг. – 22,5 МВт. Необходимо отметить, что в покрытии максимума нагрузки Тывинской ЭС в час максимума нагрузки потребителей ОЭС Сибири участвует только Кызылская ТЭЦ с мощностью от 6 МВт до 10 МВт и покрывает всего порядка 5-7 % от общей потребности в мощности. В 2015 г. в покрытии собственного максимума нагрузки потребителей Тывинской энергосистемы Кызылская ТЭЦ участвовала мощностью 6,6 МВт, а мобильная газотурбинная станция мощностью 10,1 МВт.

Как видно из таблицы 3.15, баланс мощности Тывинской энергосистемы за весь отчетный период 2012-2016 гг. складывался дефицитно. Дефицит Тывинской энергосистемы покрывался за счет перетоков мощности из Хакаской и Красноярской ЭС. В период 2012-2016 гг. суммарное получение мощности Тывинской ЭС из других энергосистем находилось в диапазоне 150-173,2 МВт.

В 2012-2013 гг. величина фактического резерва мощности в Тывинской энергосистеме составляла около 37% от максимума нагрузки. В 2014 - 2016 гг. фактический резерв снизился в связи с демонтажем мобильной ГТЭС к концу 2013 г. При этом в 2015 г. он составил минимальное значение 14% в связи с участием мобильной ГТЭС в покрытии максимума нагрузки.

Анализ балансов мощности Тывинской энергосистемы за 2012-2016 гг. показал, что регион полностью зависим от поставок электрической мощности из Хакаской и Красноярской ЭС, следовательно, существует необходимость разработки комплекса мер по повышению энергобезопасности Республики Тыва.

Балансы электроэнергии Тывинской энергосистемы за отчетный период 2012-2016 гг. приведены в таблице 3.16.

**Таблица 3.16 – Баланс электрической энергии Тывинской энергосистемы
за отчетный период 2012 – 2016 гг.**

В млн.кВт.ч					
Наименование показателей	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Электропотребление	730	709	730	777	808
Экспорт в МР	84	87	101	106	97
ИТОГО потребность	814	797	831	884	905
ПОКРЫТИЕ					
Выработка, в т. ч.	44	36	44	36	39
Кызылская ТЭЦ	43	36	34	34	39
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»	1,3	0,3	9,8	1,9	0,4
Получение электроэнергии - всего, в т.ч.	770	760	787	847	866
из Хакассской энергосистемы	361	281	296	314	288
из Красноярской энергосистемы	409	480	492	533	577
<i>Число часов использования (ЧЧИ) располагаемой мощности ТЭС (час/год), в т.ч.:</i>	<i>709</i>	<i>585</i>	<i>1108</i>	<i>921</i>	<i>995</i>
<i>Кызылская ТЭЦ</i>	<i>2511</i>	<i>2115</i>	<i>2011</i>	<i>2028</i>	<i>2288</i>
<i>ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»</i>	<i>28</i>	<i>7</i>	<i>439</i>	<i>85</i>	<i>16</i>

Анализ балансов электроэнергии Тывинской энергосистемы показывает, что за весь рассматриваемый период баланс складывался дефицитно, при этом дефицит покрывался за счет перетоков электроэнергии из Хакассской и Красноярской энергосистем. Тывинская ЭС также осуществляла экспорт электроэнергии в Монголию, величина которого составляла порядка 84-106 млн.кВт.ч в год.

Суммарный прирост электропотребления за отчетный период 2012-2016 гг. составил около 78 млн.кВт.ч. (с 730 млн.кВт.ч в 2012 г. до 808 млн.кВт.ч в 2016 г.).

Выработка Кызылской ТЭЦ находилась в пределах от 43 до 34 млн кВт.ч, что составляет порядка 4-6% от суммарного потребления электроэнергии в Тывинской ЭС.

В 2012-2016 гг. выработка Кызылской ТЭЦ была произведена в объеме, необходимом для покрытия собственных нужд.

Выработка ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» за период 2012-2016 гг. находилась в диапазоне 0,3-9,8 млн.кВт.ч. и зависела от количества аварийных режимов.

Число часов использования располагаемой мощности Кызылской ТЭЦ за период 2012-2016 гг., находилось в диапазоне 2011-2511 часов в год, что является допустимым для данного типа электростанций. Число часов использования располагаемой мощности ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» в период 2012-2016 гг. составляло 7-439 часов в год, что объясняется участием электростанции только в аварийных режимах.

Величина дефицита электроэнергии в период 2012-2016 гг. возросла с 770 млн.кВт.ч до 866 млн.кВт.ч (прирост составил 104 млн.кВт.ч за период). Этот факт обуславливает увеличение зависимости Тывинской энергосистемы от поставок электроэнергии из смежных энергосистем.

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. КЫЗЫЛ, Г. АК-ДОВУРАК И Г. ШАГОНАР ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД

4.1 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар, структура отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии основным группам потребителей

Централизованное теплоснабжение потребителей Республики Тыва осуществляется от тепловых электростанций и котельных, работающих на угле.

Наиболее крупными теплогенерирующими источниками в Республике Тыва являются: Кызылская ТЭЦ, котельная г. Ак-Довурак, котельная г. Шагонар, котельная с. Чаа-Холь, котельная п. Хайыракан.

По данным формы статистической отчетности № 1-теп за 2016 год в общей структуре потребления тепловой энергии в Республике Тыва порядка 70% составляет потребление городов Кызыл, Ак-Довурак, Шагонар (в том числе доля потребления города Кызыл – более 50%).

Далее приведена динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар с указанием структуры отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии основным группам потребителей.

г. Кызыл

Теплоснабжение жилищно-коммунального сектора и промпредприятий города Кызыла осуществляется от 46 источников теплоснабжения суммарной установленной тепловой мощностью 390,5 Гкал/ч.

Источники тепловой энергии города Кызыл представляют следующие 2 группы:

- Основной источник теплоснабжения города – Кызылская ТЭЦ с установленной тепловой мощностью 310,2 Гкал/час, на ТЭЦ установлено шесть котлоагрегатов БКЗ-75-39ФБ;
- 45 отопительных и производственно-отопительных котельных, суммарной установленной тепловой мощностью 80,3 Гкал/час, которые являются ведомственными, имеют локальные зоны действия и осуществляют теплоснабжение собственных производственных объектов и незначительной части объектов жилищного и общественно-делового назначения.

По данным формы статистической отчетности № 1-теп за 2016 год в общем объеме производства тепловой энергии в городе Кызыл порядка 96% составляет производство тепловой энергии потребителями Кызылской ТЭЦ.

В таблице 4.1 приведен отпуск тепловой энергии Кызылской ТЭЦ в общую сеть за отчетный период 2012-2016 гг. в соответствии с формой статистической отчетности № 6-ТП.

Таблица 4.1 – Отпуск тепловой энергии Кызылской ТЭЦ

В тыс. Гкал

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Отпущено теплоэнергии в общую сеть	781,0	714,5	737,9	684,9	691,8

За период 2012-2016 гг. отпуск тепловой энергии с Кызылской ТЭЦ внешним потребителям снизился на 11,4% с 781,0 до 691,8 тыс. Гкал.

Структура отпуска тепловой энергии основным группам потребителей Кызылской ТЭЦ за отчетный период 2012-2016 гг. приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Отпуск тепловой энергии Кызылской ТЭЦ основным группам потребителей

В тыс. Гкал					
Показатели	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Отпуск теплоэнергии с шин станции всего, в том числе:	781,0	714,5	737,9	684,9	691,8
Потери теплоэнергии в сетях	110,6	85,7	77,0	68,5	135,0
Отпущено теплоэнергии конечным потребителям всего (без компенсации потерь), в том числе:	670,0	644,9	660,7	618,7	641,2
- Жилые дома (население или жилищно-коммунальный комплекс)	374,0	368,6	366,8	370,5	379,6
- Общественные здания	198,8	183,4	189,6	160,9	176,9
- Производственные здания	1,8	1,5	1,6	1,4	1,1
- Прочие	95,4	91,4	102,8	85,9	83,7

Как видно из таблицы 4.2, отпуск тепловой энергии конечным потребителям снизился за рассматриваемый на 4,3% с 670,0 до 641,2 тыс. Гкал. При этом доля потерь в отпуске тепловой энергии с шин станции увеличилась с 14% в 2012 году до 19,5% в 2016 году.

В таблице 4.3 и на рисунке 4.1 приведена общая структура теплоснабжения в городе Кызыл (включая пос. Каа-Хем) в соответствии с актуализированной на 2015 год Схемой теплоснабжения городского округа «Город Кызыл Республики Тыва» на период до 2028 года, утвержденной постановлением Мэрии города Кызыла от 02.07.2013 г. № 864 «Об утверждении схемы теплоснабжения городского округа «Город Кызыл Республики Тыва» на период до 2028 года» (с изменениями от 10.08.2013 г. № 632-р).

Таблица 4.3 – Расчётное потребление тепловой энергии потребителями города Кызыл за отопительный период и за год в целом

Наименование объектов строительства	Потребление тепловой энергии за отопительный период, тыс. Гкал				Потребление тепловой энергии за межотоп. период на ГВС, тыс.Гкал	Потребление тепловой энергии за год, тыс.Гкал
	отопление	вентиляция	ГВС	итого		
Множкквартирные жилые дома	300,3	0	113,1	413,4	51,4	464,8
Прочие жилые дома	19,2	0	2,9	22	1,3	23,3
Общественные здания	177,2	0,1	18,3	195,6	8,3	203,9
Производственные	168,4	0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по городу	665,1	0,1	140,9	806,2	64,1	870,2

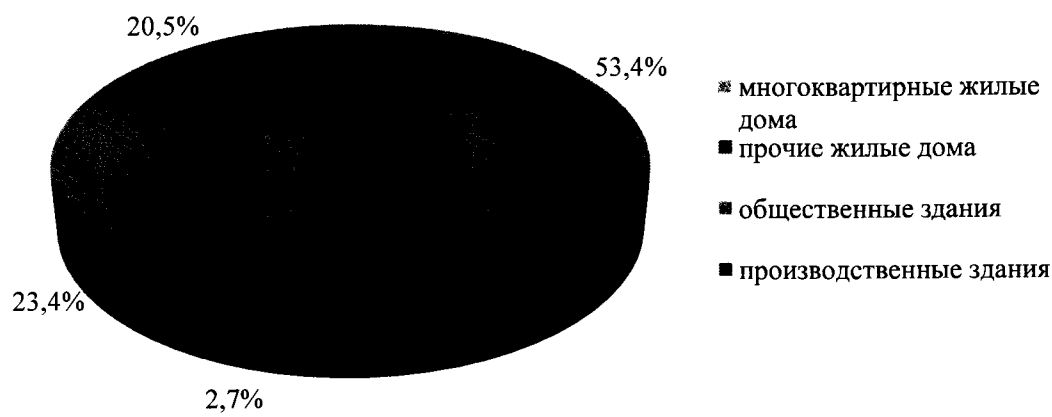


Рисунок 4.1 – Структура расчетного потребления тепловой энергии потребителями города Кызыла по типу теплоснабжаемых объектов

В структуре потребления тепловой энергии города Кызыл, большую часть занимают многоквартирные жилые дома, на их долю приходится больше половины потребляемого тепла. На производственные и общественные здания приходится 20,5% и 23,4% соответственно.

В таблице 4.4 и на рисунке 4.2 приведена структура теплопотребления потребителями Кызылской ТЭЦ в соответствии с актуализированной на 2015 год Схемой теплоснабжения городского округа «Город Кызыл Республики Тыва» на период до 2028 года.

Таблица 4.4 – Расчётное потребление тепловой энергии потребителями Кызылской ТЭЦ за отопительный период и за год в целом

Наименование объектов строительства	Потребление тепловой энергии за отопительный период, тыс. Гкал				Потребление тепловой энергии за межотоп. период на ГВС, тыс.Гкал	Потребление тепловой энергии за год, тыс.Гкал
	отопле-ние	вентиля-ция	ГВС	итого		
Многоквартирные жилые дома	300,3	0	113,1	413,4	51,4	464,8
Прочие жилые дома	19,2	0	2,9	22	1,3	23,3
Общественные здания	171,5	0,1	18,3	189,9	8,3	198,2
Производственные	66,8	0	6,8	73,5	3,1	76,6
Итого по Кызылской ТЭЦ	557,8	0,1	140,9	698,9	64,1	762,9

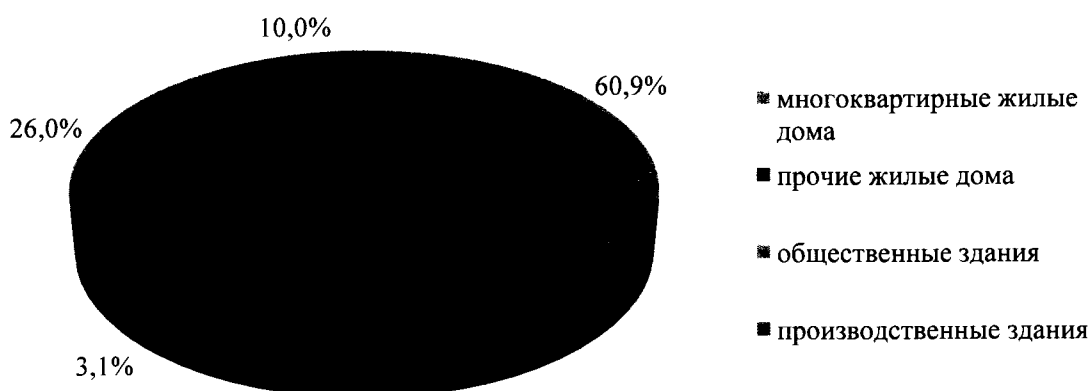


Рисунок 4.2 – Структура расчетного потребления тепловой энергии потребителями Кызылской ТЭЦ по типу теплоснабжаемых

В структуре потребления тепловой энергии от Кызылской ТЭЦ преобладают многоквартирные жилые дома, их доля составляет 60,9% потребляемого тепла. На производственные и общественные здания приходится около 10% и 26% соответственно.

г. Ак-Довурак

Теплоснабжение потребителей города Ак-Довурак осуществляется от городской котельной (ГУП РТ «Ак-Довуракэнерго») установленной мощностью 72 Гкал/ч. На котельной установлено пять котлов (№4,5 – ТС-35-У, №6,7,8 – К-35-40). В рабочем состоянии находятся котлы №6,7,8, установленной мощностью 24 Гкал/ч каждый. Вид используемого топлива – каменный уголь марки «Г». Котлы № 4 и № 5 со слоевым сжиганием топлива находятся в нерабочем состоянии.

В таблице 4.5 представлена динамика выработки и потребления тепловой энергии в городе Ак-Довурак (по данным статистической формы 1-теп за 2012-2016 гг.).

Таблица 4.5 – Динамика выработки и потребления тепловой энергии в г. Ак-Довурак
В Гкал

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Выработка теплоэнергии	137 455,3	130 415,9	133 513,1	134 275,4	143 030,0
<i>прирост</i>		-5,12%	2,37%	0,57%	6,52%
Расход теплоэнергии на собственные нужды	17 373,8	16 858,5	15 130,5	15 313,0	17 117,1
Потери теплоэнергии в сетях	32 169,6	26 012,3	26 272,7	27 599,6	35 082,9
Отпущено теплоэнергии потребителям, в т.ч.:	87 711,9	87 545,1	92 109,9	91 362,8	90 830,0
Жилые дома (население)	49 354,7	49 093,6	49 198,0	51 222,1	51 980,0
Общественные здания	38 357,2	38 451,5	42 911,9	40 140,7	38 850,0

К концу пятилетнего периода потребление тепловой энергии конечными потребителями в городе Ак-Довурак увеличилось на 4%. Потери в тепловых сетях увеличились на 9%, расход теплоэнергии на собственные нужды котельной практически не изменился.

В структуре потребления 57% тепловой энергии потребляется жилыми зданиями, 43% потребления приходится на общественные здания. Потребление тепловой энергии населением за 5 лет увеличилось на 5%. Доля расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной в структуре выработки тепловой энергии составляла порядка 12%.

г. Шагонар

Теплоснабжение потребителей осуществляется Центральной котельной города Шагонар установленной мощностью 92,5 Гкал/час. Вид используемого топлива – каменный уголь. На котельной установлены два паровых котла (котлы №1,2) типа КЕ-25-14, производства Бийского котельного завода и три водогрейных котла (котлы №3,4,5) типа КВ-ТС-20-150 производства Дорогобужского котельного завода. С марта 2011 года теплоснабжением потребителей города Шагонар занимается ГУП РТ «Шагонартепло».

В таблице 4.6 представлена динамика потребления тепловой энергии в городе Шагонар (по данным ГУП РТ «Шагонартепло»).

Таблица 4.6 – Динамика выработки и потребления тепловой энергии в г. Шагонар

В Гкал					
Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.*	2015 г.*	2016 г.*
Выработка теплоэнергии	93 809,2	76 269,1	86 341,5	102 629,4	94 326,8
<i>прирост</i>		-18,70%	13,21%	18,86%	-8,09%
Расход теплоэнергии на собственные нужды	4 690,5	3 813,5	4 317,1	5 131,5	5 931,4
Потери теплоэнергии в сетях	15 947,6	12 965,7	14 678,0	17 446,9	20 166,7
Отпущено теплоэнергии потребителям, в т.ч.:	73 171,2	59 489,9	67 346,4	80 050,9	68 228,8
Жилые дома (население)	42 146,6	34 266,2	38 791,5	46 109,4	39 299,8
Общественные здания	31 024,6	25 223,7	28 554,9	33 941,6	28 929,0
* - расчетные значения по данным статформы 1-теп за 2014-2016 гг.					

Выработка теплоэнергии к концу рассматриваемого периода осталась на уровне 2012 года, при этом внутри периода наблюдались заметные скачки объемов производства теплоэнергии порядка 19% как в одну, так и в другую сторону: снижение в 2013 году и увеличение в 2015 году.

В структуре потребления 58% тепловой энергии потребляется жилыми зданиями, 42% потребления приходится на общественные здания. Доли расхода на собственные нужды котельной и потерь теплоэнергии в сетях были неизменны и составляли 5% и 17% соответственно, за исключением 2016 года, в котором наблюдалось увеличение долей данных показателей соответственно на 1% и 4%.

4.2 Перечень основных крупных потребителей системы теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар с указанием их потребности в тепловой энергии и источников ее покрытия

г. Кызыл

Основными крупными потребителями тепла в городе Кызыл являются жилые дома, общественные и административные здания. По данным формы статистической отчетности № 1-теп за 2016 год в общем объеме производства тепловой энергии в городе Кызыл порядка 96% составляет производство тепловой энергии потребителями Кызылской ТЭЦ.

В таблице 4.7 приведён перечень основных существующих крупных потребителей тепловой энергии города Кызыла, присоединённых к Кызылской ТЭЦ (по информации АО «Кызылская ТЭЦ»).

Таблица 4.7 - Перечень основных существующих крупных потребителей тепловой энергии г. Кызыла, присоединённых к Кызылской ТЭЦ

№ п/п	Наименование крупного потребителя	Нагрузка, Гкал/ч (Q _{от} +Q _{гвс})	Годовое теплопотребление, Гкал
1	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Тувинский государственный университет"	5,33	25 465
2	Муниципальное унитарное предприятие "Кызылское автотранспортное предприятие"	2,49	21 772
3	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения Республики Тыва "Перинатальный центр РТ"	1,84	7 225
4	Муниципальное унитарное предприятие г.Кызыла "Енисей".	1,65	4 069
5	Муниципальное бюджетное образовательное учреждение Средняя общеобразовательная школа № 2 им. Т.Б. Куулар пгт Каа-Хем Муниципального района "Кызылский кожуун" Республики Тыва	1,63	5 134
6	Открытое акционерное общество "Тываэнерго"	1,23	10 214
7	Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение "Кызылский транспортный техникум"	1,23	5 992
8	Федеральное казенное учреждение "Следственный изолятор №1 Управления Федеральной службы исполнения наказаний по Республике Тыва"	1,22	10 270
9	Открытое акционерное общество "Грузовое автомобильное акционерное общество №2"	1,21	10 420
10	Федеральное казенное учреждение "Центр хозяйственного и сервисного обслуживания обеспечения МВД по Республике Тыва" (военный городок)	1,08	8 863
11	Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение Республики Тыва "Тувинский сельскохозяйственный техникум"	1,07	7 437
12	Государственное бюджетное общеобразовательное учреждение "Республиканская школа-интернат "Тувинский кадетский корпус"	1,05	5 112
13	Верховный суд Республики Тыва	0,95	3 079
14	Публичное акционерное общество "Тывасвязьинформ"	0,95	4 614
15	Общество с ограниченной ответственностью "Сельстрой"	0,95	2 640
16	Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение "Средняя общеобразовательная школа № 8 города Кызыла Республики Тыва"	0,90	5 517
17	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения "Республиканская детская больница"	0,89	7 617
18	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения Республики Тыва "Республиканский центр восстановительной медицины и реабилитации для детей"	0,83	4 226
19	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения Республики Тыва "Республиканская больница № 1"	0,82	7 199
20	ГБУ РТ "Хозяйственное управление исполнительных и законодательных органов государственной власти РТ"	0,82	7 173

Основную часть наиболее крупных потребителей тепловой энергии города Кызыл составляют административные здания, здания учебных заведений, здания учреждений здравоохранения и другие общественные здания.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

г. Ак-Довурак

Крупными потребителями тепла в городе Ак-Довурак являются жилые дома, несколько административных зданий, медицинский центр и здания школы. Теплоснабжение потребителей города Ак-Довурак осуществляется от городской котельной (ГУП РТ «Ак-Довуракэнерго») установленной мощностью 72 Гкал/ч. В таблице 4.8 представлены объемы потребления тепловой энергии потребителей города Ак-Довурак (согласно статистической форме «1-теп» за 2016 г.).

Таблица 4.8 – Потребители тепловой энергии г. Ак-Довурак по источникам финансирования по состоянию на 2016 год

Наименование потребителя	Годовое теплоснабжение, Гкал	Доля, %
Население	51 980	57%
Бюджетофинансируемые организации	32 870	36%
Прочие организации	5 980	6%
Всего	90 830	100,00%

Структура потребителей тепловой энергии г. Ак-Довурак по источникам финансирования по состоянию на 2016 год представлена на рисунке 4.3.



Рисунок 4.3 – Структура потребителей тепловой энергии г. Ак-Довурак по состоянию на 2016 год

В общей структуре потребления тепла по г. Ак-Довурак более половины (57%) составляет потребление тепловой энергии населением, суммарное потребление бюджетных организаций - 36%, прочих организаций – 7%.

г. Шагонар

Крупными потребителями тепла в городе Шагонар являются жилые дома, несколько административных зданий, здания школ и бассейна. Теплоснабжение потребителей осуществляется Центральной котельной города Шагонар установленной мощностью 92,5 Гкал/час. Наиболее крупные потребители представлены в таблице 4.9 (по данным ГУП РТ «Шагонартепло»).

Таблица 4.9 – Крупные потребители тепловой энергии г. Шагонар**В Гкал**

Наименование потребителя	Годовое теплоснабжение
ФБУ ИК №4 УФСИН России по РТ	3 946,8
Улуг-Хемская ЦКБ (больница)	4 154,4
МОУ СОШ №1 (школа)	1 480,8
МОУ СОШ №2 (школа)	2 074,5
МАУ «Эне-Сай» (бассейн)	1 147,7

В таблице 4.10 представлены объемы потребления тепловой энергии потребителей города Шагонар (согласно расчетам по данным статистической формы «1-теп» за 2016 г.).

Таблица 4.10 – Потребители тепловой энергии г. Шагонар по источникам финансирования по состоянию на 2016 год

Наименование потребителя	Годовое теплоснабжение, Гкал	Доля, %
Население	33 950	50%
Бюджетофинансируемые организации	30 010	44%
Прочие организации	3 940	6%
Всего	67 900	100%

Структура потребления тепловой энергии в г. Шагонар представлена на рисунке 4.4.

**Рисунок 4.4 – Структура потребления тепловой энергии в г. Шагонар**

В общей структуре потребления тепла по г. Шагонар половину составляет потребление тепловой энергии населением, суммарное потребление бюджетных организаций - 44%, прочее – 6%.

5 Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за отчетный период

Единый топливно-энергетический баланс (ЕТЭБ) представляет собой систему показателей, отражающих полное количественное соответствие между приходом и расходом топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в хозяйстве в целом или на отдельных его участках за выбранный интервал времени.

В структуре ЕТЭБ приводятся все виды топлива и энергии, которые добываются, производятся или используются в регионе: твердое топливо, нефть, нефтепродукты, газ, электроэнергия, теплоэнергия.

Отчетный региональный топливно-энергетический баланс позволяет проводить анализ и делать заключение по следующим направлениям:

- формированию рациональной структуры топливно-энергетического баланса региона;
- объемам (энергетическим потокам) поступления и преобразования и направлениям движения и распределения по видам топлива и преобразованным энергоресурсам;
- объемам потребления как первичных, так и преобразованных энергоресурсов различными группами потребителей (энергетическими предприятиями, отраслями экономики, населением и др.),
- потерям в энергетическом секторе и при конечном потреблении того или другого энергоресурса,
- энергетической эффективности использования энергоресурсов.

ЕТЭБ Республики Тыва составлен в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 14.12.2011 №600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований». В качестве источника информации для формирования ЕТЭБ Республики Тыва использовались следующие формы статистической отчетности:

- 1-теп – Сведения о снабжении теплоэнергией;
- 4-ТЭР – Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива, теплоэнергии и использовании отработанных нефтепродуктов;
- 6-ТП – Сведения о работе тепловой электростанции;
- 11-ТЭР – Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов;
- 22-ЖКХ (сводная) – Сведения о работе жилищно-коммунальных организаций в условиях реформы;
- Электробаланс.

Практически по всем важным показателям в разных источниках имеются разногласия. Их природа – различная степень полноты охвата и различия в классификации потребителей. Обычно неувязки статистики отражаются в строках типа «прочее потребление», применительно к данной работе в строке «сфера услуг». В тех случаях, когда статистическая информация не представлена для того или иного энергетического ресурса, в работе использовались данные из официальных писем собственников энергетических предприятий, данные рассчитанные методом экстраполяции либо интерполяции.

Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва получен как результат интеграции балансов электрической и тепловой энергии и всех видов потребляемого в регионе топлива. Коэффициенты перевода натурального топлива в условное представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Коэффициенты перевода натурального топлива в условное

Наименование вида топлива	Единица измерения	Коэффициент перевода в т у.т.
Уголь	тонна	0,871
Бензин	тонна	1,490
Керосин	тонна	1,470
Дизельное топливо	тонна	1,450
Мазут	тонна	1,370
Газ сжиженный	тонна	1,570
Дрова	плот. м ³	0,266
Электроэнергия	тыс. кВт·ч	0,123
Теплоэнергия	Гкал	0,143

ЕТЭБ Республики Тыва за 2012-2016 гг. приведен в таблицах 5.2-5.6. Однопродуктовые балансы отдельных видов энергетических ресурсов за 2012-2016 гг. представлены в таблицах 5.7-5.11.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Таблица 5.2 – Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за 2012 год

В т.т.

Наименование показателя	Уголь	Нефтепродукты	Прочее твердое топливо	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	568 520	0	8 879			577 399
Ввоз	0	65 385	0	86 703		152 088
Вывоз	-110 244	0	0	-5 683		-115 927
Изменение запасов	-10 426	107	-368	0		-10 686
Потребление первичной энергии	447 850	65 493	8 511	88 302		610 156
Статистическое расхождение	0	0	0	0	-9 276	-9 276
Производство электрической энергии	-805	-10 278	0	7 282	0	-3 801
Производство тепловой энергии	-245 091	-26	0		172 757	-72 361
<i>Теплоэлектростанции</i>	<i>-172 177</i>	<i>-26</i>	<i>0</i>		<i>128 830</i>	<i>-43 373</i>
<i>Котельные</i>	<i>-72 914</i>	<i>0</i>	<i>0</i>		<i>43 927</i>	<i>-28 987</i>
Собственные нужды				-10 111		-10 111
Потери при передаче				-34 772	-34 339	-69 111
Конечное потребление энергетических ресурсов	201 954	55 190	8 511	43 419	147 694	456 767
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	1 597	1 335	146	615	86	3 779
Промышленность	11 167	33 426	160	4 379	2 610	51 742
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>7 748</i>	<i>27 601</i>	<i>160</i>	<i>3 358</i>	<i>1 392</i>	<i>40 258</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>3 420</i>	<i>5 825</i>	<i>0</i>	<i>1 021</i>	<i>1 218</i>	<i>11 484</i>
Строительство	1 416	1 792	0	947	670	4 825
Транспорт и связь	5 887	4 527	95	1 993	2 911	15 412
Сфера услуг	99 206	11 462	5 994	14 465	68 318	199 445
Население	82 622	1 774	2 118	21 021	73 098	180 632
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	58	874	0	0	0	932

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Таблица 5.3 – Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за 2013 год

В т.ч.

Наименование показателя	Уголь	Нефтепродукты	Прочее твердое топливо	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	493 409	0	6 387			499 797
Ввоз	0	64 289	0	87 256		151 545
Вывоз	-19 579	0	0	-4 637		-24 216
Изменение запасов	-31 421	105	-86	0		-31 403
Потребление первичной энергии	442 409	64 394	6 301	89 704		602 808
Статистическое расхождение	0	0	0	0	9 205	9 205
Производство электрической энергии	-221	-8 466	0	7 085	0	-1 602
Производство тепловой энергии	-239 308	-49	0		162 440	-76 916
<i>Теплоэлектростанции</i>	<i>-160 734</i>	<i>-49</i>	<i>0</i>		<i>118 410</i>	<i>-42 373</i>
<i>Котельные</i>	<i>-78 574</i>	<i>0</i>	<i>0</i>		<i>44 031</i>	<i>-34 543</i>
Собственные нужды				-9 545		-9 545
Потери при передаче				-33 013	-15 032	-48 045
Конечное потребление энергетических ресурсов	202 880	64 272	6 301	47 146	138 204	458 803
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	989	899	155	898	85	3 026
Промышленность	16 916	41 940	169	4 711	3 696	67 431
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>15 199</i>	<i>33 788</i>	<i>169</i>	<i>3 567</i>	<i>2 306</i>	<i>55 029</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>1 717</i>	<i>8 151</i>	<i>0</i>	<i>1 144</i>	<i>1 390</i>	<i>12 402</i>
Строительство	1 798	2 638	0	627	383	5 446
Транспорт и связь	4 250	3 549	24	4 010	3 575	15 407
Сфера услуг	96 727	11 664	5 673	15 400	59 018	188 483
Население	81 024	1 606	280	21 500	71 448	175 858
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	1 178	1 975	0	0	0	3 153

Таблица 5.4 – Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за 2014 год

В т.ч.

Наименование показателя	Уголь	Нефтепродукты	Прочее твердое топливо	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	588 419	0	6 371			594 790
Ввоз	0	92 771	0	81 586		174 358
Вывоз	-98 668	0	0	-1 856		-100 524
Изменение запасов	21 977	1 029	-365	0		22 641
Потребление первичной энергии	511 728	93 800	6 006	88 145		699 680
Статистическое расхождение	0	0	0	0	17 015	17 015
Производство электрической энергии	-280	-13 890	0	8 415	0	-5 755
Производство тепловой энергии	-276 168	-181	0		194 587	-81 762
<i>Теплоэлектростанции</i>	<i>-169 054</i>	<i>-181</i>	<i>0</i>		<i>124 616</i>	<i>-44 619</i>
<i>Котельные</i>	<i>-107 114</i>	<i>0</i>	<i>0</i>		<i>69 971</i>	<i>-37 143</i>
Собственные нужды				-8 812		-8 812
Потери при передаче				-31 701	-20 671	-52 372
Конечное потребление энергетических ресурсов	235 281	79 729	6 006	47 633	156 900	525 549
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	603	1 992	36	1 044	172	3 846
Промышленность	19 053	51 414	181	5 344	11 646	87 639
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>17 182</i>	<i>41 139</i>	<i>181</i>	<i>4 101</i>	<i>10 168</i>	<i>72 771</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>1 871</i>	<i>10 276</i>	<i>0</i>	<i>1 243</i>	<i>1 478</i>	<i>14 868</i>
Строительство	422	2 222	0	797	414	3 856
Транспорт и связь	3 793	4 295	67	3 521	3 423	15 100
Сфера услуг	99 968	16 280	5 701	14 858	69 525	206 333
Население	110 547	1 012	21	22 068	71 720	205 369
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	894	2 513	0	0	0	3 406

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Таблица 5.5 – Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за 2015 год

В т.ч.

Наименование показателя	Уголь	Нефтепродукты	Прочее твердое топливо	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	594 806	0	6 781			601 587
Ввоз	0	100 749	0	86 826		187 575
Вывоз	-85 510	0	0	-3 124		-88 634
Изменение запасов	-6 931	-2 238	-127	0		-9 296
Потребление первичной энергии	502 366	98 511	6 654	94 144		701 675
Статистическое расхождение	0	0	0	0	9 139	9 139
Производство электрической энергии	-448	-15 486	0	10 443	0	-5 491
Производство тепловой энергии	-277 910	-120	0		199 834	-78 196
<i>Теплоэлектростанции</i>	<i>-153 954</i>	<i>-120</i>	<i>0</i>		<i>117 142</i>	<i>-36 932</i>
<i>Котельные</i>	<i>-123 956</i>	<i>0</i>	<i>0</i>		<i>82 692</i>	<i>-41 263</i>
Собственные нужды				-8 733		-8 733
Потери при передаче				-33 124	-19 549	-52 672
Конечное потребление энергетических ресурсов	224 008	82 905	6 006	52 275	171 146	536 340
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	461	1 438	36	1 021	425	3 381
Промышленность	16 282	59 387	181	9 188	12 108	97 147
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>14 074</i>	<i>51 366</i>	<i>181</i>	<i>8 032</i>	<i>10 109</i>	<i>83 762</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>2 209</i>	<i>8 021</i>	<i>0</i>	<i>1 156</i>	<i>1 999</i>	<i>13 385</i>
Строительство	611	1 037	0	1 784	273	3 704
Транспорт и связь	3 321	3 490	67	3 592	4 135	14 605
Сфера услуг	102 642	15 943	5 701	14 760	82 760	221 805
Население	100 287	1 169	21	21 931	71 445	194 854
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	404	441	0	0	0	845

Таблица 5.6 – Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за 2016 год

В т.ч.

Наименование показателя	Уголь	Нефтепродукты	Прочее твердое топливо	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1 057 394	0	9 048			1 066 442
Ввоз	0	108 855	0	89 574		198 429
Вывоз	-527 035	0	0	-1 797		-528 832
Изменение запасов	-4 271	-168	-959	0		-5 398
Потребление первичной энергии	526 089	108 687	8 088	100 364		743 227
Статистическое расхождение	0	0	0	0	-1 465	-1 465
Производство электрической энергии	-1 615	-21 718	0	12 587	0	-10 746
Производство тепловой энергии	-278 726	-137	0		200 253	-78 610
<i>Теплоэлектростанции</i>	-154 449	-78	0		119 385	-35 142
<i>Котельные</i>	-124 277	-59	0		80 868	-43 468
Собственные нужды				-8 029		-8 029
Потери при передаче				-34 680	-18 264	-52 944
Конечное потребление энергетических ресурсов	245 747	86 823	8 088	57 655	183 454	581 767
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	440	935	122	1 070	458	3 025
Промышленность	16 983	47 340	204	11 858	13 350	89 735
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>16 299</i>	<i>47 002</i>	<i>204</i>	<i>10 366</i>	<i>12 594</i>	<i>86 465</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>684</i>	<i>338</i>	<i>0</i>	<i>1 493</i>	<i>756</i>	<i>3 270</i>
Строительство	2 199	10 742	1	890	2 206	16 037
Транспорт и связь	3 300	3 244	116	3 571	3 481	13 712
Сфера услуг	107 162	22 570	7 626	15 897	93 143	246 397
Население	115 224	833	20	24 369	70 815	211 261
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	440	1 160	0	0	0	1 600

Таблица 5.7 - Баланс угля Республики Тыва 2012-2016 гг.

В тоннах

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Производство энергетических ресурсов	652 721	566 486	675 567	682 900	1 214 000
Ввоз	0	0	0	0	0
Вывоз	-126 572	-22 479	-113 281	-98 174	-605 092
Изменение запасов	-11 970	-36 075	25 232	-7 957	-4 903
Потребление первичной энергии	514 179	507 932	587 518	576 769	604 005
Статистическое расхождение	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	-924	-254	-321	-514	-1 854
Производство тепловой энергии	-281 391	-274 750	-317 070	-319 070	-320 007
<i>Теплоэлектростанции</i>	<i>-197 677</i>	<i>-184 540</i>	<i>-194 092</i>	<i>-176 755</i>	<i>-177 324</i>
<i>Котельные</i>	<i>-83 713</i>	<i>-90 211</i>	<i>-122 978</i>	<i>-142 314</i>	<i>-142 683</i>
Собственные нужды					
Потери при передаче					
Конечное потребление энергетических ресурсов	231 864	232 928	270 127	257 185	282 144
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	1 833	1 135	692	529	505
Промышленность	12 821	19 421	21 875	18 694	19 498
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>8 895</i>	<i>17 450</i>	<i>19 727</i>	<i>16 158</i>	<i>18 713</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>3 926</i>	<i>1 971</i>	<i>2 148</i>	<i>2 536</i>	<i>785</i>
Строительство	1 626	2 064	485	701	2 525
Транспорт и связь	6 759	4 879	4 355	3 813	3 789
Сфера услуг	113 899	111 053	114 774	117 844	123 033
Население	94 859	93 024	126 920	115 140	132 289
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	67	1 352	1 026	464	505

Таблица 5.8 - Баланс нефтепродуктов Республики Тыва 2012-2016 гг.

В т.т.

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Производство энергетических ресурсов	0	0	0	0	0
Ввоз	65 385	64 289	92 771	100 749	108 855
Вывоз					
Изменение запасов	107	105	1 029	-2 238	-168
Потребление первичной энергии	65 493	64 394	93 800	98 511	108 687
Статистическое расхождение	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	-10 278	-8 466	-13 890	-15 486	-21 718
Производство тепловой энергии	-26	-49	-181	-120	-137
<i>Теплоэлектростанции</i>	-26	-49	-181	-120	-78
<i>Котельные</i>	0	0	0	0	-59
Собственные нужды					
Потери при передаче					
Конечное потребление энергетических ресурсов	55 190	64 272	79 729	82 905	86 823
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	1 335	899	1 992	1 438	935
Промышленность	33 426	41 940	51 414	59 387	47 340
<i>добыча полезных ископаемых</i>	27 601	33 788	41 139	51 366	47 002
<i>обрабатывающие производства</i>	5 825	8 151	10 276	8 021	338
Строительство	1 792	2 638	2 222	1 037	10 742
Транспорт и связь	4 527	3 549	4 295	3 490	3 244
Сфера услуг	11 462	11 664	16 280	15 943	22 570
Население	1 774	1 606	1 012	1 169	833
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	874	1 975	2 513	441	1 160

Таблица 5.9 - Баланс дров для отопления Республики Тыва 2012-2016 гг.

В плот. м³

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Производство энергетических ресурсов	33 381	24 013	23 953	25 494	34 014
Ввоз					
Вывоз					
Изменение запасов	-1 383	-324	-1 374	-478	-3 607
Потребление первичной энергии	31 998	23 689	22 579	25 016	30 407
Статистическое расхождение	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии					
Производство тепловой энергии	0	0	0	0	0
<i>Теплоэлектростанции</i>					
<i>Котельные</i>					
Собственные нужды					
Потери при передаче					
Конечное потребление энергетических ресурсов	31 998	23 689	22 579	25 016	30 407
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	549	584	134	490	460
Промышленность	600	635	680	756	767
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>600</i>	<i>635</i>	<i>680</i>	<i>756</i>	<i>767</i>
<i>обрабатывающие производства</i>					
Строительство					3
Транспорт и связь	356	90	253	392	435
Сфера услуг	22 532	21 328	21 432	23 378	28 668
Население	7 961	1 052	80		74
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды					

Таблица 5.10 - Баланс электрической энергии Республики Тыва 2012-2016 гг.

В млн. кВт.ч

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Производство энергетических ресурсов					
Ввоз	704,9	709,4	663,3	705,9	728,2
Вывоз	-46,2	-37,7	-15,1	-25,4	-14,6
Изменение запасов					
Потребление первичной энергии	717,9	729,3	716,6	765,4	816,0
Статистическое расхождение	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Производство электрической энергии	59,2	57,6	68,4	84,9	102,3
Производство тепловой энергии					
<i>Теплоэлектростанции</i>					
<i>Котельные</i>					
Собственные нужды	-82,2	-77,6	-71,6	-71,0	-65,3
Потери при передаче	-282,7	-268,4	-257,7	-269,3	-282,0
Конечное потребление энергетических ресурсов	353,0	383,3	387,3	425,0	468,7
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	5,0	7,3	8,5	8,3	8,7
Промышленность	35,6	38,3	43,5	74,7	96,4
<i>добыча полезных ископаемых</i>	27,3	29,0	33,3	65,3	84,3
<i>обрабатывающие производства</i>	8,3	9,3	10,1	9,4	12,1
Строительство	7,7	5,1	6,5	14,5	7,2
Транспорт и связь	16,2	32,6	28,6	29,2	29,0
Сфера услуг	117,6	125,2	120,8	120,0	129,2
Население	170,9	174,8	179,4	178,3	198,1
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды					

Таблица 5.11 - Баланс тепловой энергии Республики Тыва 2012-2016 гг.

В Гкал

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Производство энергетических ресурсов					
Ввоз					
Вывоз					
Изменение запасов					
Потребление первичной энергии					
Статистическое расхождение	-64 867	64 368	118 986	63 911	-10 242
Производство электрической энергии					
Производство тепловой энергии	1 208 089	1 135 948	1 360 746	1 397 441	1 400 370
<i>Теплоэлектростанции</i>	<i>900 908</i>	<i>828 039</i>	<i>871 441</i>	<i>819 173</i>	<i>834 860</i>
<i>Котельные</i>	<i>307 181</i>	<i>307 909</i>	<i>489 305</i>	<i>578 268</i>	<i>565 510</i>
Собственные нужды					
Потери при передаче	-240 133	-105 117	-144 553	-136 703	-127 720
Конечное потребление энергетических ресурсов	1 032 823	966 463	1 097 206	1 196 828	1 282 892
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	603	594	1 201	2 973	3 205
Промышленность	18 253	25 843	81 440	84 674	93 359
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>9 736</i>	<i>16 123</i>	<i>71 106</i>	<i>70 694</i>	<i>88 073</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>8 517</i>	<i>9 720</i>	<i>10 334</i>	<i>13 980</i>	<i>5 286</i>
Строительство	4 685	2 676	2 897	1 907	15 426
Транспорт и связь	20 356	24 997	23 940	28 918	24 342
Сфера услуг	477 752	412 714	486 190	578 738	651 350
Население	511 174	499 638	501 538	499 618	495 210
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды					

Республика Тыва богата угольными месторождениями, добываемый здесь уголь полностью удовлетворяет потребность региона в угле, небольшое количество угля вывозится за пределы республики автомобильным транспортом. Значительное увеличение добычи угля в регионе в 2016 году связано с началом промышленной добычи угля на шахте ООО «УК «Межегейуголь».

В отношении потребления электрической энергии – регион является дефицитным и более 90% необходимой электрической энергии приходит в Республику Тыва перетоком из других регионов Сибири. В республике действует Кызылская ТЭЦ, работающая на угле, Мобильная ГТЭС, работающая на жидком топливе, а также 12 дизельных электростанций малой мощности не подключенных к Тывинской энергосистеме.

Основным видом топлива в регионе является уголь. На угле работает основная часть котельных региона, а также Кызылская ТЭЦ. Всего в топливном балансе республики на долю угля приходится более 80% потребления топливных ресурсов.

Второе место после угля по объемам потребления в Республике Тыва занимают нефтепродукты, их доля в топливном балансе региона составляет порядка 10-15%. Все нефтепродукты завозятся из-за пределов региона, более половины из всех потребляемых нефтепродуктов занимает дизельное топливо.

Ресурсы прочих видов твердого топлива невелики, для нужд потребителей лесопромышленным комплексом региона заготавливаются дрова для отопления в объеме не более 2% от общего потребления топлива в Республике Тыва.

Из-за отсутствия собственных ресурсов природного газа и удаленности от сети газопроводов в республике используется только сжиженный газ и доля его потребления не превышает 1,5%.

При рассмотрении основных потребителей топлива, можно заметить, что около половины топлива потребляемого в регионе приходится на конечное потребление, в котором основная часть идет на нужды населения и сферы услуг. За рассматриваемый период в части конечного потребления уменьшается доля потребления дров для отопления и увеличивается доля потребления нефтепродуктов. В конечном потреблении топливных ресурсов уголь занимает более 70%, почти половина из них – потребление угля населением.

Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Республики Тыва

Около половины потребляемых в Республике Тыва топливных ресурсов приходится на потребление электрическими станциями и котельными. Объем и структура топливного баланса электростанций и котельных Республики Тыва представлены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 - Объем и структура топливного баланса электростанций и котельных Республики Тыва

					В т.ч.
Потребление топлива	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Электрические станции	183 286	169 470	183 405	170 008	177 860
<i>Уголь</i>	<i>94,4%</i>	<i>95,0%</i>	<i>92,3%</i>	<i>90,8%</i>	<i>87,7%</i>
<i>Нефтепродукты</i>	<i>5,6%</i>	<i>5,0%</i>	<i>7,7%</i>	<i>9,2%</i>	<i>12,3%</i>
Котельные	72 914	78 574	107 114	123 956	124 336
<i>Уголь</i>	<i>100,0%</i>	<i>100,0%</i>	<i>100,0%</i>	<i>100,0%</i>	<i>100,0%</i>
Всего	256 200	248 044	290 519	293 964	302 196
<i>Уголь</i>	<i>245 896</i>	<i>239 529</i>	<i>276 448</i>	<i>278 358</i>	<i>280 400</i>
<i>Нефтепродукты</i>	<i>10 304</i>	<i>8 515</i>	<i>14 071</i>	<i>15 606</i>	<i>21 796</i>

Из таблицы видно, что основным видом топлива на электростанциях и котельных на протяжении всего периода является уголь. Доля нефтепродуктов в суммарном потреблении к концу периода увеличилась с 4,0% до 7,2%.

В рассматриваемом периоде наблюдалось увеличение потребления топлива котельным в 1,7 раза. Это связано со значительным увеличением производства тепловой энергии котельными по причине увеличения спроса на тепловую энергию по причине более холодной погоды 2014-2016 гг. относительно 2012-2013 гг.

Потребление топлива электростанциями было стабильным, лишь в 2013 и 2015 гг. наблюдались некоторые снижения потребления топлива (порядка 7%), связанные со снижением выработки тепловой энергии Кызылской ТЭЦ.

6 ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА 35 кВ И ВЫШЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА НА 01.01.2017 г.

6.1 Характеристика сети 35-220 кВ Республики Тыва

Системообразующие сети энергосистемы Республики Тыва

Особенностью схемы основной электрической сети энергосистемы Республики Тыва (далее – Тывинской ЭС) является ее формирование на напряжении 220-110-35 кВ, распределительной сети – на напряжении 110-35-10-6 кВ.

Тывинская ЭС входит в состав ОЭС Сибири и является наименьшей по величине из одиннадцати энергосистем Объединения.

Тывинская ЭС имеет следующие связи с ОЭС Сибири и энергосистемой Республики Монголия:

- с Красноярской энергосистемой на напряжении 220 кВ:
 - по одноцепной ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки;
 - по одноцепной ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран;
- с Хакасской энергосистемой на напряжении 220 кВ:
 - по одноцепной ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42);
- с Монгольской энергосистемой на напряжении 110 кВ:
 - ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом I цепь (С-457),
 - ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом II цепь (С-458).

Тывинская ЭС относится к дефицитным энергосистемам ОЭС Сибири. Покрытие дефицита осуществляется по выше указанным ВЛ 220 кВ от центральных избыточных энергосистем ОЭС Сибири – Красноярской ЭС и Хакасской ЭС. При этом при ремонте ВЛ 220 кВ Шушенская опорная – Ергаки и аварийном отключении ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) полностью теряется связь Тывинской ЭС с ОЭС Сибири.

От ПС 220 кВ Чадан по двухцепной ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты и далее ВЛ в габаритах 220 кВ Хандагайты – Улангом, включенной на напряжении 110 кВ, осуществляется передача мощности в небольших размерах в западные аймаки Республики Монголия (изолированный район).

Четыре подстанции 220 кВ формируют основу приемной части Тывинской ЭС – ПС 220 кВ Ак-Довурак, ПС 220 кВ Чадан, ПС 220 кВ Кызылская, ПС 220 кВ Туран.

Суммарная автотрансформаторная (трансформаторная) мощность ПС 220 кВ – 428 МВА.

На ПС 220 кВ Ак-Довурак установлены 2хАТ-63 МВА 220/110/6 кВ, 2хТ-25 МВА 110/35/6 кВ, 3Т-1,6 МВА и 4Т-6,3 МВА на напряжение 35/10 кВ. Подстанция 220 кВ Ак-Довурак является основным центром питания г. Ак-Довурак и прилегающих сельских районов.

На ПС 220 кВ Чадан установлены 2хАТ-63 МВА 220/110/6 кВ (2015 г.). Подстанция 220 кВ Чадан является основным центром питания г. Чадан и обеспечивает передачу мощности по системообразующей сети 220 кВ из Хакасской энергосистемы в южные районы Республики Тыва, а также в Республику Монголия.

На ПС 220 кВ Кызылская установлены 2хАТ-63 МВА 220/110/10 кВ, Т-16 МВА 110/35/10 кВ. Подстанция 220 кВ Кызылская является основным центром питания г. Кызыла и сельских районов Республики Тыва, а также Каа-Хемского угольного разреза, обеспечивая передачу мощности по системообразующей сети 220 кВ из Красноярской энергосистемы. Кроме того, к шинам 110 кВ и 35 кВ ПС 220 кВ ПС Кызылская по двум цепям ВЛ 110 кВ и двум цепям ВЛ 35 кВ подключена Кызылская ТЭЦ, единственный источник генерации Республики Тыва. Для стабилизации напряжения в сети в 2014 г. на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Кызылская было установлено современное оборудование компенсации реактивной мощности: УШР-25 Мвар, 2хБСК-26 Мвар.

На ПС 220 кВ Туран установлены 2хТ-25 МВА 220/35/10 кВ. Подстанция 220 кВ Туран является основным центром питания г. Туран, п. Верхне-Усинск и центральных районов Республики Тыва.

ПС 220 кВ Чадан и ПС 220 кВ Кызылская связаны по транзиту 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская – Кызылская, выполненному в габаритах 220 кВ с проводом АС-300 и АС-240 на участке ПС 220 кВ Чадан – оп.225, далее до ПС 110 кВ Городская (8,5 км) – в габаритах 110 кВ.

В 2012 году завершено строительство ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан, протяженностью 240 км. В 2015 году согласно титулу «Строительство ВЛ 220 кВ Кызылская-Чадан с реконструкцией ПС 220кВ Кызылская и ПС 220кВ Чадан» (2 этап строительства) выполнено включение ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан. Линия замкнула магистральные сети Республики Тыва в кольцо.

В 2011 г. на ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран (Д-46) была введена ПС 220 кВ Ергаки (Красноярская ЭС) с двумя трансформаторами мощностью по 25 МВА, в 2012 г. на подстанции установили УШР-25 Мвар на линию 220 кВ Ергаки – Туран (Д-46) и две БСК-13 Мвар на шины 35 кВ.

Для регулирования напряжения в сетях Тывинской энергосистемы установлены:

- на ПС 220 кВ Ак-Довурак неуправляемый шунтирующий реактор ШР-20 Мвар и два синхронных компенсатора СК-15 Мвар (рабочая мощность 2х13 Мвар на выдачу и суммарно 10 Мвар на потребление);

- на ПС 220 кВ Чадан два управляемых шунтирующих реактора УШР-63 Мвар;

- на ПС 220 кВ Кызылская управляемый шунтирующий реактор УШР-25 Мвар и две БСК-26 Мвар;

- в сетях 110 кВ и 35 кВ энергосистемы – 5 шт. БСК суммарной мощностью 18,985 Мвар.

В таблице 6.1.1 представлены существующие СКРМ Тывинской энергосистемы на ПС 35-110-220 кВ по состоянию на 01.01.2017 г.

Таблица 6.1.1 – Перечень СКРМ, установленных в Тывинской ЭС по состоянию на 01.01.2017 г.

Элементы электрической сети	Место установки	СКРМ, шт.×Мвар			
		УШР	ШР	БСК	СК
ПС 220 кВ Ак-Довурак	Шины 35 кВ		1х20		
	Шины 6 кВ АТ-1,2				2х15
ПС 220 кВ Чадан	Шины 220 кВ	2х63			
ПС 220 кВ Кызылская	Шины 110 кВ	1х25		2х26	
ПС 110 кВ Городская	Шины 35 кВ			2х7,8	
ПС 110 кВ Балгазын	Шины 10 кВ			1х0,505	
ПС 35 кВ Самагалтай	Шины 10 кВ			1х1,44	
ПС 35 кВ Эрзин	Шины 10 кВ			1х1,44	
Итого, Мвар		151	20	70,985	30

Распределительные сети 110-35-10-6 кВ

Распределительная сеть Тывинской энергосистемы сформирована на напряжении 110, 35, 10, 6 кВ. Формирование распределительной сети Республики Тыва определялось освоением территорий, необходимостью обеспечить электроснабжение коммунально-бытовых потребителей, потребителей горнодобывающей и лесоперерабатывающей промышленности.

В основном, электрические сети до 110 кВ находятся в ведении ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго». В зону обслуживания Общества входят 2 городских округа и 17 муниципальных районов (кожуунов) Республики Тыва. Техническое обслуживание, реконструкцию оборудования подстанций и линий электропередачи обеспечивают 4 производственных отделений:

- Центральные электрические сети;

- Западные электрические сети (ПЭС-2);
- Южные электрические сети (ПЭС-3);
- Восточные электрические сети (ПЭС-4).

В таблице 6.1.2 приведена общая характеристика структурных подразделений АО «Тываэнерго».

**Таблица 6.1.2 – Характеристика производственных отделений (ПО)
АО «Тываэнерго»**

Наименование предприятия	Зона обслуживания, тыс. км ²	Количество ПС 35-110 кВ, шт.	Протяжённость ВЛ 35-110 кВ (в одноцепном исполнении), км
ПО Центральные электрические сети	25,97	16	691,1
ПО Западные электрические сети (ПЭС-2)	31,91	6	109,5
ПО Южные электрические сети (ПЭС-3)	26,7	10	489,8
ПО Восточные электрические сети (ПЭС-4)	25,7	3	86,1
Всего	110,3	35	1376,4

Центральные электрические сети охватывают территорию Улуг-Хемского, Чаа-Хольского и Пий-Хемского кожуунов и обслуживают электрические сети от западной границы города Кызыл до границы с Красноярской энергосистемой. В зону обслуживания входят: Чаа-Хольский участок (с. Чаа-Холь), Арыг-Узюнский участок (с. Арыг-Узю), Улуг-Хемский участок (г. Шагонар), Кызылский участок (база – г. Кызыл) и Пий-Хемский участок (г. Туран).

Западные электрические сети охватывают территорию Сут-Хольского, Барун-Хемчикского, Дзун-Хемчикского, Бай-Тайгинского и Овюрского кожуунов, и обслуживают электрические сети от западной границы городов Чадан и Ак-Довурак до границы с Хакассией и Алтаем. В зону обслуживания входят: Кызыл-Мажалыгский участок (с. Кызыл-Мажалыг), Ак-Довуракский участок (г. Ак-Довурак), Сут-Хольский участок (с. Суг-Аксы), Чаданский участок (г. Чадан) и Овюрский участок (с. Хандагайты).

Южные электрические сети охватывают территорию Чеди-Хольского, Тес-Хемского, Тандинского и Эрзинского кожуунов, обслуживают электрические сети от южной границы города Кызыл до границы с Республикой Монголия. В зону обслуживания входят: Чеди-Хольский участок (пгт. Хову-Аксы), Элегестский участок (с. Элегест), Самагалтайский участок (с. Самагалтай), Бай-Хаакский участок (с. Бай-Хаак), Балгазынский участок (с. Балгазын) и Эрзинский участок (с. Эрзин).

Восточные электрические сети обслуживают электрические сети, входящие в Каа-Хемский кожуун. В зону обслуживания восточных электрических сетей входят: Зубовский участок (с. Зубовка), Сарыг-Сепский участок (с. Сарыг-Сеп), Бурень-Бай-Хаакский участок (с. Бурень-Бай-Хаак).

Большинство подстанций 110 кВ и 35 кВ однотрансформаторные. Из общего количества ПС 110 кВ - 15 штук, только на пяти ПС 110 кВ установлено более одного трансформатора. Это ПС 110 кВ, расположенные в г. Кызыл – ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Сукпак, а также ПС 110 кВ Шагонар (г. Шагонар) и ПС 110 кВ Хову-Аксы (пгт. Хову-Аксы). Все ПС 35 кВ, кроме ПС 35 кВ Птицефабрика (г. Кызыл), однотрансформаторные. Следует отметить, что в настоящее время от однотрансформаторных подстанций могут быть запитаны потребители только третьей категории по надежности электроснабжения.

В энергосистеме две двухцепных ВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепь (С-407, С-408), ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ – Кызылская I, II цепь (С-423, С-424).

Кроме ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго» эксплуатацией сетей 35-110 кВ занимается ряд прочих сетевых компаний, в том числе ООО «Тувинская горнорудная

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

компания». В ведомстве ООО «Тувинская горнорудная компания» имеются следующие ПС и ВЛ 35-110 кВ:

- ГПП 110/6 кВ Чаданский участок ООО «ТГРК», 2хТР-2,5 МВА, год ввода ПС – 1977 г., год изготовления ТР - 1973 г.;
- ГПП 35/6 кВ Каа-Хемский участок ООО «ТГРК», ТР-1,6 МВА и 2хТР-4 МВА, год ввода ПС – 1969 г., года изготовления ТР - 1967 г. и 1978 г. соответственно;
- ВЛ 110 кВ Чадан – Угольный разрез I, II цепи (С-455, С-456), протяжённостью 20 км по трассе, сечением провода АС-95;
- ВЛ 35 кВ Кызылская – ГПП 35/6 кВ Каа-Хемский участок (Т-9), протяжённостью 14 км по трассе.

Основными проблемами функционирования электрических сетей 35-110-220 кВ являются:

- наличие однострансформаторных подстанций, запитанных по одной воздушной линии электропередачи;
- массовое старение электросетевого оборудования подстанций и линий электропередачи;
- низкая управляемость сети, что приводит к глубоким колебаниям уровней напряжения в течение суток.

Подробный анализ возрастных характеристик и технического состояния электросетевых объектов филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Хакаское ПМЭС, производственных отделений АО «Тываэнерго» приведен в разделе 6.2.

Динамика вводов, техперевооружения и реконструкции электросетевых объектов Тувинской энергосистемы приведена в разделе 6.3. Основные проблемы функционирования и развития электроэнергетического комплекса приведены в разделе 7.

6.2 Оценка технического состояния электрических сетей

Основным показателем оценки технического состояния оборудования ПС и ВЛ служит возрастная структура электрических сетей. Этот показатель определяет выработку ресурса электротехнического оборудования и может быть положен в основу программы технического перевооружения и реконструкции электросетевых объектов. Для анализа возрастной структуры электросетевых объектов в соответствии с Положением о технической политике ПАО «Россети» принято деление оборудования на группы по сроку эксплуатации:

	ПС	ВЛ
I группа	до 25 лет	до 25 лет
II группа	26-35 лет	26-40 лет
III группа	свыше 35 лет	свыше 40 лет

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакаское ПМЭС

Протяженность ВЛ 220, 110 кВ, количество и суммарная мощность ПС 220, 110 кВ Хакаского ПМЭС на 01.01.2017 г. составили:

Класс напряжения, кВ	Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	Количество и суммарная мощность ПС, шт./МВА
220	498,25	4 / 428
110	185,08	1 / 72,3
35	-	- / 7,9

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

На рисунках 6.2.1 и 6.2.2 приведена возрастная характеристика линий электропередачи и подстанций Хакасского ПМЭС с разбивкой по классам напряжения на 01.01.2017 г.

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 220 кВ показал:

- 2 подстанции (50% от общего числа ПС 220 кВ) отработали более 35 лет;
- 126 МВА трансформаторной мощности (30 % от общей трансформаторной мощности 220 кВ) отработало более 35 лет;
- линии электропередачи 220 кВ протяженностью 159,1 км в одноцепном исчислении (32% от общей протяженности ЛЭП 220 кВ) отработали более 40 лет.

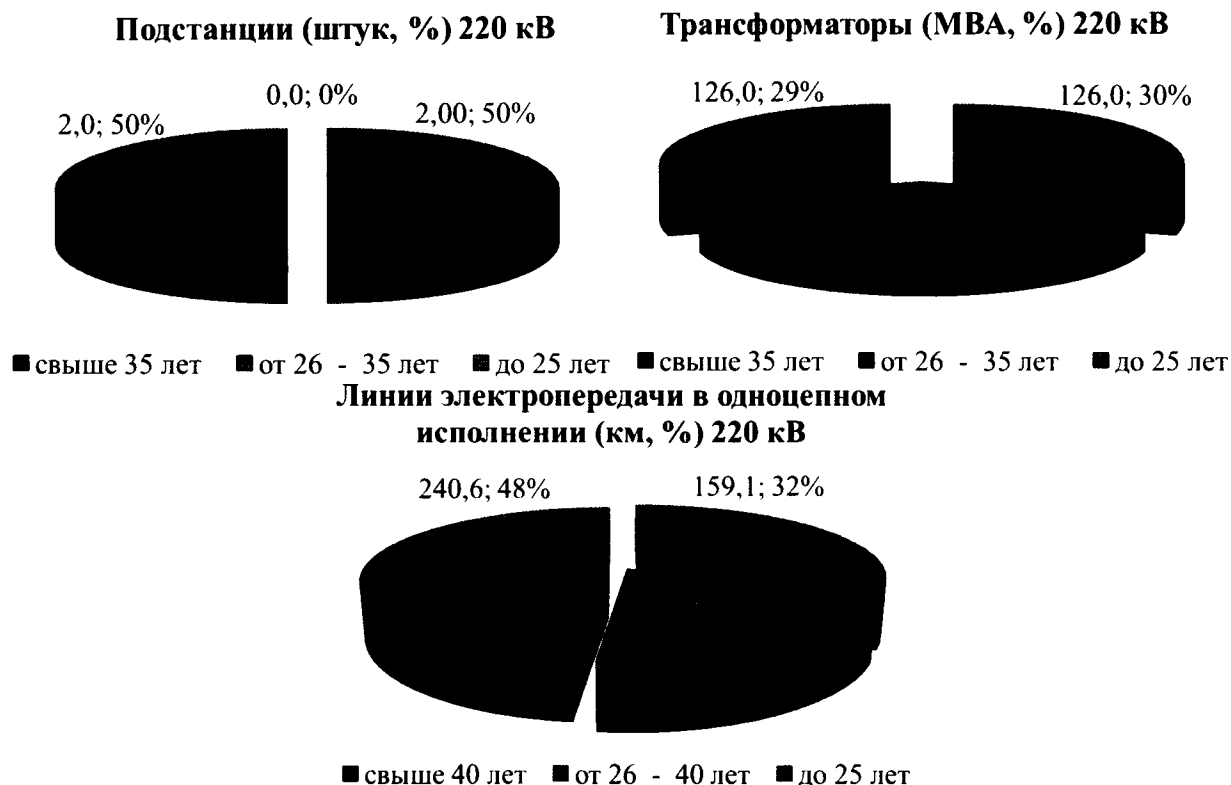


Рисунок 6.2.1 – Возрастная характеристика ВЛЭП и ПС 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакасское ПМЭС на 01.01.2017 г.

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35, 110 кВ показал:

- 1 подстанция (100% от общего числа ПС 110 кВ) отработала более 25 лет;
- 66 МВА трансформаторной мощности (91 % от общей трансформаторной мощности 110 кВ) отработало более 35 лет;
- 1,6 МВА трансформаторной мощности (20 % от общей трансформаторной мощности 35 кВ) отработало более 35 лет;
- линии электропередачи 110 кВ протяженностью 167,1 км в одноцепном исчислении (90 % от общей протяженности ЛЭП 110 кВ) отработали более 25 лет.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

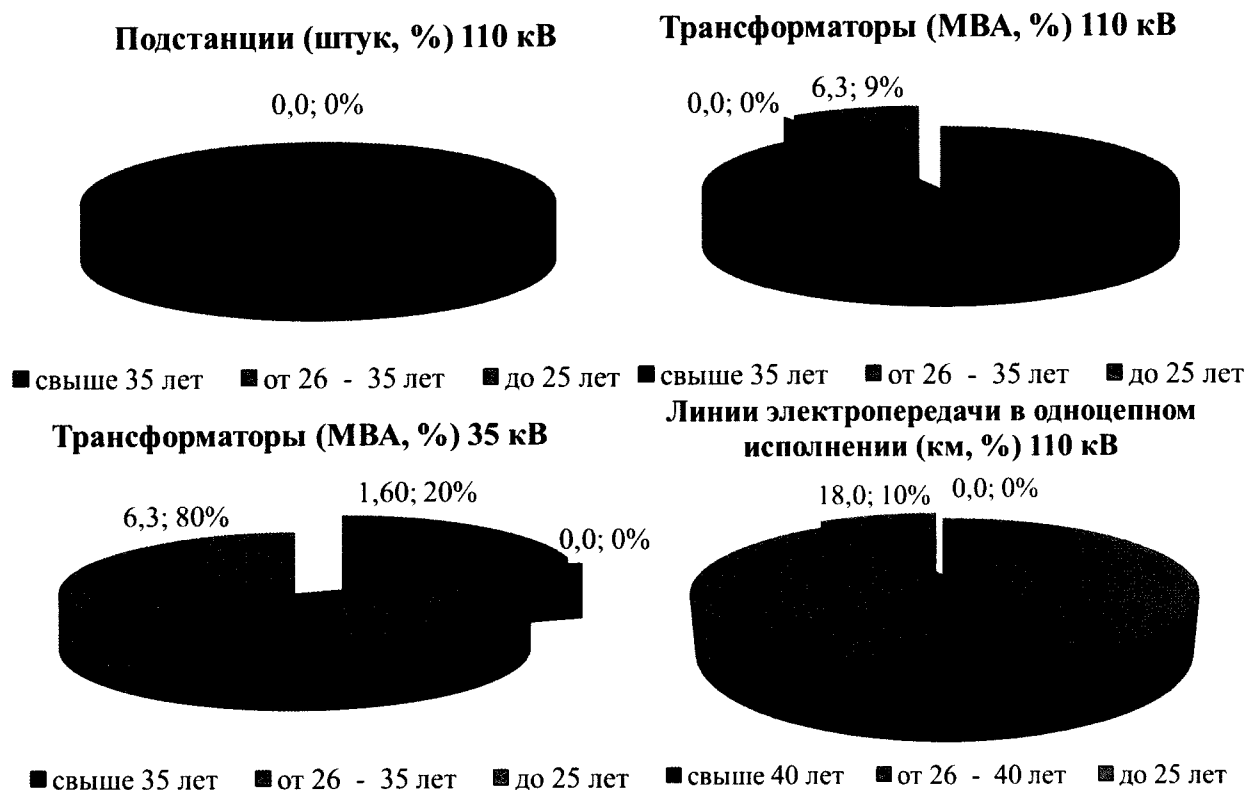


Рисунок 6.2.2 – Возрастная характеристика ВЛ и ПС 110-35 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакасское ПМЭС на 01.01.2017 г.

В заключительном отчете данной работы «Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва» (Том 2 книга 3) представлены списки подстанций и линий Хакасского ПМЭС, отражающие возрастную структуру, количество и установленную мощность трансформаторов, протяженность ВЛ, количество цепей ВЛ с разбивкой по классам напряжения 220, 110, 35 кВ.

ДЗО ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тываэнерго»

Протяженность ВЛ 110, 35 кВ, количество и суммарная мощность ПС 110, 35 кВ АО «Тываэнерго» на 01.01.2017 г. составили:

Класс напряжения, кВ	Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	Количество и суммарная мощность ПС, шт./МВА
110	571,389	15 / 173,5
35	795,823	20 / 51,6

ПО Центральные электрические сети

Протяженность ВЛ 110, 35 кВ, количество и суммарная мощность ПС 35, 110 кВ ЦЭС на 01.01.2017 г. составили:

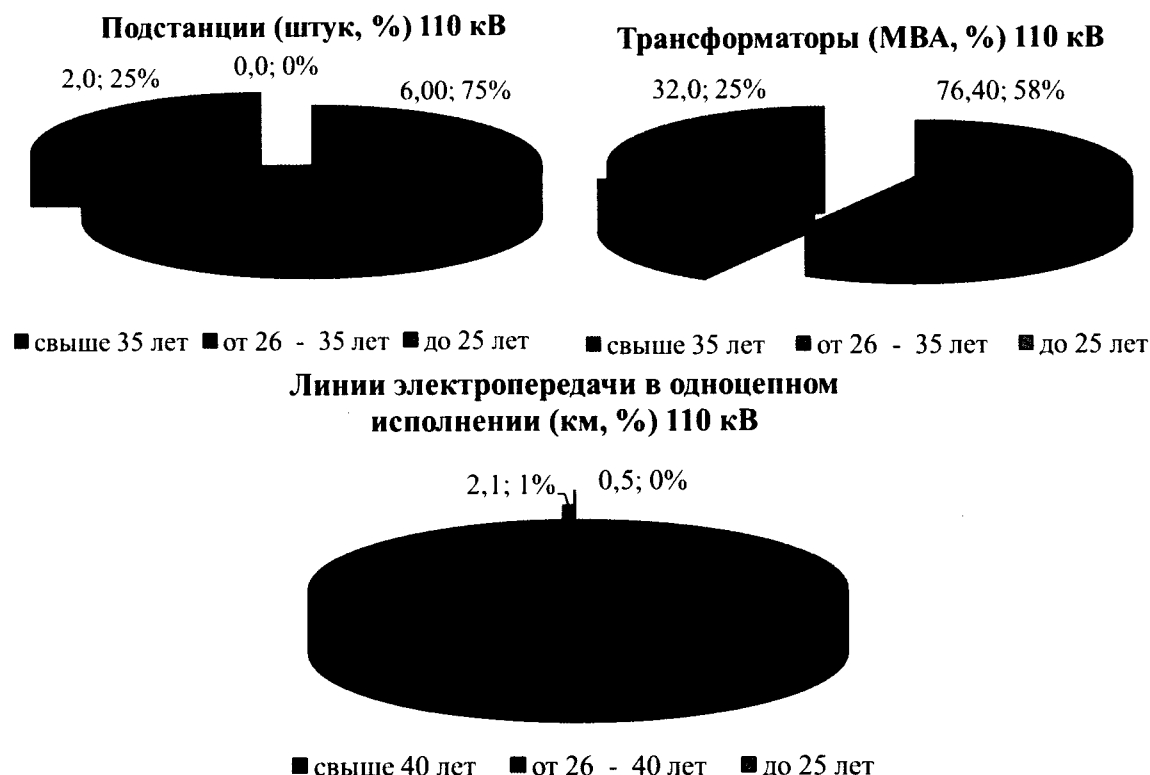
Класс напряжения, кВ	Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	Количество и суммарная мощность ПС, шт./МВА
110	317,9	8 / 130,7
35	374,11	8 / 20,1

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

На рисунках 6.2.3 и 6.2.4 приведена возрастная структура линий электропередачи, подстанций и трансформаторов Центральных электрических сетей с разбивкой по классам напряжения на 01.01.2017 г.

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 110 кВ показал:

- 6 подстанций (75% от общего числа ПС 110 кВ) отработали более 35 лет;
- 76,4 МВА трансформаторной мощности (58 % от общей трансформаторной мощности 110 кВ) отработало более 35 лет;
- линии электропередачи протяженностью 315,3 км в одноцепном исчислении (99% от общей протяженности ЛЭП 110 кВ) отработали более 40 лет;

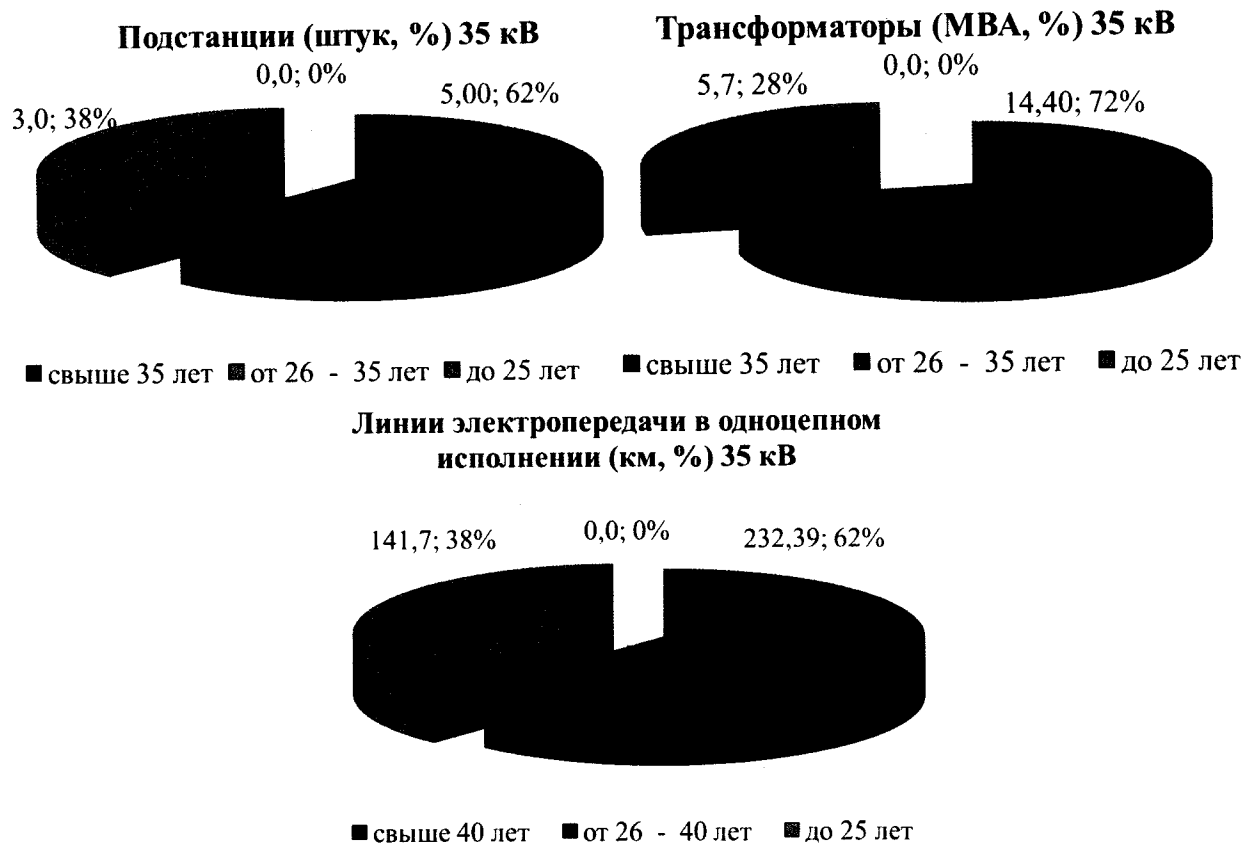


**Рисунок 6.2.3 – Возрастная характеристика ВЛ и ПС 110 кВ АО «Тывазэнерго»
ПО Центральные ЭС на 01.01.2017 г.**

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал:

- 5 подстанций (62% от общего числа ПС 35 кВ) отработали более 35 лет;
- 14,4 МВА трансформаторной мощности (72% от общей трансформаторной мощности 35 кВ) отработало более 35 лет;
- линии электропередачи 35 кВ протяженностью 232,39 км в одноцепном исчислении (62% от общей протяженности ЛЭП 35 кВ) отработали более 40 лет;

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01



**Рисунок 6.2.4 – Возрастная характеристика ВЛ и ПС 35 кВ АО «Тываэнерго»
ПО Центральные ЭС на 01.01.2017 г.**

ПО Западные электрические сети

Протяженность ВЛ 110 кВ, количество и суммарная мощность подстанций 110, 35 кВ ЗЭС (ПЭС-2) на 01.01.2017 г. составили:

Класс напряжения, кВ	Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	Количество и суммарная мощность ПС, шт./МВА
110	25,85	1 / 6,3
35	83,62	5 / 8,6

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 110 кВ показал:

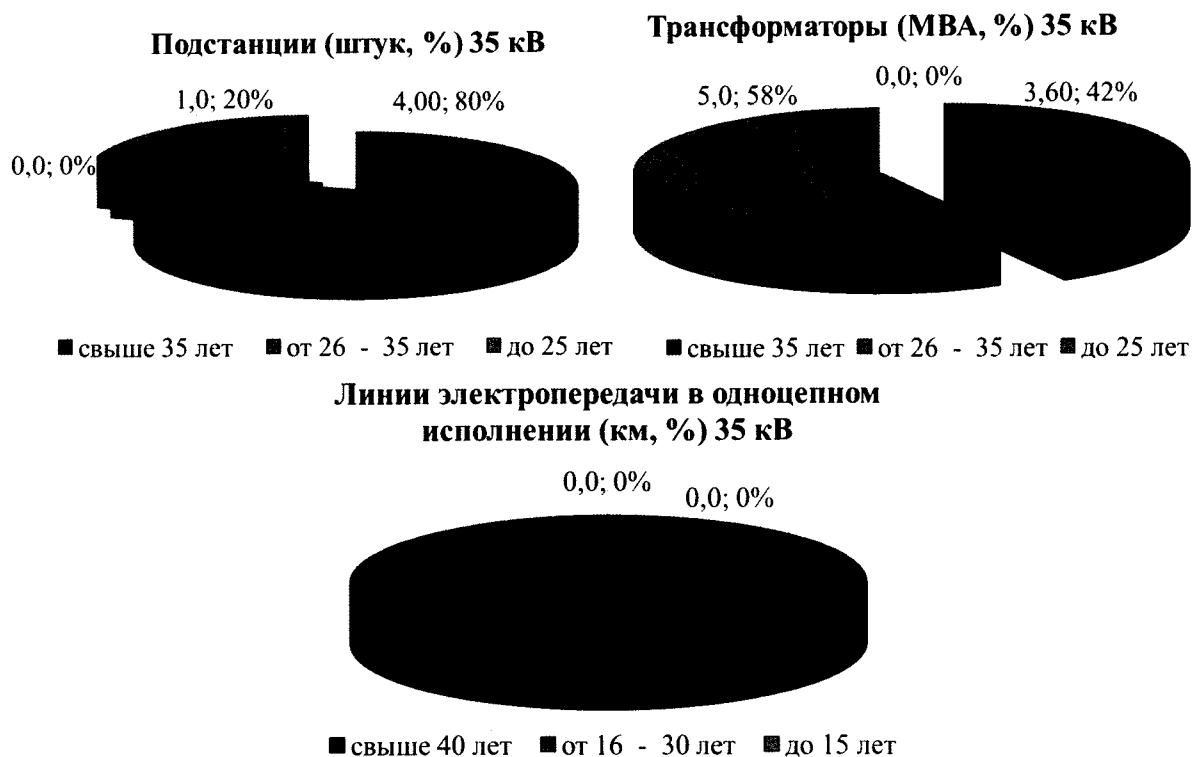
- 1 подстанция (100% от общего числа ПС 110 кВ) отработала более 35 лет;
- 6,3 МВА трансформаторной мощности (100% от общей трансформаторной мощности 110 кВ) отработало более 35 лет;
- линии электропередачи 110 кВ протяженностью 25,85 км в одноцепном исчислении (100% от общей протяженности ЛЭП 110 кВ) отработали более 40 лет.

На рисунке 6.2.5 приведена возрастная структура линий электропередачи, подстанций и трансформаторов 35 кВ Западных электрических сетей (ПЭС-2) на 01.01.2017 г.

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал:

- 4 подстанции (80% от общего числа ПС 35 кВ) отработали более 35 лет;
- 3,6 МВА трансформаторной мощности (42% от общей трансформаторной мощности 35 кВ) отработало нормативный срок более 35 лет;
- линии электропередачи 35 кВ протяженностью 83,62 км в одноцепном исчислении (100% от общей протяженности ЛЭП 35 кВ) отработали более 40 лет.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01



**Рисунок 6.2.5 – Возрастная характеристика ВЛ и ПС 35 кВ АО «Тываэнерго»
ПО Западные ЭС (ПЭС-2) на 01.01.2017 г.**

ПО Южные электрические сети

Протяженность ВЛ 35, 110 кВ, количество и суммарная мощность подстанций 35, 110 кВ ЮЭС (ПЭС-3) на 01.01.2017 г. составили:

Класс напряжения, кВ	Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	Количество и суммарная мощность ПС, шт./МВА
110	186,92	4 / 27,7
35	292,73	6 / 18,9*

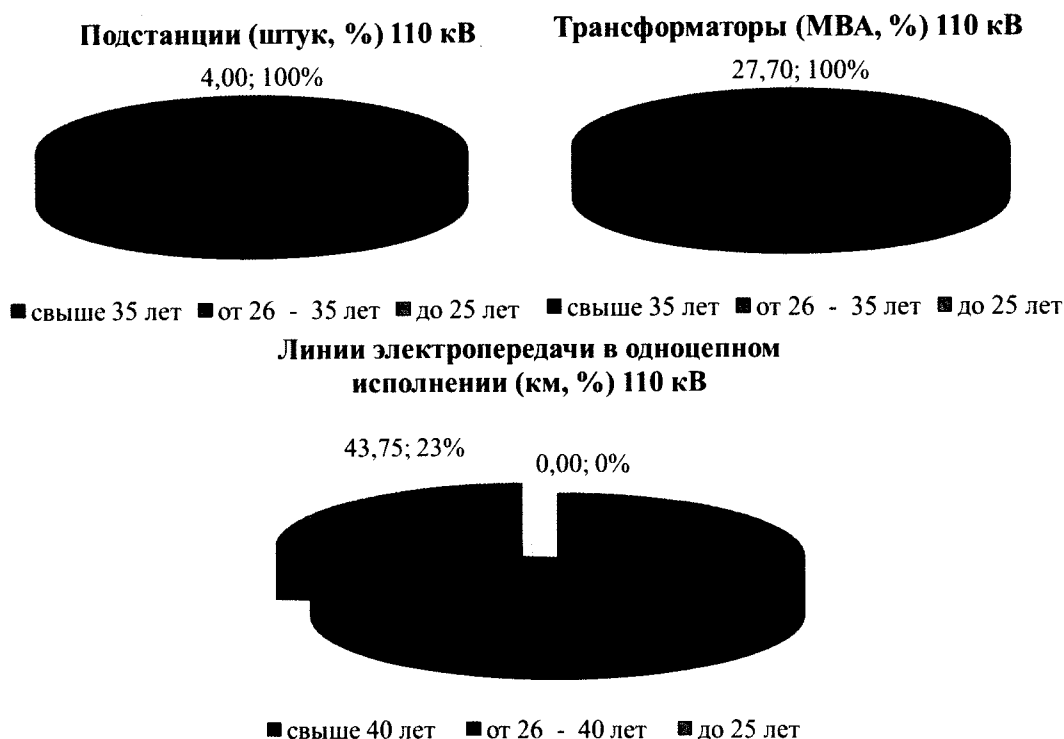
* мощность трансформатора ТМН-4000/35/10, установленного на ПС 110 кВ Балгазын, учтена в суммарной мощности ПС 35 кВ

На рисунках 6.2.6 и 6.2.7 приведена возрастная структура линий электропередачи, подстанций и трансформаторов Южных электрических сетей (ПЭС-3) с разбивкой по классам напряжения на 01.01.2017 г.

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 110 кВ показал:

- 4 подстанции (100% от общего числа ПС 110 кВ) отработали более 35 лет;
- 27,7 МВА (100% трансформаторной мощности от общей трансформаторной мощности 110 кВ) отработало более 35 лет;
- линии электропередачи 110 кВ протяженностью 143,17 км в одноцепном исчислении (77 % от общей протяженности ЛЭП 110 кВ) отработали более 40 лет;

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01



**Рисунок 6.2.6 – Возрастная характеристика ВЛ и ПС 110 кВ АО «Тывазэнерго»
ПО Южные ЭС (ПЭС-3) на 01.01.2017 г.**

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал:

- 4 подстанции (67% от общего числа ПС 35 кВ) отработали более 35 лет;
- 9,6 МВА трансформаторной мощности (51% от общей трансформаторной мощности 35 кВ) отработало более 35 лет;
- линии электропередачи 35 кВ протяженностью 195,51 км в одноцепном исчислении (67% от общей протяженности ЛЭП 35 кВ) отработали более 40 лет;



**Рисунок 6.2.7 – Возрастная характеристика ВЛ и ПС 35 кВ АО «Тывазэнерго»
ПО Южные ЭС (ПЭС-3) на 01.01.2017 г.**

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

ПО Восточные электрические сети

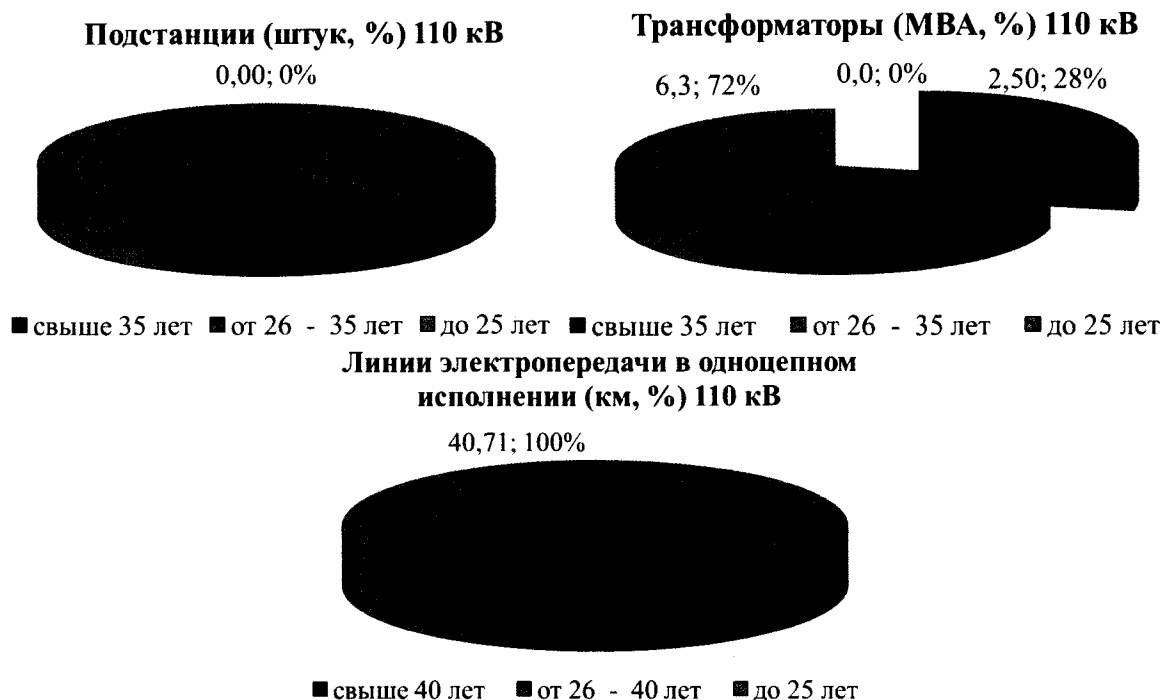
Протяженность ВЛ 35, 110 кВ, количество и суммарная мощность подстанций 35,110 кВ ВЭС (ПЭС-4) на 01.01.2017 г. составили:

Класс напряжения, кВ	Протяженность действующих ВЛ (в одноцепном исчислении), км	Количество и суммарная мощность ПС, шт./МВА
110	40,71	2 / 8,8
35	45,37	1 / 4

На рисунке 6.2.8 приведена возрастная структура линий электропередачи, подстанций и трансформаторов 110 кВ Восточных электрических сетей (ПЭС-4) с разбивкой по классам напряжения на 01.01.2017 г.

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 110 кВ показал:

- 2 подстанции (100% от общего числа ПС 110 кВ) отработали более 25 лет;
- 2,5 МВА трансформаторной мощности (28 % от общей трансформаторной мощности 110 кВ) отработало более 35 лет;
- линии электропередачи 110 кВ протяженностью 40,71 км в одноцепном исчислении (100% от общей протяженности ЛЭП 110 кВ) отработали более 25 лет.



**Рисунок 6.2.8 – Возрастная характеристика ВЛ и ПС 110 кВ АО «Тывазэнерго»
ПО Восточные ЭС (ПЭС-4) на 01.01.2017 г.**

На напряжении 35 кВ в ПО Восточные ЭС (ПЭС-4) имеется только одна однотрансформаторная подстанция, мощностью 4 МВА и воздушная линия электропередачи протяженностью 45,37 км. Срок службы силового трансформатора на подстанции на 01.01.2017 г. составляет 28 лет. Воздушная линия электропередачи 35 кВ протяженностью 45,365 км в одноцепном исчислении отработала более 40 лет.

В заключительном отчете данной работы «Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва» (Том 2 книга 3) представлены списки подстанций и линий ДЗО ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тывазэнерго», отражающие возрастную структуру, количество и установленную мощность трансформаторов, протяженность ВЛ, количество цепей ВЛ с разбивкой по классам напряжения 110, 35 кВ.

6.3 Динамика вводов, техперевооружения и реконструкции электросетевых объектов за 2012 – 2016 гг.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакаское ПМЭС

В 2012 году филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакаское ПМЭС завершил строительство ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан, общей протяженностью 240 км, и установил современный элегазовый выключатель 220 кВ взамен одного из четырех устаревших масляных аналогов на ПС 220 кВ Кызылская.

В 2014 г. на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Кызылская было установлено и введено в работу современное оборудование компенсации реактивной мощности: УШР-25 Мвар, 2хБСК-26 Мвар.

Проектом предусмотрена и выполнена в 2015 г. реконструкция ПС 220 кВ Чадан в объеме:

- реконструкция ОРУ 220 кВ;
- замена 2хАТ-32 МВА и АТ-30 МВА на 2хАТ-63 МВА;
- установка двух УШР-63 Мвар на шинах 220 кВ.

Включение ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан в работу реализовано в 2015 г.

В 2012 году была проведена замена силового трансформатора ТМН-4000/35/10 на ПС 220 кВ Ак-Довурак на трансформатор ТМН-6300/35/10.

В 2014 году была проведена замена силового трансформатора ТМН-2500/35/10 на ПС 110 кВ Хандагайты на трансформатор ТМН-6300/35/10.

Перечень электросетевых объектов 110-220 кВ Хакаского ПМЭС, введенных в эксплуатацию, подвергшихся реконструкции и техническому перевооружению за период 2012-2016 гг. представлен в таблице 6.3.1.

Таблица 6.3.1 - Перечень электросетевых объектов 110-220 кВ Хакаского ПМЭС, введенных в эксплуатацию, подвергшихся реконструкции и техническому перевооружению за 2012-2016 гг.

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода	Протяженность/ мощность, км/МВА/Мвар	Примечание
Новое строительство				
220 кВ				
1	ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан	2012	240	Завершение строительства. Включение на холостой ход со стороны ПС 220 кВ Кызылская
		2015		Ввод в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан
Реконструкция				
220 кВ				
1	ПС 220 кВ Кызылская	2012	-	Установка одного элегазового выключателя 220 кВ взамен существующего масляного
2	ПС 220 кВ Ак-Довурак	2012	6,3	Замена силового трансформатора ТМН-4000/35/10 на трансформатор ТМН-6300/35/10
3	ПС 220 кВ Кызылская	2014	1х25 2х26	Установка СКРМ на шинах 110 кВ: УШР-25 Мвар, 2хБСК-26 Мвар
4	ПС 220 кВ Чадан	2015	2х63	Замена 2хАТ-32 МВА и АТ-30 МВА на 2хАТ-63 МВА
			2х63	Установка СКРМ на шинах 220 кВ: 2хУШР-63 Мвар
110 кВ				
1	ПС 110 кВ Хандагайты	2014	6,3	Замена силового трансформатора ТМН-2500/110/10 на трансформатор ТМН-6300/110/10

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Мероприятия по вводу и реконструкции электросетевых объектов филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакаское ПМЭС в 2017 г. не предусмотрены.

ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго»

Перечень электросетевых объектов 35-110 кВ АО «Тываэнерго», введенных в эксплуатацию, подвергшихся реконструкции и техническому перевооружению за период 2012-2016 гг., а также находящихся в состоянии реконструкции и технического перевооружения по настоящее время приведены в таблице 6.3.2.

Таблица 6.3.2 - Перечень электросетевых объектов 35-110 кВ АО «Тываэнерго», введенных в эксплуатацию, подвергшихся реконструкции и техническому перевооружению за 2012-2016 гг.

№ п/п	Наименование объекта	Сетевое предприятие	Год ввода	Мощность трансформаторов, МВА	Примечание
Новое строительство					
35 кВ					
1	ПС 35 кВ Новая	ЮЭС (ПЭС-3)	2012	1х1	Ввод в эксплуатацию
Реконструкция					
110 кВ					
1	ПС 110 кВ Городская	ЦЭС	2015	1х16	Замена трансформатора 4Т 10 МВА на 16 МВА
2	ПС 110 кВ Южная	ЦЭС	2015	1х16	Установка дополнительного трансформатора 16 МВА
35 кВ					
1	ПС 35 кВ Чыраа-Бажи	ЗЭС (ПЭС-2)	2012	1х1,6	Замена трансформатора 1Т-1 МВА на 1,6 МВА
2	ПС 35 кВ Суг-Бажы	ЮЭС (ПЭС-3)	2012	1х4	Замена трансформатора 1Т-2,95 МВА на 4 МВА
3	ПС 35 кВ Оо-Шынаа	ЮЭС (ПЭС-3)	2012	1х1,6	Демонтаж трансформатора 2Т-1,6 МВА

Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов 35-110 кВ АО «Тываэнерго», планируемые к выполнению в 2017 г. представлены в таблице 6.3.3.

Таблица 6.3.3 – Мероприятия на 2017 г., связанные с вводом в эксплуатацию и реконструкцией электросетевых объектов напряжением 35-110 кВ АО «Тываэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Сетевое предприятие	Протяженность / мощность (км/МВА)	Примечание
Новое строительство				
110 кВ				
1	ПС 110 кВ Вавилинская	ЦЭС	2х16	Подключение потребителей
2	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ Вавилинская	ЦЭС	2х12,2	Подключение ПС 110 кВ Вавилинская
Реконструкция				
110 кВ				
1	ПС 110 кВ Южная	ЦЭС	1х16	Установка трансформатора 16 МВА взамен демонтированного трансформатора 6,3 МВА (2-ой этап)

ООО «УК «Межегейуголь»

В 2014 г. введена в эксплуатацию ПС 110 кВ Межегей с двумя трансформаторами мощностью по 16 МВА с отпайкой протяженностью 27,5 км от ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайкой на ПС Западная (С-405). Подстанция предназначена для электроснабжения Межегейского месторождения каменного угля ООО «УК «Межегейуголь».

6.4 Описание режимов работы внешних электрических связей энергосистемы Республики Тыва с ОЭС Сибири

Связь энергосистемы Республики Тыва с ОЭС Сибири (с Красноярской и Хакасской энергосистемами) и энергосистемой Республики Монголия осуществляется по следующим межсистемным связям:

- с Красноярской энергосистемой на напряжении 220 кВ:
- по одноцепной ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран;
- с Хакасской энергосистемой на напряжении 220 кВ:
- по одноцепной ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42);
- с Монгольской энергосистемой на напряжении 110 кВ:
- ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом I цепь (С-457),
- ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом II цепь (С-458).

Структурная схема внешних электрических связей Тывинской ЭС приведена на рисунке 6.4.1.



Рисунок 6.4.1 – Структурная схема внешних электрических связей Тывинской ЭС

Межсистемная связь ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) входит в состав контролируемого сечения «Красноярск, Хакасия – Тыва».

Переток мощности по межсистемным связям Республики Тыва с Красноярской и Хакасской энергосистемами определяется нагрузкой сечения «Красноярск, Хакасия – Тыва», в состав которого входят:

- ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки;
- ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42).

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Состав межсистемных связей Тывинской энергосистемы с ОЭС Сибири и основные характеристики входящих в них линий электропередачи по состоянию на 01.01.2017 г. приведены в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1 – Состав межсистемных связей и основные характеристики входящих в них линий электропередачи по состоянию на 01.01.2017 г.

Состав	Длина, км	Марка провода	Год ввода	Срок службы, лет на 01.01.17 г.
Сечение «Красноярск, Хакасия – Тыва»				
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки	125,498	АС-240	1986	31
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	219,3	АС-300	1970	47
Связь «Тыва – Красноярск»				
ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	102,904	АС-240	1986	31
Связь «Тыва – Хакасия»				
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	219,3	АС-300	1970	47

Анализ возрастных характеристик показал, что все межсистемные линии электропередачи энергосистемы эксплуатируются более 30 лет, что приводит к необходимости особого контроля со стороны эксплуатирующей организации.

Максимально допустимый переток (МДП) в полной схеме, обеспечивающий нормативный запас по статической апериодической устойчивости, динамическую устойчивость при нормативных возмущениях, нормативный запас по напряжению в узлах нагрузки и отсутствие токовой перегрузки ВЛ в сечении «Красноярск, Хакасия – Тыва» с учетом действия противоаварийной автоматики составляет:

- при температуре окружающей среды -10°C – 172 МВт;
- при температуре окружающей среды -5°C – 161 МВт;
- при температуре окружающей среды $+25^{\circ}\text{C}$ – 134 МВт.

Аварийно допустимый переток (АДП) в сечении «Красноярск, Хакасия – Тыва» составляет 221 МВт.

Минимально допустимые, аварийно допустимые и наибольшие рабочие уровни напряжения в контрольных пунктах Филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ представлены в таблице 6.4.2.

Таблица 6.4.2 – Минимально допустимые, аварийно допустимые и наибольшие рабочие уровни напряжения в контрольных пунктах Филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ

Наименование энергообъекта	Контрольный пункт (класс напряжения СШ), кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ
ПС 220 кВ Кызылская	110	126	98	89

Регулирование напряжения в сети Тывинской энергосистемы обеспечивается средствами компенсации реактивной мощности (СКРМ), установленными на ПС 220 кВ Ак-Довурак, ПС 220 кВ Кызылская, ПС 220 кВ Чадан, ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Балгазын, ПС 35 кВ Самагалтай и ПС 35 кВ Эрзин. Перечень и основные характеристики СКРМ (на 01.01.2017 г.) приведены в таблице 6.4.3.

Таблица 6.4.3 – Перечень и срок службы СКРМ по состоянию на 01.01.2017 г.

Перечень СКРМ		Тип	Год ввода	Срок службы, лет на 01.01.2017 г.
СК на ПС 220 кВ Ак-Довурак	СК1	КС-15000-11	1978	39
	СК2	КС-15000-11	1978	39
ШР на ПС 220 кВ Ак-Довурак	Рр-35	РТД-20000/35	1970	47
БСК на ПС 220 кВ Кызылская	БСК1-110	48TILP 34.13Mvar/126.01 kV	2014	3
	БСК2-110	48TILP 34.13Mvar/126.01 kV	2014	3
УШР на ПС 220 кВ Кызылская	УШР-110	РТДУ-25000/110	2014	3
УШР на ПС 220 кВ Чадан	УШР1-220	РТДУ-63000/220	2015	2
	УШР2-220	РТДУ-63000/220	2015	2
БСК на ПС 110 кВ Городская*	БСК-1	-	2017	0
	БСК-2	-	2017	0
БСК на ПС 110 кВ Балгазын	БСК	-	1972	45
БСК на ПС 35 кВ Самагалтай	БСК	-	1999	18
БСК на ПС 35 кВ Эрзин	БСК	-	1974	43
* - в 2017 году на ПС 110 кВ Городская выполнена замена БСК				

Анализ возрастных характеристик показал, что БСК на ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Балгазын, ПС 35 кВ Эрзин, а также СК и ШР на ПС 220 кВ Ак-Довурак отработали более 25 лет, что приводит к необходимости усиленного контроля со стороны эксплуатирующей организации.

Анализ отчетных режимов работы внешних электрических связей Тывинской энергосистемы проведен по данным контрольных замеров на час максимума и минимума для летних и зимних нагрузок 2012 – 2016 гг.

В таблицах 6.4.4 и 6.4.5 приведена загрузка внешних связей Тывинской энергосистемы и сечения «Красноярск, Хакасия – Тыва» в часы максимальной и минимальной нагрузки в дни летнего и зимнего контрольных замеров. Контроль перетока мощности по ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки осуществлялся на ПС 220 кВ Шушенская-опорная, по ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) на ПС 220 кВ Ак-Довурак, по ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран на ПС 220 кВ Ергаки. В качестве положительного направления перетока мощности принято направление в Тывинскую энергосистему.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Таблица 6.4.4 – Загрузка межсистемных связей в день прохождения летнего максимума и минимума нагрузок Тывинской энергосистемы

Состав	P+jQ, МВА		Идд, А
	Iтек, А		
	час максимума нагрузок Тывинской ЭС	час минимума нагрузок Тывинской ЭС	
20.06.2012 г.			
Сечение «Красноярск, Хакасия – Тыва»			
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки	3,4-j34,5	2,2+j34,8	600*
	83	83	
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	66,5+j3,4	33,4+j12,3	400*
	163	86	
Суммарный переток активной мощности	69,9	35,6	
Связь «Тыва – Красноярск»			
ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	2,2+j0,5	1,1+j0,6	600*
	5	3	
Связь «Тыва – Хакасия»			
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	66,5+j3,4	33,4+j12,3	400*
	163	86	
20.06.2013 г.			
Сечение «Красноярск, Хакасия – Тыва»			
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки	3,3-j7.7	2,3-j7,9	600*
	20	20	
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	69,4+j5,5	37,2+j4,5	400*
	172	91	
Суммарный переток активной мощности	72,7	39,5	
Связь «Тыва – Красноярск»			
ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	2,5+j1,5	1,5+j1,1	600*
	7	4	
Связь «Тыва – Хакасия»			
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	69,4+j5,5	37,2+j4,5	400*
	172	91	
18.06.2014 г.			
Сечение «Красноярск, Хакасия – Тыва»			
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки	52,5-j1,7	29,1-j16,8	600*
	127	81	
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	23+j20,1	12,5+j23,3	400*
	75	65	
Суммарный переток активной мощности	75,5	41,6	
Связь «Тыва – Красноярск»			
ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	50,4+j2,3	27,8-j4,3	600*
	125	67	
Связь «Тыва – Хакасия»			
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	23+j20,1	12,5+j23,3	400*
	75	65	
17.06.2015 г.			
Сечение «Красноярск, Хакасия – Тыва»			
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки	80,7-j5,9	30,1-j3,4	600*
	195	73	
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	7,3+j19,7	11,3+j13,7	600*
	51	43	
Суммарный переток активной мощности	88	41,4	

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Окончание таблицы 6.4.4

Окончание таблицы 6.4.4

Состав	P+jQ, МВА		Идд, А
	Iтек, А		
	час максимума нагрузок Тывинской ЭС	час минимума нагрузок Тывинской ЭС	
Связь «Тыва – Красноярск»			
ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	76,5-j6,3	28,7+j5,4	600*
	191	72	
Связь «Тыва – Хакасия»			
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	7,3+j19,7	11,3+j13,7	600*
	51	43	
15.06.2016 г.			
Сечение «Красноярск, Хакасия – Тыва»			
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки	0,8-j19,5	0,7-j19,2	600*
	47	46	
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	75+j30,3	40,6+j16,6	600*
	212	109	
Суммарный переток активной мощности	75,8	41,4	
Связь «Тыва – Красноярск»			
ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	-	-	600*
	-	-	
Связь «Тыва – Хакасия»			
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	75+j30,3	40,6+j16,6	600*
	212	109	

* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);

** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.

Таблица 6.4.5 – Загрузка межсистемных связей в день прохождения зимнего максимума и минимума нагрузок Тывинской энергосистемы

Состав	Р+jQ, МВА		Идд, А
	Iтек, А		
	час максимума нагрузок Тывинской ЭС	час минимума нагрузок Тывинской ЭС	
19.12.2012 г.			
Сечение «Красноярск, Хакасия – Тыва»			
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки	101,3-j10,9	70-j12,2	600*
	249	172	
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	50,3+j16,7	40,7+j10,5	400*
	133	104	
Суммарный переток активной мощности	151,6	110,7	
Связь «Тыва – Красноярск»			
ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	94,8+j2,2	66,1-j1	600*
	242	164	
Связь «Тыва – Хакасия»			
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	50,3+j16,7	40,7+j10,5	400*
	133	104	
18.12.2013 г.			
Сечение «Красноярск, Хакасия – Тыва»			
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки	102,7-j18,1	66,9-j5,6	600*
	252	162	
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	51,2-j2	33,9+j17,9	400*
	125	85	
Суммарный переток активной мощности	153,9	100,8	

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Окончание таблицы 6.4.5

окончание таблицы 6.4.3

Состав	P+jQ, МВА		Идд, А
	Iтек, А		
	час максимума нагрузок Тывинской ЭС	час минимума нагрузок Тывинской ЭС	
Связь «Тыва – Красноярск»			
ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	96,5-j2,9	63,6-j3,5	600*
	240	158	
Связь «Тыва – Хакасия»			
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	51,2-j2	33,9+j17,9	400*
	125	85	
17.12.2014 г.			
Сечение «Красноярск, Хакасия – Тыва»			
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки	102,2-j20,5	70,7-j12,6	600*
	251	173	
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	60,8+j4,1	44,6+j8,2	400*
	151	112	
Суммарный переток активной мощности	163	115,3	
Связь «Тыва – Красноярск»			
ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	95,6-j12,1	66,7-j5,6	600*
	237	165	
Связь «Тыва – Хакасия»			
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	60,8+j4,1	44,6+j8,2	400*
	151	112	
16.12.2015 г.			
Сечение «Красноярск, Хакасия – Тыва»			
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки	105,4-j24,4	63,9-j17,3	600*
	262	160	
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	55,1+j12,6	44,5+j11,8	600*
	141	115	
Суммарный переток активной мощности	160,5	108,4	
Связь «Тыва – Красноярск»			
ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	98,3-j18,2	61,1-j15,9	600*
	246	153	
Связь «Тыва – Хакасия»			
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	55,1+j12,6	44,5+j11,8	600*
	141	115	
21.12.2016 г.			
Сечение «Красноярск, Хакасия – Тыва»			
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки	109,4-j24,2	74,7-j14,4	600*
	272	183	
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	56+j10,4	40,9+j17,1	600*
	141	110	
Суммарный переток активной мощности	165,4	115,6	
Связь «Тыва – Красноярск»			
ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	102,3-j10,4	70,7-j10,2	600*
	254	174	
Связь «Тыва – Хакасия»			
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	56+j10,4	40,9+j17,1	600*
	141	110	

* - по условию недопущения перегрузки электрооборудования (выключатель, разъединитель, ВЧЗ, ТТ);
** - по условию недопущения перегрузки провода ЛЭП, ошиновки подстанций.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Токовая нагрузка всех межсистемных ВЛ не превышала длительно допустимую по условию нагрева проводов и допустимого тока электрооборудования на подстанциях.

Максимальные значения перетоков мощности в сечении «Красноярск, Хакасия – Тыва» не превышали пропускную способность сечения (172 МВт при -10°C) и составляли 151,6 – 165,4 МВт в период 2012 – 2016 гг. в дни зимних контрольных замеров в часы максимальной нагрузки Тывинской ЭС. При этом ремонт любой линии электропередачи 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки – Туран – Кызылская или АТ на ПС 220 кВ Кызылская приводит к снижению «МДП с ПА» до значения 108-120 МВт. Таким образом, при существующей схемно-режимной ситуации выполнение ремонта линий электропередачи 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки – Туран – Кызылская или АТ на ПС 220 кВ Кызылская без превентивного ограничения нагрузки допустимо только в летний период.

Анализ изменения напряжения в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Тывинской ЭС в период 2012 – 2016 гг. представлен в таблице 6.4.6.

Таблица 6.4.6 – Напряжение в контрольном пункте, на ПС 220 кВ Ак-Довурак и ПС 220 кВ Туран Тывинской энергосистемы

Наименование подстанции	Летний контрольный замер		Зимний контрольный замер	
	максимум нагрузки (18.00)	минимум нагрузки (01.00)	максимум нагрузки (15.00)	минимум нагрузки (01.00)
2012 год				
	20 июня		19 декабря	
ПС 220 кВ Ак-Довурак	236,4	237,9	229,8	233,8
ПС 220 кВ Туран	246,9	248,2	226,6	232,7
ПС 220 кВ Кызылская	111,7	115,7	111,3	115
2013 год				
	20 июня *		19 декабря	
ПС 220 кВ Ак-Довурак	234	237,8	236,6	236,8
ПС 220 кВ Туран	240,2	239,7	232	233,2
ПС 220 кВ Кызылская	110	123	114,8	115,6
2014 год				
	18 июня		17 декабря	
ПС 220 кВ Ак-Довурак	234,3	236,8	232,6	233,2
ПС 220 кВ Туран	232,9	241,1	234,3	234,8
ПС 220 кВ Кызылская	114,7	120,1	115,7	115
2015 год				
	17 июня		16 декабря	
ПС 220 кВ Ак-Довурак	235,9	237	230,9	231,7
ПС 220 кВ Туран	231,8	235,6	234,9	238,2
ПС 220 кВ Кызылская	115,3	115,7	108,5	110,9
2016 год				
	15 июня		21 декабря	
ПС 220 кВ Ак-Довурак	220	233,4	232,9	232
ПС 220 кВ Туран	195,6	240,5	234	236,4
ПС 220 кВ Кызылская	97,3	119,5	114,9	117,7
Примечание: * - максимум нагрузки энергосистемы в день летнего контрольного замера 2013г. зафиксирован в 7:00;				

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

В период 2012 – 2013 гг. напряжение на шинах ПС 220 кВ Кызылская и других объектах энергосистемы в дни летних контрольных замеров превышало наибольшее рабочее напряжение, составляющее 123 кВ и 245 кВ (МЭК 38-83), что обусловлено низкой величиной нагрузок Республики Тыва. В связи с отсутствием достаточного количества средств компенсации реактивной мощности в энергосистеме при сезонном снижении нагрузки одна из питающих линий 220 кВ выводилась в резерв, что при единичном аварийном возмущении могло привести к полному погашению потребителей энергосистемы Республики Тыва с выделением Кызылской ТЭЦ на изолированную работу.

В 2014 – 2016 гг. напряжение на шинах ПС 220 кВ Кызылская и других объектах энергосистемы в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Тывинской ЭС не превышало наибольшее рабочее напряжение.

Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Тывинской ЭС за 2012 – 2016 гг. представлены в таблице 6.4.7.

Таблица 6.4.7 – Сведения об использовании средств компенсации реактивной мощности в дни контрольных замеров за 2012 – 2016 гг.

Место установки	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Фактическая загрузка по РМ, Мвар			
	на выдачу (+)	на прием (-)	летний максимум нагрузки (18.00)	летний минимум нагрузки (01.00)	зимний максимум нагрузки (15.00)	зимний минимум нагрузки (01.00)
20.06.2012						
ПС 220 кВ Ак-Довурак (СК1 и СК2)	26	10	-6,4	-10,0	-	-
ПС 220 кВ Ак-Довурак (Рр-35)	-	20	-	-10,9	-13	-13,5
ПС 110 кВ Городская (БСК-1)	7,8	-	7,9	-	-	-
ПС 110 кВ Городская (БСК-2)	7,8	-	-	-	7,9	-
20.06.2013*						
ПС 220 кВ Ак-Довурак (СК1 и СК2)	26	10	-9,3	-9,4	-1,3	-7,5
ПС 220 кВ Ак-Довурак (Рр-35)	-	20	-	-14	-	-19,4
ПС 110 кВ Городская (БСК-1)	7,8	-	-	-	8,4	-
ПС 110 кВ Городская (БСК-2)	7,8	-	-	-	-	-
18.06.2014						
ПС 220 кВ Ак-Довурак (СК1 и СК2)	26	10	-8,5	-9,8	0,6	1,5
ПС 220 кВ Ак-Довурак (Рр-35)	-	20	-18,5	-17,8	-18,2	-17,9
ПС 220 кВ Кызылская (БСК1-110)	26	-	-	-	28,8	-
ПС 220 кВ Кызылская (БСК2-110)	26	-	-	-	-	-
ПС 220 кВ Кызылская (УШР-110)	-	25	-	-	-11,6	-13,4
ПС 110 кВ Городская (БСК-1 и БСК-2)	15,6	-	-	-	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Окончание таблицы 6.4.7

Место установки	Номинальная реактивная мощность, Мвар		Фактическая нагрузка по РМ, Мвар			
	на выдачу (+)	на прием (-)	летний максимум нагрузки (18.00)	летний минимум нагрузки (01.00)	зимний максимум нагрузки (15.00)	зимний минимум нагрузки (01.00)
17.06.2015						
ПС 220 кВ Ак-Довурак (СК1 и СК2)	26	10	4,5	5,4	2	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак (Рр-35)	-	20	-17,9	-18,1	-17,9	-18,8
ПС 220 кВ Кызылская (БСК1-110)	26	-	-	-	-	-
ПС 220 кВ Кызылская (БСК2-110)	26	-	-	-	-	-
ПС 220 кВ Кызылская (УШР-110)	-	25	-1	-23	-	-
ПС 220 кВ Чадан (УШР1-220)	-	63	-	-	-7	-15,5
ПС 220 кВ Чадан (УШР2-220)	-	63	-	-	-10	-20,5
ПС 110 кВ Городская (БСК-1 и БСК-2)	15,6	-	-	-	-	-
15.06.2016						
ПС 220 кВ Ак-Довурак (СК1 и СК2)	26	10	-	-	-	-
ПС 220 кВ Ак-Довурак (Рр-35)	-	20	-16,1	-18,4	-15,7	-15,9
ПС 220 кВ Кызылская (БСК1-110)	26	-	-	-	-	-
ПС 220 кВ Кызылская (БСК2-110)	26	-	-	-	-	-
ПС 220 кВ Кызылская (УШР-110)	-	25	-	-2	-1	-0,8
ПС 220 кВ Чадан (УШР1-220)	-	63	-	-5	-5,8	-17,1
ПС 220 кВ Чадан (УШР2-220)	-	63	-	-9	-2,3	-21,9
ПС 110 кВ Городская (БСК-1 и БСК-2)	15,6	-	-	-	-	-
максимум нагрузки энергосистемы в день летнего контрольного замера 2013г. зафиксирован в 7:00						

Анализ режимного участия СКРМ показал, что СК1 и СК2 на ПС 220 кВ Ак-Довурак работали, в основном, в режиме потребления реактивной мощности (кроме зимнего контрольного замера 2014 г., а также летнего и зимнего контрольного замера 2015 г.). Рр-35 на ПС 220 кВ Ак-Довурак находился в работе в дни летних и зимних контрольных замеров. БСК1-110 на ПС 220 кВ Кызылская находилась в работе только в день зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки 2014 г. УШР-110 на ПС 220 кВ Кызылская работал в день зимнего контрольного замера 2014 и 2016 гг., в день летнего контрольного замера 2015 г., а также в день летнего контрольного замера в часы минимальной нагрузки 2016 г. УШР1-220 и УШР2-220 на ПС 220 кВ Чадан работали в день зимнего контрольного замера 2015 и 2016 гг., а также в день летнего контрольного замера в часы минимальной нагрузки 2016 г. БСК-1 на ПС 110 кВ

Городская работала в день летнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки 2012 г. и в день зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки 2013 г. БСК-2 на ПС 110 кВ Городская находилась в работе только в день зимнего контрольного замера в часы максимальной нагрузки 2012 г.

Общие выводы на основании анализа режимов работы межсистемных связей энергосистемы Республики Тыва с ОЭС Сибири в период 2012 – 2016 гг.:

- 1 Загрузка всех межсистемных ВЛ энергосистемы Республики Тыва с Красноярской и Хакасской энергосистемами не превышала длительно допустимую нагрузку по условию нагрева провода и допустимого тока электрооборудования подстанций;
- 2 Максимальные значения перетоков в сечении «Красноярск, Хакасия – Тыва» не превышали пропускную способность сечения (172 МВт при -10°C). При этом ремонт любой линии электропередачи 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки – Туран – Кызылская или АТ на ПС 220 кВ Кызылская приводил к снижению «МДП с ПА» до значения 108-120 МВт. Таким образом, при существующей схемно-режимной ситуации выполнение ремонта линий электропередачи 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки – Туран – Кызылская или АТ на ПС 220 кВ Кызылская без превентивного ограничения нагрузки допустимо только в летний период.
- 3 В период 2012 – 2013 гг. напряжение на шинах ПС 220 кВ Кызылская и других объектах энергосистемы Республики Тыва в летних режимах превышало величину наибольшего рабочего напряжения, что обусловлено низкой величиной нагрузок Республики Тыва. Средств компенсации реактивной мощности, применяемых в энергосистеме, было недостаточно.
- 4 В связи с недостаточностью объема средств компенсации реактивной мощности для поддержания напряжений на шинах подстанций энергосистемы Республики Тыва в допустимых пределах при сезонном снижении нагрузки в период 2012 – 2013 гг. одна из питающих линий 220 кВ выводилась в резерв, что при единичном аварийном возмущении могло привести к полному погашению потребителей энергосистемы Республики Тыва с выделением Кызылской ТЭЦ на изолированную работу.
- 5 В 2014 – 2016 гг. напряжение на шинах ПС 220 кВ Кызылская и других объектах энергосистемы в дни летних и зимних контрольных замеров в часы прохождения максимальной и минимальной нагрузки Тывинской ЭС не превышало наибольшее рабочее напряжение.

6.5 Анализ ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов работы сетей 35 кВ и выше

Анализ режимов работы электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Республики Тыва выполнен на основании контрольных замеров для летнего и зимнего периодов 2015-2016 гг.

Режим работы сетей 35-110-220 кВ энергосистемы Республики Тыва, в том числе уровни напряжения на шинах центров питания 220 кВ, в значительной мере зависит от режима работы внешних связей и режима работы имеющихся источников реактивной мощности.

В 2015 году на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Чадан были установлены два УШР мощностью по 63 Мвар каждый. Потребление реактивной мощности составило 16-36 Мвар. Уровни напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Чадан не превышали 123 кВ. Также на ПС 220 кВ Чадан в 2015 году взамен существующих трансформаторов были установлены два автотрансформатора мощностью по 63 МВА каждый.

В зимних режимах 2016 года для обеспечения оптимального уровня напряжения использовались ШР, установленный на ПС 220 кВ Ак-Довурак, УШР 1,2, установленные на ПС 220 кВ Чадан, и УШР, установленный на ПС 220 кВ Кызылская. ШР на ПС 220 кВ Ак-Довурак

потреблял реактивную мощность в диапазоне 15,6-16 Мвар. Суммарное потребление УШР-1 и УШР-2, установленных на ПС 220 кВ Чадан, составило 8,1 – 39 Мвар. В день зимнего контрольного замера 2016 года уровни напряжения на шинах 220/110 кВ ПС 220 кВ Чадан составили 232,8-234,2/122,6-122,1 кВ. Уровни напряжения на шинах 220/110 кВ ПС 220 кВ Кызылская в дни зимнего контрольного замера 2016 г. не превышали 1,1Unom. УШР был включен в работу с потреблением реактивной мощности от 0 Мвар до 0,2 Мвар.

От ПС 220 кВ Чадан по ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты (С-451), протяженностью 83 км, осуществляется электроснабжение ПС 110 кВ Хандагайты. Согласно зимнему контрольному замеру нагрузка подстанции составляет 1,75-2,2 МВт. Протяженность ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Чадан до ПС 110 кВ Улангом (МНР) 187 км, при этом перетоки в Монголию составляют 7-21,5 МВт. Кроме того, от шин 110 кВ ПС 220 кВ Чадан запитан участок системного транзита ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская (в габаритах 220 кВ) протяженностью около 222 км.

На удаленных подстанциях 35 кВ (ПС 35 кВ Эрзин, ПС 35 кВ Оо-Шынаа), запитанных от ПС 110 кВ Балгазын по протяженным ВЛ 35 кВ: Балгазын – Самагалтай (Т-15, 67,8 км), Самагалтай – Эрзин (Т-16, провод АС-35, 43,4 км), Самагалтай – Оо-Шынаа (Т-17, 97,2 км) уровни напряжения на шинах 10 кВ не снижались ниже номинального. В день зимнего контрольного замера 2015 и 2016 гг. БСК, установленная на ПС 35 кВ Эрзин, была включена с выдачей реактивной мощности 0,4 Мвар; БСК на ПС 35 кВ Самагалтай – отключена.

Летние режимы работы электрической сети характеризуются отключением одной из межсистемных связей 220 кВ либо делением связи 110 кВ между ПС 220 кВ Чадан и ПС 220 кВ Кызылская с целью снижения уровней напряжения на шинах подстанций энергосистемы. В день летнего контрольного замера 2015 г. было отключено ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Чадан, что связано с проведением реконструкции ПС 220 кВ Чадан в рамках строительства ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан. Уровни напряжения в сети 110 и 220 кВ в день летнего контрольного замера 2015 г. составили 110-123 кВ и 234-240 кВ соответственно. В работе находились ШР и СК на ПС 220 кВ Ак-Довурак. ШР потреблял около 16 Мвар. Потребление реактивной мощности СК-1 и СК-2 в течение суток контрольного замера 2015 г. составлял от 4,5 Мвар до 5,4 Мвар. УШР, установленный на шинах 110 кВ Кызылская, был включен в работу, потребление реактивной мощности составило от 0 Мвар до 23,3 Мвар.

В день летнего контрольного замера 2016 г. была отключена ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан (Д-45). В работе находились ШР, установленный на ПС 220 кВ Ак-Довурак, ШР-1,2 на ПС 220 кВ Чадан, а также УШР и БСК-1,2 на ПС 220 кВ Кызылская. Потребление реактивной мощности ШР на ПС 220 кВ Ак-Довурак составило 16,1-18,4 Мвар, на ПС 220 кВ Чадан 0,018-9 Мвар, и на ПС 220 кВ Кызылская 11,23-16,12 Мвар и 31,5 Мвар для УШР и БСК-1,2 соответственно. Уровни напряжения в сети 110-220 кВ составили 110-123 кВ и 220-243 кВ соответственно.

Анализ режимов работы электрических сетей Тывинской энергосистемы показал, что вновь установленные средства регулирования напряжения обеспечивают поддержание уровней напряжения в пределах допустимых значений.

В таблице 6.5.1 приведен список наиболее загруженных ВЛ 35 кВ и выше в дни контрольных замеров 2015–2016 гг. по сетевым предприятиям Республики Тыва.

Таблица 6.5.1 – Загрузка ВЛ 35-110-220 кВ Тывинской ЭС по данным контрольных замеров

Наименование ВЛ	Марка провода, сечение	Идд, А	Р+jQ, МВА			
			Граб, А			
			2015 год		2016 год	
			Максимальная нагрузка ЭС (зима)	Максимальная нагрузка ЭС (лето)	Максимальная нагрузка ЭС (зима)	Максимальная нагрузка ЭС (лето)
Хакаское ПМЭС						
220 кВ						
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	АС-240	605	101,3-j8,5	75,4-j6,2	102,3-j10,4	откл.
			250	186	254	-
ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская (Д-47)	АС-240	605	94,9-j9,6	72,3-j6,8	95,8-j11,7	1,5-j7
			234	179	238	21
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан (Д-45)	АС-300	680	3,4-j18,1	откл.	4,4-j21,5	откл.
			45	-	55	-
ВЛ 220 кВ Абаза – Ак- Довурак (Д-42)	АС-300	680	57,2+j9,6	6,8+j25,3	56+j10,4	75+j30,3
			143	130	141	212
ВЛ 220 кВ Ак- Довурак - Чадан (Д-43)	АС-300	680	42,4-j11	откл.	41,4+j13,9	68,7+j8,3
			108	-	108	182
110 кВ						
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты I цепь (С-451)	АС-150	450	1,8-j3	14,5-j8,9	2,2-j3,1	2,06-j2,95
			16	81	18	17
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты II цепь (С-452)	АС-150	450	21,6-j4,2	откл.	20,9+j5,4	16,46+j6,65
			104	-	102	84
ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго»						
110 кВ						
по ЦЭС						
ВЛ 110 кВ Городская- Кызылская I цепь (С-407)*	АС-240	605	31,5-j1,3	28,1-j5,1	29,2+j2,6	27,84-j1,96
			158	142	147	139
ВЛ 110 кВ Городская- Кызылская II цепь (С-408)*	АС-240	605	30,1-j1,5	24,5-j6,1	29,9-j2,5	26,5-j2,13
			151	126	151	132
ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар (С-403)	АС -300, АС-240,	450	16,7+j5,2	0	15,71+j4,55	15,08-j3,91
	АС-150		82	-	77	73
	АС-150		22-j5	7,98-j6	23-j5	18,0-j6
ВЛ 110 кВ Городская - Сукпак (С-401)	АС-150	450	112	50	116	93
по ЮЭС (ПЭС-3)						
ВЛ 110 кВ Элегест - Бай- Хаак (С-411)	АС-95	330	8,35-j3,96	1,54-j4,35	8,16-j4,92	7,06-j5,3
			-	-	-	-

Окончание таблицы 6.5.1

Наименование ВЛ	Марка провода, сечение	Идд, А	Р+jQ, МВА			
			Iраб, А			
			2015 год		2016 год	
			Максимальная нагрузка ЭС (зима)	Максимальная нагрузка ЭС (лето)	Максимальная нагрузка ЭС (зима)	Максимальная нагрузка ЭС (лето)
35 кВ						
ПО ЦЭС						
ВЛ 35 кВ Арыг-Узю – Чаа-Холь (Т-24)	АС-35	175	1,89+j0,4	0,75+j0,33	1,93+j0,4	1,83+j0,4
			-	-	-	-
ВЛ 35 кВ Шагонар – Хайыракан (Т-26)	АС-70	265	0,62+j0,3	0,26+j0,11	0,92+j0,4	0,67+j0,3
			-	-	-	-
ПО ЗЭС (ПЭС-2)						
ВЛ 35 кВ Ак-Довурак - Тээли (Т-32)	АС-35	175	3,32+j0,6	1,84+j0,35	3,59+j0,56	3,15+j0,5
			52	30	57	-
ПО ЮЭС (ПЭС-3)						
ВЛ 35 кВ Балгазын – Самагалтай (Т-15)	АС-70	265	3,35+j0,2	2,07+j0,38	3,75+j0,04	3,2+j0
			-	-	-	-
*- приведен переток от шин 110 кВ ПС 220 кВ Кызылская						

Большинство трансформаторов на подстанциях 35-110 кВ энергосистемы Республики Тыва недогружены, однако, в энергосистеме имеются подстанции, загрузка которых в послеаварийном режиме отключения одного трансформатора превышает 105% номинальной мощности оставшихся в работе трансформаторов.

В таблице 6.5.2 приведен перечень наиболее загруженных подстанций, загрузка которых в послеаварийном режиме отключения одного трансформатора превышает 105% номинальной мощности (на максимальный час контрольного замера).

Таблица 6.5.2 – Загрузка автотрансформаторов и перечень наиболее загруженных центров питания 35-110 кВ энергосистемы Республики Тыва

Наименование подстанции	Номинальное напряжение, кВ	Кол-во и мощность тр-ров, шт.хМВА	Максимальная нагрузка трансформаторов (по результатам контрольных замеров зимнего и летнего режимных дней)					Максимальная нагрузка трансформаторов за 2012-2016 гг.	
			2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.		
			МВА	МВА	МВА	МВА	МВА	МВА	% загрузки в ПАР
ПС 220 кВ Ак-Довурак	220/110/35/6	2х25*	29,05	27	28,1	21,92	22,25	29,05	116,2
ПС 220 кВ Чадан	220/110/10	2х32, 1х30	37,6	37,7	48,4				
		2х63(2015г.)				46,66	46,52	46,66	74,4
ПС 220 кВ Кызылская	220/110/10	2х63	89,8	87,5	90,62	93,46	90,8	93,46	148,3
Городская	110/35/10	3х10, 1х16	26,8	26,3	26,1	24,3	25,6	26,8	134
Южная**	110/10	2х10, 1х16	18,5	17,1	14,8	17,5	18,6	18,6	186
Шагонар	110/35/10	2х6,3	7,9	7,0	7,0	6,1	6,3	7,9	125
Птицефабрика	35/10	1х1,6, 1х2,5	0,9	1,0	1,0	1,7	1,6	1,7	109

Примечания:

* приведена загрузка трансформаторов 110/35/6 кВ 1Т и 2Т

** подстанция находится в стадии реконструкции - в текущем 2017 г. будет установлен дополнительный силовой трансформатор мощностью 16 МВА

Величины длительно-допустимой перегрузки, величины и длительность аварийно допустимой перегрузки силовых (авто-)трансформаторов, находящихся в ведении филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакасское ПМЭС, в работе определялась в соответствии с СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (с изменениями от 13.10.2014 г.).

Максимальная нагрузка трансформаторов на ПС 220 кВ Ак-Довурак в послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора зафиксирована в 2012 г. и составила 116,2%, в 2015 г. и в 2016 г. нагрузка в ПАР составила 87,7-89%.

Загрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Кызылская в послеаварийном режиме при отключении одного автотрансформатора составляет от 138,9% в 2013 г. до 148,3% в 2015 г., в 2016 г. нагрузка в ПАР составила 144,1%. В соответствии с данными СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (с изменениями от 13.10.2014 г.) аварийная перегрузка более 140% при $-10 < t^{\circ}\text{C} < 0$ допускается не более 10 минут. В связи с ограниченной пропускной способностью АТ по условию отключения одного из АТ 220 кВ требуется реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с заменой АТ мощностью 2х63 МВА на АТ мощностью 2х125 МВА.

На ПС 220 кВ Чадан в 2015 г. выполнена замена АТ на 2х63 МВА, нагрузка автотрансформаторов в послеаварийном режиме при отключении одного автотрансформатора составила в зимний контрольный замер 2015 г. 74,4%, в 2016 году – 73,8%.

В соответствии с информацией о возможной разгрузке подстанций в случае аварийной ситуации, предоставленной АО «Тываэнерго» в рамках выполнения настоящей работы (письмо АО «Тываэнерго» №19/19/1445-исх. от 18.05.2017г.), а также часовыми замерами, ниже приведен анализ по каждой подстанции 110-35 кВ из таблицы 6.5.2.

Аварийные перегрузки трансформаторов (для температуры окружающей среды - 0°С) принимались в соответствии с данными ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1) приведены в таблице 6.5.3.

Таблица 6.5.3 - Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузки, в долях номинального тока, в зависимости от эквивалентной температуры охлаждающего воздуха													
	-20 °С		-10 °С		0 °С		10 °С		20 °С		30 °С		40 °С	
	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ, Ц	М, Д	ДЦ, Ц	М, Д	ДЦ, Ц	М, Д	ДЦ, Ц
0,5	2,0	1,9	2,0	1,8	2,0	1,7	2,0	1,6	2,0	1,5	1,9	1,5	1,7	1,4
1,0	2,0	1,8	2,0	1,7	2,0	1,6	1,9	1,6	1,8	1,5	1,7	1,4	1,4	1,3
2,0	2,0	1,7	1,9	1,6	1,8	1,5	1,7	1,5	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
4,0	1,8	1,6	1,7	1,5	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
6,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2
8,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2
12,0	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2
24,0	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2

ПС 110/35/10 кВ Городская (3х10, 1х16 МВА)

Максимальная нагрузка ПС за период 2012-2016 гг. (таблица 6.5.2) наблюдалась в 2012 году и составила 26,8 МВА (при аварийном отключении двух трансформаторов, подключенных через развилку, нагрузка двух оставшихся в работе трансформаторов составит 134%).

Согласно данным зимнего контрольного замера 2012 г. нагрузка ПС превышала длительно допустимую в 10, 19 и 22 часа местного времени и находилась в диапазоне 115-134% (рисунок 6.5.1). Таким образом, время превышения длительно допустимой нагрузки составляет не менее 3 часов и не более 23 часов.

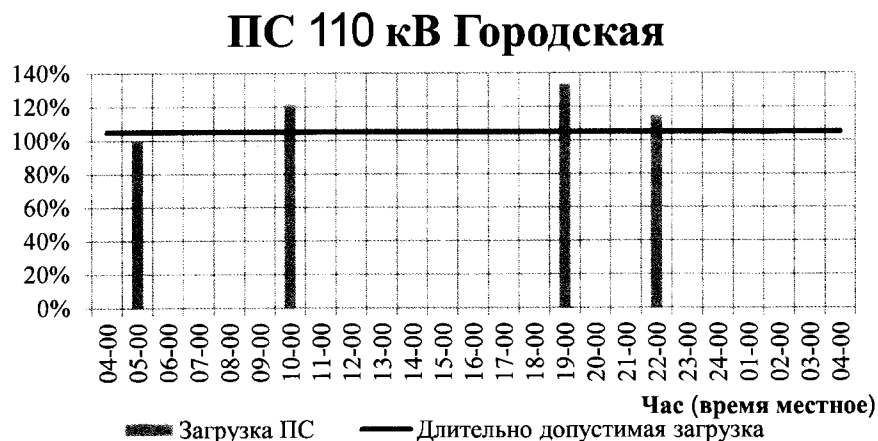


Рисунок 6.5.1 – Загрузка ПС 110 кВ Городская в день контрольного замера 19.12.2012 г.

В соответствии с информацией, предоставленной АО «Тываэнерго», ПС 110/35/10 кВ Городская может быть разгружена на величину 2,83 МВт в результате перевода ф. 11-07 и ф. 11-08 на ПС 110 кВ Западная.

С учетом перевода части нагрузок потребителей, нормально запитанных от ПС 110/35/10 кВ Городская, на другой центр питания при аварийном отключении двух трансформаторов, подключенных через развилку, загрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 23,9 МВА (119%). В соответствии с данными ГОСТ 14209-85 аварийная перегрузка до 150% допускается в течение 24 часов.

Учитывая тот факт, что в течение всего рассматриваемого ретроспективного периода максимальная загрузка ПС превышала длительно допустимую, в главе 7.8 (Том 2, книга 1) будет проведен дополнительный анализ загрузки ПС 110/35/10 кВ Городская с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение.

ПС 110/35/10 кВ Шагонар (2х6,3 МВА)

Максимальная нагрузка ПС за период 2012-2016 гг. (таблица 6.5.2) наблюдалась в 2012 году и составила 7,9 МВА (125% при аварийном отключении одного силового трансформатора).

Согласно данным зимнего контрольного замера 2012 г. загрузка ПС превышала длительно допустимую в 10, 19 и 22 часа местного времени и находилась в диапазоне 111-125% (рисунок 6.5.2). Таким образом, время превышения длительно допустимой нагрузки составляет не менее 3 часов и не более 23 часов.

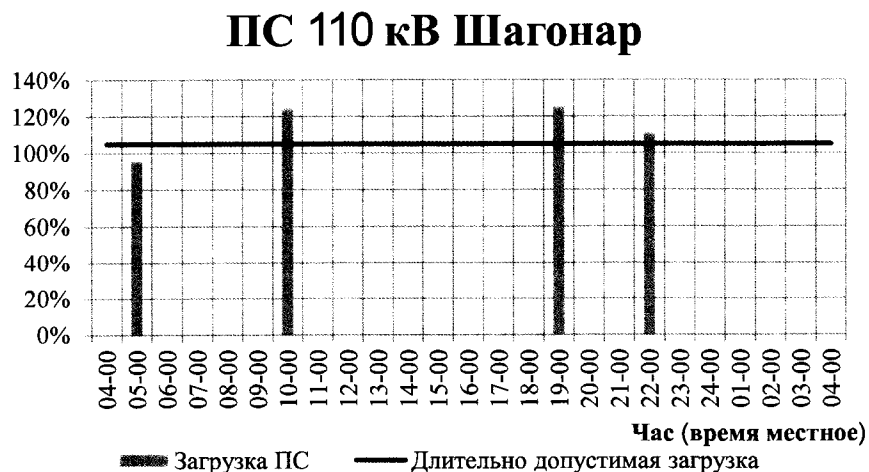


Рисунок 6.5.2 – Загрузка ПС 110 кВ Шагонар в день контрольного замера 19.12.2012 г.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

В соответствии с информацией, предоставленной АО «Тываэнерго», возможность перевода нагрузки с ПС 110/35/10 кВ Шагонар на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с данными ГОСТ 14209-85 аварийная перегрузка до 150% допускается в течение 24 часов. Учитывая тот факт, что в течение трех лет рассматриваемого ретроспективного периода максимальная нагрузка ПС превышала длительно допустимую, в главе 7.8 (Том 2, книга 1) будет проведен дополнительный анализ загрузки ПС 110/35/10 кВ Шагонар с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение.

ПС 35/10 кВ Птицефабрика (1х2,5, 1х1,6 МВА)

Максимальная нагрузка ПС за период 2012-2016 гг. (таблица 6.5.2) наблюдалась в 2015 году и составила 1,7 МВА (109% при аварийном отключении одного силового трансформатора).

Согласно данным зимнего контрольного замера 2015 г. нагрузка ПС превышала длительно допустимую только в 19 часов местного времени и составила 109% (рисунок 6.5.3). Таким образом, время превышения длительно допустимой нагрузки составляет не менее 1 часа и не более 11 часов.

ПС 35 кВ Птицефабрика



Рисунок 6.5.3 – Загрузка ПС 35/10 кВ Птицефабрика в день контрольного замера 16.12.2015 г.

В соответствии с информацией, предоставленной АО «Тываэнерго», возможность перевода нагрузки с ПС 35/10 кВ Птицефабрика на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с данными ГОСТ 14209-85 аварийная перегрузка до 150% допускается в течение 24 часов. В связи с тем, что перегруз подстанции был зафиксирован только в одном году рассматриваемого ретроспективного периода, при этом отсутствует информация о том, что перегруз длился более 1 часа, дополнительный анализ загрузки ПС 35/10 кВ Птицефабрика не требуется. С целью заблаговременного выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Птицефабрика с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС.

6.6 Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт

В данной главе приведен анализ структуры потерь в сетях 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакасское ПМЭС и в сетях 0,4-110 кВ АО «Тывазэнерго» за 2012-2016 гг.

Структура фактических потерь электроэнергии в сетях филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакасское ПМЭС с разделением по классам напряжения и по составляющим за 2012-2016 гг. (в сетях 220 кВ за 2012-2016 гг., в сетях 220-110 кВ за 2015 г.) приведена в таблице 6.6.1 и на рисунке 6.6.1.

Таблица 6.6.1 – Потери электроэнергии в электрических сетях 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Хакасское ПМЭС за период 2012-2016 гг.

Структура фактических потерь электроэнергии в сетях филиала ПАО «ФСК ЕЭС» по территории Республики Тыва				
Элементы структуры расхода		Расход по классам напряжения		Суммарный расход
		220 кВ	110 кВ	
2012 г.				
ВЛ	нагрузочные	5,950		5,950
	на корону	8,744		8,744
Тр-ры	нагрузочные	3,278		3,278
	на х.ход	3,635		3,635
СН подстанций		3,410		3,410
БСК (СК, СТК)		1,073		1,073
Реакторы		0,945		0,945
ТТ, ТН и измерительные приборы		0,879		0,879
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета				
Расход	технологический	27,914		27,914
	коммерческий	-		
Всего	млн. кВтч			
	% от сум. Потерь	100,00%		
	% от отп. в сеть	4,22%		4,22%
Отпуск в сеть за 2012 г. (млн.кВт.ч)				662,226
2013 г.				
ВЛ	нагрузочные	6,461		6,461
	на корону	8,175		8,175
Тр-ры	нагрузочные	2,915		2,915
	на х.ход	3,593		3,593
СН подстанций		3,066		3,066
БСК (СК, СТК)		0,956		0,956
Реакторы		0,953		0,953
ТТ, ТН и измерительные приборы		0,862		0,862
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета				
Расход	технологический	26,981		26,981
	коммерческий	-		
Всего	млн. кВтч			
	% от сум. Потерь	100,00%		
	% от отп. в сеть	4,16%		4,16%
Отпуск в сеть за 2013 г. (млн.кВт.ч)				649,248

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Окончание таблицы 6.6.1

Структура фактических потерь электроэнергии в сетях филиала ПАО «ФСК ЕЭС» по территории Республики Тыва				
Элементы структуры расхода		Расход по классам напряжения		Суммарный расход
		220 кВ	110 кВ	
2014 г.				
ВЛ	нагрузочные	9,298		9,298
	на корону	10,516		10,516
Тр-ры	нагрузочные	2,864		2,864
	на х.ход	3,740		3,740
СН подстанций		3,162		3,162
БСК (СК, СТК)		1,099		1,099
Реакторы		1,054		1,054
ТТ, ТН и измерительные приборы		1,131		1,131
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета				
Расход	технологический	32,863		32,863
	коммерческий	-		
Всего	млн. кВтч			
	% от сум. Потерь	100,00%		
	% от отп. в сеть	4,94%		4,94%
Отпуск в сеть за 2014 г. (млн.кВт.ч)				665,909
2015				
ВЛ	нагрузочные	19,349	2,073	21,422
	на корону	5,057	0,177	5,234
Тр-ры	нагрузочные	2,034	0,019	2,054
	на х.ход	3,340	0,061	3,402
СН подстанций		3,663	0,051	3,713
БСК (СК, СТК)		1,018	0,000	1,018
Реакторы		2,205	0,000	2,205
ТТ, ТН и измерительные приборы		0,519	0,016	0,536
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета		0,000	0,000	0,000
Расход	технологический	37,186	2,397	39,583
	коммерческий	0,000	0,000	0,000
Всего	млн. кВтч	37,186	2,397	39,583
	% от сум. Потерь	93,94%	6,06%	100,00%
	% от отп. в сеть	4,36%	0,28%	4,65%
Отпуск в сеть за 2015 г. (млн.кВт.ч)				851,913
2016 г.				
ВЛ	нагрузочные	23,743		23,743
	на корону	4,861		4,861
Тр-ры	нагрузочные	1,844		1,844
	на х.ход	3,319		3,319
СН подстанций		3,400		3,400
БСК (СК, СТК)		0,370		0,370
Реакторы		2,853		2,853
ТТ, ТН и измерительные приборы		1,463		1,463
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета				
Расход	технологический	41,853		41,853
	коммерческий	-		
Всего	млн. кВтч			
	% от сум. Потерь	100,00%		
	% от отп. в сеть	5,73%		5,73%
Отпуск в сеть за 2016 г. (млн.кВт.ч)				730,052

Величина технологических потерь на транспорт электроэнергии по сетям 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакасское ПМЭС носит непостоянный характер. Величина потерь прямо пропорционально зависит от отпущенной в сеть электроэнергии. В основном величина технологических потерь с 2012 по 2016 гг. увеличивалась, что связано с ростом электропотребления Тывинской энергосистемы. В 2015 г. технологические потери повысились, что связано со повышением отпуска в сеть на 21,8% с 665,909 млн.кВт.ч до 851,913 млн.кВт.ч. В 2016 году отпуск в сеть снизился на 14,3% с 851,913 млн.кВт.ч до 730,052 млн.кВт.ч, в то время как технологические потери возросли.

Так, в отчетный период 2012-2016 гг. технологические потери составили:

- 2012 г. – 27,91 млн.кВт.ч;
- 2013 г. – 26,98 млн.кВт.ч (снижение на 3,3% относительно 2012 г.);
- 2014 г. – 32,86 млн.кВт.ч (рост на 21,8% относительно 2013 г.);
- 2015 г. – 39,58 млн.кВт.ч (рост на 20,4% относительно 2014 г.);
- 2016 г. – 41,85 млн.кВт.ч (рост на 5,73% относительно 2015 г.).

Отпуск электроэнергии в сеть за отчетный период составил:

- 2012 г. – 662,23 млн.кВт.ч
- 2013 г. – 649,25 млн.кВт.ч (снижение на 1,96% относительно 2012 г.);
- 2014 г. – 665,91 млн.кВт.ч (рост на 2,6% относительно 2013 г.);
- 2015 г. – 851,91 млн. кВт.ч (рост на 27,9% относительно 2014 г.)
- 2016 г. – 730,05 млн. кВт.ч (снижение на 14,3% относительно 2015 г.).

Информация по коммерческим потерям отсутствует.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

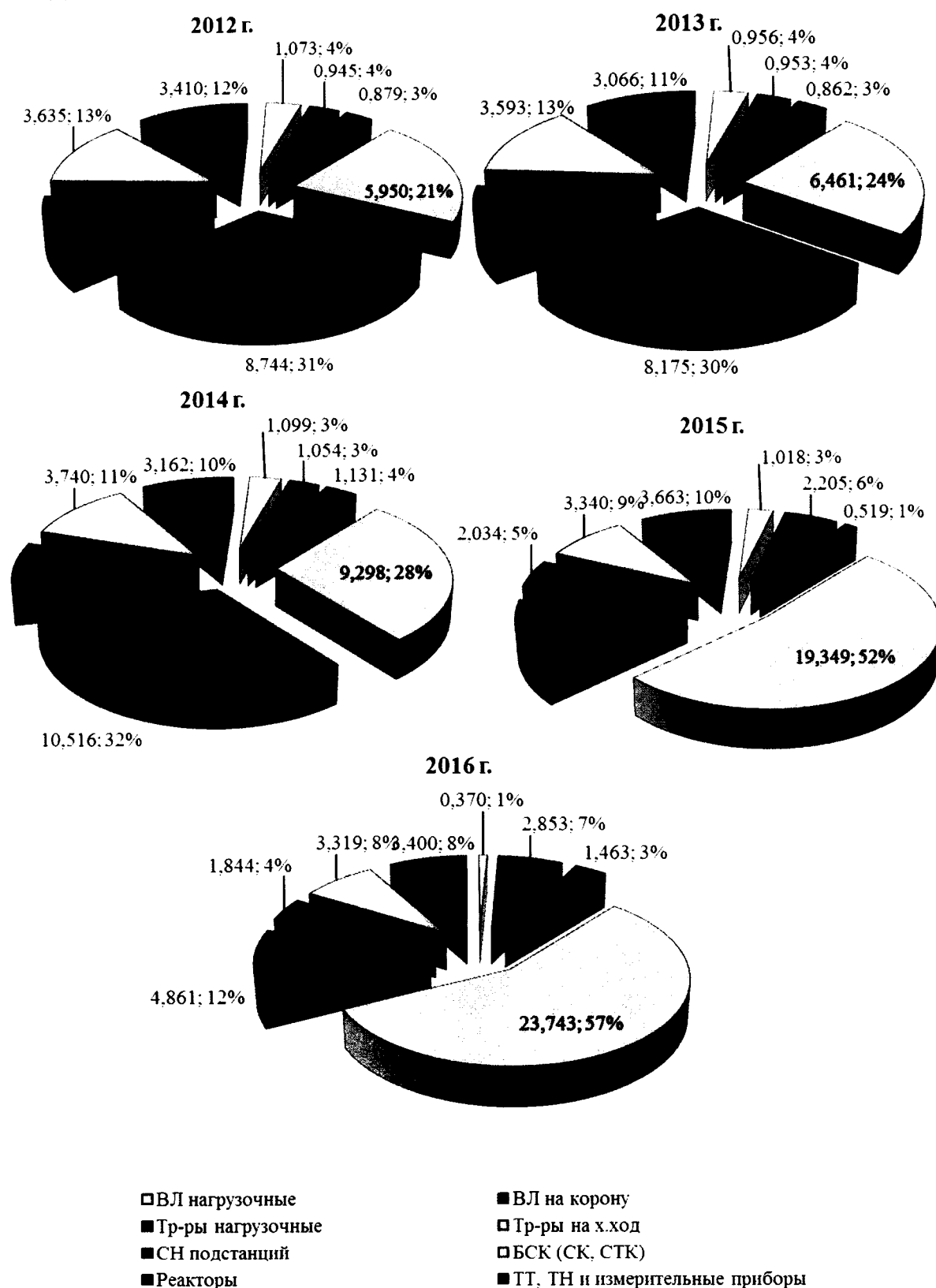


Рисунок 6.6.1 – Структура фактических потерь электроэнергии в сетях филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Хакасское ПМЭС за 2012 – 2016 гг. с разделением по составляющим

Структура фактических потерь электроэнергии в сетях АО «Тываэнерго» с разделением по классам напряжения и по составляющим структуры за 2012-2016 гг. приведена в таблице 6.6.2 и на рисунках 6.6.2 и 6.6.3.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

**Таблица 6.6.2 – Потери электроэнергии в электрических сетях 0,4-110 кВ
АО «Тываэнерго» за период 2012-2016 гг.**

Структура фактических потерь электроэнергии в сетях АО "Тываэнерго"						
Элементы структуры расхода		Расход по классам напряжения				Суммарный расход (млн.кВтч)
		110 кВ	35 кВ	10(6) кВ	0,4 кВ	
2012 г.						
Отпуск в сеть		419,513	61,156	618,488	417,001	658,890
ВЛ	нагрузочные	5,548	0,331	53,689	82,106	141,673
	на корону	0,473				0,473
Тр-ры	нагрузочные	1,784	0,385	1,242		3,410
	на х.ход	2,625	0,264	4,550		7,439
СН подстанций		1,441	0,310			1,750
БСК (СК, СТК)			2	2		4,000
Реакторы						0,000
ТТ, ТН и измерительные приборы		0,147	0,155	0,171	2,078	2,551
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета		0,923	0,232	1,301	0,919	3,375
Токи утечки в воздушных линиях		1,437	0,660	1,551		3,647
Изоляция в кабельных линиях				0,120		0,120
Соединительные провода и сборные шины подстанций		0,165	0,060			0,225
Вентильные разрядники		0,049	0,010			0,059
Расход	технологический	14,591	2,406	62,623	85,103	164,722
	коммерческий	10,45	1,72	44,87	60,97	118,02
Всего	млн. кВтч	25,044	4,130	107,489	146,074	282,738
	% от сум. Потерь	8,9%	1,5%	38,0%	51,7%	
	% от отп. в сеть	5,97%	6,75%	17,38%	35,03%	42,91%
Отпуск в сеть за 2012 г. (млн.кВт.ч)						658,89
2013 г.						
Отпуск в сеть		407,843	149,596	592,256	411,538	646,791
ВЛ	нагрузочные	12,078	3,189	35,754	50,235	101,256
	на корону	0,437				0,437
Тр-ры	нагрузочные	2,479	1,515	4,876		8,869
	на х.ход	3,870	0,954	5,169		9,993
СН подстанций		1,213	0,227			1,440
БСК (СК, СТК)		0,938	0,860	1,551		3,349
Реакторы		0,049	0,010	0,004		0,063
ТТ, ТН и измерительные приборы					2,078	2,078
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета		0,165	0,060			0,224
Токи утечки в воздушных линиях				0,098		0,098
Изоляция в кабельных линиях						0,000
Соединительные провода и сборные шины подстанций		0,147	0,155	0,171		0,473
Вентильные разрядники		0,699	0,256	1,015	0,705	2,676
Расход	технологический	22,074	7,228	48,638	53,018	130,957
	коммерческий	0,00	0,00	54,73	82,74	137,473
Всего	млн. кВтч	22,074	7,228	103,369	135,759	268,430
	% от сум. Потерь	8,2%	2,7%	38,5%	50,6%	
	% от отп. в сеть	5,41%	4,83%	17,45%	32,99%	41,502
Отпуск в сеть за 2013 г. (млн.кВт.ч)						646,79

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Продолжение таблицы 6.6.2

продолжение таблицы 6.3.2

Структура фактических потерь электроэнергии в сетях АО "Тываэнерго"						
Элементы структуры расхода		Расход по классам напряжения				Суммарный расход (млн.кВтч)
		110 кВ	35 кВ	10(6) кВ	0,4 кВ	
2014 г.						
Отпуск в сеть		407,843	149,596	592,256	411,538	646,791
ВЛ	нагрузочные	12,078	3,189	35,754	50,235	101,256
	на корону	0,437				0,437
Тр-ры	нагрузочные	2,479	1,515	4,876		8,869
	на х.ход	3,870	0,954	5,169		9,993
СН подстанций		1,213	0,227			1,440
БСК (СК, СТК)						0,000
Реакторы						0,000
ТТ, ТН и измерительные приборы		0,147	0,155	0,171	2,078	2,551
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета		0,699	0,256	1,015	0,705	2,676
Токи утечки в воздушных линиях						0,000
Изоляция в кабельных линиях						0,000
Соединительные провода и сборные шины подстанций		0,165	0,060	3,447		3,672
Вентильные разрядники		0,049	0,010	0,004		0,063
Расход	технологический	21,136	6,368	50,436	53,018	130,957
	коммерческий	1,49	4,11	35,22	85,19	126,015
млн. кВтч		22,624	10,478	85,658	138,212	256,971
Всего	% от сум. Потерь	8,8%	4,1%	33,3%	53,8%	
	% от отп. в сеть	3,51%	1,63%	13,30%	21,46%	39,901
Отпуск в сеть за 2014 г. (млн.кВт.ч)						644,02
2015 г.						
ВЛ	нагрузочные	13,760	6,621	41,613	59,066	121,060
	на корону	0,437				0,437
Тр-ры	нагрузочные	2,966	2,944	5,526		11,435
	на х.ход	3,870	0,954	5,169		9,993
СН подстанций		1,110	0,147			1,257
БСК (СК, СТК)						0,000
В соединительных проводах и сборных шинах подстанций		0,165	0,060	3,431		3,655
В вентильных разрядниках		0,049	0,010	0,004		0,063
Реакторы						0,000
ТТ, ТН и измерительные приборы		0,147	0,155	0,171	2,078	2,551
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета		0,745	0,261	1,067	0,770	2,843
Расход	технологический	23,248	11,152	56,980	61,914	153,294
	коммерческий	0,00	0,00	27,66	79,51	107,16
млн. кВтч		23,248	11,152	84,637	141,421	260,458
Всего	% от сум. Потерь	8,93%	4,28%	32,50%	54,30%	
	% от отп. в сеть	3,39%	1,63%	12,36%	20,65%	38,02%
Отпуск в сеть за год (млн.кВт.ч)						684,99

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Окончание таблицы 6.6.2

Окончание таблицы 0.0.2

Структура фактических потерь электроэнергии в сетях АО "Тываэнерго"						
Элементы структуры расхода		Расход по классам напряжения				Суммарный расход (млн.кВтч)
		110 кВ	35 кВ	10(6) кВ	0,4 кВ	
2016 г.						
ВЛ	нагрузочные	14,743	7,451	39,182	74,182	135,558
	на корону	0,439				0,439
Тр-ры	нагрузочные	3,291	1,470	8,773		13,534
	на х.ход	2,720	1,619	5,547		9,885
СН подстанций		1,100	0,219			1,319
БСК (СК, СТК)						
Реакторы						
ТТ, ТН и измерительные приборы		0,148	0,156	0,173		0,477
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета		0,761	0,277	1,114	0,809	2,960
Расход	технологический	24,692	12,047	56,341	77,080	170,161
	коммерческий	0,000	0	27,604	79,500	107,104
Всего	млн. кВтч	24,692	12,047	83,945	156,580	277,265
	% от сум. Потерь	5,58%	7,47%	8,70%	16,38%	0,24
	% от отп. в сеть	5,58%	7,47%	12,96%	33,28%	38,87%
Отпуск в сеть за год (млн.кВт.ч)						713,34

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

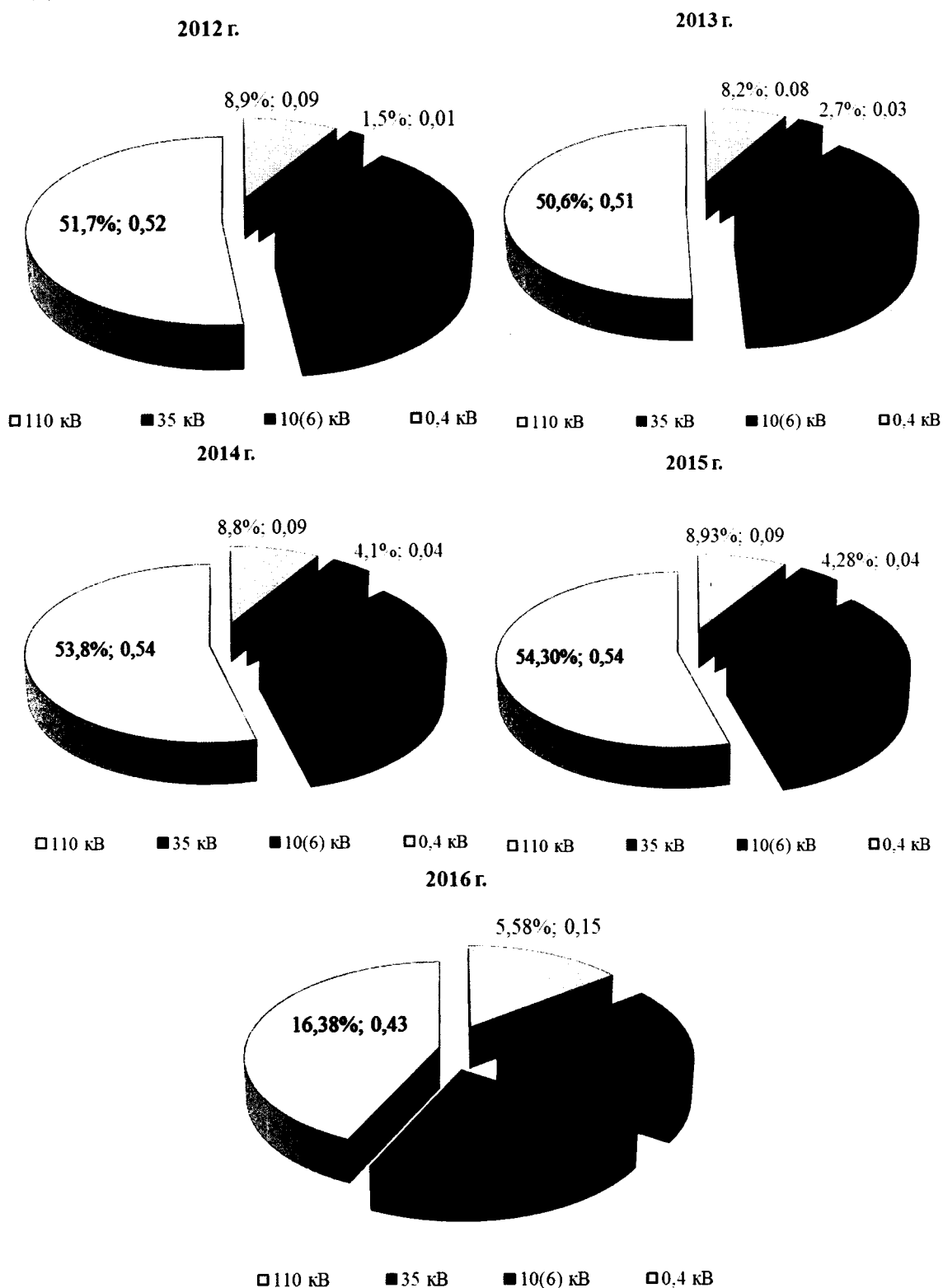


Рисунок 6.6.2 – Структура фактических потерь электроэнергии в сетях АО «Тывазэнерго» за 2012-2016 гг. с разделением по классам напряжения

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

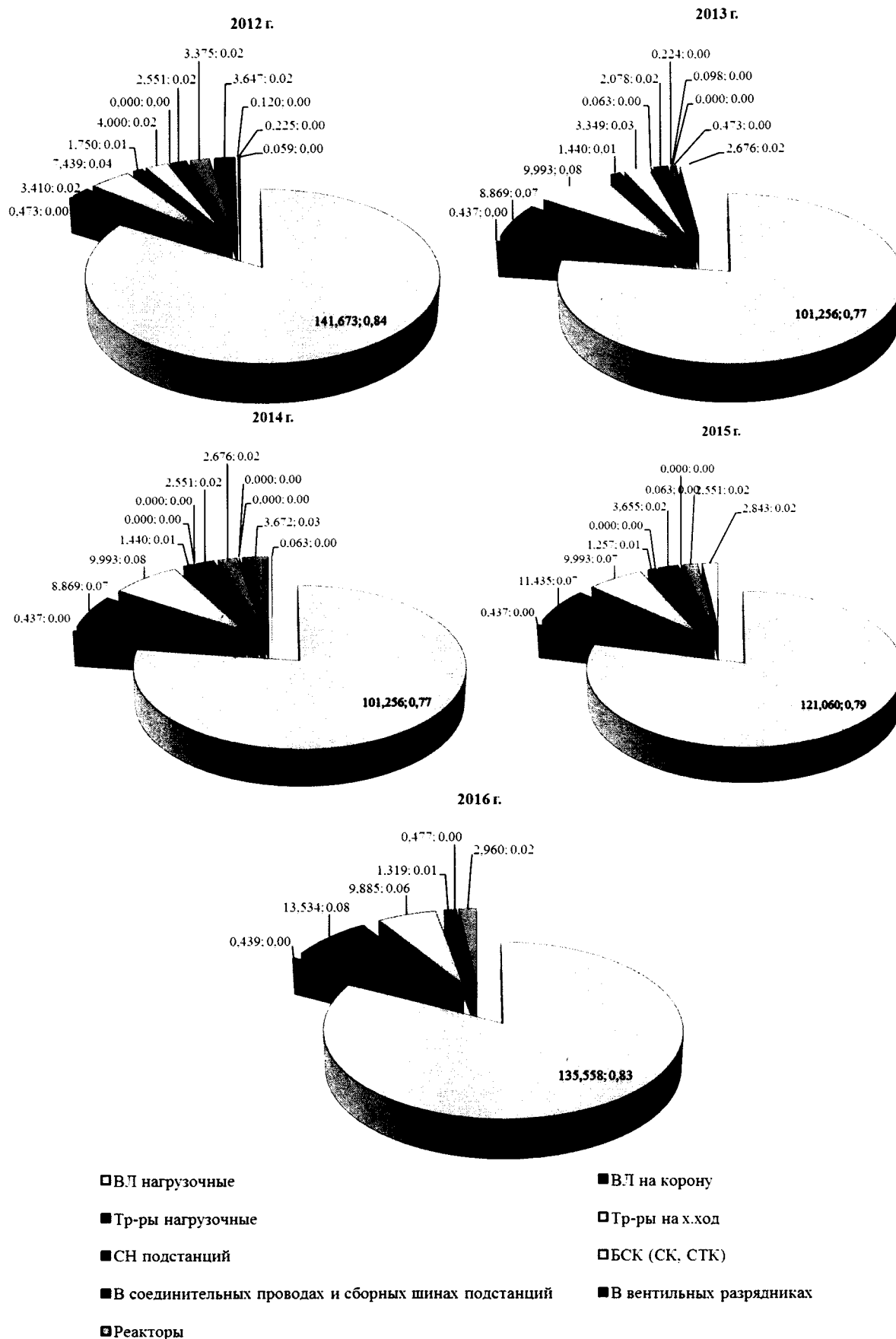


Рисунок 6.6.3 – Структура фактических потерь электроэнергии в сетях АО «Тываэнерго» за 2012-2016 гг. с разделением по составляющим

Величина технологических потерь электроэнергии по сетям АО «Тываэнерго» носит постоянный характер и прямо пропорционально зависит от отпущенной в сеть электроэнергии. Так, в рассматриваемый период 2012-2016 гг. величина технологических потерь составила:

- 2012 г. – 164,72 млн.кВт.ч ;
- 2013 г. – 130,96 млн.кВт.ч (снижение на 20,5% относительно 2012 г.);
- 2014 г. – 130,96 млн.кВт.ч (не изменилось относительно 2013 г.);
- 2015 г. – 153,294 млн.кВт.ч (рост на 17,1% относительно 2014 г.);
- 2016 г. – 170,16 млн.кВт.ч (рост на 11% относительно 2015 г.).

Рост потерь в 2012 г., в основном, связан с увеличением нагрузочных потерь в сети 10(6) кВ. В 2013 г. отпуск электроэнергии в сеть уменьшился на 1,8% относительно 2012 г. Технологические потери в 2013 г. снизились на 20,5% относительно 2012 г., снижение потерь в 2013 г., в основном, связано с уменьшением нагрузочных потерь в сети 10(6) кВ. В 2014 г. отпуск электроэнергии в сеть уменьшился на 0,4% относительно 2013 г. Технологические потери в 2014 г. не изменились относительно 2013 г. В 2015 г. отпуск электроэнергии в сеть увеличился на 6,4% относительно 2014 г. Рост технологических потерь составил 17,06% по отношению к 2014 г. Рост потерь в 2015 г., в основном, связан с увеличением нагрузочных потерь в сетях всех классов напряжения. Увеличение технологических потерь в 2016 году относительно 2015 году составило 11%. Рост потерь связан с увеличением нагрузочных потерь в сетях всех классов напряжения и увеличением отпуска в сеть за год по отношению к уровню 2015 года.

Коммерческие потери от общего расхода на транспорт электроэнергии составляют: 2012 год – 41,7%, 2013 год – 51,2%, 2014 год – 49%, 2015 г. – 41,1%. За 2016 год коммерческие потери составили 107,104 млн.кВт.ч (38,6% от суммарных потерь).

Значительные коммерческие потери электроэнергии в Тывинской энергосистеме определяются, в первую очередь, следующими факторами:

- хищение электроэнергии;
- недостаточная обеспеченность приборами учета;
- наличие удаленных сезонных объектов, бесхозных потребителей и электрических сетей с безучетным потреблением электроэнергии.

Одним из первоочередных мероприятий по борьбе с коммерческими потерями является проведение энергоаудита электросетевой и энергосбытовой деятельности.

Сводные показатели абсолютных и относительных потерь электроэнергии по АО «Тываэнерго» с разделением на коммерческие и технологические за 2012-2016 гг. приведены в таблице 6.6.3.

Таблица 6.6.3 – Сводные показатели абсолютных и относительных потерь электроэнергии по АО «Тываэнерго» за период 2012–2016 гг.

Наименование показателей	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Отпуск в сеть, млн.кВт.ч	658,89	646,79	644,02	684,99	713,34
Суммарные потери электроэнергии, млн.кВт.ч	282,74	268,43	256,971	260,458	277,265
Потери электроэнергии, технологические, млн.кВт.ч	164,72	130,96	130,957	153,294	170,161
в % от суммарных потерь	58,26	48,79	50,96	58,86	61,37
в % от отпуска в сеть	25,0	20,2	20,3	22,4	23,9
Потери электроэнергии, коммерческие, млн.кВт.ч	118,02	137,47	126,015	107,164	107,104
в % от суммарных потерь	41,74	51,21	49,04	41,14	38,63
в % от отпуска в сеть	17,91	21,25	19,57	15,64	15,01

7 ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГО- И ЭЛЕКТРОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗА ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД

Республика Тыва по своей структуре потребления энергетических ресурсов является нетипичным для Сибирского Федерального округа регионом. В экономике региона отсутствуют крупные энергоемкие промышленные производства, основными потребителями энергии в регионе являются население и неэнергоемкие сферы экономики: сфера обслуживания, органы государственного управления и т.д.

В работе рассмотрен период 2011-2015 гг. по причине отсутствия статистической информации за 2016 год на момент выполнения работы. Необходимая отчетная экономическая статистика за 2016 год планируется к публикации в начале второго квартала 2018 года и может быть использована для анализа при корректировке Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2019-2023 гг.

Динамика показателей, характеризующих эффективность энергопотребления в Республике Тыва, приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Основные показатели энергоэффективности Республики Тыва

Показатели энергоэффективности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Энергоемкость ВРП, т у.т./млн руб. (в основных ценах)	19,12	16,38	14,41	14,67	14,41
Энергоемкость ВРП, т у.т./млн руб. (в ценах 2011 г.)	19,12	17,95	17,27	18,72	19,18
Электроёмкость ВРП, кВт.ч/млн руб. (в основных ценах)	21,06	19,21	17,66	15,60	16,19
Электроёмкость ВРП, кВт.ч/млн руб. (в ценах 2011 г.)	21,06	21,05	21,18	19,89	21,55
Электроёмкость промышленного производства, кВт.ч/млн руб. (в основных ценах)	11,07	10,95	14,96	11,97	12,34
Электроёмкость промышленного производства, кВт.ч/млн руб. (в ценах 2011 г.)	11,07	12,00	17,94	15,27	16,43
Электровооруженность труда, тыс. кВт.ч/чел	4,44	4,54	4,88	6,02	11,15
Потребление ТЭР на душу населения, т у.т./чел.	0,63	0,58	0,57	0,66	0,62
Потребление электроэнергии на душу населения, тыс.кВт.ч/чел.	2,28	2,32	2,35	2,30	2,44
Потребление тепловой энергии на душу населения, Гкал/чел.	4,23	4,12	3,45	3,98	4,25

За рассматриваемый период 2011-2015 гг. экономика региона развивалась невысокими темпами. Показатель валового регионального продукта вырос за период на 6,4% при расчете в сопоставимых ценах 2011 года. Структура экономики региона была стабильной, энергоемкость ВРП, при расчете в сопоставимых ценах за период практически не изменилась (рост менее 1%), при этом внутри рассматриваемого периода наблюдалось снижение энергоемкости связанное в основном со снижением выработки тепловой энергии в 2012-2013 гг.

Потребление электрической энергии в регионе с 2011 года выросло более чем на 8% к 2015 году. Увеличение произошло в первую очередь за счет увеличения потребления электроэнергии добывающими предприятиями по причине увеличения объемов добычи угля на территории Республики. Менее значительным было увеличение потребления электроэнергии населением, в строительстве и других отраслях экономики. Таким образом, учитывая невысокий рост ВРП региона, показатель электроемкости ВРП Республики Тыва за период 2011-2015 годов увеличился на 2,3%.

Показатель электроемкости промышленного производства вырос за период почти в 1,5 раза за счет увеличения электропотребления промышленного сектора в 2011-2015 гг. более чем в 2 раза.

Показатель потребления ТЭР на душу населения за период практически не изменился (снижение на 1% к концу периода), за исключением снижения показателя в 2012-2013 гг. на 10% по причине снижения потребления угля населением в силу более теплых зимних периодов. Потребление электроэнергии на душу населения выросло на 7%. Потребление тепловой энергии на душу населения изменялось в соответствии с изменением климатических условий.

8 ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2017 г.

Анализ развития и функционирования электросетевого комплекса Республики Тыва выявил основные проблемы существующего состояния электроэнергетики, которые требуют решения в ближайшей перспективе.

✓ В зимних режимах, при максимальных нагрузках, в случае аварийного отключения одной из питающих ВЛ 220 кВ происходит снижение уровней напряжения ниже аварийно допустимого значения. Действием автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) происходит отключение потребителей.

✓ Высокая степень износа электрических сетей 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ:

ПС*, отработавшие более 35 лет: 220 кВ – 50 %, АТ – 30 %,
110 кВ – 88,5 %, ТР – 77,8 %,
35 кВ – 75 %, ТР – 58,3 %,

ВЛ*, отработавшие более 40 лет: 220 кВ – 31,9 % (159,1 км),
110 кВ – 80,3 % (483,31 км),
35 кВ – 62,9 % (556,27 км).

* – для филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Хакасское ПМЭС и ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго».

✓ Высокая степень загрузки (авто)трансформаторов в центрах питания 110 – 220 кВ, превышающая допустимые значения (105% и выше в режимах отключения одного из (авто)трансформаторов).

✓ Отсутствие оперативного контроля в режиме реального времени за состоянием и параметрами оборудования, находящегося в диспетчерском управлении и диспетчерском ведении диспетчера Красноярского РДУ и наблюдаемости расчетной схемы модели реального времени контролируемой электрической сети. Необходима модернизация существующих и создание новых систем сбора и передачи информации на подстанциях АО «Тываэнерго».

Ниже приведен анализ функционирования электросетевого комплекса Тывинской энергосистемы с распределением по собственникам энергообъектов и электрооборудования.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакасское ПМЭС

Линии электропередачи и подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ

ВЛ протяженностью 159,1 км (31,9%) в одноцепном исчислении находятся в эксплуатации более 40 лет и требуют проведения работ по их восстановлению с заменой отдельных узлов, участков или всей линии.

На ПС 220 кВ Ак-Довурак на трансформаторе 3Т 35/10 кВ отсутствует устройство регулирования под нагрузкой. В цепях ВН автотрансформаторов ПС 220 кВ Ак-Довурак установлены комплекты короткозамыкателей и отделителей.

На ПС 220 кВ Кызылская загрузка одного АТ в послеаварийном режиме зимнего максимума 2016 г. отключения второго АТ составила 144,1% (90,8 МВА). В связи с ограниченной пропускной способностью АТ по условию отключения одного из АТ 220 кВ требуется реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с заменой АТ мощностью 2х63 МВА на АТ мощностью 2х125 МВА.

Линии электропередач и подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ

Нормальной схемой ПС 110 кВ Хандагайты предусмотрена установка только одного силового трансформатора. В 2014 году трансформатор мощностью 2,5 МВА был заменен на новый трансформатор мощностью 6,3 МВА. Подстанция является единственным источником электроснабжения с. Хандагайты (Овюрский кожуун). В случае выхода из строя силового трансформатора потребители, питающиеся от этой подстанций, останутся без электроснабжения на длительный период. В цепи трансформатора установлен комплект отделитель/короткозамыкатель.

Следует отметить, что в настоящее время от ПС 110 кВ Хандагайты, на которой установлен только один силовой трансформатор, могут быть запитаны потребители только третьей категории по надежности электроснабжения.

ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тывазэнерго»

Электросетевой комплекс 35-110 кВ ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тывазэнерго» характеризуется наличием однотрансформаторных ПС 35 кВ (19 шт.) и 110 кВ (9 шт.), а также тупиковых ВЛ 35 кВ (11 шт.) и 110 кВ (3 шт.), не имеющих резервного питания, что повышает риски перерыва электроснабжения потребителей. Следует отметить, что от однотрансформаторных подстанций могут быть запитаны потребители только третьей категории по надежности электроснабжения.

В настоящее время разработаны планы ППР по монтажу трансформаторов (карточки замены трансформаторов) на все однотрансформаторные ПС и планы производства по замене трансформаторов 35-110 кВ. В узлах, где отсутствует возможность резервирования нагрузки потребителей с целью сокращения времени аварийно-восстановительных работ разработаны планы ликвидации сложных технологических нарушений, в которых предусмотрено применение резервных источников снабжения электроэнергией (РИСЭЭ), для обеспечения электроэнергией социально-значимых объектов.

К одноцепной ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Городская до ПС 110 кВ Сарыг-Сеп (ВЛ 110 кВ С-401, С-425, С-427, С-411, С-413, С-415, С-417, С-419) присоединено десять подстанций:

- ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Сукпак, ПС 110 кВ Кызылская ОС, ПС 110 кВ Кирпичный завод ПО Центральные электрические сети,
- ПС 110 кВ Элегест, ПС 110 кВ Хову-Аксы, ПС 110 кВ Бай-Хаак, ПС 110 кВ Балгазын ПО Южные электрические сети (ПЭС-3),
- ПС 110 кВ Бурень-Бай-Хаак, ПС 110 кВ Сарыг-Сеп ПО Восточные электрические сети (ПЭС-4).

Это является нарушением рекомендаций «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. №281, влекущим выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений. Согласно «Методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем» число таких присоединений к одноцепной ВЛ не должно превышать трех.

Присоединение такого количества подстанций к одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью около 260 км приводит к погашению части потребителей юга республики Тыва не только при аварийном отключении, но и при проведении плановых ремонтных работ на участках линии.

Кроме того, ВЛ 110 кВ на участках от ПС 110 кВ Городская до ПС 110 кВ Балгазын были сооружены в 1968-1973 гг. (срок службы более 40 лет), на участке от ПС 110 кВ Сукпак до ПС 110 кВ Бай-Хаак, включая ВЛ 110 кВ Элегест – Хову-Аксы, – на деревянных опорах.

Частично резервирование южной части Республики Тыва обеспечивается в пределах пропускной способности по ВЛ 35 кВ Кызылская – Зубовка (Т-1) и ВЛ 35 кВ Зубовка – Сарыг-Сеп (Т-10). Данные линии были введены в эксплуатацию в 1962-1963 гг., частично выполнены на деревянных опорах проводом АС-35.

ПО Центральные электрические сети

Линии электропередачи и подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ

ВЛ протяженностью 315,3 км (99,2%) в одноцепном исчислении находятся в эксплуатации более 40 лет и требуют проведения работ по их восстановлению с заменой отдельных узлов, участков или всей линии.

На трёх подстанциях 110 кВ (37,5% от общего количества ПС 110 кВ) нагрузка трансформаторов в послеаварийном режиме превышает 105%: ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Шагонар, ПС 110 кВ Южная.

Нормальными схемами четырех подстанций 110 кВ предусмотрена установка только одного силового трансформатора: ПС 110 кВ Арыг-Узю, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Кызылская ОС, ПС 110 кВ Кирпичный завод. В случае выхода из строя силового трансформатора потребители, питающиеся от этих подстанций, останутся без

электрообеспечения на длительный период. Следует отметить, что в настоящее время от указанных однотрансформаторных подстанций могут быть запитаны потребители только третьей категории по надежности электрообеспечения.

На семи подстанциях 110 кВ (87,5% от общего количества ПС 110 кВ) в цепях трансформаторов установлены комплекты короткозамыкателей и отделителей: ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Шагонар, ПС 110 кВ Арыг-Узю, ПС 110 кВ Сукпак, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Кирпичный завод.

На ПС 110 кВ Городская установлены 2хТР-10 и 1хТР-16. ПС 110 кВ Городская является главным источником электрообеспечения центральной части и правобережной территории г. Кызыла, также обеспечивает транзитные перетоки в сети 110 кВ, введена в эксплуатацию в 1970 году. Оборудование, установленное на подстанции, морально устарело и физически изношено. Силовые трансформаторы мощностью 10 МВА изготовлены в 1969-1972 гг., силовой трансформатор 16 МВА изготовлен в 2008 году и введен в эксплуатацию в 2015. Подстанция служит для электрообеспечения социально-значимых потребителей, в том числе 1 категории, а именно: школ, больниц, детских садов, котельных, объектов инфраструктуры и жилищно-коммунального комплекса города Кызыла.

В послеаварийном режиме зимнего максимума 2016 г. при отключении двух трансформаторов 1Т и 4Т на ПС 110 кВ Городская загрузка оставшихся в работе двух трансформаторов 2Т и 3Т составила 128 % (25,6 МВА) от номинальной мощности 20 МВА.

На ПС 110 кВ Южная установлены 2хТР-10 МВА и ТР-16 МВА, введена в эксплуатацию в 1976 году. ПС 110 кВ Южная является главным источником электрообеспечения южной части г. Кызыла, служит для электрообеспечения социально-значимых потребителей, в том числе 1 категории, а именно: школ, больниц, детских садов, котельных, объектов инфраструктуры и жилищно-коммунального комплекса г. Кызыла. Оборудование, установленное на подстанции, морально устарело и физически изношено. Силовые трансформаторы 1Т и 2Т 1976-1979 года выпуска. В ходе реконструкции на ПС 110 кВ Южная в 2015 году введен в эксплуатацию трансформатор 3Т мощностью 16 МВА.

В послеаварийном режиме зимнего максимума 2016 г. при отключении трансформаторов 1Т и 3Т загрузка 2Т составила 186 % (18,6 МВА) от номинальной мощности 10 МВА. Подстанция находится в стадии реконструкции - в текущем 2017 г. будет установлен дополнительный силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

На ПС 110 кВ Шагонар установлены 2хТР-6,3 МВА. Подстанция является центром питания для ПС 35/10 кВ №26 Хайыракан и ПС 35/10 кВ №37 Баян-Кол и единственным источником электрообеспечения г. Шагонар и прилегающих районов, введена в эксплуатацию в 1976 г. Оборудование, установленное на подстанции, морально устарело и физически изношено. Силовые трансформаторы 1974 года выпуска.

В послеаварийном режиме зимнего максимума 2016 г. при отключении одного трансформатора загрузка оставшегося в работе трансформатора составила 100,1 % (6,31 МВА) от номинальной мощности 6,3 МВА, в 2015 г. – 96,8% (6,1 МВА).

ПС 110 кВ Западная является главным источником электрообеспечения западной части (промышленная зона) г. Кызыла, введена в эксплуатацию в 1982 году. Оборудование, установленное на подстанции, морально устарело и физически изношено. Силовой трансформатор 1981 года выпуска. В случае аварийных или плановых отключений трансформатора 1Т необходимо вводить ограничение электрообеспечения части потребителей. Для предотвращения возможных аварийных ситуаций на ПС 110 кВ Западная необходимо предусмотреть возможность перевода части отходящих фидеров 10 кВ на другие центры питания, а также установить второй трансформатор.

Линии электропередачи и подстанции с высшим классом напряжения 35 кВ

ВЛ протяженностью 209 км (55,9%) в одноцепном исчислении находятся в эксплуатации более 40 лет и требуют проведения работ по их восстановлению с заменой отдельных узлов, участков или всей линии. ВЛ 35 кВ протяженностью 182,9 км (48,9%) находятся в эксплуатации более 50 лет и частично выполнены на деревянных опорах с маркой провода АС-35, АС-50: ВЛ 35 кВ Кызыльская – Зубовка (Т-1), отпайка на ПС Птицефабрика от оп.№25 (Т-1), ВЛ 35 кВ

Кызылская – Суг-Бажы (Т-2), ВЛ 35 кВ ОРУ Кызылской ТЭЦ – Туран (Т-5), отпайка от оп.№113 (Т-5) – Майналыг (Т-5-03), отпайка от оп.№348а (Т-5) – Туран ПС №21 (Т-5-05), ВЛ 35 кВ Туран – Уюк (Т-6).

В послеаварийном режиме зимнего максимума 2016 г. при отключении одного трансформатора ПС 35 кВ Птицефабрика загрузка оставшегося в работе трансформатора составила 100 % (1,6 МВА) от номинальной мощности 1,6 МВА, в 2015 г. – 109% (1,7 МВА).

Нормальными схемами семи подстанций 35 кВ предусмотрена установка только одного силового трансформатора: ПС 35 кВ Туран, ПС 35 кВ Уюк, ПС 35 кВ Чаа-Холь, ПС 35 кВ Торгалыг, ПС 35 кВ Хайыракан, ПС 35 кВ Майналыг, ПС 35 кВ Баян-Кол. В случае выхода из строя силового трансформатора потребители, питающиеся от этих подстанций, останутся без электроснабжения на длительный период. Следует отметить, что в настоящее время от указанных однотрансформаторных подстанций могут быть запитаны потребители только третьей категории по надежности электроснабжения.

На 9 трансформаторах (100%) отсутствуют устройства регулирования напряжения под нагрузкой.

ПО Западные электрические сети (ПЭС-2)

Линии электропередачи и подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ

ВЛ 110 кВ Чадан – Суть-Холь (С-453) протяженностью 25,85 км (100%) в одноцепном исчислении находится в эксплуатации более 40 лет и требует работ по восстановлению с заменой отдельных узлов, участков или всей линии.

Нормальной схемой ПС 110 кВ Суть-Холь предусмотрена установка только одного силового трансформатора. В случае выхода из строя силового трансформатора потребители, питающиеся от этой подстанции, останутся без электроснабжения на длительный период. В цепи трансформатора установлен комплект короткозамыкатель/отделитель. На данном трансформаторе отсутствуют средства регулирования напряжения под нагрузкой.

Следует отметить, что в настоящее время от ПС 110 кВ Суть-Холь, на которой установлен только один силовой трансформатор, могут быть запитаны потребители только третьей категории по надежности электроснабжения.

Линии электропередачи и подстанции с высшим классом напряжения 35 кВ

ВЛ протяженностью 83,6 км (100%) в одноцепном исчислении находятся в эксплуатации более 40 лет и требуют проведения работ по их восстановлению с заменой отдельных узлов, участков или всей линии.

ВЛ 35 кВ Ак-Довурак – Чыраа-Бажы (Т-31), 1973 г. ввода, ВЛ 35 кВ Ак-Довурак – Тээли (Т-32), 1972 г. ввода, частично выполнены на деревянных опорах с маркой провода АС-35.

На 5 трансформаторах (100% от общего количества трансформаторов) отсутствуют устройства регулирования напряжения под нагрузкой.

Нормальными схемами пяти подстанций 35 кВ предусмотрена установка только одного силового трансформатора: ПС 35 кВ Чыраа-Бажи, ПС 35 кВ Тээли, ПС 35 кВ Дон-Терезин, ПС 35 кВ Степная, ПС 35 кВ Эрги-Барлык. В случае выхода из строя силового трансформатора потребители, питающиеся от этих подстанций, останутся без электроснабжения на длительный период. Следует отметить, что в настоящее время от указанных однотрансформаторных подстанций могут быть запитаны потребители только третьей категории по надежности электроснабжения.

ПС 35 кВ Тээли является источником электроснабжения села Тээли, административного центра Бай-Тайгинского кожууна. На ПС 35 кВ Тээли установлен один трансформатор мощностью 2,5 МВА. Загрузка трансформатора в зимний максимум в 2015 г. составляла 79,1%, в 2016 г. – 86,9%.

ПО Южные электрические сети (ПЭС-3)***Линии электропередачи и подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ***

ВЛ протяженностью 143,2 км (76,6%) в одноцепном исчислении находятся в эксплуатации более 40 лет и требуют проведения работ по их восстановлению с заменой отдельных узлов, участков или всей линии.

Нормальными схемами ПС 110 кВ Бай-Хаак и ПС 110 кВ Элегест предусмотрена установка только одного силового трансформатора. В случае выхода из строя силового трансформатора потребители, питающиеся от этой подстанции, останутся без электроснабжения на длительный период. В цепи трансформаторов установлены комплекты короткозамыкатель/отделитель.

Следует отметить, что в настоящее время от однотрансформаторных ПС 110 кВ Бай-Хаак и ПС 110 кВ Элегест могут быть запитаны потребители только третьей категории по надежности электроснабжения.

На ПС 110 кВ Бай-Хаак, ПС 110 кВ Балгазын, ПС 110 кВ Элегест, ПС 110 кВ Хову-Аксы в цепях трансформаторов установлены комплекты короткозамыкатель/отделитель.

Линии электропередачи и подстанции с высшим классом напряжения 35 кВ

ВЛ протяженностью 195,5 км (64,4%) в одноцепном исчислении находятся в эксплуатации более 40 лет и требуют проведения работ по их восстановлению с заменой отдельных узлов, участков или всей линии.

ВЛ 35 кВ: ВЛ 35 кВ Суг-Бажы – Бай-Хаак (Т-3), 1962 г. ввода, ВЛ 35 кВ Суг-Бажы – Балгазын (Т-4), 1964 г. ввода, выполнены на деревянных опорах с маркой провода АС-35.

Нормальными схемами шести подстанций 35 кВ предусмотрена установка только одного силового трансформатора: ПС 35 кВ Эрзин, ПС 35 кВ Суг-Бажы, ПС 35 кВ Кызыл-Арыг, ПС 35 кВ Самагалтай, ПС 35 кВ Оо-Шынаа, ПС 35 кВ Новая. В случае выхода из строя силового трансформатора потребители, питающиеся от этих подстанций, останутся без электроснабжения на длительный период. Следует отметить, что в настоящее время от указанных однотрансформаторных подстанций могут быть запитаны потребители только третьей категории по надежности электроснабжения.

На 5 трансформаторах (62,5% от общего числа трансформаторов 35 кВ) отсутствуют устройства регулирования напряжения под нагрузкой.

ПО Восточные электрические сети (ПЭС-4)***Линии электропередачи и подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ***

Нормальными схемами двух подстанций 110 кВ предусмотрена установка только одного силового трансформатора: ПС 110 кВ Сарыг-Сеп, ПС 110 кВ Бурен-Бай-Хаак. В случае выхода из строя силового трансформатора потребители, питающиеся от этих подстанций, останутся без электроснабжения на длительный период.

Следует отметить, что в настоящее время от однотрансформаторных ПС 110 кВ Сарыг-Сеп и ПС 110 кВ Бурен-Бай-Хаак могут быть запитаны потребители только третьей категории по надежности электроснабжения.

В цепи трансформатора ПС 110 кВ Бурен-Бай-Хаак установлен комплект короткозамыкатель/отделитель.

Линии электропередачи и подстанции с высшим классом напряжения 35 кВ

ВЛ 35 кВ Зубовка – Сарыг-Сеп (Т-10) протяженностью 45,37 км (100%) находится в эксплуатации 53 года и требует проведения работ по ее восстановлению с заменой отдельных узлов, участков или всей линии.

Нормальной схемой ПС 35 кВ Зубовка предусмотрена установка только одного силового трансформатора. В случае выхода из строя силового трансформатора потребители, питающиеся от этой подстанции, останутся без электроснабжения на длительный период. В настоящее время от ПС 35 кВ Зубовка могут быть запитаны потребители только третьей категории по надежности электроснабжения.

9 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ретроспективный анализ функционирования электроэнергетики Республики Тыва за 2012-2016 гг., выполненный в рамках данного отчета, позволяет выявить следующие особенности электроэнергетического комплекса Республики:

1. Энергосистема дефицитна. Более 90 % дефицита мощности и электроэнергии покрывается от избыточных Красноярской и Хакасской энергосистем через шины ПС 220 кВ Ак-Довурак и ПС 220 кВ Туран.

2. За счет демонтажа одной Мобильной ГТЭС в 2013 году установленная мощность электростанций Тывинской энергосистемы снизилась на 22,5 МВт и к концу 2014 года составила 39,5 МВт, из которых 17 МВт установлено на Кызылской ТЭЦ, 22,5 МВт размещено на Мобильной ГТЭС. Оба источника находятся в г. Кызыле, электрическая мощность Мобильной ГТЭС используется только в послеаварийных режимах для снижения объема отключаемой нагрузки потребителей.

3. Линии электропередач 35-110-220 кВ энергосистемы крайне протяженные, что приводит к проблемам связанным с регулированием напряжения на шинах подстанций энергосистемы и росту потерь электрической энергии в сетях на стадии ее передачи и распределения.

4. Загрузка сети 35-110 кВ энергосистемы слабо зависит от транзитных перетоков мощности в основной сети 220-500 кВ ОЭС Сибири.

5. Системообразующая сеть энергосистемы сформирована как на напряжении 110-220 кВ, так и на напряжении 35 кВ.

Анализ текущего состояния энергосистемы Республики Тыва позволил выявить следующие проблемы функционирования электроэнергетического комплекса:

1. Отсутствие электрических станций, способных покрыть значительную часть потребности Республики в электрической мощности и энергии. Показатель энергобезопасности «Коэффициент покрытия (отношение суммарной располагаемой электрогенерирующей мощности к годовому максимуму нагрузки)» в 2016 г. составил 24,7%.

2. Недостаточная пропускная способность межсистемных связей энергосистемы, что приводит к необходимости отключения потребителей в послеаварийных режимах и затрудняет проведение ремонтных работ на объектах электроэнергетики.

3. Высокая степень износа электрических сетей 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ:

ПС*, отработавшие более 35 лет:	220 кВ – 50 %, АТ – 30 %, 110 кВ – 88,5 %, ТР – 77,8 %, 35 кВ – 75 %, ТР – 58,3 %,
ВЛ*, отработавшие более 40 лет:	220 кВ – 31,9 % (159,1 км), 110 кВ – 80,3 % (483,31 км), 35 кВ – 62,9 % (556,27 км).

* – для филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Хакаское ПМЭС и ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго».

Массовое старение и износ электросетевого оборудования опережает темпы реконструкции и техперевооружения.

4. Ограничение пропускной способности вставками провода меньшего сечения, а так же оборудованием подстанций ряда системообразующих линий 110-220.

5. Наличие подстанций, подключение новых потребителей к которым требует реконструкции сети из-за существующих сетевых ограничений.

6. Значительная часть подстанций 35-110 кВ энергосистемы имеет одностороннее питание по одноцепной ВЛ и эксплуатируются с одним трансформатором.

7. Невозможность поддержания нормативных уровней напряжения на шинах подстанций всех классов напряжений энергосистемы в ремонтных и аварийных режимах, связанная с недостаточным объемом СКРМ, высокой протяженностью линий электропередач и прочими факторами.

Приложение А

СОГЛАСОВАНО

Директор Филиала АО «СО ЕЭС»
Красноярское РДУ

 В. В. Смирнов

« 19 » января 2017 г.

УТВЕРЖДАЮ

Министр топлива и энергетики
Республики Тыва

_____ Р. В. Кажин-оол

« ____ » _____ 2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работы

«Разработка схемы и программы перспективного развития электроэнергетики
Республики Тыва на 2018–2022 годы»

1. Цели и задачи работы:

1.1. Целями работы по разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018–2022 годы (далее – Схема) являются:

- разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики Тувинской энергосистемы;

- обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей Тувинской энергосистемы для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей на 2018–2022 гг. с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспективы развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы;

- обоснование направлений развития генерирующих источников, в том числе источников когенерации;

- разработка рекомендаций по объемам и срокам реконструкции действующих электросетевых объектов, по новому электросетевому строительству на 2018–2022 гг. по годам;

- разработка основных направлений развития систем централизованного теплоснабжения на территории Республики Тыва.

1.2. Основными задачами работы по разработке Схемы являются:

- разработка предложений по скоординированному развитию объектов генерации (с учетом демонтажей) и электросетевых объектов номинальным классом напряжения 35 кВ и выше по энергосистеме Республики Тыва на пятилетний период по годам;

- разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 35 кВ и выше по энергосистеме Республики Тыва на пятилетний период для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе;

– обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса Республики Тыва.

2. Формат работы:

2.1. Схема разрабатывается для сетей 35 кВ и выше Тувинской энергосистемы на 2018–2022 гг.

2.2. Схема разрабатывается в соответствии с требованиями, изложенными в пункте 3 настоящего технического задания.

2.3. Схема разрабатывается на основе схемы территориального планирования Республики Тыва, Схемы и программы развития Единой энергетической системы России, прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, ежегодного отчета о функционировании Единой энергетической системы России, сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей, предложений Системного оператора по развитию распределительных и магистральных сетей.

2.4. Разработка предложений по развитию генерирующих мощностей на перспективу до 2022 г.

2.5. Разработка балансов мощности, электроэнергии Тувинской энергосистемы на 2018–2022 гг. по годам.

3. Требования к содержанию Схемы:

3.1. Анализ существующего состояния электроэнергетики Республики Тыва за 2012–2016 гг.:

3.1.1. Общая характеристика Республики Тыва с указанием данных по площади территории, численности населения с перечнем наиболее крупных населенных пунктов, с информацией об основных направлениях специализации территорий, в том числе в части промышленности, строительства, транспорта, сферы обслуживания.

3.1.2. Характеристика Тувинской энергосистемы, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории Республики Тыва.

3.1.3. Отчетная динамика, оценка динамики потребления электроэнергии.

3.1.4. Структура электропотребления.

3.1.5. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности.

3.1.6. Динамика изменения максимума нагрузки Тувинской энергосистемы и крупных узлов нагрузки и коэффициенты совмещения максимумов нагрузки энергосистемы и отдельных энергоузлов.

3.1.7. Структура установленной электрогенерирующей мощности на территории Республики Тыва в зоне действия Тувинской энергосистемы, в том числе, с выделением информации по вводам, реконструкции, перемаркировке, демонтажам, выводу в консервацию и иным изменениям эксплуатационного состояния на 01.01.2017.

3.1.8. Состав существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

3.1.9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.

3.1.10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности.

3.1.11. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2012–2016 гг. (энергоёмкость ВРП, электроёмкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике).

3.1.12. Основные характеристики электросетевого комплекса 35 кВ и выше Тувинской энергосистемы:

- перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 35 кВ с указанием сводных данных по ним;
- анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС) на период до 2022 г., определение объемов необходимого технического перевооружения электросетевых объектов;
- оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт;
- информация о строящихся электросетевых объектах.

3.1.13. Анализ ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов работы сетей 110 кВ и выше.

3.1.14. Внешние электрические связи Тувинской энергосистемы со смежными энергосистемами: техническое состояние и режимы работы.

3.1.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Республики Тыва в последнем отчетном году.

3.1.16. Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва (ЕТЭБ) за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД.

3.1.17. Перечень основных крупных потребителей системы теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, как собственных, так и внешних объектов тепловой генерации, включая ТЭЦ г. Кызыл, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввода в эксплуатацию.

3.1.18. Динамика потребления тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар, структура отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии основным группам потребителей за последние 5 лет.

3.2. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Тыва. В работе необходимо отразить особенности функционирования Тувинской энергосистемы, провести оценку балансовой и режимной ситуации, выявить наличие «узких мест», связанных с:

- наличием объектов электроэнергетики, технологическое присоединение к которым невозможно без выполнения мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики в соответствии с перечнем заявителей, предлагаемым Министерством топлива и энергетики Республики

Тыва, и указанием ограничивающих элементов (оборудования) и мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики;

- недостатком пропускной способности электрических сетей 35 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов;

- отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения);

- несоответствием отключающей способности коммутационной аппаратуры токам короткого замыкания.

Выполнить анализ допустимой пропускной способности электроэнергетического оборудования (трансформаторов, автотрансформаторов, линий электропередач) и их фактической загрузки.

3.3. Основные направления развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018–2022 гг.:

3.3.1. Прогноз потребления электроэнергии на 2018–2022 гг. (с разбивкой по годам) по территории Республики Тыва в Тувинской энергосистеме с детализацией по узлам нагрузки по материалам АО «СО ЕЭС» (вариант 1 – «Базовый») и по материалам Правительства Республики Тыва, учитывающий генплан развития и перспективные площадки для размещения новых производств (вариант 2 – «Региональный»), выполняется при предоставлении информации).

3.3.2. Прогноз максимума нагрузки на 2018–2022 гг. (с разбивкой по годам) по территории Республики Тыва в зоне действия Тувинской энергосистемы и с детализацией по узлам нагрузки по материалам АО «СО ЕЭС» («базовый») и по материалам Правительства Республики Тыва («региональный», выполняется при предоставлении информации).

Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям Тувинской энергосистемы с выделением потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме.

3.3.3. Прогноз потребления системы теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар на 2018–2022 гг. с выделением крупных потребителей.

3.3.4. Перечень (мероприятия) планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Тувинской энергосистемы мощностью свыше 5 МВт на 2018–2022 гг. с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта с учетом развития генерации. Обоснование предложений по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость).

3.3.5. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 2018–2022 гг. При формировании перспективных балансов электроэнергии Тувинской энергосистемы потребность в производстве электроэнергии определяется с учетом объемов электропотребления на территории энергосистемы и сальдо-перетоков со смежными энергосистемами.

3.3.6. Обеспечение сетевых компаний актуальной информацией для

формирования своих инвестиционных программ.

3.3.7. Согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ промежуточные результаты работы, а именно:

- прогноз потребления электроэнергии и мощности на 2018–2022 гг.;
- прогноз развития электрогенерирующих мощностей на 2018–2022 гг.;
- загрузки электростанций в характерных режимах;
- перед проведением расчетов электрических режимов – модели Тувинской энергосистемы в программных комплексах.

3.3.8. Выполнение расчетов электрических режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше на 2018 г., 2020 г. и 2022 г.: режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня, режим зимних минимальных нагрузок рабочего дня, режим летних максимальных нагрузок рабочего дня, режим летних минимальных нагрузок выходного дня. При этом для режимов максимальных нагрузок необходимо выполнить расчеты послеаварийных режимов для нормальной и ремонтных схем в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем».

Результаты расчетов должны включать данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто) трансформаторов, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 35 кВ и выше Тувинской энергосистемы и должны быть представлены в табличном виде, а также нанесены на однолинейной схеме замещения сети.

3.3.9. На основании балансовых и электрических расчетов необходимо определить и составить перечень «узких мест» в электрической сети напряжением 35 кВ и выше, с описанием возможных технологических ограничений, обусловленных их возникновением, и разработать предварительные предложения в виде перечня по вводам (реконструкции, техническому перевооружению) электросетевых объектов в 2018–2022 гг. для ликвидации «узких мест» для варианта АО «СО ЕЭС» и Правительства Республики Тыва. Разработать предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов 220 кВ и выше относительно проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2016–2022 гг. (при необходимости).

3.3.10. Проверка достаточности предлагаемых электросетевых решений для ликвидации «узких мест» и при необходимости проведение корректировки перечня.

3.3.11. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техническому перевооружению), в том числе для устранения «узких мест».

3.3.12. На основании сформированного перечня:

- отразить сводные данные по развитию электрической сети напряжением 35 кВ и выше по классам напряжения в 2018–2022 гг. (для каждого года);
- дать предложения по реконструкции или расширению ПС 35 кВ и выше, для которых нагрузка в проектный период превышает допустимые значения, технико-экономическое обоснование целесообразности перевода действующих сетей 35 кВ на напряжение 110 кВ;

– определить последовательность (этапы) нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения Тувинской энергосистемы и конкретных сетевых объектов 35-110-220 кВ;

– провести оценку стоимости инвестиций по укрупненным показателям.

3.3.13. Разработать принципиальные схемы электрической сети напряжением 35 кВ и выше на 2018 г. и 2022 г. с указанием (выделением) вводимых (введенных) объектов электросетевого хозяйства и реконструируемого оборудования. При этом схема и параметры основных и распределительных сетей должны обеспечивать электроснабжение потребителей без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии в следующих режимах работы:

– в режимах зимних нагрузок для нормальной схемы, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем;

– в режимах летних нагрузок для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем.

3.3.14. Разработать предложения по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрической сети.

3.3.15. В работе отразить баланс реактивной мощности и условия регулирования напряжения сети 35–220 кВ, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их тип и мощность.

3.3.16. Выполнить анализ наличия схем теплоснабжения муниципальных образований Республики Тыва в зоне действия Тувинской энергосистемы с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных).

3.3.17. Разработать предложения по развитию систем централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар.

3.3.18. Провести технико-экономическое сравнение вариантов развития энергосистемы Республики Тыва, обеспечивающих покрытие энергодефицита в регионе на период до 2022 года:

– усиление основной сети со стороны Красноярской, либо Хакасской энергосистем;

– строительство источника генерации в Тувинской энергосистеме.

3.3.19. При разработке схемы выдачи мощности электростанции (независимо от типа и установленной мощности) при выводе в ремонт одной из отходящих от шин электростанции линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции электрической сети (единичная ремонтная схема) должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь) (принцип «N–1»).

3.3.20. Выполнить актуализацию сроков реализации мероприятий по развитию энергосистемы Республики Тыва, указанных в материалах по разра-

ботке схемы и программы перспективного развития Республики Тыва на период до 2020 года.

3.3.21. В работе отразить оценку уровней токов короткого замыкания на ПС 35–220 кВ (выполнить расчет ТКЗ) на перспективу до 2022 года. Анализ соответствия отключающей способности коммутационной аппаратуры токам короткого замыкания, разработка мероприятий по ограничению токов КЗ.

3.3.22. При разработке рекомендаций по развитию генерирующих мощностей учесть возможность установки солнечной электростанции мощностью до 5 МВт.

4. Работа должна выполняться с учетом следующих нормативно-методических материалов:

- «Методические рекомендации по обоснованию эффективности сооружения объектов основной сети ЕЭС и ОЭС в рыночных условиях» (Санкт-Петербург, 1998 г.);

- «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования» (утверждены Госстроем России, Министерством экономики Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации и Госкомпромом России № ВК477 от 21.06.1999);

- «Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке проектов и бизнес-планов в электроэнергетике». Официальное издание. Москва, 1999 г.;

- «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем», утвержденные Приказом Минэнерго России № 281 от 30.06.2003;

- «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Минэнерго России № 277 от 30.06.2003;

- Стандарт организации ПАО «ФСК СЭС» СТО 56947007-29.240.124-2012 «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ электрических сетей»;

- «Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики», утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823.

5. Работа должна учитывать:

- Схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2016–2022 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 01.03.2016 № 147 или проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017–2023 годы (в случае разработки такового на момент начала работ Заказчиком);

- Энергетическую стратегию России на период до 2030 года, утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;

- Схему территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденную Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2013 г. № 2084-р;

- утвержденные в установленном порядке инвестиционные программы и проекты по развитию АО «Тываэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «Кызылская ТЭЦ», ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» (АО «Мобильные ГТЭС»);
- ежегодные отчеты АО «Тываэнерго» (ПАО «МРСК Сибири»), Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакасское ПМЭС (ПАО «ФСК ЕЭС»), АО «Кызылская ТЭЦ» (ООО «СГК»), ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» (АО «Мобильные ГТЭС»), филиалов АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ и ОДУ Сибири (АО «СО ЕЭС»);
- материалы мониторинга реализации Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года;
- поступившие в сетевые организации заявки на осуществление технологического присоединения электроустановок юридических (физических) лиц к электрическим сетям;
- распоряжение Правительства Российской Федерации от 17 апреля 2015 г. № 678-р по утверждению плана мероприятий, направленных на социально-экономическое развитие Республики Тыва на 2015–2025 годы;
- распоряжение Правительства Республики Тыва от 12 февраля 2015 г. № 49-р «Об утверждении плана мероприятий по обеспечению устойчивого развития экономики и социальной стабильности Республики Тыва в 2015–2017 годах», иные нормативно-правовые акты Правительства Республики Тыва по развитию социально-экономического развития Республики Тыва;
- постановление Правительства Республики Тыва от 20 декабря 2013 г. № 750 «Об утверждении государственной программы Республики Тыва «Энергоэффективность и развитие энергетики на 2014–2020 годы».

6. Перечень и комплектность результатов работы, подлежащих приемке Заказчиком:

- 6.1. Научно-технический отчет: «Ретроспективный анализ за 2012–2016 годы».
- 6.2. Научно-технический отчет: «Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018–2022 годы».
- 6.3. Научно-технический отчет: «Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва».
- 6.4. Презентация «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018–2022 годы», выполненная в формате PPT.
- 6.5. Материалы предоставляются Заказчику в соответствии с календарным планом в 3-х экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде.

7. Требования к оформлению Схемы:

- 7.1. Отчеты должны быть выполнены в текстовом редакторе Microsoft Word с использованием для основного текста шрифта Times New Roman с размером не более 13 единиц и одинарным междустрочным интервалом.
- 7.2. Рисунки карт-схем должны быть представлены в формате PDF с использованием шрифта Times New Roman.

8. Результат:

Разрабатываемая схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на период до 2022 года должна стать инструментом, который определяет единую политику организации деятельности по развитию энергетического комплекса Тувинской энергосистемы, формирует стабильные и благоприятные условия для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики и служит для координации действий и согласованию интересов основных участников обеспечения электроснабжения на территории Республики Тыва.

9. Дополнительные требования:

Все дополнительные решения, обоюдно принимаемые Сторонами в процессе разработки, оформляются соответствующими протоколами.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Приложение Б

Возрастная характеристика подстанций 220-110 кВ Хакасского предприятия МЭС – филиала ПАО «ФСК ЕЭС» на 01.01.2017 г.

(По данным собственника. Справочное)

№ п/п	Подстанция			Трансформаторы				Установленная мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2017 г.	
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу	№	Тип и мощность, МВА	Год изготов- ления	Год установки		с года ввода в работу ПС	с года изготовления трансфор-матора
МЭС										
220 кВ										
1	Ак-Довурак	220/110/35/10/6	1970	1АТ	АТДЦТГН- 63000/220/110/6	1976	1976	63	47	41
				2АТ	АТДЦТГН- 63000/220/110/6	1977	1978	63		40
				1Т	ТДТН- 25000/110/35/6	1969	1971	25		48
				2Т	ТДТН- 25000/110/35/6	1978	1979	25		39
				3Т	ТМ-1600/35/10	1978	1992	1,6		39
				4Т	ТМН-6300/35/10	2012	2012	6,3		5
2	Чадан	220/110/10	1972	АТ1	АТДЦТН- 63000/220/110/10	2012	2015	63	45	5
				АТ2	АТДЦТН- 63000/220/110/10	2012	2015	63		5
3	Кызылская	220/110/35/10	1986	1АТ	АТДЦТН- 63000/220/110/10	1985	1986	63	31	32
				2АТ	АТДЦТН- 63000/220/110/10	1986	1987	63		31
				1Т	ТМТН- 16000/110/35/10	1971	1972	16		46
4	Туран	220/35/10	1989	1Т	ТДТН- 25000/220/35/10	1989	1989	25	28	28
				2Т	ТДТН- 25000/220/35/10	1988	1989	25		29
110 кВ										
5	Хандагайты	110/10	1980	1Т	ТМН- 6300/110/10	2014	2014	6,3	37	3

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Приложение В

**Возрастная характеристика линий электропередачи 220-110 кВ Хакасского предприятия МЭС – филиала ПАО «ФСК ЕЭС»
на 01.01.2017 г.**

(По данным собственника. Справочное)

№ пп	Наименование ВЛ, диспетчерский номер	Год ввода	Провод					Материал опор	Тип	Наличие грозозащитного троса	Техническое состояние по оценке Энергосистемы	Срок службы на 01.01.2017 г.
			Протяженность по трассе, км	Длина в одноцепном исчислении, км	Марка	Количество в одной фазе	Количество цепей					
ВЛ 220 кВ												
1	ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42)	1970	88,699	88,699	АС-300/39	1	1	металл	П-21	да	Рабочее	47
2	ВЛ 220 кВ Ак-Довурак – Чадан (Д-43)	1971	70,45	70,45	АС-300/39	1	1	металл	П-21	да	Рабочее	46
4	ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран (Д-46)	1986	24,255	24,255	АС-240/39	1	1	металл	ПС-220	да	Рабочее	31
5	ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан (Д-45)	2012	240,632	240,632	АС-300/39	1	1	металл	П-220-3	да	Рабочее	5
6	ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская (Д-47)	1986	74,209	74,209	АС-240/39	1	1	металл	ПС-220	да	Рабочее	31
ВЛ 110 кВ												
7	ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты I, II цепи (С-451, С-452)	1986	83,545	83,545	167,09	1,00	2,00	металл	ПС-110	да	Рабочее	31
8	ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом I, II цепи (С-457, С-458)	1996	8,994	8,994	17,988	1,00	2,00	металл	ПС-110	да	Рабочее	21

Приложение Г

Возрастная характеристика подстанций и силовых трансформаторов 110-35 кВ по сетевым предприятиям ДЗО ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тывазэнерго» на 01.01.2017 г.

(По данным собственника. Справочное)

№ п/п	Подстанция			Трансформаторы				Установленная мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2017 г.	
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу	№	Тип и мощность, МВА	Год изготовления	Год установки		с года ввода в работу ПС	с года изготовления трансформатора
ПО Центральные электрические сети										
110 кВ										
1	ПС "Городская" №11 110/35/10	110/35/10	1970	1Т	ТДТН- 10000/110/35/10	1969	1971	10	47	48
				2Т	ТДТН- 10000/110/35/10	1972	1972	10		45
				3Т	ТДТН- 10000/110/35/10	1969	1991	10		48
				4Т	ТДН-16000/110-У1	2008	2015	16		9
2	ПС "Н.Шагонар" №8 110/35/10	110/35/10	1976	1Т	ТМТН- 6300/110/35/10	1974	1976	6,3	41	43
				2Т	ТМТН- 6300/110/35/10	1974		6,3		43
3	ПС "Арыг-Узю" №5 110/35/10	110/35/10	1971	1Т	ТМТ - 6300/110/35/10	1970	1971	6,3	46	47
4	ПС "Сукпак" №9 110/10	110/10	1977	1Т	ТМН-2500/110/10	1970	1999	2,5	40	47
				2Т	ТМН-2500/110/10	1980	1980	2,5		37
5	ПС "Южная" №10 110/10	110/10	1976	1Т	ТДН-10000/110/10	1976	1976	10	41	41
				2Т	ТДН-10000/110/10	1979	1980	10		38
				4Т	ТДН-16000/110-У1	2008	2015	16		9
6	ПС "Западная" №36 110/10	110/10	1982	1Т	ТДН-16000/110/10	1981	1982	16	35	36
7	ПС "Кызылская О.С" №42 110/10	110/10	1990	1Т	ТМН-6300/110/10	1989	1990	6,3	27	28
8	ПС "Кирпичный завод" №19 110/10	110/10	1970	1Т	ТМН-2500/110/10	1976	1978	2,5	47	41

Продолжение приложения Г

№ п/п	Подстанция			Трансформаторы				Установленная мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2017 г.	
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу	№	Тип и мощность, МВА	Год изготовления	Год установки		с года ввода в работу ПС	с года изготовления трансформатора
35 кВ										
9	ПС "Туран" №21 35/10	35/10	1966	1Т	ТМ-4000/35/10	1969	1980	4	51	48
10	ПС "Уюк" №22 35/10	35/10	1966	1Т	ТМ-1600/35/10	1972	1981	1,6	51	45
11	ПС "Птицефабрика" №25 35/10	35/10	1982	2Т	ТМ-2500/35/10	1981	1981	2,5	35	36
				1Т	ТМ-1600/35/10	1984	1984	1,6		33
12	ПС "Чаа-Холь" №24 35/10	35/10	1973	1Т	ТМ-4000/35/10	1967	1983	4	44	50
13	ПС "Торгалык" №23 35/10	35/10	1973	1Т	ТМ-1600/35/10	1973	1973	1,6	44	44
14	ПС "Хайыракан" №26 35/10	35/10	1980	1Т	ТМ-1600/35/10	1969	2004	1,6	37	48
15	ПС "Майналыг" №34 35/10	35/10	1982	1Т	ТМ-1600/35/10	1979	1985	1,6	35	38
16	ПС "Баян-Кол" №37 35/10	35/10	1985	1Т	1600/35/10	1984	1985	1,6	32	33
ПО Западные электрические сети (ПЭС-2)										
110 кВ										
1	ПС "Сут-Холь" №17 110/10	110/10	1975	1Т	ТМТ-6300/110/10	1972	1975	6,3	42	45
35 кВ										
2	ПС "Чыраа- Бажы" №31 35/10	35/10	1970	1Т	ТМ-1600/35/10	1964	1966	1,6	47	53
3	ПС "Тээли" №32 35/10	35/10	1972	1Т	ТМ-2500/35/10	1987	2001	2,5	45	30
4	ПС "Дон- Терезин" №39 35/10	35/10	1970	1Т	ТМ-100/35/10	1971		1	47	46
5	ПС "Степная" №38 35/10	35/10	1999	1Т	ТМ-2500/35/10	1986	1986	2,5	18	31
6	ПС "Эрги-Барлыг" №30 35/10	35/10	1980	1Т	ТМ-1000/35/10	1973		1	37	44

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Окончание приложения Г

№ п/п	Подстанция			Трансформаторы				Установленная мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2017 г.	
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу	№	Тип и мощность, МВА	Год изготовления	Год установки		с года ввода в работу ПС	с года изготовления трансформатора
ПО Южные электрические сети (ПЭС-3)										
110 кВ										
1	ПС "Бай-Хаак" №13 110/35/10	110/35/10	1974	1Т	ТМТН- 6300/110/35/10	1973	1974	6,3	43	44
2	ПС "Балгазын" №14 110/35/10	110/35/10	1972	1Т	ТМТ-6300/110/35/10	1968	1972	6,3	45	49
				2Т	ТМН-4000/35/10	1992	1992	4		25
3	ПС "Элегест" №6 110/10	110/10	1972	1Т	ТАМГ-2500/110/10	1972	1983	2,5	45	45
4	ПС "Хову-Аксы" №7 110/6/10	110/6/10	1971	1Т	ТМ-6300/110/10	1972	1972	6,3	46	45
				2Т	ТМ-6300/110/10	1969	1971	6,3		48
35 кВ										
5	ПС "Кызыл- Арыг" №18 35/10	35/10	1975	1Т	ТМ-1800/35/10	1963	1975	1,8	42	54
6	ПС "Балгазынская О.С" №41 35/10	35/10	1988	1Т	ТАМ-1800/35/10	1966	1989	1,8	29	51
7	ПС "Суг-Бажы" №12 35/10	35/10	1974	1Т	ТМ-4000/35/10	1989	2012	4	43	28
8	ПС "Эрзин" №16 35/10	35/10	1974	1Т	ТМ-2500/35/10	1968	1991	2,5	43	49
9	ПС "Самагалтай" №15 35/10	35/10	1970	1Т	ТМН-4000/35/10	1989	2005	4	47	28
10	ПС "Оо-Шынаа" №43 35/10	35/10	1992	1Т	ТМН-1600/35/10	1990	1993	1,6	25	27
11	Уу-Шынаа	35/10	2009	1Т	ТМ-1000/35/10	2009	2009	1	8	5
Восточные электрические сети (РЭС-4)										
110 кВ										
1	ПС "Сарыг-Сеп" №3 110/35/10	110/35/10	1989	1Т	ТМТН- 6300/110/35/10	1988	1989	6,3	28	29
2	ПС "Бурен-Бай- Хаак" №35 110/10	110/10	1981	1Т	ТМН-2500/110/10	1979	1981	2,5	36	38
35 кВ										
3	ПС "Зубовка" № 2 35/10	35/10	1973	1Т	ТМН-4000/35/10	1989	2006	4	44	28

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Приложение Д
Возрастная характеристика линий электропередачи 110-35 кВ по сетевым предприятиям ДЗО ПАО «МРСК Сибири» -
АО «Тываэнерго» на 01.01.2017 г.

(По данным собственника. Справочное)

№ п/п	Наименование ВЛ, диспетчерский номер	Год ввода	Провод					Материал опор	Тип	Наличие грозозащитно -го троса	Срок службы на 01.01.2017 г.
			Протяженность по трассе км	Длина в одноцепном исчислении, км	Марка	Количество в одной фазе	Количество цепей				
ПО Центральные электрические сети											
ВЛ 110 кВ											
1	ВЛ 110 кВ Городская – Сукпак (С-401)	1968, 1972, 1977	10,603	10,603	АС 150/24	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	П-4М, ПБ110-4, ПБ-3, У-6М, У- 4М, У110-2нс+5, УАБ-2, У110- 2нс,ПБЛ110-2	да	49
2	оп.№15 С-401 – Западная	1999	0,106	0,106	АС 150/24	1	1	металлические	У110-4+1	да	18
3	ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар (С-403)	1971	113,02	113,02	АС 150/24; АС300/39	1	1	металлические, железобетонные	П-21м, СП-21м, П-21м-2, П-21м- 3, У-33м, У-33м- 1, СУ-38м, УБ- 110-1	да	46
4	оп.212 С-403 – Арыг-Узю	1971	1,02	1,02	АС 120/19	1	1	металлические, железобетонные	ПБ-110-1, У- 33м-1	да	46
5	отп.между оп.271- ЛР С-403/405 – Шагонар	1998	0,283	0,283	АС 120/19	1	1	металлические, железобетонные	ПБ-110-1, У- 33м-1, ППБ-35-1	да	19
6	ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская (С-405)	1971	108,87	108,87	АС 300/39; АС240/32 АС 150/24	1	1	металлические	П-21м, СП-21м, П-21-1, П-21м-2, П-21м-3, П-110- 4м, У-33м, У- 33м-1, У-6м, У- 4м, У-110-2+5, У-33	да	46

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Продолжение приложения Д

№ п/п	Наименование ВЛ, диспетчерский номер	Год ввода	Провод					Материал опор	Тип	Наличие грозозащитно- го троса	Срок службы на 01.01.2017 г.
			Протяженность по трассе км	Длина в одноцепном исчислении, км	Марка	Количество в одной фазе	Количество цепей				
7	отп. между ЛР С-403/405 – оп. №1а-Шагонар (С-405-01)	1976	0,386	0,386	АС 70	1	1	железобетонные	АУК-1	да	41
8	оп. 241 С-405 – Западная (С-405-02)	1982	0,133	0,133	АС 150/24	1	1	металлические	У-110-4+1	да	33
9	ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепи (С-407, С-408)	1976-1981	10,62	21,24	АС 240/32	1	2	металлические, железобетонные	П-110-4, П-110-4+4, ПБ110-4, У-110-2, У-110-2+9, У-110-2+9+5, У-110-2+5, УС-110-8	да	41
10	оп. 21 С-407 – Южная	2000	0,11	0,11	АС 240/32	1	1	металлические	У-110-2	да	17
11	ВЛ 110 кВ Кызыл-ОРУ 110 кВ – Кызылская ТЭЦ I, II цепь (С-423, С-424)	1980, 1986	0,77	1,54	АС 240/32	1	2	металлические, железобетонные	ПБ110-4, У-110-2, У-110-2+5, У-110-2+14	да	37
12	ВЛ 110 кВ Сукпак – Кирпичный завод (С-425)	1968	17,38	17,38	АС 150/24	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	П110-4, ПБ110-4, ПБ-3, У110-2, УАБ-2, ПБЛ110-2	да	49
13	оп. 14 С-425 – Кызылская ОС	1990	0,438	0,438	АС 70/11	1	1	металлические, железобетонные	ПБ35-1, У-110-3н, ПБ110-1с	да	27
14	ВЛ 110 кВ Кирпичный завод – Элегест (С-427)	1968	42,78	42,78	АС 120; АС150/24	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	П110-4, ПБ110-4, ПБ-110+6с, ПБ-3, У-110-2, У-110-4н, У110-2, УАБ-2, АУК-1	да	49

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Продолжение приложения Д

№ п/п	Наименование ВЛ, диспетчерский номер	Год ввода	Провод					Материал опор	Тип	Наличие грозозащитно -го троса	Срок службы на 01.01.2017 г.
			Протяженность по трассе км	Длина в одноцепном исчислении, км	Марка	Количество в одной фазе	Количество цепей				
ВЛ 35 кВ											
15	ВЛ 35 кВ Кызыльская – Зубовка (Т-1)	1962	33,938	33,938	АС 35; АС 70; АС 95	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	П-110-1, ПБ- 110-1, ПД35-1, ПД35-3, У-35-1т, У-35-2т, У-35- 2т+5, У-110-2т, АА-35	да	55
	ВЛ 35 кВ Кызыльская – Зубовка (оп.1-103)		13,958	13,958	АС 35; АС 70; АС 95	1	1				
	ВЛ 35 кВ Кызыльская – Зубовка (оп.103- 256)		19,98	19,98	АС 35	1	1				
16	отпайка на ПС Птицефабрика отоп.№25 Т-1	1962	0,89	0,89	АС 35	1	1				55
17	ВЛ 35 кВ Кызыльская – Суг- Бажы (Т-2)	1962	47,397	47,397	АС 35; АС 70	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	ПБ-35-1, ПУД, У-35-2т, У-35- 2т+5, УАБ-35-1	да	55
18	ВЛ 35 кВ ОРУ Кызыльской ТЭЦ – Туран (Т-5)	1965	72,465	72,465	АС 50; АС 70; АС150	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	П-6М, ПБЛ110- 2, ПБ35-1в, ПД35-1, УП35-1, УЗ3М-1, УАБ-2, УА35-1в	да	52
	ВЛ 35 кВ ОРУ Кызыльской ТЭЦ – Туран ПС№40(оп.1- 171 Кызыльский участок)		28,063	28,063	АС 50; АС 70; АС150	1	1				
	ВЛ 35 кВ ОРУ Кызыльской ТЭЦ – Туран ПС №40 (оп.171-374 Хемский участок)		44,407	44,407	АС 50; АС 70	1	1				
19	оп.№113 (Т-5) – Майналыг (Т-5-03)	1965	0,165	0,165	АС 50	1	1				52

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Продолжение приложения Д

№ п/п	Наименование ВЛ, диспетчерский номер	Год ввода	Провод					Материал опор	Тип	Наличие грозозащитно-го троса	Срок службы на 01.01.2017 г.
			Протяженность по трассе км	Длина в одноцепном исчислении, км	Марка	Количество в одной фазе	Количество цепей				
20	оп.№348а (Т-5) – Туран ПС №21 (Т-5-05)	1965	1,97	1,97	АС 50	1	1				52
21	ВЛ 35 кВ Туран – Уюк (Т-6)	1965	26,061	26,061	АС 35	1	1				52
22	оп.25 Т-9 – Птицефабрика (Т-9-01)	1981	1,468	1,468	АС 50	1	1				36
23	ВЛ 35 кВ Арыг-Узю – Торгалык (Т-23)	1976	23,402	23,402	АС 50	1	1				41
24	ВЛ 35 кВ Арыг-Узю – Чаа-Холь (Т-24)	1973	26,098	26,098	АС 35	1	1				44
25	ВЛ 35 кВ ПС Чаа-Холь – п.Шанчы (Т-25) (в габаритах 35 кВ)	1979	32,089	32,089	АС 50/8	1	1				38
26	ВЛ 35 кВ Шагонар – Хайыракан (Т-26)	1981	13,856	13,856	АС 70/11	1	1	металлические, железобетонные	ПБ35-46, А35-46, УА35-46, АУК-35	да	36
27	ВЛ 35 кВ Шагонар (ф.8-10) – Арыг-Бажы (Т-27) (в габаритах 35 кВ)	1980	11,875	11,875	АС 50/8	1	1				37
28	ВЛ 35 кВ Хайыракан – Баян-Кол (Т-28)	1984	38,326	38,326	АС 70	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	ПБ35-46, А-35-46, УА35-46	да	33
29	ВЛ 35 кВ ПС Шагонар – п. Эйлиг-Хем (Т-29) (с оп.№1-260 в габаритах 35 кВ, с оп. № 260-304 в габаритах 10 кВ)	1980	44,11	44,11	АС 50	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	П-35-4Б, ПД-35-1, УП-35-4Б, А-35-4Б, У-110-1, УА-35-4Б	да	37

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Продолжение приложения Д

№ п/п	Наименование ВЛ, диспетчерский номер	Год ввода	Провод					Материал опор	Тип	Наличие грозозащитно -го троса	Срок службы на 01.01.2017 г.
			Протяженность по трассе км	Длина в одноцепном исчислении, км	Марка	Количество в одной фазе	Количество цепей				
ПО Западные электрические сети (ПЭС-2)											
ВЛ 110 кВ											
1	ВЛ 110 кВ Чадан – Суть-Холь (С-453)	1975	25,85	25,85	АС 70; АС 120	1	1	металлические, железобетонные	ПБ-21, П-26м, П-110-3н, АУБм-60-1ц	да	42
ВЛ 35 кВ											
2	ВЛ 35 кВ Ак- Довурак – Чыраа- Бажы (Т-31)	1966	34,249	34,249	АС 35; АС70; АС 95	1	1	металлические, деревянные	ПАП-1, УАБ-2, УА-4, УА-5т, У- 2м, УА-4	да	51
3	оп.№68 (Т-31) – Дон- Терезин (Т-31-01)	1966	0,115	0,115	АС 35	1	1	железобетонные	Ааг-35	нет	51
4	ВЛ 35 кВ Ак- Довурак – Тээли (Т- 32)	1972	45,791	45,791	АС 35; АС70	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	ПАП-1, УПАг- 35, У110-3м, УААт-35, Ааг- 35, У-2м, У110- 3и, УАА-35	да	45
5	отп.между оп.№56- 57 – Степная (Т-32- 01)	1973	0,019	0,019	АС 35	1	1	железобетонные	АП-35	да	44
6	от.№261 Т-32 – Эрги- Барлык (Т-32-02)	1972	3,441	3,441	АС 35	1	1	железобетонные	ПАП-1, Ааг-35	нет	45
ПО Южные электрические сети (ПЭС-3)											
ВЛ 110 кВ											
1	ВЛ 110 кВ Элегест – Бай-Хаак (С-411)	1973	45,54	45,54	АС-95	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	П-110-110-4У, ПБ-25-1, ПД- 110-1, АУК-1, АА-35	да	44
2	ВЛ 110 кВ Элегест – Хову-Аксы (С-413)	1968	39,65	39,65	АС 120/19; АС150/24	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	ПБ-3т, ПБ-110- 6с, У-110-2, У- 110-4, УАБ-2т, УАБ-2, У-110-2	да	49
3	ВЛ 110 кВ Бай-Хаак – Балгазын (С-415)	1973	57,98	57,98	АС 95/16	1	1	железобетонные	ПБ-110-1с, ПБ- 25-1, АУК-1	да	44

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Продолжение приложения Д

№ п/п	Наименование ВЛ, диспетчерский номер	Год ввода	Провод					Материал опор	Тип	Наличие грозозащитно- го троса	Срок службы на 01.01.2017 г.
			Протяженность по трассе км	Длина в одноцепном исчислении, км	Марка	Количество в одной фазе	Количество цепей				
4	ВЛ 110 кВ Балгазын – Бурен-Бай-Хаак (С-417)	1981	43,75	43,75	АС 95/16; АС120/19	1	1	металлические	П-110-1н+С1, П-110-4н, П-110-1н, У-110-3н, У-110-1нс, У-110-3н, У110-4н	да	36
ВЛ 35 кВ											
5	ВЛ 35 кВ Суг-Бажы – Бай-Хаак (Т-3)	1962	35,5	35,5	АС 35	1	1	железобетонные	ПАП-1, Ааг-35	нет	55
6	ВЛ 35 кВ Суг-Бажы – Балгазын (Т-4)	1964	48,782	48,782	АС 35	1	1				53
7	ВЛ 35 кВ Балгазын – Самагалтай (Т-15)	1969	67,842	67,842	АС 70; АС120/19	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	П-1м, ПД-110-1, Пв-5, ПБ-35-1, У-1м, УАБ-2, Упв-5	да	52
8	ВЛ 35 кВ Самагалтай – Эрзин (Т-16)	1973	43,381	43,381	АС 35/6,2	1	1	Деревянные	ПД-110-1, Пв-5, УАБ-2, Кв-2, Упв-5	нет	44
9	ВЛ 35 кВ Самагалтай – Оо-Шынаа (Т-17)	1987 1993	97,228	97,228	АС 70/11	1	1				30
ПО Восточные электрические сети (ПЭС-4)											
ВЛ 110 кВ											
1	ВЛ 110 кВ Бурен-Бай-Хаак – Сарыг-Сеп (С-419)	1990	40,71	40,71	АС 95/16; АпС150/24	1	1	металлические	П-110-3н, П-110-1н+4, П-110-2н, П-110-1н, ПС-110-4н, ПС-110-3н, У 110-2+5, У 110-4н+5, У 110-4н, У 110-3н	да	27

001/17/ДРЭС-ЭЭС.01

Окончание приложения Д

Скоп-чащие приложения Д											
№ п/п	Наименование ВЛ, диспетчерский номер	Год ввода	Провод					Материал опор	Тип	Наличие грозозащитно -го троса	Срок службы на 01.01.2017 г.
			Протяженность по трассе км	Длина в одноцепном исчислении, км	Марка	Количество в одной фазе	Количество цепей				
ВЛ 35 кВ											
2	ВЛ 35 кВ Зубовка – Сарыг-Сеп (Т-10)	1963	45,365	45,365	АС 35; АС 95	1	1	металлические, железобетонные, деревянные	ПД35-1, ПБ35, П 4М, УАБ-2, УЗ3М-1, АА35, УП35-1	да	54
	ВЛ 35 кВ Зубовка – Сарыг-Сеп (Т-10) (оп.№126-324 Сарыг- Сепский участок)		24,11	24,11	АС 35; АС 95	1	1				
	ВЛ 35 кВ Зубовка – Сарыг-Сеп (Т-10) (оп.№1-126 Зубовский участок)		21,255	21,255	АС 35	1	1				

Утверждена распоряжением
Главы Республики Тыва
от 10 ноября 2017 г. № 355-РГ

**СХЕМА И ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА
НА 2018-2022 ГОДЫ**

ТОМ 2

Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг.

Книга 1. Пояснительная записка.



Общество с ограниченной ответственностью
«ИНСТИТУТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»

*Состоит в саморегулируемой организации
Ассоциация проектных организаций «ПроектСтройСтандарт»*

Заказчик – Министерство топлива и энергетики Республики Тыва

СХЕМА И ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА НА 2018-2022 ГОДЫ

ТОМ 2

**Перспектива развития электроэнергетики
Республики Тыва на период 2018-2022 гг.
(вариант 1 – «Базовый»)**

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02

Книга 1. Пояснительная записка

Генеральный директор

Д.В. Гладких

Директор ДРЭС

Е.С. Котиков

Главный инженер проекта

М.В. Кашурников

Содержание:

Состав проекта	3
1 Введение	4
2 Прогноз электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва на период 2018 – 2022 гг. по материалам АО «СО ЕЭС»	6
3 Развитие электрогенерирующих мощностей Республики Тыва на период 2018 – 2022 гг.	12
4 Оценка перспективной балансовой ситуации энергосистемы Республики Тыва по электроэнергии и мощности на 2018 – 2022 гг.	13
5 Прогноз потребления системы теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар на период 2018 – 2022 гг. с выделением крупных потребителей	15
6 Анализ наличия схем теплоснабжения муниципальных образований Республики Тыва в зоне действия Тывинской энергосистемы. Предложения по развитию систем централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар	19
7 Основные направления развития электросетевого комплекса Тывинской энергосистемы напряжением 35 кВ и выше на период 2018 – 2022 гг.	24
7.1 Общие направления и принципы формирования перспективной схемы электрической сети 35 кВ и выше на период 2018 – 2022 гг.	24
7.2 Вводы и реконструкция сетевых объектов 220 кВ энергосистемы Республики Тыва, принятые в соответствии со Схемой и Программой развития ЕЭС России на период 2017-2023 гг. и инвестиционными программами субъектов электроэнергетики Республики Тыва	25
7.3 Основы формирования расчетной модели и анализа режимов потокораспределения	27
7.4 Описание режимов работы энергосистемы Республики Тыва в период 2018 – 2022 гг.	28
7.4.1 Описание режимов работы энергосистемы Республики Тыва на уровне 2018 года	28
7.4.2 Описание режимов работы энергосистемы Республики Тыва на уровне 2022 года	60
7.5 Характеристика балансов реактивной мощности и обоснование пунктов размещения СКРМ, их типа и мощности	82
7.6 Оценка уровней токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций на перспективу до 2022 г.	87
7.7 Оценка потерь в электрических сетях энергосистемы Республики Тыва. Разработка мероприятий по снижению потерь	88
7.8 Анализ загрузки центров питания 35 кВ и выше энергосистемы Республики Тыва на перспективу до 2022 г.	92
8 Предложения по развитию электрической сети энергосистемы Республики Тыва	96
9 Оценка стоимости инвестиций в электросетевой комплекс по укрупненным показателям	106
10 Заключение	115

Состав проекта

Обозначение	Наименование	Примечание
Том 1 001/17/ДРЭС-ЭЭС.01	Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг.	
Том 2 001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 Книга 1 Книга 2 Книга 3	Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 1 – «Базовый») - Пояснительная записка - Приложения - Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва	
Том 3 001/17/ДРЭС-ЭЭС.03	Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 2 – «Региональный»)	

1 ВВЕДЕНИЕ

Данный научно-технический отчет разработан в рамках выполнения работ по разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы по заказу Министерства топлива и энергетики Республики Тыва (Государственный контракт № 001/17 от 25.05.2017 года).

Целями работы являются:

- разработка схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы;
- разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики Тувинской энергосистемы;
- обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей Тувинской энергосистемы для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей на период до 2022 года с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспективы развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы;
- обоснование направлений развития генерирующих источников, в том числе источников когенерации;
- разработка рекомендаций по объемам и срокам реконструкции действующих электросетевых объектов, по новому электросетевому строительству по годам на период до 2022 г.;
- разработка основных направлений развития систем централизованного теплоснабжения на территории Республики Тыва.

Разработка схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на период до 2022 года выполнена в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 г. № 823)»

Научно-технический отчет по Разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы состоит из трех томов:

- Том 1. Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг. (пояснительная записка с приложениями)
- Том 2. Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 1 – «Базовый»)
- Книга 1. Пояснительная записка
 - Книга 2. Приложения
 - Книга 3. Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва
- Том 3. Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 2 – «Региональный»)

Для выполнения заявленных целей в рамках настоящего Тома 2. «Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 1 – «Базовый»)» выполнены:

- Прогноз электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва на период 2018-2022 гг. по материалам ОАО «СО ЕЭС»
- Оценка перспективной балансовой ситуации энергосистемы Республики Тыва по электроэнергии и мощности на 2018-2022 гг.

- Прогноз развития систем теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар на период 2018 – 2022 гг.
- На основании прогноза роста нагрузки, разработанных перспективных балансов электрической энергии и мощности, а также расчетов и анализа электроэнергетических режимов, потокораспределения активной, реактивной мощности и уровней напряжения на шинах подстанций Тывинской энергосистемы:
 - ✓ разработаны рекомендации по формированию и развитию электрической сети 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы, с учетом объемов нового строительства, реконструкции и техпереворужения электросетевых объектов;
 - ✓ предложены конкретные решения по развитию электрической сети 35 кВ и выше, созданию новых центров питания с учетом роста потребительского спроса;
 - ✓ произведена оценка потребности в инвестициях для развития электрической сети 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы на период 2018-2022 гг.

2 ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И МАКСИМУМА НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА НА ПЕРИОД 2018 – 2022 ГГ. ПО МАТЕРИАЛАМ АО «СО ЕЭС»

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Республики Тыва принят в соответствии со Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг., утвержденной приказом Минэнерго РФ № 143 от 01.03.2017 г., на основании письма филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ №Р27-62-III-19-687 от 06.03.2017 г.

Прогноз спроса на электрическую мощность и энергию учитывает следующие данные:

- Заявки и технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тывазэнерго», филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири;
- информацию о перспективном электропотреблении и максимуме нагрузки от наиболее крупных предприятий и компаний, функционирующих на территории Республики Тыва.

В таблице 2.1 представлен прогноз электропотребления крупных потребителей электроэнергии Республики Тыва.

**Таблица 2.1 – Прогноз электропотребления крупных потребителей электроэнергии
Республики Тыва**

В млн. кВт.ч

в млн. кВт.ч									
№	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	2016г. (отчет)	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
1	ООО «УК «Межегейуголь»*	г.Кызыл, ул. Интернациональная	29,0	38,0	38,0	41,0	41,0	41,0	41,0
2	ООО «Тувинская горнорудная компания» Каа-Хемский участок	Кызылский кожуун, п. г. т. Каа-Хем, ул. Угольная	8,4	8,5	10,3	10,3	10,4	10,4	10,4
3	ООО «Тувинская горнорудная компания» Чаданский участок	Кызылский кожуун, п. г. т. Каа-Хем, ул. Угольная	3,2	3,1	3,2	3,2	3,2	3,4	3,4
4	ООО «Тардан Голд»*	г. Кызыл, ул. Пушкина, 68	9,9	9,9	9,9	10,1	10,1	10,1	10,1
5	ГУП РТ «УК ТЭК 4»*	г. Кызыл, ул. Калинина, 11	7,8	8,0	8,2	8,2	8,3	8,3	8,4
6	ГУП РТ «Ак-Довуракэнерго»*	г. Ак-Довурак, ул. Заводская, 1	4,5	4,6	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9
7	ОАО «Тывасвязьинформ»*	г. Кызыл, ул. Кочетова, 53	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8
8	ООО «Водопроводно-канализационные системы»*	г. Кызыл, ул. Баянкольская, 5а	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4
9	ФГУП «РТРС»*	г. Кызыл, ул. Островского, 2	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2
10	ГУП РТ «Шагонартепло»*	Улуг-Хемский кожуун, ул. Рабочая, 32	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
11	ООО Горно-обогатительный комбинат «Тувинские минералы»*	г. Ак-Довурак, ул. Центральная, 1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

* данные об отчетном и перспективном электропотреблении предоставлены Заказчиком

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

В рассматриваемой перспективе ожидается рост потребления электроэнергии ООО «Тувинская горнорудная компания» – на 2,2 млн. кВт.ч за период 2017-2022 гг.

В результате анализа заявок и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Сибири»-АО «Тываэнерго», филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири был сформирован список наиболее крупных перспективных потребителей электроэнергии и мощности Республики Тыва, представленный в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Заявки потребителей на присоединение к электрической сети

№ п/п	Наименование заявителя	Описание, место расположения	Год ввода	Заявленная мощность, МВт
Добывающие предприятия				
1	ООО «Голевская ГРК» ¹	Освоение Ак-Сугского медно-порфинового месторождения	2021 г.	146,0
2	АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация»	Электроснабжение угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении - Элегестский ГОК	2020-2022 гг.	60,0
3	ООО «УК «Межегейуголь» ²	Освоение Межегейского месторождения каменного угля	2014-2017 гг.	10,0 (6,0)
4	АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация»	Электроснабжение угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении	2018 г.	4,95
	<i>Итого</i>			220,95
Железная дорога³				
5	АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация»	Строительство железной дороги Элегест-Кызыл-Курагино (ПС 220 кВ Рошинская, Арадан, ПС 35 кВ Амыльская, Тайгишская, Аржаан, Ээрбек, Доргун)	2020 г.	21,9 (4,3)
	<i>Итого</i>			21,9
Жилая застройка				
6	АО «Тываэнерго»	Жилые дома и объекты социального назначения, г. Кызыл	2017-2018 гг.	4,95
7	МКУ «Департамент земельных и имущественных отношений Мэрии г. Кызыла»	Жилая застройка, г. Кызыл	2017 г.	1,87
	<i>Итого</i>			6,82
Строительство общественных объектов и объектов инфраструктуры				
8	ФГУП «Главное управление специального строительства по территории Сибири при Федеральном агентстве специального строительства»	Военный городок, г. Кызыл, правый берег	2017 г.	9,0
9	ООО «Бенконс» ⁴	Гостиничный комплекс	2017 г.	1,8
10	ОАО «Главное Управление Обустройства Войск» ⁴	Президентский кадетский корпус, г. Кызыл	2017 г.	1,4
	<i>Итого</i>			12,2
1 - электроснабжение планируется осуществить от Иркутской энергосистемы 2 - первая очередь в объеме 4 МВт введена (акт технологического присоединения от 10.12.2014 г) 3 - на территории Республики Тыва будут расположены ПС 35 кВ Аржаан, Ээрбек, Доргун с потреблением мощности 4,3 МВт 4 - акт технологического присоединения подписан в 2017 г.				

Анализ заявок и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям энергосистемы Республики Тыва показал, что прирост нагрузки в Республике Тыва ожидается в основном за счет развития добывающей промышленности, а также за счет жилищного и общественного строительства в столице Республики городе Кызыле. Суммарный прирост мощности по крупным заявкам на технологическое

присоединение к электрическим сетям Тывинской ЭС составит 89,3 МВт, а с учетом мощности ООО «Голевская ГРК» - 235,3 МВт.

В рассматриваемый перспективный период ожидается реализация следующих крупных проектов на территории Республики Тыва:

- Освоение Межегейского месторождения каменного угля

ООО «Угольная компания «Межегейуголь» реализует проект по освоению Межегейского месторождения каменного угля, имеет лицензию на разведку и добычу каменного угля на Межегейском месторождении КЗЛ №14886 ТЭ от 18.03.10 г. сроком на 20 лет. Балансовые запасы каменного угля составляют 247,9 млн. тонн (в т.ч. коксующегося угля - 213,5 млн. тонн), забалансовые - 53,4 млн. тонн.

Межегейское месторождение расположено в 40 км к юго-западу от г. Кызыл, на правобережье нижнего течения р. Межегей, правого притока р. Элегест, левого притока р. Улуг-Хем (Верхний Енисей), на территории Тандинского кожууна Республики Тыва. Угли Межегейского месторождения представляют высококачественную спекающуюся основу шихт для производства металлургического кокса. По коксуемости они не уступают, а по зольности и выходу концентрата превосходят угли Кузнецкого бассейна.

В соответствии с заявкой ООО «Угольная компания «Межегейуголь» на технологическое присоединение к электрическим сетям Тывинской энергосистемы освоение Межегейского месторождения будет сопровождаться потреблением мощности в размере 10 МВт, на сегодняшний момент первая очередь (4 МВт) уже введена в эксплуатацию (акт технологического присоединения от 10.12.2014 г.).

- Строительство угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении каменного угля

АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация» обладает лицензией на разработку и добычу каменного угля на Элегестском месторождении Улуг-Хемского угольного бассейна.

Элегестское месторождение находится в западной части Улуг-Хемского угольного бассейна, расположенного в центральной части Республики Тыва. В центральной части бассейна находится столица Республики Тыва – г. Кызыл. Общая площадь бассейна около 2700 км². Площадь Элегестского месторождения 83 км². Утвержденные запасы каменного угля на Элегестском месторождении Улуг-Хемского угольного бассейна составляют 867,8 млн. тонн.

В соответствии с заявкой на технологическое присоединение к электрическим сетям Тывинской энергосистемы, для электроснабжения угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении каменного угля потребуется 60 МВт. Электроснабжение комплекса будет осуществляться от вновь сооружаемой подстанции 220 кВ Элегестский ГОК. До ввода подстанции 220 кВ планируется сооружение ПС 110 кВ Верхняя и получение 4,95 МВт по сети 110 кВ (договор на технологическое присоединение АО «Тываэнерго» и ПАО «ФСК ЕЭС» от 27.08.2015 г.). В соответствии с письмом АО «ТЭПК» от 17.05.2017 г. №14/А4 перевод питания ПС 110 кВ Верхняя на ПС 220 кВ Элегестский ГОК планируется в 2022 г.

- Строительство железной дороги Элегест-Кызыл-Курагино

Железная дорога Элегест-Кызыл-Курагино свяжет Тыву и Красноярский край. Длина дороги составит 410 км - 115 км по Туве и 295 - по Красноярскому краю. Магистраль пройдет с юга на север и соединит станцию Элегест со столицей Республики Тыва городом Кызыл и далее до станции Курагино в Красноярском крае.

Строительство железной дороги Элегест-Кызыл-Курагино будет профинансировано частным инвестором - АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация» при поддержке государства.

Предполагается, что железная дорога позволит расширить возможности транспортной сети России, решит проблему освоения месторождений полезных ископаемых Республики Тыва.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

В соответствии с заявкой АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация» на технологическое присоединение к электрическим сетям для электроснабжения железной дороги будет построено две подстанции 220 кВ Арадан и Рошинская и 5 подстанций 35 кВ Амыльская, Тайгишская, Аржаан, Ээрбек, Доргун. На территории Республики Тыва будут располагаться подстанции 35 кВ Аржаан, Ээрбек и Доргун, остальные объекты будут расположены на территории Красноярского края. Потребление мощности вновь вводимого участка железной дороги составит 21,9 МВт, в том числе участка, расположенного на территории Республики – 4,3 МВт.

Необходимо отметить, что реализация проекта по освоению Элегестского угольного месторождения рассматривается в увязке со строительством железной дороги Элегест-Кызыл-Курагино. В случае задержки сроков ввода железной дороги, проект по освоению месторождения также будет отложен в связи с отсутствием возможности транспортировки угля.

Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Республики Тыва на период 2017-2022 гг. представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Прогноз электропотребления энергосистемы Республики Тыва

Наименование показателя	2016 г. (отчет)	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Электропотребление, млн.кВт.ч	808	825	845	863	906	921	937
Темпы прироста, %	-	2,1	2,4	2,1	5,0	1,7	1,7

На рисунке 2.1 приведена динамика годового потребления электроэнергии энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012-2016 гг. и прогноз на перспективу 2017-2022 гг.

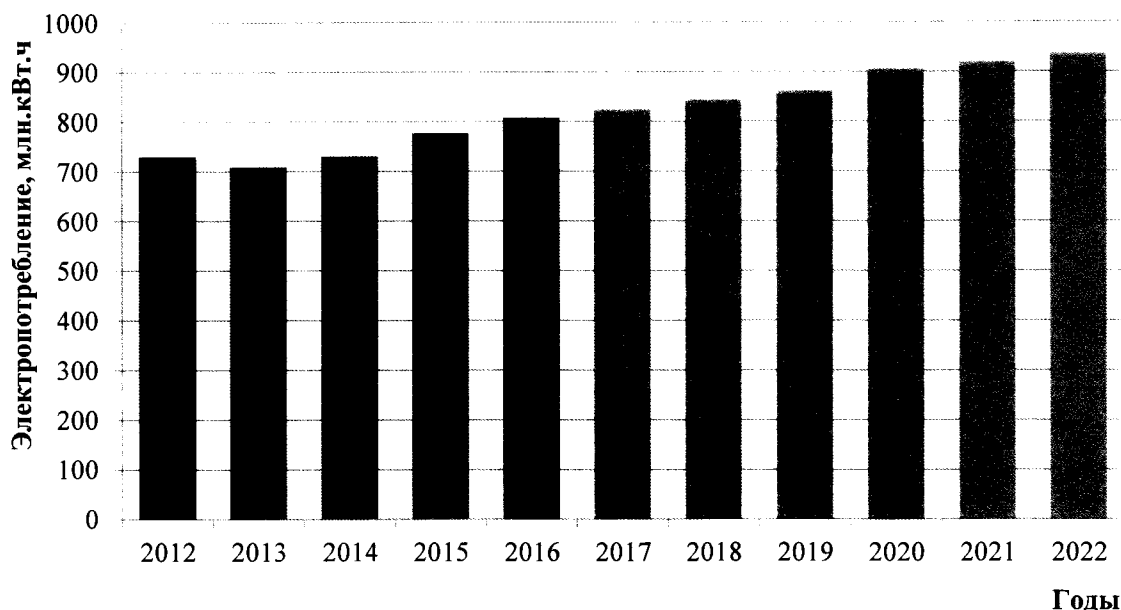


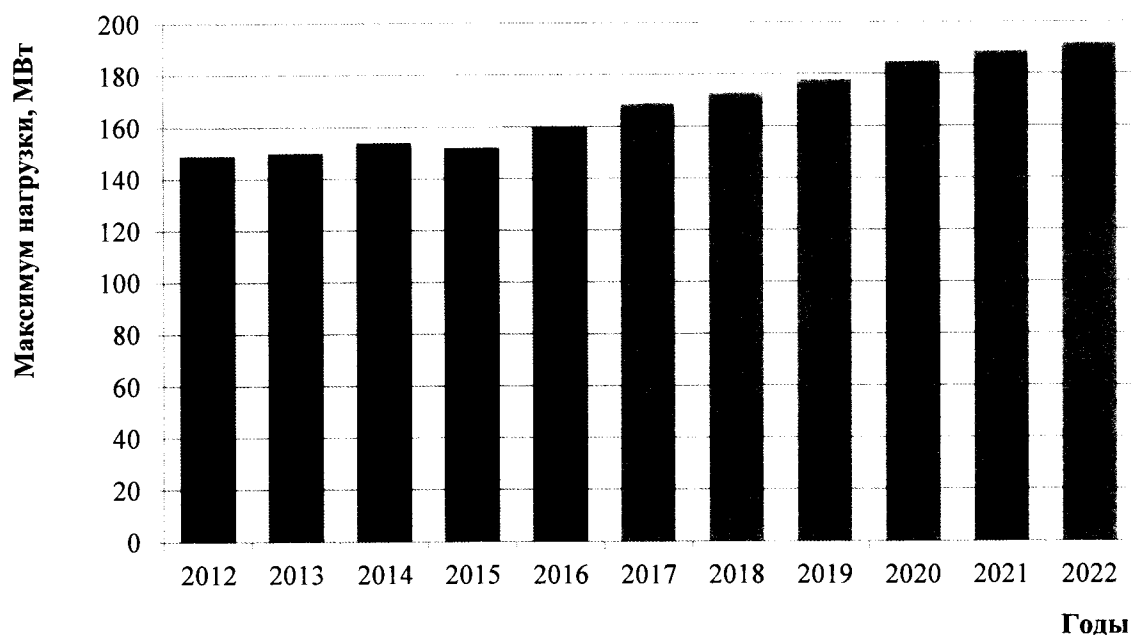
Рисунок 2.1 – Динамика электропотребления энергосистемы Республики Тыва

В таблице 2.4 представлен прогноз максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва на перспективу 2017-2022 гг.

На рисунке 2.2 приведена динамика собственного максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012-2016 гг. и прогноз на перспективу 2017-2022 гг.

Таблица 2.4 - Прогноз максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва

Наименование показателя	2016 г. (отчет)	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Максимум нагрузки собственный, МВт	160	169	173	178	185	189	192
Темпы прироста, %	-	5,6	2,4	2,9	3,9	2,2	1,6

**Рисунок 2.2 – Динамика собственного максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва**

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Тыва характеризуется годовым приростом максимума нагрузки в пределах 1,6-5,6%, электропотребления - в пределах 1,7-5%.

В период до 2022 г. прогнозируется рост годового электропотребления на 129 млн.кВт.ч (на 16%), рост собственного максимума нагрузки - на 32 МВт (20%). Среднегодовые темпы прироста электропотребления за период 2017-2022 гг. составят 2,5%, максимума нагрузки – 3,1%.

Таким образом, энергосистема Республики Тыва характеризуется ускоренными темпами роста потребления электроэнергии и мощности. Основной прирост потребления прогнозируется за счет реализации крупного инвестиционного проекта по строительству угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении каменного угля и железной дороги Элегест-Кызыл-Курагино.

Распределение нагрузки по энергетическим узлам энергосистемы Республики Тыва в 2016 г. и на перспективу 2018-2022 гг. приведено в таблице 2.5.

**Таблица 2.5 – Распределение нагрузки по энергетическим узлам энергосистемы
Республики Тыва**

Наименование показателя	2016 г. отчет	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Район ПС 220 кВ Кызылская						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	113	126	131	135	139	142
То же, в о.е.	0,71	0,73	0,74	0,73	0,74	0,74
Район ПС 220 кВ Туран						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	9	9	9	12	12	12
То же, в о.е.	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06
Район ПС 220 кВ Чадан						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	22	22	22	22	22	22
То же, в о.е.	0,14	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
Район ПС 220 кВ Ак-Довурак						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	16	16	16	16	16	16
То же, в о.е.	0,10	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08
Максимум нагрузки, МВт	160	173	178	185	189	192

Анализ и прогноз территориальной структуры потребления мощности показывает различные темпы роста по узлам нагрузки энергосистемы Республики Тыва. Динамичный рост электрических нагрузок прогнозируется в районе ПС 220 кВ Кызылская – прирост за период 2017-2022 гг. составит 29 МВт. Это обусловлено строительством угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении, выходом на проектные производственные показатели комплекса на Межегейском месторождении, а также строительством объектов жилой и социально-культурной сферы, военного городка в столице Республики г. Кызыле. Прирост нагрузки в районе ПС 220 кВ Туран прогнозируется за счет строительства железной дороги Элегест-Кызыл-Курагино и составит 3 МВт. В Западных районах Республики Тыва (районы ПС 220 кВ Чадан и ПС 220 кВ Ак-Довурак) рост нагрузки не ожидается.

3 РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА НА ПЕРИОД 2018 – 2022 ГГ.

На конец 2016 года установленная мощность электростанций Тывинской энергосистемы составила 39,5 МВт, из которых 17 МВт или 43% установлено на Кызылской ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»), 22,5 МВт или 57% размещено на Мобильной ГТЭС (АО «Мобильные ГТЭС Тыва»).

При определении развития генерирующих мощностей Тывинской энергосистемы на перспективный период до 2022 года учитывалась следующая информация:

- предложения по развитию генерирующих мощностей от собственников существующего генерирующего оборудования (ООО «Сибирская генерирующая компания», АО «Мобильные ГТЭС Тыва»);
- намерения потенциальных инвесторов по строительству новых объектов генерации в Республике Тыва (ПАО «РусГидро», ООО "УК "Межегейуголь", ООО «УлутхемУголь», АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация», ООО «Голевская горнорудная компания», ООО «Лунсин», ООО «Тардан Голд» и др.).

В соответствии со Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг., утвержденной приказом Минэнерго РФ № 143 от 01.03.2017 г., генерирующие мощности на территории Республики Тыва в рассматриваемой перспективе будут представлены Кызылской ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»).

С 01.07.2017 г. выведена из эксплуатации МГТЭС на ПС 220 кВ Кызылская. Следует отметить, что вывод МГТЭС приведет к увеличению объема отключаемой нагрузки потребителей Тывинской энергосистемы в послеаварийных режимах.

Потенциальные инвесторы не объявляли намерений по вводу новых электрогенерирующих мощностей, в том числе солнечной электростанции, на территории Республики Тыва на период до 2022 года.

Таким образом, в период 2018-2022 гг. установленная мощность электрогенерирующего оборудования энергосистемы Республики Тыва составит 17 МВт, располагаемая также 17 МВт.

4 ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОЙ БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ НА 2018–2022 ГГ.

Балансы сформированы в соответствии с намеченными уровнями электропотребления, нагрузкой потребителей и прогнозируемым составом генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Тыва на период 2018-2022 гг..

Прогноз развития Тывинской энергосистемы, заложенный в Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг., утвержденной Приказом Минэнерго РФ № 143 от 01.03.2017 г., является основой для построения балансов мощности и электроэнергии на перспективный период 2018-2022 годов.

Балансы мощности составлены на час собственного максимума нагрузки Тывинской энергосистемы.

Установленная и располагаемая мощности Кызылской ТЭЦ приведены по данным собственника на конец каждого года.

Кызылская ТЭЦ является электростанцией розничного рынка и работает по технологическому минимуму, величина которого определяется нагрузкой собственных нужд, необходимой для обеспечения теплоснабжения потребителей г. Кызыл. На период 2018-2022 гг. мощность участия Кызылской ТЭЦ в балансе мощности энергосистемы Республики Тыва определена как усредненное значение фактической нагрузки за отчетный период.

Экспорт электроэнергии и мощности из Тывинской энергосистемы в Монголию принят в соответствии с письмом № ВК/01/20 от 09.06.2017 г. от АО "Восточная энергетическая компания" (Группа "ИНТЕР РАО ЕЭС").

Перспективные балансы мощности и электроэнергии Тывинской энергосистемы приведены в таблицах 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Баланс мощности Тывинской энергосистемы на собственный максимум нагрузки на период 2018-2022 гг.

В МВт

Наименование показателей	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	173	178	185	189	192
Экспорт в Монголию	30	35	40	40	40
ИТОГО потребность	203	213	225	229	232
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность Кызылской ТЭЦ	17	17	17	17	17
Располагаемая мощность Кызылской ТЭЦ	17	17	17	17	17
Дефицит (-), избыток (+) располаг.мощности	-187	-196	-208	-212	-215

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

**Таблица 4.2 – Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Тыва
на период 2018-2022 гг.**

В млн.кВт.ч

Наименование показателей	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Электропотребление	845	863	906	921	937
Экспорт в Монголию	90	100	120	120	120
ИТОГО потребность	935	963	1026	1041	1057
ПОКРЫТИЕ					
Выработка Кызылской ТЭЦ	32	33	34	34	35
Часов использования располагаемой мощности	1882	1941	2000	2000	2059
Дефицит (-), избыток (+)	-903	-930	-992	-1007	-1022

Из приведенных таблиц видно, что Тывинская энергосистема на всем периоде прогнозирования является дефицитной как по мощности, так и по электроэнергии. Единственным источником покрытия нагрузок потребителей энергосистемы на территории Республики Тыва является Кызылская ТЭЦ. Дефициты мощности и электроэнергии возрастают на всем промежутке в период 2018-2022 годы, что обусловлено ростом максимума нагрузки и отсутствием вводов генерирующих мощностей.

Дефицит мощности и электроэнергии Тывинской энергосистемы покрывается за счет перетоков мощности из Хакасской и Красноярской энергосистем.

**5 ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. КЫЗЫЛ,
Г. АК-ДОВУРАК И Г. ШАГОНАР НА ПЕРИОД 2018 – 2022 ГГ.
С ВЫДЕЛЕНИЕМ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

Перспективное потребление тепловой энергии с выделением крупных потребителей г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар приведено на основании утвержденных Схем теплоснабжения данных городских округов и данных теплоснабжающих организаций.

г. Кызыл

На перспективный период до 2022 года в соответствии со Схемой теплоснабжения городского округа «Город Кызыл Республики Тыва» на период до 2028 года (Актуализация на 2015 год) планируется рост потребления тепловой энергии на 449,2 тыс. Гкал (51,6 % по отношению к 2013 году). Рост потребления тепловой энергии намечается за счёт жилой застройки, вводов объектов социального и культурного назначения, развития крупных многофункциональных центров и торговых комплексов.

В таблице 5.1 представлен прогноз потребления тепловой энергии в городе Кызыл на перспективный период 2018-2022 гг.

Таблица 5.1 – Прогноз потребления тепловой энергии в г. Кызыл на период 2018-2022 гг.

Наименование объектов строительства	Потребление тепловой энергии за отопительный период, тыс. Гкал				Потребление тепловой энергии за межотопит. период на ГВС	Потребление тепловой энергии за год
	отопле-ние	венти-ляция	ГВС	итого	тыс. Гкал	тыс. Гкал
2018 год						
Многоквартирные жилые дома	351,1	0,0	136,2	487,3	57,9	549,2
Прочие жилые дома	30,0	0,0	6,1	36,1	2,8	38,9
Общественные здания	243,4	29,1	34,0	306,5	15,5	322,0
Производственные здания	168,4	0,0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по г. Кызылу	792,9	29,1	183,1	1 005,1	79,2	1 088,3
2019 год						
Многоквартирные жилые дома	366,8	0,0	143,5	510,3	62,2	575,6
Прочие жилые дома	34,4	0,0	7,5	41,9	3,4	45,3
Общественные здания	258,2	34,4	37,4	330,0	17,0	347,0
Производственные здания	168,4	0,0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по г. Кызылу	827,8	34,4	195,2	1 057,4	85,7	1 146,1
2020 год						
Многоквартирные жилые дома	382,6	0,0	150,8	533,4	66,6	602,0
Прочие жилые дома	38,8	0,0	8,9	47,6	4,0	51,7
Общественные здания	273,0	39,8	40,7	353,5	18,5	372,0
Производственные здания	168,4	0,0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по г. Кызылу	862,7	39,8	207,2	1 109,7	92,2	1 203,9
2021 год						
Многоквартирные жилые дома	398,3	0,0	158,2	556,5	70,9	628,4
Прочие жилые дома	43,1	0,0	10,3	53,4	4,7	58,1
Общественные здания	287,8	45,1	44,1	377,0	20,0	397,1
Производственные здания	168,4	0,0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по г. Кызылу	897,6	45,1	219,3	1 162,0	98,7	1 261,7

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Окончание таблицы 5.1

Наименование объектов строительства	Потребление тепловой энергии за отопительный период, тыс. Гкал				Потребление тепловой энергии за межотопит. период на ГВС	Потребление тепловой энергии за год
	отопле-ние	венти-ляция	ГВС	итого	тыс. Гкал	тыс. Гкал
2022 год						
Многokвартирные жилые дома	414,0	0,0	165,5	579,5	75,2	654,8
Прочие жилые дома	47,5	0,0	11,6	59,1	5,3	64,4
Общественные здания	302,6	50,5	47,4	400,5	21,6	422,1
Производственные здания	168,4	0,0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по г. Кызылу	932,5	50,5	231,3	1 214,3	105,2	1 319,4

В таблице 5.2 представлен прогноз отпуска тепловой энергии крупным потребителям города Кызыл на перспективный период 2018-2022 гг.

Таблица 5.2 – Прогноз отпуска тепловой энергии крупным потребителям г. Кызыл на период 2018-2022 гг.

№ п/п	Наименование крупного потребителя тепловой энергии	2018-2022 гг.	
		Нагрузка, Гкал/ч	Годовое теплопотр., Гкал
1	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Тувинский государственный университет"	5,33	25
2	Муниципальное унитарное предприятие "Кызылское автотранспортное предприятие"	2,49	21 772
3	Терапевтический корпус (Титова 88)	2,35	6 629
4	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения Республики Тыва "Перинатальный центр РТ"	1,84	7 225
5	Муниципальное унитарное предприятие г.Кызыла "Енисей"	1,65	4 069
6	Муниципальное бюджетное образовательное учреждение Средняя общеобразовательная школа № 2 им. Т.Б. Куулар пгт Каа-Хем Муниципального района "Кызылский кожуун" Республики Тыва	1,63	5 134
7	Открытое акционерное общество "Тываэнерго"	1,23	10 214
8	Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение "Кызылский транспортный техникум"	1,23	5 992
9	Федеральное казенное учреждение "Следственный изолятор №1 Управления Федеральной службы исполнения наказаний по Республике Тыва"	1,22	10 270
10	Открытое акционерное общество "Грузовое автомобильное акционерное общество №2"	1,21	10 420
11	Федеральное казенное учреждение "Центр хозяйственного и сервисного обслуживания обеспечения МВД по Республике Тыва" (военный городок)	1,08	8 863
12	Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение Республики Тыва "Тувинский сельскохозяйственный техникум"	1,07	7 437
13	Государственное бюджетное общеобразовательное учреждение "Республиканская школа-интернат "Тувинский кадетский корпус"	1,05	5 112
14	Верховный суд Республики Тыва	0,95	3 079

Окончание таблицы 5.2

№ п/п	Наименование крупного потребителя тепловой энергии	2018-2022 гг.	
		Нагрузка, Гкал/ч	Годовое теплотр., Гкал
15	Публичное акционерное общество "Тывасвязьинформ"	0,95	4 614
16	Общество с ограниченной ответственностью "Сельстрой"	0,95	2 640
17	Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение "Средняя общеобразовательная школа № 8 города Кызыла Республики Тыва"	0,90	5 517
18	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения "Республиканская детская больница"	0,89	7 617
19	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения Республики Тыва "Республиканский центр восстановительной медицины и реабилитации для детей"	0,83	4 226
20	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения Республики Тыва "Республиканская больница № 1"	0,82	7 199
21	ГБУ РТ "Хозяйственное управление исполнительных и законодательных органов государственной власти РТ"	0,82	7 173

Основную часть наиболее крупных потребителей тепловой энергии города Кызыл составляют административные здания, здания учебных заведений, здания учреждений здравоохранения и другие общественные здания. Новым крупным потребителем является терапевтический корпус по адресу ул. Титова, дом 88 на 240 коек, ввод объекта запланирован на 2018 год.

г. Ак-Довурак

На перспективный период до 2022 года планируется рост потребления тепловой энергии относительно 2013 года на уровне 10% (потребление жилыми домами увеличится на 6%, общественными зданиями – на 15%). Прогнозное значение потребления тепловой энергии на период 2018-2022 годов ожидается на уровне потребления 2009-2010 годов.

В таблице 5.3 представлен прогноз потребления тепловой энергии в городе Ак-Довурак на перспективный период 2018-2022 годов (по данным ГУП РТ «Ак-Довуракэнерго», потребление 2020-2022 гг. принято на уровне 2019 г.).

Таблица 5.3 – Прогноз потребления тепловой энергии в г. Ак-Довурак на период 2018-2022 гг.

Показатели	В Гкал	
	2018-2022 гг.	
Отпуск теплоэнергии потребителям, в т.ч.:	96 770	
Жилые дома (население)	52 740	
Общественные здания	44 030	

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

г. Шагонар

На перспективный период до 2022 года рост потребления тепловой энергии планируется в основном за счет строительства жилого комплекса (объекты усадебной застройки 3-й микр.). Планируемые приросты тепловых нагрузок и теплоснабжения до 2022 года по г. Шагонар за счёт подключения новых потребителей приведен в таблице 5.4 (по данным ГУП РТ «Шагонартепло»).

Таблица 5.4 – Планируемые приросты тепловых нагрузок и теплоснабжения к 2022 году по г. Шагонар за счёт подключения новых потребителей

Наименование крупного потребителя	Нагрузка, Гкал/ч	Годовое теплоснабжение, Гкал	Планируемый год подключения	Источник теплоснабжения
Объекты усадебной застройки 3-й микр.	3,34	9 590	2015-2020	районная котельная

По предварительной оценке прогнозное потребление тепловой энергии по городу Шагонар с учётом подключения новых потребителей к 2022 году ориентировочно составит 86,4 тыс. Гкал.

**6 АНАЛИЗ НАЛИЧИЯ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНЫХ
ОБРАЗОВАНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ТЫВИНСКОЙ
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ СИСТЕМ
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. КЫЗЫЛ,
Г. АК-ДОВУРАК И Г. ШАГОНАР**

Схема теплоснабжения является технико-экономическими обоснованием и главным документом, определяющим концепцию и пути развития теплоснабжающего хозяйства. Только на ее основе может обоснованно разрабатываться документация по реконструкции, расширению, техническому перевооружению действующих и строительству новых источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Схемы теплоснабжения городов и населенных пунктов разрабатываются в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении». Требования к схемам теплоснабжения, порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Согласно распоряжению Правительства Республики Тыва от 21.05.2013 №167-р «Об утверждении графика разработки и утверждения схем тепло-, водоснабжения и водоотведения поселений и городских округов Республики Тыва» был утвержден График разработки и утверждения схем тепло-, водоснабжения и водоотведения поселений и городских округов Республики Тыва. В соответствии с графиком были разработаны и утверждены схемы тепло-, водоснабжения и водоотведения ряда населенных пунктов Республики Тыва, сведения об утвержденных схемах представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Сведения об утвержденных схемах тепло-, водоснабжения и водоотведения на территории Республики Тыва

№ п/п	Наименование муниципального образования	Реквизиты нормативно-правовых актов утвержденных схем	
		теплоснабжения	водоснабжения и водоотведения
1	г. Ак-Довурак	Постановление Администрации г. Ак-Довурак от 30.10.2013 г. № 450	Постановление Администрации г. Ак-Довурак от 15.08.2014 г. № 382
2	с. Бай-Хаак Тандинского кожууна	Постановление Администрации Тандинского кожууна от 25 июля 2014 г. № 424	Постановление Администрации Тандинского кожууна от 29 июля 2014 г. № 437
3	пгт. Каа-Хем Кызылского кожууна	Постановление Администрации Кызылского кожууна от 26 декабря 2013 г. № 88	Постановление Администрации Кызылского кожууна от 26 декабря 2013 г. № 88
4	с. Кызыл-Мажалык Барун-Хемчикского кожууна	Постановление Администрации Барун-Хемчикского кожууна от 23 июля 2014 г. № 320/а	Постановление Администрации Барун-Хемчикского кожууна от 23 июля 2014 г. № 319/а
5	г. Кызыл	Постановление Мэрии г. Кызыла от 02.07.2013 г. № 864	Постановление Мэрии г. Кызыла от 24.11.2015 г. № 1249
6	с. Сарыг-Сеп Каа-Хемского кожууна	Постановление Администрации Каа-Хемского кожууна от 27 августа 2014 г. № 585	Постановление Администрации Каа-Хемского кожууна от 27 августа 2014 г. № 586
7	с. Сукпак Кызылского кожууна	Постановление Администрации с. Сукпак Кызылского кожууна от 16 августа №176/1	Постановление Администрации с. Сукпак Кызылского кожууна от 16 августа №176/1
8	г. Туран Пий-Хемского кожууна	Схема не утверждена	Схема не утверждена
9	с. Чаа-Холь Чаа-Хольский кожууна	Постановление Администрации Чаа-Хольского кожууна от 31.10.2013 г. № 323	Постановление Администрации Чаа-Хольского кожууна от 22.05.2014 г. № 215

Окончание таблицы 6.1

№ п/п	Наименование муниципального образования	Реквизиты нормативно-правовых актов утвержденных схем	
		теплоснабжения	водоснабжения и водоотведения
10	г. Чадан Дзун-Хемчикского кожууна	Постановление Администрации Дзун-Хемчикского кожууна от 03.10.2014 г. № 816	Разработка схем не требуется.
11	г. Шагонар Улуг-Хемского кожууна	Постановление Администрации г. Шагонар от 27.10.2013г. № 186	Решением Хурала представителей г. Шагонар от 17.07.2014 г. № 66
12	с. Хову-Аксы Чеди-Хольский кожууна	Решение Хурала представителей Чеди-Хольского кожууна от 21.11.2013г. № 50	Решение Хурала представителей с. Хову-Аксы Чеди-Хольского кожууна от 20.08.2014 г. № 12

В настоящее время разработаны схемы теплоснабжения 12 населенных пунктов, в том числе городов Кызыл, Ак-Довурак и Шагонар. При анализе схем теплоснабжения городов Кызыл, Ак-Довурак и Шагонар установлено:

1. ГО «Город Кызыл»

В 2013 году ЗАО ГП «Сибгипрокоммунэнерго» была разработана «Схема теплоснабжения городского округа «Город Кызыл Республики Тыва» на период до 2028 года» (утверждена постановлением Мэрии города Кызыла от 02.07.2013 г. № 864 «Об утверждении схемы теплоснабжения городского округа «Город Кызыл Республики Тыва» на период до 2028 года» (с изменениями от 10.08.2013 г. № 632-р). В 2014 году ЗАО ГП «Сибгипрокоммунэнерго» была выполнена актуализация Схемы теплоснабжения города Кызыл на 2015 год. Актуализация Схемы теплоснабжения выполнена в соответствии с постановлением Правительства РФ № 154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения». В ходе выполнения актуализации уточнен и скорректирован прогноз перспективной застройки и прогноз тепловой нагрузки.

При разработке Схемы теплоснабжения на основании анализа размещения и величин перспективных тепловых нагрузок, анализа моделирования мощностей и зон действия источников тепловой энергии, а так же моделирования магистральных тепловых сетей с проведением гидравлических расчетов, были сформированы два основных варианта перспективного развития систем теплоснабжения городского округа: вариант 1 и вариант 2. Вариант 2 предполагает расширение Кызылской ТЭЦ с вводом в действие пиковой котельной, строительство нового источника комбинированной выработки – ТЭЦ-2 для устранения теплового дефицита, закрытие (вывод в резерв) части ведомственных локальных котельных. Вариант 1 предполагает развитие системы теплоснабжения городского округа за счет расширения Кызылской ТЭЦ с вводом в действие пиковой котельной и строительства 4-х новых водогрейных котельных (без строительства источника комбинированной выработки). При этом сохраняются практически все существующие ведомственные локальные котельные.

Для решения задачи комплексного энергообеспечения региона предпочтительным является вариант 2, так как при развитии системы теплоснабжения по данному варианту обеспечивается потребность в перспективной тепловой и электрической мощности, сооружение Кызылской ТЭЦ-2 (по варианту 2) имеет важное социально-экономическое значение для Республики Тыва, повышает энергобезопасность региона.

В соответствии с рекомендованным в Схеме теплоснабжения вариантом 2 предусмотрены следующие мероприятия:

- ✓ На первом этапе реализации схемы теплоснабжения (к концу 2017 года):
 - Реконструкция Кызылской ТЭЦ с установкой турбогенератора ПТ-12-35/10М и изменением тепловой и электрических схем;
 - Строительство трех водогрейных отопительных котельных:
 - Котельная «Кадетское училище» - 4,8 Гкал/ч;
 - Котельная «Спортивно-культурный центр» - 10,75 Гкал/ч;
 - Котельная «Больничный комплекс» - 4,12 Гкал/ч;

- ✓ На втором этапе реализации схемы теплоснабжения (2018-2022 гг.):
 - Строительство ТЭЦ-2 в западной части Северного планировочного района на правом берегу р. Енисей в составе:
 - 4 паровых котла типа Е-210-13,8-5600КБТ производства ОАО «Сибэнергомаш» производительностью 210 т/ч пара, теплопроизводительностью 126,6 Гкал/ч каждый;
 - 2 паровых турбины Т-60/65-130-2 производства ЗАО «Уральский турбинный завод» номинальной тепловой мощностью 100 Гкал/ч каждая;
 - 3 паровых пиковых котлоагрегата типа Е(пм)-75-14 ФКС производства ПО «Бийскэнергомаш» теплопроизводительностью 42,08 Гкал/ч каждый.

В результате располагаемая рабочая тепловая мощность ТЭЦ-2 составит 368 Гкал/ч (предлагаемое оборудование для строительства ТЭЦ-2 выбрано предварительно, окончательно тип и характеристики оборудования определятся при разработке проектной документации).
 - Строительство первой осередин котельной «Квартал Серебрянка» теплопроизводительностью 15,42 Гкал/ч;
 - Строительство 3 новых котельных:
 - котельная «ТРЦ-1» 4,12 Гкал/ч
 - котельная «ТРЦ-2» 4,12 Гкал/ч
 - котельная «Бай-Булак» 1,56 Гкал/ч
 - закрытие существующей котельной психиатрической больницы и строительство новой котельной теплопроизводительностью 2,68 Гкал/ч;
 - закрытие (вывод в резерв) с переключением нагрузок на теплоснабжение от Кызылской ТЭЦ двух локальных котельных (котельная ООО «Тыва-мебель» и котельная школы №10) с сооружением ЦТП для подключения по независимой схеме к тепломагистралям Кызылской ТЭЦ;
- ✓ На третьем этапе реализации схемы теплоснабжения (к концу 2027 года):
 - Строительство первой осередин котельной «Квартал Серебрянка» теплопроизводительностью 5,14 Гкал/ч;
 - закрытие (вывод в резерв) с переключением нагрузок на теплоснабжение от Кызылской ТЭЦ котельной «Спортивно-культурный центр» с сооружением ЦТП для подключения по независимой схеме к тепломагистралям Кызылской ТЭЦ;
 - закрытие (вывод в резерв) с переключением нагрузок на теплоснабжение от ТЭЦ-2 двух локальных котельных (котельная УСК «Субедей» и котельная «Кадетское училище») с сооружением ЦТП для подключения по независимой схеме к тепломагистралям ТЭЦ-2;
 - закрытие (вывод в резерв) следующих локальных котельных, с переключением нагрузок на теплоснабжение от ТЭЦ-2 с сооружением ЦТП для подключения по независимой схеме к тепломагистралям ТЭЦ-2:
 - котельная ОАО «Хладокомбинат» (ул. Калинина, 23);
 - котельная Тывинской таможни (ул. Ровенская 3а);
 - котельная ТГУ (историч. Факультет, пос. Строителей);
 - котельная психбольницы (пос. Строителей);
 - котельная ООО «Восток» (ул. Калинина 148);
 - котельная ООО АТП «Туваагропромстрой» (ул. Калинина 144а);
 - котельная «МостСтройУправление» (ул. Сук-Пак, 1);
 - котельная бывшей базы ОМОН МВД по РТ (ул. Сук-Пак);
 - котельная АООТ «Связьстрой-6» (ул. Ровенская 40);
 - котельная автоцеха ОАО «Тывасвязьинформ»
 - котельная ТУМР (ул. Энергетиков 4);
 - котельная ФКУ ЛИУ-2 (ул. Ровенская 38);
 - котельная ООО «Урянхай» (ул. Ровенская 36);
 - котельная ГУП «Тывамолоко» (ул. Заводская 36);

- котельная пивзавода ОАО «Саян-Аско» (ул. Заводская 2);
- котельная ОАО «Кызылский хлебокомбинат» (ул. Калинина 124);
- котельная п/базы «Бытмашсервис»;
- котельная ОАО «Тувгаз» (ул. Ровенская 18);
- котельная АТП «Респотребкооперация» (ул. Ровенская 12);
- котельная автобазы «Тувводхоз»;
- котельная ООО «Тувабурвод» (ул. Энергетиков 6);
- котельная торговой базы ООО «Мастер» (ул. Калинина 27);
- котельная ОАО «Сельстрой» (ул. Энергетиков);
- котельная АО «Опт и розница» (ул. Калинина 19);
- котельная «Кызылагропромтранс» (ул. Индустриальная 4);
- котельная УФСИН (ул. Калинина 140);
- котельная зернохранилища;
- котельная складов мебели;
- котельная ДК «Енисей» (ул. Набережная, 38);
- котельная промбазы ООО «Жилье»;
- котельная пожарной части (правый берег);
- котельная ООО АПК «Урянхай» (правый берег);
- котельная кирпичного завода;
- котельная промбазы ООО «Сибтехмонтаж»;
- котельная исправительно-трудовой колонии;
- котельная Артели старателей «Ойна»;
- котельная Левобережных ОС.

2. ГО «город Ак-Довурак»

В 2013 году была разработана «Схема теплоснабжения «Городского округа города Ак-Довурак Республики Тыва» до 2028 года» (утверждена постановлением администрации города Ак-Довурак от 30.10.2013 г. № 450 «Об утверждении схемы теплоснабжения «Городского округа города Ак-Довурак Республики Тыва» до 2028 года»).

В схеме теплоснабжения рассматриваются следующие варианты развития системы теплоснабжения города Ак-Довурак:

- 1) реконструкция Ак-Довуракской ТЭС с доведением фактического состояния до проектного, соответствующего требованиям НТД;
- 2) ликвидация морально и физически устаревшей угольной ТЭС г. Ак-Довурак и строительство новой стационарной водогрейной котельной на твердом топливе установленной мощностью 37 Гкал/ч.

В ходе обследования установлено, что перспективы реконструкции Ак-Довуракской ТЭС отсутствуют, и существует необходимость в ее ликвидации. Данной схемой принимается вариант с ликвидацией существующей ТЭС и последующей установкой водогрейной угольной котельной.

3. Городское поселение Город Шагонар Улуг-Хемского Кожууна

В 2013 году была разработана «Схема теплоснабжения городского поселения Город Шагонар Улуг-Хемского Кожууна Республики Тыва до 2028 года» (утверждена постановлением администрации города Шагонар от 27.12.2013 г. № 186 «Об утверждении Схема теплоснабжения города Шагонар до 2028 года»).

В схеме теплоснабжения рассматриваются следующие варианты развития системы теплоснабжения городского поселения город Шагонар:

- 1) реконструкция котельной города Шагонар с доведением фактического состояния до проектного, соответствующего требованиям НТД;
- 2) ликвидация морально и физически устаревшей угольной котельной города Шагонар и строительство новой стационарной водогрейной котельной на твердом топливе установленной мощностью 35-40 Гкал/ч.

Ввиду того, что перспективы реконструкции действующей котельной практически отсутствуют, существует необходимость в её ликвидации. Данной схемой теплоснабжения рекомендуется вариант строительства новой водогрейной котельной с одновременной ликвидацией существующей.

7 ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ТЫВИНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 кВ И ВЫШЕ НА ПЕРИОД 2018 – 2022 гг.

7.1 Общие направления и принципы формирования перспективной схемы электрической сети 35 кВ и выше на период 2018 – 2022 гг.

Развитие электрических сетей 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы на рассматриваемую перспективу до 2022 г. в данной книге рассматривается для варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности Республики Тыва, принятого по материалам АО «СО ЕЭС».

При формировании направлений и принципов перспективной схемы электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Республики Тыва учитывались:

- Федеральный закон №35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями на 28 декабря 2016 г.);
- Федеральный закон №261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Схема и программа развития ЕЭС России на период 2017-2023 гг.;
- Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на период 2016-2020 гг.;
- Инвестиционная программа ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго» на 2016-2020 гг., а также проект скорректированной инвестиционной программы АО «Тываэнерго» на период 2016-2020 гг.;
- информация о развитии существующих и перспективных крупных потребителей на территории Республики Тыва (АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация», ООО «Угольная компания «Межегейуголь», ООО «Тувинская горнорудная компания» и др.).

В основу перспективного развития электрической сети энергосистемы Республики Тыва напряжением 35 кВ и выше на рассматриваемую перспективу закладывались следующие принципы:

- электрическая сеть должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие, обеспечивающее приспособляемость сети к росту потребления и развитию энергоисточников. Это может быть обеспечено при опережающем развитии электрической сети с применением новых технологий управляемых систем электропередачи переменного тока, содержащих современные многофункциональные устройства регулирования напряжения (СТК, СК, УШР), а также устройства FACTS;
- схемы выдачи мощности вводимых электростанций в нормальных режимах в полной схеме и при отключении любой из линий должны обеспечивать выдачу полной мощности электростанции на любом этапе ее строительства (принцип «N-1»);
- схема и параметры сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей в полной схеме и при отключении одной из линий или трансформатора без ограничения потребителя и с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии (принцип «N-1»), а также при всех нормативных возмущениях;
- схема основной электрической сети должна соответствовать требованиям охраны окружающей среды. Прежде всего, это касается уменьшения площади, отчуждаемой от земельных угодий для нового строительства, в крупных городах – сооружение подстанций закрытого типа и кабельных линий 110-220 кВ. В работе это требование обеспечено за счет учета при расчетах объема капиталовложений унифицированных опор для линий электропередачи, применения элегазового оборудования, микропроцессорной и цифровой техники на подстанциях, что существенно уменьшает площадь отвода земли под территорию подстанций. Это касается как строительства новых электросетевых объектов, так и подлежащих комплексной реконструкции и техперевооружению;
- создание условий для применения новых технических решений и технологий в системах обслуживания, диагностики, защиты передачи информации, связи и учета электроэнергии (АИИС КУЭ);

- оптимальное потокораспределение между линиями различного класса напряжения;
- выбор вида или комплекса средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения должен осуществляться с учетом схемно-режимных особенностей рассматриваемого энергоузла, в том числе с учетом режимов работы генерирующих источников, ограничений пропускной способности, ограничений по статической устойчивости, динамической устойчивости, влияния транзитных потоков;
- автотрансформаторы и трансформаторы должны оснащаться устройствами РПН комплектно с регулятором напряжения с возможностью работы в автоматическом и ручном дистанционном режиме; срок службы не менее 30 лет при отсутствии капитального ремонта в течение всего срока службы.

Распределительная сеть должна обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничений нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при нормальной схеме сети и при отключении одной ВЛ (одной цепи двухцепной ВЛ) или трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся в работе.

В работе разработаны рекомендации по формированию перспективной схемы основной и распределительной сети энергосистемы Республики Тыва на 2018-2022 гг. При этом использованы результаты анализа состояния оборудования сети 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы, балансовой ситуации на рассматриваемые этапы и вышеизложенные принципы.

7.2 Вводы и реконструкция сетевых объектов 220 кВ энергосистемы Республики Тыва, принятые в соответствии со Схемой и Программой развития ЕЭС России на период 2017-2023 гг. и инвестиционными программами субъектов электроэнергетики Республики Тыва

Республика Тыва находится в зоне действия системообразующих и распределительных сетей напряжением 220, 110, 35 кВ. Основу электросетевого хозяйства Республики Тыва составляют высоковольтные линии электропередачи 220 кВ, по которым осуществляется электроснабжение потребителей республики от центральных избыточных энергосистем ОЭС Сибири – Красноярской и Хакасской.

Развитие электрических сетей 220 кВ на территории Республики Тыва, находящихся в ведении Хакаского ПМЭС, на перспективу до 2022 г. принято в соответствии с Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. (утверждена 18.12.2015 г. Приказом МЭ № 980 с учетом изменений, вносимых в инвестиционную программу, от 28.12.2016 г. Приказом МЭ № 1432) и Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. (утверждена 01.03.2017 г. Приказом МЭ № 143).

Развитие электрических сетей других собственников принято в соответствии с их собственными планами развития и в соответствии с договорами на осуществление технологического присоединения.

В расчетной схеме энергосистемы Республики Тыва в период 2018-2022 гг. были учтены вводы следующих электросетевых объектов:

Новое строительство электросетевых объектов напряжением 220 кВ

ПС 220 кВ Элегестский ГОК, АТ 2×63 МВА

Строительство и ввод ПС 220 кВ Элегестский ГОК с двумя автотрансформаторами мощностью по 63 МВА каждый предусматривается в 2020 г. для электроснабжения угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении каменного угля – Элегестского ГОКа.

Для подключения подстанции к сетям 220 кВ энергосистемы Республики Тыва предусматривается сооружение ПП 220 кВ Дурген - переключательный пункт с присоединением к ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан по схеме «заход-выход» (протяженность заходов 2х0,42 км). ОРУ-220 кВ ПП 220 кВ Дурген выполняется по схеме «трансформаторы-

шины с полуторным присоединением линий» (типовая схема №220-16) с двумя неполными цепочками. Подключение автотрансформаторов ПС 220 кВ Элегестский ГОК осуществляется к шинам ПП 220 кВ Дурген по двум ВЛ 220 кВ Дурген – Элегестский ГОК №1,2 протяженностью 12,52 км и 12,35 км, выполненных проводом АС-300. РУ 110 кВ ПС 220 кВ Элегестский ГОК рекомендуется выполнить по схеме «одна секционированная выключателем система шин» (типовая схема №110-9).

Мероприятие предусмотрено Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. со сроком реализации в 2020 г.

В соответствии с разработанной схемой внешнего электроснабжения железнодорожной линии Элегест – Кызыл – Курагино на территории Красноярского края планируется строительство и ввод в эксплуатацию двух подстанций 220 кВ – **ПС 220 кВ Рощинская (2х25МВА)** и **ПС 220 кВ Арадан (2х25 МВА)**. В соответствии с Техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» **ПС 220 кВ Рощинская** подключается врезкой в существующую ВЛ 220 кВ Курагино тяговая – Ирбинская (Д-27) по схеме «заход–выход» (ориентировочная протяженность заходов 2х5,5 км), **ПС 220 кВ Арадан** подключается врезкой в существующую ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран по схеме «заход–выход» (ориентировочная протяженность заходов 2х2 км). ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Арадан рекомендуется выполнить по схеме «четырёхугольник» (типовая схема №220-7).

Строительство ПС 220 кВ Рощинская и ПС 220 кВ Арадан предусмотрено Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. со сроком реализации в 2020 г.

ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран (АС-240, 229,31 км) и ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 (АС-240, 74,45 км). Линия электропередачи сооружается для исключения отключения нагрузки потребителей Тывинской энергосистемы в послеаварийных режимах, а также покрытия прироста дефицита мощности в энергосистеме. Сооружение линии электропередачи 220 кВ предусмотрено Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. со сроком реализации в 2022 г. Марка и сечение провода ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран протяжённостью 229,31 км приняты АС-240, ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 протяжённостью 74,45 км – также АС-240.

С вводом данной линии электропередачи Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 гг. предусматривается реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная в части установки шунтирующего реактора мощностью 100 Мвар и РУ 220 кВ ПС 220 кВ Кызылская в части установки шунтирующего реактора мощностью 100 Мвар. Шунтирующий реактор на ПС 220 кВ Кызылская рекомендуется подключить через развилку из двух разъединителей с установкой выключателя в цепи шунтирующего реактора. Для подключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран потребуется реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная с расширением на одну линейную ячейку. Для подключения ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 также потребуется расширение РУ 220 кВ ПС 220 кВ Кызылская на два выключателя, объединенных в одну цепочку.

На ПС 220 кВ Туран для обеспечения возможности подключения вновь сооружаемых ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран и ВЛ 220 Туран – Кызылская №2 в 2022 г. потребуется реконструкция распределительного устройства 220 кВ подстанции. РУ 220 кВ ПС 220 кВ Туран рекомендуется выполнить по схеме «одна рабочая секционированная система шин» (типовая схема №220-9).

Реконструкция и расширение электросетевых объектов напряжением 220 кВ

ПС 220 кВ Кызылская (комплексная реконструкция), АТ 2×125 МВА

В соответствии с Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. на ПС 220 кВ Кызылская планируется выполнение комплексной реконструкции. Проект комплексной реконструкции ПС 220 кВ Кызылская предусматривает реконструкцию ОРУ-220 кВ с преобразованием в КРУЭ-220 кВ по схеме «трансформатор – шины с присоединением линий через 2 выключателя» (типовая схема №220-15), реконструкцию ОРУ-110 кВ с преобразованием в КРУЭ-110 кВ по схеме «две рабочие секционированные выключателями системы шин с подключением

автотрансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей» с установкой 13 выключателей 110 кВ, реконструкцию ОРУ-35 кВ с преобразованием в КРУ-35 кВ с установкой 10 выключателей 35 кВ, реализацию КРУ-10 кВ с установкой 29 выключателей 10 кВ. Планируется замена двух существующих автотрансформаторов мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора мощностью по 125 МВА, замена трансформатора 1Т мощностью 16 МВА 110/35/10 кВ на два трансформатора мощностью по 40 МВА.

В дополнение к введенным в эксплуатацию в 2014 г. УШР-26 Мвар и двум БСК-26 Мвар в 2020 г. планируется установить на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Кызылская вторую группу СКРМ в объеме одного УШР-26 Мвар и двух БСК-26 Мвар. БСК подключаются в КРУЭ-110 кВ под один выключатель.

В соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 гг. ввод основного оборудования на ПС 220 кВ Кызылская намечен на 2020 г.

7.3 Основы формирования расчетной модели и анализа режимов потокораспределения

Электрические расчеты потокораспределения в электрических сетях энергосистемы Республики Тыва выполнены на расчетный период развития энергосистемы 2018-2022 гг. для характерных нормальных и послеаварийных режимов.

Расчеты режимов проводились с целью:

- проверки работоспособности сети для расчетного уровня нагрузок;
- оценки уровней напряжения и выбора средств регулирования напряжения в сети;
- выявления «узких мест» и необходимых объемов реконструкции и нового электросетевого строительства для их ликвидации.

Электрические расчеты потокораспределения выполнены с использованием программного комплекса RastrWin, предназначенного для решения следующих задач по ведению режимов электрических сетей и систем:

- расчет установившихся режимов;
- эквивалентирование электрической сети;
- оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности;
- расчет допустимых нормальных и вынужденных режимов.

Расчетная схема содержит основную сеть напряжением 220-500 кВ ОЭС Сибири, межсистемные связи 110 кВ, кольцевые сети 110 кВ крупных городов Сибири, сети 110 кВ вдоль железнодорожных магистралей и развернутую сеть 35-220 кВ энергосистемы Республики Тыва.

Расчеты режимов потокораспределения выполнены на расчетной модели, согласованной филиалом АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва» (письмо № Р27-62-III-19-2038 от 22.06.2017 г.), по годам расчетного периода 2018 г. и 2022 г. для:

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

Электрические нагрузки по подстанциям определены в соответствии с прогнозом электропотребления и максимума нагрузки и сформированными балансами мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Тыва. Участие электростанций энергосистемы в расчетных режимах соответствует значениям, которые определены при покрытии суточных графиков нагрузки на соответствующий период.

При анализе необходимости установки СКРМ контроль напряжения в части объектов ПАО «ФСК ЕЭС» производился в соответствии со Стандартом организации – «Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС» (приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2012 г. №797), для прочих электросетевых объектов – в соответствии с Методическими

указаниями по устойчивости энергосистем. По условиям устойчивости для сети 220 кВ минимально допустимое напряжение составляет 181 кВ, аварийно допустимое напряжение – 171 кВ. Для сети 110 кВ минимально допустимое напряжение – 91 кВ, аварийно допустимое напряжение – 86 кВ, за исключением объектов, распределительные устройства которых являются контрольными пунктами по напряжению (ПС 220 кВ Кызылская). На шинах 110 кВ ПС 220 кВ Кызылская учитывалось минимально допустимое напряжение – 98 кВ, аварийно допустимое напряжение – 89 кВ.

Для анализа загрузки сети в зимних режимах использовались длительно допустимые токи для неизолированных сталеалюминевых проводов при температуре воздуха (-5°C) с учетом поправочного коэффициента. Анализ загрузки сети в летних режимах выполнен для температуры наружного воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ (нормируемый $I_{\text{доп}}$). Допустимые токовые нагрузки проводов и оборудования подстанций приняты по данным, предоставленным собственниками.

В разделе 7.4 приведены результаты расчетов электрических режимов работы Тывинской энергосистемы по годам расчетного периода. Предложения по развитию электрической сети Республики Тыва, учитывающие текущие проблемы, а также проблемы, выявленные при анализе перспективных режимов 2018-2022 гг., приведены в главе 8.

7.4 Описание режимов работы энергосистемы Республики Тыва в период 2018 – 2022 гг.

7.4.1 Описание режимов работы энергосистемы Республики Тыва на уровне 2018 года

В расчетной схеме 2018 г. были учтены вводы следующих электросетевых объектов в 2017-2018 гг.:

Электросетевой комплекс напряжением 110 кВ

Новое строительство

- ПС 110 кВ Вавилинская, 2х16 МВА, с присоединением двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ – Кызылская I, II цепи (С-423, С-424);
- ПС 110 кВ Верхняя, 2х10 МВА, с присоединением одноцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405).

При выполнении расчетов деление по сети 35 кВ принято соответствующим нормальным режимам энергосистемы 2015-2016 гг. Расчеты режимов работы сетей 35 кВ проводились при контроле напряжения на шинах 6-10 кВ подстанций 35 кВ энергосистемы Республики Тыва.

В зимних и летних режимах для обеспечения величин напряжения на шинах подстанций Тывинской энергосистемы в пределах допустимых значений в нормальных и послеаварийных режимах учтено участие СКРМ в объёме УШР-25 Мвар и 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, УШР-63 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 2хСК+15(-10) Мвар и ШР-20 Мвар на ПС 220 кВ Ак-Довурак, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская, а также БСК, установленных на ПС 35 кВ Самагалтай, ПС 35 кВ Эрзин и ПС 110 кВ Балгазын.

Максимум нагрузки энергосистемы Республики Тыва в 2018 году прогнозируется на уровне 173 МВт, что на 13 МВт выше уровня нагрузки 2016 г. Для проверки работоспособности и загрузки сетей 35-110-220 кВ Тывинской энергосистемы были выполнены расчеты для характерных нормальных и ремонтных схем в режимах зимнего и летнего максимума нагрузок.

Загрузка элементов сети 110-220 кВ Тывинской энергосистемы в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах на 2018 г. приведена в таблице 7.4.1. В графическом виде результаты расчетов для нормальных режимов 2018 г. Тывинской энергосистемы приведены в книге 2 – Приложения Б, В, Г и Д.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Таблица 7.4.1 - Загрузка элементов сети 110-220 кВ Тывинской энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах 2018 г.

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, I _{ошн} , I _{ном} АТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Зимний максимум 2018 г.									
Нормальный режим									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	130,6	323	780	600	41,4	53,8	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	117,1	287	780	600	36,8	47,8	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	106,6	270	780	630	34,6	42,9	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	104,5	260	890	600	29,2	43,3	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	79,7	209	890	600	23,5	34,8	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	64,3	160	890	630	18,0	25,4	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	5,2	79	935	630	8,4	12,5	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	35	181	780	630	23,2	28,7	-	-
	С-408	34,9	180	780	630	23,1	28,6	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	26,7	138	484	440	28,5	31,4	-	-
	С-408	26,6	137	484	440	28,3	31,1	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	1,7	14	484	440	2,9	3,2	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	17,8	89	581	600	15,3	14,8	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-451	2,3	17	581	200	2,9	8,5	-	-
	С-452	31,1	151	581	200	26,0	75,5	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	57,2	148	158	-	93,7	-	223,5	откл.
	2АТ	57,4	148			93,7	-	114	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	29,2	73	158	-	46,2	-	230,3	-
	АТ2	29,4	74			46,8	-	118,8	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,4	21	158	-	13,3	-	232,1	(+j21,3)
	2АТ	8,0	20			12,7	-	118,4	(-j17,6)
Послеаварийные режимы									
Отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская									
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	откл.	-	158	-	-	-	222,2	откл.
	2АТ	104,9	273			172,8	-	109,5	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	33,8	86	158	-	54,4	-	228,2	-
	АТ2	33,9	86			54,4	-	117,3	0
Отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская. Деление транзита 110 кВ Чадан - Шагонар - Городская - Кызылская (отключение СВ-110 кВ и В-408 на ПС 110 кВ Городская)									
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	откл.	-	158	-	-	-	223	откл.
	2АТ	99,1	257			162,7	-	110,8	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	36,6	93	158	-	58,9	-	226,7	-
	АТ2	36,7	93			58,9	-	115,9	0

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская. Ограничение нагрузки в объеме 40 МВт (ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Западная, район Сукпак - Сарыг-Сеп)									
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	откл.	-	158	-	-	-	227,4	откл.
	2АТ	74,3	189			119,6	-	114,1	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	29,3	73	158	-	46,2	-	232	-
	АТ2	29,4	73			46,2	-	119,6	-j4,4
Отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская действием УРОВ при КЗ на ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	118,7	291	780	600	37,3	48,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	106	280	780	600	35,9	46,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	95,9	269	780	630	34,5	42,7	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	106,5	262	890	600	29,4	43,7	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	81,7	212	890	600	23,8	35,3	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	66,4	170	890	630	19,1	27,0	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	откл.	-	935	630	-	-	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	откл.	-	158	-	-	-	207,1	откл.
	2АТ	99,2	276			174,7	-	103	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	33,4	87	158	-	55,1	-	222,9	-
	АТ2	33,6	87			55,1	-	114,1	0
Отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская действием УРОВ при КЗ на ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан. Ограничение нагрузки в объеме 44 МВт (ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Западная, район Сукпак - Сарыг-Сеп)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	90,6	228	780	600	29,2	38,0	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	78,9	194	780	600	24,9	32,3	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	70	181	780	630	23,2	28,7	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	93,1	233	890	600	26,2	38,8	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	69,4	182	890	600	20,4	30,3	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	53,9	134	890	630	15,1	21,3	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	откл.	-	935	630	-	-	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	откл.	-	158	-	-	-	224,1	откл.
	2АТ	73,1	188			119,0	-	113,1	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	26,8	67	158	-	42,4	-	230,7	-
	АТ2	26,9	67			42,4	-	118,8	0

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Отключение АТ1(АТ2) ПС 220 кВ Чадан									
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	откл.	-	158	-	-	-	229,7	-
	АТ2	54,2	136			86,1	-	117,6	0
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	59,2	154	158	-	97,5	-	222,7	откл.
	2АТ	59,4	154			97,5	-	113,6	0
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41								
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки с действием существующей АОСН на включение 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки в объеме 24 МВт									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	780	600	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	9,7	62	780	600	7,9	10,3	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	17,2	94	780	630	12,1	14,9	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	237,3	612	890	600	68,8	102,0	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	187,4	567	890	600	63,7	94,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	173,2	517	890	630	58,1	82,1	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	96,1	274	935	630	29,3	43,5	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	16,4	108	780	630	13,8	17,1	-	-
	С-408	16,3	108	780	630	13,8	17,1	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	10	79	484	440	16,3	18,0	-	-
	С-408	9,9	79	484	440	16,3	18,0	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	12,6	133	484	440	27,5	30,2	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	33,5	199	581	600	34,3	33,2	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	36,4	96	158	-	60,8	-	218	+j58
	2АТ	36,6	97			61,4	-	116,1	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	35,9	103	158	-	65,2	-	202	-
	АТ2	36,0	103			65,2	-	105,7	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	7,6	22	158	-	13,9	-	199,9	(+j26)
	2АТ	7,2	21			13,3	-	103	(-j13,3)
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	115,4	+j14,8
	2Т	-	-			-	-	38,7	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки. Участие 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и дополнительно БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	780	600	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	9,9	63	780	600	8,1	10,5	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	17,6	96	780	630	12,3	15,2	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	282	726	890	600	81,6	121,0	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	219,1	680	890	600	76,4	113,3	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	204,4	607	890	630	68,2	96,3	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	115,4	295	935	630	31,6	46,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	25,4	136	780	630	17,4	21,6	-	-
	С-408	25,2	135	780	630	17,3	21,4	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	16,9	93	<u>484</u>	440	19,2	21,1	-	-
	С-408	16,7	92	<u>484</u>	440	19,0	20,9	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	20	138	<u>484</u>	440	28,5	31,4	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	41,8	217	581	600	37,3	36,2	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	45,1	116	158	-	73,4	-	224,9	+j59,8
	2АТ	45,2	116			73,4	-	118	-j19
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	40,6	107	158	-	67,7	-	218	+j76,6
	АТ2	40,7	108			68,4	-	113,4	-j11,4
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	11,9	33	158	-	20,9	-	210,9	(+j26)
	2АТ	11,4	31			19,6	-	110,4	(откл.)
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	117,4	+j15,4
	2Т	-	-			-	-	39,3	-
Отключение ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская (Д-47)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41								
Отключение ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская (Д-47) с действием существующей АОСН на включение 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки в объеме 20 МВт									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	17,7	53	780	600	6,8	8,8	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Продолжение таблицы 7.4.1									
Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <i>Юшин</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	7,8	70	780	600	9,0	11,7	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	207,3	527	890	600	59,2	87,8	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	165,5	482	890	600	54,2	80,3	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	151,2	437	890	630	49,1	69,4	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	79,1	219	935	630	23,4	34,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	18,5	112	780	630	14,4	17,8	-	-
	С-408	18,5	112	780	630	14,4	17,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	10,5	70	<u>484</u>	440	14,5	15,9	-	-
	С-408	10,4	70	<u>484</u>	440	14,5	15,9	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	10,5	98	<u>484</u>	440	20,2	22,3	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	30,3	174	581	600	29,9	29,0	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	38,5	109	158	-	69,0	-	204	+j51,8
	2АТ	38,7	110			69,6	-	109,7	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	33,9	98	158	-	62,0	-	200,7	-
	АТ2	34,1	98			62,0	-	104,4	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	7,6	22	158	-	13,9	-	201,9	(+j26)
	2АТ	7,3	21			13,3	-	104	(-j13,6)
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	109,1	+j13,2
	2Т	-	-			-	-	36,6	-
Отключение ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская (Д-47). Участие 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и дополнительно БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	17,7	53	780	600	6,8	8,8	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	7,8	70	780	600	9,0	11,7	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	246,9	622	890	600	69,9	103,7	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	196	575	890	600	64,6	95,8	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	181,1	507	890	630	57,0	80,5	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	98,1	250	935	630	26,7	39,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	26,7	140	780	630	17,9	22,2	-	-
	С-408	26,5	139	780	630	17,8	22,1	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, I _{ошин} , I _{номАТ} , А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	18,3	97	484	440	20,0	22,0	-	-
	С-408	18	96	484	440	19,8	21,8	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	16,9	117	484	440	24,2	26,6	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	38,1	198	581	600	34,1	33,0	-	-
ПС 220 кВ Кызыльская	1АТ	47,1	125	158	-	79,1	-	218,2	+j58,6
	2АТ	47,3	125			79,1	-	116,8	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	38,7	103	158	-	65,2	-	218	+j76,6
	АТ2	38,9	103			65,2	-	113,3	-j38,2
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	11,9	32	158	-	20,3	-	215,3	(+j26)
	2АТ	11,4	31			19,6	-	112,6	(откл.)
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	116,3	+j15
	2Т	-	-			-	-	39	-
Отключение ВЛ 220 кВ Кызыльская - Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	128,7	314	780	600	40,3	52,3	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	115,4	298	780	600	38,2	49,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызыльская	Д-47	104,9	285	780	630	36,5	45,2	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	76,4	199	890	600	22,4	33,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	61	153	890	630	17,2	24,3	-	-
ВЛ 220 кВ Кызыльская - Чадан	-	откл.	-	935	630	-	-	-	-
ПС 220 кВ Кызыльская	1АТ	52,5	145	158	-	91,8	-	209,7	откл.
	2АТ	52,7	145			91,8	-	107,9	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	30,6	78	158	-	49,4	-	227,1	-
	АТ2	30,7	78			49,4	-	116,6	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,0	20	158	-	12,7	-	229,9	(+j24,6)
	2АТ	7,6	19			12,0	-	117,6	(-j17,4)
Отключение ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза (Д-41)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41								
Отключение ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза (Д-41) с действием существующей АОСН на включение 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызыльская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	258,2	654	780	600	83,8	109,0	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	233	630	780	600	80,8	105,0	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <u>лошин</u> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Туран - Кызыльская	Д-47	211,6	610	780	630	78,2	96,8	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	откл.	-	890	600	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	18,9	49	890	600	5,5	8,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	34,1	113	890	630	12,7	17,9	-	-
ВЛ 220 кВ Кызыльская - Чадан	-	74,4	243	935	630	26,0	38,6	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 220 кВ Кызыльская	С-407	44,4	233	780	630	29,9	37,0	-	-
	С-408	44,3	233	780	630	29,9	37,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	36,2	191	<u>484</u>	440	39,5	43,4	-	-
	С-408	36,1	191	<u>484</u>	440	39,5	43,4	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	21,2	112	<u>484</u>	440	23,1	25,5	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	2,4	17	581	600	2,9	2,8	-	-
ПС 220 кВ Кызыльская	1АТ	64,4	184	158	-	116,5	-	202,1	+j51,8
	2АТ	64,7	185			117,1	-	109,8	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	18,1	50	158	-	31,6	-	211,3	-
	АТ2	18,2	50			31,6	-	109,1	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	7,7	21	158	-	13,3	-	214,2	(+j26)
	2АТ	7,1	20			12,7	-	110	(-j15,2)
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	109,3	+j13,4
	2Т	-	-			-	-	36,6	-
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Абаканская - Камышта (Д-51)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41								
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Абаканская - Камышта (Д-51) с действием существующей АОСН на включение БСК и отключение нагрузки									
ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Теба с отпайкой на ПС Междуреченская (участок от отпайки на ПС Междуреченская до ПС Теба)	-	269,4	746	1064	1000	70,1	74,6	-	-
ВЛ 220 кВ Теба - Чарыш	-	256,4	725	1064	1000	68,1	72,5	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	166,4	537	890	600	60,3	89,5	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, Ioшин, ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	127	485	890	600	54,5	80,8	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	111,6	384	890	630	43,1	61,0	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	откл.	-	935	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	16,8	87	780	630	11,2	13,8	-	-
	С-408	16,7	86	780	630	11,0	13,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	8	44	484	440	9,1	10,0	-	-
	С-408	8	44	484	440	9,1	10,0	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	11,4	72	484	440	14,9	16,4	-	-
								-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	29,5	143	581	600	24,6	23,8	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	26,9	66	158	-	41,8	-	236,5	+j65,4
	2АТ	27,0	66			41,8	-	123,4	-j25
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	17,5	43	158	-	27,2	-	235	+j89
	АТ2	17,5	43			27,2	-	122,1	-j23,4
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	11,7	30	158	-	19,0	-	225,2	(+j25,5)
	2АТ	11,3	29			18,4	-	117,5	(откл.)
Ремонт ВЛ 220 кВ Абаканская - Камышта (Д-51) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Теба с отпайкой на ПС Междуреченская									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41								
Ремонт ВЛ 220 кВ Абаканская - Камышта (Д-51) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Теба с отпайкой на ПС Междуреченская с действием существующей АОСН на включение БСК и отключение нагрузки									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	278,7	676	780	600	86,7	112,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	252,2	647	780	600	82,9	107,8	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	229,8	626	780	630	80,3	99,4	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	82,6	208	890	600	23,4	34,7	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	106,6	258	890	600	29,0	43,0	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	124,4	311	890	630	34,9	49,4	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	122,6	356	935	630	38,1	56,5	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <u>Ioшин</u> , IномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 220 кВ Кызыльская	С-407	38,5	188	780	630	24,1	29,8	-	-
	С-408	38,6	189	780	630	24,2	30,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	30	147	<u>484</u>	440	30,4	33,4	-	-
	С-408	30,1	148	<u>484</u>	440	30,6	33,6	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	33,4	166	<u>484</u>	440	34,3	37,7	-	-
								-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	15,8	86	581	600	14,8	14,3	-	-
ПС 220 кВ Кызыльская	1АТ	49,9	132	158	-	83,5	-	218,3	+j59,8
	2АТ	50,1	132			83,5	-	118	-j14,9
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	7,2	18	158	-	11,4	-	232	+j86,8
	АТ2	7,2	18			11,4	-	119,3	-j47,3
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,9	22	158	-	13,9	-	232	(+j15,4)
	2АТ	8,5	21			13,3	-	119,9	(откл.)
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская I(II) цепь с отпайкой на ПС Южная (С-407(С-408))									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 220 кВ Кызыльская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	68,8	357	780	630	45,8	56,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	откл.	-	<u>484</u>	440	-	-	-	-
	С-408	52,1	270	<u>484</u>	440	55,8	61,4	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	0,7	14	<u>484</u>	440	2,9	3,2	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	18,8	95	581	600	16,4	15,8	-	-
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	112,5	откл.
	2Т	-	-			-	-	35	-
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41								
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408) с действием существующей АОСН на включение 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки в объеме 29 МВт									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 220 кВ Кызыльская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	24,8	135	<u>484</u>	440	27,9	30,7	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	43,2	216	581	600	37,2	36,0	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <u>лошин</u> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	42,4	106	158	-	67,1	-	230,9	-
	АТ2	72,3	106			67,1	-	118,3	0
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	106,2	+j12,6
	2Т	-	-			-	-	35,6	-
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408). Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и дополнительно БСК-20 Мвар на ПС 110 кВ Городская									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	49,6	293	<u>484</u>	440	60,5	66,6	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	77,1	388	581	600	66,8	64,7	-	-
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	60,4	150	158	-	94,9	-	232	+j86,8
	АТ2	60,7	151			95,6	-	117,7	-j53,7
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	104,4	+j12,2
	2Т	-	-			-	-	35	-
Летний максимум 2018 г.									
Нормальный режим									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	79,2	194	605	600	32,1	32,3	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	70,3	172	605	600	28,4	28,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	66,3	164	605	630	27,1	26,0	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	52,2	135	690	600	19,6	22,5	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	40,2	105	690	600	15,2	17,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	34,9	93	690	630	13,5	14,8	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	1,2	44	630	630	7,0	7,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	22,5	111	605	630	18,3	17,6	-	-
	С-408	22,4	111	605	630	18,3	17,6	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	17,6	86	<u>375</u>	440	22,9	19,5	-	-
	С-408	17,6	86	<u>375</u>	440	22,9	19,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	4,2	21	<u>375</u>	440	5,6	4,8	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	8,2	40	450	600	8,9	6,7	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <u>Ioшн</u> , InомАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-451	1	15	<u>437</u>	200	3,4	7,5	-	-
	С-452	22,4	109	450	200	24,2	54,5	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	35,0	88	158	-	55,7	-	229,9	откл.
	2АТ	35,1	88			55,7	-	118	-j8,3
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	17,8	45	158	-	28,5	-	230	-
	АТ2	17,9	45			28,5	-	119,8	-j46
ПС 220 кВ Ак- Довурак	1АТ	3,3	8	158	-	5,1	-	233,5	(+j17,3)
	2АТ	3,1	8			5,1	-	115	(-j16,1)
Послеаварийные режимы									
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	600	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	7,3	20	605	600	3,3	3,3	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	10,2	34	605	630	5,6	5,4	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	139,5	344	690	600	49,9	57,3	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак- Довурак	Д-42	119,3	314	690	600	45,5	52,3	-	-
ВЛ 220 кВ Ак- Довурак - Чадан	Д-43	114,1	288	690	630	41,7	45,7	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	62,6	153	630	630	24,3	24,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	15,5	79	605	630	13,1	12,5	-	-
	С-408	15,4	79	605	630	13,1	12,5	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	10,7	54	<u>375</u>	440	14,4	12,3	-	-
	С-408	10,6	53	<u>375</u>	440	14,1	12,0	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	9,7	50	<u>375</u>	440	13,3	11,4	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	22,6	110	450	600	24,4	18,3	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	27,3	69	158	-	43,7	-	228,1	откл.
	2АТ	27,4	69			43,7	-	117,6	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	24,9	63	158	-	39,9	-	230	-
	АТ2	25,1	63			39,9	-	119,9	-j16
ПС 220 кВ Ак- Довурак	1АТ	2,7	7	158	-	4,4	-	231,4	(+j20,4)
	2АТ	2,6	6			3,8	-	114,3	(-j16)
Отключение ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза (Д-41)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	137,8	335	605	600	55,4	-	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <u>лошин</u> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	126,3	313	605	600	51,7	52,2	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	119,8	303	605	630	50,1	48,1	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	откл.	-	690	600	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	10,8	25	690	600	3,6	4,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	16,4	75	690	630	10,9	11,9	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	43,3	135	630	630	21,4	21,4	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	27,3	134	605	630	22,1	21,3	-	-
	С-408	27,3	134	605	630	22,1	21,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	22,4	110	<u>375</u>	440	29,3	25,0	-	-
	С-408	22,4	110	<u>375</u>	440	29,3	25,0	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	13,9	71	<u>375</u>	440	18,9	16,1	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	1,5	11	450	600	2,4	1,8	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	37,9	96	158	-	60,8	-	227,2	откл.
	2АТ	38,0	97			61,4	-	117,6	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	12,7	32	158	-	20,3	-	230	-
	АТ2	12,8	32			20,3	-	119,6	-j37,8
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,3	8	158	-	5,1	-	233,5	(+j17,3)
	2АТ	3,1	8			5,1	-	115	(-j16,1)
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41								
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан с действием существующей АОСН на включение БСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки в объеме 9 МВт									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	600	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	6,8	20	605	600	3,3	3,3	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	9,5	33	605	630	5,5	5,2	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	134,5	331	690	600	48,0	55,2	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, I _{ошин} , I _{ном} АТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	114,7	307	690	600	44,5	51,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	109,7	300	690	630	43,5	47,6	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	откл.	-	630	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	13,5	135	605	630	22,3	21,4	-	-
	С-408	13,8	137	605	630	22,6	21,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	17,6	142	375	440	37,9	32,3	-	-
	С-408	17,9	144	375	440	38,4	32,7	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	57,1	396	450	440	88,0	90,0	-	-
				375		105,6		-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	82,5	451	450	600	100,2	75,2	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	8,9	25	158	-	15,8	-	203,7	+j23,9
	2АТ	8,9	25			15,8	-	105,4	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	54,3	151	158	-	95,6	-	207,5	-
	АТ2	54,6	152			96,2	-	106,1	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	4,4	12	158	-	7,6	-	213,4	(+j26)
	2АТ	4,2	12			7,6	-	106,2	(-j13,8)
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	104,8	+j12,8
	2Т	-	-			-	-	35,8	-
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан. Участие 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и дополнительно БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	600	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	7,3	20	605	630	3,3	3,2	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	10,2	34	690	600	4,9	5,7	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	156,4	384	690	600	55,7	64,0	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	133,8	355	690	630	51,4	56,3	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	128,5	327	630	630	51,9	51,9	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	откл.	-	605	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	14,5	130	605	630	21,5	20,6	-	-
	С-408	14,9	132	375	440	35,2	30,0	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	19,4	137	<u>375</u>	440	36,5	31,1	-	-
	С-408	19,7	139	<u>450</u>	440	30,9	31,6	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	70,6	433	450	440	96,2	98,4	-	-
				<u>375</u>		115,5		-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	99,2	486	450	600	108,0	81,0	-	-
ПС 220 кВ Кызыльская	1АТ	10,8	27	158	-	17,1	-	228	+j59,8
	2АТ	10,8	27			17,1	-	118	-j23,2
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	63,3	159	158	-	100,6	-	230	+j85,3
	АТ2	63,6	160			101,3	-	118,1	-j46,4
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	2,7	7	158	-	4,4	-	230,7	(+j21,4)
	2АТ	2,5	6			3,8	-	114	(-j15,9)
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	117,4	+j16
	2Т	-	-			-	-	40,1	-
Ремонт ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызыльская - Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	139,7	343	605	600	56,7	57,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	128	330	605	600	54,5	55,0	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызыльская	Д-47	121,1	326	605	630	53,9	51,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 220 кВ Кызыльская	С-407	49,6	263	605	630	43,5	41,7	-	-
	С-408	49,9	265	605	630	43,8	42,1	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	44,9	240	<u>375</u>	440	64,0	54,5	-	-
	С-408	45,1	241	<u>375</u>	440	64,3	54,8	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	60,5	328	<u>375</u>	440	87,5	74,5	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	42,8	262	450	600	58,2	43,7	-	-
ПС 220 кВ Кызыльская	1АТ	59,2	164	158	-	103,8	-	208,5	откл.
	2АТ	59,4	164			103,8	-	108,9	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	15,5	39	158	-	24,7	-	230	-
	АТ2	15,5	39			24,7	-	116,6	-j9
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,2	8	158	-	5,1	-	233,5	(+j17,3)
	2АТ	3,1	8			5,1	-	115	(-j16,1)
Ремонт ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызыльская - Чадан. Участие БСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызыльская									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	141,4	343	605	600	56,7	57,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	129,6	325	605	600	53,7	54,2	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <u>лошин</u> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	122,9	317	605	630	52,4	50,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	50,2	249	605	630	41,2	39,5	-	-
	С-408	50,4	250	605	630	41,3	39,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	45,3	225	<u>375</u>	440	60,0	51,1	-	-
	С-408	45,5	226	<u>375</u>	440	60,3	51,4	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	59,9	300	<u>375</u>	440	80,0	68,2	-	-
								-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	42,9	235	450	600	52,2	39,2	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	59,9	157	158	-	99,4	-	219,9	+j29,2
	2АТ	60,1	158			100,0	-	116,6	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	11,3	28	158	-	17,7	-	230	-
	АТ2	11,3	29			18,4	-	117,6	-j19,6
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,2	8	158	-	5,1	-	233,5	(+j17,3)
	2АТ	3,1	8			5,1	-	115	(-j16,1)
Ремонт ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская (Д-47) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41								
Ремонт ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская (Д-47) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан с действием существующей АОСН на включение 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	10,7	27	605	600	4,5	4,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	3,1	33	605	600	5,5	5,5	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	откл.	-	605	630	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	135	331	690	600	48,0	55,2	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	115,4	305	690	600	44,2	50,8	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	110,3	290	690	630	42,0	46,0	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	откл.	-	630	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	9,2	135	605	630	22,3	21,4	-	-
	С-408	9,4	137	605	630	22,6	21,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	13,9	137	<u>375</u>	440	36,5	31,1	-	-
	С-408	14,1	139	<u>375</u>	440	37,1	31,6	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	58,1	374	<u>375</u>	440	99,7	85,0	-	-
								-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	82,5	428	450	600	95,1	71,3	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	-	-	158	-	-	-	215,3	+j55,2
	2АТ	-	-			-	-	113,3	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	54,2	145	158	-	91,8	-	215,7	-
	АТ2	54,5	146			92,4	-	111,2	0
ПС 220 кВ Ак- Довурак	1АТ	4,0	11	158	-	7,0	-	220,2	(+j26)
	2АТ	4,0	10			6,3	-	109,5	(-j14,6)
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Абаканская - Камышта (Д-51)									
ВЛ 220 кВ Томь- Усинская ГРЭС – Теба с отпайкой на ПС Междуреченская (участок от отпайки на ПС Междуреченская до ПС Теба)	-	190,2	488	825	1000	59,2	48,8	-	-
ВЛ 220 кВ Теба - Чарыш	-	182,2	473	825	1000	57,3	47,3	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	137,1	377	690	600	54,6	62,8	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак- Довурак	Д-42	115,9	345	690	600	50,0	57,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ак- Довурак - Чадан	Д-43	110,9	306	690	630	44,3	48,6	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	откл.	-	630	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	15,1	81	605	630	13,4	12,9	-	-
	С-408	15	81	605	630	13,4	12,9	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	10,4	56	<u>375</u>	440	14,9	12,7	-	-
	С-408	10,3	55	<u>375</u>	440	14,7	12,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	9,3	52	<u>375</u>	440	13,9	11,8	-	-
								-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	21,9	113	450	600	25,1	18,8	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	25,6	68	158	-	43,0	-	217,2	откл.
	2АТ	25,7	68			43,0	-	112,4	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	24,1	64	158	-	40,5	-	218,1	-
	АТ2	24,2	64			40,5	-	113,7	0
ПС 220 кВ Ак- Довурак	1АТ	4,2	11	158	-	7,0	-	217,4	(+j26)
	2АТ	4,1	11			7,0	-	108,2	(-j14,3)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Окончание таблицы 7.4.1

Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров.ВЛ*, <u>I_{ошин}</u> , I _{ном} АТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Ремонт ВЛ 220 кВ Абаканская - Камышта (Д-51) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Теба с отпайкой на ПС Междуреченская									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	196,4	482	605	600	79,7	80,3	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Туран	-	180,4	467	605	600	77,2	77,8	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	169,7	458	605	630	75,7	72,7	-	-
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41	44,5	121	690	600	17,5	20,2	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	57,2	153	690	600	22,2	25,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	63,6	222	690	630	32,2	35,2	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан	-	83,3	250	630	630	39,7	39,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	31	162	605	630	26,8	25,7	-	-
	С-408	31	162	605	630	26,8	25,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	26,3	138	<u>375</u>	440	36,8	31,4	-	-
	С-408	26,4	138	<u>375</u>	440	36,8	31,4	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	23	125	<u>375</u>	440	33,3	28,4	-	-
								-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	10,7	62	450	600	13,8	10,3	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	40,5	110	158	-	69,6	-	211,7	откл.
	2АТ	40,6	111			70,3	-	110,5	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	7,6	20	158	-	12,7	-	218	-
	АТ2	7,6	20			12,7	-	112,9	-j37,8
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,8	10	158	-	6,3	-	224,4	(+j26)
	2АТ	3,8	10			6,3	-	111,5	(-j15,2)
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская I, II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407, С-408)									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	откл.	-	605	630	-	-	-	-
	С-408	откл.	-	605	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	28,5	160	<u>375</u>	440	42,7	36,4	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	43,1	218	450	600	48,4	36,3	-	-
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	35,2	88	158	-	55,7	-	230	-
	АТ2	35,4	89			56,3	-	118,2	-j22,8
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	103,1	откл.
	2Т	-	-			-	-	32,7	-
* - длительно допустимый ток проводов ВЛ принят для зимних режимов для Т _{нв} = -5°С, для летних режимов для Т _{нв} = +25°С									

* - длительно допустимый ток проводов ВЛ принят для зимних режимов для T_{нв} = -5°C, для летних режимов для T_{нв} = +25°C

Результаты расчетов электрических режимов работы Тывинской энергосистемы на уровне 2018 года показали:

- загрузка элементов сети 110-220 кВ в нормальных режимах зимних и летних максимальных нагрузок не превышает длительно допустимый ток по нагреву проводов и номинальный ток электрооборудования на подстанциях. Напряжение на стороне высокого напряжения подстанций не превышает наибольшее рабочее напряжение для оборудования и не снижается ниже минимально допустимых значений;

- в зимних режимах при нормативных возмущениях I группы (отключение одной из линий электропередачи 220 кВ на транзите 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская или на транзите 220 кВ Аскиз – Абаза – Ак-Довурак – Чадан) нарушается статическая устойчивость нагрузки и происходит снижение напряжения ниже аварийно допустимых значений.

В рассматриваемых послеаварийных режимах зимнего максимума нагрузок из-за снижения напряжения ниже определенного уровня будут работать существующие устройства АОСН, действующие на включение 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки потребителей.

При этом в режиме отключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки при включении в работу БСК на ПС 220 кВ Кызылская и ПС 110 кВ Городская с отключением нагрузки в объеме 24 МВт для обеспечения статической устойчивости будет наблюдаться перегруз трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Абаза в ячейке ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) – 2% от номинального тока. Загрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Абаза и ПС 220 кВ Ак-Довурак в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) будет близка к 100% и составит 94,5%.

Для исключения отключения нагрузки потребителей Республики Тыва в послеаварийных режимах необходимо сооружение второй цепи транзита 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная – ПС 220 кВ Туран – ПС 220 кВ Кызылская №2. В соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 гг. ввод ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 планируется в 2022 г. До ввода данной линии электропередачи техническим мероприятием, позволяющим исключить необходимость отключения нагрузки потребителей действием АОСН, является установка БСК мощностью 78 Мвар на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Чадан (при включенных БСК на ПС 220 кВ Кызылская и ПС 110 кВ Городская).

При этом в режиме отключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки перегруз трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Абаза в ячейке ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) составит 21% от номинального тока, в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) – 13,3% от номинального тока. Также зафиксирован перегруз трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Ак-Довурак в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) – 13,3% от номинального тока.

Для исключения перегрузки электрооборудования на ПС 220 кВ Абаза в ячейке ВЛ 220 кВ Д-41 и Д-42 и ПС 220 кВ Ак-Довурак в ячейке ВЛ 220 кВ Д-42 рекомендуется выполнить замену трансформаторов тока 220 кВ с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Абаза и ПС 220 кВ Ак-Довурак в ячейках ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41), ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) на новые с номинальным током не менее 1000 А.

В послеаварийном режиме зимнего максимума нагрузок при отключении ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) с действием существующей АОСН на включение 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская и 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская для обеспечения статической устойчивости (без отключения нагрузки потребителей) загрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Ергаки в ячейках ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран составит 109% и 105% соответственно, загрузка ВЧ-заградителей с номинальным током 630 А на ПС 220 кВ Ергаки в ячейках указанных линий электропередачи составит 103,8% и 100% соответственно. На ПС 220 кВ Туран в ячейке ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран загрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградителей с номинальным током 630 А составит соответственно 105% и 100%.

Для исключения перегрузки электрооборудования (ТТ и ВЧЗ) на ПС 220 кВ Ергаки в ячейках ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран и на ПС 220 кВ

Туран в ячейке ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран в послеаварийных режимах рекомендуется выполнить замену электрооборудования с номинальным током 600 А и 630 А на новое с номинальным током не менее 1000 А.

Кроме того, в указанном послеаварийном режиме выявлена перегрузка 1АТ и 2АТ на ПС 220 кВ Кызылская – 116,5% и 117,1% соответственно от номинального тока АТ (158 А), что по данным собственника при $-10 < t^{\circ}\text{C} < 0$ допускается в течение 24 часов.

- в послеаварийном режиме зимнего максимума при отключении ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407, С-408) уровни напряжения снижаются ниже аварийно допустимых значений. Снижение напряжения ниже аварийно допустимых значений в рассматриваемом послеаварийном режиме ликвидируется действием существующей АОСН, действующей на включение БСК на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки. Максимальный требуемый объем ОН при включении 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская составит 29 МВт.

В качестве мероприятия, позволяющего исключить необходимость отключения нагрузки потребителей действием АОСН в указанном послеаварийном режиме, рекомендуется установка БСК мощностью 20 Мвар на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Городская (при включенных существующих БСК на ПС 110 кВ Городская и включенной рекомендуемой к установке БСК на ПС 220 кВ Чадан). При этом перегрузка проводов и электрооборудования не выявлена, уровни напряжения не снижаются ниже аварийно допустимых значений.

- в послеаварийном режиме зимнего максимума при отключении 1АТ(2АТ) на ПС 220 кВ Кызылская нагрузка оставшегося в работе 2АТ(1АТ) составит 273 А – 172,8% от номинального тока АТ (158 А), что по данным собственника при $-10 < t^{\circ}\text{C} < 0$ не допустимо даже в течение 20 секунд. Для ликвидации перегруза автотрансформатора в рассматриваемом послеаварийном режиме рассмотрены следующие схемно-режимные мероприятия:

- деление транзита 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская – Кызылская путем отключения СВ-110 кВ и В-408 на ПС 110 кВ Городская. При этом нагрузка оставшегося в работе АТ на ПС 220 кВ Кызылская составит 162,7%, что по данным собственника при $-10 < t^{\circ}\text{C} < 0$ допустимо в течение 1 минуты;
- отключение нагрузки в объеме 40 МВт. При этом нагрузка оставшегося в работе АТ на ПС 220 кВ Кызылская составит 119,6%, что по данным собственника допустимо в течение 24 часов при $-10 < t^{\circ}\text{C} < 0$.

- в послеаварийном режиме зимнего максимума при КЗ на ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан с действием УРОВ на отключение 1АТ(2АТ) на ПС 220 кВ Кызылская нагрузка оставшегося в работе 2АТ(1АТ) составит 276 А – 174,7% от номинального тока АТ (158 А), что по данным собственника при $-10 < t^{\circ}\text{C} < 0$ не допустимо даже в течение 20 секунд. Для ликвидации перегруза автотрансформатора в рассматриваемом послеаварийном режиме потребуется отключение нагрузки в объеме 44 МВт. При этом нагрузка оставшегося в работе АТ на ПС 220 кВ Кызылская составит 119%, что по данным собственника допустимо в течение 24 часов при $-10 < t^{\circ}\text{C} < 0$.

Таким образом, до замены автотрансформаторов на ПС 220 кВ Кызылская на новые большей мощности, предусмотренной Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 гг. со сроком реализации в 2020 г., для ликвидации перегрузки автотрансформаторов в послеаварийном режиме рекомендуется установка противоаварийной автоматики, действующей на отключение нагрузки потребителей. Следует отметить, что с вводом ПС 110 кВ Вавилинская в 2017 г. для ликвидации недопустимой по величине и длительности перегрузки 1АТ, 2АТ ПС 220 кВ Кызылская предусмотрена установка автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

- в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Абаканская – Камышта (Д-51) при ремонте ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки, а также в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Теба с отпайкой на ПС Междуреченская при ремонте ВЛ 220 кВ Абаканская – Камышта (Д-51), нарушается статическая устойчивость нагрузки и происходит снижение напряжения ниже аварийно допустимых значений. В указанных послеаварийных режимах зимнего максимума нагрузок из-за снижения напряжения

ниже определенного уровня будут работать существующие устройства АОСН, действующие на включение БСК и отключение всей заведенной под действие АОСН нагрузки энергосистемы Республики Тыва.

При этом в режиме отключения ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Теба с отпайкой на ПС Междуреченская при ремонте ВЛ 220 кВ Абаканская – Камышта (Д-51) при включении в работу БСК и отключении нагрузки потребителей Тывинской энергосистемы действием существующей АОСН (для обеспечения статической устойчивости) загрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Ергаки в ячейках ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран составит 112,7% и 107,8% соответственно, загрузка ВЧ-заградителей с номинальным током 630 А на ПС 220 кВ Ергаки в ячейках указанных линий электропередачи составит 107,3% и 102,7% соответственно. На ПС 220 кВ Туран в ячейке ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран загрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградителей с номинальным током 630 А составит соответственно 107,8% и 102,7%. С учетом рекомендованной ранее замены электрооборудования на ПС 220 кВ Ергаки и ПС 220 кВ Туран с номинальным током 600 А и 630 А на новое с номинальным током не менее 1000 А перегруз электрооборудования наблюдаться не будет.

- при аварийном отключении одной из линий электропередачи 220 кВ на транзите 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская во время ремонта одной из линий электропередачи 220 кВ на транзите 220 кВ Аскиз – Абаза – Ак-Довурак – Чадан Тывинская энергосистема выделяется на изолированную работу, что приводит к отключению нагрузки Республики Тыва практически в полном объеме;

- в летних режимах при нормативных возмущениях I группы загрузка элементов сети 220 кВ Тывинской энергосистемы не превышает длительно допустимый ток проводов и номинальный ток подстанционного электрооборудования, уровни напряжения не снижаются ниже аварийно допустимых значений;

- в ремонтной схеме летнего максимума (ремонт одной из линий электропередачи 220 кВ на транзите 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская или на транзите 220 кВ Аскиз – Абаза – Ак-Довурак – Чадан) при отключении ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан нарушается статическая устойчивость нагрузки и происходит снижение напряжения ниже аварийно допустимых значений.

В рассматриваемых послеаварийных режимах летнего максимума нагрузок из-за снижения напряжения ниже определенного уровня будут работать существующие устройства АОСН, действующие на включение 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки потребителей.

При этом в режиме отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан при ремонте ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки с отключением нагрузки в объеме 9 МВт действием существующей АОСН загрузка участка ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403), выполненного проводом АС-150, составит 100,2% от допустимого тока провода при $t=+25^{\circ}\text{C}$. Перегруз ошиновки на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) составит 5,6% от допустимого тока провода АС-120.

Установка БСК мощностью 78 Мвар на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Чадан (при включенных БСК на ПС 220 кВ Кызылская и ПС 110 кВ Городская) до ввода ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 позволит исключить необходимость отключения нагрузки потребителей Тывинской энергосистемы. При этом в режиме отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан при ремонте ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки перегруз участка ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403), выполненного проводом АС-150, составит 8% от допустимого тока провода при $t=+25^{\circ}\text{C}$. Перегруз ошиновки на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) составит 15,5% от допустимого тока провода АС-120.

Кроме того, в указанном послеаварийном режиме выявлена перегрузка 1АТ и 2АТ на ПС 220 кВ Чадан – 100,6% и 101,3% соответственно от номинального тока АТ (158 А), что по данным собственника при $20 < t^{\circ}\text{C} < 30$ допускается в течение 24 часов.

Для исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403), рекомендуется замена участка провода протяженностью 0,19 км, выполненного

проводом АС-150, на провод АС-300, которым выполнена большая часть данной линии. Для ликвидации перегрузки ошиновки на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405), рекомендуется замена ошиновки, выполненной проводом АС-120, на провод АС-240.

Следует также отметить, что в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан при ремонте ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) ОН не требуется, однако загрузка 1АТ и 2АТ на ПС 220 кВ Кызылская составит 103,8% от номинального тока АТ (158 А), что по данным собственника при $t=+25^{\circ}\text{C}$ допустимо в течение 20 минут. Для ликвидации перегруза автотрансформатора в рассматриваемом послеаварийном режиме рекомендуется включение БСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская. При этом загрузка АТ на ПС 220 кВ Кызылская составит 100%, что по данным собственника допустимо в течение 24 часов.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки при участии 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан для зимнего максимума 2018 г. приведен на рисунке 7.4.1.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) при участии 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская и 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская для зимнего максимума 2018 г. приведен на рисунке 7.4.2.

Результат расчета послеаварийного режима отключения 1АТ(2АТ) на ПС 220 кВ Кызылская для зимнего максимума 2018 г. приведен на рисунке 7.4.3; с учетом деления транзита 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская – Кызылская (отключение СВ-110 кВ и В-408 на ПС 110 кВ Городская) – на рисунке 7.4.4; с учетом ограничения нагрузки в объеме 40 МВт – на рисунке 7.4.5.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан с действием УРОВ на отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская для зимнего максимума 2018 г. приведен на рисунке 7.4.5; с учетом ограничения нагрузки в объеме 44 МВт – на рисунке 7.4.7.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская с отпайкой на ПС 110 кВ Южная I, II цепи (С-407, С-408) при участии 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская с ограничением нагрузки в объеме 29 МВт для зимнего максимума 2018 г. приведен на рисунке 7.4.8.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская с отпайкой на ПС 110 кВ Южная I, II цепи (С-407, С-408) при участии 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская, БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан и БСК-20 Мвар на ПС 110 кВ Городская для зимнего максимума 2018 г. приведен на рисунке 7.4.9.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан при ремонте ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки при участии 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан для летнего максимума 2018 г. приведен на рисунке 7.4.10.

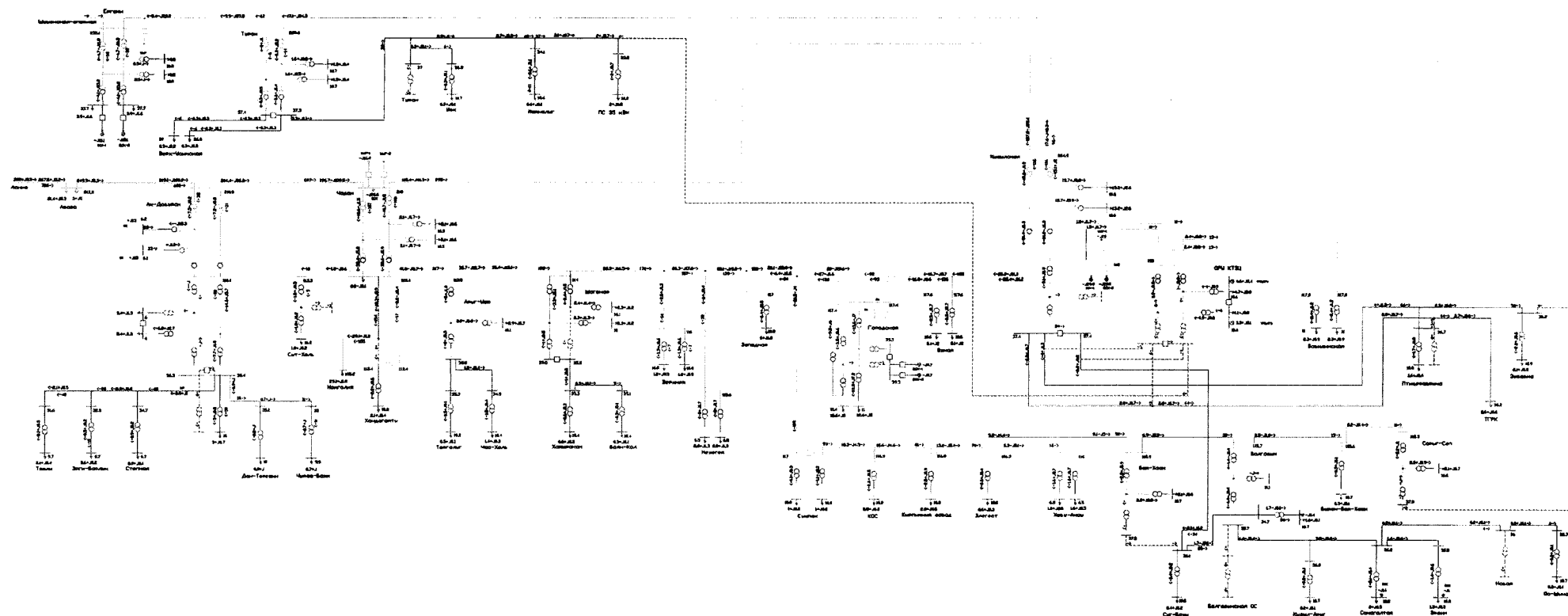


Рисунок 7.4.1 – Зимний максимум 2018 г. Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки с участием 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан

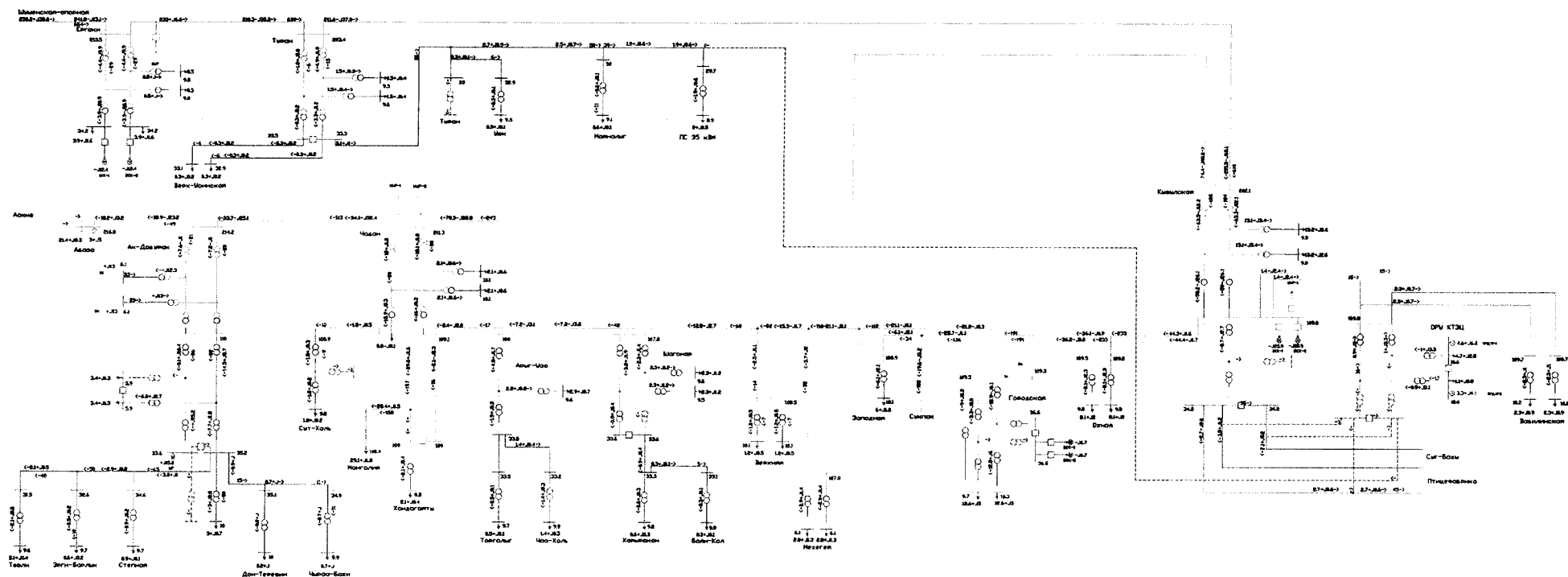


Рисунок 7.4.2 – Зимний максимум 2018 г. Отключение ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) с участием 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская и 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская

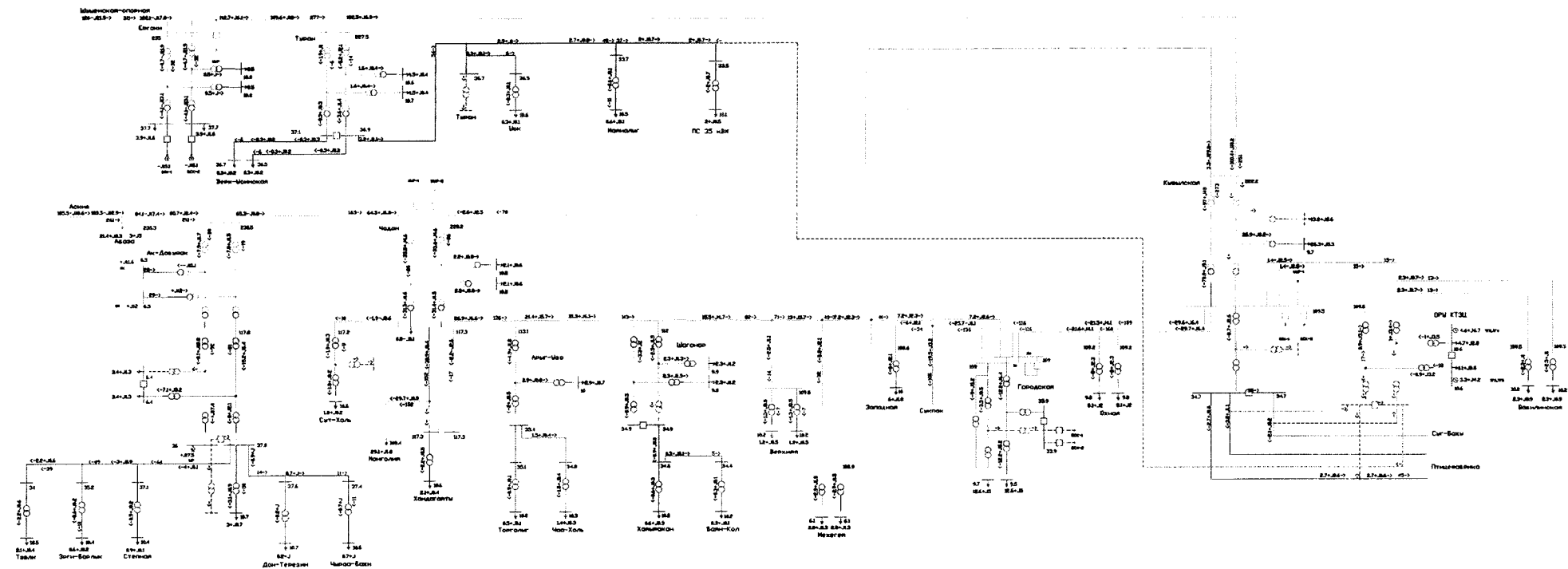
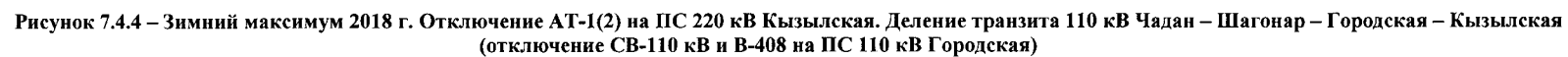


Рисунок 7.4.3 – Зимний максимум 2018 г. Отключение 1АТ(2АТ) на ПС 220 кВ Кызылская



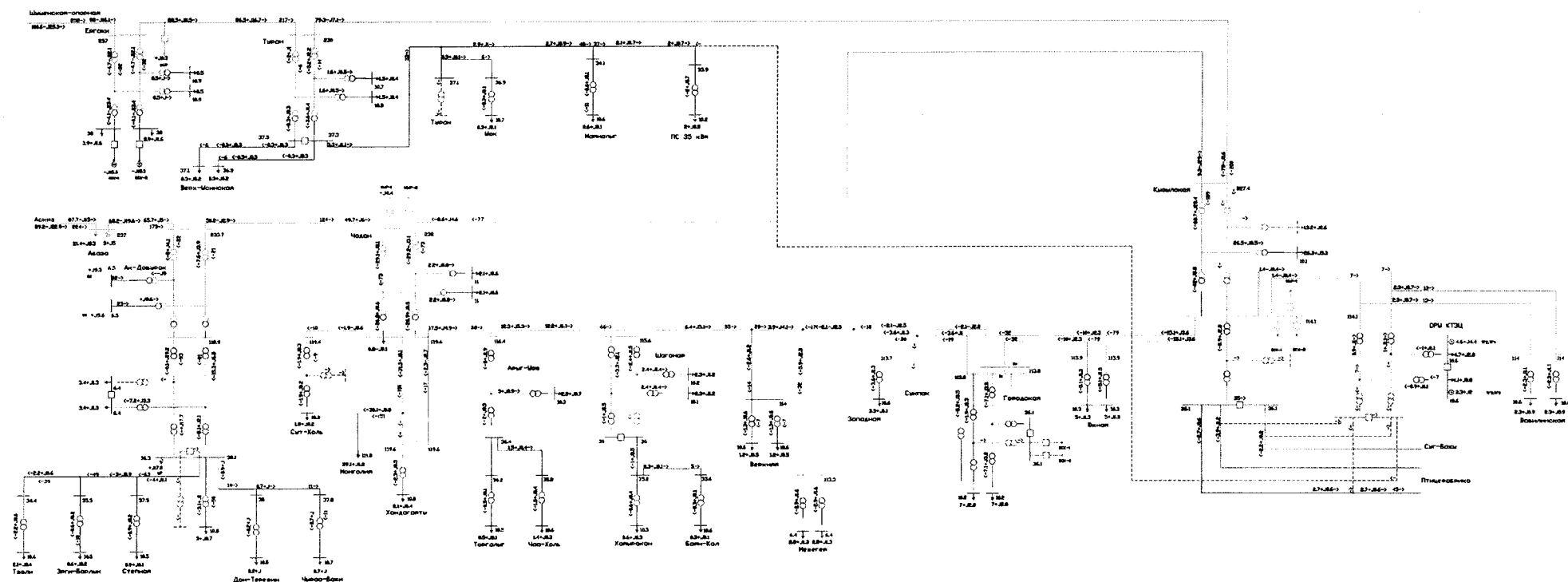


Рисунок 7.4.5 – Зимний максимум 2018 г. Отключение 1АТ(2АТ) на ПС 220 кВ Кызылская. Ограничение нагрузки в объеме 40 МВт

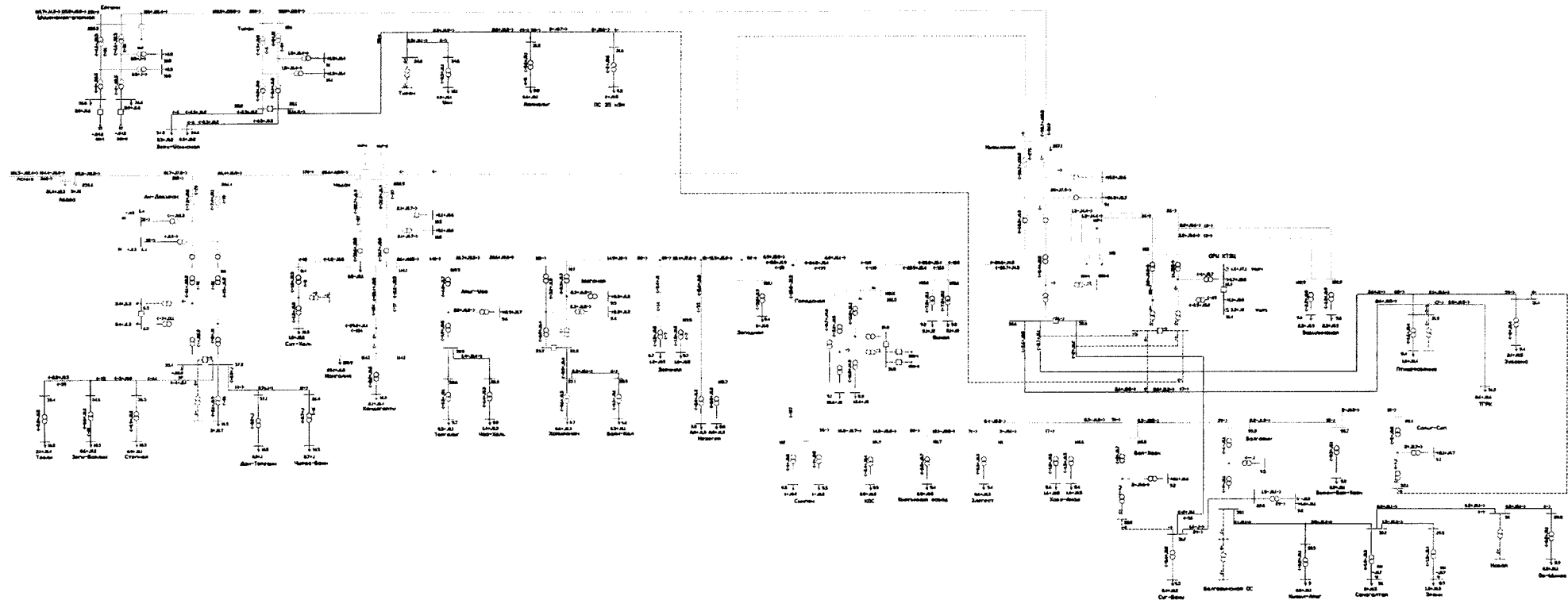


Рисунок 7.4.6 – Зимний максимум 2018 г. Отключение ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан с действием УРОВ на отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская

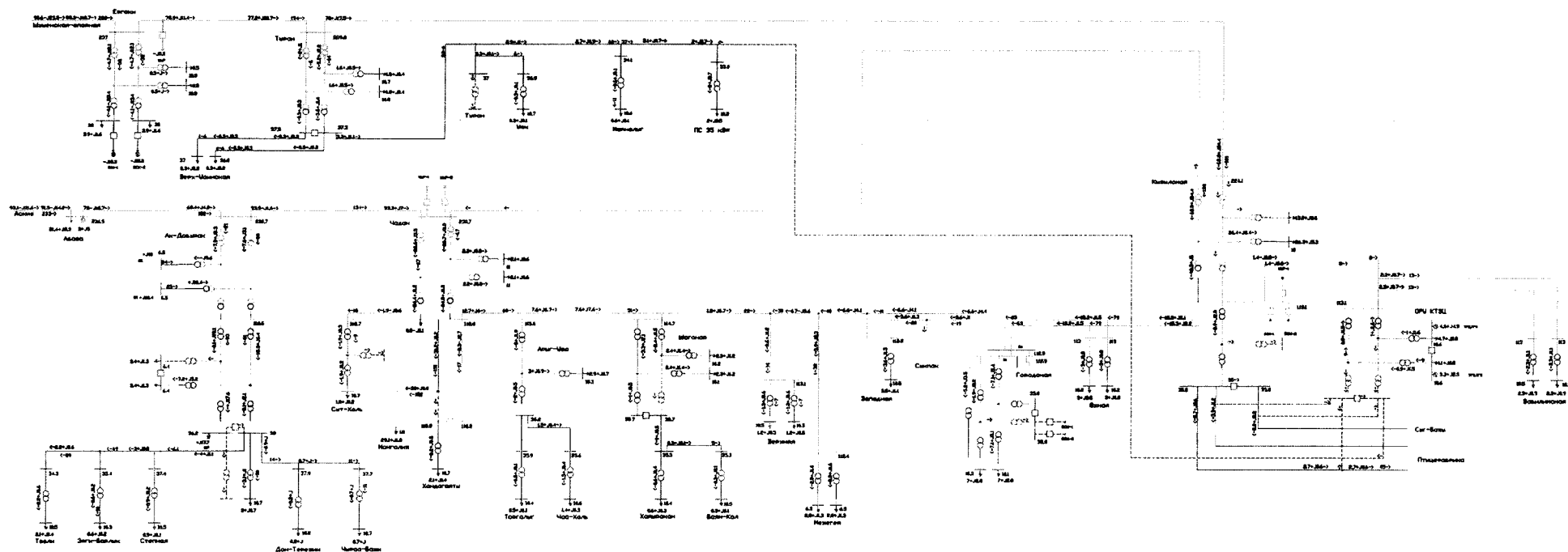


Рисунок 7.4.7 – Зимний максимум 2018 г. Отключение ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан с действием УРОВ на отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская. Ограничение нагрузки в объеме 44 МВт

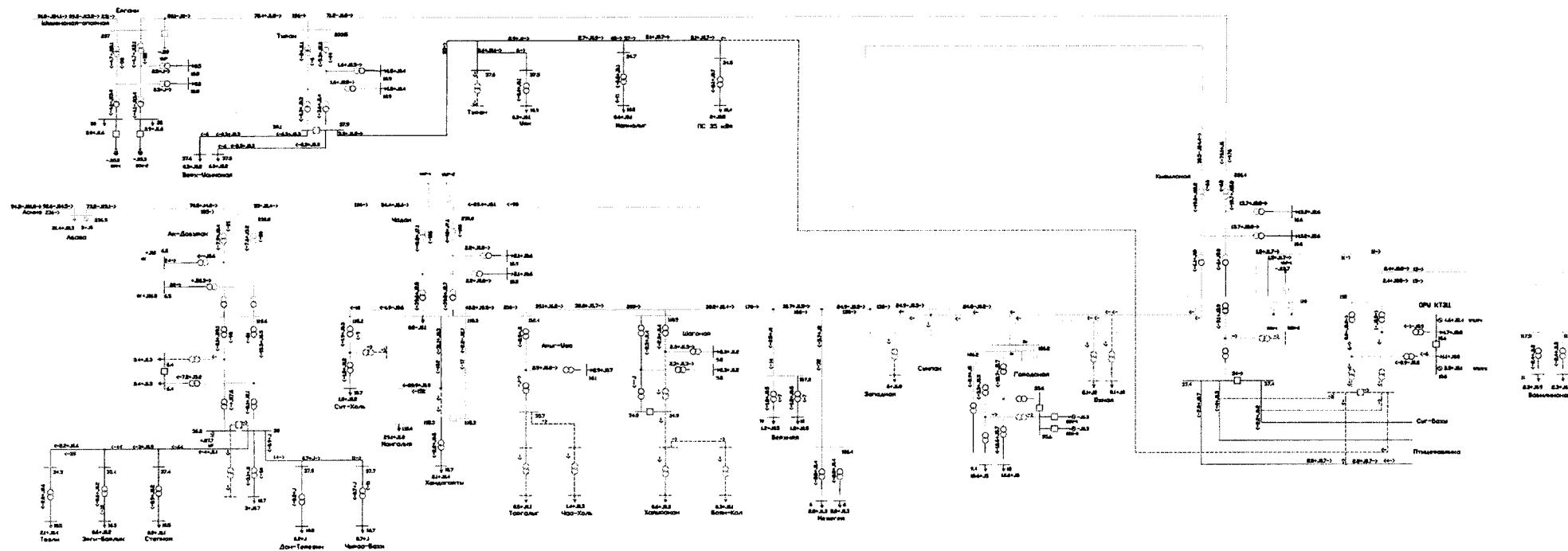


Рисунок 7.4.8 – Зимний максимум 2018 г. Отключение ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепи с отпайкой на ПС 110 кВ Южная (С-407, С-408) с участием 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская. Ограничение нагрузки в объеме 29 МВт

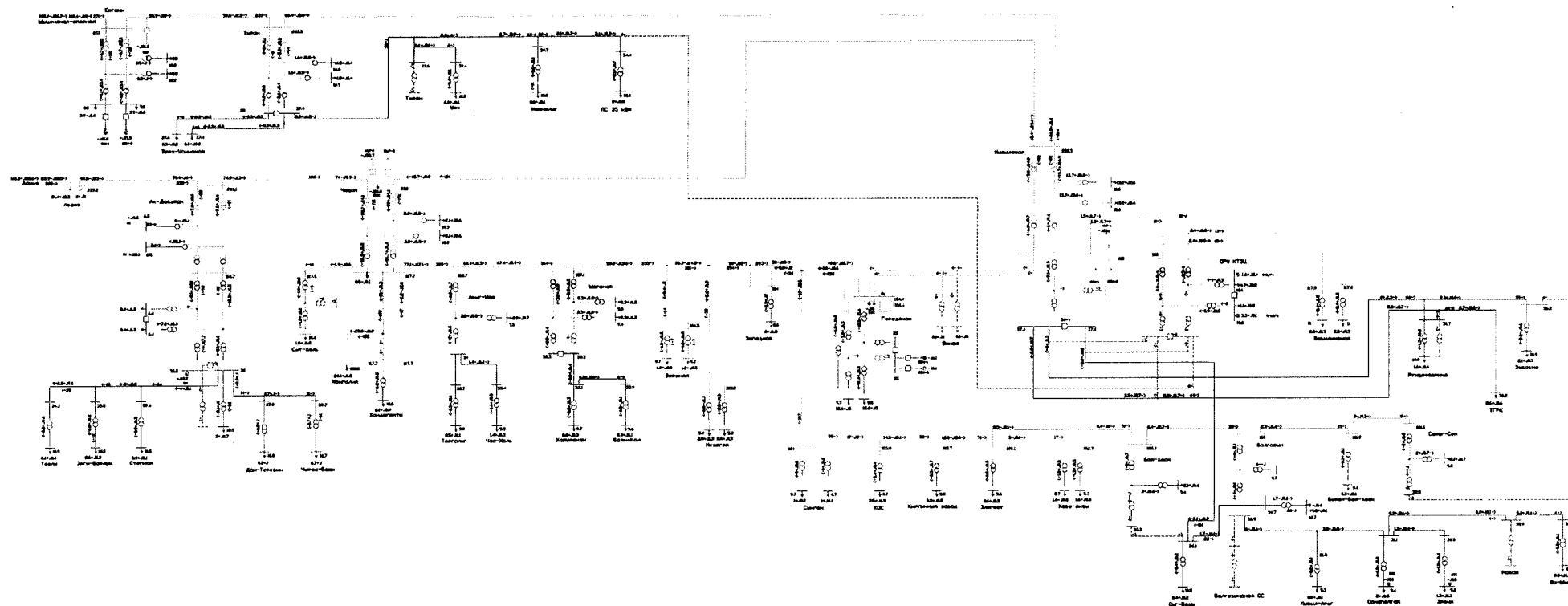


Рисунок 7.4.9 – Зимний максимум 2018 г. Отключение ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепи с отпайкой на ПС 110 кВ Южная (С-407, С-408) с участием 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская, БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан и БСК-20 Мвар на ПС 110 кВ Городская

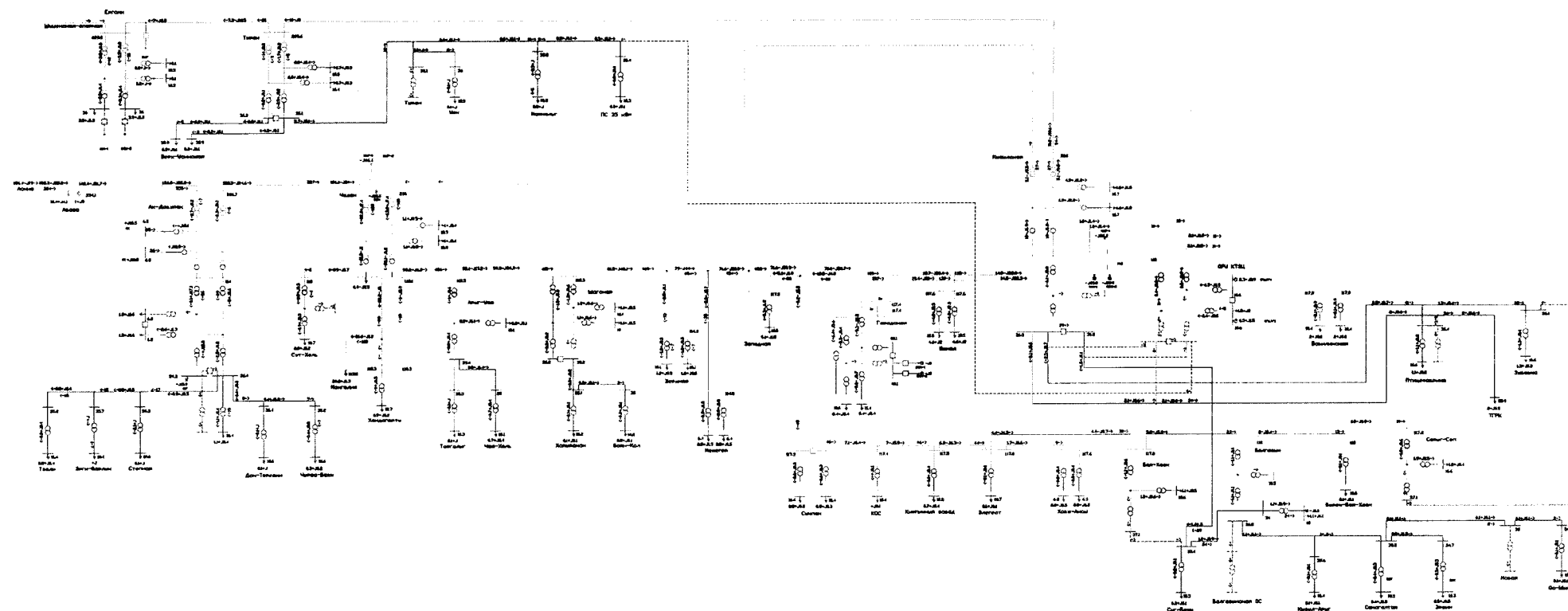


Рисунок 7.4.10 – Летний максимум 2018 г. Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан с участием 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан

7.4.2 Описание режимов работы энергосистемы Республики Тыва на уровне 2022 года

В расчетной схеме 2022 г. был учтен ввод/реконструкция следующих электросетевых объектов в 2019-2022 гг. (дополнительно к вводам объектов, принятых для расчетной схемы 2018 г.):

Электросетевой комплекс напряжением 220 кВ

Новое строительство

- ПП 220 кВ Дурген с присоединением к существующей ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан;
- ПС 220 кВ Элегестский ГОК, 2хАТ-63 МВА, с двумя ВЛ 220 кВ Дурген – Элегестский ГОК №1,2;
- ПС 220 кВ Арадан, 2х25 МВА, с заходами существующей ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран;
- ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 с реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная в части установки ШР-100 Мвар и реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Кызылская в части установки ШР-100 Мвар;

Реконструкция

- ПС 220 кВ Кызылская, реконструкция ОРУ 110 и 220 кВ подстанции, замена 2хАТ-63 МВА на новые 2хАТ-125 МВА, установка трансформаторов 2х40 МВА взамен 1х16 МВА; установка СКРМ в объеме УШР-25 Мвар и 2хБСК-26 Мвар;

Электросетевой комплекс напряжением 110 кВ

Реконструкция

- ПС 110 кВ Верхняя, перевод питания подстанции с ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) на ПС 220 кВ Элегестский ГОК.
- ПС 110 кВ Западная, 1х16 МВА, установка второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА;

Электросетевой комплекс напряжением 35 кВ

Новое строительство

- ПС 35 кВ Аржаан, 2х6,3 МВА, БСК-5 Мвар, с двухцепной ВЛ 35 кВ от шин 35 кВ ПС 220 кВ Туран до ПС 35 кВ Аржаан;
- ПС 35 кВ Эрбек, 2х6,3 МВА, 2хБСК-0,9 Мвар, с двухцепной ВЛ 35 кВ от шин 35 кВ ПС 35 кВ Аржаан до ПС 35 кВ Эрбек;
- ПС 35 кВ Доргун, 2х6,3 МВА, с двухцепной ВЛ 35 кВ от шин 35 кВ ПС 35 кВ Эрбек до ПС 35 кВ Доргун;

Реконструкция

- ВЛ 35 кВ Кызылская ТЭЦ – Туран (Т-5) (АС-50, АС-70), перевод ВЛ 35 кВ Кызылская ТЭЦ – Туран (Т-5) на питание от РУ 35 кВ ПС 220 кВ Кызылская с разрывом на участке от отпайки на ПС 35 кВ Майналыг до отпайки на ПС 35 кВ Туран.

Также учтена реконструкция следующих электросетевых объектов, необходимость реализации которой была выявлена расчетами электрических режимов на уровне 2018 г.:

- ПС 220 кВ Чадан, установка СКРМ на шинах 220 кВ в объеме БСК-78 Мвар;
- ПС 110 кВ Городская, установка СКРМ на шинах 110 кВ в объеме БСК-20 Мвар;
- ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403), замена участка ВЛ, выполненного проводом АС-150, на провод АС-300;
- ПС 110 кВ Городская, замена ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405), выполненной проводом АС-120, на провод АС-240
- ПС 220 кВ Ергаки, замена трансформаторов тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградителей с номинальным током 630 А в ячейках ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран на новые с номинальным током 1000 А;
- ПС 220 кВ Туран, замена трансформаторов тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградителей с номинальным током 630 А в ячейке ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран на новые с номинальным током 1000 А;

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

- ПС 220 кВ Абаза, замена трансформаторов тока с номинальным током 600 А в ячейках ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) и ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) на новые с номинальным током 1000 А;
- ПС 220 кВ Ак-Довурак, замена трансформаторов тока с номинальным током 600 А в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) на новые с номинальным током 1000 А.

Расчеты режимов работы сетей 35 кВ проводились при контроле напряжения на шинах 6-10 кВ подстанций 35 кВ энергосистемы.

В зимних и летних режимах для обеспечения величин напряжения на шинах подстанций Тывинской энергосистемы в пределах допустимых значений в нормальных и послеаварийных режимах учтено участие СКРМ в объеме 2хУШР-25 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, УШР-63 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 2хСК+15(-10) Мвар и ШР-20 Мвар на ПС 220 кВ Ак-Довурак, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская, а также БСК, установленных на ПС 35 кВ Самагалтай, ПС 35 кВ Эрзин и ПС 110 кВ Балгазын.

Максимум нагрузки энергосистемы Республики Тыва в 2022 году прогнозируется на уровне 192 МВт, что на 32 МВт выше уровня нагрузки 2016 г. и на 19 МВт выше уровня нагрузки 2018 г. Для проверки работоспособности и загрузки сетей 35-110-220 кВ Тывинской энергосистемы были выполнены расчеты для характерных нормальных и ремонтных схем в режимах зимнего и летнего максимума нагрузок.

Загрузка элементов сети 110-220 кВ Тывинской энергосистемы в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах на 2022 г. приведена в таблице 7.4.2. В графическом виде результаты расчетов для нормальных режимов 2022 г. Тывинской энергосистемы приведены в книге 2 – Приложения Е, Ж, И и К.

Таблица 7.4.2 - Загрузка элементов сети 110-220 кВ Тывинской энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах 2022 г.

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>Тошин</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборот. уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Зимний максимум 2022 г.									
Нормальный режим									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	97,3	242	780	1000	31,0	24,2	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	89,2	223	780	-	28,6	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	85,4	209	780	1000	26,8	20,9	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	78,6	194	780	1000	24,9	19,4	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	77,9	195	780	630	25,0	31,0	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	76,7	192	780	-	24,6	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	87,4	220	890	1000	24,7	22,0	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	64	171	890	1000	19,2	17,1	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	48,3	120	890	630	13,5	19,0	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	26,1	90	935	630	9,6	14,3	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	11,2	68	935	630	7,3	10,8	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>l_{ошн}</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд., А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки обор.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	41,8	208	780	630	26,7	33,0	-	-
	С-408	41,7	208	780	630	26,7	33,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	33,1	165	<u>484</u>	440	34,1	37,5	-	-
	С-408	33,1	165	<u>484</u>	440	34,1	37,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	16,7	82	581	440	14,1	18,6	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	6,7	36	<u>658</u>	600	5,5	6,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-451	2,3	17	<u>581</u>	200	2,9	8,5	-	-
	С-452	42,1	203	581	200	34,9	101,5	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	65,5	166	314	-	52,9	-	227,8	откл.
	2АТ	65,5	166			52,9	-	117,9	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	29,2	73	158	-	46,2	-	232	-
	АТ2	29,3	73			46,2	-	119,8	-j3,2
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,9	22	158	-	13,9	-	233,4	(+j19,5)
	2АТ	8,4	21			13,3	-	118,8	(-j17,8)
Послеаварийные режимы									
Отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская									
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	откл.	-	314	-	-	-	227,6	откл.
	2АТ	124,6	316			100,6	-	115,7	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	32,3	80	158	-	50,6	-	231,9	-
	АТ2	32,4	81			51,3	-	119,5	0
Отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская действием УРОВ при КЗ на ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	84,1	210	780	1000	26,9	21,0	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	76	188	780	-	24,1	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	72,8	180	780	1000	23,1	18,0	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	66,1	165	780	1000	21,2	16,5	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	65,7	168	780	630	21,5	26,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	64,6	165	780	-	21,2	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	111,4	279	890	1000	31,3	27,9	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	85,8	227	890	1000	25,5	22,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	70,1	176	890	630	19,8	27,9	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	откл.	-	935	630	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	15,7	39	935	630	4,2	6,2	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>l_{ошнн}</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки обор.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	откл.	-	314	-	-	-	224,4	откл.
	2АТ	133,5	343			109,2	-	114,4	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	27,1	68	158	-	43,0	-	232	-
	АТ2	27,3	68			43,0	-	119,3	-j9,6
Отключение АТ1(АТ2) ПС 220 кВ Чадан									
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	откл.	-	158	-	-	-	232	-
	АТ2	53,9	134			84,8	-	119	-j1,4
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	67,9	172	314	-	54,8	-	227,5	откл.
	2АТ	67,9	172			54,8	-	117,7	0 (откл.)
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	780	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	164,4	404	780	-	51,8	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	9,5	63	780	1000	8,1	6,3	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	16	73	780	1000	9,4	7,3	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	64	162	780	630	20,8	25,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	63	160	780	-	20,5	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	115,7	288	890	1000	32,4	28,8	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	89,7	237	890	1000	26,6	23,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	74,1	186	890	630	20,9	29,5	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	5,2	55	935	630	5,9	8,7	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	10,2	59	935	630	6,3	9,4	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	38,9	197	780	630	25,3	31,3	-	-
	С-408	38,9	197	780	630	25,3	31,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	30,4	154	<u>484</u>	440	31,8	35,0	-	-
	С-408	30,3	153	<u>484</u>	440	31,6	34,8	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	11,5	58	581	440	10,0	13,2	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	11,7	58	<u>658</u>	600	8,8	9,7	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	62,4	160	314	-	51,0	-	224,9	откл.
	2АТ	62,4	160			51,0	-	116,5	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	31,5	79	158	-	50,0	-	229,8	-
	АТ2	31,7	79			50,0	-	118,6	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,3	21	158	-	13,3	-	231,2	(+j22,6)
	2АТ	7,9	20			12,7	-	118,1	(-j17,5)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Отключение ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская (Д-47)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	93,1	232	780	1000	29,7	23,2	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	84,9	211	780	-	27,1	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	81,4	200	780	1000	25,6	20,0	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	74,6	184	780	1000	23,6	18,4	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	146,9	369	780	-	47,3	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	95,3	239	890	1000	26,9	23,9	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	71,2	188	890	1000	21,1	18,8	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	55,6	138	890	630	15,5	21,9	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	19,9	88	935	630	9,4	14,0	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	5,1	73	935	630	7,8	11,6	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	40,5	205	780	630	26,3	32,5	-	-
	С-408	40,5	205	780	630	26,3	32,5	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	32	162	<u>484</u>	440	33,5	36,8	-	-
	С-408	32	161	<u>484</u>	440	33,3	36,6	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	15	75	581	440	12,9	17,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	8,2	44	<u>658</u>	600	6,7	7,3	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	63,6	164	314	-	52,2	-	223,6	откл.
	2АТ	63,6	164			52,2	-	115,9	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	29,8	75	158	-	47,5	-	230,2	-
	АТ2	29,9	75			47,5	-	118,7	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,5	21	158	-	13,3	-	232,1	(+j21,4)
	2АТ	8,1	20			12,7	-	118,3	(-j17,6)
Отключение ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	92,6	231	780	1000	29,6	23,1	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	84,1	208	780	-	26,7	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	80,9	200	780	1000	25,6	20,0	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	74,2	185	780	1000	23,7	18,5	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>Ioшнн</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборот. уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	73,4	187	780	630	24,0	29,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	72,2	184	780	-	23,6	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	70,3	185	890	1000	20,8	18,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	54,7	136	890	630	15,3	21,6	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	14,6	38	935	630	4,1	6,0	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	откл.	-	935	630	-	-	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	66,3	171	314	-	54,5	-	223,9	откл.
	2АТ	66,3	171			54,5	-	116,1	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	27,2	68	158	-	43,0	-	230,2	-
	АТ2	27,3	68			43,0	-	118,6	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,5	21	158	-	13,3	-	232,1	(+j21,4)
	2АТ	8,1	20			12,7	-	118,3	(-j17,6)
Отключение ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	145,7	359	780	1000	46,0	35,9	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	136,1	335	780	-	42,9	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	131,3	330	780	1000	42,3	33,0	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	123,9	315	780	1000	40,4	31,5	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	120,9	315	780	630	40,4	50,0	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	119,1	310	780	-	39,7	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	откл.	-	890	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	19,9	49	890	1000	5,5	4,9	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	35,8	111	890	630	12,5	17,6	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	95	268	935	630	28,7	42,5	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	79,9	234	935	630	25,0	37,1	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	48,9	253	780	630	32,4	40,2	-	-
	С-408	49	253	780	630	32,4	40,2	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	40,5	209	<u>484</u>	440	43,2	47,5	-	-
	С-408	40,6	209	<u>484</u>	440	43,2	47,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	32,9	170	581	440	29,3	38,6	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	9,5	64	<u>658</u>	600	9,7	10,7	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Продолжение таблицы 7.4.2									
Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>лошин.</i> ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки обор.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	71,1	189	314	-	60,2	-	217,2	откл.
	2АТ	71,1	189			60,2	-	112,7	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	20,9	54	158	-	34,2	-	223,2	-
	АТ2	21,0	54			34,2	-	114,6	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	7,9	20	158	-	12,7	-	226	(+j26)
	2АТ	7,5	19			12,0	-	115,8	(-j16,9)
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Абаканская - Камышта (Д-51)									
ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Междуреченская I, II цепи	-	4,3	61	1064	1000	5,7	6,1	-	-
	-	4,3	61	1064	1000	5,7	6,1	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	780	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	169,4	416	780	-	53,3	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	9,5	63	780	1000	8,1	6,3	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	16	73	780	1000	9,4	7,3	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	66,1	168	780	630	21,5	26,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	65,1	166	780	-	21,3	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	110,5	277	890	1000	31,1	27,7	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	85	226	890	1000	25,4	22,6	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	69,4	175	890	630	19,7	27,8	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	8,7	62	935	630	6,6	9,8	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	6,6	60	935	630	6,4	9,5	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	39,3	199	780	630	25,5	31,6	-	-
	С-408	39,2	199	780	630	25,5	31,6	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	30,7	156	<u>484</u>	440	32,2	35,5	-	-
	С-408	30,7	155	<u>484</u>	440	32,0	35,2	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	12,4	62	581	440	10,7	14,1	-	-
								-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	10,8	54	<u>658</u>	600	8,2	9,0	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	62,6	161	314	-	51,3	-	224,1	откл.
	2АТ	62,6	161			51,3	-	116,1	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	31,1	78	158	-	49,4	-	229,4	-
	АТ2	31,2	78			49,4	-	118,4	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,2	21	158	-	13,3	-	230,9	(+j23)
	2АТ	7,8	20			12,7	-	118	(-j17,5)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>l_{ошн}</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборот.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Ремонт ВЛ 220 кВ Абаканская - Камышта (Д-51) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Междуреченская I (II) цепь									
ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Междуреченская I, II цепи	-	откл.	-	1064	1000	-	-	-	-
	-	12,2	123	1064	1000	11,6	12,3	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	100,2	250	780	1000	32,1	25,0	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	92	230	780	-	29,5	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	88,2	216	780	1000	27,7	21,6	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	81,4	201	780	1000	25,8	20,1	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	80,5	201	780	630	25,8	31,9	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	79,3	198	780	-	25,4	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	81,9	210	890	1000	23,6	21,0	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	58,8	159	890	1000	17,9	15,9	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	43,2	107	890	630	12,0	17,0	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	30,2	100	935	630	10,7	15,9	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	15,3	76	935	630	8,1	12,1	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	42,2	210	780	630	26,9	33,3	-	-
	С-408	42,2	210	780	630	26,9	33,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	33,6	167	<u>484</u>	440	34,5	38,0	-	-
	С-408	33,6	167	<u>484</u>	440	34,5	38,0	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	17,6	87	581	440	15,0	19,8	-	-
								-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	5,8	33	<u>658</u>	600	5,0	5,5	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	66,0	167	314	-	53,2	-	227,5	откл.
	2АТ	66,0	167			53,2	-	117,8	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	28,7	71	158	-	44,9	-	232	-
	АТ2	28,8	72			45,6	-	119,7	-j3,2
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,9	22	158	-	13,9	-	233,4	(+j19,3)
	2АТ	8,5	21			13,3	-	118,8	(-j17,8)
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская I(II) цепь с отпайкой на ПС Южная (С-407(С-408))									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	82	410	780	630	52,6	65,1	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	откл.	-	<u>484</u>	440	-	-	-	-
	С-408	64,7	323	<u>484</u>	440	66,7	73,4	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Продолжение таблицы 7.4.2									
Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <u>Лошин</u> , ИномАТ, А	Идд.оборуд. А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки обор.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	15,3	76	581	440	13,1	17,3	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	8	43	<u>658</u>	600	6,5	7,2	-	-
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	116,4	откл.
	2Т	-	-			-	-	36,3	-
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408)									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Аскиз - Абаза	Д-41								
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408) с действием существующей АОСН на включение 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки в объеме 29 МВт									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 220 кВ Кызыльская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	24,7	138	581	440	23,8	31,4	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	43,7	223	<u>658</u>	600	33,9	37,2	-	-
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	48,1	121	158	-	76,6	-	228,7	-
	АТ2	48,3	122			77,2	-	116,8	0
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	103,4	+j12
	2Т	-	-			-	-	34,6	-
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408). Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и дополнительно БСК-20 Мвар на ПС 110 кВ Городская									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 220 кВ Кызыльская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	47,6	280	581	440	48,2	63,6	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	79	388	<u>658</u>	600	59,0	64,7	-	-
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	66,8	163	158	-	103,2	-	236	+j89,8
	АТ2	67,1	164			103,8	-	119,8	-j36
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	107,9	+j13
	2Т	-	-			-	-	36,2	+j19,3
Летний максимум 2022 г.									
Нормальный режим									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	62,2	152	605	1000	25,1	15,2	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	56,7	144	605	-	23,8	-	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>Ioшн.</i> , IномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки обор.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	54	135	605	1000	22,3	13,5	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	47,5	119	605	1000	19,7	11,9	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	48,5	121	605	630	20,0	19,2	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	47,7	119	605	-	19,7	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	45,9	123	690	1000	17,8	12,3	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	34,2	92	690	1000	13,3	9,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	28,8	78	690	630	11,3	12,4	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	22,7	72	630	630	11,4	11,4	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	7,8	48	630	630	7,6	7,6	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	26	128	605	630	21,2	20,3	-	-
	С-408	26	128	605	630	21,2	20,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	21,1	103	<u>375</u>	440	27,5	23,4	-	-
	С-408	21,1	103	<u>375</u>	440	27,5	23,4	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	13,5	66	450	440	14,7	15,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	2,2	11	<u>510</u>	600	2,2	1,8	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-451	1	15	<u>437</u>	200	3,4	7,5	-	-
	С-452	29	140	450	200	31,1	70,0	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	42,3	107	314	-	34,1	-	228,9	откл.
	2АТ	42,3	107			34,1	-	118	-j26,8 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	17,8	45	158	-	28,5	-	230	-
	АТ2	17,9	45			28,5	-	119,4	-j35,9
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,4	8	158	-	5,1	-	233,2	(+j18,1)
	2АТ	3,2	8			5,1	-	117,7	(-j16,9)
Послеаварийные режимы									
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	103,8	257	605	-	42,5	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	7	19	605	1000	3,1	1,9	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	13,3	33	605	1000	5,5	3,3	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	40	100	605	630	16,5	15,9	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	39,4	99	605	-	16,4	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	63,3	164	690	1000	23,8	16,4	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>l_{ош}</i> , I _{ном} АТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	50,7	134	690	1000	19,4	13,4	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	45,4	114	690	630	16,5	18,1	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	9,4	47	630	630	7,5	7,5	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	6	43	630	630	6,8	6,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	24,4	120	605	630	19,8	19,0	-	-
	С-408	24,4	120	605	630	19,8	19,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	19,5	96	<u>375</u>	440	25,6	21,8	-	-
	С-408	19,5	96	<u>375</u>	440	25,6	21,8	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	10,4	51	450	440	11,3	11,6	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	5,3	26	<u>510</u>	600	5,1	4,3	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	38,6	98	314	-	31,2	-	227,9	откл.
	2АТ	38,6	98			31,2	-	118	-j17,4 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	19,5	49	158	-	31,0	-	230	-
	АТ2	19,6	49			31,0	-	119,5	-j31,6
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,2	8	158	-	5,1	-	232,9	(+j18,5)
	2АТ	3,1	8			5,1	-	117,6	(-j16,9)
Отключение ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	87,5	215	605	1000	35,5	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	81,5	204	605	-	33,7	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	78,5	195	605	1000	32,2	19,5	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	71,8	179	605	1000	29,6	17,9	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	72,1	180	605	630	29,8	28,6	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	71	177	605	-	29,3	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	откл.	-	690	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	10,7	27	690	1000	3,9	2,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	16,4	70	690	630	10,1	11,1	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	59,6	163	630	630	25,9	25,9	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	44,5	130	630	630	20,6	20,6	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	30,5	150	605	630	24,8	23,8	-	-
	С-408	30,6	150	605	630	24,8	23,8	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Продолжение таблицы 7.4.2									
Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>Ioшнн</i> , IномАТ, А	Идд.оборуд. А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки обор.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	25,6	126	<u>375</u>	440	33,6	28,6	-	-
	С-408	25,7	126	<u>375</u>	440	33,6	28,6	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	22,6	111	450	440	24,7	25,2	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	6,7	35	<u>510</u>	600	6,9	5,8	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	44,4	113	314	-	36,0	-	228	откл.
	2АТ	44,4	113			36,0	-	118	-j20 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	13,4	34	158	-	21,5	-	230	-
	АТ2	13,4	34			21,5	-	119,2	-j32,4
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,4	8	158	-	5,1	-	233,2	(+j18,1)
	2АТ	3,2	8			5,1	-	117,7	(-j16,9)
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	107,1	263	605	-	43,5	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	7	19	605	1000	3,1	1,9	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	13,3	33	605	1000	5,5	3,3	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	41,5	105	605	630	17,4	16,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	40,8	103	605	-	17,0	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	59,4	155	690	1000	22,5	15,5	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	47	125	690	1000	18,1	12,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	41,7	106	690	630	15,4	16,8	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	14,7	38	630	630	6,0	6,0	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	откл.	-	630	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	23,2	115	605	630	19,0	18,3	-	-
	С-408	23,2	115	605	630	19,0	18,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	18,3	90	<u>375</u>	440	24,0	20,5	-	-
	С-408	18,3	90	<u>375</u>	440	24,0	20,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	8	39	450	440	8,7	8,9	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	7,7	38	<u>510</u>	600	7,5	6,3	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	34,7	88	314	-	28,0	-	226,4	откл.
	2АТ	34,7	88			28,0	-	118	-j1,8 (откл.)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки обор.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	20,7	52	158	-	32,9	-	230	-
	АТ2	20,8	52			32,9	-	119,5	-j21,2
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,2	8	158	-	5,1	-	233	(+j18,3)
	2АТ	3,1	8			5,1	-	117,7	(-j16,9)
Ремонт ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская -Дурген									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	92,9	227	605	1000	37,5	22,7	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	86,9	213	605	-	35,2	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	83,7	209	605	1000	34,5	20,9	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	77	194	605	1000	32,1	19,4	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	77,2	199	605	630	32,9	31,6	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	75,9	196	605	-	32,4	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	65,1	329	605	630	54,4	52,2	-	-
	С-408	65,5	331	605	630	54,7	52,5	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	60,1	304	<u>375</u>	440	81,1	69,1	-	-
	С-408	60,5	307	<u>375</u>	440	81,9	69,8	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	92,3	469	450	440	104,2	106,6	-	-
				<u>605</u>		77,5		-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	64,7	385	<u>510</u>	600	75,5	64,2	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	76,6	200	314	-	63,7	-	220,7	откл.
	2АТ	76,6	200			63,7	-	114,7	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	25,7	65	158	-	41,1	-	230	-
	АТ2	25,8	65			41,1	-	115,2	-j15,9
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,4	8	158	-	5,1	-	233,2	(+j18,1)
	2АТ	3,2	8			5,1	-	117,7	(-j16,9)
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Абаканская - Камышта (Д-51)									
ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Междуреченская I, II цепи	-	10,8	36	1064	1000	3,4	3,6	-	-
	-	10,8	36	1064	1000	3,4	3,6	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	107,7	266	605	-	44,0	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	7	19	605	1000	3,1	1,9	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	13,3	33	605	1000	5,5	3,3	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Продолжение таблицы 7.4.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <u>Ioшнн</u> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки обор.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	41,7	105	605	630	17,4	16,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	41,1	103	605	-	17,0	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	59,6	156	690	1000	22,6	15,6	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	47,2	126	690	1000	18,3	12,6	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	41,9	106	690	630	15,4	16,8	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	12,1	53	630	630	8,4	8,4	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	3,3	44	630	630	7,0	7,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	24,8	122	605	630	20,2	19,4	-	-
	С-408	24,8	122	605	630	20,2	19,4	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	19,9	97	<u>375</u>	440	25,9	22,0	-	-
	С-408	19,9	97	<u>375</u>	440	25,9	22,0	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	11	54	450	440	12,0	12,3	-	-
								-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	4,6	22	<u>510</u>	600	4,3	3,7	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	38,7	98	314	-	31,2	-	227,8	откл.
	2АТ	38,7	98			31,2	-	118	-j16,4 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	19,1	48	158	-	30,4	-	230	-
	АТ2	19,2	48			30,4	-	119,5	-j31,7
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,2	8	158	-	5,1	-	233	(+18,5)
	2АТ	3,1	8			5,1	-	117,6	(-j16,9)
Ремонт ВЛ 220 кВ Абаканская - Камышта (Д-51) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Междуреченская I (II) цепь									
ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Междуреченская I, II цепи	-	откл.	-	1064	1000	-	-	-	-
	-	22,5	79	1064	1000	7,4	7,9	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	64,3	158	605	1000	26,1	15,8	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран №2 со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	58,7	149	605	-	24,6	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	56	140	605	1000	23,1	14,0	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	49,5	124	605	1000	20,5	12,4	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	50,4	126	605	630	20,8	20,0	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	49,6	124	605	-	20,5	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	41,9	114	690	1000	16,5	11,4	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	30,3	83	690	1000	12,0	8,3	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Окончание таблицы 7.4.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд.пров. ВЛ*, <i>Юшин</i> , ИномАТ, А	Идд.оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборот.уд.	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	25	70	690	630	10,1	11,1	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	25,8	79	630	630	12,5	12,5	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	10,9	53	630	630	8,4	8,4	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	26,4	130	605	630	21,5	20,6	-	-
	С-408	26,4	130	605	630	21,5	20,6	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	21,5	105	<u>375</u>	440	28,0	23,9	-	-
	С-408	21,5	105	<u>375</u>	440	28,0	23,9	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	14,3	70	450	440	15,6	15,9	-	-
								-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	1,4	7	<u>510</u>	600	1,4	1,2	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	42,5	107	314	-	34,1	-	228,8	откл.
	2АТ	42,5	107			34,1	-	118	-j26,4 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	17,4	44	158	-	27,8	-	230	-
	АТ2	17,5	44			27,8	-	119,4	-j35,7
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,4	8	158	-	5,1	-	233,1	(+j18,1)
	2АТ	3,2	8			5,1	-	117,7	(-j16,1)
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская I, II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407, С-408)									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	откл.	-	605	630	-	-	-	-
	С-408	откл.	-	605	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	26,2	149	450	440	33,1	33,9	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	43,9	225	<u>510</u>	600	44,1	37,5	-	-
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	39,2	99	158	-	62,7	-	230	-
	АТ2	39,4	99			62,7	-	117,7	-j8
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-		откл.
	2Т	-	-			-	-		-
* - длительно допустимый ток проводов ВЛ принят для зимних режимов для Т _{нв} = -5°С, для летних режимов для Т _{нв} = +25°С									

Результаты расчетов электрических режимов работы Тывинской энергосистемы на уровне 2022 года показали:

- нагрузка элементов сети 110-220 кВ в нормальных режимах зимних и летних максимальных нагрузок не превышает длительно допустимый ток по нагреву проводов и номинальный ток электрооборудования на подстанциях. Исключение составляет выявленный в нормальном режиме зимнего максимума перегруз трансформаторов тока с номинальным током 200 А на ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты II цепь (С-452) – 1,5% от номинального тока, что обусловлено увеличением экспорта электроэнергии и мощности из Тывинской энергосистемы в Монголию в 2020-2022 гг. до 40 МВт (письмо № ВК/01/20 от 09.06.2017 г. от АО «Восточная энергетическая компания»). Для исключения перегрузки трансформаторов тока 110 кВ на ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ С-452 рекомендуется выполнить замену трансформаторов тока с номинальным током 200 А на новые с номинальным током не менее 400 А.

- в зимних режимах при нормативных возмущениях I группы (отключение одной из линий электропередачи 220 кВ на транзите 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская или на транзите 220 кВ Степная – Абаза – Ак-Довурак – Чадан) нарушение статической устойчивости со снижением напряжения ниже аварийно допустимых значений, а также перегрузка проводов и электрооборудования не выявлены. Ввод ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 позволяет исключить необходимость отключения нагрузки потребителей в послеаварийных режимах.

- в послеаварийном режиме зимнего максимума при отключении ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408) уровни напряжения снижаются ниже аварийно допустимых значений. Снижение напряжения ниже аварийно допустимых значений в рассматриваемом послеаварийном режиме может быть ликвидировано действием существующей АОСН, действующей на включение БСК на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки. Максимальный требуемый объем ОН при включении 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская составит 29 МВт.

Включение БСК мощностью 20 Мвар на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Городская, необходимость ввода которой обоснована расчетами электрических режимов на уровне 2018 г. (глава 7.4.1) (при включенных существующих БСК на ПС 110 кВ Городская и включенной рекомендуемой к установке БСК на ПС 220 кВ Чадан), позволит исключить необходимость отключения нагрузки потребителей. При этом в указанном послеаварийном режиме выявлен перегруз 1АТ и 2АТ на ПС 220 кВ Чадан – 103,2% и 103,8% соответственно от номинального тока АТ (158 А), что по данным собственника при $-10 < t^{\circ}\text{C} < 0$ допускается в течение 24 часов.

- в послеаварийном режиме зимнего максимума при отключении 1АТ(2АТ) мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Кызылская нагрузка оставшегося в работе 2АТ(1АТ) составит 316 А – 100,6% от номинального тока АТ (314 А), что для автотрансформаторов со сроком эксплуатации до 30 лет (согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 с изменениями от 13.10.2014 г.) при $-10 < t^{\circ}\text{C} < 0$ допустимо в течение 24 часов.

- в послеаварийном режиме зимнего максимума при КЗ на ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурген с действием УРОВ на отключение 1АТ(2АТ) мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Кызылская нагрузка оставшегося в работе 2АТ(1АТ) составит 343 А – 109,2% от номинального тока АТ (314 А), что для автотрансформаторов со сроком эксплуатации до 30 лет (согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012 с изменениями от 13.10.2014 г.) при $-10 < t^{\circ}\text{C} < 0$ допустимо в течение 24 часов.

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Абаканская – Камышта (Д-51) при ремонте ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки, а также в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС – Междуреченская I (II) цепь при ремонте ВЛ 220 кВ Абаканская – Камышта (Д-51), нарушение статической устойчивости со снижением напряжения ниже аварийно допустимых значений, а также перегрузка проводов и электрооборудования не выявлены.

- в летних режимах при нормативных возмущениях I группы нагрузка элементов сети 220 кВ Тывинской энергосистемы не превышает длительно допустимый ток проводов и номинальный ток подстанционного электрооборудования, уровни напряжения не снижаются ниже аварийно допустимых значений;

- в ремонтной схеме летнего максимума (ремонт одной из линий электропередачи 220 кВ на транзите 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская или на транзите 220 кВ Степная – Абаза – Ак-Довурак – Чадан) при отключении ВЛ 220 кВ Дурген – Чадан либо ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурген нарушение статической устойчивости со снижением напряжения ниже аварийно допустимых значений не выявлено. Ввод ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 позволяет исключить необходимость отключения нагрузки потребителей в послеаварийных режимах.

При этом в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурген при ремонте ВЛ 220 кВ Степная – Абаза (Д-41) выявлен перегруз провода ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) на участке от ПС 110 кВ Городская до отпайки на ПС 110 кВ Западная – 4,2% от допустимого тока провода АС-150 – 450 А при $t = +25^{\circ}\text{C}$. Кроме того, на ПС

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

110 кВ Городская выявлен перегруз электрооборудования с допустимым током 440 А ($I_{ном}=400$ А) (6,6% от допустимого тока) в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405). Для ликвидации перегрузки провода и трансформаторов тока на ПС 110 кВ Городская рекомендуется выполнение противоаварийной автоматики на транзите 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская, действующей на отключение нагрузки на вновь сооружаемой ПС 220 кВ Элегестский ГОК.

Результат расчета послеаварийного режима отключения 1АТ(2АТ) на ПС 220 кВ Кызылская для зимнего максимума 2022 г. приведен на рисунке 7.4.11.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан с действием УРОВ на отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская для зимнего максимума 2022 г. приведен на рисунке 7.4.12.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская с отпайкой на ПС 110 кВ Южная I, II цепи (С-407, 408) при участии 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская с ограничением нагрузки в объеме 29 МВт для зимнего максимума 2022 г. приведен на рисунке 7.4.13.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская с отпайкой на ПС 110 кВ Южная I, II цепи (С-407, 408) при участии 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская, БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская и БСК-20 Мвар на ПС 110 кВ Городская для зимнего максимума 2022 г. приведен на рисунке 7.4.14.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурген при ремонте ВЛ 220 кВ Степная – Абаза (Д-41) для летнего максимума 2022 г. приведен на 7.4.15.

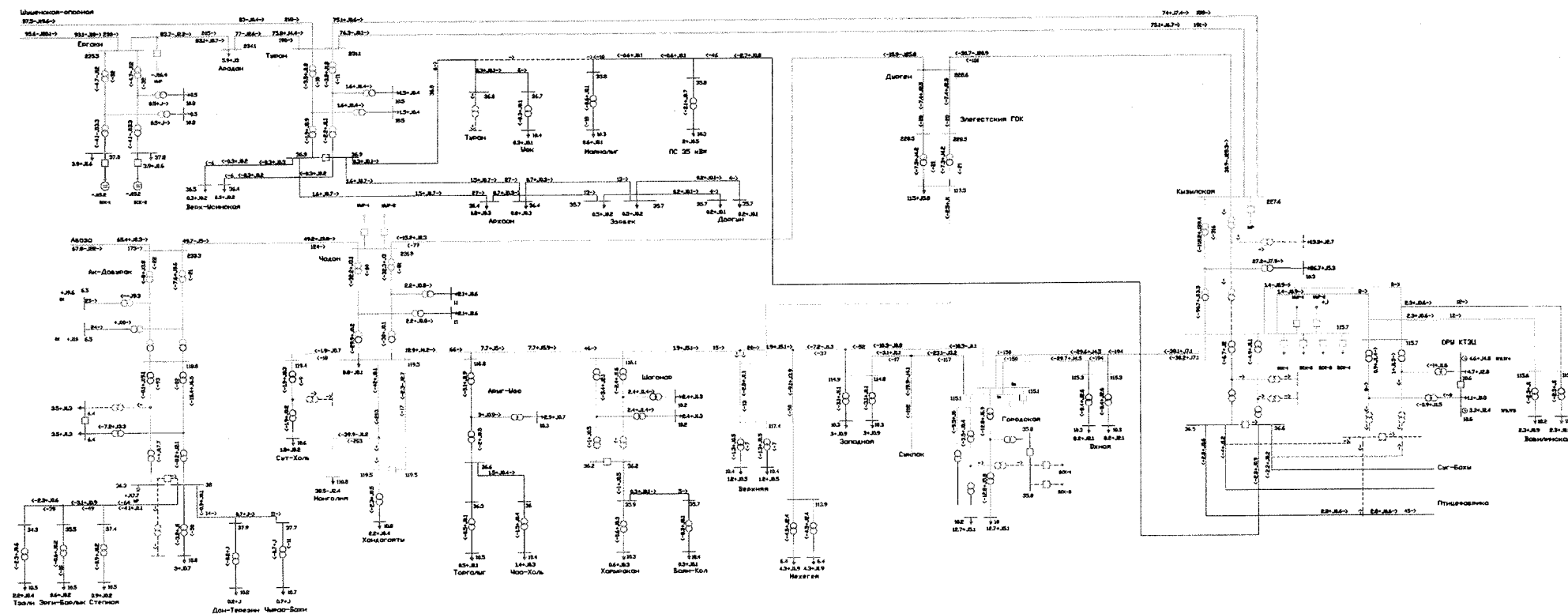


Рисунок 7.4.11 – Зимний максимум 2022 г. Отключение 1АТ(2АТ) на ПС 220 кВ Кызылская

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

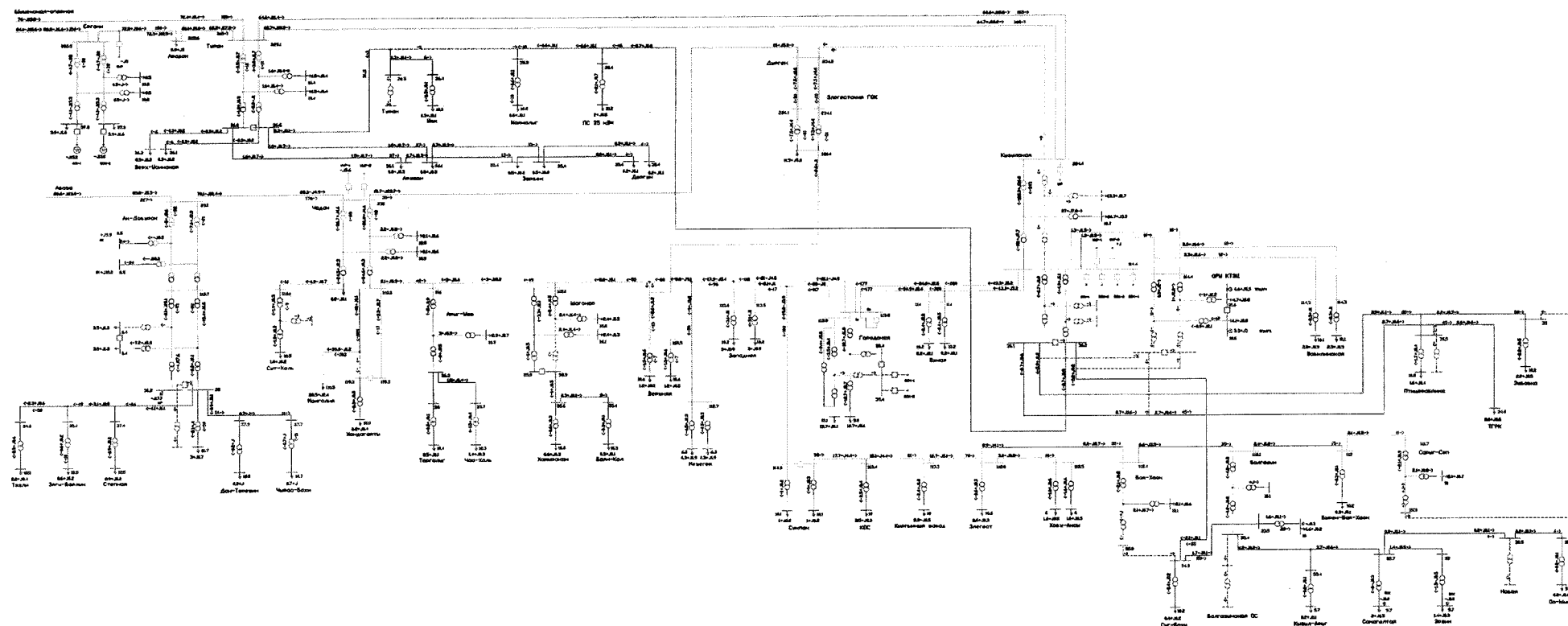


Рисунок 7.4.12 – Зимний максимум 2022 г. Отключение ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурган с действием УРОВ на отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская

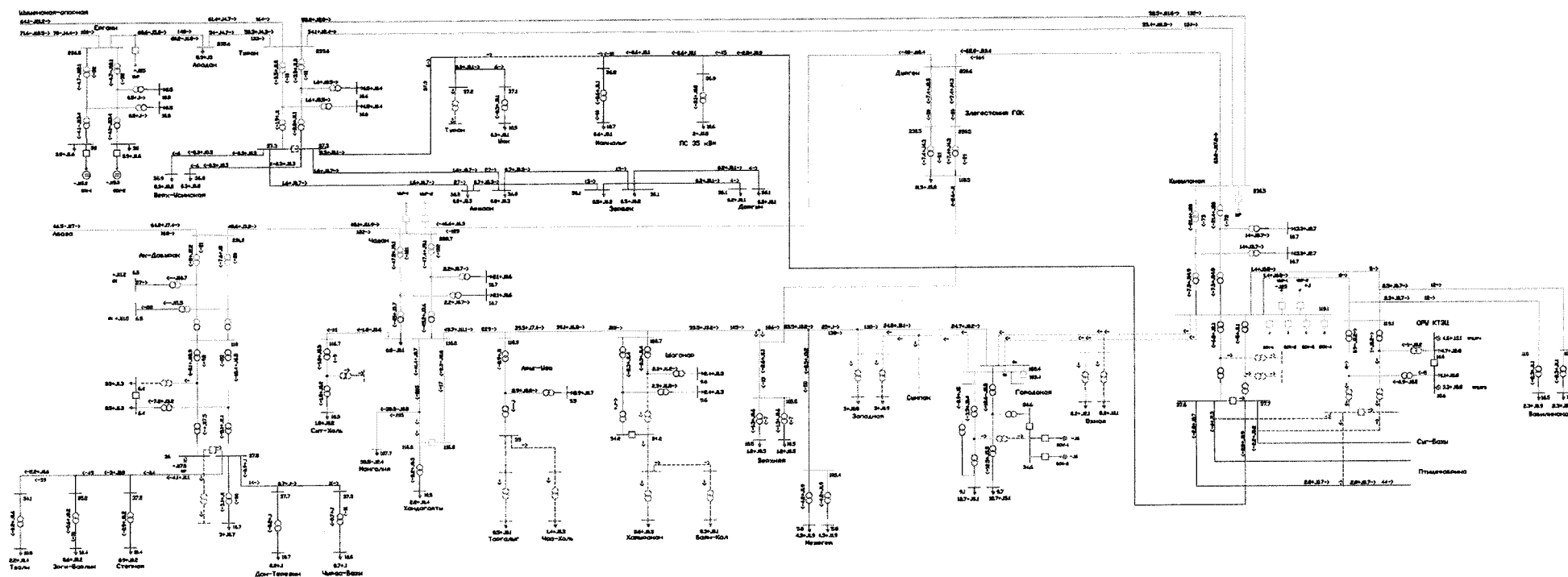


Рисунок 7.4.13 – Зимний максимум 2022 г. Отключение ВЛ 110 кВ Городская – Кызыльская I, II цепи с отпайкой на ПС 110 кВ Южная (С-407, С-408) с участием 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская. Ограничение нагрузки в объеме 29 МВт

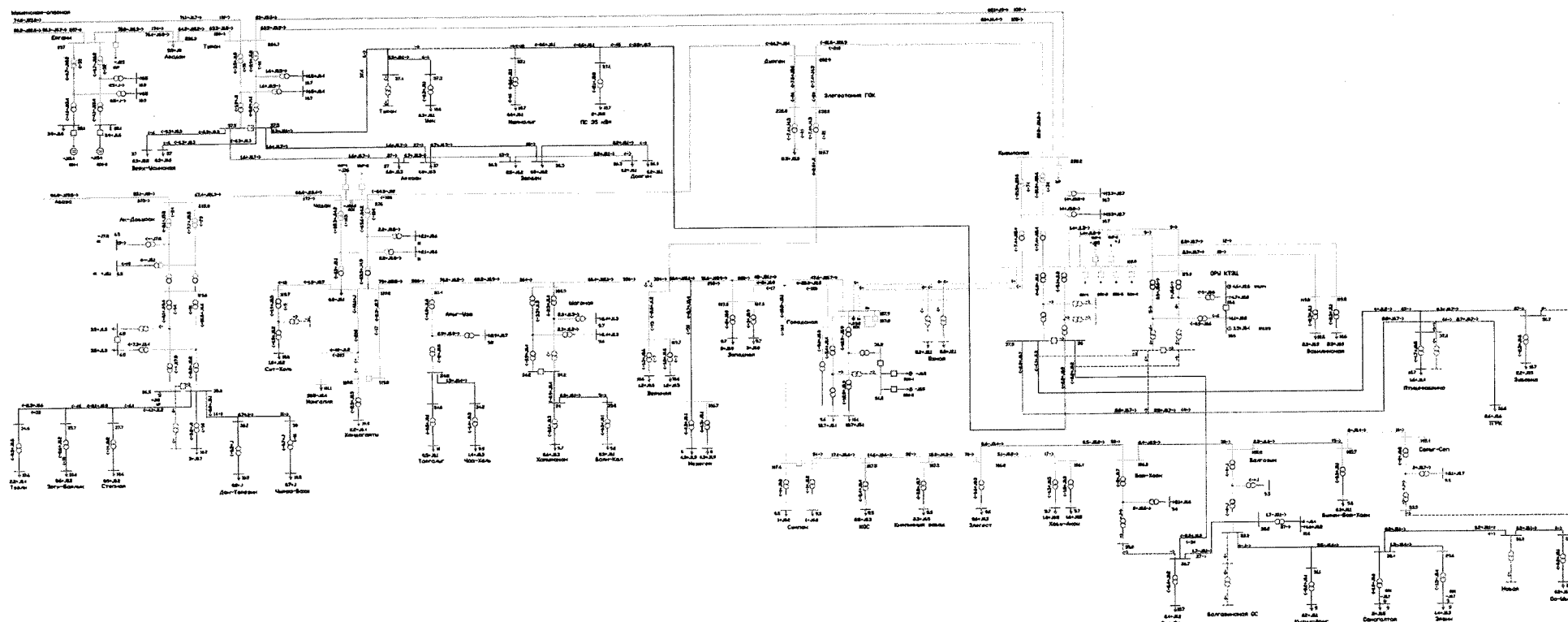


Рисунок 7.4.14 – Зимний максимум 2022 г. Отключение ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепи с отпайкой на ПС 110 кВ Южная (С-407, С-408) с участием 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская, БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан и БСК-20 Мвар на ПС 110 кВ Городская

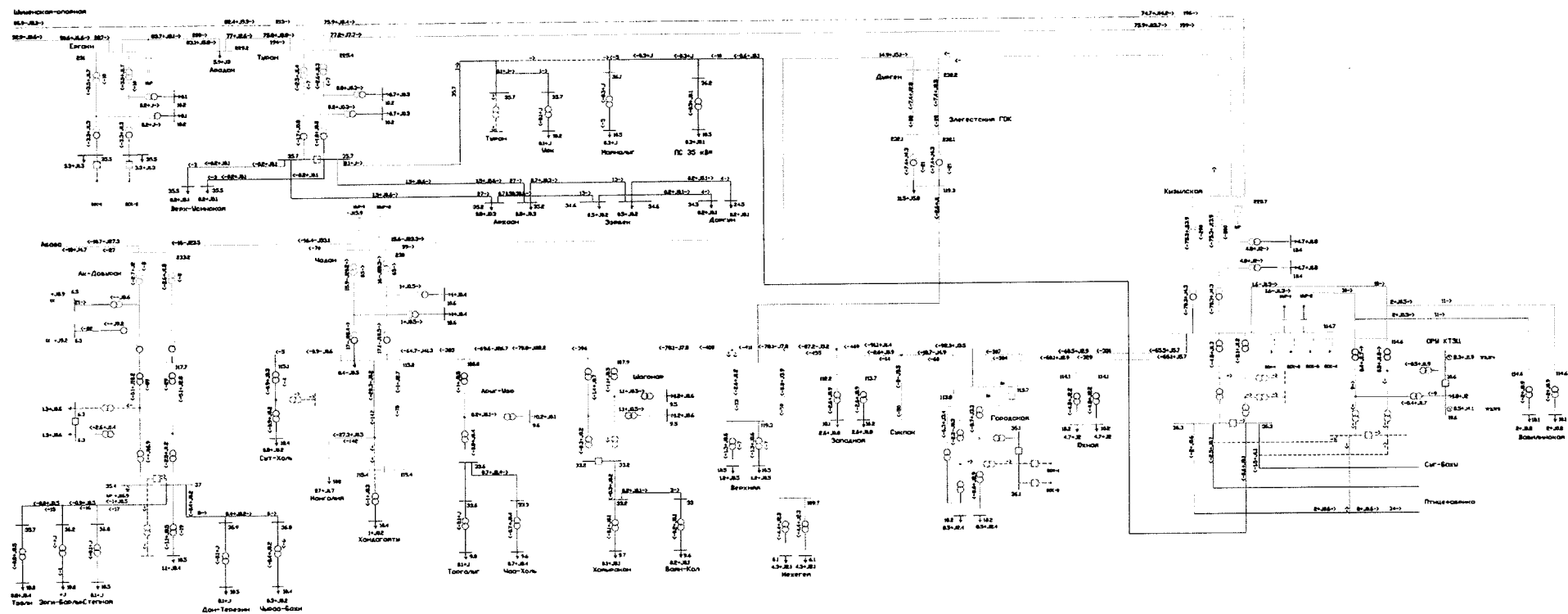


Рисунок 7.4.15 – Летний максимум 2022 г. Ремонт ВЛ 220 кВ Степная – Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурган

7.5 Характеристика балансов реактивной мощности и обоснование пунктов размещения СКРМ, их типа и мощности

С целью обоснования необходимости (отсутствия необходимости) установки устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ) в сети 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы на 2018 г. и 2022 г. были выполнены расчеты потокораспределения реактивной мощности и проанализированы балансы реактивной мощности.

При выполнении расчетов установившихся режимов за основу принята необходимость обеспечения нормируемого качества электроэнергии у потребителей, обеспечения требуемой пропускной способности сети. Анализ условий формирования балансов реактивной мощности выполнен с учетом перспективного роста нагрузок, а также нового электросетевого строительства, реконструкции и модернизации объектов сети 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы.

При формировании расчетной модели коэффициент реактивной составляющей нагрузки узлов ($\text{tg } \varphi$) принят в сети 110 кВ не выше 0,5 в соответствии со стандартом организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС». Для существующих подстанций сети 35-110 кВ Тывинской энергосистемы $\text{tg}\varphi$ принят по результатам анализа отчетных показателей. Контроль напряжения производился в соответствии со Стандартом организации – «Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС» (приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2012 №797).

Для регулирования напряжения использованы действующие СКРМ, установленные на ПС 220 кВ Кызылская (УШР-25 Мвар, 2х БСК-26 Мвар), ПС 220 кВ Чадан (2хУШР-63 Мвар), ПС 220 кВ Ак-Довурак (2хСК-15 Мвар, ШР-20 Мвар), ПС 220 кВ Ергаки (Красноярская энергосистема, УШР-25 Мвар, 2хБСК-13 Мвар). В расчетах 2022 г. учитывались предусмотренные к установке в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 гг. устройства СКРМ на ПС 220 кВ Кызылская (УШР-25 Мвар, 2х БСК-26 Мвар, ШР-100 Мвар) и на ПС 220 кВ Шушенская-опорная (Красноярская энергосистема, ШР-100 Мвар).

Результаты расчетов послеаварийных режимов для нормальных и ремонтных схем 2018 и 2022 гг. приведены в главах 7.4.1-7.4.2 настоящей работы. Применение существующих и предусмотренных к установке СКРМ позволяет обеспечить нормируемые уровни напряжения в электрической сети 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы.

Баланс реактивной мощности и уровни напряжения в узлах основной сети 220-110 кВ Тывинской энергосистемы для зимнего максимума и летнего минимума на 2018 г. и 2022 г. приведены на рисунках 7.5.1-7.5.4.



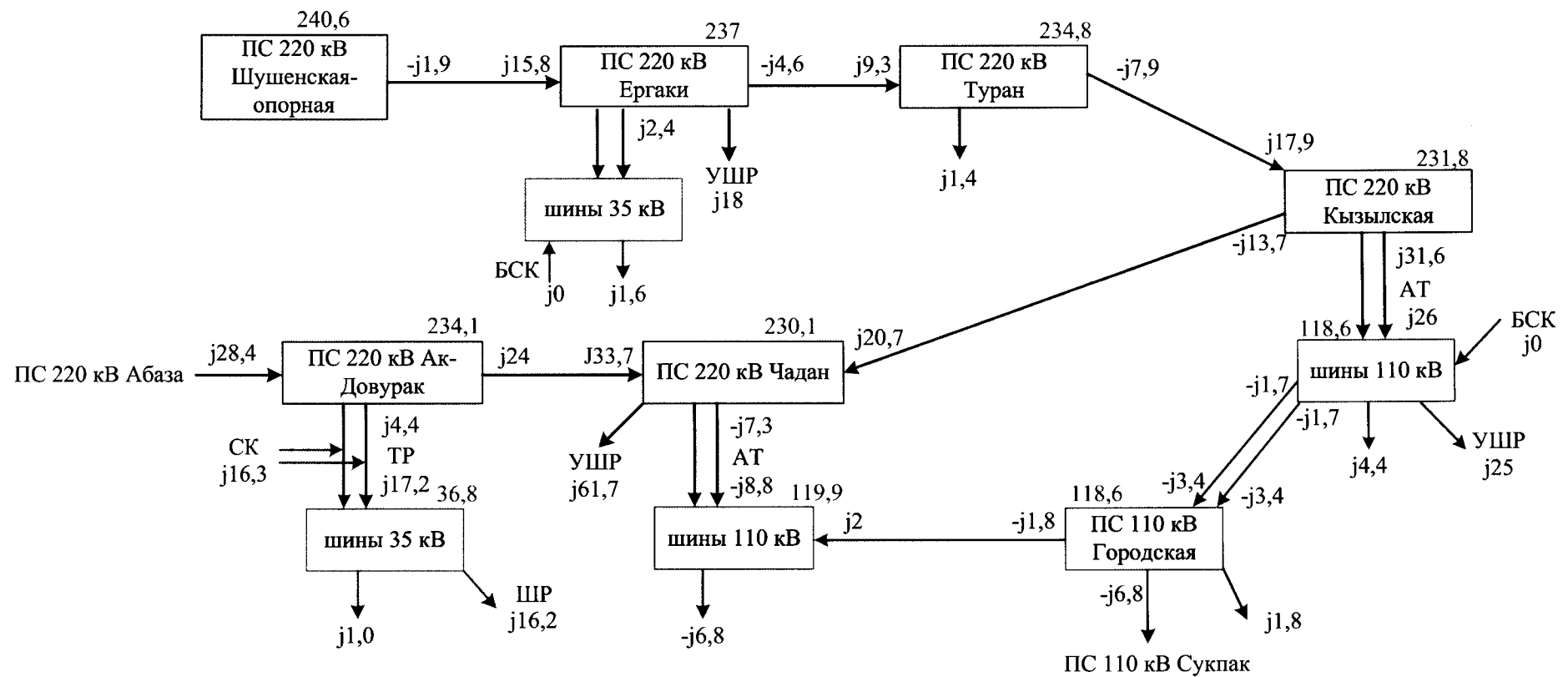


Рисунок 7.5.2 – Баланс реактивной мощности и уровни напряжения в узлах основной сети 220-110 кВ Тывинской энергосистемы. Летний минимум 2018 г.

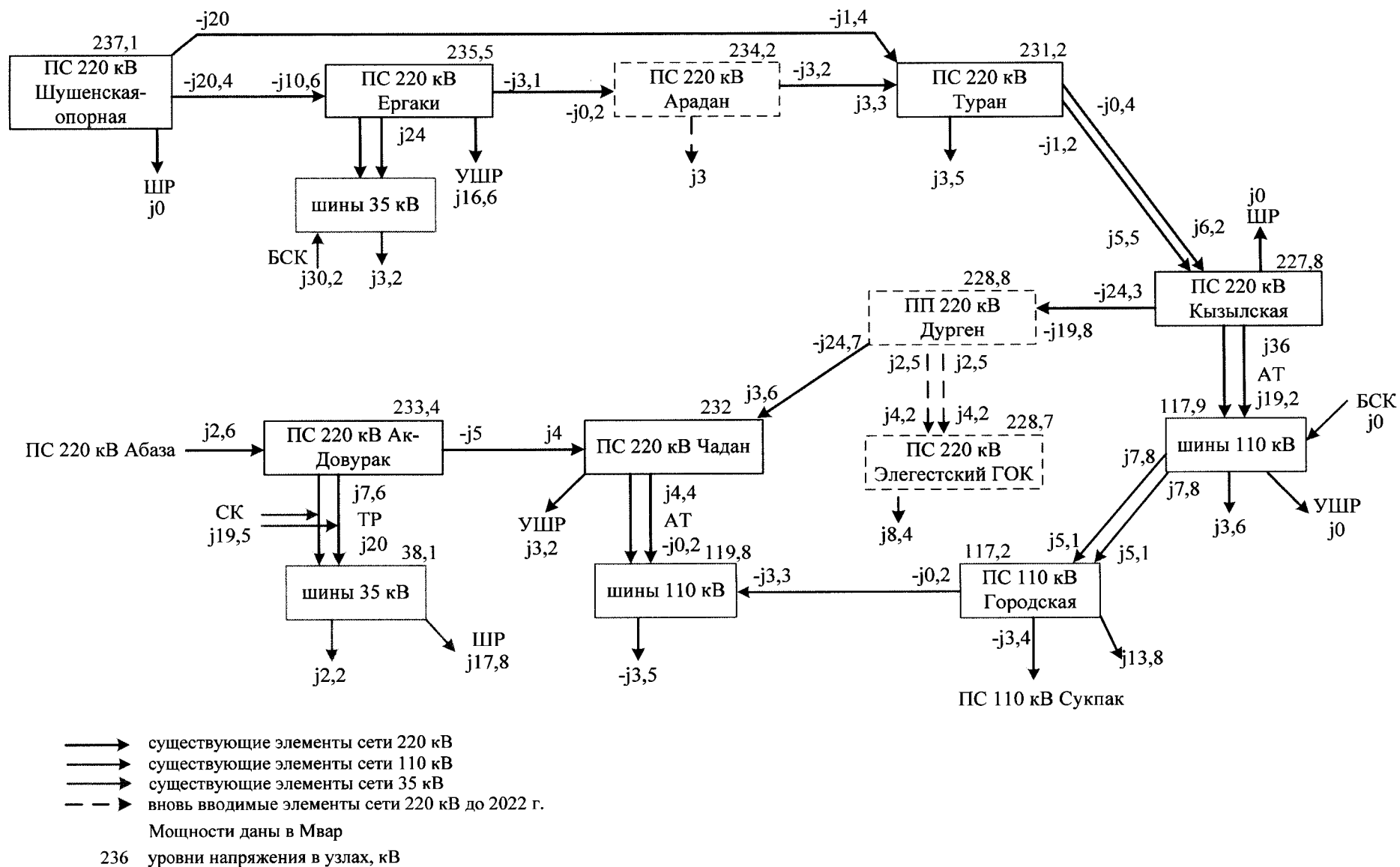


Рисунок 7.5.3 – Баланс реактивной мощности и уровни напряжения в узлах основной сети 220-110 кВ Тывинской энергосистемы. Зимний максимум 2022 г.

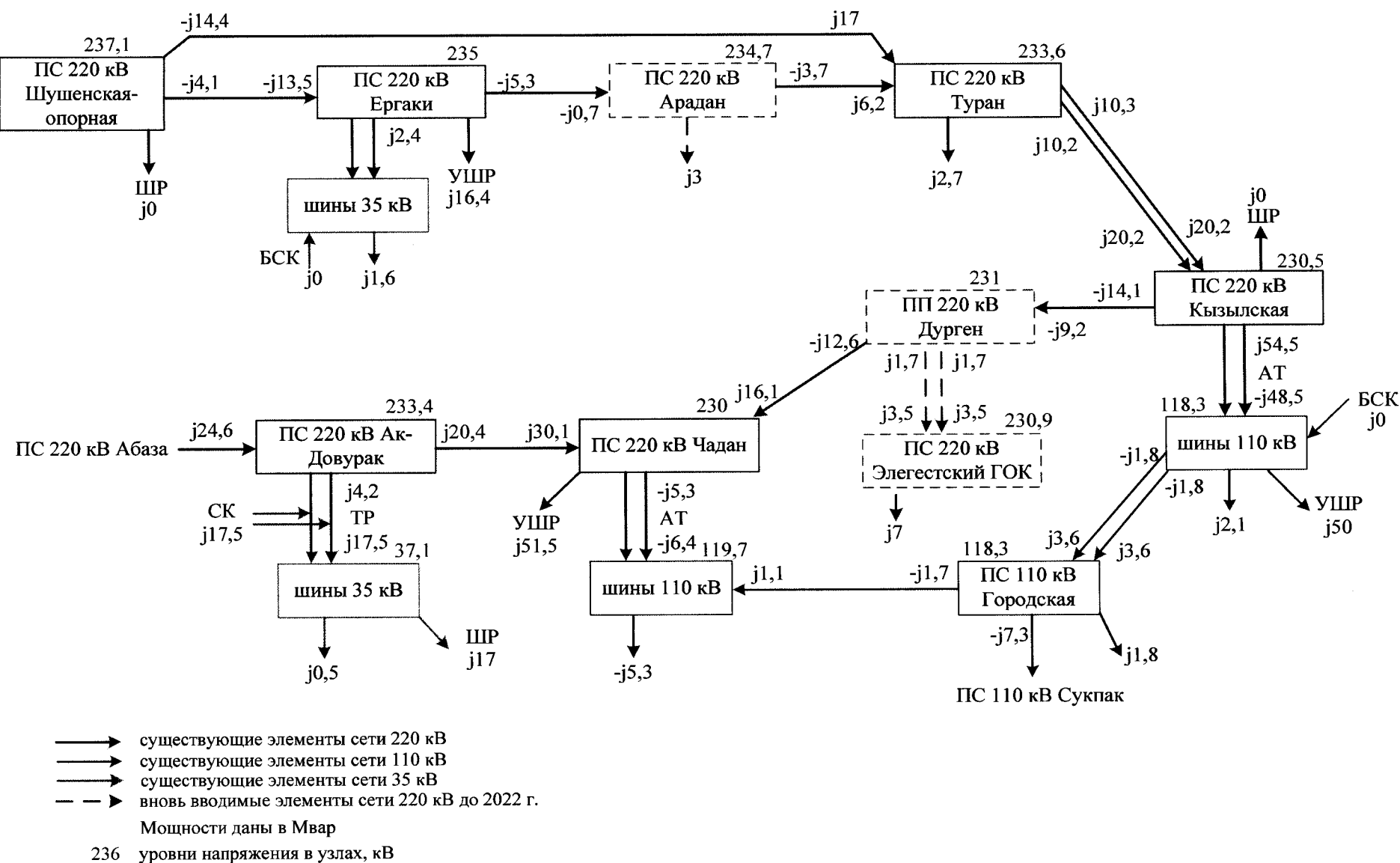


Рисунок 7.5.4 - Баланс реактивной мощности и уровни напряжения в узлах основной сети 220-110 кВ Тывинской энергосистемы. Летний минимум 2022 г.

7.6 Оценка уровней токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций на перспективу до 2022 г.

Уровни токов короткого замыкания (далее – КЗ) характеризуют ожидаемые условия работы электрооборудования в аварийных ситуациях.

По результатам расчётов токов КЗ производится:

- выбор коммутационной аппаратуры для вновь сооружаемых и реконструируемых электросетевых объектов;
- определение объёма необходимой замены установленных коммутационных аппаратов на существующих объектах.

В процессе развития систем электроснабжения и с вводом новых генерирующих источников электрической энергии повышается уровень токов короткого замыкания и может возникнуть задача их ограничения. Для решения данной задачи используют различные способы:

- выбор структуры и схемы электрических соединений элементов системы электроснабжения;
- деление электрической сети;
- применение оборудования с повышенным электрическим сопротивлением;
- изменение режима работы нейтрали элементов сети.

Расчёты токов КЗ на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций энергосистемы Республики Тыва выполнены с помощью программного комплекса АРМ СРЗА с целью определения ожидаемых уровней токов КЗ на 2022 год для варианта прогноза электропотребления по материалам АО «СО ЕЭС» (Базовый вариант).

Схема замещения для расчёта токов КЗ на шинах 35 кВ и выше энергообъектов энергосистемы Республики Тыва на 2022 год составлена на основе нормальной схемы электрических соединений ПС 35-110 кВ АО «Тываэнерго» и нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ, по состоянию на 01.01.2017 г. с учетом ввода/вывода и реконструкции электросетевых объектов, перечисленных в главе 7.2.

Расчет токов КЗ выполнен на базе режима зимнего максимума нагрузок при полном составе генерирующего оборудования электрических станций Тывинской энергосистемы с учетом подпитки токов КЗ из соседних энергосистем Республики Хакасия и Красноярского края. Результаты расчётов токов КЗ на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций энергосистемы Республики Тыва на 2022 год для обязательного варианта приведены в табличной форме в Приложении Л Тома 2 Книги 2, выполненной в составе работ по данному титулу.

Проверка коммутационного оборудования по отключающей способности

Коммутационные аппараты должны быть способны без повреждения включать и отключать соответствующие цепи в продолжительных и кратковременных аварийных режимах, в том числе в режиме КЗ.

Основными коммутационными аппаратами являются выключатели, которые предусматриваются во всех цепях схемы, где необходимо коммутировать ток. Выключатель выбирается на основании сопоставления параметров выключателя с характеристиками сети в месте его установки при нормальных и аварийных режимах. При выборе параметров выключателя требуется учитывать перспективы развития сети и возможное увеличение токов нагрузки и токов короткого замыкания.

Выбор и проверка высоковольтных выключателей по отключающей способности производится путем сопоставления номинального тока отключения выключателя и наибольшего возможного значения тока короткого замыкания, протекающего через него.

Разъединители, так же как и выключатели, устанавливаются во всех цепях схемы (в линиях электропередачи и секционных реакторах, в цепях генераторов и трансформаторов и

т.д.). В соответствии с ПУЭ (7-ое издание) разъединители не требуют проверки на коммутационную способность.

Анализ технических параметров коммутационной аппаратуры, установленной на подстанциях и электростанциях энергосистемы Республики Тыва, по состоянию на 01.01.2017 г. показал, что отключающая способность коммутационной аппаратуры составляет:

- в сети 220 кВ – 25-40 кА;
- в сети 110 кВ – 18,4-40 кА;
- в сети 35 кВ – 6,6-25 кА.

Анализ уровней токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше энергообъектов энергосистемы Республики Тыва на период до 2022 г. показал, что максимальные сквозные токи трехфазного КЗ, протекающие через выключатели в рассматриваемой сети 35 кВ составляют 4,39 кА. Максимальные сквозные токи трехфазного/однофазного КЗ, протекающие через выключатели в рассматриваемой сети 110 кВ составляют 3,63/4,72 кА, в сети 220 кВ – 2,88/3,08 кА.

Анализируя результаты расчетов токов КЗ на шинах 35 кВ и выше подстанций и электростанций энергосистемы Республики Тыва на период до 2022 г. отметим, что для варианта прогноза электропотребления по материалам АО «СО ЕЭС» уровень токов трехфазного и однофазного КЗ не превышает номинальных токов отключения установленных выключателей. Следовательно, разработка технических и схемных мероприятий для ограничения токов короткого замыкания, а также замена оборудования по отключающей способности не требуется. В случае необходимости замены по сроку службы коммутационной аппаратуры на рассматриваемых подстанциях и электростанциях на новую, рекомендуется замена на коммутационные аппараты с такими же или большими номинальными токами отключения.

7.7 Оценка потерь в электрических сетях энергосистемы Республики Тыва.

Разработка мероприятий по снижению потерь

Прогноз потерь электроэнергии в распределительных сетях 35-110-220 кВ Тывинской энергосистемы на 2018 и 2022 гг.

Расчеты расхода электроэнергии на ее транспорт (потери электроэнергии) в электрических сетях 110-220 кВ Тывинской энергосистемы выполнены с целью:

- определения уровня потерь электроэнергии;
- выявления тенденций и причин изменения их относительных величин по сравнению с отчетными данными;
- определения мероприятий, направленных на снижение технических потерь электроэнергии.

В настоящей главе представлен анализ технологических потерь в электрических сетях 35-110-220 кВ Тывинской энергосистемы на прогнозный уровень нагрузок потребителей и состояния электрической сети на расчетные годы - 2018 г. и 2022 г.

Величина отпуска электроэнергии в сетях Тывинской энергосистемы на отчетный 2016 г. и расчетные 2018 и 2022 гг. составляет:

Отчетный и расчетные годы	Сети 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» - Хакаское ПМЭС, млн. кВт.ч	Сети 110-35 кВ ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго», млн. кВт.ч
2016 г. (отчет)	730,052	713,338
2018 г.	789,368	734,568
2022 г.	947,242	817,580

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Максимум нагрузки в сетях Тывинской энергосистемы на отчетный 2016 г. и расчетные 2018 и 2022 гг. составляет, МВт:

2016 г. (отчет)	160
2018 г.	173
2022 г.	192

Сводные показатели структуры расчетных технологических потерь в целом по Тывинской энергосистеме приведены в таблицах 7.7.1 и 7.7.2.

Таблица 7.7.1 – Структура расчетных технических потерь сетей 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» - Хакасское ПМЭС

Виды потерь		Величина потерь по годам расчетного периода, млн. кВт*ч		
		2016 г. (отчет)	2018 г.	2022 г.
		220 кВ	220 кВ	220 кВ
ВЛ	нагрузочные	23,743	24,338	21,765
	на корону	4,861	4,983	9,327
Тр-ры	нагрузочные	1,844	1,890	2,097
	на х.ход	3,319	3,402	4,138
СН подстанций		3,400	3,224	3,353
БСК (СК, СТК), СПС и остальные		0,370	0,380	0,395
Реакторы		2,853	2,924	3,245
ТТ, ТН и измерительные приборы		1,463	1,500	2,249
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета				
Расход	технологический	41,853	42,640	46,569
	коммерческий	-	-	-
Суммарные нагрузочные потери в ВЛ и тр-рах		25,587	26,228	23,863
Рост нагрузочных потерь		-	2018/2016	2022/2018
			1,025	0,910
Всего	млн. кВтч	41,853	42,640	46,569
	% от отп. в сеть	5,73%	5,40%	4,92%
Отпуск в сеть (млн.кВт.ч)		730,052	789,368	947,242

Таблица 7.7.2 – Структура расчетных технических потерь сетей 110-35 кВ ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго»

Виды потерь		Величина потерь по годам расчетного периода, млн. кВт·ч					
		2016 г. (отчет)		2018 г.		2022 г.	
		110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ
ВЛ	нагрузочные	14,743	7,451	17,124	7,638	19,005	8,476
	на корону	0,439	-	0,516	-	0,573	-
Тр-ры	нагрузочные	3,291	1,470	3,455	1,590	3,835	1,905
	на х.ход	2,720	1,619	2,937	1,750	3,259	1,931
СН подстанций		1,100	0,219	1,144	0,237	1,270	0,284
БСК (СК, СТК), СПС и остальные				1,430	0,060	1,587	0,075
Реакторы				-	-	-	-
ТТ, ТН и измерительные приборы		0,148	0,156	0,155	0,169	0,172	0,182
Потери, обусловленные погрешностью приборов учета		0,761	0,277	0,864	0,300	0,958	0,324
Расход	технологический	24,692	12,047	27,625	11,743	30,659	13,178
	коммерческий	-	-	-	-	-	-
Суммарные нагрузочные потери в ВЛ и тр-рах		18,034	8,921	20,579	9,227	22,839	10,382
Рост нагрузочных потерь		-		2018/2016		2022/2018	
		-	-	1,141	1,034	1,110	1,125
Всего	млн. кВт·ч	24,692	12,047	27,625	11,743	30,659	13,178
	% от отп. в сеть	3,46%*	1,69%*	3,76%	1,60%	3,75%	1,61%
Отпуск в сеть (млн.кВт.ч)		713,338		734,568		817,580	

* значения потерь пересчитаны к суммарному отпуску в сеть

Анализ результатов расчета потерь электроэнергии в сетях 220-110-35 кВ Тывинской энергосистемы позволяет сделать выводы, что при росте абсолютных нагрузочных потерь относительные потери к 2022 г. по отношению к 2016 г.:

- снижаются на напряжении 220 кВ – с 5,73% до 4,92 % от полезного отпуска в сеть;
- возрастают на напряжении 110 кВ – с 3,46% до 3,75% от полезного отпуска в сеть;
- снижаются на напряжении 35 кВ – с 1,69% до 1,60% от полезного отпуска в сеть к 2018 г. и возрастают до 1,61% от полезного отпуска в сеть к 2022г;

Рост отпуска в сеть 220 кВ в 2022 г. относительно 2016 г. составил около 30%. Вследствие ввода новых протяженных ВЛ 220 кВ, установки СКРМ и реконструкции объектов 220 кВ относительные потери уменьшились.

Рост отпуска в сеть 110-35 кВ в 2022 г. относительно 2016 г. составил около 15%. Возрастание потерь обусловлено вводом новых объектов и увеличением прогнозного уровня нагрузок.

Мероприятия по снижению потерь электроэнергии можно разделить следующим образом:

Мероприятиям по снижению технических потерь:

- ✓ Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности;

- ✓ Оптимизация распределения нагрузки между подстанциями основной сети 110 кВ и выше;
- ✓ Оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей;
- ✓ Повышение пропускной способности сети заменой провода на большее сечение;
- ✓ Отключение линий и трансформаторов в режимах малых нагрузок;
- ✓ Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой;
- ✓ Замена ненагруженных трансформаторов на подстанциях на трансформаторы меньшей мощности для снижения потерь холостого хода и применение трансформаторов с улучшенными характеристиками;
- ✓ Установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности;
- ✓ Стимулирование потребителей к выравниванию графиков нагрузки;
- ✓ Сокращение продолжительности ремонта основного оборудования;
- ✓ Замена перегруженных и ввод в работу дополнительных силовых трансформаторов;
- ✓ Установка и ввод в работу устройств регулирования напряжения;
- ✓ Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

К конкретным мероприятиям, позволяющим снизить уровень потерь при прогнозируемом росте нагрузок, которые рекомендуются в этой работе относятся – замена перегруженных автотрансформаторов 2х63 МВА на АТ 2х125 МВА на ПС 220 кВ Кызылская; строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 с проводом АС-240 суммарной протяженностью 304 км, позволяющее повысить пропускную способность сети 220 кВ;

Мероприятия по снижению коммерческих потерь и потерь, обусловленных погрешностями приборов учета:

- ✓ Замена устаревших индукционных счетчиков для коммерческого учета на электронные повышенного класса точности;
- ✓ Установка автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии;
- ✓ Установка электросчетчиков потерь на линиях;
- ✓ Проведение проверок и обеспечение правильности работы электросчетчиков на межсистемных ВЛ и на генераторах электростанций;
- ✓ Инвентаризация электросчетчиков коммерческого учета;
- ✓ Установка электросчетчиков коммерческого учета на границах ЭСО;
- ✓ Выделение цепей учета электроэнергии на отдельные обмотки трансформаторов тока.
- ✓ Мероприятия по реализации энергосервисных контрактов в части реконструкции электрических сетей с применением систем автоматизированного учета электроэнергии.

Мероприятия по снижению коммерческих потерь:

- ✓ Создание нормативной и технической базы для периодической проверки измерительных трансформаторов тока и напряжения в рабочих условиях эксплуатации с целью оценки их фактической погрешности;
- ✓ Организация равномерного снятия показаний электросчетчиков строго в установленные сроки;
- ✓ Расчет допустимых и анализ фактических небалансов электроэнергии по подстанциям и электростанциям;
- ✓ Установка отдельных электросчетчиков учета электроэнергии, расходуемой на собственные нужды подстанций;
- ✓ Установка отдельных счетчиков для потребителей, подключенных к ТСН;
- ✓ Устранение недогрузки и перегрузки цепей тока и напряжения технического и коммерческого учета;
- ✓ Контроль и анализ величины средней оплаты электроэнергии потребителями;
- ✓ Установка на подстанциях с дежурным персоналом сигнализации о выходе из строя высоковольтных предохранителей ТН;
- ✓ Компенсация индуктивной нагрузки трансформаторов напряжения;

- ✓ Периодическая калибровка (поверка) счетчиков индукционной системы с целью определения их погрешности;
- ✓ Проведение проверок и обеспечение своевременности и правильности снятий показаний счетчиков на электростанциях и ПС;
- ✓ Устранение работы электросчетчиков в недопустимых условиях;
- ✓ Установка дополнительных электросчетчиков технического учета;
- ✓ Проведение проверки и калибровки электросчетчиков, недопущение эксплуатации электросчетчиков с истекшим сроком госповерки;
- ✓ Пломбирование электросчетчиков и измерительных цепей ТТ и ТН;
- ✓ Создание законодательной и технической базы для внедрения приборов учета электроэнергии с предоплатой.

На стадии внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях важно учитывать «человеческий фактор», под которым понимается:

- ✓ Обучение и повышение квалификации персонала;
- ✓ Осознание персоналом важности для предприятия в целом и для каждого из его работников лично эффективного решения поставленной задачи;
- ✓ Мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование.

Основным и наиболее перспективным решением проблемы снижения коммерческих потерь электроэнергии является разработка, создание и широко применение автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Однако эффективное внедрение АИИС КУЭ – задача долговременная и дорогостоящая, решение которой возможно лишь путем поэтапного развития системы учета, ее модернизации, метрологического обеспечения измерений электроэнергии, совершенствования нормативной базы.

Вопросы снижения потерь должны решаться комплексно, начиная с повышения квалификации персонала и создания нормативной базы и заканчивая формированием парка современной измерительной аппаратуры и реконструкцией электрических сетей, в соответствии с современными требованиями.

7.8 Анализ загрузки центров питания 35 кВ и выше энергосистемы Республики Тыва на перспективу до 2022 г.

В таблице 7.8.1 приведен перечень подстанций 35-110 кВ энергосистемы Республики Тыва, нагрузка которых в послеаварийном режиме (отключения одного трансформатора) превышала 105% за рассматриваемый отчетный период 2012-2016 гг. (по данным контрольных замеров), при этом возможность перевода нагрузки на другие центры питания по стороне 6-10-35 кВ либо отсутствует, либо величины переводимой нагрузки недостаточно (по данным АО «Тываэнерго»). Для оценки необходимого объема трансформаторной мощности в перспективе, для этих центров питания выполнен прогноз загрузки с учетом подключения новых потребителей, заключивших договоры на технологическое присоединение к электрическим сетям. А также учитывалась возможность разгрузки подстанций путем перевода части нагрузки на другие центры питания.

Нагрузка новых потребителей, заключивших договоры на технологическое присоединение, учтена в соответствии с информацией, предоставленной для выполнения настоящей работы АО «Тываэнерго». При расчете загрузки ПС с учетом договоров на технологическое присоединение нагрузка новых потребителей учтена с коэффициентами совмещения. Коэффициенты совмещения для перспективных потребителей с заявленной мощностью 15 кВт и менее учтены величиной 0,15 (при приведении к шинам 110 кВ), а для перспективных потребителей с заявленной мощностью более 15 кВт - величиной 0,49 (при приведении к шинам 110 кВ).

Таблица 7.8.1 – Анализ загрузки центров питания 35-110 кВ энергосистемы Республики Тыва с учетом мощности по договорам на технологическое присоединение, величина нагрузки которых в отчетном периоде превышала 105%

Наименование	Номинальное напряжение, кВ	Кол-во и мощность тр-ров, шт.хМВА	Максимальная нагрузка трансформаторов за 2012-2016 гг.			Нагрузка по ДТП	Загрузка трансформаторов с учетом ДТП		Загрузка трансформаторов с учетом ДТП и возможной разгрузки в режиме (N-1)	
			МВА	% загрузки в ПАР	Дата		МВт	МВА	% загрузки в ПАР	МВА
Городская	110/35/10	3х10, 1х16	26,8	134	19.12.2012 г.	5,3	28,6	143	25,7	128
Шагонар	110/35/10	2х6,3	7,9	125	19.12.2012 г.	1,6	8,5	135	8,5	135

В результате анализа выявлены 2 подстанции 110 кВ на которых в рассматриваемом перспективном периоде может потребоваться увеличение трансформаторной мощности.

Аварийные перегрузки трансформаторов (для температуры окружающей среды - 0°С) принимались в соответствии с данными ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1) приведены в таблице 7.8.2.

Таблица 7.8.2 - Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузки, в долях номинального тока, в зависимости от эквивалентной температуры охлаждающего воздуха													
	-20 °С		-10 °С		0 °С		10 °С		20 °С		30 °С		40 °С	
	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ, Ц	М, Д	ДЦ, Ц	М, Д	ДЦ, Ц	М, Д	ДЦ, Ц
0,5	2,0	1,9	2,0	1,8	2,0	1,7	2,0	1,6	2,0	1,5	1,9	1,5	1,7	1,4
1,0	2,0	1,8	2,0	1,7	2,0	1,6	1,9	1,6	1,8	1,5	1,7	1,4	1,4	1,3
2,0	2,0	1,7	1,9	1,6	1,8	1,5	1,7	1,5	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
4,0	1,8	1,6	1,7	1,5	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
6,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2
8,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2
12,0	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2
24,0	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2

ПС 110 кВ Городская (3х10, 1х16 МВА)

На протяжении всего рассматриваемого ретроспективного периода (2012-2016 гг.) максимальная нагрузка ПС превышала 121% при аварийном отключении двух трансформаторов, подключенных через развилку.

Максимальная нагрузка ПС за период 2012-2016 гг. наблюдалась в 2012 году и составила 26,8 МВА (134% при аварийном отключении двух трансформаторов, подключенных через развилку).

Суммарная заявленная мощность новых потребителей в соответствии с актуальными ДТП составляет 5,3 МВт (1,8 МВА с учетом коэффициентов совмещения). Таким образом, максимальная перспективная нагрузка ПС может составить 28,6 МВА (143%).

Для определения времени превышения допустимой нагрузки (в случае аварийного отключения двух трансформаторов, подключенных через развилку), на основе отчетного графика, приведенного в главе 3 том 1, и перспективной нагрузки по действующим ДТП составлен график возможной перспективной загрузки ПС 110 кВ Городская (рисунок 7.8.1).

ПС 110 кВ Городская

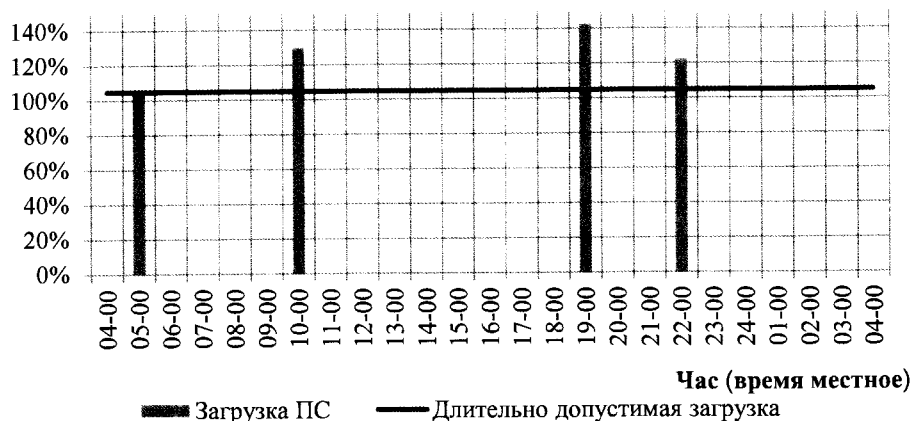


Рисунок 7.8.1 – Перспективная загрузка ПС 110 кВ Городская

Из рисунка 7.8.1 видно, что перспективная загрузка ПС 110 кВ Городская может превышать 105% в течение всего периода суток, при этом загрузка ПС находится в диапазоне 107-143%. В соответствии с ГОСТ 14209-85 перегруз до 150% допускается не более 24 часов.

В соответствии с информацией, предоставленной АО «Тываэнерго», ПС 110 кВ Городскую возможно разгрузить до 25,7 МВА (128%), при этом, загрузка ПС в 5 часов местного времени будет находиться в пределах длительно допустимой и составит 96%. Таким образом, при проведении мероприятий по переводу части нагрузки на другие центры питания в случае аварийной ситуации, загрузка ПС 110 кВ Городская будет превышать длительно допустимые значения не более 23 часов.

Таким образом, необходимость в увеличении трансформаторной мощности ПС 110 кВ Городская в настоящий момент отсутствует. С целью заблаговременного выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 110 кВ Городская с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС.

ПС 110 кВ Шагонар (2х6,3 МВА)

В течение рассматриваемого ретроспективного периода (2012-2016 гг.) максимальная загрузка ПС превышала длительно допустимые значения в период 2012-2014 гг. (111-125% при аварийном отключении одного трансформатора).

Максимальная нагрузка ПС за период 2012-2016 гг. наблюдалась в 2012 году и составила 7,9 МВА (125% при аварийном отключении одного трансформатора).

Суммарная заявленная мощность новых потребителей в соответствии с актуальными ДТП составляет 1,6 МВт (0,6 МВА с учетом коэффициентов совмещения). Таким образом, максимальная перспективная нагрузка ПС может составить 8,5 МВА (135%).

Для определения времени превышения допустимой нагрузки (в случае аварийного отключения одного трансформатора), на основе отчетного графика, приведенного в главе 3 том 1, и перспективной нагрузки по действующим ДТП составлен график возможной перспективной загрузки ПС 110 кВ Шагонар (рисунок 7.8.2).

ПС 110 кВ Шагонар

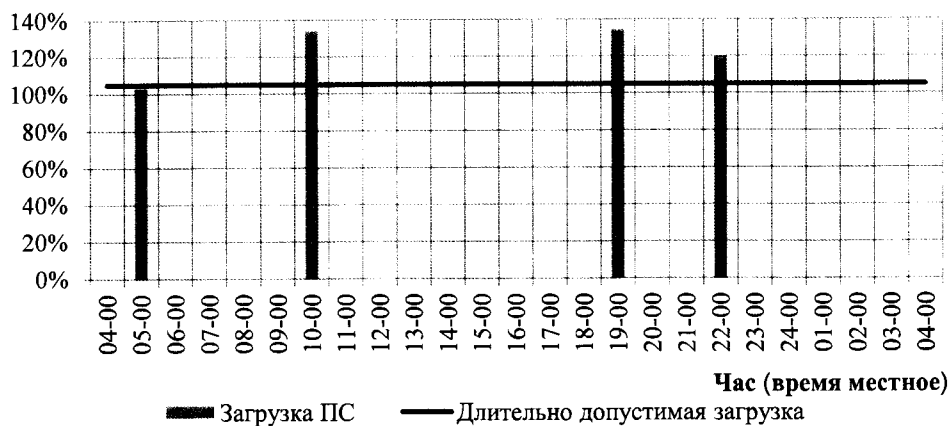


Рисунок 7.8.2 – Перспективная загрузка ПС 110 кВ Шагонар

Из рисунка 7.8.2 видно, что перспективная загрузка ПС 110 кВ Шагонар может превышать длительно допустимое значение 105% не более 23 часов, при этом загрузка ПС находится в диапазоне 103-135%. В соответствии с ГОСТ 14209-85 перегруз до 150% допускается не более 24 часов.

В соответствии с информацией, предоставленной АО «Тываэнерго», возможность перевода нагрузки с ПС 110/35/10 кВ Шагонар на другие центры питания отсутствует.

Таким образом, необходимость в увеличении трансформаторной мощности ПС 110 кВ Шагонар в настоящий момент отсутствует. С целью заблаговременного выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 110 кВ Шагонар с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС.

8 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА

В данном разделе приведен перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы, рекомендуемых к вводу/реконструкции для обеспечения возможности электроснабжения существующей и перспективной нагрузки, а также для обеспечения роста энергетических потребностей социальной сферы и населения Республики Тыва, промышленности.

Обосновывающими материалами для замены трансформаторов на подстанциях являются расчеты нагрузок по подстанциям с учетом выданных технических условий и договоров на технологическое присоединение, для усиления сети – электрические расчеты потоков распределения и уровней напряжения по годам расчетного периода, расчеты трехфазных и однофазных токов КЗ на шинах энергообъектов Тывинской энергосистемы.

Схема электрических соединений сетей 35-110 кВ ДЗО ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тываэнерго», сетей 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Хакасское ПМЭС с перспективой до 2022 г. для базового варианта приведена в книге 2 – Приложение А.

Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше энергосистемы Республики Тыва, рекомендуемых к вводу/реконструкции

Объекты 220 кВ, принадлежащие филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири

2018 год

Реконструкция

- ПС 220 кВ Туран**

На ПС 220 кВ Туран в ячейке ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран установлены трансформаторы тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградители с номинальным током 630 А. В режиме зимнего максимума 2018 г. в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) с действием существующей АОСН на включение БСК на ПС 220 кВ Кызылская и ПС 110 кВ Городская (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) загрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградителей с номинальным током 630 А на ПС 220 кВ Туран в ячейке ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран составит соответственно 105% и 100%.

Для исключения перегрузки электрооборудования (ТТ и ВЧЗ) на ПС 220 кВ Туран в ячейке ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран необходимо предусмотреть замену электрооборудования 220 кВ с номинальным током 600 А и 630 А на новое с номинальным током не менее 1000 А.

Следует отметить, что согласно проекту скорректированной ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. техническое перевооружение ПС 220 кВ Туран намечено на 2020 г.

- ПС 220 кВ Абаза**

На ПС 220 кВ Абаза в ячейках ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) и ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) установлено электрооборудование (трансформаторы тока) с номинальным током 600 А. В режиме зимнего максимума 2018 г. в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки с участием БСК на ПС 220 кВ Кызылская, ПС 110 кВ Городская и ПС 220 кВ Чадан (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) загрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Абаза в ячейке ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) составит 121%, в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) – 113,3%.

Для исключения перегрузки электрооборудования на ПС 220 кВ Абаза в ячейках ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) и ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) необходимо предусмотреть замену трансформаторов тока 220 кВ с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Абаза на новые с номинальным током не менее 1000 А.

Следует отметить, что согласно проекту скорректированной ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. техническое перевооружение ПС 220 кВ Абаза намечено на 2020 г.

- **ПС 220 кВ Ак-Довурак**

На ПС 220 кВ Ак-Довурак в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) установлено электрооборудование (трансформаторы тока) с номинальным током 600 А. В режиме зимнего максимума 2018 г. в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки с участием БСК на ПС 220 кВ Кызылская, ПС 110 кВ Городская и ПС 220 кВ Чадан (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) загрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Ак-Довурак в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) составит 113,3%.

Для исключения перегрузки электрооборудования на ПС 220 кВ Ак-Довурак в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) необходимо предусмотреть замену трансформаторов тока 220 кВ с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Ак-Довурак на новые с номинальным током не менее 1000 А.

Следует отметить, что согласно проекту скорректированной ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. техническое перевооружение ПС 220 кВ Ак-Довурак намечено на 2020 г.

- **ПС 220 кВ Чадан**

На ПС 220 кВ Чадан рекомендуется установка БСК мощностью 78 Мвар. Мероприятие предусмотрено для исключения отключения нагрузки потребителей Республики Тыва в послеаварийных режимах до ввода ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2. БСК на ПС 220 кВ Чадан рекомендуется подключить к шинам 220 кВ через развилку из двух разъединителей с установкой выключателя в цепи БСК.

2020 год

Реконструкция

- **ПС 220 кВ Кызылская**

В соответствии с Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. на ПС 220 кВ Кызылская планируется комплексная реконструкция подстанции. Проект комплексной реконструкции предусматривает замену двух существующих автотрансформаторов мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора мощностью по 125 МВА, замену трансформатора 1Т мощностью 16 МВА 110/35/10 кВ на два трансформатора мощностью по 40 МВА, а также в дополнение к введенным в эксплуатацию в 2014 г. УШР-25 Мвар и двум БСК-26 Мвар планируется установить на шинах 110 кВ вторую группу СКРМ в объеме одного УШР-25 Мвар и двух БСК-26 Мвар. БСК подключаются в КРУЭ-110 кВ под один выключатель.

В соответствии с материалами Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017-2023 гг. ввод основного оборудования на ПС 220 кВ Кызылская намечен на 2020 г.

- **ПС 220 кВ Чадан**

На ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты II цепь (С-452) установлено электрооборудование (трансформаторы тока) с номинальным током 200 А. В нормальном режиме зимнего максимума 2022 г. загрузка трансформаторов тока с номинальным током 200 А на ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты II цепь (С-452) составит 101,5%, что обусловлено увеличением экспорта электроэнергии и мощности из Тывинской энергосистемы в Монголию в 2020-2022 гг. до 40 МВт (письмо № ВК/01/20 от 09.06.2017 г. от АО «Восточная энергетическая компания»).

Для предотвращения перегрузки электрооборудования на ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты II цепь (С-452) необходимо предусмотреть замену трансформаторов тока 110 кВ с номинальным током 200 А на ПС 220 кВ Чадан на новые с номинальным током не менее 400 А.

- **ПС 220 кВ Туран**

Реконструкция РУ 35 кВ ПС 220 кВ Туран с расширением на две линейные ячейки для подключения двухцепной ВЛ 35 кВ Туран – Аржаан.

2022 год

Новое строительство

- **ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран, провод АС-240, протяженность 229,31 км и ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2, провод АС-240, протяженность 74,45 км**

Линия электропередачи сооружается для исключения отключения нагрузки потребителей Тывинской энергосистемы в послеаварийных режимах, а также покрытия прироста дефицита мощности в энергосистеме. Мероприятие включено в Схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. со сроком реализации 2022 г. Марка и сечение провода ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран протяженностью 229,31 км приняты АС-240, ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 протяженностью 74,45 км – также АС-240.

С вводом ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 гг. предусмотрена реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная в части установки шунтирующего реактора мощностью 100 Мвар и РУ 220 кВ ПС 220 кВ Кызылская в части установки шунтирующего реактора мощностью 100 Мвар. Шунтирующий реактор на ПС 220 кВ Кызылская рекомендуется подключить через развилку из двух разъединителей с установкой выключателя в цепи шунтирующего реактора. Для подключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран потребуется реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная с расширением на одну линейную ячейку. Для подключения ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 также потребуется реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Кызылская с установкой двух выключателей, объединенных в одну цепочку.

На ПС 220 кВ Туран для подключения вновь сооружаемых ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран и ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 рекомендуется реконструкция РУ 220 кВ подстанции с переходом от схемы «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (типовая схема №220-5Н) к схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (схема №220-9).

Объекты 220 кВ, принадлежащие АО «КрасЭКо»

2018 год

Реконструкция

- **ПС 220 кВ Ергаки**

На ПС 220 кВ Ергаки в ячейках ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран установлены трансформаторы тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградители с номинальным током 630 А. В режиме зимнего максимума 2018 г. в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) с действием существующей АОСН на включение БСК на ПС 220 кВ Кызылская и ПС 110 кВ Городская (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) нагрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Ергаки в ячейках ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран составит 109% и 105% соответственно, нагрузка ВЧ-заградителей с номинальным током 630 А на ПС 220 кВ Ергаки в ячейках указанных линий электропередачи составит 103,8% и 100% соответственно.

Для исключения перегрузки электрооборудования (ТТ и ВЧЗ) на ПС 220 кВ Ергаки в ячейках ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран необходимо предусмотреть замену электрооборудования 220 кВ с номинальным током 600 А и 630 А на новое с номинальным током не менее 1000 А.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Объекты 220 кВ, принадлежащие АО «ТЭПК»**2020 год****Новое строительство**

- **ПС 220 кВ Элегестский ГОК, АТ 2×63 МВА**

Подстанция сооружается для электроснабжения угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении – Элегестского ГОКа. Максимальная прогнозируемая нагрузка ПС 220 кВ Элегестский ГОК составит 60 МВт. На подстанции предусматривается установка двух автотрансформаторов мощностью по 63 МВА.

Присоединение ПС 220 кВ Элегестский ГОК предусматривается выполнить по двум ВЛ 220 кВ Дурген – Элегестский ГОК №1,2 протяженностью 12,52 км и 12,35 км, выполненных проводом АС-300.

- **ПП 220 кВ Дурген**

Сооружение ПП 220 кВ Дурген в объеме переключательного пункта с присоединением к существующей ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан по схеме «заход-выход» предусматривается для подключения ПС 220 кВ Элегестский ГОК к сетям 220 кВ энергосистемы Республики Тыва.

Строительство ПП 220 кВ Дурген и ПС 220 кВ Элегестский ГОК предусмотрено Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. со сроком реализации в 2020 г.

Объекты 35-110 кВ, принадлежащие ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тывазнерго»**2017 год****Новое строительство**

- **ПС 110 кВ Вавилинская, 2×16 МВА**

Подстанция сооружается для электроснабжения потребителей ФГУП «ГУСС по территории Сибири при Федеральном агентстве специального строительства». На ПС 110 кВ Вавилинская предусматривается установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью по 16 МВА. Присоединение подстанции осуществляется двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ – Кызылская I, II цепь (С-423, С-424) протяженностью по 12,2 км, выполненной проводом АС-120.

Проектная схема РУ-110 кВ ПС 110 кВ Вавилинская принята «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (типовая схема №110-4Н).

2018 год**Реконструкция**

- **ПС 110 кВ Городская**

На ПС 110 кВ Городская рекомендуется установка БСК мощностью 20 Мвар. Мероприятие предусмотрено для исключения отключения нагрузки потребителей Республики Тыва в послеаварийном режиме зимнего максимума нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407, С-408). БСК на ПС 110 кВ Городская рекомендуется подключить к шинам 110 кВ через развилку из двух разъединителей с установкой выключателя в цепи БСК.

На ПС 110 кВ Городская ошиновка в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) выполнена проводом АС-120. В режиме летнего максимума 2018 г. в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан при ремонте ВЛ 220 кВ

Шушенская-опорная – Ергаки с участием 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) перегруз ошиновки на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) составит 15,5% от допустимого тока провода АС-120 – 375 А при $t=+25^{\circ}\text{C}$.

Для исключения перегрузки ошиновки на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405), выполненной проводом АС-120, необходимо предусмотреть ее замену на провод АС-240.

- **ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403)**

ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403) выполнена проводом АС-300 и АС-150. В режиме летнего максимума нагрузок 2018 г. при ремонте ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и аварийном отключении ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан с участием 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) выявлен перегруз участка ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403) протяженностью 0,19 км, выполненного проводом АС-150, – 8% от допустимого тока провода (450 А при $t=+25^{\circ}\text{C}$).

Для снятия ограничений пропускной способности сети 110 кВ Тывинской энергосистемы рекомендуется замена участка ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403), выполненного проводом АС-150, на провод АС-300, которым выполнена большая часть данной линии.

2022 год

Реконструкция

- **ПС 110 кВ Западная, 1х16 МВА**

Подстанция 110 кВ Западная находится в столице Республики Тыва – городе Кызыл. На подстанции установлен один силовой трансформатор мощностью 16 МВА. На сегодняшний день от ПС 110 кВ Западная осуществляется электроснабжение социально-значимых объектов – городского водозабора, очистных сооружений, психиатрической больницы, исправительной колонии, воинской части.

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Главное управление обустройства войск» с максимальной мощностью 1400 кВт по II категории надежности сетевая организация осуществляет установку дополнительного силового трансформатора на ПС 110 кВ Западная (договор на технологическое присоединение №710-1/400 от 14.08.2015 г.).

С целью недопущения перерывов в электроснабжении социально значимых объектов, обеспечения требуемой категории надежности электроснабжения потребителей по действующим договорам на технологическое присоединение, а также обеспечения возможности подключения перспективных потребителей 1-й и 2-й категорий, необходима реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА.

Мероприятие включено в проект скорректированной инвестиционной программы АО «Тываэнерго» на период 2016-2020 гг. со сроком реализации 2022 г.

- **Одноцепная ВЛ 35 кВ Кызылская ТЭЦ – Туран (Т-5) (АС-50, АС-70)**

Линия введена в эксплуатацию в 1965 году и выполнена на деревянных опорах. К ВЛ 35 кВ Кызылская ТЭЦ – Туран (Т-5) присоединены отпайками девять подстанций 35 кВ. Линия Т-5, 35 кВ имеет сильный физический износ и низкую пропускную способность. В настоящий момент данная ВЛ не может обеспечить выдачу требуемой мощности с учётом последующего увеличения нагрузки.

Рекомендуется выполнить перевод ВЛ 35 кВ Кызылская ТЭЦ – Туран (Т-5) на питание от РУ 35 кВ ПС 220 кВ Кызылская и выполнить разрыв на участке от отпайки на ПС 35 кВ Майналыг до отпайки на ПС 35 кВ Туран на линейном разъединителе. Питание ПС 35 кВ Туран и ПС 35 кВ Уюк будет осуществляться от ПС 220 кВ Туран, питание остальных семи ПС 35 кВ – от ПС 220 кВ Кызылская.

Достройка участка ВЛ 35 кВ Кызылская ТЭЦ – Туран (Т-5) до РУ 35 кВ ПС 220 кВ Кызылская протяженностью 0,8 км, а также реконструкция части ВЛ 35 кВ Т-5 протяженностью 4,45 км включено в проект скорректированной инвестиционной программы АО «Тываэнерго» на период 2016-2020 гг. со сроком реализации 2022 г.

Необходимость реконструкции центров питания 35-110 кВ Тывинской энергосистемы с увеличением трансформаторной мощности в работе не выявлена.

Объекты 35-110 кВ, принадлежащие АО «ТЭПК»

2018 год

Новое строительство

- **ПС 110 кВ Верхняя, 2×10 МВА**

Подстанция сооружается для электроснабжения угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении каменного угля (АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация»). На ПС 110 кВ Верхняя рекомендуется установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА. Присоединение подстанции осуществляется одноцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) протяженностью 4 км, выполненной проводом АС-120.

Проектная схема РУ-110 кВ ПС 110 кВ Верхняя принята «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (типовая схема №110-4Н).

2020 год

Новое строительство

- **ПС 35 кВ Аржаан, 2×6,3 МВА**

Подстанция сооружается для электроснабжения потребителей железнодорожной линии Элегест – Кызыл – Курагино. На ПС 35 кВ Аржаан предусматривается установка двух трансформаторов напряжением 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА, СКРМ в объеме БСК-5 Мвар. Присоединение подстанции осуществляется двухцепной ВЛ протяженностью 21 км, выполненной проводом АС-120, с подключением к шинам 35 кВ ПС 220 кВ Туран.

Проектная схема РУ-35 кВ ПС 35 кВ Аржаан принята «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (типовая схема №35-9).

- **ПС 35 кВ Эрбек, 2×6,3 МВА**

Как и ПС 35 кВ Аржаан, ПС 35 кВ Эрбек сооружается для электроснабжения потребителей железнодорожной линии Элегест – Кызыл – Курагино. На ПС 35 кВ Эрбек предусматривается установка двух трансформаторов напряжением 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА, СКРМ в объеме 2хБСК-0,9 Мвар. Присоединение ПС 35 кВ Эрбек к сетям энергосистемы осуществляется двухцепной ВЛ 35 кВ Аржаан – Эрбек протяженностью 80 км, выполненной проводом АС-120.

- **ПС 35 кВ Доргун, 2×6,3 МВА**

Как и ПС 35 кВ Аржаан, ПС 35 кВ Доргун сооружается для электроснабжения потребителей железнодорожной линии Элегест – Кызыл – Курагино. На ПС 35 кВ Доргун рекомендуется установка двух трансформаторов напряжением 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА. Присоединение ПС 35 кВ Доргун к сетям энергосистемы осуществляется двухцепной ВЛ 35 кВ Эрбек – Доргун протяженностью 15 км, выполненной проводом АС-120.

2022 год

Реконструкция

• ПС 110 кВ Верхняя, 2×10 МВА

Перевод питания ПС 110 кВ Верхняя с ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) на шины 110 кВ ПС 220 кВ Элегестский ГОК.

Рекомендации по противоаварийному управлению

2017 год

ПС 220 кВ Кызылская (филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири)

Для ликвидации перегрузки АТ на ПС 220 кВ Кызылская в послеаварийных режимах рекомендуется выполнить противоаварийную автоматику. Следует отметить, что с вводом ПС 110 кВ Вавилинская в 2017 г. для ликвидации недопустимой по величине и длительности перегрузки 1АТ, 2АТ ПС 220 кВ Кызылская предусмотрена установка автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

2020 год

Транзит 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская (ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго»)

Для ликвидации перегрузки провода ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) на участке от ПС 110 кВ Городская до отпайки на ПС 110 кВ Западная и трансформаторов тока на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурген при ремонте ВЛ 220 кВ Степная – Абаза (Д-41) рекомендуется выполнить противоаварийную автоматику на транзите 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская с действием на отключение нагрузки на вновь сооружаемой ПС 220 кВ Элегестский ГОК. Место установки, логику действия и величину управляющих воздействий ПА необходимо определить отдельным проектом.

Перечень подстанций 35-110 кВ Тывинской энергосистемы, силовое оборудование которых отработало нормативный срок службы (30 лет), приведен в таблице 8.1. Перечень линий 35-110 кВ Тывинской энергосистемы, отработавших свыше 40 лет, приведен в таблице 8.2. Данные представлены по сетевым предприятиям на основе возрастных характеристик объектов. На указанных ПС и ВЛ 35-110 кВ рекомендуется периодическое проведения обследований состояния парка оборудования подстанций, состояния линий. Для подстанций и линий 35-110 кВ, отработавших нормативный срок службы, необходимо получение заключения экспертной организации, подтверждающего необходимость выполнения реконструкции в связи с превышением нормативного срока эксплуатации.

Таблица 8.1 - Перечень подстанций 35-110 кВ Тывинской энергосистемы, силовое оборудование которых эксплуатируется свыше 30 лет

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Отчетные показатели	
			Год изготовления трансформаторов	Мощность трансформаторов, МВА
110 кВ				
1	ПС 110 кВ Городская	ЦЭС	1969 1972 1969	3х10
2	ПС 110 кВ Шагонар	ЦЭС	1974	2х6,3
3	ПС 110 кВ Арыг-Узю	ЦЭС	1970	6,3
4	ПС 110 кВ Кирпичный завод	ЦЭС	1976	2,5
5	ПС 110 кВ Сукпак	ЦЭС	1970 1980	2х2,5
6	ПС 110 кВ Южная	ЦЭС	1976 1979	2х10
7	ПС 110 кВ Западная	ЦЭС	1981	16
8	ПС 110 кВ Суть-Холь	ЗЭС (ПЭС-2)	1972	6,3
9	ПС 110 кВ Бай-Хаак	ЮЭС (ПЭС-3)	1973	6,3
10	ПС 110 кВ Балгазын	ЮЭС (ПЭС-3)	1968	6,3
11	ПС 110 кВ Элегест	ЮЭС (ПЭС-3)	1972	2,5
12	ПС 110 кВ Хову-Аксы	ЮЭС (ПЭС-3)	1972 1969	2х6,3
13	ПС 110 кВ Бурень-Бай-Хаак	ВЭС (ПЭС-4)	1979	2,5
35 кВ				
1	ПС 35 кВ Туран	ЦЭС	1969	4
2	ПС 35 кВ Чаа-Холь	ЦЭС	1967	4
3	ПС 35 кВ Торгалык	ЦЭС	1973	1,6
4	ПС 35 кВ Уюк	ЦЭС	1972	1,6
5	ПС 35 кВ Птицефабрика	ЦЭС	1981 1984	2,5 1,6
6	ПС 35 кВ Хайыракан	ЦЭС	1969	1,6
7	ПС 35 кВ Майналыг	ЦЭС	1979	1,6
8	ПС 35 кВ Баян-Кол	ЦЭС	1984	1,6
9	ПС 35 кВ Чыраа-Бажы	ЗЭС (ПЭС-2)	1964	1,6
10	ПС 35 кВ Дон-Терезин	ЗЭС (ПЭС-2)	1971	1
11	ПС 35 кВ Тээли	ЗЭС (ПЭС-2)	1987	2,5
12	ПС 35 кВ Эрги-Барлык	ЗЭС (ПЭС-2)	1973	1
13	ПС 35 кВ Степная	ЗЭС (ПЭС-2)	1986	2,5
14	ПС 35 кВ Кызыл-Арыг	ЮЭС (ПЭС-3)	1963	1,8
15	ПС 35 кВ Балгазынская О.С	ЮЭС (ПЭС-3)	1966	1,8
16	ПС 35 кВ Эрзин	ЮЭС (ПЭС-3)	1968	2,5

Таблица 8.2 – Перечень линий 35-110 кВ Тывинской энергосистемы, отработавших свыше 40 лет

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Отчетные показатели		
			Год ввода в работу ВЛ	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм²	Протяженность в одноцепном исполнении, км
110 кВ					
1	ВЛ 110 кВ Городская – Сукпак (С-401)	ЦЭС	1968 1972 1977	АС-150	10,603
2	Л 110 кВ Чадан – Шагонар (С-403)	ЦЭС	1971	АС 150 АС300	113,02
3	оп.212 С-403 - Арыг-Узю	ЦЭС	1971	АС-120	1,02
4	ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская (С-405)	ЦЭС	1971	АС 300 АС 240 АС 150	108,87
5	отп.между ЛР С-403/405 – оп.№1а-Шагонар (С-405-01)	ЦЭС	1976	АС-70	0,386
6	ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепи (С-407, С-408)	ЦЭС	1976 1981	АС-240	21,24
7	ВЛ 110 кВ Сукпак – Кирпичный завод (С-425)	ЦЭС	1968	АС-150	17,38
8	ВЛ 110 кВ Кирпичный завод – Элегест (С-427)	ЦЭС	1968	АС-120 АС-150	42,78
9	ВЛ 110 кВ Чадан – Суть-Холь (С-453)	ЗЭС (ПЭС-2)	1975	АС 70 АС 120	25,85
10	ВЛ 110 кВ Элегест – Бай-Хаак (С-411)	ЮЭС (ПЭС-3)	1973	АС-95	45,54
11	ВЛ 110 кВ Элегест – Хову-Аксы (С-413)	ЮЭС (ПЭС-3)	1968	АС-120 АС-150	39,65
12	ВЛ 110 кВ Бай-Хаак – Балгазын (С-415)	ЮЭС (ПЭС-3)	1973	АС-95	57,98
35 кВ					
1	ВЛ 35 кВ Кызылская – Зубовка (Т-1)	ЦЭС	1962	АС-35 АС-70 АС-95	33,938
2	отпайка на ПС Птицефабрика от оп.№25 Т-1	ЦЭС	1962	АС-35	0,89
3	ВЛ 35 кВ Кызылская – Суг-Бажы (Т-2)	ЦЭС	1962	АС-35 АС-70	47,397
4	ВЛ 35 кВ ОРУ Кызылской ТЭЦ – Туран (Т-5)	ЦЭС	1965	АС-50 АС-70 АС-150	72,465
5	оп.№113 (Т-5) – Майналыг (Т-5-03)	ЦЭС	1965	АС-50	0,165
6	оп.№348а (Т-5) – Туран ПС №21 (Т-5-05)	ЦЭС	1965	АС-50	1,97
7	ВЛ 35 кВ Туран – Уюк (Т-6)	ЦЭС	1965	АС-35	26,061
8	ВЛ 35 кВ Арыг-Узю – Торгалык (Т-23)	ЦЭС	1976	АС-50	23,402
9	ВЛ 35 кВ Арыг-Узю – Чаа-Холь (Т-24)	ЦЭС	1973	АС-35	26,098
10	ВЛ 35 кВ Ак-Довурак – Чыраа-Бажы (Т-31)	ЗЭС (ПЭС-2)	1966	АС-35 АС-70 АС-95	34,249
11	оп.№68 (Т-31) – Дон-Терезин (Т-31-01)	ЗЭС (ПЭС-2)	1966	АС-35	0,115

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.1

Окончание таблицы 8.2

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Отчетные показатели		
			Год ввода в работу ВЛ	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм ²	Протяженность в одноцепном исполнении, км
12	ВЛ 35 кВ Ак-Довурак – Тээли (Т-32)	ЗЭС (ПЭС-2)	1972	АС-35 АС-70	45,791
13	отп. между оп. №56-57 – Степная (Т-32-01)	ЗЭС (ПЭС-2)	1973	АС-35	0,019
14	от. №261 Т-32 – Эрги-Барлык (Т-32-02)	ЗЭС (ПЭС-2)	1972	АС-35	3,441
15	ВЛ 35 кВ Суг-Бажы – Бай-Хаак (Т-3)	ЮЭС (ПЭС-3)	1962	АС-35	35,5
16	ВЛ 35 кВ Суг-Бажы – Балгазын (Т-4)	ЮЭС (ПЭС-3)	1964	АС-35	48,782
17	ВЛ 35 кВ Балгазын – Балгазынская ОС (Т-14)	ЮЭС (ПЭС-3)	1988	АС-70	10,762
18	ВЛ 35 кВ Балгазын – Самагалтай (Т-15)	ЮЭС (ПЭС-3)	1969	АС-70 АС-120	67,842
19	ВЛ 35 кВ Самагалтай – Эрзин (Т-16)	ЮЭС (ПЭС-3)	1973	АС-35	43,381
20	ВЛ 35 кВ Зубовка – Сарыг-Сеп (Т-10)	ВЭС (ПЭС-4)	1963	АС-35 АС-95	45,365

9 ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПЛЕКС ПО УКРУПНЕННЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

Предложения по развитию электросетевого комплекса Республики Тыва на период 2018-2022 гг. представлены в главе 8.

В настоящем разделе приведены капиталовложения по электросетевым объектам с разбивкой на линии электропередачи и подстанции, а так же по классу напряжения.

На новых подстанциях схемы РУ выбирались с учетом схем прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития, количества присоединяемых ВЛ, КЛ и трансформаторов, необходимости секционирования и установки СКРМ. Также учитывалось назначение подстанции в данной энергосистеме, простота, возможность безопасного обслуживания, выполнения ремонтов и расширения.

При оценке капвложений по подстанциям учитывалась установка элегазовых выключателей. При реконструкции электросетевых объектов учитывалась стоимость демонтажа.

Капитальные затраты на строительство электросетевых объектов Тывинской энергосистемы на 2018-2022 гг. определены по «Сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» (утвержден Приказом ОАО «Холдинг МРСК» от 20.09.2012 г. № 488). По объектам 220 кВ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Хакаское ПМЭС потребность в капвложениях определена по данным сборника «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ» (324 тм-т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС», доработанная редакция 2013 г. утверждена Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 г. № 477).

За базисный уровень цен принят уровень цен, сложившихся на 01.01.2000 г., без учета НДС.

Для пересчета капитальных затрат в текущий уровень цен (I квартал 2017 года), согласно письму Министерства строительства и ЖКХ РФ № 8802-ХМ/09 от 20.03.2017г. применяются следующие индексы изменения сметной стоимости:

- строительно-монтажных работ (Республика Тыва) – 5,68 для воздушных линий электропередачи, 7,55 для кабельных линий, 7,65 для подстанций и КТП;
- пуско-наладочных работ – 15,59;
- проектных работ – 3,99 к ценам 2001г., для пересчета ПИР из цен на 01.01.2000г. в цены 2001г. Кпроект. = 1,19 (Письмо Госстроя РФ от 16.07.2003 г. № НЗ-4316/10);
- прочих работ и затрат – 8,42;
- оборудования – 4,28.

Для учета регионально-климатических условий осуществления строительства на итог расчета потребности в капитальных вложениях применяется коэффициент $K_{\text{рег.}}=1,09$.

Капиталовложения с разбивкой по энергетическим объектам и их элементам помимо стоимости основного силового оборудования и строительно-монтажных работ учитывают:

- затраты на проектно-изыскательские работы, проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор;
- содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- затраты на благоустройство и временные здания и сооружения;
- прочие работы и затраты.

В расчетах не учтены затраты, связанные с оформлением земельных участков и компенсационные выплаты при отводе земель под строительство.

Суммарный объем капвложений пообъектно показан на год ввода объекта в эксплуатацию без учета НДС.

В таблицах 9.1 и 9.2 представлены вводы и реконструкция электросетевых объектов, необходимые для реализации ТП, и соответствующие объемы капиталовложений в сетевое строительство по подстанциям и линиям электропередачи 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы на 2018-2022 гг.

В таблицах 9.3 и 9.4 представлены вводы и реконструкция электросетевых объектов, необходимые для обеспечения увеличения перетока мощности в энергосистему Республики Тыва и соответствующие объемы капиталовложений в сетевое строительство по подстанциям и линиям электропередачи 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы на 2018-2022 гг.

Выполнение противоаварийной автоматики на объектах напряжением 110-220 кВ Тывинской энергосистемы (без оценки потребности в инвестициях) приведено в таблице 9.5.

Суммарный объем капиталовложений, вводов и реконструкций электросетевых объектов Тывинской энергосистемы на период 2018-2022 гг. приведен в таблицах 9.6-9.7.

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Напряжение, кВ	Отчетные показатели на 01.01.2017 г.				Проектные показатели		2017-2018 гг.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2018-2022 гг.	
				Год ввода в работу ПС	Год изготовления оборудования	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Дата начала окончания проекта	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар
Новое строительство																					
220 кВ																					
1	ПП 220 кВ Дурген	АО "ТЭПК"	220						2020						633						633
2	ПС 220 кВ Элегестский ГОК	АО "ТЭПК"	220/110/10					АТ	2х63	2020					126	729				126	729
Всего по новому строительству ПС 220 кВ																					
Вводы АТ, МВА															126					126	
Кап.вложения, млн. руб.															1 362					1 362	
110 кВ																					
1	ПС 110 кВ Вавилинская	АО "Тываэнерго" ПО ЦЭС	110/10					ТР	2х16	2017	32	359								32	359
2	ПС 110 кВ Верхняя	АО "ТЭПК"	110/10					ТР	2х10	2018	20	336								20	336
Всего по новому строительству ПС 110 кВ																					
Вводы ТР, МВА											52									52	
Кап.вложения, млн. руб.											695									695	
35 кВ																					
1	ПС 35 кВ Аржаан	АО "ТЭПК"	35/10					ТР	2х6,3	2020					12,6	113				12,6	113
								БСК	5						5	16				5	16
2	ПС 35 кВ Ээрбек	АО "ТЭПК"	35/10					ТР	2х6,3	2020					12,6	113				12,6	113
								БСК	2х0,9						1,8	11				1,8	11
3	ПС 35 кВ Доргун	АО "ТЭПК"	35/10					ТР	2х6,3	2020					12,6	106				12,6	106
Всего по новому строительству ПС 35 кВ																					
Вводы ТР, МВА															37,8					37,8	
Вводы БСК, Мвар															6,8					6,8	
Кап.вложения, млн. руб.															359						359
Реконструкция, расширение и техперевооружение																					
220 кВ																					
1	ПС 220 кВ Туран: расширение РУ-35 кВ на 2 линейные ячейки для присоединения ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Аржаан	ПАО "ФСК ЕЭС"	220/35/10	1989						2020						12					12
2	ПС 220 кВ Чадан: замена электрооборудования 110 кВ в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты II цепь (С-452)	ПАО "ФСК ЕЭС"	220/110/10	1972		ТТ	1х200	ТТ	1х400	2020						1					1
Всего по реконструкции, расширению и техперевооружению ПС 220 кВ																					
Кап.вложения, млн. руб.															13						13
110 кВ																					
1	ПС 110 кВ Западная	АО "Тываэнерго" ПО ЦЭС	110/10	1982	1981	ТР	16	ТР	2х16	2022								16	97	16	97
Всего по реконструкции, расширению и техперевооружению ПС 110 кВ																					
Вводы ТР, МВА																		16		16	
Кап.вложения, млн. руб.																			97		97

Таблица 9.2 - Вводы и реконструкция линий электропередачи 35-110-220 кВ Тывинской энергосистемы на 2018-2022 гг., необходимые для реализации ТП

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Отчетные показатели на 01.01.2017 г.		Проектные показатели			2017-2018 гг.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2018-2022 гг.	
			Год ввода в работу ВЛ	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм²	Протяженность в одноцепном исполнении, км	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм²	Протяженность в одноцепном исполнении, км	Дата начала- окончания проекта	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км
Новое строительство																			
220 кВ																			
1	ВЛ 220 кВ Дурген - Элегестский ГОК №1, ВЛ 220 кВ Дурген - Элегестский ГОК №2	АО "ТЭПК"				АС-300 АС-300	12,52 12,35	2020					24,87	417				24,9	417
2	Заходы ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан на ПП Дурген	ПАО "ФСК ЕЭС"				2хАС-300	0,84	2020					0,84	8				0,8	8
	Всего по новому строительству линий 220 кВ																		
	Вводы ВЛ, км												25,71					25,7	
	Кап.вложения, млн. руб.												425						425
110 кВ																			
1	Двухцепная отпайка от ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ – Кызылская I, II цепь (С- 423,С-424) до ПС 110 кВ Вавилинская	АО "Тываэнерго" ПО ЦЭС				2хАС-120	24,4	2017	24,4	173								24	173
2	Отпайка от ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская (С-405) до ПС 110 кВ Верхняя	АО "ТЭПК"				АС-120	4	2018	4	37								4	37
	Всего по новому строительству линий 110 кВ																		
	Вводы ВЛ, км								28,4									28	
	Кап.вложения, млн. руб.									210									210
35 кВ																			
1	Двухцепная ВЛ 35 кВ Туран – Аржаан	АО "ТЭПК"				2хАС-120	42	2020					42	227				42	227
2	Двухцепная ВЛ 35 кВ Аржаан – Ээрбек	АО "ТЭПК"				2хАС-120	160	2020					160	867				160	867
3	Двухцепная ВЛ 35 кВ Ээрбек – Доргун	АО "ТЭПК"				2хАС-120	30	2020					30	162				30	162
	Всего по новому строительству линий 35 кВ																		
	Вводы ВЛ, км												232					232	
	Кап.вложения, млн. руб.												1 256						1 256

[illegible]

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Напряжение, кВ	Отчетные показатели на 01.01.2017 г.				Проектные показатели			2017-2018 гг.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2018-2022 гг.	
				Год ввода в работу ПС	Год изготовления оборудования	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Дата начала-окончания проекта	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.
6	ПС 220 кВ Чадан: установка на шинах 220 кВ подстанции БСК-78 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	220/110/10	1972				БСК	78	2018	78	215									78	215
Всего по реконструкции, расширению и техперевооружению ПС 220 кВ																						
Вводы АТ и ТР, МВА																330					330	
Вводы УШР и ШР, Мвар																25				200		225
Вводы БСК, Мвар																52						52
Демонтаж АТ и ТР, МВА																-142						-142
Кап.вложения, млн. руб.												294					3 451				1 934	5 679
110 кВ																						
1	ПС 110 кВ Городская: (установка на шинах 110 кВ подстанции БСК-20 Мвар)	АО "Тывазэнерго" ПО ЦЭС	110/35/10	1970				БСК	20	2018	20	121									20	121
					ошиновка	АС-120	ошиновка	АС-240	2018		1											1
Всего по реконструкции, расширению и техперевооружению ПС 110 кВ																						
Вводы ТР, МВА																						
Вводы БСК, Мвар											20										20	
Кап.вложения, млн. руб.												122										122
Примечание: * - приведена полная стоимость инвестиционного проекта в прогнозных ценах (с учетом НДС) в соответствии с инвестиционной программой ПАО "ФСК ЕЭС" на период 2016-2020 гг. ** - стоимость реализации мероприятия приведена в соответствии с проектом скорректированной инвестиционной программы ПАО "ФСК ЕЭС" на период 2016-2020 гг.																						

[illegible]

Таблица 9.5 - Выполнение противоаварийной автоматики на объектах напряжением 110-220 кВ Тывинской энергосистемы

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Год ввода
1	ПС 220 кВ Кызылская	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017 г.
2	Транзит 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская	АО «Тываэнерго»	2020 г.

Таблица 9.6 - Объемы электросетевого строительства и капиталовложений схемы развития электрической сети Республики Тыва, необходимые для реализации ТП

№ п/п	Наименование объектов и видов работ		2018-2022 гг.	
			Протяженность, км, мощность, МВА	Кап.вл., млн. руб. (в ценах 2017 г.)
ПОДСТАНЦИИ				
<i>Новое строительство</i>				
1	Подстанции 220 кВ	Вводы	126	1 362
2	Подстанции 110 кВ	Вводы	52	695
3	Подстанции 35 кВ	Вводы	37,8	359
<i>Реконструкция и расширение ПС</i>				
1	Подстанции 220 кВ	Вводы	-	13
		Демонтаж	-	
2	Подстанции 110 кВ	Вводы	16	97
		Демонтаж	-	
Итого по годам по 220 кВ		Вводы	126	1 375
Итого по годам по 110 кВ		Вводы	68	792
Итого по годам по 35 кВ		Вводы	37,8	359
Всего по ПС 220-110-35 кВ			2 526	
ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ОДНОЦЕПНОМ ИСЧИСЛЕНИИ				
<i>Новое строительство</i>				
1	Линии электропередачи 220 кВ	Вводы	25,7	425
2	Линии электропередачи 110 кВ	Вводы	28	210
3	Линии электропередачи 35 кВ	Вводы	232	1 256
Итого по годам по 220 кВ		Вводы	25,7	425
Итого по годам по 110 кВ		Вводы	28,0	210
Итого по годам по 35 кВ		Вводы	232,0	1 256
Всего по ВЛ 220-110-35 кВ			1 891	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 220 кВ			1 800	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 110 кВ			1 002	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35 кВ			1 615	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35-110-220 кВ			4 417	

**Таблица 9.7 - Объемы электросетевого строительства и капиталовложений
схемы развития электрической сети Республики Тыва, необходимые для обеспечения
увеличения перетока мощности в энергосистему Республики Тыва**

№ п/п	Наименование объектов и видов работ	2018-2022 гг.		
		Протяженность, км, мощность, МВА	Кап.вл., млн. руб. (в ценах 2017 г.)	
ПОДСТАНЦИИ				
Реконструкция и расширение ПС				
1	Подстанции 220 кВ	Вводы	330	5679
		Демонтаж	-142	
2	Подстанции 110 кВ	Вводы	-	122
		Демонтаж	-	
Итого по годам по 220 кВ		Вводы	330	5 679
Итого по годам по 110 кВ		Вводы	-	122
Всего по ПС 220-110-35 кВ			5 801	
ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ОДНОЦЕПНОМ ИСЧИСЛЕНИИ				
Новое строительство				
1	Линии электропередачи 220 кВ	Вводы	303,8	5 253
Реконструкция и техпереворужение линий электропередачи				
1	Линии электропередачи 110 кВ	Вводы	0,19	2
		Демонтаж	-0,19	
2	Линии электропередачи 35 кВ	Вводы	0,8	6
		Демонтаж	-	
Итого по годам по 220 кВ		Вводы	303,8	5 253
Итого по годам по 110 кВ		Вводы	0,2	2
Итого по годам по 35 кВ		Вводы	0,8	6
Всего по ВЛ 220-110-35 кВ			5 261	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 220 кВ			10 932	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 110 кВ			124	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35 кВ			6	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35-110-220 кВ			11 062	

10 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данного тома была выполнена оценка перспективы развития электроэнергетического комплекса Тывинской энергосистемы на перспективу до 2022 года для базового варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности (выполненного по материалу АО «СО ЕЭС»), на основании которой определено направление развития электроэнергетики республики, обеспечивающее энергетические условия развития экономики Субъекта Федерации посредством роста энергоэффективности и повышения уровня энергобезопасности хозяйственного комплекса и социальной сферы, включая:

- создание технических основ надежного энергоснабжения и гарантированного доступа субъектов экономической деятельности к источникам электрической и тепловой энергии, а источников – к сетям;
- обоснование темпов модернизации и роста производственных мощностей электроэнергетического комплекса в условиях прогнозируемого экономического развития и увеличения объемов энергопотребления.

В соответствии с базовым вариантом прогноза потребления электроэнергии и мощности к 2022 году максимум нагрузки энергосистемы Республики Тыва прогнозируется на уровне 192 МВт. Относительно отчетного 2017 года максимум нагрузки энергосистемы возрастет на 32,3 МВт (на 20,2%).

Для обеспечения электроснабжения существующей и планируемой к подключению в период до 2022 года нагрузки необходимо:

- Выполнить строительство:
 - ✓ 2 центров питания на напряжении 220 кВ;
 - ✓ 2 центров питания на напряжении 110 кВ;
 - ✓ 3 центров питания на напряжении 35 кВ;
 - ✓ 3 ВЛ 220 кВ;
 - ✓ 2 ВЛ 110 кВ;
 - ✓ 3 ВЛ 35 кВ.
- Выполнить реконструкцию:
 - ✓ 7 подстанций 220 кВ;
 - ✓ 2 подстанций 110 кВ;
 - ✓ 1 ВЛ 110 кВ.
 - ✓ 1 ВЛ 35 кВ.

Суммарный объем капиталовложений на реализацию рекомендованных мероприятий составит 15 479 млн. руб. (в ценах 2017 г.).

В соответствии с Базовым вариантом покрытие энергодефицита Тывинской энергосистемы планируется за счет сооружения второй ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная-Туран-Кызылская, которое предусмотрено Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. Следует отметить, что данный вариант не предусматривает решение проблемного вопроса по острому дефициту тепловой мощности в г. Кызыл в отличие варианта сооружения новой ТЭЦ в г. Кызыле (Кызылской ТЭЦ-2), который рассмотрен в рамках Регионального варианта в томе 3.

Утверждена распоряжением
Главы Республики Тыва
от 10 ноября 2017 г. № 355-РГ

**СХЕМА И ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА
НА 2018-2022 ГОДЫ**

ТОМ 2

***Перспектива развития электроэнергетики
Республики Тыва на период 2018-2022 гг.
(вариант 1 – «Базовый»)***

Книга 2. Приложения.



Общество с ограниченной ответственностью
«ИНСТИТУТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»

*Состоит в саморегулируемой организации
Ассоциация проектных организаций «ПроектСтройСтандарт»*

Заказчик – Министерство топлива и энергетики Республики Тыва

СХЕМА И ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА НА 2018-2022 ГОДЫ

ТОМ 2

**Перспектива развития электроэнергетики
Республики Тыва на период 2018-2022 гг.
(вариант 1 – «Базовый»)**

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02
Книга 2. Приложения

Генеральный директор

Д.В. Гладких

Директор ДРЭС

Е.С. Котиков

Главный инженер проекта

М.В. Кашурников

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.2

Содержание:

Состав проекта

3

Приложения:

4

Приложение А – Схема электрических соединений сетей 35-110 кВ ДЗО ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тываэнерго», сетей 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Хакасское ПМЭС на 01.01.2017 г. с перспективой до 2022 г. Базовый вариант

5

Приложение Б – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зимний максимум 2018 г. Нормальный режим. Базовый вариант.

6

Приложение В – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зимний минимум 2018 г. Нормальный режим. Базовый вариант.

7

Приложение Г – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Летний максимум 2018 г. Нормальный режим. Базовый вариант.

8

Приложение Д – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Летний минимум 2018 г. Нормальный режим. Базовый вариант.

9

Приложение Е – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зимний максимум 2022 г. Нормальный режим. Базовый вариант.

10

Приложение Ж – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зимний минимум 2022 г. Нормальный режим. Базовый вариант.

11

Приложение И – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Летний максимум 2022 г. Нормальный режим. Базовый вариант.

12

Приложение К – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Летний минимум 2022 г. Нормальный режим. Базовый вариант.

13

Приложение Л – Уровни токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций Тывинской энергосистемы на 2022 год. Базовый вариант.

14

Приложение М – Письмо АО «ВЭК» в Министерство топлива и энергетики Республики Тыва от 09.06.2017 г. № ВК/01/20 «О предоставлении информации».

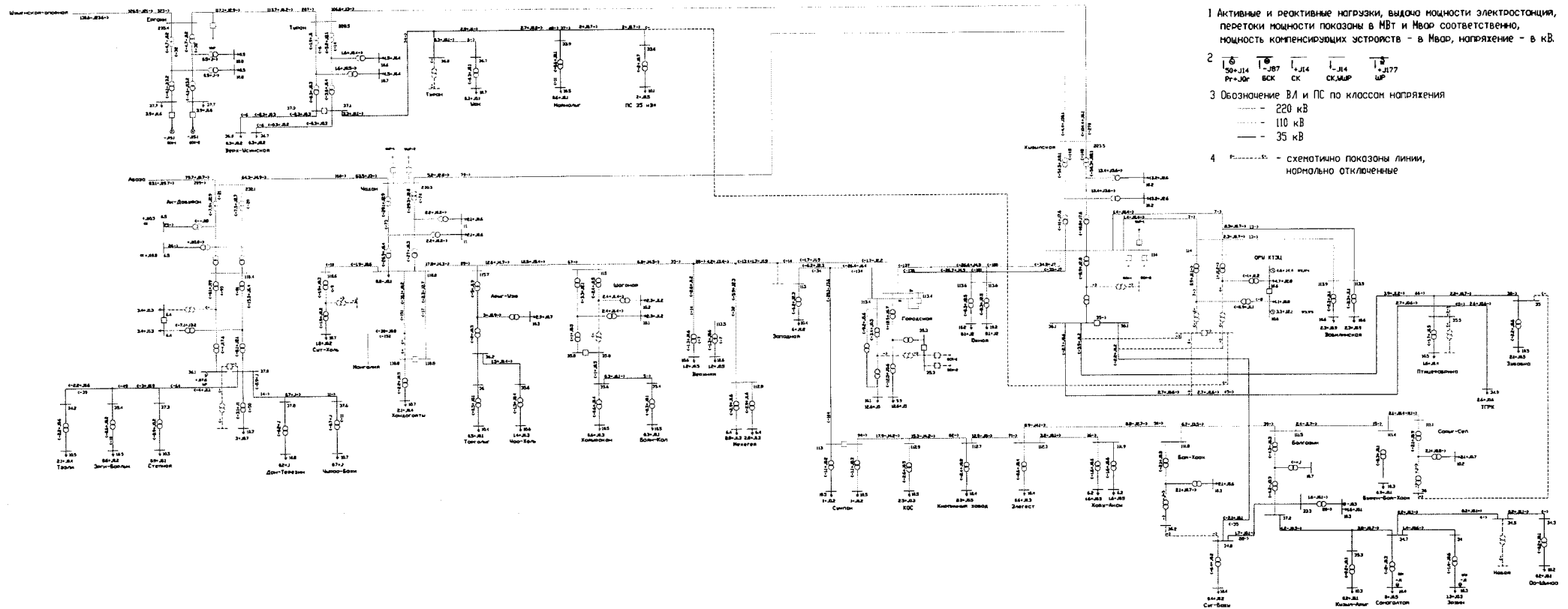
23

Состав проекта

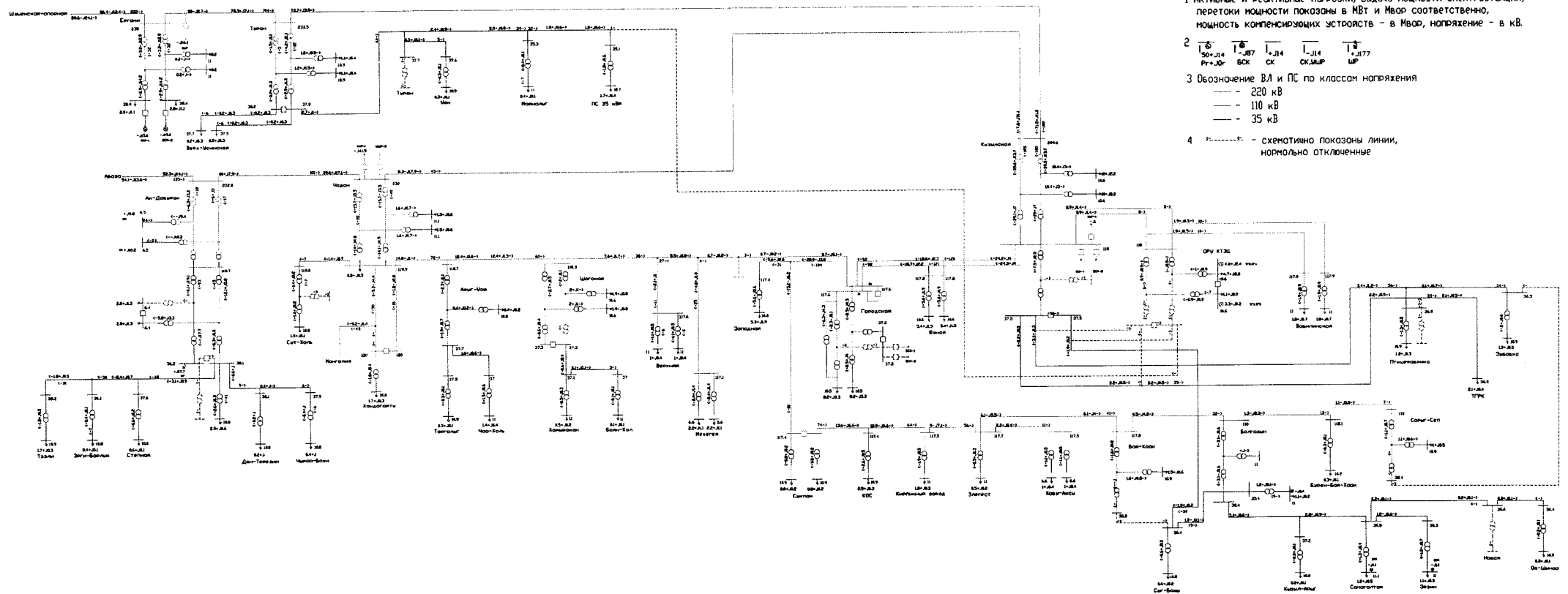
Обозначение	Наименование	Примечание
Том 1 001/17/ДРЭС-ЭЭС.01	Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг.	
Том 2 001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 Книга 1 Книга 2 Книга 3	Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 1 – «Базовый») - Пояснительная записка - Приложения - Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва	
Том 3 001/17/ДРЭС-ЭЭС.03	Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 2 – «Региональный»)	

ПРИЛОЖЕНИЯ

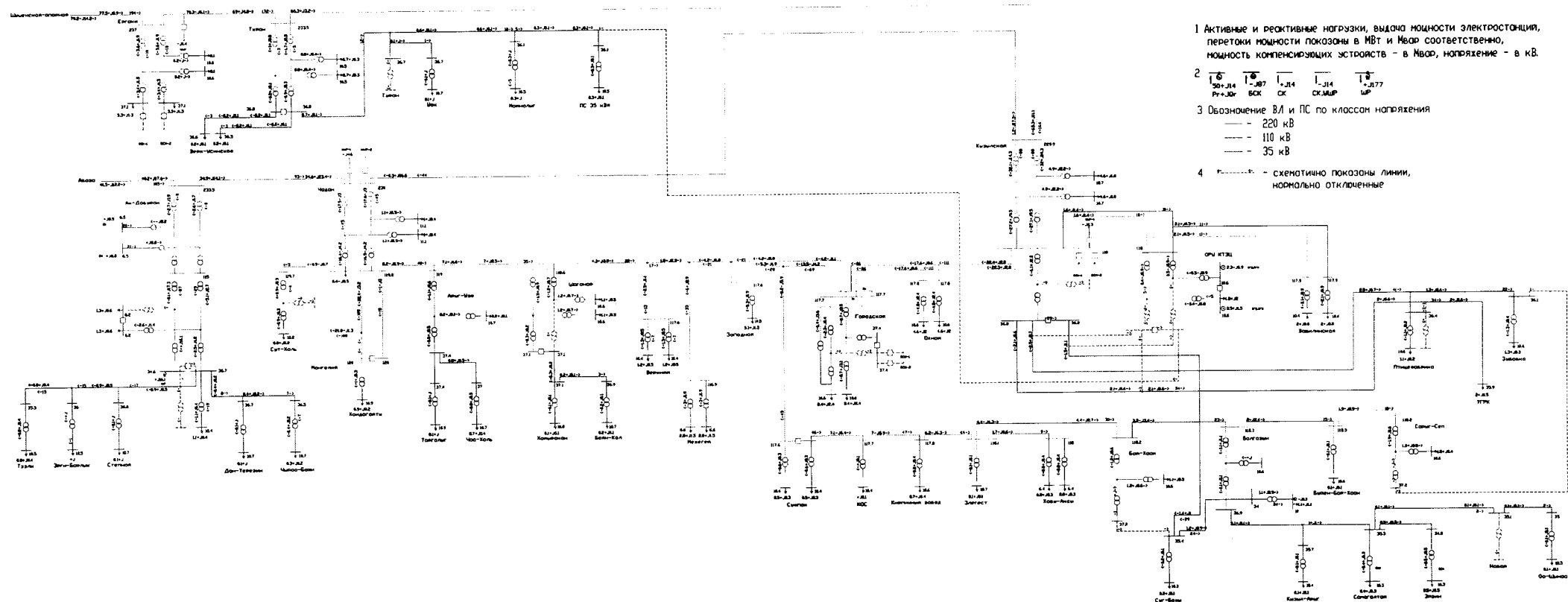
Приложение Б - Режим потокоораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зима/лето максимум 2018 г. Нормальный режим. Базовый вариант



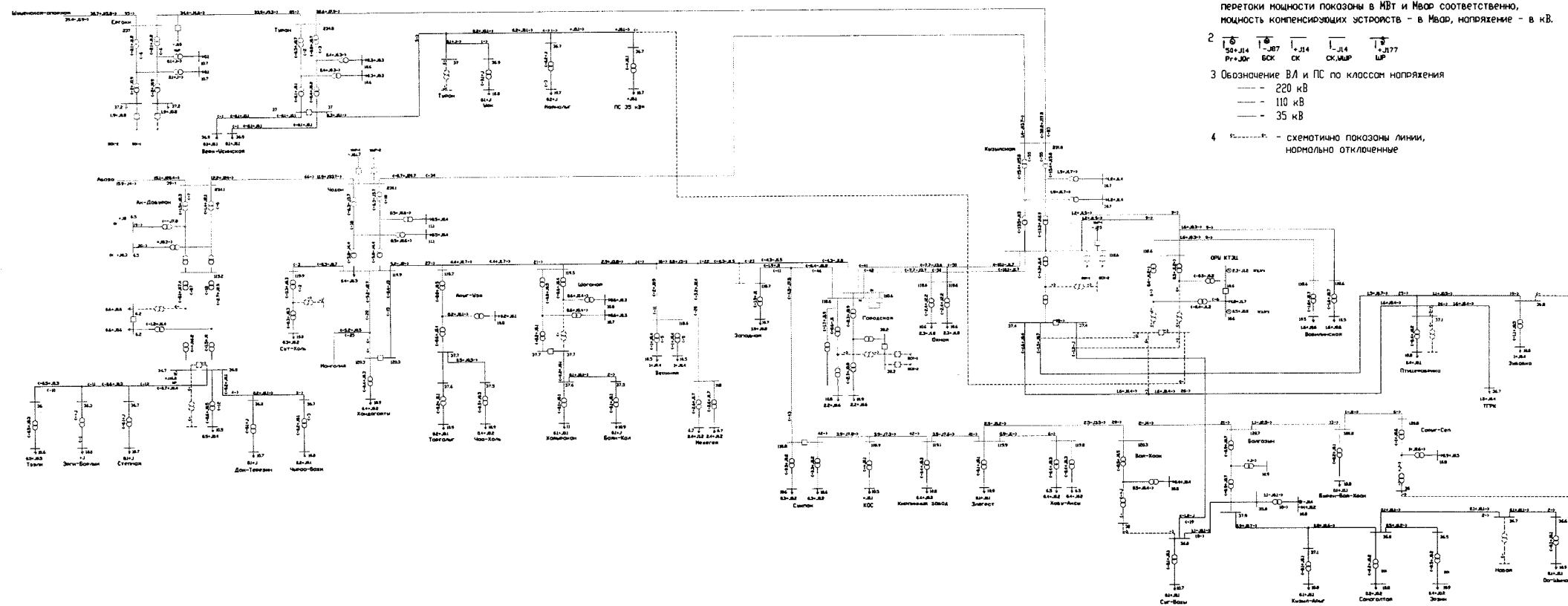
Приложение В - Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зифиния минимум 2018 г. Нормальный режим. Базовый вариант



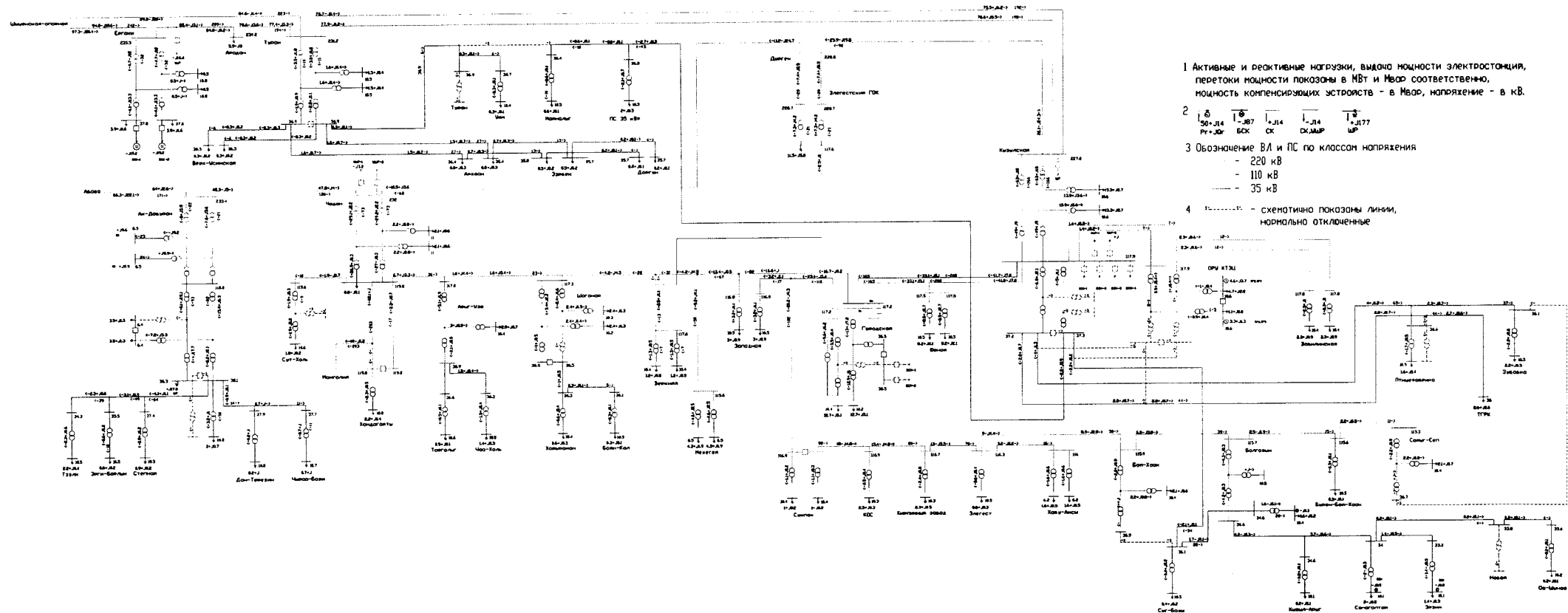
Приложение Г - Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Летний максимум 2018 г. Нормальный режим. Базовый вариант



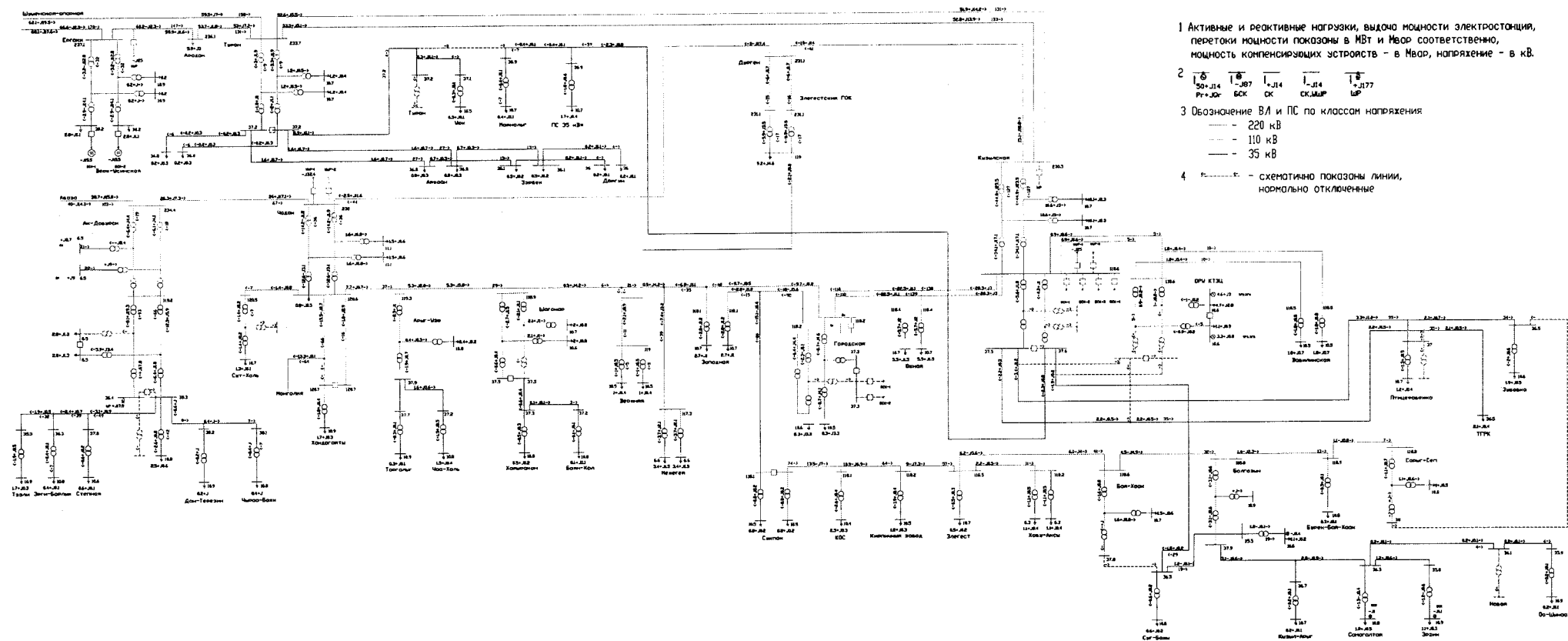
Приложение Д - Режим потокоораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Летний минимум 2018 г. Нормальный режим. Базовый вариант



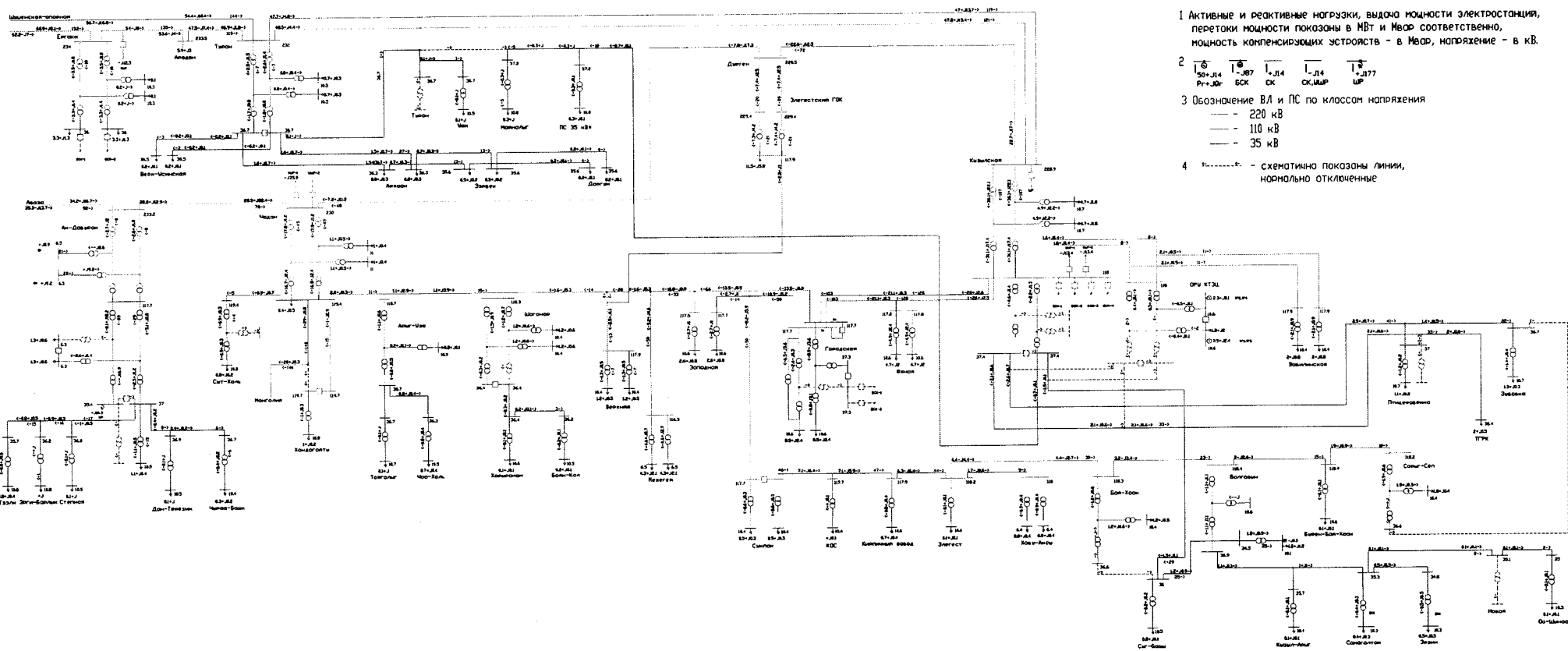
Приложение Е - Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тувинской энергосистемы. Зинный максимум 2022 г. Нормальный режим. Базовый вариант



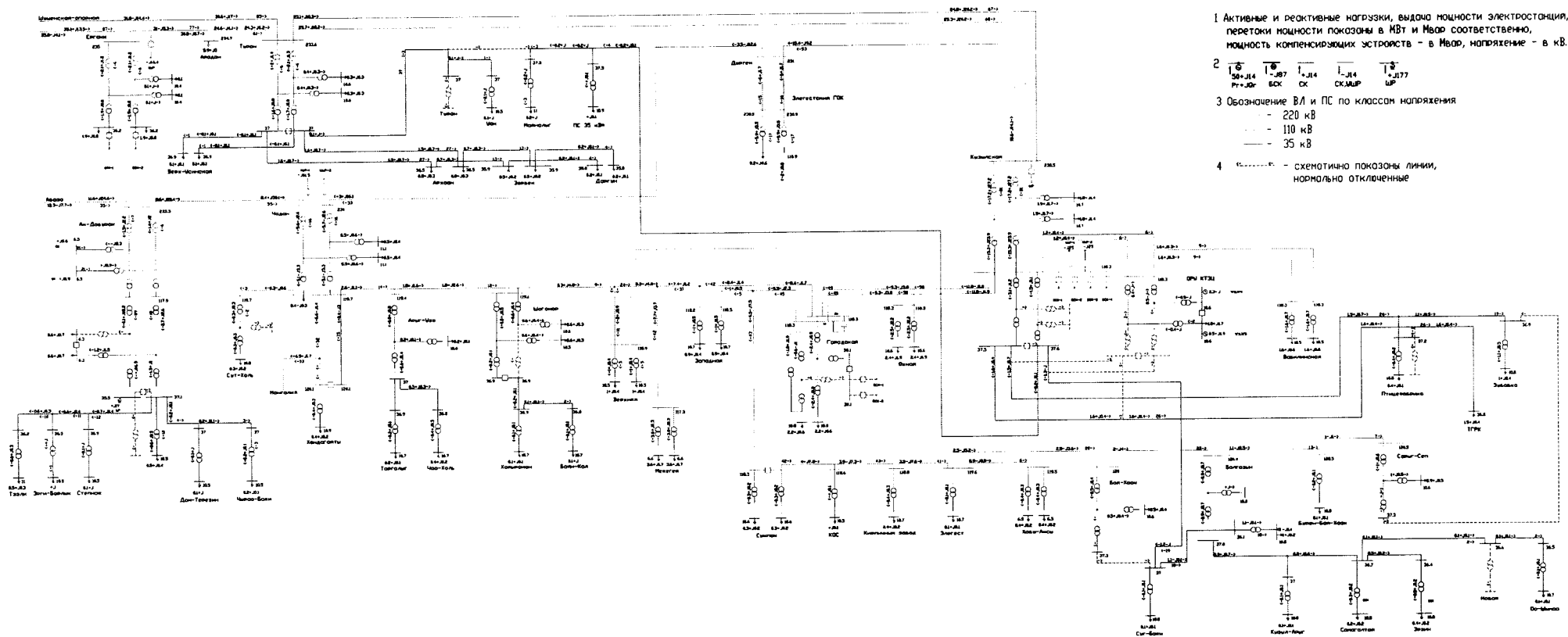
Приложение Ж - Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зимний минимум 2022 г. Нормальный режим. Базовый вариант



Приложение И - Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тувинской энергосистемы. Летний максимум 2022 г. Нормальный режим. Базовый вариант



Приложение К – Режим перетоков распределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тувинской энергосистемы. Летний минимум 2022 г. Нормальный режим. Базовый вариант



- 1 Активные и реактивные нагрузки, выдача мощности электроаппаратами, перекачка мощности показаны в кВт и Мвар соответственно, мощность компенсирующих устройств – в Мвар, напряжение – в кВ.
- 2
- | | | | | |
|---|---|---|---|---|
|  |  |  |  |  |
|---|---|---|---|---|
- 3 Обозначение ВЛ и ПС по классам напряжения
- | | |
|---|--------|
| — | 220 кВ |
| — | 110 кВ |
| — | 35 кВ |
- 4 ————— - схематично показаны линии, нормально отключенные

Приложение Л

Уровни токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций Тывинской энергосистемы на 2022 год. Базовый вариант.

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА (кА)				Однофазное КЗ IА (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=239.2/0 Z1=9.569+j48.467 Z2=9.569+j48.467 Z0=5.915+j54.752									
63701-	АРАДАН	2,8	101	0	0	2,69	99	0	0
637	ТУРАН	1,19	102	1,61	-79	1,09	101	1,61	-82
6511	ЕРГАКИ	1,61	101	1,19	-78	1,38	99	1,32	-81
63703	1АТ	0	0	2,8	-79	0,12	93	2,58	-80
63704	2АТ	0	0	2,8	-79	0,12	93	2,58	-80
U=239.1/0 Z1=9.176+j46.981 Z2=9.176+j46.981 Z0=4.668+j40.852									
637-	ТУРАН	2,88	101	0	0	3,03	100	0	0
651	ШУШЕНСКАЯ ОП	1,09	103	1,79	-80	0,89	102	2,14	-81
678	КЫЗЫЛСКАЯ	0,35	98	2,53	-78	0,48	99	2,55	-80
678,1	КЫЗЫЛСКАЯ	0,35	98	2,54	-78	0,47	98	2,56	-80
6371	1 Т	0	0	2,88	-79	0,1	93	2,93	-80
6372	2 Т	0	0	2,88	-79	0,1	93	2,93	-80
63701	АРАДАН	1,1	101	1,79	-79	0,99	100	2,04	-81
U=40.1/0 Z1=0.257+j8.860 Z2=0.257+j8.860 Z0=0.000-j-0.000									
6374-	ТУРАН 35	2,61	92	0	0	0	0	0	0
6371	1 Т	2,61	92	0	0	0	0	0	0
63761	ОТП.	0	0	2,61	-88	0	0	0	0
63768	АРЖААН 1С	0	0	2,61	-88	0	0	0	0
U=40.1/0 Z1=0.257+j8.918 Z2=0.257+j8.918 Z0=0.000-j-0.000									
6376-	ТУРАН 35	2,59	92	0	0	0	0	0	0
6372	2 Т	2,59	92	0	0	0	0	0	0
63769	АРЖААН 2С	0	0	2,59	-88	0	0	0	0
U=239.1/0 Z1=10.648+j54.402 Z2=10.648+j54.402 Z0=2.106+j30.832									
678-	КЫЗЫЛСКАЯ	2,49	101	0	0	2,92	100	0	0
637	ТУРАН	0,87	103	1,62	-80	0,8	102	2,12	-81
637,1	ТУРАН	0,86	103	1,63	-80	0,79	101	2,13	-81
692	ЧАДАН	0,26	99	2,23	-79	0,27	99	2,65	-80
6971	1 АТ	0,12	92	2,37	-78	0,33	95	2,6	-80
6972	2 АТ	0,12	92	2,37	-78	0,33	95	2,6	-80
69202	ДУРГЕН	0,26	99	2,23	-79	0,41	99	2,52	-80
U=125.6/0 Z1=2.817+j19.752 Z2=2.817+j19.752 Z0=0.263+j6.249									
6871-	КЫЗЫЛСКАЯ 110	3,63	98	0	0	4,72	97	0	0
4561	1 Т	0	0	3,63	-82	0	0	4,72	-83
6971	1 АТ	1,51	98	2,13	-82	1,87	98	2,85	-83
6972	2 АТ	1,51	98	2,13	-82	1,87	98	2,85	-83
45611	2Т	0	0	3,63	-82	0	0	4,72	-83
68711	ОТП.	0,13	106	3,5	-82	0,2	103	4,52	-83
68712	ОТП.	0,13	106	3,5	-82	0,2	103	4,52	-83
77772		0,17	90	3,46	-81	0,28	93	4,44	-82
77773		0,18	90	3,45	-81	0,29	93	4,42	-82

Продолжение приложения Л

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IA (кА)				Однофазное КЗ IA (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=42.2/0 Z1=0.317+j6.223 Z2=0.317+j6.223 Z0=0.000-j-0.000									
4563-	КЫЗЫЛЬСКАЯ 35	3,91	93	0	0	0	0	0	0
4561	1 Т	3,91	93	0	0	0	0	0	0
4565	ОТП.	0	0	3,91	-87	0	0	0	0
45651	ОТП.	0	0	3,91	-87	0	0	0	0
U=42.2/0 Z1=0.317+j6.223 Z2=0.317+j6.223 Z0=0.000-j-0.000									
45631-	КЫЗЫЛЬСКАЯ 35	3,91	93	0	0	0	0	0	0
4564	СУГ-БАЖЫ	0	0	3,91	-87	0	0	0	0
45611	2Т	3,91	93	0	0	0	0	0	0
63767	ВЕДОМСТВЕННЫЕ ПС	0	0	3,91	-87	0	0	0	0
U=239.2/0 Z1=12.990+j65.132 Z2=12.990+j65.132 Z0=4.189+j45.588									
69202-	ДУРГЕН	2,08	101	0	0	2,32	100	0	0
678	КЫЗЫЛЬСКАЯ	1,67	102	0,41	-80	1,65	101	0,67	-82
692	ЧАДАН	0,41	100	1,67	-78	0,4	100	1,92	-80
69203	ЭЛЕГ. ГОК 1С	0	0	2,08	-79	0,14	95	2,19	-80
69204	ЭЛЕГ. ГОК 2С	0	0	2,08	-79	0,14	95	2,19	-80
U=239.2/0 Z1=14.159+j70.373 Z2=14.159+j70.373 Z0=5.269+j54.737									
69203-	ЭЛЕГ. ГОК 1С	1,92	101	0	0	2,09	100	0	0
69202	ДУРГЕН	1,88	102	0,05	-91	1,87	101	0,22	-87
69205	1АТ	0,05	89	1,88	-78	0,22	93	1,87	-79
U=239.2/0 Z1=14.140+j70.306 Z2=14.140+j70.306 Z0=5.251+j54.625									
69204-	ЭЛЕГ. ГОК 2С	1,93	101	0	0	2,09	100	0	0
69202	ДУРГЕН	1,88	102	0,05	-91	1,87	101	0,22	-87
69208	2АТ	0,05	89	1,88	-78	0,22	93	1,87	-79
U=125.9/0 Z1=3.767+j32.730 Z2=3.767+j32.730 Z0=0.434+j12.763									
69207-	ЭЛ. ГОК 110 1С	2,21	97	0	0	2,77	96	0	0
69205	1АТ	1,1	97	1,1	-83	1,31	96	1,47	-84
69210	ЭЛЕГ ГОК 110 2С	1,1	97	1,1	-83	1,31	96	1,47	-84
78001	ВЕРХНЯЯ	0	0	2,21	-83	0,16	95	2,62	-84
U=125.9/0 Z1=3.767+j32.730 Z2=3.767+j32.730 Z0=0.434+j12.763									
69210-	ЭЛЕГ ГОК 110 2С	2,21	97	0	0	2,77	96	0	0
69207	ЭЛ. ГОК 110 1С	1,1	97	1,1	-83	1,47	96	1,31	-84
69208	2АТ	1,1	97	1,1	-83	1,31	96	1,47	-84
U=240.5/0 Z1=13.567+j76.647 Z2=13.567+j76.647 Z0=4.277+j60.060									
677-	АК-ДОВУРАК	1,78	100	0	0	1,93	98	0	0
679	АБАЗА	0,86	98	0,93	-78	0,72	97	1,21	-81
692	ЧАДАН	0,93	102	0,86	-82	0,89	101	1,04	-84
6771	АТ 1	0	0	1,78	-80	0,12	94	1,81	-81
6772	АТ 2	0	0	1,78	-80	0,2	94	1,74	-81
U=126.6/0 Z1=3.758+j51.006 Z2=3.758+j51.006 Z0=0.259+j17.907									
6773-	2 С АК-ДОВУРАК	1,43	94	0	0	1,82	94	0	0
6774	1 С АК-ДОВУРАК	1,43	94	0	0	1,71	94	0,12	-87
6782	2 Т	0	0	1,43	-86	0,12	93	1,71	-86

Продолжение приложения Л

продолжение приложения 31									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА (кА)				Однофазное КЗ IА (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=126.6/0 Z1=3.758+j51.006 Z2=3.758+j51.006 Z0=0.259+j17.907									
6774-	1 С АК-ДОВУРАК	1,43	94	0	0	1,82	94	0	0
6772	АТ 2	1,43	94	0	0	1,58	94	0,24	-87
6773	2 С АК-ДОВУРАК	0	0	1,43	-86	0,12	93	1,71	-86
6781	1 Т	0	0	1,43	-86	0,12	93	1,7	-86
U=42.5/0 Z1=0.423+j11.755 Z2=0.423+j11.755 Z0=0.000+j0.000									
67821-	АК-ДОВУРАК 35 2С	2,08	92	0	0	0	0	0	0
16	ОТП.	0	0	2,08	-88	0	0	0	0
6782	2 Т	2,08	92	0	0	0	0	0	0
67823	ОТП.	0	0	2,08	-88	0	0	0	0
U=239.9/0 Z1=13.620+j72.042 Z2=13.620+j72.042 Z0=4.943+j55.924									
692-	ЧАДАН	1,89	101	0	0	2,05	99	0	0
28	АТ 1	0,07	102	1,82	-79	0,19	96	1,86	-81
677	АК-ДОВУРАК	0,73	98	1,16	-78	0,73	98	1,32	-80
678	КЫЗЫЛСКАЯ	0,52	102	1,37	-80	0,47	101	1,58	-81
6921	АТ 2	0,07	102	1,82	-79	0,18	96	1,87	-81
69202	ДУРГЕН	0,51	102	1,38	-80	0,48	101	1,57	-81
U=126.2/0 Z1=4.103+j29.408 Z2=4.103+j29.408 Z0=0.686+j13.707									
6923-	ЧАДАН 110	2,45	98	0	0	2,99	97	0	0
28	АТ 1	1,01	96	1,44	-81	1,28	96	1,71	-82
6691	ОТП.	0,43	106	2,03	-84	0,39	105	2,6	-84
6921	АТ 2	1,02	96	1,44	-81	1,29	96	1,7	-82
69221	СУТ-ХОЛЬ	0	0	2,45	-82	0	0	2,99	-83
69222	ХАНДАГАЙТЫ	0	0	2,45	-82	0	0	2,99	-83
69223	ОТП.	0	0	2,45	-82	0,03	102	2,97	-83
69231	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	0	0	2,45	-82	0	0	2,99	-83
69232	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	0	0	2,45	-82	0	0	2,99	-83
U=126.2/0 Z1=14.163+j40.808 Z2=14.163+j40.808 Z0=14.626+j47.897									
69221-	СУТ-ХОЛЬ	1,69	109	0	0	1,6	108	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,69	109	0	0	1,6	108	0	0
U=126.2/0 Z1=21.143+j64.498 Z2=21.143+j64.498 Z0=17.854+j120.160									
69223-	ОТП.	1,07	108	0	0	0,85	104	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,07	108	0	0	0,76	104	0,09	-79
69224	НА УЛАНГОМ	0	0	1,07	-72	0,09	101	0,76	-76
U=126.2/0 Z1=10.123+j38.088 Z2=10.123+j38.088 Z0=9.706+j54.507									
69231-	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	1,85	105	0	0	1,63	103	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,85	105	0	0	1,63	103	0	0
U=126.2/0 Z1=10.123+j38.088 Z2=10.123+j38.088 Z0=9.706+j54.507									
69232-	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	1,85	105	0	0	1,63	103	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,85	105	0	0	1,63	103	0	0
U=126.2/0 Z1=21.143+j64.498 Z2=21.143+j64.498 Z0=30.256+j178.627									
69222-	ХАНДАГАЙТЫ	1,07	108	0	0	0,69	103	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,07	108	0	0	0,69	103	0	0

Продолжение приложения Л

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IA(кА)				Однофазное КЗ IA(кА)			
Узла	Узла	на шинах	за выкл.	на шинах	за выкл.	на шинах	за выкл.	на шинах	за выкл.
U=126.2/0 Z1=43.783+j111.118 Z2=43.783+j111.118 Z0=11.700+j133.351									
69224-	НА УЛАНГОМ	0,61	112	0	0	0,59	106	0	0
0		0	0	0,61	-68	0,12	101	0,48	-73
69223	ОТП.	0,61	112	0	0	0,48	107	0,12	-79
U=126.0/0 Z1=8.880+j41.927 Z2=8.880+j41.927 Z0=14.026+j71.111									
66911-	АРЫГ-УЗЮ	1,7	102	0	0	1,38	102	0	0
6691	ОТП.	1,7	102	0	0	1,38	102	0	0
66912	1 Т	0	0	1,7	-78	0	0	1,38	-78
U=42.0/0 Z1=0.987+j26.213 Z2=0.987+j26.213 Z0=0.000-j-0.000									
66913-	АРЫГ-УЗЮ 35	0,92	92	0	0	0	0	0	0
66912	1 Т	0,92	92	0	0	0	0	0	0
66915	ТОРГАЛЫГ	0	0	0,92	-88	0	0	0	0
66916	ЧАА-ХОЛЬ	0	0	0,92	-88	0	0	0	0
U=125.9/0 Z1=9.130+j41.768 Z2=9.130+j41.768 Z0=14.692+j73.472									
66921-	ШАГОНАР 2С	1,7	102	0	0	1,36	102	0	0
40		1,7	102	0	0	1,36	102	0	0
66922	ШАГОНАР 1С	0	0	1,7	-78	0	0	1,36	-78
66924	2 Т	0	0	1,7	-78	0	0	1,36	-78
U=125.9/0 Z1=9.130+j41.768 Z2=9.130+j41.768 Z0=14.692+j73.472									
66922-	ШАГОНАР 1С	1,7	102	0	0	1,36	102	0	0
66921	ШАГОНАР 2С	1,7	102	0	0	1,36	102	0	0
66923	1 Т	0	0	1,7	-78	0	0	1,36	-78
U=42.0/0 Z1=1.014+j31.231 Z2=1.014+j31.231 Z0=0.000-j-0.000									
66925-	ШАГОНАР 35	0,78	92	0	0	0	0	0	0
66296	ШАГОНАР 35	0	0	0,78	-88	0	0	0	0
66923	1 Т	0,78	92	0	0	0	0	0	0
U=125.6/0 Z1=3.385+j21.611 Z2=3.385+j21.611 Z0=1.089+j12.619									
6595-	ГОРОДСКАЯ	3,32	99	0	0	3,86	98	0	0
78	ОТП.	0,3	105	3,01	-82	0,29	104	3,57	-82
64951	1 Т	0	0	3,32	-81	0,08	93	3,78	-82
64953	ГОРОДСКАЯ 10	0	0	3,32	-81	0	0	3,86	-82
65951	ОТП.	0	0	3,32	-81	0,07	103	3,79	-82
67951	2 Т	0	0	3,32	-81	0,08	93	3,77	-82
67954	3 Т	0	0	3,32	-81	0,08	93	3,78	-82
68711	ОТП.	1,51	98	1,81	-81	1,63	98	2,23	-82
68712	ОТП.	1,51	98	1,81	-81	1,63	98	2,23	-82
U=42.2/0 Z1=0.381+j10.228 Z2=0.381+j10.228 Z0=0.000-j-0.000									
64952-	ГОРОДСКАЯ 35 1Т	2,38	92	0	0	0	0	0	0
64951	1 Т	2,38	92	0	0	0	0	0	0
U=42.2/0 Z1=0.381+j12.038 Z2=0.381+j12.038 Z0=0.000-j-0.000									
67952-	ГОРОДСКАЯ 35 2Т	2,02	92	0	0	0	0	0	0
67951	2 Т	2,02	92	0	0	0	0	0	0

Продолжение приложения Л

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА(кА)				Однофазное КЗ IА(кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=42.2/0 Z1=0.381+j12.572 Z2=0.381+j12.572 Z0=0.000-j-0.000									
67955-	ГОРОДСКАЯ 35 ЗТ	1,94	92	0	0	0	0	0	0
67954	3 Т	1,94	92	0	0	0	0	0	0
U=125.6/0 Z1=76.115+j133.231 Z2=76.115+j133.231 Z0=97.040+j306.159									
65978-	САРЫГ-СЕП	0,47	120	0	0	0,35	114	0	0
4568	1 Т	0	0	0,47	-60	0	0	0,35	-66
65977	БУРЕНЬ-БАЙ-ХААК	0,47	120	0	0	0,35	114	0	0
U=41.9/0 Z1=8.457+j39.295 Z2=8.457+j39.295 Z0=0.000-j-0.000									
45682-	САРЫГ-СЕП 35	0,6	102	0	0	0	0	0	0
4568	1 Т	0,6	102	0	0	0	0	0	0
U=125.6/0 Z1=63.865+j115.561 Z2=63.865+j115.561 Z0=78.680+j253.159									
65977-	БУРЕНЬ-БАЙ-ХААК	0,55	119	0	0	0,41	113	0	0
65976	БАЛГАЗЫН	0,55	119	0	0	0,41	113	0	0
65978	САРЫГ-СЕП	0	0	0,55	-61	0	0	0,41	-67
U=125.6/0 Z1=50.695+j96.561 Z2=50.695+j96.561 Z0=58.950+j196.199									
65976-	БАЛГАЗЫН	0,67	118	0	0	0,52	112	0	0
7893	1 Т	0	0	0,67	-62	0	0	0,52	-68
65975	БАЙ-ХААК	0,67	118	0	0	0,52	112	0	0
65977	БУРЕНЬ-БАЙ-ХААК	0	0	0,67	-62	0	0	0,52	-68
U=41.9/0 Z1=5.633+j32.497 Z2=5.633+j32.497 Z0=0.000-j-0.000									
7891-	БАЛГАЗЫН 35	0,73	100	0	0	0	0	0	0
7812	ОТП.	0	0	0,73	-80	0	0	0	0
7893	1 Т	0,73	100	0	0	0	0	0	0
78911	БАЛГАЗЫН. О.С.	0	0	0,73	-80	0	0	0	0
U=125.6/0 Z1=33.245+j71.401 Z2=33.245+j71.401 Z0=32.800+j120.709									
65975-	БАЙ-ХААК	0,92	115	0	0	0,77	111	0	0
8771	1 Т	0	0	0,92	-65	0	0	0,77	-69
65973	ЭЛЕГЕСТ	0,92	115	0	0	0,77	111	0	0
65976	БАЛГАЗЫН	0	0	0,92	-65	0	0	0,77	-69
U=125.6/0 Z1=29.205+j68.571 Z2=29.205+j68.571 Z0=6.388+j61.077									
65974-	ХОВУ-АКСЫ	0,97	113	0	0	1,04	108	0	0
0		0	0	0,97	-67	0,22	102	0,83	-70
65973	ЭЛЕГЕСТ	0,97	113	0	0	0,83	110	0,22	-78
U=125.6/0 Z1=19.535+j51.641 Z2=19.535+j51.641 Z0=12.260+j61.419									
65973-	ЭЛЕГЕСТ	1,31	111	0	0	1,26	107	0	0
65971	КИР.ЗАВОД	1,31	111	0	0	1,09	108	0,18	-78
65974	ХОВУ-АКСЫ	0	0	1,31	-69	0,18	102	1,09	-72
65975	БАЙ-ХААК	0	0	1,31	-69	0	0	1,26	-73
U=125.6/0 Z1=9.095+j33.371 Z2=9.095+j33.371 Z0=8.367+j39.264									
65971-	КИР.ЗАВОД	2,1	105	0	0	1,99	104	0	0
65956	ОТП.	2,1	105	0	0	1,86	104	0,13	-79
65973	ЭЛЕГЕСТ	0	0	2,1	-75	0,13	101	1,86	-76

Продолжение приложения Л

Продолжение приложения 1									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА (кА)				Однофазное КЗ IА (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=125.6/0 Z1=6.575+j27.981 Z2=6.575+j27.981 Z0=5.639+j28.412									
65957-	К.О.С.	2,52	103	0	0	2,52	103	0	0
65956	ОТП.	2,52	103	0	0	2,52	103	0	0
U=125.6/0 Z1=5.545+j26.061 Z2=5.545+j26.061 Z0=4.297+j23.849									
65955-	СУКПАК	2,72	102	0	0	2,81	101	0	0
65951	ОТП.	2,72	102	0	0	2,71	102	0,1	-79
65956	ОТП.	0	0	2,72	-78	0,1	101	2,71	-78
U=125.6/0 Z1=4.075+j23.001 Z2=4.075+j23.001 Z0=2.174+j16.296									
65952-	ЗАПАДНАЯ	3,11	100	0	0	3,45	99	0	0
65951	ОТП.	3,11	100	0	0	3,45	99	0	0
U=125.7/0 Z1=12.996+j41.391 Z2=12.996+j41.391 Z0=18.396+j74.510									
77-	МЕЖЕГЕЙ	1,67	107	0	0	1,33	106	0	0
76	ОТП.	1,67	107	0	0	1,33	106	0	0
U=125.6/0 Z1=3.282+j21.326 Z2=3.282+j21.326 Z0=1.166+j12.832									
68714-	ЮЖНАЯ	3,36	99	0	0	3,88	98	0	0
68712	ОТП.	3,36	99	0	0	3,88	98	0	0
U=125.6/0 Z1=3.282+j21.326 Z2=3.282+j21.326 Z0=1.166+j12.832									
68713-	ЮЖНАЯ	3,36	99	0	0	3,88	98	0	0
68711	ОТП.	3,36	99	0	0	3,88	98	0	0
U=125.6/0 Z1=2.969+j20.310 Z2=2.969+j20.310 Z0=0.613+j7.885									
7777-	ОРУ 110 К. ТЭЦ	3,53	98	0	0	4,44	98	0	0
7771	1 Т	0,18	90	3,35	-81	0,21	90	4,24	-82
77772		3,35	99	0,18	-90	4,24	98	0,21	-90
U=125.6/0 Z1=2.967+j20.306 Z2=2.967+j20.306 Z0=0.611+j7.878									
77771-	ОРУ 110 К.ТЭЦ	3,53	98	0	0	4,45	98	0	0
7772	2 Т	0,19	90	3,35	-81	0,22	90	4,23	-82
77773		3,35	99	0,19	-90	4,23	98	0,22	-90
U=39.2/0 Z1=0.129+j5.147 Z2=0.129+j5.147 Z0=0.000-j-0.000									
7774-	К.ТЭЦ 35	4,39	91	0	0	0	0	0	0
7771	1 Т	1,56	92	2,83	-89	0	0	0	0
7772	2 Т	1,56	92	2,83	-89	0	0	0	0
7778	4Г	0,64	90	3,75	-88	0	0	0	0
7779	5Г	0,64	90	3,75	-88	0	0	0	0
U=125.6/0 Z1=5.873+j25.241 Z2=5.873+j25.241 Z0=2.810+j23.481									
77774-	ВАВИЛИНСКАЯ 1С	2,8	103	0	0	2,89	101	0	0
0		0	0	2,8	-77	0,26	94	2,63	-78
77772		2,8	103	0	0	2,63	102	0,26	-86
U=125.6/0 Z1=5.872+j25.239 Z2=5.872+j25.239 Z0=2.810+j23.479									
77775-	ВАВИЛИНСКАЯ 2С	2,8	103	0	0	2,89	101	0	0
0		0	0	2,8	-77	0,26	94	2,63	-78
77773		2,8	103	0	0	2,63	102	0,26	-86
U=41.9/0 Z1=73.323+j101.817 Z2=73.323+j101.817 Z0=0.000-j-0.000									
7896-	ОО-ШЫНАА	0,19	126	0	0	0	0	0	0
96	ОТП.	0,19	126	0	0	0	0	0	0

Продолжение приложения Л

Продолжение приложения 1									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА (кА)				Однофазное КЗ IА (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=41.9/0 Z1=52.823+j80.817 Z2=52.823+j80.817 Z0=0.000-j-0.000									
97-	НОВАЯ	0,25	123	0	0	0	0	0	0
96	ОТП.	0,25	123	0	0	0	0	0	0
U=41.9/0 Z1=71.823+j78.817 Z2=71.823+j78.817 Z0=0.000-j-0.000									
7895-	ЭРЗЫН	0,23	132	0	0	0	0	0	0
7894	САМАГАЛТАЙ	0,23	132	0	0	0	0	0	0
U=41.9/0 Z1=32.323+j59.817 Z2=32.323+j59.817 Z0=0.000-j-0.000									
7894-	САМАГАЛТАЙ	0,36	118	0	0	0	0	0	0
96	ОТП.	0	0	0,36	-62	0	0	0	0
7812	ОТП.	0,36	118	0	0	0	0	0	0
7895	ЭРЗЫН	0	0	0,36	-62	0	0	0	0
U=41.9/0 Z1=25.893+j53.987 Z2=25.893+j53.987 Z0=0.000-j-0.000									
78121-	КЫЗЫЛ-АРЫГ	0,4	116	0	0	0	0	0	0
7812	ОТП.	0,4	116	0	0	0	0	0	0
U=41.9/0 Z1=10.193+j37.167 Z2=10.193+j37.167 Z0=0.000-j-0.000									
78911-	БАЛГАЗЫН. О.С.	0,63	105	0	0	0	0	0	0
7891	БАЛГАЗЫН 35	0,63	105	0	0	0	0	0	0
U=42.0/0 Z1=23.044+j53.781 Z2=23.044+j53.781 Z0=0.000-j-0.000									
6694-	БАЯН-КОЛ	0,41	113	0	0	0	0	0	0
6693	ХАЙЫРАКАН	0,41	113	0	0	0	0	0	0
U=42.0/0 Z1=6.864+j37.221 Z2=6.864+j37.221 Z0=0.000-j-0.000									
6693-	ХАЙЫРАКАН	0,64	100	0	0	0	0	0	0
6694	БАЯН-КОЛ	0	0	0,64	-80	0	0	0	0
66296	ШАГОНАР 35	0,64	100	0	0	0	0	0	0
U=42.0/0 Z1=24.737+j37.643 Z2=24.737+j37.643 Z0=0.000-j-0.000									
66916-	ЧАА-ХОЛЬ	0,54	123	0	0	0	0	0	0
66913	АРЫГ-УЗЮ 35	0,54	123	0	0	0	0	0	0
U=42.0/0 Z1=15.727+j36.203 Z2=15.727+j36.203 Z0=0.000-j-0.000									
66915-	ТОРГАЛЫГ	0,61	114	0	0	0	0	0	0
66913	АРЫГ-УЗЮ 35	0,61	114	0	0	0	0	0	0
U=42.5/0 Z1=11.883+j26.275 Z2=11.883+j26.275 Z0=0.000-j-0.000									
67829-	ЧЫРАА-БАЖЫ	0,85	114	0	0	0	0	0	0
16	ОТП.	0,85	114	0	0	0	0	0	0
U=42.5/0 Z1=4.503+j15.935 Z2=4.503+j15.935 Z0=0.000-j-0.000									
67828-	ДОН-ТЕРЕЗИН	1,48	106	0	0	0	0	0	0
16	ОТП.	1,48	106	0	0	0	0	0	0
U=42.5/0 Z1=32.263+j31.895 Z2=32.263+j31.895 Z0=0.000-j-0.000									
67827-	ТЭЭЛИ	0,54	135	0	0	0	0	0	0
67825	ОТП.	0,54	135	0	0	0	0	0	0
U=42.5/0 Z1=29.263+j25.635 Z2=29.263+j25.635 Z0=0.000-j-0.000									
67826-	ЭРГИ-БАРЛЫГ	0,63	139	0	0	0	0	0	0
67825	ОТП.	0,63	139	0	0	0	0	0	0

Продолжение приложения Л

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IA (кА)				Однофазное КЗ IA (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=42.5/0 Z1=5.643+j14.265 Z2=5.643+j14.265 Z0=0.000-j-0.000									
15-	СТЕПНАЯ	1,6	112	0	0	0	0	0	0
67823	ОТП.	1,6	112	0	0	0	0	0	0
U=40.1/0 Z1=5.377+j17.550 Z2=5.377+j17.550 Z0=0.000-j-0.000									
63768-	АРЖААН 1С	1,26	107	0	0	0	0	0	0
6374	ТУРАН 35	1,26	107	0	0	0	0	0	0
63770	ЭЭРБЕК 1С	0	0	1,26	-73	0	0	0	0
U=40.1/0 Z1=5.377+j17.608 Z2=5.377+j17.608 Z0=0.000-j-0.000									
63769-	АРЖААН 2С	1,26	107	0	0	0	0	0	0
6376	ТУРАН 35	1,26	107	0	0	0	0	0	0
63771	ЭЭРБЕК 2С	0	0	1,26	-73	0	0	0	0
U=40.1/0 Z1=24.897+j50.670 Z2=24.897+j50.670 Z0=0.000-j-0.000									
63770-	ЭЭРБЕК 1С	0,41	116	0	0	0	0	0	0
63768	АРЖААН 1С	0,41	116	0	0	0	0	0	0
63772	ДОРГУН 1С	0	0	0,41	-64	0	0	0	0
U=40.1/0 Z1=24.897+j50.728 Z2=24.897+j50.728 Z0=0.000-j-0.000									
63771-	ЭЭРБЕК 2С	0,41	116	0	0	0	0	0	0
63769	АРЖААН 2С	0,41	116	0	0	0	0	0	0
63773	ДОРГУН 2С	0	0	0,41	-64	0	0	0	0
U=40.1/0 Z1=28.557+j56.880 Z2=28.557+j56.880 Z0=0.000-j-0.000									
63772-	ДОРГУН 1С	0,36	117	0	0	0	0	0	0
63770	ЭЭРБЕК 1С	0,36	117	0	0	0	0	0	0
U=40.1/0 Z1=28.557+j56.938 Z2=28.557+j56.938 Z0=0.000-j-0.000									
63773-	ДОРГУН 2С	0,36	117	0	0	0	0	0	0
63771	ЭЭРБЕК 2С	0,36	117	0	0	0	0	0	0
U=40.1/0 Z1=2.887+j11.130 Z2=2.887+j11.130 Z0=0.000-j-0.000									
63762-	ТУРАН	2,01	105	0	0	0	0	0	0
63761	ОТП.	2,01	105	0	0	0	0	0	0
U=40.1/0 Z1=25.357+j21.700 Z2=25.357+j21.700 Z0=0.000-j-0.000									
63763-	УЮК	0,69	139	0	0	0	0	0	0
63761	ОТП.	0,69	139	0	0	0	0	0	0
U=42.2/0 Z1=12.467+j14.803 Z2=12.467+j14.803 Z0=0.000-j-0.000									
63766-	МАЙНАЛЫГ	1,26	130	0	0	0	0	0	0
63765	ОТП.	1,26	130	0	0	0	0	0	0
U=42.2/0 Z1=9.167+j12.603 Z2=9.167+j12.603 Z0=0.000-j-0.000									
63767-	ВЕДОМСТВЕННЫЕ ПС	1,56	126	0	0	0	0	0	0
45631	КЫЗЫЛЬСКАЯ 35	1,56	126	0	0	0	0	0	0
63765	ОТП.	0	0	1,56	-54	0	0	0	0
U=42.2/0 Z1=4.257+j11.733 Z2=4.257+j11.733 Z0=0.000-j-0.000									
4567-	ПТИЦЕФАБРИКА	1,95	110	0	0	0	0	0	0
4565	ОТП.	1,95	110	0	0	0	0	0	0
U=42.2/0 Z1=4.257+j11.733 Z2=4.257+j11.733 Z0=0.000-j-0.000									
45671-	ПТИЦЕФАБРИКА	1,95	110	0	0	0	0	0	0
45651	ОТП.	1,95	110	0	0	0	0	0	0

Окончание приложения Л

Окончание приложения 31

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА (кА)				Однофазное КЗ IА (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=42.2/0		Z1=10.257+j20.133		Z2=10.257+j20.133		Z0=0.000-j-0.000			
4566-	ЗУБОВКА	1,08	117	0	0	0	0	0	0
4565	ОТП.	1,08	117	0	0	0	0	0	0
U=42.2/0		Z1=16.987+j17.853		Z2=16.987+j17.853		Z0=0.000-j-0.000			
45661-	ТГРК	0,99	134	0	0	0	0	0	0
45651	ОТП.	0,99	134	0	0	0	0	0	0
U=42.2/0		Z1=19.967+j26.333		Z2=19.967+j26.333		Z0=0.000-j-0.000			
4564-	СУГ-БАЖЫ	0,74	127	0	0	0	0	0	0
45631	КЫЗЫЛЬСКАЯ 35	0,74	127	0	0	0	0	0	0

Приложение М



**ВОСТОЧНАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ**

Министру топлива и энергетики
Республики Тыва

Р.В. Кажин-оолу

09.06.2017 ВК/01/20

О предоставлении информации

Уважаемый Роман Викторович!

В ответ на Ваше письмо от 04.05.2017 г. № Р-906 направляю Вам данные о планируемом АО «ВЭК» годовом объеме передачи электроэнергии и максимальной величине мощности в период 2017-2022 гг. из Тувинской энергосистемы России в Монголию.

Приложение: на 1 л.

С уважением,

Генеральный директор

М.В. Шашмурин

Закаблук А.В.
(495) 664-88-40 (2327)

Приложение к письму

АО «ВЭК»

от 02.06.2017 № ВК/04/20

Данные о планируемом АО «ВЭК» годовом объёме передачи электроэнергии и максимальной величине мощности в период 2017-2022 гг. из Тувинской энергосистемы России в Монголию

	период	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ВЛ 110 кВ «Чадан – Хандагайты – Улангом»	кВт*ч.	90 000 000	90 000 000	100 000 000	120 000 000	120 000 000	120 000 000
	Макс мощность, МВт	30	30	35	40	40	40

Утверждена распоряжением
Главы Республики Тыва
от 10 ноября 2017 г. № 355-РГ

**СХЕМА И ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА
НА 2018-2022 ГОДЫ**

ТОМ 2

***Перспектива развития электроэнергетики
Республики Тыва на период 2018-2022 гг.
(вариант 1 – «Базовый»)***

Книга 3. Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва.



Общество с ограниченной ответственностью
«ИНСТИТУТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»

*Состоит в саморегулируемой организации
Ассоциация проектных организаций «ПроектСтройСтандарт»*

Заказчик – Министерство топлива и энергетики Республики Тыва

СХЕМА И ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА НА 2018-2022 ГОДЫ

ТОМ 2

**Перспектива развития электроэнергетики
Республики Тыва на период 2018-2022 гг.
(вариант 1 – «Базовый»)**

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02

Книга 3. Сводные показатели по современному состоянию и
перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва

Генеральный директор

Д.В. Гладких

Директор ДРЭС

Е.С. Котиков

Главный инженер проекта

М.В. Кашурников

Содержание:

Состав проекта	3
1 Отчетные показатели функционирования энергосистемы Республики Тыва	4
1.1 Динамика уровней электропотребления энергосистемы и крупных узлов нагрузки	4
1.2 Структура электропотребления Тывинской энергосистемы. Перечень основных крупных потребителей электроэнергетики на территории Республики Тыва	6
1.3 Структура установленной электрогенерирующей мощности. Состав электростанций. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности	8
1.4 Характеристика балансов электроэнергии и мощности Республики Тыва за 2012 – 2016 гг.	10
1.5 Характеристика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар за отчетный период	11
1.6 Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за отчетный период	14
1.7 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за отчетный период	24
2 Прогнозные показатели функционирования энергосистемы Республики Тыва	25
2.1 Прогноз электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва на период 2018 – 2022 гг. по материалам ОАО «СО ЕЭС»	25
2.2 Развитие электрогенерирующих мощностей Республики Тыва на период 2018 – 2022 гг.	27
2.3 Оценка перспективной балансовой ситуации энергосистемы Республики Тыва по электроэнергии и мощности на 2018 – 2022 гг.	28
2.4 Прогноз потребления системы теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар на период 2018 – 2022 гг. с выделением крупных потребителей	29
2.5 Анализ наличия схем теплоснабжения муниципальных образований Республики Тыва в зоне действия Тывинской энергосистемы. Предложения по развитию систем централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар	31
2.6 Сводная информация по вводам и реконструкции объектов Тывинской энергосистемы в период до 2022 г. Объемы капитальных вложений	32
2.7 Предложения по развитию электрической сети энергосистемы Республики Тыва	39

Состав проекта

Обозначение	Наименование	Примечание
Том 1 001/17/ДРЭС-ЭЭС.01	Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг.	
Том 2 001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 Книга 1 Книга 2 Книга 3	Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 1 – «Базовый») - Пояснительная записка - Приложения - Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва	
Том 3 001/17/ДРЭС-ЭЭС.03	Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 2 – «Региональный»)	

1 ОТЧЕТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА

1.1 Динамика уровней электропотребления энергосистемы и крупных узлов нагрузки

**Таблица 1.1 – Динамика электропотребления энергосистемы Республики Тыва
за отчетный период 2012-2016 гг.**

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2012-2016
Электропотребление, млн. кВт.ч	730	709	730	777	808	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт.ч	-	-21	21	47	31	78
Среднегодовые темпы прироста, %	-	-2,82	2,92	6,48	3,98	2,58

**Таблица 1.2 – Внутригодовая динамика электропотребления энергосистемы
Республики Тыва за 2012 - 2016 гг.**

В млн. кВт.ч

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Всего за год
2012	89,4	83,7	76,3	56,7	48,3	36,8	35,3	38,7	44,5	58,5	71,6	90,1	730
то же в %	12,2	11,5	10,5	7,8	6,6	5,0	4,8	5,3	6,1	8,0	9,8	12,3	100
2013	90,6	77,7	70,7	56,1	46,9	39,4	36,8	37,2	46,4	61	65,4	81,1	709
то же в %	12,8	11,0	10,0	7,9	6,6	5,6	5,2	5,2	6,5	8,6	9,2	11,4	100
2014	86,2	79,3	72,4	54,2	50,8	40,2	37	37,8	45,8	61,4	71,5	93,3	730
то же в %	11,8	10,9	9,9	7,4	7,0	5,5	5,1	5,2	6,3	8,4	9,8	12,8	100
2015	94,1	84,1	80,5	58,4	49	39,6	39,4	40,3	51,3	65,2	81,5	93,9	777
то же в %	12,1	10,8	10,4	7,5	6,3	5,1	5,1	5,2	6,6	8,4	10,5	12,1	100
2016	100,9	89,4	80,0	60,2	54,5	41,5	40,5	43,8	47,5	69,8	84,1	95,7	808
то же в %	12,5	11,1	9,9	7,5	6,7	5,1	5,0	5,4	5,9	8,6	10,4	11,8	100

**Таблица 1.3 – Динамика максимальных электрических нагрузок энергосистемы
Республики Тыва за отчетный период 2012 – 2016 гг.**

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2012- 2016 гг.
Собственный максимум нагрузки, МВт	149	150	154	152	160	-
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-	1	4	-2	8	11
Среднегодовые темпы прироста, %	-	0,67	2,67	-0,98	4,92	1,80
Число часов использования максимума нагрузки, час/год	4899	4729	4740	5097	5051	-
Дата прохождения собственного максимума нагрузки	31.12	09.01	05.12	05.02	13.01	-

Таблица 1.4 – Ход месячных максимумов нагрузки энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012 – 2016 гг.

В МВт

Год	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2012	148	147	135	116	96	75	71	79	101	113	145	149
<i>о.е.</i>	0,99	0,99	0,84	0,78	0,64	0,50	0,48	0,53	0,68	0,76	0,97	1,00
2013	150	144	129	109	94	82	75	75	105	120	132	148
<i>о.е.</i>	1,00	0,96	0,86	0,73	0,63	0,55	0,50	0,50	0,70	0,80	0,88	0,99
2014	150	152	140	106	97	92	69	78	106	120	140	154
<i>о.е.</i>	0,97	0,99	0,91	0,69	0,63	0,60	0,45	0,51	0,69	0,78	0,91	1,00
2015	146	152	135	112	100	76	74	81	117	121	151	151
<i>о.е.</i>	0,95	1,00	0,88	0,73	0,65	0,50	0,48	0,53	0,76	0,79	0,99	0,99
2016	160	157	140	112	103	79	73	87	101	124	158	153
<i>о.е.</i>	1,00	0,98	0,88	0,70	0,64	0,49	0,46	0,54	0,63	0,78	0,99	0,96

Таблица 1.5 – Динамика нагрузки крупных энергоузлов в максимуме нагрузки энергосистемы Республики Тыва за отчетный период 2012-2016 гг.

Наименование энергоузла	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Район ПС 220 кВ Кызылская					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	106	108	110	109	113
То же, в о.е.	0,71	0,72	0,72	0,72	0,71
Район ПС 220 кВ Туран					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	8	8	8	9	9
То же, в о.е.	0,05	0,05	0,05	0,06	0,05
Район ПС 220 кВ Чадан					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	19	18	20	18	22
То же, в о.е.	0,13	0,12	0,13	0,12	0,14
Район ПС 220 кВ Ак-Довурак					
Участие в максимуме нагрузки, МВт	16	16	16	16	16
То же, в о.е.	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10
Всего по энергосистеме					
Максимум нагрузки, МВт	149	150	154	152	160

Таблица 1.6 – Структура электропотребления энергосистемы Республики Тыва по видам экономической деятельности за 2012-2016 гг.

Наименование показателя	2012 год		2013 год		2014 год		2015 год		2016 год	
	млн. кВт.ч.	в %	млн. кВт.ч.	в %	млн. кВт.ч.	в %	млн. кВт.ч.	в %	млн. кВт.ч.	в %
Всего потреблено электроэнергии*	717,9	100,0	729,3	100,0	716,6	100,0	765,4	100,0	816,0	100,0
Потреблено организациями всех видов экономической деятельности, в т.ч.:	264,3	36,8	286,1	39,2	279,5	39,0	317,8	41,5	335,9	41,2
сельское хозяйство, охота и рыболовство, лесное хозяйство	5,0	0,7	7,3	1,0	8,5	1,2	8,3	1,1	8,7	1,1
добыча полезных ископаемых	27,3	3,8	29,0	4,0	33,3	4,7	65,3	8,5	84,3	10,3
обрабатывающие производства	8,3	1,1	9,3	1,3	10,1	1,4	9,4	1,2	12,1	1,5
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	82,2	11,5	77,6	10,6	71,6	10,0	71,0	9,3	65,3	8,0
строительство	7,7	1,1	5,1	0,7	6,5	0,9	14,5	1,9	7,2	0,9
транспорт и связь	16,2	2,3	32,6	4,5	28,6	4,0	29,2	3,8	29,0	3,6
предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	37,0	5,1	42,8	5,9	40,2	5,6	40,4	5,3	49,3	6,0
прочие виды экономической деятельности	80,6	11,2	82,4	11,3	80,6	11,2	79,6	10,4	79,9	9,8
Потреблено населением, в т.ч.:	170,9	23,8	174,8	24,0	179,4	25,0	178,3	23,3	198,1	24,3
сельским	66,6	9,3	68,1	9,3	68,6	9,6	71,2	9,3	71,8	8,8
городским	104,3	14,5	106,7	14,6	110,8	15,5	107,1	14,0	126,3	15,5
Потери в электрических сетях	282,7	39,4	268,4	36,8	257,7	36,0	269,3	35,2	282,0	34,6

* Потребление электроэнергии приведено по данным Управления Федеральной службы государственной статистики по Красноярскому краю, Республике Хакасия и Республике Тыва (письмо №СО-26-01/435-ИС-дсп от 23.05.2017 г.)

**Таблица 1.7 – Потребление электроэнергии и мощности крупных потребителей
Тувинской энергосистемы за 2016 г.**

№	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн. кВт.ч	Максимум нагрузки, МВт
1	ООО «УК «Межегейуголь»*	г.Кызыл, ул.Интернациональная	Добыча угля	29,0	6,1
2	ООО «Тувинская горнорудная компания» Каа-Хемский участок	Кызылский кожуун, п. г. т. Каа-Хем, ул. Угольная	Добыча угля	8,4	1,7
3	ООО «Тувинская горнорудная компания» Чаданский участок	Кызылский кожуун, п. г. т. Каа-Хем, ул. Угольная	Добыча угля	3,2	0,6
4	ООО «Тардан Голд»*	г. Кызыл, ул. Пушкина, 68	Добыча руд и песков драгоценных металлов	9,9	1,39
5	ГУП РТ «УКТЭК4»*	г. Кызыл, ул. Калинина, 11	Производство, передача и распределение пара и горячей воды (тепловой энергии)	7,8	н/д
6	ГУП РТ «Ак-Довуракэнерго»*	г. Ак-Довурак, ул. Заводская, 1	Производство, передача и распределение тепловой энергии	4,5	1,6
7	ОАО «Тывасвязьинформ»*	г. Кызыл, ул. Кочетова, 53	Обеспечение телерадиовещания	3,5	н/д
8	ООО «Водопроводно-канализационные системы»*	г. Кызыл, ул. Баянкольская, 5а	Обеспечение предприятий и населения водой	3,2	н/д
9	ФГУП «РТРС»*	г. Кызыл, ул. Островского, 2, п/я 6	Обеспечение телерадиовещания	3,0	н/д
10	ГУП РТ «Шагонартепло»*	Улуг-Хемский кожуун, ул. Рабочая, 32	Отпуск и распределение тепловой энергии	1,9	н/д
11	ООО Горно-обогатительный комбинат «Тувинские минераль»*	г. Ак-Довурак, ул. Центральная, 1	Добыча асбеста, добыча и обогащение горных пород, содержащих графит и прочие полезные ископаемые	0,8	0,1

* данные об отчетном электропотреблении предоставлены Заказчиком

1.3 Структура установленной электрогенерирующей мощности. Состав электростанций. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Таблица 1.8 – Установленные и располагаемые мощности электростанций Тывинской энергосистемы в отчетный период 2012-2016 гг.

В МВт

Наименование электростанций	2012г.		2013г.		2014г.		2015г.		2016г.	
	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.
Кызылская ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»)	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»	45,0	43,6	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
Итого по электростанциям Тывинской энергосистемы	62,0	60,6	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5
Примечание: – установленные и располагаемые мощности электростанций показаны по состоянию на конец года										

Таблица 1.9 – Установленные и располагаемые мощности электростанций Тывинской энергосистемы в относительных единицах в период 2012-2016 гг.

В %

Наименование электростанций	2012г.		2013г.		2014г.		2015г.		2016г.	
	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.	Уст.	Расп.
Кызылская ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»)	27,4	28,1	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва» (АО «Мобильные ГТЭС»)	72,6	71,9	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
Всего по электростанциям	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Таблица 1.10 – Состав и состояние парка турбинного оборудования электростанций Тывинской энергосистемы по состоянию на 01.01.2017 г.

Ст. №	Тип (марка турбины)	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Выработка электро-энергии в отчетном году, тыс. кВт.ч
Кызылская ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»)					
2	К-2,5-35	Завод им Ленина, ЧССР	1959	2,5	9645
3	К-2,5-35	Завод им Ленина, ЧССР	1963	2,5	2302
4	К-6-35	Калужский турбинный завод	1965	6,0	7727
5	К-6-35	Калужский турбинный завод	1969	6,0	19270
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»					
1	Передвижная газотурбинная установка блочного типа FT 8-3 MOBILEPAC	Pratt & Whitney Power Systems, CIS	2009	22,5	1909

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.3

**Таблица 1.11 – Состав и состояние парка котельного оборудования электростанций
Тывинской энергосистемы по состоянию на 01.01.2017 г.**

Ст. №	Тип котла	Завод-изготовитель	Дата ввода	Параметры пара		Производительность, т/ч	Вид топлива
				Давление, кгс/см ²	Температура, °С		
Кызылская ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»)							
9	БКЗ-75-39ФБ	ООО "Котельный завод БелЭнергоМаш", г. Белгород	1980	39	440	75	Каменный уголь
10	БКЗ-75-39ФБ	ПО "Красный котельщик" г. Таганрог	1981	39	440	75	Каменный уголь
11	БКЗ-75-39ФБ	ПО "Красный котельщик" г. Таганрог	1983	39	440	75	Каменный уголь
12	БКЗ-75-39ФБ	ПО "Красный котельщик" г. Таганрог	1983	39	440	75	Каменный уголь
13	БКЗ-75-39ФБ	ООО "Котельный завод БелЭнергоМаш", г. Белгород	1984	39	440	75	Каменный уголь
14	БКЗ-75-39ФБ	ООО "Котельный завод БелЭнергоМаш", г. Белгород	1989	39	440	75	Каменный уголь

**Таблица 1.12 – Состав и состояние генераторного оборудования электростанций
Тывинской энергосистемы по состоянию на 01.01.2017 г**

Ст. №	Тип генератора	Завод-изготовитель	Дата ввода	Напряжение, кВ	Мощность, МВт
Кызылская ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»)					
2	4Н-5060/2	Завод им. Ленина, в Пильзенск ЧССР	1959	6,3	2,5
3	4Н-5060/2	Завод им. Ленина, в Пильзенск ЧССР	1963	6,3	2,5
4	Т2-6-2	ООО «Электротяжмаш-Привод» г. Лысьва	1965	6,3	6
5	Т2-6-2	ООО «Электротяжмаш-Привод» г. Лысьва	1969	6,3	6
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва					
1	BDAX62.170ER	Brush Electrical Machines	2009	10,5	22,5

**Таблица 1.13 – Выработка электроэнергии Кызылской ТЭЦ
в отчетный период 2012-2016 гг.**

В млн.кВт.ч

Показатель	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016 г.
Годовая выработка электроэнергии	42,689	35,961	33,983	34,473	38,944
Расход электроэнергии на собственные нужды	37,837	34,896	32,790	32,300	31,104
- на выработку электроэнергии	2,903	2,446	2,311	2,344	2,648
- на отпуск теплоэнергии	34,934	32,450	30,479	29,956	28,456
Отпуск электроэнергии	4,852	1,065	1,193	2,173	7,84

**Таблица 1.14 – Структура выработки электроэнергии Кызылской ТЭЦ
в отчетный период 2012-2016 гг.**

В %

Показатель	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
Годовая выработка электроэнергии.	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	88,6	97,0	96,5	93,7	79,9
- на выработку электроэнергии	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
- на отпуск теплоэнергии	81,8	90,2	89,7	86,9	73,1
Отпуск электроэнергии	11,4	3,0	3,5	6,3	20,1

1.4 Характеристика балансов электроэнергии и мощности Республики Тыва за 2012 – 2016 гг.

**Таблица 1.15 – Баланс мощности энергосистемы Республики Тыва
за отчетный период 2012 – 2016 гг.**

В МВт

Наименование показателей	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	145	147	133	152,5	159,7
Экспорт в МР	13	14	14	26,9	20,2
ИТОГО потребность	158	161	147	179,4	179,9
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность, в т. ч.	62	62	39,5	39,5	39,5
Кызылская ТЭЦ	17	17	17	17	17
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»	45	45	22,5	22,5	22,5
Располагаемая мощность, в т. ч.	60,6	60,6	39,5	39,5	39,5
Кызылская ТЭЦ	17	17	17	17	17
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»	45	45	22,5	22,5	22,5
Мощность участия в максимуме нагрузки	8	8	6	16,7	6,7
Получение мощности из смежных энергосистем	150	153	141	162,7	173,2
Фактический резерв мощности	52,6	52,6	33,5	22,8	32,8
То же в % к максимуму нагрузки	36,3%	35,8%	25,2%	14%	20,5%

**Таблица 1.16 – Баланс электрической энергии Тывинской энергосистемы
за отчетный период 2012 – 2016 гг.**

В млн.кВт.ч

Наименование показателей	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Электропотребление	730	709	730	777	808
Экспорт в МР	84	87	101	106	97
ИТОГО потребность	814	797	831	884	905
ПОКРЫТИЕ					
Выработка, в т. ч.	44	36	44	36	39
Кызылская ТЭЦ	43	36	34	34	39
ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»	1,3	0,3	9,8	1,9	0,4
Получение электроэнергии - всего, в т.ч.	770	760	787	847	866
из Хакасской энергосистемы	361	281	296	314	288
из Красноярской энергосистемы	409	480	492	533	577
<i>Число часов использования (ЧЧИ) располагаемой мощности ТЭС (час/год), в т.ч.:</i>	<i>709</i>	<i>585</i>	<i>1108</i>	<i>921</i>	<i>995</i>
<i>Кызылская ТЭЦ</i>	<i>2511</i>	<i>2115</i>	<i>2011</i>	<i>2028</i>	<i>2288</i>
<i>ОП «Мобильные ГТЭС Тыва»</i>	<i>28</i>	<i>7</i>	<i>439</i>	<i>85</i>	<i>16</i>

**1.5 Характеристика потребления тепловой энергии в системах
централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак
и г. Шагонар за отчетный период**

Таблица 1.17 – Отпуск тепловой энергии Кызылской ТЭЦ

В тыс. Гкал

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Отпущено теплоэнергии в общую сеть	781,0	714,5	737,9	684,9	691,8

**Таблица 1.18 – Отпуск тепловой энергии Кызылской ТЭЦ основным группам
потребителей**

В тыс. Гкал

Показатели	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Отпуск теплоэнергии с шин станции всего, в том числе:	781,0	714,5	737,9	684,9	691,8
Потери теплоэнергии в сетях	110,6	85,7	77,0	68,5	135,0
Отпущено теплоэнергии конечным потребителям всего (без компенсации потерь), в том числе:	670,0	644,9	660,7	618,7	641,2
- Жилые дома (население или жилищно-коммунальный комплекс)	374,0	368,6	366,8	370,5	379,6
- Общественные здания	198,8	183,4	189,6	160,9	176,9
- Производственные здания	1,8	1,5	1,6	1,4	1,1
- Прочие	95,4	91,4	102,8	85,9	83,7

Таблица 1.19 – Расчётное потребление тепловой энергии потребителями города Кызыл за отопительный период и за год в целом

Наименование объектов строительства	Потребление тепловой энергии за отопительный период, тыс. Гкал				Потребление тепловой энергии за межотоп. период на ГВС, тыс.Гкал	Потребление тепловой энергии за год, тыс.Гкал
	отопле-ние	вентиля-ция	ГВС	итого		
Множкквартирные жилые дома	300,3	0	113,1	413,4	51,4	464,8
Прочие жилые дома	19,2	0	2,9	22	1,3	23,3
Общественные здания	177,2	0,1	18,3	195,6	8,3	203,9
Производственные	168,4	0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по городу	665,1	0,1	140,9	806,2	64,1	870,2

Таблица 1.20 – Расчётное потребление тепловой энергии потребителями Кызылской ТЭЦ за отопительный период и за год в целом

Наименование объектов строительства	Потребление тепловой энергии за отопительный период, тыс. Гкал				Потребление тепловой энергии за межотоп. период на ГВС, тыс.Гкал	Потребление тепловой энергии за год, тыс.Гкал
	отопле-ние	вентиля-ция	ГВС	итого		
Множкквартирные жилые дома	300,3	0	113,1	413,4	51,4	464,8
Прочие жилые дома	19,2	0	2,9	22	1,3	23,3
Общественные здания	171,5	0,1	18,3	189,9	8,3	198,2
Производственные	66,8	0	6,8	73,5	3,1	76,6
Итого по Кызылской ТЭЦ	557,8	0,1	140,9	698,9	64,1	762,9

Таблица 1.21 – Динамика выработки и потребления тепловой энергии в г. Ак-Довурак В Гкал

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Выработка теплоэнергии	137 455,3	130 415,9	133 513,1	134 275,4	143 030,0
<i>прирост</i>		-5,12%	2,37%	0,57%	6,52%
Расход теплоэнергии на собственные нужды	17 373,8	16 858,5	15 130,5	15 313,0	17 117,1
Потери теплоэнергии в сетях	32 169,6	26 012,3	26 272,7	27 599,6	35 082,9
Отпущено теплоэнергии потребителям, в т.ч.:	87 711,9	87 545,1	92 109,9	91 362,8	90 830,0
Жилые дома (население)	49 354,7	49 093,6	49 198,0	51 222,1	51 980,0
Общественные здания	38 357,2	38 451,5	42 911,9	40 140,7	38 850,0

Таблица 1.22 – Динамика выработки и потребления тепловой энергии в г. Шагонар
В Гкал

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.*	2015 г.*	2016 г.*
Выработка теплоэнергии	93 809,2	76 269,1	86 341,5	102 629,4	94 326,8
<i>прирост</i>		-18,70%	13,21%	18,86%	-8,09%
Расход теплоэнергии на собственные нужды	4 690,5	3 813,5	4 317,1	5 131,5	5 931,4
Потери теплоэнергии в сетях	15 947,6	12 965,7	14 678,0	17 446,9	20 166,7
Отпущено теплоэнергии потребителям, в т.ч.:	73 171,2	59 489,9	67 346,4	80 050,9	68 228,8
Жилые дома (население)	42 146,6	34 266,2	38 791,5	46 109,4	39 299,8
Общественные здания	31 024,6	25 223,7	28 554,9	33 941,6	28 929,0
* - расчетные значения по данным статформы 1-теп за 2014-2016 гг.					

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.3

**1.6 Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва
за отчетный период**

Таблица 1.23 – Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за 2012 год

В т.ч.

Наименование показателя	Уголь	Нефтепродукты	Прочее твердое топливо	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	568 520	0	8 879			577 399
Ввоз	0	65 385	0	86 703		152 088
Вывоз	-110 244	0	0	-5 683		-115 927
Изменение запасов	-10 426	107	-368	0		-10 686
Потребление первичной энергии	447 850	65 493	8 511	88 302		610 156
Статистическое расхождение	0	0	0	0	-9 276	-9 276
Производство электрической энергии	-805	-10 278	0	7 282	0	-3 801
Производство тепловой энергии	-245 091	-26	0		172 757	-72 361
<i>Теплоэлектростанции</i>	-172 177	-26	0		128 830	-43 373
<i>Котельные</i>	-72 914	0	0		43 927	-28 987
Собственные нужды				-10 111		-10 111
Потери при передаче				-34 772	-34 339	-69 111
Конечное потребление энергетических ресурсов	201 954	55 190	8 511	43 419	147 694	456 767
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	1 597	1 335	146	615	86	3 779
Промышленность	11 167	33 426	160	4 379	2 610	51 742
<i>добыча полезных ископаемых</i>	7 748	27 601	160	3 358	1 392	40 258
<i>обрабатывающие производства</i>	3 420	5 825	0	1 021	1 218	11 484
Строительство	1 416	1 792	0	947	670	4 825
Транспорт и связь	5 887	4 527	95	1 993	2 911	15 412
Сфера услуг	99 206	11 462	5 994	14 465	68 318	199 445
Население	82 622	1 774	2 118	21 021	73 098	180 632
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на неотопливные нужды	58	874	0	0	0	932

Таблица 1.24 – Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за 2013 год

В т.т.

Наименование показателя	Уголь	Нефтепродукты	Прочее твердое топливо	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	493 409	0	6 387			499 797
Ввоз	0	64 289	0	87 256		151 545
Вывоз	-19 579	0	0	-4 637		-24 216
Изменение запасов	-31 421	105	-86	0		-31 403
Потребление первичной энергии	442 409	64 394	6 301	89 704		602 808
Статистическое расхождение	0	0	0	0	9 205	9 205
Производство электрической энергии	-221	-8 466	0	7 085	0	-1 602
Производство тепловой энергии	-239 308	-49	0		162 440	-76 916
<i>Теплоэлектростанции</i>	<i>-160 734</i>	<i>-49</i>	<i>0</i>		<i>118 410</i>	<i>-42 373</i>
<i>Котельные</i>	<i>-78 574</i>	<i>0</i>	<i>0</i>		<i>44 031</i>	<i>-34 543</i>
Собственные нужды				-9 545		-9 545
Потери при передаче				-33 013	-15 032	-48 045
Конечное потребление энергетических ресурсов	202 880	64 272	6 301	47 146	138 204	458 803
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	989	899	155	898	85	3 026
Промышленность	16 916	41 940	169	4 711	3 696	67 431
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>15 199</i>	<i>33 788</i>	<i>169</i>	<i>3 567</i>	<i>2 306</i>	<i>55 029</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>1 717</i>	<i>8 151</i>	<i>0</i>	<i>1 144</i>	<i>1 390</i>	<i>12 402</i>
Строительство	1 798	2 638	0	627	383	5 446
Транспорт и связь	4 250	3 549	24	4 010	3 575	15 407
Сфера услуг	96 727	11 664	5 673	15 400	59 018	188 483
Население	81 024	1 606	280	21 500	71 448	175 858
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	1 178	1 975	0	0	0	3 153

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.3

Таблица 1.25 – Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за 2014 год

В т.ч.

Наименование показателя	Уголь	Нефтепродукты	Прочее твердое топливо	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	588 419	0	6 371			594 790
Ввоз	0	92 771	0	81 586		174 358
Вывоз	-98 668	0	0	-1 856		-100 524
Изменение запасов	21 977	1 029	-365	0		22 641
Потребление первичной энергии	511 728	93 800	6 006	88 145		699 680
Статистическое расхождение	0	0	0	0	17 015	17 015
Производство электрической энергии	-280	-13 890	0	8 415	0	-5 755
Производство тепловой энергии	-276 168	-181	0		194 587	-81 762
<i>Теплоэлектростанции</i>	-169 054	-181	0		124 616	-44 619
<i>Котельные</i>	-107 114	0	0		69 971	-37 143
Собственные нужды				-8 812		-8 812
Потери при передаче				-31 701	-20 671	-52 372
Конечное потребление энергетических ресурсов	235 281	79 729	6 006	47 633	156 900	525 549
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	603	1 992	36	1 044	172	3 846
Промышленность	19 053	51 414	181	5 344	11 646	87 639
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>17 182</i>	<i>41 139</i>	<i>181</i>	<i>4 101</i>	<i>10 168</i>	<i>72 771</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>1 871</i>	<i>10 276</i>	<i>0</i>	<i>1 243</i>	<i>1 478</i>	<i>14 868</i>
Строительство	422	2 222	0	797	414	3 856
Транспорт и связь	3 793	4 295	67	3 521	3 423	15 100
Сфера услуг	99 968	16 280	5 701	14 858	69 525	206 333
Население	110 547	1 012	21	22 068	71 720	205 369
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	894	2 513	0	0	0	3 406

Таблица 1.26 – Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за 2015 год

В т.т.

Наименование показателя	Уголь	Нефтепродукты	Прочее твердое топливо	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	594 806	0	6 781			601 587
Ввоз	0	100 749	0	86 826		187 575
Вывоз	-85 510	0	0	-3 124		-88 634
Изменение запасов	-6 931	-2 238	-127	0		-9 296
Потребление первичной энергии	502 366	98 511	6 654	94 144		701 675
Статистическое расхождение	0	0	0	0	9 139	9 139
Производство электрической энергии	-448	-15 486	0	10 443	0	-5 491
Производство тепловой энергии	-277 910	-120	0		199 834	-78 196
<i>Теплоэлектростанции</i>	<i>-153 954</i>	<i>-120</i>	<i>0</i>		<i>117 142</i>	<i>-36 932</i>
<i>Котельные</i>	<i>-123 956</i>	<i>0</i>	<i>0</i>		<i>82 692</i>	<i>-41 263</i>
Собственные нужды				-8 733		-8 733
Потери при передаче				-33 124	-19 549	-52 672
Конечное потребление энергетических ресурсов	224 008	82 905	6 006	52 275	171 146	536 340
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	461	1 438	36	1 021	425	3 381
Промышленность	16 282	59 387	181	9 188	12 108	97 147
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>14 074</i>	<i>51 366</i>	<i>181</i>	<i>8 032</i>	<i>10 109</i>	<i>83 762</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>2 209</i>	<i>8 021</i>	<i>0</i>	<i>1 156</i>	<i>1 999</i>	<i>13 385</i>
Строительство	611	1 037	0	1 784	273	3 704
Транспорт и связь	3 321	3 490	67	3 592	4 135	14 605
Сфера услуг	102 642	15 943	5 701	14 760	82 760	221 805
Население	100 287	1 169	21	21 931	71 445	194 854
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	404	441	0	0	0	845

Таблица 1.27 – Единый топливно-энергетический баланс Республики Тыва за 2016 год

В т у т.

Наименование показателя	Уголь	Нефтепродукты	Прочее твердое топливо	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1 057 394	0	9 048			1 066 442
Ввоз	0	108 855	0	89 574		198 429
Вывоз	-527 035	0	0	-1 797		-528 832
Изменение запасов	-4 271	-168	-959	0		-5 398
Потребление первичной энергии	526 089	108 687	8 088	100 364		743 227
Статистическое расхождение	0	0	0	0	-1 465	-1 465
Производство электрической энергии	-1 615	-21 718	0	12 587	0	-10 746
Производство тепловой энергии	-278 726	-137	0		200 253	-78 610
<i>Теплоэлектростанции</i>	-154 449	-78	0		119 385	-35 142
<i>Котельные</i>	-124 277	-59	0		80 868	-43 468
Собственные нужды				-8 029		-8 029
Потери при передаче				-34 680	-18 264	-52 944
Конечное потребление энергетических ресурсов	245 747	86 823	8 088	57 655	183 454	581 767
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	440	935	122	1 070	458	3 025
Промышленность	16 983	47 340	204	11 858	13 350	89 735
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>16 299</i>	<i>47 002</i>	<i>204</i>	<i>10 366</i>	<i>12 594</i>	<i>86 465</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>684</i>	<i>338</i>	<i>0</i>	<i>1 493</i>	<i>756</i>	<i>3 270</i>
Строительство	2 199	10 742	1	890	2 206	16 037
Транспорт и связь	3 300	3 244	116	3 571	3 481	13 712
Сфера услуг	107 162	22 570	7 626	15 897	93 143	246 397
Население	115 224	833	20	24 369	70 815	211 261
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	440	1 160	0	0	0	1 600

Таблица 1.28 - Баланс угля Республики Тыва 2012-2016 гг.

В тоннах

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Производство энергетических ресурсов	652 721	566 486	675 567	682 900	1 214 000
Ввоз	0	0	0	0	0
Вывоз	-126 572	-22 479	-113 281	-98 174	-605 092
Изменение запасов	-11 970	-36 075	25 232	-7 957	-4 903
Потребление первичной энергии	514 179	507 932	587 518	576 769	604 005
Статистическое расхождение	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	-924	-254	-321	-514	-1 854
Производство тепловой энергии	-281 391	-274 750	-317 070	-319 070	-320 007
<i>Теплоэлектростанции</i>	-197 677	-184 540	-194 092	-176 755	-177 324
<i>Котельные</i>	-83 713	-90 211	-122 978	-142 314	-142 683
Собственные нужды					
Потери при передаче					
Конечное потребление энергетических ресурсов	231 864	232 928	270 127	257 185	282 144
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	1 833	1 135	692	529	505
Промышленность	12 821	19 421	21 875	18 694	19 498
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>8 895</i>	<i>17 450</i>	<i>19 727</i>	<i>16 158</i>	<i>18 713</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>3 926</i>	<i>1 971</i>	<i>2 148</i>	<i>2 536</i>	<i>785</i>
Строительство	1 626	2 064	485	701	2 525
Транспорт и связь	6 759	4 879	4 355	3 813	3 789
Сфера услуг	113 899	111 053	114 774	117 844	123 033
Население	94 859	93 024	126 920	115 140	132 289
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	67	1 352	1 026	464	505

Таблица 1.29 - Баланс нефтепродуктов Республики Тыва 2012-2016 гг.

В т.т.

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Производство энергетических ресурсов	0	0	0	0	0
Ввоз	65 385	64 289	92 771	100 749	108 855
Вывоз					
Изменение запасов	107	105	1 029	-2 238	-168
Потребление первичной энергии	65 493	64 394	93 800	98 511	108 687
Статистическое расхождение	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	-10 278	-8 466	-13 890	-15 486	-21 718
Производство тепловой энергии	-26	-49	-181	-120	-137
<i>Теплоэлектростанции</i>	-26	-49	-181	-120	-78
<i>Котельные</i>	0	0	0	0	-59
Собственные нужды					
Потери при передаче					
Конечное потребление энергетических ресурсов	55 190	64 272	79 729	82 905	86 823
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	1 335	899	1 992	1 438	935
Промышленность	33 426	41 940	51 414	59 387	47 340
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>27 601</i>	<i>33 788</i>	<i>41 139</i>	<i>51 366</i>	<i>47 002</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>5 825</i>	<i>8 151</i>	<i>10 276</i>	<i>8 021</i>	<i>338</i>
Строительство	1 792	2 638	2 222	1 037	10 742
Транспорт и связь	4 527	3 549	4 295	3 490	3 244
Сфера услуг	11 462	11 664	16 280	15 943	22 570
Население	1 774	1 606	1 012	1 169	833
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	874	1 975	2 513	441	1 160

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.3

Таблица 1.30 - Баланс дров для отопления Республики Тыва 2012-2016 гг.

В плот. м³

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Производство энергетических ресурсов	33 381	24 013	23 953	25 494	34 014
Ввоз					
Вывоз					
Изменение запасов	-1 383	-324	-1 374	-478	-3 607
Потребление первичной энергии	31 998	23 689	22 579	25 016	30 407
Статистическое расхождение	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии					
Производство тепловой энергии	0	0	0	0	0
<i>Теплоэлектростанции</i>					
<i>Котельные</i>					
Собственные нужды					
Потери при передаче					
Конечное потребление энергетических ресурсов	31 998	23 689	22 579	25 016	30 407
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	549	584	134	490	460
Промышленность	600	635	680	756	767
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>600</i>	<i>635</i>	<i>680</i>	<i>756</i>	<i>767</i>
<i>обрабатывающие производства</i>					
Строительство					3
Транспорт и связь	356	90	253	392	435
Сфера услуг	22 532	21 328	21 432	23 378	28 668
Население	7 961	1 052	80		74
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды					

Таблица 1.31 - Баланс электрической энергии Республики Тыва 2012-2016 гг.

В млн. кВт.ч

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Производство энергетических ресурсов					
Ввоз	704,9	709,4	663,3	705,9	728,2
Вывоз	-46,2	-37,7	-15,1	-25,4	-14,6
Изменение запасов					
Потребление первичной энергии	717,9	729,3	716,6	765,4	816,0
Статистическое расхождение	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Производство электрической энергии	59,2	57,6	68,4	84,9	102,3
Производство тепловой энергии					
<i>Теплоэлектростанции</i>					
<i>Котельные</i>					
Собственные нужды	-82,2	-77,6	-71,6	-71,0	-65,3
Потери при передаче	-282,7	-268,4	-257,7	-269,3	-282,0
Конечное потребление энергетических ресурсов	353,0	383,3	387,3	425,0	468,7
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	5,0	7,3	8,5	8,3	8,7
Промышленность	35,6	38,3	43,5	74,7	96,4
<i>добыча полезных ископаемых</i>	27,3	29,0	33,3	65,3	84,3
<i>обрабатывающие производства</i>	8,3	9,3	10,1	9,4	12,1
Строительство	7,7	5,1	6,5	14,5	7,2
Транспорт и связь	16,2	32,6	28,6	29,2	29,0
Сфера услуг	117,6	125,2	120,8	120,0	129,2
Население	170,9	174,8	179,4	178,3	198,1
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды					

Таблица 1.32 - Баланс тепловой энергии Республики Тыва 2012-2016 гг.

В Гкал

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Производство энергетических ресурсов					
Ввоз					
Вывоз					
Изменение запасов					
Потребление первичной энергии					
Статистическое расхождение	-64 867	64 368	118 986	63 911	-10 242
Производство электрической энергии					
Производство тепловой энергии	1 208 089	1 135 948	1 360 746	1 397 441	1 400 370
<i>Теплоэлектростанции</i>	<i>900 908</i>	<i>828 039</i>	<i>871 441</i>	<i>819 173</i>	<i>834 860</i>
<i>Котельные</i>	<i>307 181</i>	<i>307 909</i>	<i>489 305</i>	<i>578 268</i>	<i>565 510</i>
Собственные нужды					
Потери при передаче	-240 133	-105 117	-144 553	-136 703	-127 720
Конечное потребление энергетических ресурсов	1 032 823	966 463	1 097 206	1 196 828	1 282 892
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	603	594	1 201	2 973	3 205
Промышленность	18 253	25 843	81 440	84 674	93 359
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>9 736</i>	<i>16 123</i>	<i>71 106</i>	<i>70 694</i>	<i>88 073</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>8 517</i>	<i>9 720</i>	<i>10 334</i>	<i>13 980</i>	<i>5 286</i>
Строительство	4 685	2 676	2 897	1 907	15 426
Транспорт и связь	20 356	24 997	23 940	28 918	24 342
Сфера услуг	477 752	412 714	486 190	578 738	651 350
Население	511 174	499 638	501 538	499 618	495 210
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды					

**1.7 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности
за отчетный период**

Таблица 1.33 – Основные показатели энергоэффективности Республики Тыва

Показатели энергоэффективности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Энергоемкость ВРП, т у.т./млн руб. (в основных ценах)	19,12	16,38	14,41	14,67	14,41
Энергоемкость ВРП, т у.т./млн руб. (в ценах 2011 г.)	19,12	17,95	17,27	18,72	19,18
Электроемкость ВРП, кВт.ч/млн руб. (в основных ценах)	21,06	19,21	17,66	15,60	16,19
Электроемкость ВРП, кВт.ч/млн руб. (в ценах 2011 г.)	21,06	21,05	21,18	19,89	21,55
Электроемкость промышленного производства, кВт.ч/млн руб. (в основных ценах)	11,07	10,95	14,96	11,97	12,34
Электроемкость промышленного производства, кВт.ч/млн руб. (в ценах 2011 г.)	11,07	12,00	17,94	15,27	16,43
Электровооруженность труда, тыс. кВт.ч/чел	4,44	4,54	4,88	6,02	11,15
Потребление ТЭР на душу населения, т у.т./чел.	0,63	0,58	0,57	0,66	0,62
Потребление электроэнергии на душу населения, тыс.кВт.ч/чел.	2,28	2,32	2,35	2,30	2,44
Потребление тепловой энергии на душу населения, Гкал/чел.	4,23	4,12	3,45	3,98	4,25

2 ПРОГНОЗНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА

2.1 Прогноз электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва на период 2018 – 2022 гг. по материалам ОАО «СО ЕЭС»

**Таблица 2.1 – Прогноз электропотребления крупных потребителей электроэнергии
Республики Тыва**

В млн. кВт.ч									
№	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	2016г. (отчет)	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
1	ООО «УК «Межегейуголь»*	г.Кызыл, ул. Интернациональная	29,0	38,0	38,0	41,0	41,0	41,0	41,0
2	ООО «Тувинская горнорудная компания» Каа-Хемский участок	Кызылский кожуун, п. г. т. Каа-Хем, ул. Угольная	8,4	8,5	10,3	10,3	10,4	10,4	10,4
3	ООО «Тувинская горнорудная компания» Чаданский участок	Кызылский кожуун, п. г. т. Каа-Хем, ул. Угольная	3,2	3,1	3,2	3,2	3,2	3,4	3,4
4	ООО «Тардан Голд»*	г. Кызыл, ул. Пушкина, 68	9,9	9,9	9,9	10,1	10,1	10,1	10,1
5	ГУП РТ «УКТЭК 4»*	г. Кызыл, ул. Калинина, 11	7,8	8,0	8,2	8,2	8,3	8,3	8,4
6	ГУП РТ «Ак-Довуракэнерго»*	г. Ак-Довурак, ул. Заводская, 1	4,5	4,6	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9
7	ОАО «Тывасвязьинформ»*	г. Кызыл, ул. Кочетова, 53	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8
8	ООО «Водопроводно- канализационные системы»*	г. Кызыл, ул. Баянкольская, 5а	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4
9	ФГУП «РТРС»*	г. Кызыл, ул. Островского, 2	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2
10	ГУП РТ «Шагонартепло»*	Улуг-Хемский кожуун, ул. Рабочая, 32	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
11	ООО Горно- обогадительный комбинат «Тувинские минераль»*	г. Ак-Довурак, ул. Центральная, 1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

* данные об отчетном и перспективном электропотреблении предоставлены Заказчиком

Таблица 2.2 – Заявки потребителей на присоединение к электрической сети

№ п/п	Наименование заявителя	Описание, место расположения	Год ввода	Заявленная мощность, МВт
Добывающие предприятия				
1	ООО «Голевская ГРК» ¹	Освоение Ак-Сугского медно-порфинового месторождения	2021 г.	146,0
2	АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация»	Электроснабжение угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении - Элегестский ГОК	2020-2022 гг.	60,0
3	ООО «УК «Межегейуголь» ²	Освоение Межегейского месторождения каменного угля	2014-2017 гг.	10,0 (6,0)
4	АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация»	Электроснабжение угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении	2018 г.	4,95
	<i>Итого</i>			220,95
Железная дорога³				
5	АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация»	Строительство железной дороги Элегест-Кызыл-Курагино (ПС 220 кВ Рошинская, Арадан, ПС 35 кВ Амыльская, Тайгишская, Аржаан, Ээрбек, Доргун)	2020 г.	21,9 (4,3)
	<i>Итого</i>			21,9
Жилая застройка				
6	АО «Тываэнерго»	Жилые дома и объекты социального назначения, г. Кызыл	2017-2018 гг.	4,95
7	МКУ «Департамент земельных и имущественных отношений Мэрии г. Кызыла»	Жилая застройка, г. Кызыл	2017 г.	1,87
	<i>Итого</i>			6,82
Строительство общественных объектов и объектов инфраструктуры				
8	ФГУП «Главное управление специального строительства по территории Сибири при Федеральном агентстве специального строительства»	Военный городок, г. Кызыл, правый берег	2017 г.	9,0
9	ООО «Бенконс» ⁴	Гостиничный комплекс	2017 г.	1,8
10	ОАО «Главное Управление Обустройства Войск» ⁴	Президентский кадетский корпус, г. Кызыл	2017 г.	1,4
	<i>Итого</i>			12,2
1 - электроснабжение планируется осуществить от Иркутской энергосистемы 2 - первая очередь в объеме 4 МВт введена (акт технологического присоединения от 10.12.2014 г) 3 - на территории Республики Тыва будут расположены ПС 35 кВ Аржаан, Ээрбек, Доргун с потреблением мощности 4,3 МВт 4 - акт технологического присоединения подписан в 2017 г.				

Таблица 2.3 – Прогноз электропотребления энергосистемы Республики Тыва

Наименование показателя	2016 г. (отчет)	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Электропотребление, млн. кВт.ч	808	825	845	863	906	921	937
Темпы прироста, %	-	2,1	2,4	2,1	5,0	1,7	1,7

Таблица 2.4 - Прогноз максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва

Наименование показателя	2016 г. (отчет)	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Максимум нагрузки собственный, МВт	160	169	173	178	185	189	192
Темпы прироста, %	-	5,6	2,4	2,9	3,9	2,2	1,6

Таблица 2.5 – Распределение нагрузки по энергетическим узлам энергосистемы Республики Тыва

Наименование показателя	2016 г. отчет	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Район ПС 220 кВ Кызылская						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	113	126	131	135	139	142
То же, в о.е.	0,71	0,73	0,74	0,73	0,74	0,74
Район ПС 220 кВ Туран						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	9	9	9	12	12	12
То же, в о.е.	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06
Район ПС 220 кВ Чадан						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	22	22	22	22	22	22
То же, в о.е.	0,14	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
Район ПС 220 кВ Ак-Довурак						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	16	16	16	16	16	16
То же, в о.е.	0,10	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08
Максимум нагрузки, МВт	160	173	178	185	189	192

2.2 Развитие электрогенерирующих мощностей Республики Тыва на период 2018 – 2022 гг.

На конец 2016 года установленная мощность электростанций Тывинской энергосистемы составила 39,5 МВт, из которых 17 МВт или 43% установлено на Кызылской ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»), 22,5 МВт или 57% размещено на Мобильной ГТЭС (АО «Мобильные ГТЭС Тыва»).

При определении развития генерирующих мощностей Тывинской энергосистемы на перспективный период до 2022 года учитывалась следующая информация:

- предложения по развитию генерирующих мощностей от собственников существующего генерирующего оборудования (ООО «Сибирская генерирующая компания», АО «Мобильные ГТЭС Тыва»);
- намерения потенциальных инвесторов по строительству новых объектов генерации в Республике Тыва (ПАО «РусГидро», ООО "УК "Межегейуголь", ООО «УлугхемУголь», АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация», ООО «Голевская горнорудная компания», ООО «Лунсин», ООО «Тардан Голд» и др.).

В соответствии со Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг., утвержденной приказом Минэнерго РФ № 143 от 01.03.2017 г., генерирующие мощности на территории Республики Тыва в рассматриваемой перспективе будут представлены Кызылской ТЭЦ (ООО «Сибирская генерирующая компания»).

С 01.07.2017 г. выведена из эксплуатации МГТЭС на ПС 220 кВ Кызылская. Следует отметить, что вывод МГТЭС приведет к увеличению объема отключаемой нагрузки потребителей Тывинской энергосистемы в послеаварийных режимах.

Потенциальные инвесторы не объявляли намерений по вводу новых электрогенерирующих мощностей, в том числе солнечной электростанции, на территории Республики Тыва на период до 2022 года.

Таким образом, в период 2018-2022 гг. установленная мощность электрогенерирующего оборудования энергосистемы Республики Тыва составит 17 МВт, располагаемая также 17 МВт.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.3

2.3 Оценка перспективной балансовой ситуации энергосистемы Республики Тыва по электроэнергии и мощности на 2018 – 2022 гг.

Таблица 2.6 – Баланс мощности Тывинской энергосистемы на собственный максимум нагрузки на период 2018-2022 гг.

В МВт					
Наименование показателей	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	173	178	185	189	192
Экспорт в Монголию	30	35	40	40	40
ИТОГО потребность	203	213	225	229	232
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность Кызылской ТЭЦ	17	17	17	17	17
Располагаемая мощность Кызылской ТЭЦ	17	17	17	17	17
Дефицит (-), избыток (+) располаг.мощности	-187	-196	-208	-212	-215

Таблица 2.7 – Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Тыва на период 2018-2022 гг.

В млн.кВт.ч					
Наименование показателей	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Электропотребление	845	863	906	921	937
Экспорт в Монголию	90	100	120	120	120
ИТОГО потребность	935	963	1026	1041	1057
ПОКРЫТИЕ					
Выработка Кызылской ТЭЦ	32	33	34	34	35
Часов использования располагаемой мощности	1882	1941	2000	2000	2059
Дефицит (-), избыток (+)	-903	-930	-992	-1007	-1022

2.4 Прогноз потребления системы теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар на период 2018 – 2022 гг. с выделением крупных потребителей

Таблица 2.8 – Прогноз потребления тепловой энергии в г. Кызыл на период 2018-2022 гг.

Наименование объектов строительства	Потребление тепловой энергии за отопительный период, тыс. Гкал				Потребление тепловой энергии за межотопит. период на ГВС	Потребление тепловой энергии за год
	отопление	вентиляция	ГВС	итого	тыс. Гкал	тыс. Гкал
2018 год						
Многоквартирные жилые дома	351,1	0,0	136,2	487,3	57,9	549,2
Прочие жилые дома	30,0	0,0	6,1	36,1	2,8	38,9
Общественные здания	243,4	29,1	34,0	306,5	15,5	322,0
Производственные здания	168,4	0,0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по г. Кызылу	792,9	29,1	183,1	1 005,1	79,2	1 088,3
2019 год						
Многоквартирные жилые дома	366,8	0,0	143,5	510,3	62,2	575,6
Прочие жилые дома	34,4	0,0	7,5	41,9	3,4	45,3
Общественные здания	258,2	34,4	37,4	330,0	17,0	347,0
Производственные здания	168,4	0,0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по г. Кызылу	827,8	34,4	195,2	1 057,4	85,7	1 146,1
2020 год						
Многоквартирные жилые дома	382,6	0,0	150,8	533,4	66,6	602,0
Прочие жилые дома	38,8	0,0	8,9	47,6	4,0	51,7
Общественные здания	273,0	39,8	40,7	353,5	18,5	372,0
Производственные здания	168,4	0,0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по г. Кызылу	862,7	39,8	207,2	1 109,7	92,2	1 203,9
2021 год						
Многоквартирные жилые дома	398,3	0,0	158,2	556,5	70,9	628,4
Прочие жилые дома	43,1	0,0	10,3	53,4	4,7	58,1
Общественные здания	287,8	45,1	44,1	377,0	20,0	397,1
Производственные здания	168,4	0,0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по г. Кызылу	897,6	45,1	219,3	1 162,0	98,7	1 261,7
2022 год						
Многоквартирные жилые дома	414,0	0,0	165,5	579,5	75,2	654,8
Прочие жилые дома	47,5	0,0	11,6	59,1	5,3	64,4
Общественные здания	302,6	50,5	47,4	400,5	21,6	422,1
Производственные здания	168,4	0,0	6,8	175,1	3,1	178,2
Итого по г. Кызылу	932,5	50,5	231,3	1 214,3	105,2	1 319,4

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.3

Таблица 2.9 – Прогноз отпуска тепловой энергии крупным потребителям г. Кызыл на период 2018-2022 гг.

№ п/п	Наименование крупного потребителя тепловой энергии	2018-2022 гг.	
		Нагрузка, Гкал/ч	Годовое теплопотр., Гкал
1	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Тувинский государственный университет"	5,33	25
2	Муниципальное унитарное предприятие "Кызылское автотранспортное предприятие"	2,49	21 772
3	Терапевтический корпус (Титова 88)	2,35	6 629
4	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения Республики Тыва "Перинатальный центр РТ"	1,84	7 225
5	Муниципальное унитарное предприятие г.Кызыла "Енисей"	1,65	4 069
6	Муниципальное бюджетное образовательное учреждение Средняя общеобразовательная школа № 2 им. Т.Б. Куулар пгт Каа-Хем Муниципального района "Кызылский кожуун" Республики Тыва	1,63	5 134
7	Открытое акционерное общество "Тываэнерго"	1,23	10 214
8	Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение "Кызылский транспортный техникум"	1,23	5 992
9	Федеральное казенное учреждение "Следственный изолятор №1 Управления Федеральной службы исполнения наказаний по Республике Тыва"	1,22	10 270
10	Открытое акционерное общество "Грузовое автомобильное акционерное общество №2"	1,21	10 420
11	Федеральное казенное учреждение "Центр хозяйственного и сервисного обслуживания обеспечения МВД по Республике Тыва" (военный городок)	1,08	8 863
12	Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение Республики Тыва "Тувинский сельскохозяйственный техникум"	1,07	7 437
13	Государственное бюджетное общеобразовательное учреждение "Республиканская школа-интернат "Тувинский кадетский корпус"	1,05	5 112
14	Верховный суд Республики Тыва	0,95	3 079
15	Публичное акционерное общество "Тывасвязьинформ"	0,95	4 614
16	Общество с ограниченной ответственностью "Сельстрой"	0,95	2 640
17	Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение "Средняя общеобразовательная школа № 8 города Кызыла Республики Тыва"	0,90	5 517
18	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения "Республиканская детская больница"	0,89	7 617
19	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения Республики Тыва "Республиканский центр восстановительной медицины и реабилитации для детей"	0,83	4 226
20	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения Республики Тыва "Республиканская больница № 1"	0,82	7 199
21	ГБУ РТ "Хозяйственное управление исполнительных и законодательных органов государственной власти РТ"	0,82	7 173

Таблица 2.10 – Прогноз потребления тепловой энергии в г. Ак-Довурак на период 2018-2022 гг.

В Гкал

Показатели	2018-2022 гг.
Отпуск теплоэнергии потребителям, в т.ч.:	96 770
Жилые дома (население)	52 740
Общественные здания	44 030

Таблица 2.11 – Планируемые приросты тепловых нагрузок и теплотребления к 2022 году по г. Шагонар за счёт подключения новых потребителей

Наименование крупного потребителя	Нагрузка, Гкал/ч	Годовое теплотребление, Гкал	Планируемый год подключения	Источник теплоснабжения
Объекты усадебной застройки 3-й микр.	3,34	9 590	2015-2020	районная котельная

2.5 Анализ наличия схем теплоснабжения муниципальных образований Республики Тыва в зоне действия Тывинской энергосистемы. Предложения по развитию систем централизованного теплоснабжения г. Кызыл, г. Ак-Довурак и г. Шагонар

Таблица 2.12 – Сведения об утвержденных схемах тепло-, водоснабжения и водоотведения на территории Республики Тыва

№ п/п	Наименование муниципального образования	Реквизиты нормативно-правовых актов утвержденных схем	
		теплоснабжения	водоснабжения и водоотведения
1	г. Ак-Довурак	Постановление Администрации г. Ак-Довурак от 30.10.2013 г. № 450	Постановление Администрации г. Ак-Довурак от 15.08.2014 г. № 382
2	с. Бай-Хаак Тандинского кожууна	Постановление Администрации Тандинского кожууна от 25 июля 2014 г. № 424	Постановление Администрации Тандинского кожууна от 29 июля 2014 г. № 437
3	пгт. Каа-Хем Кызылского кожууна	Постановление Администрации Кызылского кожууна от 26 декабря 2013 г. № 88	Постановление Администрации Кызылского кожууна от 26 декабря 2013 г. № 88
4	с. Кызыл-Мажалык Барун-Хемчикского кожууна	Постановление Администрации Барун-Хемчикского кожууна от 23 июля 2014 г. № 320/а	Постановление Администрации Барун-Хемчикского кожууна от 23 июля 2014 г. № 319/а
5	г. Кызыл	Постановление Мэрии г. Кызыла от 02.07.2013 г. № 864	Постановление Мэрии г. Кызыла от 24.11.2015 г. № 1249
6	с. Сарыг-Сеп Каа-Хемского кожууна	Постановление Администрации Каа-Хемского кожууна от 27 августа 2014 г. № 585	Постановление Администрации Каа-Хемского кожууна от 27 августа 2014 г. № 586
7	с. Сукпак Кызылского кожууна	Постановление Администрации с. Сукпак Кызылского кожууна от 16 августа №176/1	Постановление Администрации с. Сукпак Кызылского кожууна от 16 августа №176/1
8	г. Туран Пий-Хемского кожууна	Схема не утверждена	Схема не утверждена
9	с. Чаа-Холь Чаа-Хольский кожууна	Постановление Администрации Чаа-Хольского кожууна от 31.10.2013 г. № 323	Постановление Администрации Чаа-Хольского кожууна от 22.05.2014 г. № 215
10	г. Чадан Дзун-Хемчикского кожууна	Постановление Администрации Дзун-Хемчикского кожууна от 03.10.2014 г. № 816	Разработка схем не требуется.
11	г. Шагонар Улуг-Хемского кожууна	Постановление Администрации г. Шагонар от 27.10.2013г. № 186	Решением Хурала представителей г. Шагонар от 17.07.2014 г. № 66
12	с. Хову-Аксы Чеди-Хольский кожууна	Решение Хурала представителей Чеди-Хольского кожууна от 21.11.2013г. № 50	Решение Хурала представителей с. Хову-Аксы Чеди-Хольского кожууна от 20.08.2014 г. № 12

2.6 Сводная информация по вводам и реконструкции объектов Тывинской энергосистемы в период до 2022 г. Объемы капитальных вложений

Таблица 2.13 - Вводы и реконструкция подстанций 35-110-220 кВ Тывинской энергосистемы на 2018-2022 гг., необходимые для реализации ТП

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Напряжение, кВ	Отчетные показатели на 01.01.2017 г.				Проектные показатели		2017-2018 гг.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2018-2022 гг.	
				Год ввода в работу ПС	Год изготовления оборудования	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Дата начала- окончания проекта	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар
Новое строительство																					
220 кВ																					
1	ПП 220 кВ Дурген	АО "ТЭПК"	220						2020					633							633
2	ПС 220 кВ Элегестский ГОК	АО "ТЭПК"	220/110/10					АТ	2х63	2020				126	729					126	729
	Всего по новому строительству ПС 220 кВ																				
	Вводы АТ, МВА													126						126	
	Кап.вложения, млн. руб.													1362							1362
110 кВ																					
1	ПС 110 кВ Вавилинская	АО "Тываэнерго" ПО ЦЭС	110/10					ТР	2х16	2017	32	359								32	359
2	ПС 110 кВ Верхняя	АО "ТЭПК"	110/10					ТР	2х10	2018	20	336								20	336
	Всего по новому строительству ПС 110 кВ																				
	Вводы ТР, МВА										52									52	
	Кап.вложения, млн. руб.											695									695
35 кВ																					
1	ПС 35 кВ Аржаан	АО "ТЭПК"	35/10					ТР	2х6,3	2020				12,6	113					12,6	113
								БСК	5					5	16					5	16
2	ПС 35 кВ Эрбек	АО "ТЭПК"	35/10					ТР	2х6,3	2020				12,6	113					12,6	113
								БСК	2х0,9					1,8	11					1,8	11
3	ПС 35 кВ Доргун	АО "ТЭПК"	35/10					ТР	2х6,3	2020				12,6	106					12,6	106
	Всего по новому строительству ПС 35 кВ																				
	Вводы ТР, МВА													37,8						37,8	
	Вводы БСК, Мвар													6,8						6,8	
	Кап.вложения, млн. руб.													359							359
Реконструкция, расширение и техперевооружение																					
220 кВ																					
1	ПС 220 кВ Туран: расширение РУ-35 кВ на 2 линейные ячейки для присоединения ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Аржаан	ПАО "ФСК ЕЭС"	220/35/10	1989						2020					12						12
2	ПС 220 кВ Чадан: замена электрооборудования 110 кВ в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты II цепь (С-452)	ПАО "ФСК ЕЭС"	220/110/10	1972		ТТ	1х200	ТТ	1х400	2020					1						1
	Всего по реконструкции, расширению и техперевооружению ПС 220 кВ																				
	Кап.вложения, млн. руб.														13						13
110 кВ																					
1	ПС 110 кВ Западная	АО "Тываэнерго" ПО ЦЭС	110/10	1982	1981	ТР	16	ТР	2х16	2022								16	97	16	97
	Всего по реконструкции, расширению и техперевооружению ПС 110 кВ																				
	Вводы ТР, МВА																	16		16	
	Кап.вложения, млн. руб.																		97		97

Таблица 2.14 - Вводы и реконструкция линий электропередач 35-110-220 кВ Тывинской энергосистемы на 2018-2022 гг., необходимые для реализации ТП

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Отчетные показатели на 01.01.2017 г.		Проектные показатели			2017-2018 гг.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2018-2022 гг.		
			Год ввода в работу ВЛ	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм²	Протяженность в одноцепном исполнении, км	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм²	Протяженность в одноцепном исполнении, км	Дата начала- окончания проекта	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.
Новое строительство																				
220 кВ																				
1	ВЛ 220 кВ Дурген - Элегестский ГОК №1, ВЛ 220 кВ Дурген - Элегестский ГОК №2	АО "ТЭПК"				АС-300 АС-300	12,52 12,35	2020					24,87	417					24,9	417
2	Заходы ВЛ 220 кВ Кызылская - Чадан на ПП Дурген	ПАО "ФСК ЕЭС"				2хАС-300	0,84	2020					0,84	8					0,8	8
Всего по новому строительству линий 220 кВ																				
Вводы ВЛ, км													25,71						25,7	
Кап.вложения, млн. руб.														425						425
110 кВ																				
1	Двухцепная отпайка от ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ – Кызылская I, II цепь (С- 423,С-424) до ПС 110 кВ Вавилинская	АО "Тываэнерго" ПО ЦЭС				2хАС-120	24,4	2017	24,4	173									24	173
2	Отпайка от ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская (С-405) до ПС 110 кВ Верхняя	АО "ТЭПК"				АС-120	4	2018	4	37									4	37
Всего по новому строительству линий 110 кВ																				
Вводы ВЛ, км									28,4										28	
Кап.вложения, млн. руб.										210										210
35 кВ																				
1	Двухцепная ВЛ 35 кВ Туран – Аржаан	АО "ТЭПК"				2хАС-120	42	2020					42	227					42	227
2	Двухцепная ВЛ 35 кВ Аржаан – Ээрбек	АО "ТЭПК"				2хАС-120	160	2020					160	867					160	867
3	Двухцепная ВЛ 35 кВ Ээрбек – Доргун	АО "ТЭПК"				2хАС-120	30	2020					30	162					30	162
Всего по новому строительству линий 35 кВ																				
Вводы ВЛ, км													232						232	
Кап.вложения, млн. руб.														1 256						1 256

2.8

[illegible]

Окончание таблицы 2.15

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Напряжение, кВ	Отчетные показатели на 01.01.2017 г.				Проектные показатели			2017-2018 гг.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2018-2022 гг.	
				Год ввода в работу ПС	Год изготовления оборудования	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Оборудование	Установленная мощность, МВА, Мвар, А	Дата начала-окончания проекта	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.	МВА, Мвар	Кап.вложения, млн. руб.
6	ПС 220 кВ Чадан: установка на шинах 220 кВ подстанции БСК-78 Мвар	ПАО "ФСК ЕЭС"	220/110/10	1972				БСК	78	2018	78	215									78	215
Всего по реконструкции, расширению и техпереворужению ПС 220 кВ																						
Вводы АТ и ТР, МВА															330						330	
Вводы УШР и ШР, Мвар															25				200		225	
Вводы БСК, Мвар															52						52	
Демонтаж АТ и ТР, МВА															-142						-142	
Кап.вложения, млн. руб.												294				3 451				1 934		5 679
110 кВ																						
1	ПС 110 кВ Городская: (установка на шинах 110 кВ подстанции БСК-20 Мвар)	АО "Тывазэнерго" ПО ЦЭС	110/35/10	1970				БСК	20	2018	20	121									20	121
	(замена ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405))					ошиновка	АС-120	ошиновка	АС-240	2018		1										1
Всего по реконструкции, расширению и техпереворужению ПС 110 кВ																						
Вводы ТР, МВА																						
Вводы БСК, Мвар											20										20	
Кап.вложения, млн. руб.												122										122
Примечание:																						
* - приведена полная стоимость инвестиционного проекта в прогнозных ценах (с учетом НДС) в соответствии с инвестиционной программой ПАО "ФСК ЕЭС" на период 2016-2020 гг.																						
** - стоимость реализации мероприятия приведена в соответствии с проектом скорректированной инвестиционной программы ПАО "ФСК ЕЭС" на период 2016-2020 гг.																						

№ п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Отчетные показатели на 01.01.2017 г.			Проектные показатели			2017-2018 гг.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2018-2022 гг.		
			Год ввода в работу ВЛ	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм²	Протяженность в однопровольном исполнении, км	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм²	Протяженность в однопровольном исполнении, км	Дата начала-окончания проекта	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	Протяженность, км	Кап.вложения, млн. руб.	
Новое строительство																					
220 кВ																					
1	ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран - Кызыльская №2	ПАО "ФСК ЕЭС"				АС-240	303,76	2022										303,76	5253	303,76	5 253
	Всего по новому строительству линий 220 кВ																				
	Вводы ВЛ, км																	303,76		303,76	
	Кап.вложения, млн. руб.																		5 253		5 253
Реконструкция, расширение и техперевооружение																					
110 кВ																					
1	ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403)	АО "Тываэнерго" ПО ЦЭС	1971	АС-150	0,19	АС-300	0,19	2018	0,19	2										0,19	2
	Всего по реконструкции, расширению и техперевооружению линий 110 кВ																				
	Вводы ВЛ, км								0,19											0,19	
	Демонтаж ВЛ, км								-0,19											-0,19	
	Кап.вложения, млн. руб.									2											2
35 кВ																					
1	ВЛ 35 кВ ОРУ Кызыльской ТЭЦ - Кызыльская (достройка участка ВЛ 35 кВ ОРУ Кызыльской ТЭЦ - Туран до РУ 35 кВ ПС 220 кВ Кызыльская)	АО "Тываэнерго" ПО ЦЭС				АС-70	0,8	2022										0,8	6	0,8	6
	Всего по реконструкции, расширению и техперевооружению линий 35 кВ																				
	Вводы ВЛ, км																	0,8		0,8	
	Кап.вложения, млн. руб.																		6		6

Таблица 2.17 - Выполнение противоаварийной автоматики на объектах напряжением 110-220 кВ Тывинской энергосистемы

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Год ввода
1	ПС 220 кВ Кызылская	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017 г.
2	Транзит 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская	АО «Тываэнерго»	2020 г.

Таблица 2.18 - Объемы электросетевого строительства и капиталовложений схемы развития электрической сети Республики Тыва, необходимые для реализации ТП

№ п/п	Наименование объектов и видов работ		2018-2022 гг.	
			Протяженность, км, мощность, МВА	Кап.вл., млн. руб. (в ценах 2017 г.)
ПОДСТАНЦИИ				
Новое строительство				
1	Подстанции 220 кВ	Вводы	126	1 362
2	Подстанции 110 кВ	Вводы	52	695
3	Подстанции 35 кВ	Вводы	37,8	359
Реконструкция и расширение ПС				
1	Подстанции 220 кВ	Вводы	-	13
		Демонтаж	-	
2	Подстанции 110 кВ	Вводы	16	97
		Демонтаж	-	
Итого по годам по 220 кВ		Вводы	126	1 375
Итого по годам по 110 кВ		Вводы	68	792
Итого по годам по 35 кВ		Вводы	37,8	359
Всего по ПС 220-110-35 кВ			2 526	
ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ОДНОЦЕПНОМ ИСЧИСЛЕНИИ				
Новое строительство				
1	Линии электропередачи 220 кВ	Вводы	25,7	425
2	Линии электропередачи 110 кВ	Вводы	28	210
3	Линии электропередачи 35 кВ	Вводы	232	1 256
Итого по годам по 220 кВ		Вводы	25,7	425
Итого по годам по 110 кВ		Вводы	28,0	210
Итого по годам по 35 кВ		Вводы	232,0	1 256
Всего по ВЛ 220-110-35 кВ			1 891	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 220 кВ			1 800	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 110 кВ			1 002	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35 кВ			1 615	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35-110-220 кВ			4 417	

**Таблица 2.19- Объемы электросетевого строительства и капиталовложений
схемы развития электрической сети Республики Тыва, необходимые для обеспечения
увеличения перетока мощности в энергосистему Республики Тыва**

№ п/п	Наименование объектов и видов работ	2018-2022 гг.		
		Протяженность, км, мощность, МВА	Кап.вл., млн. руб. (в ценах 2017 г.)	
ПОДСТАНЦИИ				
Реконструкция и расширение ПС				
1	Подстанции 220 кВ	Вводы	330	5679
		Демонтаж	-142	
2	Подстанции 110 кВ	Вводы	-	122
		Демонтаж	-	
Итого по годам по 220 кВ		Вводы	330	5 679
Итого по годам по 110 кВ		Вводы	-	122
Всего по ПС 220-110-35 кВ			5 801	
ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ОДНОЦЕПНОМ ИСЧИСЛЕНИИ				
Новое строительство				
1	Линии электропередачи 220 кВ	Вводы	303,8	5 253
Реконструкция и техперевооружение линий электропередачи				
1	Линии электропередачи 110 кВ	Вводы	0,19	2
		Демонтаж	-0,19	
2	Линии электропередачи 35 кВ	Вводы	0,8	6
		Демонтаж	-	
Итого по годам по 220 кВ		Вводы	303,8	5 253
Итого по годам по 110 кВ		Вводы	0,2	2
Итого по годам по 35 кВ		Вводы	0,8	6
Всего по ВЛ 220-110-35 кВ			5 261	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 220 кВ			10 932	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 110 кВ			124	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35 кВ			6	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТАМ 35-110-220 кВ			11 062	

2.7 Предложения по развитию электрической сети энергосистемы Республики Тыва

Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше энергосистемы Республики Тыва, рекомендуемых к вводу/реконструкции

Объекты 220 кВ, принадлежащие филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири

2018 год

Реконструкция

- **ПС 220 кВ Туран**

На ПС 220 кВ Туран в ячейке ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран установлены трансформаторы тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградители с номинальным током 630 А. В режиме зимнего максимума 2018 г. в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) с действием существующей АОСН на включение БСК на ПС 220 кВ Кызылская и ПС 110 кВ Городская (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) загрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградителей с номинальным током 630 А на ПС 220 кВ Туран в ячейке ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран составит соответственно 105% и 100%.

Для исключения перегрузки электрооборудования (ТТ и ВЧЗ) на ПС 220 кВ Туран в ячейке ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран необходимо предусмотреть замену электрооборудования 220 кВ с номинальным током 600 А и 630 А на новое с номинальным током не менее 1000 А.

Следует отметить, что согласно проекту скорректированной ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. техническое перевооружение ПС 220 кВ Туран намечено на 2020 г.

- **ПС 220 кВ Абаза**

На ПС 220 кВ Абаза в ячейках ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) и ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) установлено электрооборудование (трансформаторы тока) с номинальным током 600 А. В режиме зимнего максимума 2018 г. в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки с участием БСК на ПС 220 кВ Кызылская, ПС 110 кВ Городская и ПС 220 кВ Чадан (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) загрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Абаза в ячейке ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) составит 121%, в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) – 113,3%.

Для исключения перегрузки электрооборудования на ПС 220 кВ Абаза в ячейках ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) и ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) необходимо предусмотреть замену трансформаторов тока 220 кВ с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Абаза на новые с номинальным током не менее 1000 А.

Следует отметить, что согласно проекту скорректированной ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. техническое перевооружение ПС 220 кВ Абаза намечено на 2020 г.

- **ПС 220 кВ Ак-Довурак**

На ПС 220 кВ Ак-Довурак в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) установлено электрооборудование (трансформаторы тока) с номинальным током 600 А. В режиме зимнего максимума 2018 г. в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки с участием БСК на ПС 220 кВ Кызылская, ПС 110 кВ Городская и ПС 220 кВ Чадан (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) загрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Ак-Довурак в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) составит 113,3%.

Для исключения перегрузки электрооборудования на ПС 220 кВ Ак-Довурак в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) необходимо предусмотреть замену трансформаторов тока 220 кВ с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Ак-Довурак на новые с номинальным током не менее 1000 А.

Следует отметить, что согласно проекту скорректированной ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. техническое перевооружение ПС 220 кВ Ак-Довурак намечено на 2020 г.

- **ПС 220 кВ Чадан**

На ПС 220 кВ Чадан рекомендуется установка БСК мощностью 78 Мвар. Мероприятие предусмотрено для исключения отключения нагрузки потребителей Республики Тыва в послеаварийных режимах до ввода ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2. БСК на ПС 220 кВ Чадан рекомендуется подключить к шинам 220 кВ через развилку из двух разъединителей с установкой выключателя в цепи БСК.

2020 год

Реконструкция

- **ПС 220 кВ Кызылская**

В соответствии с Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. на ПС 220 кВ Кызылская планируется комплексная реконструкция подстанции. Проект комплексной реконструкции предусматривает замену двух существующих автотрансформаторов мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора мощностью по 125 МВА, замену трансформатора 1Т мощностью 16 МВА 110/35/10 кВ на два трансформатора мощностью по 40 МВА, а также в дополнение к введенным в эксплуатацию в 2014 г. УШР-25 Мвар и двум БСК-26 Мвар планируется установить на шинах 110 кВ вторую группу СКРМ в объеме одного УШР-25 Мвар и двух БСК-26 Мвар. БСК подключаются в КРУЭ-110 кВ под один выключатель.

В соответствии с материалами Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017-2023 гг. ввод основного оборудования на ПС 220 кВ Кызылская намечен на 2020 г.

- **ПС 220 кВ Чадан**

На ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты II цепь (С-452) установлено электрооборудование (трансформаторы тока) с номинальным током 200 А. В нормальном режиме зимнего максимума 2022 г. загрузка трансформаторов тока с номинальным током 200 А на ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты II цепь (С-452) составит 101,5%, что обусловлено увеличением экспорта электроэнергии и мощности из Тывинской энергосистемы в Монголию в 2020-2022 гг. до 40 МВт (письмо № ВК/01/20 от 09.06.2017 г. от АО «Восточная энергетическая компания»).

Для предотвращения перегрузки электрооборудования на ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты II цепь (С-452) необходимо предусмотреть замену трансформаторов тока 110 кВ с номинальным током 200 А на ПС 220 кВ Чадан на новые с номинальным током не менее 400 А.

- **ПС 220 кВ Туран**

Реконструкция РУ 35 кВ ПС 220 кВ Туран с расширением на две линейные ячейки для подключения двухцепной ВЛ 35 кВ Туран – Аржаан.

2022 год

Новое строительство

- **ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран, провод АС-240, протяженность 229,31 км и ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2, провод АС-240, протяженность 74,45 км**

Линия электропередачи сооружается для исключения отключения нагрузки потребителей Тывинской энергосистемы в послеаварийных режимах, а также покрытия прироста дефицита мощности в энергосистеме. Мероприятие включено в Схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. со сроком реализации 2022 г. Марка и сечение провода ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран протяженностью 229,31 км приняты АС-240, ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 протяженностью 74,45 км – также АС-240.

С вводом ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 гг. предусмотрена реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная в части установки шунтирующего реактора мощностью 100 Мвар и РУ 220 кВ ПС 220 кВ Кызылская в части установки шунтирующего реактора мощностью 100 Мвар. Шунтирующий реактор на ПС 220 кВ Кызылская рекомендуется подключить через развилку из двух разъединителей с установкой выключателя в цепи шунтирующего реактора. Для подключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран потребуются реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная с расширением на одну линейную ячейку. Для подключения ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 также потребуются реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Кызылская с установкой двух выключателей, объединенных в одну цепочку.

На ПС 220 кВ Туран для подключения вновь сооружаемых ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран и ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 рекомендуется реконструкция РУ 220 кВ подстанции с переходом от схемы «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (типовая схема №220-5Н) к схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (схема №220-9).

Объекты 220 кВ, принадлежащие АО «КрасЭКо»

2018 год

Реконструкция

- **ПС 220 кВ Ергаки**

На ПС 220 кВ Ергаки в ячейках ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран установлены трансформаторы тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградители с номинальным током 630 А. В режиме зимнего максимума 2018 г. в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) с действием существующей АОСН на включение БСК на ПС 220 кВ Кызылская и ПС 110 кВ Городская (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) нагрузка трансформаторов тока с номинальным током 600 А на ПС 220 кВ Ергаки в ячейках ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран составит 109% и 105% соответственно, нагрузка ВЧ-заградителей с номинальным током 630 А на ПС 220 кВ Ергаки в ячейках указанных линий электропередачи составит 103,8% и 100% соответственно.

Для исключения перегрузки электрооборудования (ТТ и ВЧЗ) на ПС 220 кВ Ергаки в ячейках ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран необходимо предусмотреть замену электрооборудования 220 кВ с номинальным током 600 А и 630 А на новое с номинальным током не менее 1000 А.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.3

Объекты 220 кВ, принадлежащие АО «ТЭПК»**2020 год****Новое строительство****• ПС 220 кВ Элегестский ГОК, АТ 2×63 МВА**

Подстанция сооружается для электроснабжения угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении – Элегестского ГОКа. Максимальная прогнозируемая нагрузка ПС 220 кВ Элегестский ГОК составит 60 МВт. На подстанции предусматривается установка двух автотрансформаторов мощностью по 63 МВА.

Присоединение ПС 220 кВ Элегестский ГОК предусматривается выполнить по двум ВЛ 220 кВ Дурген – Элегестский ГОК №1,2 протяженностью 12,52 км и 12,35 км, выполненных проводом АС-300.

• ПП 220 кВ Дурген

Сооружение ПП 220 кВ Дурген в объеме переключательного пункта с присоединением к существующей ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан по схеме «заход-выход» предусматривается для подключения ПС 220 кВ Элегестский ГОК к сетям 220 кВ энергосистемы Республики Тыва.

Строительство ПП 220 кВ Дурген и ПС 220 кВ Элегестский ГОК предусмотрено Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. со сроком реализации в 2020 г.

Объекты 35-110 кВ, принадлежащие ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго»**2017 год****Новое строительство****• ПС 110 кВ Вавилинская, 2×16 МВА**

Подстанция сооружается для электроснабжения потребителей ФГУП «ГУСС по территории Сибири при Федеральном агентстве специального строительства». На ПС 110 кВ Вавилинская предусматривается установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью по 16 МВА. Присоединение подстанции осуществляется двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ – Кызылская I, II цепь (С-423, С-424) протяженностью по 12,2 км, выполненной проводом АС-120.

Проектная схема РУ-110 кВ ПС 110 кВ Вавилинская принята «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (типовая схема №110-4Н).

2018 год**Реконструкция****• ПС 110 кВ Городская**

На ПС 110 кВ Городская рекомендуется установка БСК мощностью 20 Мвар. Мероприятие предусмотрено для исключения отключения нагрузки потребителей Республики Тыва в послеаварийном режиме зимнего максимума нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407, С-408). БСК на ПС 110 кВ Городская рекомендуется подключить к шинам 110 кВ через развилку из двух разъединителей с установкой выключателя в цепи БСК.

На ПС 110 кВ Городская ошиновка в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) выполнена проводом АС-120. В режиме летнего максимума 2018 г. в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан при ремонте ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки с участием 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) перегруз ошиновки на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) составит 15,5% от допустимого тока провода АС-120 – 375 А при $t=+25^{\circ}\text{C}$.

Для исключения перегрузки ошиновки на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405), выполненной проводом АС-120, необходимо предусмотреть ее замену на провод АС-240.

- **ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403)**

ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403) выполнена проводом АС-300 и АС-150. В режиме летнего максимума нагрузок 2018 г. при ремонте ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и аварийном отключении ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан с участием 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан (для обеспечения статической устойчивости и исключения отключения нагрузки потребителей) выявлен перегруз участка ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403) протяженностью 0,19 км, выполненного проводом АС-150, – 8% от допустимого тока провода (450 А при $t=+25^{\circ}\text{C}$).

Для снятия ограничений пропускной способности сети 110 кВ Тывинской энергосистемы рекомендуется замена участка ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403), выполненного проводом АС-150, на провод АС-300, которым выполнена большая часть данной линии.

2022 год

Реконструкция

- **ПС 110 кВ Западная, 1х16 МВА**

Подстанция 110 кВ Западная находится в столице Республики Тыва – городе Кызыл. На подстанции установлен один силовой трансформатор мощностью 16 МВА. На сегодняшний день от ПС 110 кВ Западная осуществляется электроснабжение социально-значимых объектов – городского водозабора, очистных сооружений, психиатрической больницы, исправительной колонии, воинской части.

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Главное управление обустройства войск» с максимальной мощностью 1400 кВт по II категории надежности сетевая организация осуществляет установку дополнительного силового трансформатора на ПС 110 кВ Западная (договор на технологическое присоединение №710-1/400 от 14.08.2015 г.).

С целью недопущения перерывов в электроснабжении социально значимых объектов, обеспечения требуемой категории надежности электроснабжения потребителей по действующим договорам на технологическое присоединение, а также обеспечения возможности подключения перспективных потребителей 1-й и 2-й категорий, необходима реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА.

Мероприятие включено в проект скорректированной инвестиционной программы АО «Тывазэнерго» на период 2016-2020 гг. со сроком реализации 2022 г.

- **Одноцепная ВЛ 35 кВ Кызылская ТЭЦ – Туран (Т-5) (АС-50, АС-70)**

Линия введена в эксплуатацию в 1965 году и выполнена на деревянных опорах. К ВЛ 35 кВ Кызылская ТЭЦ – Туран (Т-5) присоединены отпайками девять подстанций 35 кВ. Линия Т-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.3

5, 35 кВ имеет сильный физический износ и низкую пропускную способность. В настоящий момент данная ВЛ не может обеспечить выдачу требуемой мощности с учётом последующего увеличения нагрузки.

Рекомендуется выполнить перевод ВЛ 35 кВ Кызылская ТЭЦ – Туран (Т-5) на питание от РУ 35 кВ ПС 220 кВ Кызылская и выполнить разрыв на участке от отпайки на ПС 35 кВ Майналыг до отпайки на ПС 35 кВ Туран на линейном разъединителе. Питание ПС 35 кВ Туран и ПС 35 кВ Уюк будет осуществляться от ПС 220 кВ Туран, питание остальных семи ПС 35 кВ – от ПС 220 кВ Кызылская.

Достройка участка ВЛ 35 кВ Кызылская ТЭЦ – Туран (Т-5) до РУ 35 кВ ПС 220 кВ Кызылская протяженностью 0,8 км, а также реконструкция части ВЛ 35 кВ Т-5 протяженностью 4,45 км включено в проект скорректированной инвестиционной программы АО «Тываэнерго» на период 2016-2020 гг. со сроком реализации 2022 г.

Необходимость реконструкции центров питания 35-110 кВ Тывинской энергосистемы с увеличением трансформаторной мощности в работе не выявлена.

Объекты 35-110 кВ, принадлежащие АО «ТЭПК»

2018 год

Новое строительство

- **ПС 110 кВ Верхняя, 2×10 МВА**

Подстанция сооружается для электроснабжения угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении каменного угля (АО «Тувинская энергетическая промышленная корпорация»). На ПС 110 кВ Верхняя рекомендуется установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА. Присоединение подстанции осуществляется одноцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) протяженностью 4 км, выполненной проводом АС-120.

Проектная схема РУ-110 кВ ПС 110 кВ Верхняя принята «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (типовая схема №110-4Н).

2020 год

Новое строительство

- **ПС 35 кВ Аржаан, 2×6,3 МВА**

Подстанция сооружается для электроснабжения потребителей железнодорожной линии Элегест – Кызыл – Курагино. На ПС 35 кВ Аржаан предусматривается установка двух трансформаторов напряжением 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА, СКРМ в объеме БСК-5 Мвар. Присоединение подстанции осуществляется двухцепной ВЛ протяженностью 21 км, выполненной проводом АС-120, с подключением к шинам 35 кВ ПС 220 кВ Туран.

Проектная схема РУ-35 кВ ПС 35 кВ Аржаан принята «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (типовая схема №35-9).

- **ПС 35 кВ Эрбек, 2×6,3 МВА**

Как и ПС 35 кВ Аржаан, ПС 35 кВ Эрбек сооружается для электроснабжения потребителей железнодорожной линии Элегест – Кызыл – Курагино. На ПС 35 кВ Эрбек предусматривается установка двух трансформаторов напряжением 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА, СКРМ в объеме 2хБСК-0,9 Мвар. Присоединение ПС 35 кВ Эрбек к сетям энергосистемы осуществляется двухцепной ВЛ 35 кВ Аржаан – Эрбек протяженностью 80 км, выполненной проводом АС-120.

- **ПС 35 кВ Доргун, 2×6,3 МВА**

Как и ПС 35 кВ Аржаан, ПС 35 кВ Доргун сооружается для электроснабжения потребителей железнодорожной линии Элегест – Кызыл – Курагино. На ПС 35 кВ Доргун рекомендуется установка двух трансформаторов напряжением 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА. Присоединение ПС 35 кВ Доргун к сетям энергосистемы осуществляется двухцепной ВЛ 35 кВ Эрбек – Доргун протяженностью 15 км, выполненной проводом АС-120.

2022 год

Реконструкция

- **ПС 110 кВ Верхняя, 2×10 МВА**

Перевод питания ПС 110 кВ Верхняя с ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) на шины 110 кВ ПС 220 кВ Элегестский ГОК.

Рекомендации по противоаварийному управлению

2017 год

ПС 220 кВ Кызылская (филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири)

Для ликвидации перегрузки АТ на ПС 220 кВ Кызылская в послеаварийных режимах рекомендуется выполнить противоаварийную автоматику. Следует отметить, что с вводом ПС 110 кВ Вавилинская в 2017 г. для ликвидации недопустимой по величине и длительности перегрузки 1АТ, 2АТ ПС 220 кВ Кызылская предусмотрена установка автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

2020 год

Транзит 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская (ДЗО ПАО «МРСК Сибири» – АО «Тываэнерго»)

Для ликвидации перегрузки провода ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) на участке от ПС 110 кВ Городская до отпайки на ПС 110 кВ Западная и трансформаторов тока на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурген при ремонте ВЛ 220 кВ Степная – Абаза (Д-41) рекомендуется выполнить противоаварийную автоматику на транзите 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская с действием на отключение нагрузки на вновь сооружаемой ПС 220 кВ Элегестский ГОК. Место установки, логику действия и величину управляющих воздействий ПА необходимо определить отдельным проектом.

Перечень подстанций 35-110 кВ Тывинской энергосистемы, силовое оборудование которых отработало нормативный срок службы (30 лет), приведен в таблице 2.20. Перечень линий 35-110 кВ Тывинской энергосистемы, отработавших свыше 40 лет, приведен в таблице 2.21. Данные представлены по сетевым предприятиям на основе возрастных характеристик объектов. На указанных ПС и ВЛ 35-110 кВ рекомендуется периодическое проведения обследований состояния парка оборудования подстанций, состояния линий. Для подстанций и линий 35-110 кВ, отработавших нормативный срок службы, необходимо получение заключения экспертной организации, подтверждающего необходимость выполнения реконструкции в связи с превышением нормативного срока эксплуатации.

Таблица 2.20 - Перечень подстанций 35-110 кВ Тывинской энергосистемы, силовое оборудование которых эксплуатируется свыше 30 лет

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Отчетные показатели	
			Год изготовления трансформаторов	Мощность трансформаторов, МВА
110 кВ				
1	ПС 110 кВ Городская	ЦЭС	1969 1972 1969	3x10
2	ПС 110 кВ Шагонар	ЦЭС	1974	2x6,3
3	ПС 110 кВ Арыг-Узю	ЦЭС	1970	6,3
4	ПС 110 кВ Кирпичный завод	ЦЭС	1976	2,5
5	ПС 110 кВ Сукпак	ЦЭС	1970 1980	2x2,5
6	ПС 110 кВ Южная	ЦЭС	1976 1979	2x10
7	ПС 110 кВ Западная	ЦЭС	1981	16
8	ПС 110 кВ Суть-Холь	ЗЭС (ПЭС-2)	1972	6,3
9	ПС 110 кВ Бай-Хаак	ЮЭС (ПЭС-3)	1973	6,3
10	ПС 110 кВ Балгазын	ЮЭС (ПЭС-3)	1968	6,3
11	ПС 110 кВ Элегест	ЮЭС (ПЭС-3)	1972	2,5
12	ПС 110 кВ Хову-Аксы	ЮЭС (ПЭС-3)	1972 1969	2x6,3
13	ПС 110 кВ Бурень-Бай-Хаак	ВЭС (ПЭС-4)	1979	2,5
35 кВ				
1	ПС 35 кВ Туран	ЦЭС	1969	4
2	ПС 35 кВ Чаа-Холь	ЦЭС	1967	4
3	ПС 35 кВ Торгалык	ЦЭС	1973	1,6
4	ПС 35 кВ Уюк	ЦЭС	1972	1,6
5	ПС 35 кВ Птицефабрика	ЦЭС	1981 1984	2,5 1,6
6	ПС 35 кВ Хайыракан	ЦЭС	1969	1,6
7	ПС 35 кВ Майналыг	ЦЭС	1979	1,6
8	ПС 35 кВ Баян-Кол	ЦЭС	1984	1,6
9	ПС 35 кВ Чыраа-Бажы	ЗЭС (ПЭС-2)	1964	1,6
10	ПС 35 кВ Дон-Терезин	ЗЭС (ПЭС-2)	1971	1
11	ПС 35 кВ Тээли	ЗЭС (ПЭС-2)	1987	2,5
12	ПС 35 кВ Эрги-Барлык	ЗЭС (ПЭС-2)	1973	1
13	ПС 35 кВ Степная	ЗЭС (ПЭС-2)	1986	2,5
14	ПС 35 кВ Кызыл-Арыг	ЮЭС (ПЭС-3)	1963	1,8
15	ПС 35 кВ Балгазынская О.С	ЮЭС (ПЭС-3)	1966	1,8
16	ПС 35 кВ Эрзин	ЮЭС (ПЭС-3)	1968	2,5

**Таблица 2.21 – Перечень линий 35-110 кВ Тывинской энергосистемы,
отработавших свыше 40 лет**

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Отчетные показатели		
			Год ввода в работу ВЛ	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм ²	Протяженность в одноцепном исполнении, км
110 кВ					
1	ВЛ 110 кВ Городская – Сукпак (С-401)	ЦЭС	1968 1972 1977	АС-150	10,603
2	Л 110 кВ Чадан – Шагонар (С-403)	ЦЭС	1971	АС 150 АС300	113,02
3	оп.212 С-403 - Арыг-Узю	ЦЭС	1971	АС-120	1,02
4	ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская (С-405)	ЦЭС	1971	АС 300 АС 240 АС 150	108,87
5	отп.между ЛР С-403/405 – оп.№1а-Шагонар (С-405-01)	ЦЭС	1976	АС-70	0,386
6	ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепи (С-407, С-408)	ЦЭС	1976 1981	АС-240	21,24
7	ВЛ 110 кВ Сукпак – Кирпичный завод (С-425)	ЦЭС	1968	АС-150	17,38
8	ВЛ 110 кВ Кирпичный завод – Элегест (С-427)	ЦЭС	1968	АС-120 АС-150	42,78
9	ВЛ 110 кВ Чадан – Суть-Холь (С-453)	ЗЭС (ПЭС-2)	1975	АС 70 АС 120	25,85
10	ВЛ 110 кВ Элегест – Бай-Хаак (С-411)	ЮЭС (ПЭС-3)	1973	АС-95	45,54
11	ВЛ 110 кВ Элегест – Хову-Аксы (С-413)	ЮЭС (ПЭС-3)	1968	АС-120 АС-150	39,65
12	ВЛ 110 кВ Бай-Хаак – Балгазын (С-415)	ЮЭС (ПЭС-3)	1973	АС-95	57,98
35 кВ					
1	ВЛ 35 кВ Кызылская – Зубовка (Т-1)	ЦЭС	1962	АС-35 АС-70 АС-95	33,938
2	отпайка на ПС Птицефабрика от оп.№25 Т-1	ЦЭС	1962	АС-35	0,89
3	ВЛ 35 кВ Кызылская – Суг-Бажы (Т-2)	ЦЭС	1962	АС-35 АС-70	47,397
4	ВЛ 35 кВ ОРУ Кызылской ТЭЦ – Туран (Т-5)	ЦЭС	1965	АС-50 АС-70 АС-150	72,465
5	оп.№113 (Т-5) – Майналыг (Т-5-03)	ЦЭС	1965	АС-50	0,165
6	оп.№348а (Т-5) – Туран ПС №21 (Т-5-05)	ЦЭС	1965	АС-50	1,97
7	ВЛ 35 кВ Туран – Уюк (Т-6)	ЦЭС	1965	АС-35	26,061
8	ВЛ 35 кВ Арыг-Узю – Торгалык (Т-23)	ЦЭС	1976	АС-50	23,402
9	ВЛ 35 кВ Арыг-Узю – Чаа-Холь (Т-24)	ЦЭС	1973	АС-35	26,098
10	ВЛ 35 кВ Ак-Довурак – Чыраа-Бажы (Т-31)	ЗЭС (ПЭС-2)	1966	АС-35 АС-70 АС-95	34,249
11	оп.№68 (Т-31) – Дон-Терезин (Т-31-01)	ЗЭС (ПЭС-2)	1966	АС-35	0,115

001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 кн.3

Окончание таблицы 2.21

№ п/п	Перечень объектов	Электросетевое предприятие	Отчетные показатели		
			Год ввода в работу ВЛ	Кол-во цепей, марка, сечение провода, мм ²	Протяженность в одноцепном исполнении, км
12	ВЛ 35 кВ Ак-Довурак – Тээли (Т-32)	ЗЭС (ПЭС-2)	1972	АС-35 АС-70	45,791
13	отп. между оп. №56-57 – Степная (Т-32-01)	ЗЭС (ПЭС-2)	1973	АС-35	0,019
14	от. №261 Т-32 – Эрги-Барлык (Т-32-02)	ЗЭС (ПЭС-2)	1972	АС-35	3,441
15	ВЛ 35 кВ Суг-Бажы – Бай-Хаак (Т-3)	ЮЭС (ПЭС-3)	1962	АС-35	35,5
16	ВЛ 35 кВ Суг-Бажы – Балгазын (Т-4)	ЮЭС (ПЭС-3)	1964	АС-35	48,782
17	ВЛ 35 кВ Балгазын – Балгазынская ОС (Т-14)	ЮЭС (ПЭС-3)	1988	АС-70	10,762
18	ВЛ 35 кВ Балгазын – Самагалтай (Т-15)	ЮЭС (ПЭС-3)	1969	АС-70 АС-120	67,842
19	ВЛ 35 кВ Самагалтай – Эрзин (Т-16)	ЮЭС (ПЭС-3)	1973	АС-35	43,381
20	ВЛ 35 кВ Зубовка – Сарыг-Сеп (Т-10)	ВЭС (ПЭС-4)	1963	АС-35 АС-95	45,365

Утверждена распоряжением
Главы Республики Тыва
от 10 ноября 2017 г. № 355-РГ

**СХЕМА И ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА
НА 2018-2022 ГОДЫ**

ТОМ 3

***Перспектива развития электроэнергетики
Республики Тыва на период 2018-2022 гг.
(вариант 2 – «Региональный»)***



Общество с ограниченной ответственностью
«ИНСТИТУТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»

*Состоит в саморегулируемой организации
Ассоциация проектных организаций «ПроектСтройСтандарт»*

Заказчик – Министерство топлива и энергетики Республики Тыва

СХЕМА И ПРОГРАММА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА НА 2018-2022 ГОДЫ

ТОМ 3

**Перспектива развития электроэнергетики
Республики Тыва на период 2018-2022 гг.
(вариант 2 – «Региональный»)**

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Генеральный директор

Д.В. Гладких

Директор ДРЭС

Е.С. Котиков

Главный инженер проекта

М.В. Кашурников

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Содержание:

Состав проекта	4
1. Введение	5
2. Прогноз электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва на период 2018 – 2022 гг. по материалам правительства Республики Тыва	7
3. Оценка перспективной балансовой ситуации энергосистемы Республики Тыва на период 2018 – 2022 гг.	11
4. Описание возможных вариантов покрытия энергодефицита Тывинской энергосистемы	12
5. Описание режимов работы энергосистемы Республики Тыва на уровне 2022 года для рассматриваемых вариантов покрытия энергодефицита	15
6. Оценка уровней токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций на перспективу до 2022 г. для рассматриваемых вариантов покрытия энергодефицита	61
7. Оценка затрат на реализацию рассматриваемых вариантов покрытия энергодефицита по укрупненным показателям	62
8. Оценка экономической эффективности рассматриваемых вариантов покрытия энергодефицита	70
9. Предложения по развитию электроэнергетического комплекса Республики Тыва	74
10. Заключение	75
Приложения:	
Приложение А – Схема электрических соединений сетей 35-110 кВ ДЗО ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тываэнерго», сетей 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Хакасское ПМЭС на 01.01.2017 г. с перспективой до 2022 г. Региональный вариант 1 - сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная-Туран-Кызылская	76
Приложение Б – Схема электрических соединений сетей 35-110 кВ ДЗО ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тываэнерго», сетей 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Хакасское ПМЭС на 01.01.2017 г. с перспективой до 2022 г. Региональный вариант 2 - сооружение Кызылской ТЭЦ-2	77
Приложение В – Схема электрических соединений сетей 35-110 кВ ДЗО ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тываэнерго», сетей 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Хакасское ПМЭС на 01.01.2017 г. с перспективой до 2022 г. Региональный вариант 3 - сооружение ПС 500 кВ	78
Приложение Г – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зимний максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 1 - сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная-Туран-Кызылская	79
Приложение Д – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Летний максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 1 - сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная-Туран-Кызылская	80

Приложение Е – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зимний максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 2 - сооружение Кызылской ТЭЦ-2	81
Приложение Ж – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Летний максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 2 - сооружение Кызылской ТЭЦ-2	82
Приложение И – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зимний максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 3 - сооружение ПС 500 кВ	83
Приложение К – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Летний максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 3 - сооружение ПС 500 кВ	84
Приложение Л – Уровни токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций Тывинской энергосистемы на 2022 год. Региональный вариант 2 - сооружение Кызылской ТЭЦ-2	85
Приложение М – Уровни токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций Тывинской энергосистемы на 2022 год. Региональный вариант 3 - сооружение ПС 500 кВ	94

Состав проекта

Обозначение	Наименование	Примечание
Том 1 001/17/ДРЭС-ЭЭС.01	Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг.	
Том 2 001/17/ДРЭС-ЭЭС.02 Книга 1 Книга 2 Книга 3	Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 1 – «Базовый») - Пояснительная записка - Приложения - Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва	
Том 3 001/17/ДРЭС-ЭЭС.03	Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 2 – «Региональный»)	

1 ВВЕДЕНИЕ

Данный научно-технический отчет разработан в рамках выполнения работ по разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы по заказу Министерства топлива и энергетики Республики Тыва (Государственный контракт № 001/17 от 25.05.2017 года).

Целями работы являются:

- разработка схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы;
- разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики Тувинской энергосистемы;
- обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей Тувинской энергосистемы для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей на период до 2022 года с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспективы развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы;
- обоснование направлений развития генерирующих источников, в том числе источников когенерации;
- разработка рекомендаций по объемам и срокам реконструкции действующих электросетевых объектов, по новому электросетевому строительству по годам на период до 2022 г.;
- разработка основных направлений развития систем централизованного теплоснабжения на территории Республики Тыва.

Разработка схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на период до 2022 года выполнена в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 г. № 823)»

Научно-технический отчет по Разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на 2018-2022 годы состоит из трех томов:

- Том 1. Ретроспективный анализ за 2012-2016 гг. (пояснительная записка с приложениями)
- Том 2. Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 1 – «Базовый»)
- Книга 1. Пояснительная записка
 - Книга 2. Приложения
 - Книга 3. Сводные показатели по современному состоянию и перспективному развитию электроэнергетики Республики Тыва
- Том 3. Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 2 – «Региональный»)

Для выполнения заявленных целей в рамках настоящего Тома 3. «Перспектива развития электроэнергетики Республики Тыва на период 2018-2022 гг. (вариант 2 – «Региональный»)» проработана перспектива развития электроэнергетики для Регионального варианта прогноза электропотребления и максимума нагрузки, а именно выполнены:

- Прогноз электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва на период 2018-2022 гг. по материалам Правительства Республики Тыва

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

- Оценка перспективной балансовой ситуации энергосистемы Республики Тыва по электроэнергии и мощности на 2018-2022 гг.
- Проведено технико-экономическое сравнение трех возможных вариантов покрытия энергодефицита Тывинской энергосистемы на перспективу до 2022 года:
 - ✓ Сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская;
 - ✓ Сооружение Кызылской ТЭЦ-2;
 - ✓ Сооружение ПС 500 кВ.
- Проведена оценка экономической эффективности рассматриваемых вариантов покрытия энергодефицита
- Разработаны предложения по развитию электроэнергетического комплекса Республики Тыва

2 ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И МАКСИМУМА НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА НА ПЕРИОД 2018 – 2022 ГГ. ПО МАТЕРИАЛАМ ПРАВИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ ТЫВА

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Республики Тыва принят по материалам, предоставленным Правительством Республики Тыва.

Прогноз спроса на электрическую мощность и энергию разработан на основании заявок и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тываэнерго», филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири, а также информации о перспективном электропотреблении и максимуме нагрузки от наиболее крупных предприятий и компаний, функционирующих на территории Республики Тыва.

Прогноз электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва на период 2017-2022 гг. представлен в таблице 2.1 и на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 – Прогноз электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва по материалам правительства Республики Тыва

Наименование показателя	2016 г. (отчет)	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Электропотребление, млн.кВт.ч	808	835	871	880	974	1072	1170
Темпы прироста, %	-	3,3	4,4	1,0	10,7	10,0	9,1
Максимум нагрузки, МВт	160	171	178	180	200	220	240
Темпы прироста, %	-	6,9	4,4	1,0	10,7	10,0	9,1

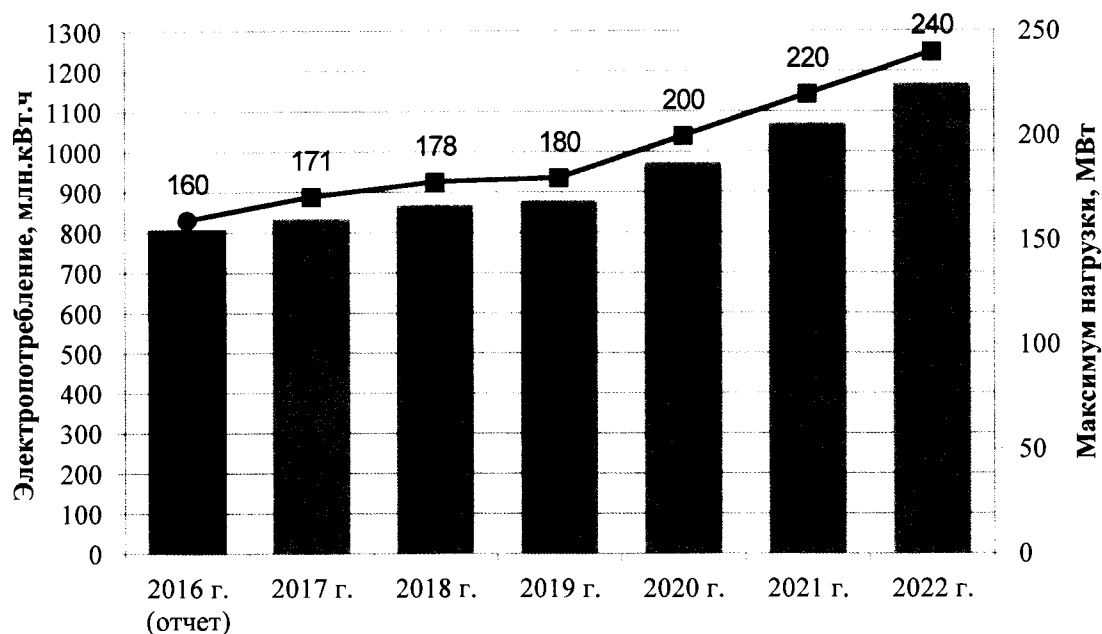


Рисунок 2.1 – Прогноз электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва по материалам правительства Республики Тыва

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Тыва характеризуется годовым приростом в пределах 1,0-10,7%. В период до 2022 г. прогнозируется рост годового электропотребления на 362 млн.кВт.ч (на 45%), рост собственного максимума нагрузки - на 80 МВт (50%). Среднегодовые темпы прироста электропотребления за период 2017-2022 гг. составят 6,4%, максимума нагрузки – 7%.

В таблице 2.2 представлен прогноз максимума нагрузки Республики Тыва с выделением перспективных потребителей.

Таблица 2.2 – Прогноз максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва на период 2018 – 2022 гг. по материалам правительства Республики Тыва с выделением перспективных потребителей

Наименование показателя	Центр питания	Основание учёта	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	К совм
Максимум нагрузки ЭС	-	-	178	180	200	220	240	-
<i>Прирост к отчетному 2016 г.</i>	-	-	18	20	40	60	80	-
Существующая нагрузка потребителей								
Существующая нагрузка	-	-	160	161	162	162	163	-
Новые потребители								
Итого новые потребители			30	36	56	76	96	-
Итого новые потребители с Ксовмещения			18	20	40	60	80	-
Разработка Межегейского месторождения угля (ООО "УК "Межегейуголь")	ПС 110 кВ Межегей	ДТП с ПАО "ФСК ЕЭС" от 12.02.2013	6	6	6	6	6	<u>1,00</u>
ФГУП «ГУСС по территории Сибири при Федеральном агентстве специального строительства»	Вновь вводимая ПС 110 кВ Вавилинская	ДТП с АО "Тываэнерго" от 09.07.2015, ДТП с ПАО "ФСК ЕЭС" от 01.04.2015	9	9	9	9	9	<u>0,50</u>
Строительство угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении каменного угля (АО "Тувинская энергетическая промышленная корпорация")	Вновь вводимая ПС 110 кВ Верхняя	ДТП АО "Тываэнерго" и ПАО "ФСК ЕЭС" от 27.08.2015	4,95	4,95	4,95	4,95		<u>1,00</u>
	Вновь вводимая ПС 220 кВ Элегестский ГОК	ДТП с ПАО "ФСК ЕЭС" от 15.04.2015			15	35	60	<u>1,00</u>
Электроснабжение ж/д Элегест - Кызыл - Курагино (участок дороги на территории Республики Тыва)	Вновь вводимые ПС 35 кВ Аржаан, ПС 35 кВ Доргун, ПС 35 кВ Эрбек	Заявка на ТП к сетям ПАО "ФСК ЕЭС" от 06.08.2013 и ТУ от 20.08.2013			4,3	4,3	4,3	<u>1,00</u>
ТП 10 кВ в г. Кызыле	ПС 220 кВ Кызылская	ДТП с ПАО "ФСК ЕЭС" от 30.07.2013	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	<u>0,30</u>
МКУ Департамент земельных и имущественных отношений Мэрии г. Кызыла	ПС 110 кВ Сукпак	ДТП с АО "Тываэнерго" от 22.09.2015	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	<u>0,30</u>
ООО "Бенконс"	ПС 110 кВ Южная	ДТП с АО "Тываэнерго" от 01.03.2016	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	<u>0,30</u>
ОАО "Главное Управление Обустройства Войск"	ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Городская	ДТП с АО "Тываэнерго" от 14.08.2015	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	<u>0,30</u>

Прогноз максимума нагрузки по материалам Правительства Республики Тыва учитывает рост нагрузки за счет ввода новых потребителей, заключивших договор на технологическое присоединение, а также естественный прирост нагрузки, обусловленный развитием коммунально-бытовой сферы и ростом мелкомоторной нагрузки. Значительный рост нагрузки в коммунально-бытовой сфере ожидается в динамично развивающемся районе – п.г.т. Каа-Хем. В настоящее время идет активное расширение п.г.т. Каа-Хем за счет индивидуального жилищного строительства, ведется строительство спортивно-культурного центра, планируется строительство микрорайона Серебрянка, детского сада.

В соответствии с прогнозом электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва по варианту Правительства ожидаются более динамичные темпы роста

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

потребления, чем в прогнозе по материалам АО «СО ЕЭС» (приведен в Главе 2 Тома 2 настоящей работы). Так, в 2022 г. разница прогнозов максимума нагрузки составляет 48 МВт, электропотребления – 233 млн.кВт.ч. При аналогичном составе перспективных потребителей разница прогнозов обусловлена учетом нагрузки угледобывающих предприятий и объектов железной дороги с разными коэффициентами совмещения.

Основной прирост нагрузки в Республике Тыва ожидается за счет развития крупных промышленных объектов, находящихся в одном часовом поясе, и, как показывает практика, участие нагрузки таких объектов в максимуме энергосистемы приближается к 1. Кроме того, учитывая тот факт, что на сегодняшний день энергосистема Республики Тыва не является крупной, новые промышленные потребители станут системообразующими и будут определять характер максимума нагрузки энергосистемы.

Наиболее крупный потребитель, планируемый к вводу на территории Республики – Элегестский ГОК, учтен нагрузкой 60 МВт, относится к угледобывающей промышленности. Это нагрузка, приведенная к шинам 220 кВ ПС 220 кВ Элегестский ГОК (вывод сделан на основании заявки и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям). Также в рассматриваемый период ожидается ввод 6 МВт нагрузки на Межегейском угольном месторождении (тоже угледобывающая отрасль).

Для наиболее корректного определения коэффициента совмещения данных потребителей на час максимума Тывинской энергосистемы сопоставим их суточные графики нагрузки. График нагрузки потребителей примем на основании информации о характерном суточном графике электрических нагрузок для угледобывающей промышленности, приведенной в главе 2.8 Максимальные электрические нагрузки отдельных групп потребителей Справочника по проектированию электроэнергетических систем под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро.

На рисунке 2.2 представлены суточные графики (в процентах от максимума) на дни максимума нагрузки энергосистемы Республики Тыва за последние 5 лет, а также характерный суточный график электрических нагрузок угледобывающей промышленности.

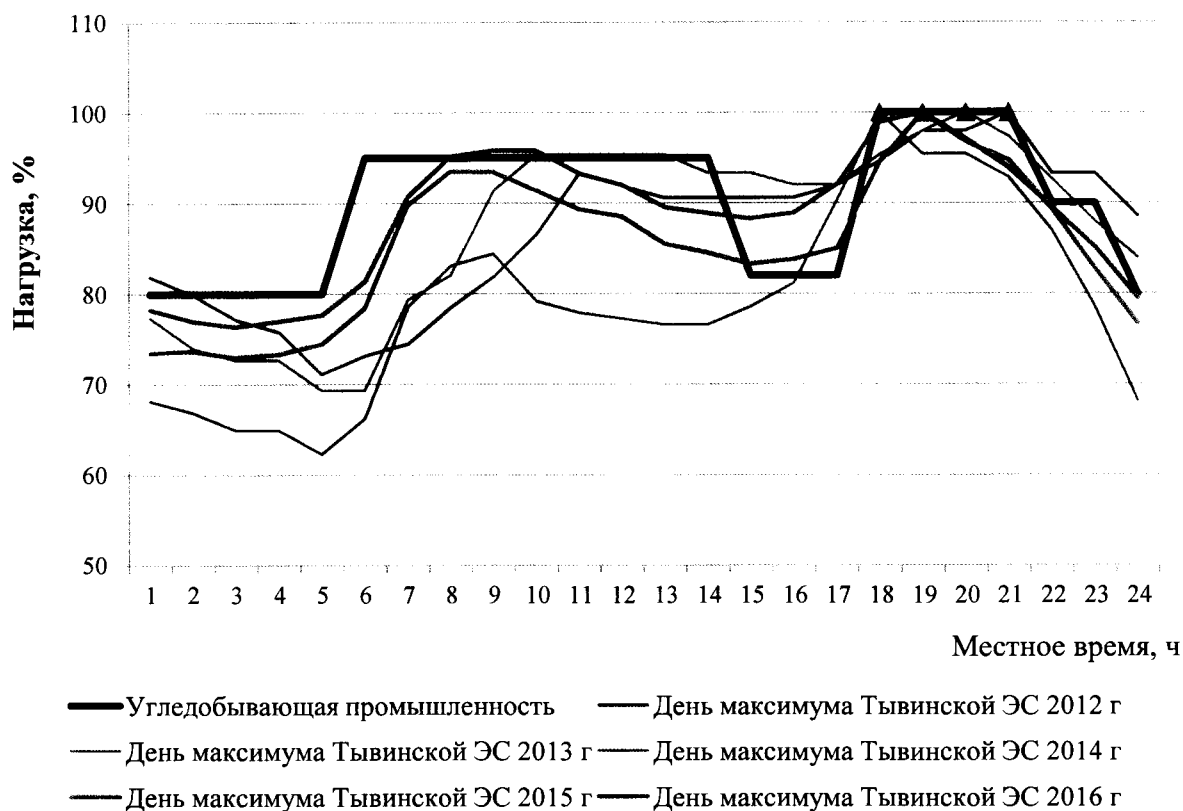


Рисунок 2.2 – Суточные графики нагрузки энергосистемы Республики Тыва и характерный суточный график нагрузки угледобывающей промышленности

Как видно из рисунка 2.2, суточный график нагрузки Тывинской ЭС имеет два выраженных пика – утренний и вечерний максимумы. При этом, вечерний максимум нагрузки является наибольшим и за последние 5 лет был зафиксирован в период 18-21 час местного времени.

При этом, характерный суточный график нагрузки угледобывающей промышленности практически повторяет конфигурацию суточного графика энергосистемы Республики Тыва. Так, все пять рассматриваемых лет максимум нагрузки энергосистемы попадал на время вечернего максимума нагрузки угледобычи. Таким образом, можно сделать вывод о допустимости использования коэффициента совмещения нагрузки угледобывающей промышленности в размере 1.

Кроме ввода потребителей угледобывающей промышленности в рамках прогноза учтено увеличение нагрузки на тягу поездов (4,3 МВт). В соответствии с имеющимися справочными материалами (Справочник по проектированию электроэнергетических систем под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро, Приказ Минэнерго РФ от 06.05.2014 №250) рекомендуется учитывать нагрузку электрифицированного транспорта с коэффициентом 1.

Распределение нагрузки по энергетическим узлам энергосистемы Республики Тыва в 2016 г. и на перспективу 2018-2022 гг. приведено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Распределение нагрузки по энергетическим узлам энергосистемы Республики Тыва

Наименование показателя	2016 г. отчет	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Район ПС 220 кВ Кызылская						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	113	131	133	147	167	187
То же, в о.е.	0,71	0,74	0,74	0,74	0,76	0,78
Район ПС 220 кВ Туран						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	9	9	9	15	15	15
То же, в о.е.	0,05	0,05	0,05	0,07	0,07	0,06
Район ПС 220 кВ Чадан						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	22	22	22	22	22	22
То же, в о.е.	0,14	0,12	0,12	0,11	0,10	0,09
Район ПС 220 кВ Ак-Довурак						
Участие в максимуме нагрузки, МВт	16	16	16	16	16	16
То же, в о.е.	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07
Максимум нагрузки, МВт	160	178	180	200	220	240

Анализ и прогноз территориальной структуры потребления мощности показывает различные темпы роста по узлам нагрузки энергосистемы Республики Тыва. Динамичный рост электрических нагрузок прогнозируется в районе ПС 220 кВ Кызылская – прирост за период 2017-2022 гг. составит 74 МВт. Это обусловлено строительством угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении, выходом на проектные производственные показатели комплекса на Межегейском месторождении, а также строительством объектов жилой и социально-культурной сферы, военного городка в столице Республики г. Кызыле. Прирост нагрузки в районе ПС 220 кВ Туран прогнозируется за счет строительства железной дороги Элегест-Кызыл-Курагино и составит 6 МВт. В Западных районах Республики Тыва (районы ПС 220 кВ Чадан и ПС 220 кВ Ак-Довурак) рост нагрузки не ожидается.

3 ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОЙ БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА НА ПЕРИОД 2018 – 2022 ГГ.

Балансы сформированы в соответствии с уровнями электропотребления и нагрузкой потребителей для регионального варианта развития электроэнергетики Республики Тыва

Балансы мощности составлены на час собственного максимума нагрузки Тывинской энергосистемы.

Кызылская ТЭЦ является электростанцией розничного рынка и работает по технологическому минимуму, величина которого определяется нагрузкой собственных нужд, необходимой для обеспечения теплоснабжения потребителей г. Кызыл.

Экспорт электроэнергии и мощности из Тывинской энергосистемы в Монголию принят в соответствии с письмом № ВК/01/20 от 09.06.2017 г. от АО "Восточная энергетическая компания" (Группа "ИНТЕР РАО ЕЭС").

Балансы мощности по Тывинской энергосистеме для регионального варианта развития приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Баланс мощности Тывинской энергосистемы на собственный максимум нагрузки для регионального варианта развития на период 2018-2022 гг.

В МВт					
Наименование показателей	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	178	180	200	220	240
Экспорт в Монголию	30	35	40	40	40
ИТОГО потребность	208	215	240	260	280
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность Кызылской ТЭЦ	17	17	17	17	17
Располагаемая мощность Кызылской ТЭЦ	17	17	17	17	17
Дефицит (-), избыток (+) располагаем.мощности	-191	-198	-223	-243	-263

Из данных, приведенных в таблице, видно, что при реализации регионального варианта развития Тывинская энергосистема на всем периоде прогнозирования является дефицитной. Единственным источником покрытия нагрузок потребителей энергосистемы до 2022 г. на территории Республики Тыва является Кызылская ТЭЦ. Дефициты мощности возрастают на всем промежутке в период 2018-2022 годы, что обусловлено ростом максимума нагрузки и отсутствием вводов генерирующих мощностей. К концу рассматриваемого периода дефицит мощности составит 94% от потребности в энергосистеме.

Столь высокая степень зависимости местных потребителей от получения мощности из смежных энергосистем определяет актуальность проблемы выбора варианта покрытия потребности в электрической мощности энергосистемы Республики.

4 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ПОКРЫТИЯ ЭНЕРГОДЕФИЦИТА ТЫВИНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В настоящее время проблема энергодефицита в Тывинской энергосистеме является сдерживающим фактором социально-экономического развития Республики. Без решения данной проблемы в среднесрочной перспективе невозможна реализация крупных инвестиционных проектов, связанных с развитием горнодобывающей промышленности.

С целью обоснования оптимального направления развития Тывинской энергосистемы для регионального варианта прогноза электропотребления (учитывающего все актуальные заявки на технологическое присоединение потребителей) в разрабатываемой Схеме и программе проведено технико-экономическое сравнение трех вариантов покрытия дефицита мощности:

- ввод ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2 линия;
- дополнительно к существующей сетевой инфраструктуре предусмотреть ввод нового объекта генерации;
- сооружение подстанции 500 кВ в г. Кызыле в случае строительства транзитной высоковольтной линии электропередачи через Республику Тыва с дальнейшим выходом в Монголию.

Вариант 1 - Сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная-Туран-Кызылская, 2 линия

Ввод в эксплуатацию второй ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская предусмотрен в 2022 г. Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. Марка и сечение провода ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран протяжённостью 229,31 км приняты АС-240, ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 протяжённостью 74,45 км – АС-240.

С вводом второй ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 гг. предусмотрена реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная в части установки шунтирующего реактора мощностью 100 Мвар и РУ 220 кВ ПС 220 кВ Кызылская в части установки шунтирующего реактора мощностью 100 Мвар. Шунтирующий реактор на ПС 220 кВ Шушенская-опорная рекомендуется подключить к обеим системам шин 220 кВ через развилку из двух разъединителей с установкой выключателя в цепи шунтирующего реактора. Шунтирующий реактор на ПС 220 кВ Кызылская рекомендуется подключить через развилку из двух разъединителей с установкой выключателя в цепи шунтирующего реактора.

Для подключения второй ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская на ПС 220 кВ Шушенская-опорная потребуется реконструкция РУ 220 кВ с расширением на одну линейную ячейку, на ПС 220 кВ Кызылская – реконструкция РУ 220 кВ с установкой двух выключателей, объединённых в одну цепочку.

На ПС 220 кВ Туран для подключения вновь сооружаемых ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран и ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская №2 рекомендуется реконструкция РУ 220 кВ подстанции с переходом от схемы «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (типовая схема №220-5Н) к схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (схема №220-9). В Приложении А приведена схема электрических соединений сетей 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы на перспективу до 2022 года при развитии энергосистемы в соответствии с Вариантом 1 - Сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная-Туран-Кызылская, 2 линия.

Вариант 2 - Сооружение Кызылской ТЭЦ-2

Вариант 2 предусматривает ввод в эксплуатацию новой ТЭЦ в г. Кызыл (в настоящей работе условно названа Кызылская ТЭЦ-2).

В соответствии с данными Схемы теплоснабжения городского округа «Город Кызыл Республики Тыва» на период до 2028 года электрическая мощность Кызылской ТЭЦ-2 при

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

работе теплофикационному графику отпуска электроэнергии может составить порядка 100-150 МВт, что связано с максимальной технической и экономической целесообразностью выработки электроэнергии комбинированным способом. На основе расчетов электроэнергетических режимов (приведены в главе 5) для исключения ограничения нагрузки потребителей и обеспечения бесперебойного электроснабжения нагрузки на уровне 2022 года, электрическая мощность Кызылской ТЭЦ-2 принята в размере 150 МВт, в составе трех турбоагрегатов по 50 МВт.

Предварительно определена схема выдачи мощности Кызылской ТЭЦ-2 – предлагается выполнить заходы существующих ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) и ВЛ 110 кВ Городская – Сукпак с отпайкой на ПС Западная (С-401) на РУ 110 кВ Кызылской ТЭЦ-2.

Сооружение заходов рекомендуется в одноцепном исполнении проводом марки АС-240; протяженность каждого захода по трассе составляет порядка 1 км. Схема подключения Кызылской ТЭЦ-2 к сети 110 кВ энергосистемы Республики Тыва приведена на рисунке 8.1. Рабочая мощность станции выдается в полном объеме при аварийном отключении наиболее нагруженного элемента схемы. Однако, углубленная проработка СВМ Кызылской ТЭЦ-2, включающая технико-экономическое сравнение вариантов, расчеты статической и динамической устойчивости, решения по общесистемным средствам управления и пр., должна быть выполнена отдельным проектом.

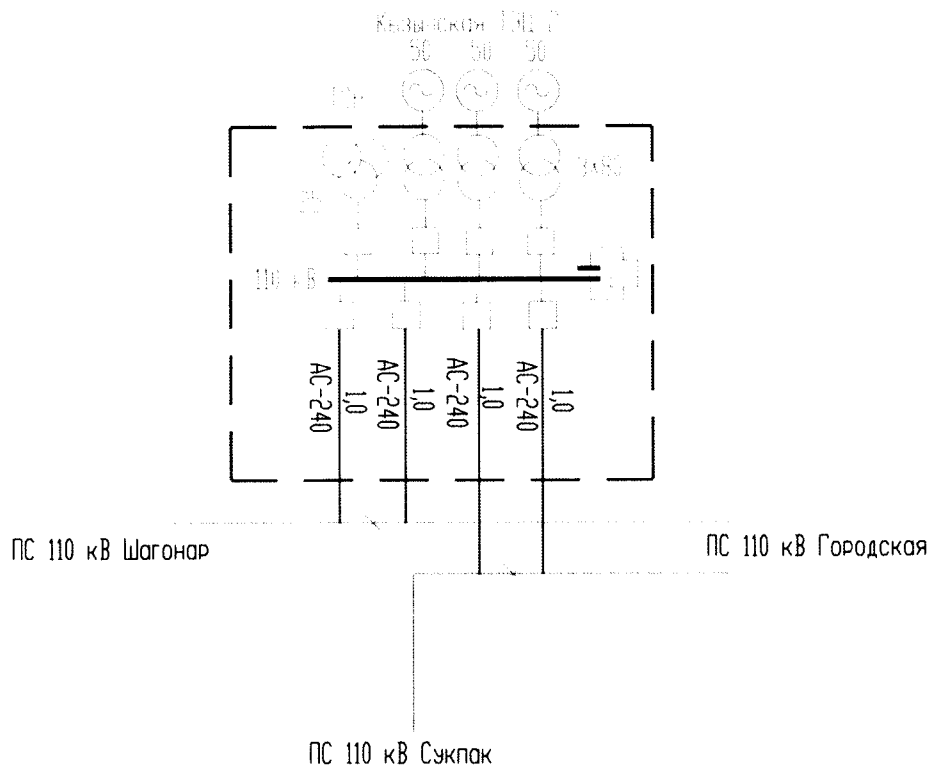


Рисунок 4.1 - Схема подключения Кызылской ТЭЦ-2 к сети 110 кВ энергосистемы Республики Тыва

В Приложении Б приведена схема электрических соединений сетей 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы на перспективу до 2022 года при развитии энергосистемы в соответствии с Вариантом 2 - Сооружение Кызылской ТЭЦ-2.

Вариант 3 - ПС 500 кВ

По требованию Заказчика выполняемой работы в качестве одного из вариантов покрытия потребности в электрической мощности энергосистемы Республики Тыва рассмотрено сооружение ПС 500 кВ в г. Кызыле (которая в настоящей работе условно названа ПС 500 кВ Тывинская). Сооружение этой подстанции возможно в случае реализации проекта по организации поставок электроэнергии в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, включая, после соответствующего обоснования, строительство энергомоств, в т.ч. строительство транзитной линии из России в Монголию по территории Республики Тыва.

Проект по передаче электроэнергии в Монголию прорабатывается в рамках рабочей группы, созданной Приказом Министерства энергетики Российской Федерации №1474 от 30.12.2016 «О рабочей группе по подготовке предложений по обеспечению потребностей Монголии в электрической энергии и мощности».

По предварительным данным для передачи мощности в западную Монголию планируется строительство высоковольтной линии 500 кВ с пропускной способностью до 900 МВт из Хакасской энергосистемы (ПС 500 кВ «Означенное») до будущего центра питания 500 кВ в Монголии (ориентировочно – г. Улиастай), проходящей по территории Республика Тыва.

Для случая реализации данного проекта в рамках работы в качестве одного из вариантов покрытия энергодефицита рассмотрено сооружение ПС 500 кВ Тывинская в г. Кызыле.

В Приложении В приведена схема электрических соединений сетей 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы на перспективу до 2022 года при развитии энергосистемы в соответствии с Вариантом 3 - Сооружение ПС 500 кВ.

5 ОПИСАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА НА УРОВНЕ 2022 ГОДА ДЛЯ РАССМАТРИВАЕМЫХ ВАРИАНТОВ ПОКРЫТИЯ ЭНЕРГОДЕФИЦИТА

По сравнению с максимумом нагрузки Тывинской энергосистемы в 2022 г. по прогнозу потребления АО «СО ЕЭС», максимум нагрузки Тывинской энергосистемы по варианту прогноза потребления Правительства Республики Тыва в 2022 г. выше на 48 МВт.

Расчетная схема 2022 г. для регионального прогноза потребления принята на основе расчетной схемы 2022 г. для базового варианта, в которой учтен ввод/реконструкция следующих электросетевых объектов в 2018-2022 гг.:

Электросетевой комплекс напряжением 220 кВ

Новое строительство

- ПП 220 кВ Дурген с присоединением к существующей ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан;
- ПС 220 кВ Элегестский ГОК, 2хАТ-63 МВА, с двумя ВЛ 220 кВ Дурген – Элегестский ГОК №1,2;
- ПС 220 кВ Арадан, 2х25 МВА, с заходами существующей ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран;

Реконструкция

- ПС 220 кВ Кызылская, реконструкция ОРУ 110 и 220 кВ подстанции, замена 2хАТ-63 МВА на новые 2хАТ-125 МВА, установка трансформаторов 2х40 МВА взамен 1х16 МВА; установка СКРМ в объеме УШР-25 Мвар и 2хБСК-26 Мвар;
- ПС 220 кВ Чадан, установка СКРМ на шинах 220 кВ в объеме БСК-78 Мвар;
- ПС 220 кВ Ергаки, замена трансформаторов тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградителей 630 А в ячейках ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран на новые с номинальным током 1000 А;
- ПС 220 кВ Туран, замена трансформаторов тока с номинальным током 600 А и ВЧ-заградителей 630 А в ячейке ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран на новые с номинальным током 1000 А;
- ПС 220 кВ Абаза, замена трансформаторов тока с номинальным током 600 А в ячейках ВЛ 220 кВ Аскиз – Абаза (Д-41) и ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) на новые с номинальным током 1000 А;
- ПС 220 кВ Ак-Довурак, замена трансформаторов тока с номинальным током 600 А в ячейке ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак (Д-42) на новые с номинальным током 1000 А;

Электросетевой комплекс напряжением 110 кВ

Новое строительство

- ПС 110 кВ Вавилинская, 2х16 МВА, с присоединением двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ – Кызылская I, II цепи (С-423,С-424)
- ПС 110 кВ Верхняя, 2х10 МВА, с присоединением одноцепной отпайкой от ПС 220 кВ Элегестский ГОК;

Реконструкция

- ПС 110 кВ Западная, 1х16 МВА, установка второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА;
- ПС 110 кВ Городская, установка СКРМ на шинах 110 кВ в объеме БСК-20 Мвар;

Электросетевой комплекс напряжением 35 кВ

Новое строительство

- ПС 35 кВ Аржаан, 2х6,3 МВА, БСК-5 Мвар, с двухцепной ВЛ 35 кВ от шин 35 кВ ПС 220 кВ Туран до ПС 35 кВ Аржаан;

- ПС 35 кВ Эрбек, 2х6,3 МВА, 2хБСК-0,9 Мвар, с двухцепной ВЛ 35 кВ от шин 35 кВ ПС 35 кВ Аржаан до ПС 35 кВ Эрбек;
- ПС 35 кВ Доргун, 2х6,3 МВА, с двухцепной ВЛ 35 кВ от шин 35 кВ ПС 35 кВ Эрбек до ПС 35 кВ Доргун.

Также учтена замена следующих электросетевых объектов, выявленных расчетами базового варианта на 2018-2022 гг.:

- замена на ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты II цепь (С-452) трансформаторов тока 110 кВ с номинальным током 200 А на новые с номинальным током не менее 400 А;
- замена участка ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403), выполненного проводом АС-150, на ВЛ с проводом АС-300;
- замена ошиновки на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405), выполненной проводом АС-120, на провод АС-240.

Для варианта 1 учтено:

- строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 с реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная в части установки ШР-100 Мвар и реконструкцией РУ 220 кВ ПС 220 кВ Кызылская в части установки ШР-100 Мвар;

Для варианта 2 учтено:

- строительство Кызылской ТЭЦ-2 с заходами ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская (С-405) и ВЛ 110 кВ Городская – Сукпак (С-401);

Для варианта 3 учтено:

- строительство ПС 500 кВ Тывинская, 1х501 МВА, 2хШР-180;
- строительство ВЛ 500 кВ Означенное – Тывинская и ВЛ 500 кВ Означенное – Гос.граница.

При выполнении расчетов деление по сети 35 кВ принято соответствующим нормальным режимам энергосистемы 2015-2016 гг. Расчеты режимов работы сетей 35 кВ проводились при контроле напряжения на шинах 6-10 кВ подстанций 35 кВ энергосистемы Республики Тыва.

В зимних и летних режимах для обеспечения величин напряжения на шинах подстанций Тывинской энергосистемы в пределах допустимых значений в нормальных и послеаварийных режимах учтено участие СКРМ в объеме 2хУШР-25 Мвар и 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская, УШР-63 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 2хСК+15(-10) Мвар и ШР-20 Мвар на ПС 220 кВ Ак-Довурак, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская, а также БСК, установленных на ПС 35 кВ Самагалтай, ПС 35 кВ Эрзин и ПС 110 кВ Балгазын.

Для проверки работоспособности и загрузки сетей 35-110-220 кВ Тывинской энергосистемы были выполнены расчеты для характерных нормальных и ремонтных схем в режимах зимнего и летнего максимума нагрузок.

Вариант 1 – Сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2

Загрузка элементов сети 110-220 кВ Тывинской энергосистемы в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах на 2022 г. приведена в таблице 5.1. В графическом виде результаты расчетов для нормальных режимов 2022 г. для регионального варианта 1 Тывинской энергосистемы приведены в приложениях Г и Д.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Таблица 5.1 - Загрузка элементов сети 110-220 кВ Тывинской энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах 2022 г. Региональный вариант 1 - сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная-Туран-Кызылская №2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>l_{ошн}</u> , IномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Зимний максимум 2022 г.									
Сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран - Кызылская									
Нормальный режим									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	118,1	291	780	1000	37,3	29,1	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	108,6	265	780	-	34,0	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	105,2	257	780	1000	32,9	25,7	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	97,5	240	780	1000	30,8	24,0	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	95,3	239	780	630	30,6	37,9	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	93,8	236	780	-	30,2	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	101,7	250	890	1000	28,1	25,0	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	77	200	890	1000	22,5	20,0	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	61,5	153	890	630	17,2	24,3	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	59,6	152	935	630	16,3	24,1	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	1,3	75	935	630	8,0	11,9	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	41,6	208	780	630	26,7	33,0	-	-
	С-408	41,6	208	780	630	26,7	33,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	33,1	165	<u>484</u>	440	34,1	37,5	-	-
	С-408	33,1	165	<u>484</u>	440	34,1	37,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	16,5	81	581	440	13,9	18,4	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	7,7	39	<u>658</u>	600	5,9	6,5	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-451	2,3	17	<u>581</u>	200	2,9	8,5	-	-
	С-452	42,2	204	581	400	35,1	51,0	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	63,3	162	314	-	51,6	-	225,6	j29,9
	2АТ	63,3	162			51,6	-	118	-j5,6 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	29,8	74	158	-	46,8	-	230,7	-
	АТ2	29,9	75			47,5	-	119,2	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,6	21	158	-	13,3	-	232,7	(+j20,2)
	2АТ	8,1	20			12,7	-	118,6	(-j17,2)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>лошин</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	%	%	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Послеаварийные режимы									
Отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская									
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	откл.	-	314	-	-	-	225,5	j29,6
	2АТ	120,4	308			98,1	-	117,3	-j0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	32,7	82	158	-	51,9	-	230,3	-
	АТ2	32,8	82			51,9	-	119	0
Отключение АТ1(АТ2) ПС 220 кВ Чадан									
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	откл.	-	158	-	-	-	230,4	-
	АТ2	54,8	137			86,7	-	118,3	0
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	65,6	168	314	-	53,5	-	225,5	j29,9
	2АТ	65,6	168			53,5	-	118	-j3,4 (откл.)
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	780	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	197,2	480	780	-	61,5	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	9,2	61	780	1000	7,8	6,1	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	16,2	72	780	1000	9,2	7,2	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	76,8	202	780	630	25,9	32,1	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	75,7	199	780	-	25,5	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	134,7	328	890	1000	36,8	32,8	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	106,6	279	890	1000	31,3	27,9	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	91,3	234	890	630	26,3	37,1	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	33,1	89	935	630	9,5	14,1	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	26	93	935	630	9,9	14,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	37,5	196	780	630	25,1	31,1	-	-
	С-408	37,6	196	780	630	25,1	31,1	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	29,2	153	<u>484</u>	440	31,6	34,8	-	-
	С-408	29,3	153	<u>484</u>	440	31,6	34,8	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	10,1	53	581	440	9,1	12,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	13,5	68	<u>658</u>	600	10,3	11,3	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	58,3	156	314	-	49,7	-	215,9	j27,6
	2АТ	58,3	156			49,7	-	113,4	-j0 (откл.)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>Юшин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	%	%	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	32,1	83	158	-	52,5	-	222,1	-
	АТ2	32,2	84			53,2	-	114,6	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	7,8	20	158	-	12,7	-	225,1	(+j26)
	2АТ	7,5	19			12,0	-	115,4	(-j16,3)
Отключение ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская (Д-47)									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	112,8	277	780	1000	35,5	27,7	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	103,4	252	780	-	32,3	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	100,2	246	780	1000	31,5	24,6	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	92,5	230	780	1000	29,5	23,0	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	179,7	455	780	-	58,3	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	111,1	272	890	1000	30,6	27,2	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	85,6	221	890	1000	24,8	22,1	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	70,1	176	890	630	19,8	27,9	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	51,4	135	935	630	14,4	21,4	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	8,6	83	935	630	8,9	13,2	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	40,2	204	780	630	26,2	32,4	-	-
	С-408	40,2	205	780	630	26,3	32,5	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	31,8	161	<u>484</u>	440	33,3	36,6	-	-
	С-408	31,8	162	<u>484</u>	440	33,5	36,8	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	14,5	73	581	440	12,6	16,6	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	9,4	48	<u>658</u>	600	7,3	8,0	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	61,3	161	314	-	51,3	-	220,4	j28,8
	2АТ	61,3	161			51,3	-	115,7	-j0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	30,4	77	158	-	48,7	-	227,3	-
	АТ2	30,5	77			48,7	-	117,3	-j0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,0	20	158	-	12,7	-	230,1	(+j24)
	2АТ	7,7	19			12,0	-	117,7	(-j16,9)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>Ioшшн</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Отключение ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	116,1	283	780	1000	36,3	28,3	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	106,8	259	780	-	33,2	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	103,4	258	780	1000	33,1	25,8	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	95,7	242	780	1000	31,0	24,2	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	93,7	242	780	630	31,0	-	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	92,2	328	780	-	42,0	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	79,3	198	890	1000	22,2	19,8	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	60,7	151	890	630	17,0	24,0	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	58,9	172	935	630	18,4	27,3	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	откл.	-	935	630	-	-	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	61,7	162	314	-	51,6	-	219,4	j28,6
	2АТ	61,7	162			51,6	-	115,3	-j0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	30,2	76	158	-	48,1	-	230,3	-
	АТ2	30,2	76			48,1	-	118,7	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,5	21	158	-	13,3	-	232,4	(+j20,6)
	2АТ	8,1	20			12,7	-	118,5	(-j17,2)
Отключение ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41)									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	169,1	418	780	1000	53,6	41,8	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	159,6	396	780	-	50,7	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	153,1	403	780	1000	51,6	40,3	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	144,6	386	780	1000	49,5	38,6	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	139,9	386	780	630	49,5	61,3	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	137,7	380	780	-	48,7	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	откл.	-	890	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	18,7	50	890	1000	5,6	5,0	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	33,8	116	890	630	13,0	18,4	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	131,9	375	935	630	40,1	59,5	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>Ioшнн</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	74,5	233	935	630	24,9	37,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	48,7	267	780	630	34,2	42,4	-	-
	С-408	48,6	266	780	630	34,1	42,2	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	40,6	223	<u>484</u>	440	46,1	50,7	-	-
	С-408	40,5	222	<u>484</u>	440	45,9	50,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	34,4	188	581	440	32,4	42,7	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	11	67	<u>658</u>	600	10,2	11,2	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	68,7	195	314	-	62,1	-	203	j24,5
	2АТ	68,7	195			62,1	-	106,7	-j0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	19,2	54	158	-	34,2	-	205,6	-
	АТ2	19,2	54			34,2	-	105,4	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	7,7	21	158	-	13,3	-	208,6	(+j26)
	2АТ	7,3	20			12,7	-	107,3	(-j14,1)
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская I(II) цепь с отпайкой на ПС Южная (С-407(С-408))									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	81,8	410	780	630	52,6	65,1	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	откл.	-	<u>484</u>	440	-	-	-	-
	С-408	64,8	324	<u>484</u>	440	67,0	73,6	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	15,2	75	581	440	12,9	17,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	9	45	<u>658</u>	600	6,8	7,5	-	-
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	116,6	откл.
	2Т	-	-			-	-	36,3	-
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41								
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408) с действием существующей АОСН на включение 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки в объеме 28 МВт									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	24,3	140	581	440	24,1	31,8	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	44	231	<u>658</u>	600	35,1	38,5	-	-
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	48,4	124	158	-	78,5	-	225,1	-
	АТ2	48,5	125			79,1	-	114,6	0
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	99,9	+j11
	2Т	-	-			-	-	33,4	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>Юшин</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская I, II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407, С-408). Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и дополнительно БСК-20 Мвар на ПС 110 кВ Городская									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	46,8	281	581	440	48,4	63,9	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	79	394	<u>658</u>	600	59,9	65,7	-	-
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	67,3	165	158	-	104,4	-	225,1	+j89
	АТ2	67,7	166			105,1	-	114,6	-j21,1
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	104,7	+j12,2 +j18,1
	2Т	-	-			-	-	35,1	
Летний максимум 2022 г.									
Нормальный режим									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	77,2	190	605	1000	31,4	19,0	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	70,9	177	605	-	29,3	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	68,5	169	605	1000	27,9	16,9	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	61,3	152	605	1000	25,1	15,2	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	61,3	154	605	630	25,5	24,4	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	60,3	151	605	-	25,0	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	56	147	690	1000	21,3	14,7	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	43,8	116	690	1000	16,8	11,6	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	38,5	98	690	630	14,2	15,6	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	47,4	121	630	630	19,2	19,2	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	1,8	59	630	630	9,4	9,4	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	26,2	130	605	630	21,5	20,6	-	-
	С-408	26,2	130	605	630	21,5	20,6	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	21,3	105	<u>375</u>	440	28,0	23,9	-	-
	С-408	21,3	105	<u>375</u>	440	28,0	23,9	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	13,9	69	450	440	15,3	15,7	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	2,6	16	<u>510</u>	600	3,1	2,7	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>Юшин</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-451	1	15	<u>437</u>	200	3,4	7,5	-	-
	С-452	29,1	143	450	400	31,8	35,8	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	38,6	98	314	-	31,2	-	227,1	откл.
	2АТ	38,6	98			31,2	-	118	-j8,1 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	18,2	46	158	-	29,1	-	230	-
	АТ2	18,2	46			29,1	-	117,7	-j17,1
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	13,0	33	158	-	20,9	-	233	(+j18,3)
	2АТ	12,4	31			19,6	-	117,7	(-j16,9)
Послеаварийные режимы									
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	128,9	316	605	-	52,2	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	6,9	19	605	1000	3,1	1,9	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	13,8	35	605	1000	5,8	3,5	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	50,3	129	605	630	21,3	20,5	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	49,5	127	605	-	21,0	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	78,2	199	690	1000	28,8	19,9	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	64,6	170	690	1000	24,6	17,0	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	59,2	147	690	630	21,3	23,3	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	30,5	80	630	630	12,7	12,7	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	18,4	80	630	630	12,7	12,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	24	120	605	630	19,8	19,0	-	-
	С-408	24	120	605	630	19,8	19,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	19,1	95	<u>375</u>	440	25,3	21,6	-	-
	С-408	19,1	95	<u>375</u>	440	25,3	21,6	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	9,8	49	450	440	10,9	11,1	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	6,6	33	<u>510</u>	600	6,5	5,5	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	35,0	90	314	-	28,7	-	223,8	откл.
	2АТ	35,0	90			28,7	-	116,8	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	20,2	51	158	-	32,3	-	230	-
	АТ2	20,2	51			32,3	-	117,7	-j15,6
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,1	8	158	-	5,1	-	232,7	(+j18,9)
	2АТ	3,0	7			4,4	-	117,5	(-j16,9)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>Ioшшн</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Отключение ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41)									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	108,2	265	605	1000	43,8	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	101,7	251	605	-	41,5	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	98,3	245	605	1000	40,5	24,5	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	90,7	228	605	1000	37,7	22,8	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	89,9	228	605	630	37,7	36,2	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	88,6	224	605	-	37,0	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	откл.	-	690	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	10,7	27	690	1000	3,9	2,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	16,4	71	690	630	10,3	11,3	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	92	239	630	630	37,9	37,9	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	43,3	146	630	630	23,2	23,2	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	31,7	156	605	630	25,8	24,8	-	-
	С-408	31,6	156	605	630	25,8	24,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	26,8	132	<u>375</u>	440	35,2	30,0	-	-
	С-408	26,7	132	<u>375</u>	440	35,2	30,0	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	24,8	123	450	440	27,3	28,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	8,1	41	<u>510</u>	600	8,0	6,8	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	42,4	109	314	-	34,7	-	224,7	откл.
	2АТ	42,4	109			34,7	-	117,3	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	12,7	32	158	-	20,3	-	230	-
	АТ2	12,7	32			20,3	-	117,4	-j21,1
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,4	8	158	-	5,1	-	233,2	(+j18,1)
	2АТ	3,2	8			5,1	-	117,7	(-j16,9)
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	135,6	333	605	-	55,0	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	6,7	20	605	1000	3,3	2,0	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>лошин</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	13,3	36	605	1000	6,0	3,6	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	53,4	144	605	630	23,8	22,9	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	52,5	142	605	-	23,5	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	66,5	172	690	1000	24,9	17,2	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	53,7	142	690	1000	20,6	14,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	48,4	121	690	630	17,5	19,2	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	46,3	137	630	630	21,7	21,7	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	откл.	-	630	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	19,4	101	605	630	16,7	16,0	-	-
	С-408	19,4	101	605	630	16,7	16,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	14,7	77	<u>375</u>	440	20,5	17,5	-	-
	С-408	14,7	77	<u>375</u>	440	20,5	17,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	1,8	17	450	440	3,8	3,9	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	14,4	73	<u>510</u>	600	14,3	12,2	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	29,1	79	314	-	25,2	-	211,7	откл.
	2АТ	29,1	79			25,2	-	111,1	0 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	23,9	60	158	-	38,0	-	230	-
	АТ2	24,0	60			38,0	-	117,1	-j12,9
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,2	8	158	-	5,1	-	232,8	(+j18,7)
	2АТ	3,1	8			5,1	-	117,6	(-j16,9)
Ремонт ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская -Дурген									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41								
Ремонт ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская -Дурген. Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 4хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	133,9	331	605	1000	54,7	33,1	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	125,9	312	605	-	51,6	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	122,3	303	605	1000	50,1	30,3	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	114,3	286	605	1000	47,3	28,6	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	112,2	285	605	630	47,1	45,2	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	110,7	280	605	-	46,3	-	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>Ioшн</u> , InомАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	98,2	495	605	630	81,8	78,6	-	-
	С-408	99	499	605	630	82,5	79,2	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	92,7	469	<u>375</u>	440	125,1	106,6	-	-
	С-408	93,5	473	<u>375</u>	440	126,1	107,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	156,5	807	450	440	179,3	183,4	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	99,7	715	<u>510</u>	600	140,2	119,2	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	109,7	279	314	-	88,9	-	227	j126
	2АТ	109,7	279			88,9	-	121	-j0,2 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	62,5	152	158	-	96,2	-	238	j91,3
	АТ2	62,8	152			96,2	-	111,5	-j9,6
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	7,9	19	158	-	12,0	-	240	(+j8,1)
	2АТ	7,5	18			11,4	-	120,1	(-j17,6)
Ремонт ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская -Дурген. Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 4хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская + действие АОПО на отключение нагрузки в объеме 34 МВт на ПС 220 кВ Элегестский ГОК									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	96,2	238	605	1000	39,3	23,8	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	90,6	237	605	-	39,2	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	86,7	232	605	1000	38,3	23,2	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	79,2	215	605	1000	35,5	21,5	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	78,8	202	605	630	33,4	32,1	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	77,9	199	605	-	32,9	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	66	304	605	630	50,2	48,3	-	-
	С-408	66,5	305	605	630	50,4	48,4	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	60,7	278	<u>375</u>	440	74,1	63,2	-	-
	С-408	61,1	280	<u>375</u>	440	74,7	63,6	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	91,2	421	450	440	93,6	95,7	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	64,6	336	<u>510</u>	600	65,9	56,0	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	79,6	192	314	-	61,1	-	239	j140,4
	2АТ	79,6	192			61,1	-	127,8	-j50 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	18,2	45	158	-	28,5	-	232,1	j86,8
	АТ2	18,2	45			28,5	-	116,7	-j123,6
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	4,3	11	158	-	7,0	-	234,9	(+j15,5)
	2АТ	4,0	10			6,3	-	118,3	(-j17,1)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Окончание таблицы 5.1

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>Ioшшн</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Ремонт ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская -Дурген. Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 2хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская + действие АОПО на отключение нагрузки в объеме 34 МВт на ПС 220 кВ Элегестский ГОК									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	95	233	605	1000	38,5	23,3	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Туран со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	89	224	605	-	37,0	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	85,6	216	605	1000	35,7	21,6	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	78,2	199	605	1000	32,9	19,9	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	77,9	195	605	630	32,2	31,0	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская №2	-	76,8	192	605	-	31,7	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	65,5	313	605	630	51,7	49,7	-	-
	С-408	65,9	315	605	630	52,1	50,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	60,3	288	<u>375</u>	440	76,8	65,5	-	-
	С-408	60,7	290	<u>375</u>	440	77,3	65,9	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	91,5	439	450	440	97,6	99,8	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	64,4	352	<u>510</u>	600	69,0	58,7	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	76,2	191	314	-	60,8	-	231	j64
	2АТ	76,2	191			60,8	-	122	-j14 (откл.)
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	20,8	52	158	-	32,9	-	232	j86,8
	АТ2	20,9	52			32,9	-	115,8	-j114,6
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	4,3	11	158	-	7,0	-	234,9	(+j15,5)
	2АТ	4,0	10			6,3	-	118,3	(-j17,1)
* - длительно допустимый ток проводов ВЛ принят для зимних режимов для Tнв = -5°С, для летних режимов для Tнв = +25°С									

Результаты расчетов электрических режимов работы Тывинской энергосистемы на уровне 2022 года показали:

- загрузка элементов сети 110-220 кВ в нормальных режимах зимних и летних максимальных нагрузок не превышает длительно допустимый ток по нагреву проводов и номинальный ток электрооборудования на подстанциях;

- в зимних режимах при нормативных возмущениях I группы (отключение одной из линий электропередачи 220 кВ на транзите 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская или на транзите 220 кВ Степная – Абаза – Ак-Довурак – Чадан) нарушение статической устойчивости со снижением напряжения ниже аварийно допустимых значений, а также перегрузка проводов и электрооборудования не выявлены. Ввод ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 позволяет исключить необходимость ограничения нагрузки потребителей в послеаварийных режимах;

- в послеаварийном режиме зимнего максимума при отключении ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408) уровни напряжения снижаются

ниже аварийно допустимых значений. Снижение напряжения ниже аварийно допустимых значений в рассматриваемом послеаварийном режиме ликвидируется действием существующей АОСН, действующей на включение БСК на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки. Максимальный требуемый объем ОН при включении 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская составит 28 МВт (рисунок 5.1).

Для исключения действия существующей АОСН на отключение нагрузки при отключении ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408) в зимнем максимуме необходимо участие БСК-78 Мвар на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Чадан, а также 2хБСК-7,8 Мвар на шинах 35 кВ и БСК-20 Мвар на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Городская (рисунок 5.2). При этом в указанном послеаварийном режиме выявлен перегруз 1АТ и 2АТ на ПС 220 кВ Чадан – 104,4% и 105,1% соответственно от номинального тока АТ (158 А), что по данным собственника при $-10 < t^{\circ}\text{C} < 0$ допускается в течение 24 часов;

- в летних режимах при нормативных возмущениях I группы загрузка элементов сети 220 кВ Тывинской энергосистемы не превышает длительно допустимый ток проводов и номинальный ток подстанционного электрооборудования, уровни напряжения не снижаются ниже аварийно допустимых значений;

- в ремонтной схеме летнего максимума (ремонт одной из линий электропередачи 220 кВ на транзите 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская при отключении ВЛ 220 кВ Дурген – Чадан либо ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурген нарушение статической устойчивости со снижением напряжения ниже аварийно допустимых значений не выявлено. Ввод ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2 позволяет исключить необходимость ограничения нагрузки потребителей в послеаварийных режимах;

- в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурген при ремонте ВЛ 220 кВ Степная – Абаза (Д-41) в летнем максимуме уровни напряжения снижаются ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения статической устойчивости в рассматриваемом режиме необходимо участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан и 4хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская (рисунок 5.3). При этом наблюдается перегруз следующих элементов сети 110 кВ:

- провод ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403) (АС-300);
- провод ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) (АС-150, АС-240, АС-300);
- ошиновка и электрооборудование с номинальным током 400 А (трансформаторы тока) на ПС 110 кВ Городская в ячейках ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408);
- ошиновка и электрооборудование с номинальным током 400, 600, 630 А (трансформаторы тока, выключатель, разъединители, ВЧ-заградители) на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405);
- ошиновка и электрооборудование с номинальным током 630, 600 А (выключатель, трансформаторы тока) на ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403).

Перегруз ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403) и ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) ликвидируется действием противоаварийной автоматики (ПА) на транзите 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская на отключение нагрузки ПС 220 кВ Элегестский ГОК. Максимальный требуемый объем ОН на ПС 220 кВ Элегестский ГОК в указанном режиме составит 34 МВт, однако при этом напряжение на шинах 110 кВ ряда подстанций Тывинской энергосистемы превысит наибольшее рабочее значение – 126 кВ. Для снижения напряжения до допустимых значений необходимо отключение двух БСК на ПС 220 кВ Кызылская (в работе необходимо 2хБСК-26 Мвар). Следует отметить, что необходимость выполнения ПА с действием на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Элегестский ГОК рекомендована расчетами электрических режимов для базового варианта прогноза электропотребления (том 2 книга 1).

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

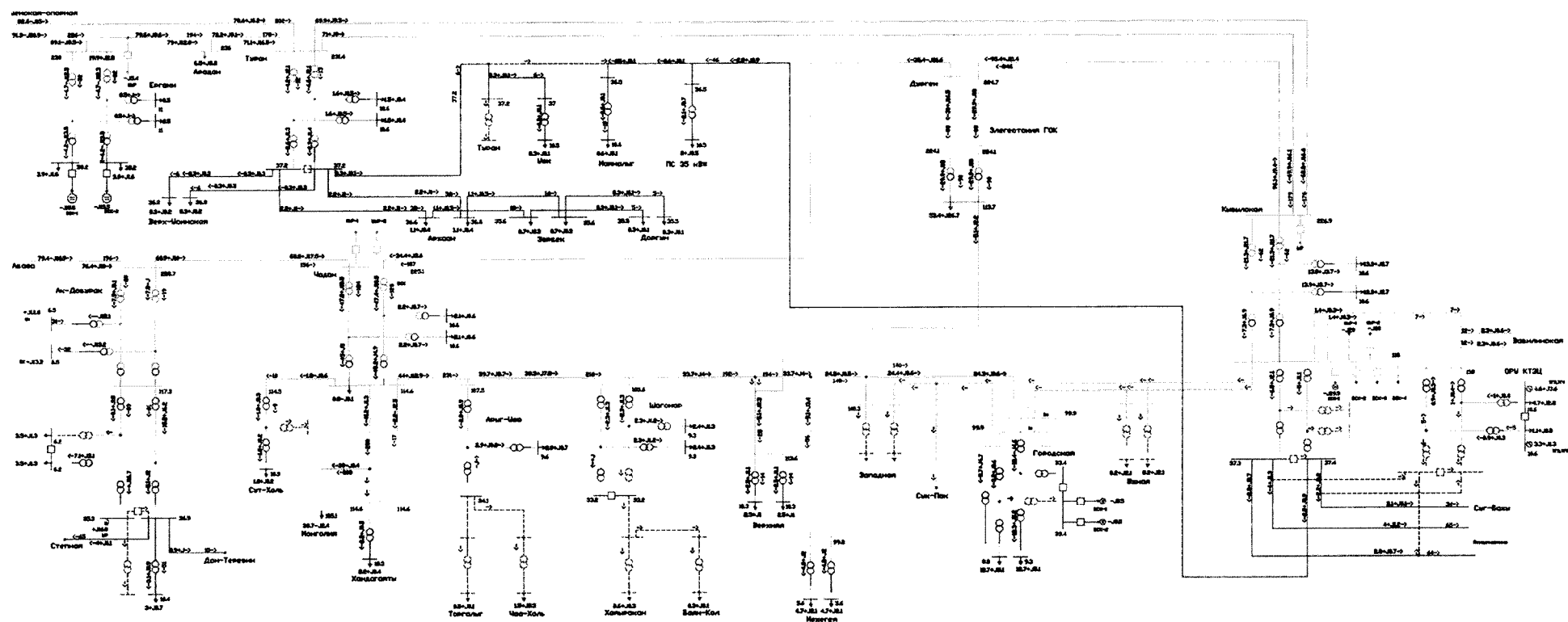


Рисунок 5.1 – Зимний максимум 2022 г. Региональный вариант 1. Отключение ВЛ 110 кВ Городская – Кызыльская I, II цепи с отпайкой на ПС 110 кВ Южная (С-407, С-408) с действием существующей АОСН на включение 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки

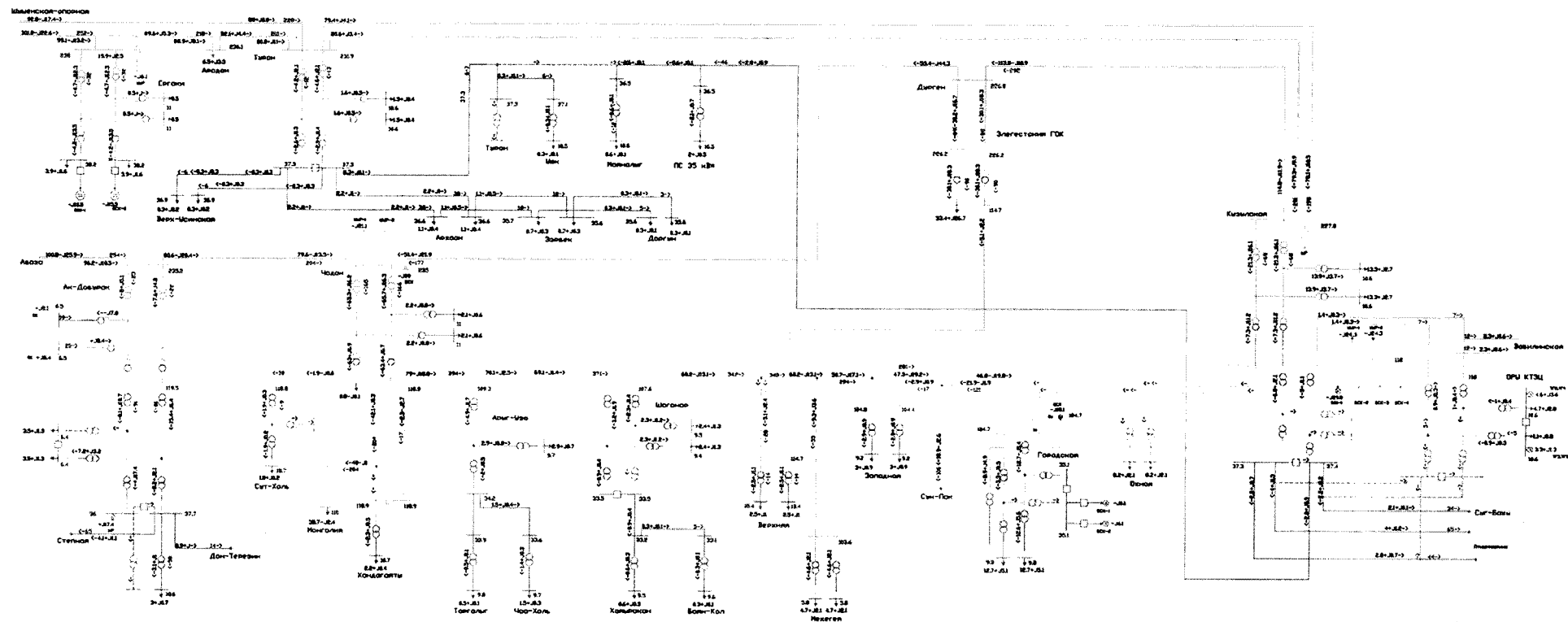
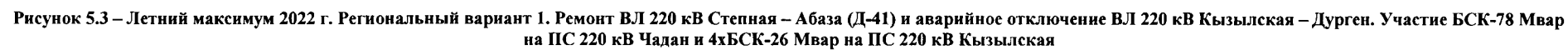


Рисунок 5.2 – Зимний максимум 2022 г. Региональный вариант 1. Отключение ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепи с отпайкой на ПС 110 кВ Южная (С-407, С-408). Участие БСК-78 Мвар на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Чадан, 2хБСК-7,8 Мвар на шинах 35 кВ и БСК-20 Мвар на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Городская



001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Вариант 2 – Сооружение Кызылской ТЭЦ-2

Загрузка элементов сети 110-220 кВ Тывинской энергосистемы в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах на 2022 г. приведена в таблице 5.2. В графическом виде результаты расчетов для нормальных режимов 2022 г. для регионального варианта 2 Тывинской энергосистемы приведены в приложениях Е и Ж.

Таблица 5.2- Загрузка элементов сети 110-220 кВ Тывинской энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах 2022 г. Региональный вариант 2 - сооружение Кызылской ТЭЦ-2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Зимний максимум 2022 г.									
Сооружение Кызылской ТЭЦ-2									
Нормальный режим									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	96,7	237	780	1000	30,4	23,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	84,8	208	780	1000	26,7	20,8	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	77,4	191	780	1000	24,5	19,1	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	67,5	171	780	630	21,9	27,1	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	80,9	200	890	1000	22,5	20,0	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	57,9	152	890	1000	17,1	15,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	42,4	105	890	630	11,8	16,7	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	64,5	165	935	630	17,6	26,2	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	4,1	85	935	630	9,1	13,5	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	20,3	102	780	630	13,1	16,2	-	-
	С-408	20,3	102	780	630	13,1	16,2	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	28,7	141	<u>484</u>	440	29,1	32,0	-	-
	С-408	28,7	141	<u>484</u>	440	29,1	32,0	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	42	208	581	440	35,8	47,3	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-405	45,4	223	780	-	28,6	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-405	27,9	136	780	-	17,4	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	41,7	206	581	300	35,5	68,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-401	45,1	221	581	-	38,0	-	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.2

продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Сукпак со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-401	20,4	102	581	-	17,6	-	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	6,4	38	<u>658</u>	600	5,8	6,3	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-451	2,3	17	<u>581</u>	200	2,9	8,5	-	-
	С-452	42,2	203	581	400	34,9	50,8	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	10,5	27	314	-	8,6	-	225,8	откл.
	2АТ	10,5	27			8,6	-	117,6	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	22,8	57	158	-	36,1	-	232	-
	АТ2	22,8	57			36,1	-	119,7	-j0,5
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,8	22	158	-	13,9	-	234	(+j18,1)
	2АТ	8,3	21			13,3	-	117,7	(-j16,9)
Послеаварийные режимы									
Отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская									
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	откл.	-	314	-	-	-	226,6	откл.
	2АТ	17,0	43			13,7	-	117,2	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	23,0	57	158	-	36,1	-	232	-
	АТ2	23,1	57			36,1	-	119,7	-j2,1
Отключение АТ1(АТ2) ПС 220 кВ Чадан									
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	откл.	-	158	-	-	-	231,9	-
	АТ2	42,0	105			66,5	-	118,9	0
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	10,6	27	314	-	8,6	-	225,7	откл.
	2АТ	10,6	27			8,6	-	117,6	0
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	780	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	9,4	62	780	1000	7,9	6,2	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	16,4	72	780	1000	9,2	7,2	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	25,5	98	780	630	12,6	15,6	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	185,3	454	890	1000	51,0	45,4	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	149,2	406	890	1000	45,6	40,6	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	134,2	357	890	630	40,1	56,7	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	8,3	87	935	630	9,3	13,8	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	69,6	178	935	630	19,0	28,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	29,7	149	780	630	19,1	23,7	-	-
	С-408	29,7	149	780	630	19,1	23,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	38,1	191	<u>484</u>	440	39,5	43,4	-	-
	С-408	38,1	191	<u>484</u>	440	39,5	43,4	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	51,2	261	581	440	44,9	59,3	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	51	259	581	300	44,6	86,3	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	11,7	67	<u>658</u>	600	10,2	11,2	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	9,1	24	314	-	7,6	-	220,1	откл.
	2АТ	9,1	24			7,6	-	115,5	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	30,9	81	158	-	51,3	-	218,9	-
	АТ2	31,0	82			51,9	-	113,7	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	7,8	20	158	-	12,7	-	219,9	(+j26)
	2АТ	7,4	19			12,0	-	111,6	(-j15,2)
Отключение ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская (Д-47)									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	26,2	67	780	1000	8,6	6,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	16,1	44	780	1000	5,6	4,4	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	9,1	32	780	1000	4,1	3,2	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	151,3	369	890	1000	41,5	36,9	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	120,9	319	890	1000	35,8	31,9	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	105,8	273	890	630	30,7	43,3	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	12,4	43	935	630	4,6	6,8	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	47,5	131	935	630	14,0	20,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	27,1	144	780	630	18,5	22,9	-	-
	С-408	27,1	144	780	630	18,5	22,9	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	35,4	187	<u>484</u>	440	38,7	42,5	-	-
	С-408	35,4	187	<u>484</u>	440	38,7	42,5	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	48,4	260	581	440	44,8	59,1	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	48,4	258	581	300	44,4	86,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	6,1	33	<u>658</u>	600	5,0	5,5	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	61,3	21	314	-	6,7	-	216,5	откл.
	2АТ	61,3	21			6,7	-	114,5	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	28,2	73	158	-	46,2	-	222,2	-
	АТ2	28,3	74			46,8	-	115,1	-j0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	7,8	20	158	-	12,7	-	224,6	(+j26)
	2АТ	7,4	19			12,0	-	113,8	(-j15,8)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Отключение ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	92,3	225	780	1000	28,8	22,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	80,6	204	780	1000	26,1	20,4	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	73,2	188	780	1000	24,1	18,8	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	63,3	171	780	630	21,9	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	59,4	156	890	1000	17,5	15,6	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	43,9	108	890	630	12,1	17,1	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	59,2	171	935	630	18,3	27,1	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	откл.	-	935	630	-	-	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	1,8	5	314	-	1,6	-	221	откл.
	2АТ	1,8	5			1,6	-	116,1	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	21,9	55	158	-	34,8	-	232	-
	АТ2	21,9	55			34,8	-	119,5	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,8	22	158	-	13,9	-	234	(+j18,1)
	2АТ	8,3	21			13,3	-	117,7	(-j16,9)
Отключение ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41)									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	188,6	457	780	1000	58,6	45,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	171,1	428	780	1000	54,8	42,8	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	162,2	411	780	1000	52,7	41,1	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	148,9	388	780	630	49,7	61,6	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	откл.	-	890	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	20,1	49	890	1000	5,5	4,9	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	35,9	112	890	630	12,6	17,8	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	127,3	337	935	630	36,0	53,5	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	67,3	212	935	630	22,7	33,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	12,3	74	780	630	9,5	11,7	-	-
	С-408	12,3	74	780	630	9,5	11,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	20,7	116	484	440	24,0	26,4	-	-
	С-408	20,7	116	484	440	24,0	26,4	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	33,6	189	581	440	32,5	43,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	187	33,7	581	300	5,8	11,2	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	22,1	117	<u>658</u>	600	17,8	19,5	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	9,5	25	314	-	8,0	-	218,7	откл.
	2АТ	9,5	25			8,0	-	115,4	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	14,8	38	158	-	24,1	-	225,6	-
	АТ2	14,8	38			24,1	-	116	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	7,8	20	158	-	12,7	-	228,5	(+j25,9)
	2АТ	7,5	19			12,0	-	115,8	(-j16,4)
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская I(II) цепь с отпайкой на ПС Южная (С-407(С-408))									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	39,7	201	780	630	25,8	31,9	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	откл.	-	<u>484</u>	440	-	-	-	-
	С-408	56,5	279	<u>484</u>	440	57,7	63,4	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	41,7	206	581	440	35,5	46,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	41,2	203	581	300	35,0	67,7	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	7,2	42	<u>658</u>	600	6,4	7,0	-	-
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	117,7	откл.
	2Т	-	-			-	-	36,7	-
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408)									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	13,1	73	581	440	12,6	16,6	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-405	86	422	780	-	54,1	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	13,1	72	581	300	12,4	24,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	56,6	317	<u>658</u>	600	48,2	52,8	-	-
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	5,2	37	158	-	23,4	-	228,7	-
	АТ2	5,2	37			23,4	-	115,6	0
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	117,6	откл.
	2Т	-	-			-	-	36,6	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.2

Продолжение таблицы 5.2									
Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Летний максимум 2022 г.									
Нормальный режим									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская- опорная	-	96,6	236	605	1000	39,0	23,6	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	87,2	216	605	1000	35,7	21,6	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	79,8	199	605	1000	32,9	19,9	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	72	182	605	630	30,1	28,9	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	62,5	162	690	1000	23,5	16,2	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	50	132	690	1000	19,1	13,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	44,6	112	690	630	16,2	17,8	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	39	100	630	630	15,9	15,9	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	10,1	68	630	630	10,8	10,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	5,9	34	605	630	5,6	5,4	-	-
	С-408	5,9	34	605	630	5,6	5,4	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	1	28	<u>375</u>	440	7,5	6,4	-	-
	С-408	1	28	<u>375</u>	440	7,5	6,4	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	7,8	59	450	440	13,1	13,4	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-405	10,5	70	605	-	11,6	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-405	13,4	66	605	-	10,9	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	7,9	58	450	300	12,9	19,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-401	10,6	69	450	-	15,3	-	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Сукпак со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-401	8,3	50	450	-	11,1	-	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	0,5	14	<u>510</u>	600	2,7	2,3	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-451	1	15	<u>437</u>	200	3,4	7,5	-	-
	С-452	29,1	142	450	400	31,6	35,5	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	16,6	43	314	-	13,7	-	225,3	откл.
	2АТ	16,6	43			13,7	-	118	-j7,6
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	17,2	43	158	-	27,2	-	230	-
	АТ2	17,2	43			27,2	-	117,9	-j24,8
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,2	8	158	-	5,1	-	232,9	(+j18,5)
	2АТ	3,1	8			5,1	-	117,6	(-j16,9)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	%	%	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Послеаварийные режимы									
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	6,7	20	605	1000	3,3	2,0	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	13,2	36	605	1000	6,0	3,6	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	19,7	54	605	630	8,9	8,6	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	164,2	405	690	1000	58,7	40,5	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	140	379	690	1000	54,9	37,9	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	134,8	356	690	630	51,6	56,5	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	31,7	96	630	630	15,2	15,2	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	81,2	213	630	630	33,8	33,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	3,8	24	605	630	4,0	3,8	-	-
	С-408	3,8	24	605	630	4,0	3,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	8,5	50	<u>375</u>	440	13,3	11,4	-	-
	С-408	8,5	50	<u>375</u>	440	13,3	11,4	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	17,1	97	450	440	21,6	22,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	17,1	96	450	300	21,3	32,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	18,2	100	<u>510</u>	600	19,6	16,7	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	6,3	17	314	-	5,4	-	211,9	откл.
	2АТ	6,3	17			5,4	-	111,7	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	25,5	68	158	-	43,0	-	217,5	-
	АТ2	25,6	68			43,0	-	111,6	-j15,6
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,8	10	158	-	6,3	-	219,7	(+j26)
	2АТ	3,7	10			6,3	-	111,9	(-j15,3)
Отключение ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41)									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	168,1	412	605	1000	68,1	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	154,6	393	605	1000	65,0	39,3	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	146	376	605	1000	62,1	37,6	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	135,6	357	605	630	59,0	56,7	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	откл.	-	690	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	10,7	27	690	1000	3,9	2,7	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>лошин</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	16,4	71	690	630	10,3	11,3	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	88	236	630	630	37,5	37,5	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	39,7	153	630	630	24,3	24,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	12	68	605	630	11,2	10,8	-	-
	С-408	12	68	605	630	11,2	10,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	7,2	57	<u>375</u>	440	15,2	13,0	-	-
	С-408	7,2	57	<u>375</u>	440	15,2	13,0	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	1,6	61	450	440	13,6	13,9	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	1,8	60	450	300	13,3	20,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	11,8	59	<u>510</u>	600	11,6	9,8	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	22,1	58	314	-	18,5	-	221	откл.
	2АТ	22,1	58			18,5	-	116,5	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	10,8	27	158	-	17,1	-	230	-
	АТ2	10,9	27			17,1	-	117,4	-j13,5
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,4	8	158	-	5,1	-	233,2	(+j18,1)
	2АТ	3,2	8			5,1	-	117,7	(-j16,9)
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41								
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан. Ограничение нагрузки в объеме 33 МВт (ПС 220 кВ Элегестский ГОК)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	6,4	20	605	1000	3,3	2,0	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	12,6	37	605	1000	6,1	3,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	18,8	55	605	630	9,1	8,7	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	123,8	305	690	1000	44,2	30,5	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	105,6	279	690	1000	40,4	27,9	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	100,4	266	690	630	38,6	42,2	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	13,5	40	630	630	6,3	6,3	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	откл.	-	630	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	25,4	148	605	630	24,5	23,5	-	-
	С-408	25,4	148	605	630	24,5	23,5	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>лошин</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	29,9	171	<u>375</u>	440	45,6	38,9	-	-
	С-408	29,9	171	<u>375</u>	440	45,6	38,9	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	38,5	216	450	440	48,0	49,1	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-405	55,7	338	605	-	55,9	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	37,9	214	450	300	47,6	71,3	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	66,7	357	<u>510</u>	600	70,0	59,5	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	16,8	50	314	-	15,9	-	195,5	откл.
	2АТ	16,8	50			15,9	-	102,4	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	49,7	134	158	-	84,8	-	214,3	-
	АТ2	49,9	134			84,8	-	108,2	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,9	10	158	-	6,3	-	219,2	(+j26)
	2АТ	3,7	10			6,3	-	111,7	(-j15,2)
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан. Загрузка второго ТГ Кызылской ТЭЦ-2 (суммарная генерация 85 МВт)									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	7,3	33	605	1000	5,5	3,3	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	14,3	46	605	1000	7,6	4,6	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	20,9	70	605	630	11,6	11,1	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	140,7	347	690	1000	50,3	34,7	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	120,3	320	690	1000	46,4	32,0	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	115,1	302	690	630	43,8	47,9	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	48,5	135	630	630	21,4	21,4	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	откл.	-	630	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	45	240	605	630	39,7	38,1	-	-
	С-408	45	240	605	630	39,7	38,1	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	50	258	<u>375</u>	440	68,8	58,6	-	-
	С-408	50	258	<u>375</u>	440	68,8	58,6	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	59,5	297	450	440	66,0	67,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-405	66,3	404	605	-	66,8	-	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.2

Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	58,6	294	450	300	65,3	98,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	80,4	422	<u>510</u>	600	82,7	70,3	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	35,1	89	314	-	28,3	-	226,6	j60,8
	2АТ	35,1	89			28,3	-	119	-j14,3
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	56,4	150	158	-	94,9	-	216,3	-
	АТ2	56,6	151			95,6	-	110,6	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,8	10	158	-	6,3	-	220	(+j26)
	2АТ	3,7	10			6,3	-	112,1	(-j15,3)
Ремонт ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская -Дурген									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41								
Ремонт ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская -Дурген. Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 4хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	211,3	518	605	1000	85,6	51,8	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	193,9	492	605	1000	81,3	49,2	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	184,3	475	605	1000	78,5	47,5	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	171,6	456	605	630	75,4	72,4	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	50,1	140	630	630	22,2	22,2	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	72,5	351	605	630	58,0	55,7	-	-
	С-408	72,5	351	605	630	58,0	55,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	67,2	326	<u>375</u>	440	86,9	74,1	-	-
	С-408	67,2	326	<u>375</u>	440	86,9	74,1	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	58,2	282	450	440	62,7	64,1	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-405	144,3	729	605	-	120,5	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	57,9	280	450	300	62,2	93,3	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	99,5	652	<u>510</u>	600	127,8	108,7	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	87,1	224	314	-	71,3	-	224,2	j126
	2АТ	87,1	224			71,3	-	121	-j21,6
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	54,2	133	158	-	84,2	-	236	j89,8
	АТ2	54,5	133			84,2	-	112,4	-j29,9
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	6,6	16	158	-	10,1	-	238,3	(+j10,5)
	2АТ	6,3	15			9,5	-	119,5	(-j17,4)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Окончание таблицы 5.2

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>Юшин</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	<u>БСК(СК)</u> УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Ремонт ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская -Дурген. Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 4хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская + действие АОПО на отключение нагрузки в объеме 14 МВт на ПС 220 кВ Элегестский ГОК									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	178	437	605	1000	72,2	43,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	163,5	408	605	1000	67,4	40,8	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	154,6	391	605	1000	64,6	39,1	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	143,8	372	605	630	61,5	59,0	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	36,2	98	630	630	15,6	15,6	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	59,5	286	605	630	47,3	45,4	-	-
	С-408	59,5	286	605	630	47,3	45,4	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	54,4	261	<u>375</u>	440	69,6	59,3	-	-
	С-408	54,4	261	<u>375</u>	440	69,6	59,3	-	-
ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	45,3	217	450	440	48,2	49,3	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны Кызылской ТЭЦ-2	С-405	118,8	578	605	-	95,5	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская ТЭЦ-2 со стороны ПС 110 кВ Городская	С-401	45,1	215	450	300	47,8	71,7	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	86,1	503	<u>510</u>	600	98,6	83,8	-	-
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	72,1	183	314	-	58,3	-	228	j127,6
	2АТ	72,1	183			58,3	-	121,9	-j50
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	37,8	92	158	-	58,2	-	237	j90,6
	АТ2	38,0	93			58,9	-	115,9	-j67,6
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	9,4	23	158	-	14,6	-	238,6	(+j4,5)
	2АТ	9,0	22			13,9	-	119	(-j17,3)
* - длительно допустимый ток проводов ВЛ принят для зимних режимов для T _{нв} = -5°С, для летних режимов для T _{нв} = +25°С									

Результаты расчетов электрических режимов работы Тывинской энергосистемы на уровне 2022 года показали:

- загрузка элементов сети 110-220 кВ в нормальных режимах зимних и летних максимальных нагрузок не превышает длительно допустимый ток по нагреву проводов и номинальный ток электрооборудования на подстанциях;
- в зимних режимах при нормативных возмущениях I группы (отключение одной из линий электропередачи 220 кВ на транзите 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская или на транзите 220 кВ Степная – Абаза – Ак-Довурак – Чадан) нарушение статической устойчивости со снижением напряжения ниже аварийно допустимых значений, а также перегрузка проводов и электрооборудования не выявлены. Ввод Кызылской ТЭЦ-2 позволяет исключить необходимость ограничения нагрузки потребителей в послеаварийных режимах;
- в послеаварийном режиме зимнего максимума при отключении ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408) нарушение статической

устойчивости со снижением напряжения ниже аварийно допустимых значений не выявлено. Ввод Кызылской ТЭЦ-2 позволяет исключить необходимость действия существующей АОСН на отключение нагрузки потребителей в послеаварийных режимах. Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская с отпайкой на ПС 110 кВ Южная I, II цепи (С-407, 408) для зимнего максимума 2022 г. приведен на рисунке 5.4;

- в летних режимах при нормативных возмущениях I группы нагрузка элементов сети 220 кВ Тывинской энергосистемы не превышает длительно допустимый ток проводов и номинальный ток подстанционного электрооборудования, уровни напряжения не снижаются ниже аварийно допустимых значений;

- в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Дурген – Чадан при ремонте ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки в летнем максимуме уровни напряжения снижаются ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения статической устойчивости в рассматриваемом режиме потребуются отключение нагрузки в объеме 33 МВт. Для исключения ограничения нагрузки потребителей в рассматриваемом режиме может рассматриваться нагрузка Кызылской ТЭЦ-2 до 85 МВт; при этом перегрузка проводов ВЛ и подстанционного электрооборудования не выявлена, уровни напряжения не снижаются ниже аварийно допустимых значений (рисунок 5.5).

Таким образом, для исключения снижения уровней напряжения ниже аварийно допустимых значений в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Дурген – Чадан при ремонте ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки в летнем максимуме 2022 г. необходима предварительная подготовка ремонта ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки, в качестве которой может рассматриваться задание минимальной нагрузки Кызылской ТЭЦ-2 в размере не менее 85 МВт;

- в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурген при ремонте ВЛ 220 кВ Степная – Абаза (Д-41) в летнем максимуме уровни напряжения снижаются ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения статической устойчивости в рассматриваемом режиме необходимо участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан и 4хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская (рисунок 5.6). При этом наблюдается перегруз следующих элементов сети 110 кВ:

- провод ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 – Шагонар с отпайкой на ПС Межегей (АС-240);
- ошиновка и электрооборудование с номинальным током 630, 600 А (выключатель, трансформаторы тока) на ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403).

Перегруз провода ВЛ 110 кВ Кызылская ТЭЦ-2 – Шагонар с отпайкой на ПС Межегей, ошиновки и электрооборудования на ПС 220 кВ Чадан ликвидируется действием противоаварийной автоматики (ПА) на транзите 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская на отключение нагрузки ПС 220 кВ Элегестский ГОК. Максимальный требуемый объем ОН на ПС 220 кВ Элегестский ГОК в указанном режиме составит 14 МВт. Следует отметить, что необходимость выполнения ПА с действием на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Элегестский ГОК рекомендована расчетами электрических режимов для базового варианта прогноза электропотребления (том 2 книга 1).

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

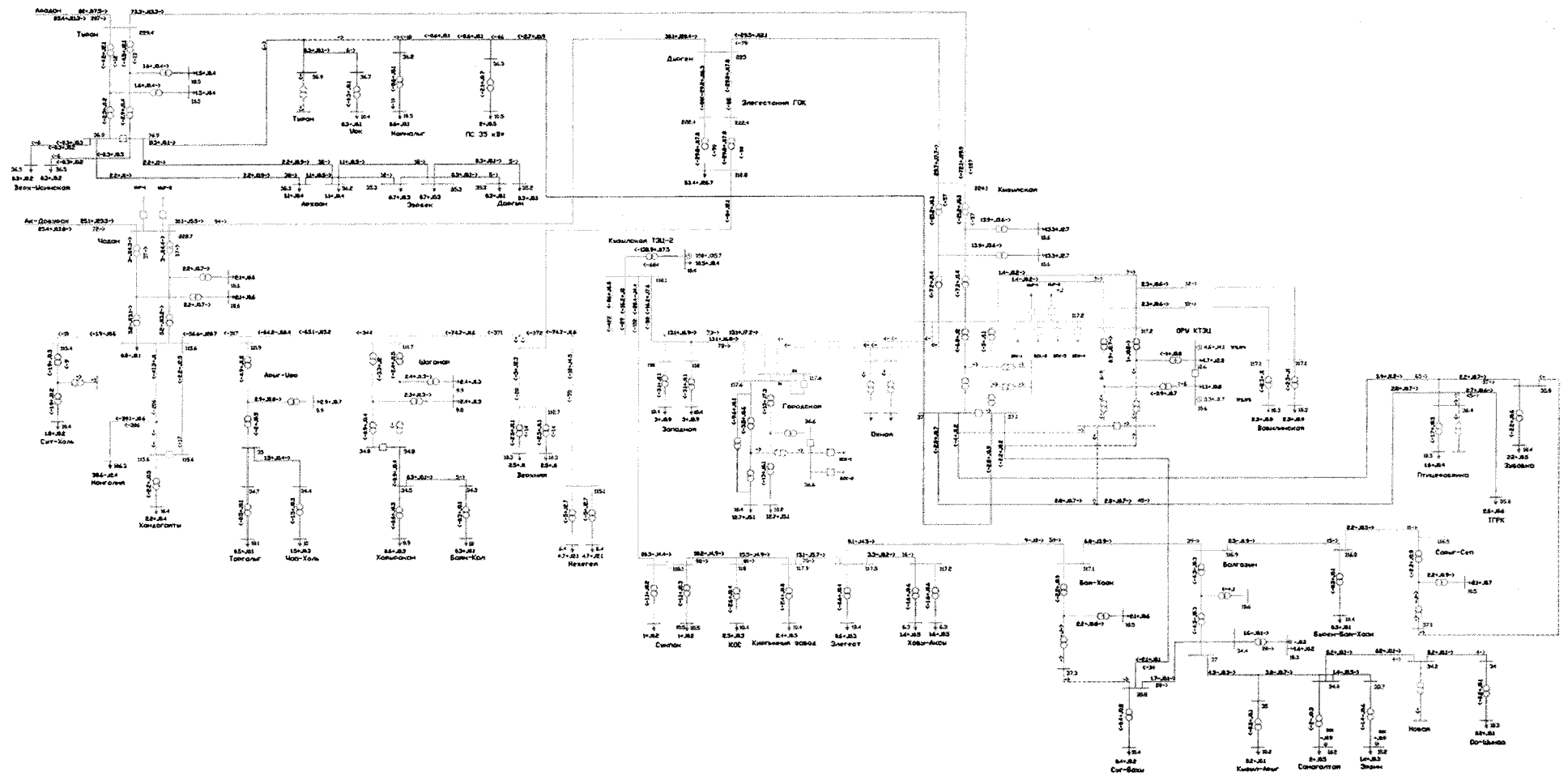
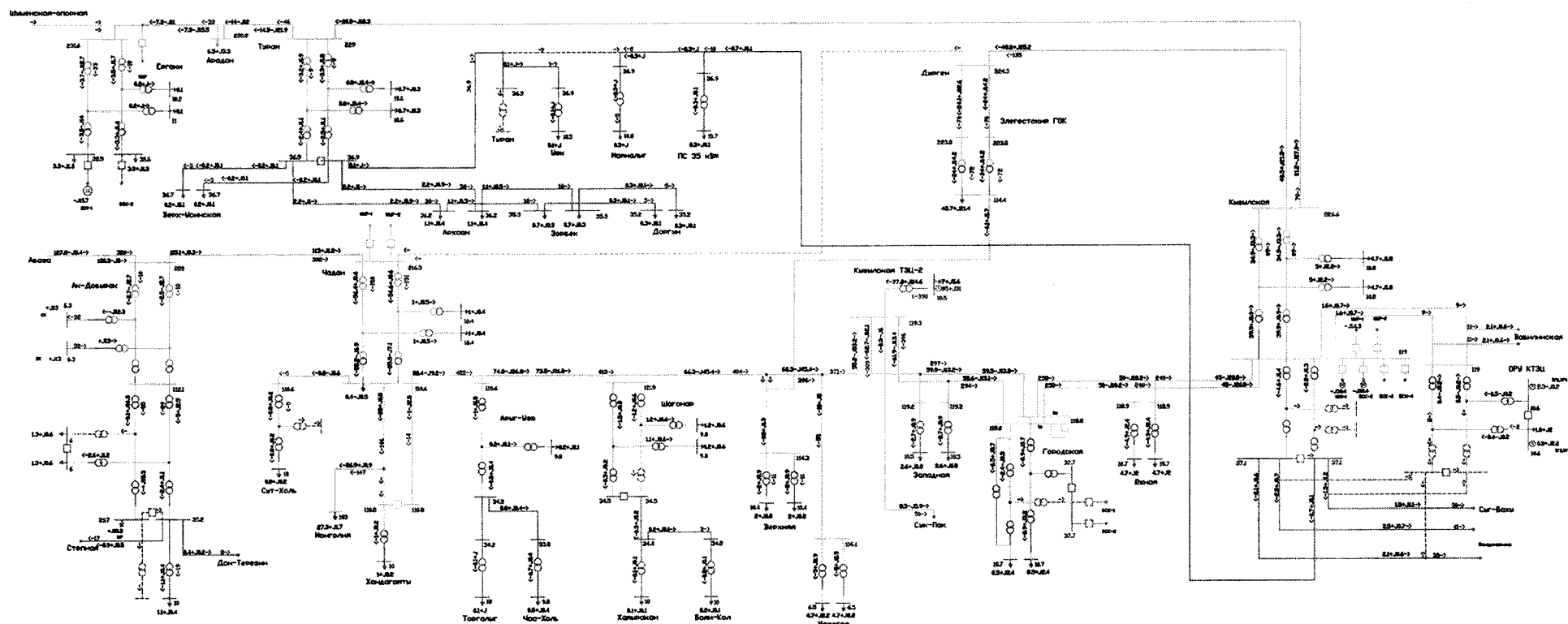
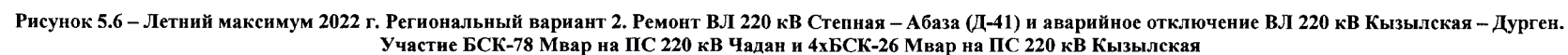


Рисунок 5.4 – Зимний максимум 2022 г. Региональный вариант 2. Отключение ВЛ 110 кВ Городская – Кызыльская I, II цепи с отпайкой на ПС 110 кВ Южная (С-407, С-408)



**Рисунок 5.5 – Летний максимум 2022 г. Региональный вариант 2. Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Дурген – Чадан.
Генерация Кызылской ТЭЦ-2 85 МВт**



Вариант 3 – Сооружение ПС 500 кВ

Загрузка элементов сети 110-220 кВ Тывинской энергосистемы в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах на 2022 г. приведена в таблице 5.3. В графическом виде результаты расчетов для нормальных режимов 2022 г. для регионального варианта 3 Тывинской энергосистемы приведены в приложениях И и К.

Таблица 5.3 - Загрузка элементов сети 110-220 кВ Тывинской энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах 2022 г. Региональный вариант 3 - сооружение ПС 500 кВ

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>l_{ошн}</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Зимний максимум 2022 г.									
Сооружение ПС 500 кВ Тывинская									
Нормальный режим									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	900,7	1005	2825	-	35,6	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	784,9	937	2825	-	33,2	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	135,2	335	780	1000	42,9	33,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	121,3	296	780	1000	37,9	29,6	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	113,3	279	780	1000	35,7	27,9	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	102,3	256	780	630	32,8	40,6	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	104,7	260	890	1000	29,2	26,0	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	79,7	208	890	1000	23,4	20,8	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	64,1	160	890	630	18,0	25,4	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	57,9	147	935	630	15,7	23,3	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	3,3	68	935	630	7,3	10,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	41,3	206	780	630	26,4	32,7	-	-
	С-408	41,4	206	780	630	26,4	32,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	32,8	163	<u>484</u>	440	33,7	37,0	-	-
	С-408	32,8	163	<u>484</u>	440	33,7	37,0	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	15,9	78	581	440	13,4	17,7	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	8,4	42	<u>658</u>	600	6,4	7,0	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-451	2,3	17	<u>581</u>	200	2,9	8,5	-	-
	С-452	42,1	204	581	400	35,1	51,0	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	90,7	105	579	-	18,2	-	498,7	(-j162,2)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	64,2	163	314	-	51,9	-	227,5	j60
	2АТ	64,2	163			51,9	-	118,2	-j50

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	30,1	75	158	-	47,4	-	231,3	-
	АТ2	30,2	75			47,4	-	119,5	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,7	21	158	-	13,3	-	233	(+j19,9)
	2АТ	8,2	20			12,6	-	117,3	(-j17,3)
Послеаварийные режимы									
Отключение 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Кызылская									
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	откл.	-	314	-	-	-	228,1	j59,8
	2АТ	121,1	307			97,8	-	118	-j35,2
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	32,9	82	158	-	51,9	-	231,3	-
	АТ2	33,1	82			51,9	-	119,5	0
Отключение АТ1(АТ2) ПС 220 кВ Чадан									
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	откл.	-	158	-	-	-	231	-
	АТ2	55,4	138			87,3	-	118,6	0
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	66,6	169	314	-	53,8	-	225,5	j59,8
	2АТ	66,6	169			53,8	-	118	-j50,4
Отключение 1АТ 500 кВ Тывинская									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	810,8	895	2825	-	31,7	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	784,2	912	2825	-	32,3	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	192,3	470	780	1000	60,2	47,0	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	174,5	443	780	1000	56,8	44,3	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	165,5	426	780	1000	54,6	42,6	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	152	404	780	630	51,8	64,1	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	137,5	336	890	1000	37,7	33,6	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	109	287	890	1000	32,2	28,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	93,8	242	890	630	27,2	38,4	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	30,6	83	935	630	8,9	13,2	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	28,3	97	935	630	10,4	15,4	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	37,5	196	780	630	25,1	31,1	-	-
	С-408	37,5	196	780	630	25,1	31,1	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	29,2	153	484	440	31,6	34,8	-	-
	С-408	29,2	153	484	440	31,6	34,8	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	9,8	54	581	440	9,3	12,3	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	13,8	70	658	600	10,6	11,7	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	откл.	-	579	-	-	-	495,3	(-j160)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	59,4	160	314	-	51,0	-	214	j55,6
	2АТ	59,4	160			51,0	-	113,8	-j0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	32,0	84	158	-	53,2	-	220,5	-
	АТ2	32,1	84			53,2	-	113,9	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	7,8	20	158	-	12,7	-	223,5	(+j26)
	2АТ	7,4	19			12,0	-	113,2	(-j16,1)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>Юшун</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	1020,9	1143	2825	-	40,5	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	785,3	949	2825	-	33,6	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	780	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	9,6	64	780	1000	8,2	6,4	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	16,8	74	780	1000	9,5	7,4	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	26,1	100	780	630	12,8	15,9	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	122,2	302	890	1000	33,9	30,2	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	95,5	251	890	1000	28,2	25,1	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	79,9	201	890	630	22,6	31,9	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	45,2	117	935	630	12,5	18,6	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	15,9	65	935	630	7,0	10,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	39,8	200	780	630	25,6	31,7	-	-
	С-408	39,8	200	780	630	25,6	31,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	31,3	157	<u>484</u>	440	32,5	35,7	-	-
	С-408	31,3	157	<u>484</u>	440	32,5	35,7	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	12,8	64	581	440	11,0	14,5	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	11,4	55	<u>658</u>	600	8,4	9,2	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	194,2	226	579	-	39,1	-	495,3	(-j160)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	62,8	159	314	-	50,6	-	227,6	j60
	2АТ	62,8	159			50,6	-	118,2	-j50
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	31,4	79	158	-	50,0	-	230,2	-
	АТ2	31,6	79			50,0	-	119	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,3	21	158	-	13,3	-	231,6	(+j21,8)
	2АТ	7,9	20			12,7	-	116,8	(-j17,2)
Отключение ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская (Д-47)									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	995,4	1116	2825	-	39,5	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	785,4	952	2825	-	33,7	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	26,1	72	780	1000	9,2	7,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	16,1	42	780	1000	5,4	4,2	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	9,1	29	780	1000	3,7	2,9	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>лошин.</u> ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	118,8	293	890	1000	32,9	29,3	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	92,5	242	890	1000	27,2	24,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	76,9	193	890	630	21,7	30,6	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	47,1	121	935	630	12,9	19,2	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	13,7	69	935	630	7,4	11,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	40,1	201	780	630	25,8	31,9	-	-
	С-408	40,1	201	780	630	25,8	31,9	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	31,6	158	<u>484</u>	440	32,7	35,9	-	-
	С-408	31,6	158	<u>484</u>	440	32,7	35,9	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	13,5	68	581	440	11,7	15,5	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	10,7	52	<u>658</u>	600	7,9	8,7	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	172,9	202	579	-	34,9	-	494,4	(-j159,4)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	62,0	158	314	-	50,3	-	225,9	j59,8
	2АТ	62,0	158			50,3	-	118	-j36,8
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	31,1	78	158	-	49,4	-	229,7	-
	АТ2	31,2	78			49,4	-	118,7	-j0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,3	12	158	-	7,6	-	231,4	(+j22,2)
	2АТ	7,8	20			12,7	-	116,7	(-j17,1)
Отключение ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	901,6	1009	2825	-	35,7	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	785	942	2825	-	33,3	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	135,6	335	780	1000	42,9	33,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	121,7	297	780	1000	38,1	29,7	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	113,7	281	780	1000	36,0	28,1	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	102,7	258	780	630	33,1	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	77,5	202	890	1000	22,7	20,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	61,2	154	890	630	17,3	24,4	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	60,1	171	935	630	18,3	27,1	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	откл.	-	935	630	-	-	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	97,4	113	579	-	19,5	-	497,3	(-j161,2)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	62,6	160	314	-	51,0	-	226	j59,8
	2АТ	62,6	160			51,0	-	118	-j39

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>Ioшш</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	30,6	76	158	-	48,1	-	231	-
	АТ2	30,6	77			48,7	-	119,3	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,6	21	158	-	13,3	-	232,8	(+j21,1)
	2АТ	8,2	20			12,7	-	117,2	(-j17,3)
Отключение ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41)									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	991,2	1112	2825	-	39,4	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	951,8	952	2825	-	33,7	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	159,3	392	780	1000	50,2	39,2	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	143,9	354	780	1000	45,4	35,4	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	135,5	337	780	1000	43,2	33,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	123,6	314	780	630	40,2	49,8	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	откл.	-	890	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	20,3	49	890	1000	5,5	4,9	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	36,4	105	890	630	11,8	16,7	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	140,8	360	935	630	38,5	57,1	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	79,6	229	935	630	24,5	36,3	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	51,7	255	780	630	32,7	40,5	-	-
	С-408	51,6	255	780	630	32,7	40,5	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	43,1	213	<u>484</u>	440	44,0	48,4	-	-
	С-408	43	213	<u>484</u>	440	44,0	48,4	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	36,2	179	581	440	30,8	40,7	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	11,4	66	<u>658</u>	600	10,0	11,0	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	169,4	198	579	-	34,2	-	494,5	(-j159,5)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	73,4	188	314	-	59,9	-	225,8	j59,8
	2АТ	73,4	188			59,9	-	118	-j36,8
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	20,2	51	158	-	32,3	-	229,4	-
	АТ2	20,2	51			32,3	-	118,1	0
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	8,4	21	158	-	13,3	-	231,8	(+j21,6)
	2АТ	7,9	20			12,7	-	116,8	(-j17,2)
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская I(II) цепь с отпайкой на ПС Южная (С-407(С-408))									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	81,2	407	780	630	52,2	64,6	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	откл.	-	<u>484</u>	440	-	-	-	-
	С-408	64,1	321	<u>484</u>	440	66,4	73,0	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Дисп.наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>лошин</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	14,5	72	581	440	12,4	16,4	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	9,7	49	<u>658</u>	600	7,4	8,2	-	-
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	116,7	откл.
	2Т	-	-			-	-	36,3	-
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408)									
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41								
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408) с действием существующей АОСН на включение 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки в объеме 28 МВт									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 220 кВ Кызыльская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	24,4	140	581	440	24,1	31,8	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	44,1	230	<u>658</u>	600	35,0	38,3	-	-
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	48,4	124	158	-	78,5	-	226,2	-
	АТ2	48,6	124			78,5	-	115,2	0
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	100,7	+j11,2
	2Т	-	-			-	-	33,7	-
Отключение ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408). Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская и дополнительно БСК-20 Мвар на ПС 110 кВ Городская									
ВЛ 110 кВ Городская - Кызыльская со стороны ПС 220 кВ Кызыльская	С-407	откл.	-	780	630	-	-	-	-
	С-408	откл.	-	780	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	47,5	280	581	440	48,2	63,6	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	79,9	392	<u>658</u>	600	59,6	65,3	-	-
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	67,6	165	158	-	104,4	-	237	j90,6
	АТ2	67,9	166			105,1	-	120,2	-j22,2
ПС 110 кВ Городская	1Т	-	-	-	-	-	-	107,3	+j12,8 +j19
	2Т	-	-			-	-	36	-
Летний максимум 2022 г.									
Нормальный режим									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	818,3	913	2190	-	41,7	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	784,7	929	2190	-	42,4	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	123,2	305	605	1000	50,4	30,5	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <u>Юштин</u> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	112,5	283	605	1000	46,8	28,3	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	104,7	266	605	1000	44,0	26,6	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	96	246	605	630	40,7	39,0	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	77,2	199	690	1000	28,8	19,9	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	63,6	170	690	1000	24,6	17,0	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	58,3	145	690	630	21,0	23,0	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	31,8	81	630	630	12,9	12,9	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	17,6	63	630	630	10,0	10,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	24,3	121	605	630	20,0	19,2	-	-
	С-408	24,3	121	605	630	20,0	19,2	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	19,4	95	<u>375</u>	440	25,3	21,6	-	-
	С-408	19,4	95	<u>375</u>	440	25,3	21,6	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	10	51	450	440	11,3	11,6	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	6,5	34	<u>510</u>	600	6,7	5,7	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Хандагайты со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-451	1	15	<u>437</u>	200	3,4	7,5	-	-
	С-452	29,1	142	450	400	31,6	35,5	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	51,5	59	579	-	10,2	-	500,8	(-j163,5)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	37,7	96	314	-	30,6	-	227,6	откл.
	2АТ	37,7	96			30,6	-	118	-j11,9
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	20,1	51	158	-	32,3	-	230	-
	АТ2	20,1	51			32,3	-	117,8	-j23,7
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,0	8	158	-	5,1	-	232,5	(+j19,1)
	2АТ	2,9	7			4,4	-	117,5	(-j16,9)
Послеаварийные режимы									
Отключение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	926,5	1034	2190	-	47,2	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	785	939	2190	-	42,9	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	7	19	605	1000	3,1	1,9	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	13,9	35	605	1000	5,8	3,5	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	20,7	53	605	630	8,8	8,4	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	93,1	239	690	1000	34,6	23,9	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	78,3	207	690	1000	30,0	20,7	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	72,9	182	690	630	26,4	28,9	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	20,4	54	630	630	8,6	8,6	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	29,1	82	630	630	13,0	13,0	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	22,9	114	605	630	18,8	18,1	-	-
	С-408	22,9	114	605	630	18,8	18,1	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	18	89	<u>375</u>	440	23,7	20,2	-	-
	С-408	18	89	<u>375</u>	440	23,7	20,2	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	7,2	39	450	440	8,7	8,9	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	9,3	48	<u>510</u>	600	9,4	8,0	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	110,8	128	579	-	22,1	-	498	(-j161,7)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	36,5	92	314	-	29,3	-	227,6	откл.
	2АТ	36,5	92			29,3	-	118	-j11,3
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	21,5	54	158	-	34,2	-	230	-
	АТ2	21,5	54			34,2	-	117,8	-j20,2
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,0	7	158	-	4,4	-	232,2	(+j19,5)
	2АТ	2,8	7			4,4	-	117,4	(-j16,8)
Отключение ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41)									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	884,1	987	2190	-	45,1	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	784,9	937	2190	-	42,8	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	139,9	346	605	1000	57,2	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	128,2	324	605	1000	53,6	32,4	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	120,1	307	605	1000	50,7	30,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	110,9	288	605	630	47,6	45,7	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	откл.	-	690	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак-Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	10,7	27	690	1000	3,9	2,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	16,4	70	690	630	10,1	11,1	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	92,4	236	630	630	37,5	37,5	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	43,3	137	630	630	21,7	21,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	31,7	156	605	630	25,8	24,8	-	-
	С-408	31,6	156	605	630	25,8	24,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	26,8	131	<u>375</u>	440	34,9	29,8	-	-
	С-408	26,7	131	<u>375</u>	440	34,9	29,8	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	24,8	122	450	440	27,1	27,7	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	8	40	<u>510</u>	600	7,8	6,7	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	80,1	93	579	-	16,1	-	498,5	(-j162,1)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	43,6	111	314	-	35,4	-	227	откл.
	2АТ	43,6	111			35,4	-	118	-j7,8
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	12,7	32	158	-	20,3	-	230	-
	АТ2	12,7	32			20,3	-	117,5	-j27,1
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,4	8	158	-	5,1	-	233,2	(+j18,1)
	2АТ	3,2	8			5,1	-	117,7	(-j16,9)
Ремонт ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	946,6	1060	2190	-	48,4	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	785,2	946	2190	-	43,2	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская- опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	откл.	-	605	1000	-	-	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	6,9	19	605	1000	3,1	1,9	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	13,8	35	605	1000	5,8	3,5	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	20,6	53	605	630	8,8	8,4	-	-
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41	71,9	187	690	1000	27,1	18,7	-	-
ВЛ 220 кВ Абаза - Ак- Довурак со стороны ПС 220 кВ Ак-Довурак	Д-42	58,7	157	690	1000	22,8	15,7	-	-
ВЛ 220 кВ Ак-Довурак - Чадан	Д-43	53	133	690	630	19,3	21,1	-	-
ВЛ 220 кВ Кызылская - Дурген	-	48,4	135	630	630	21,4	21,4	-	-
ВЛ 220 кВ Дурген - Чадан	-	откл.	-	630	630	-	-	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	18,1	93	605	630	15,4	14,8	-	-
	С-408	18,1	93	605	630	15,4	14,8	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	13,2	67	<u>375</u>	440	17,9	15,2	-	-
	С-408	13,2	67	<u>375</u>	440	17,9	15,2	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	2,3	33	450	440	7,3	7,5	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	19,2	97	<u>510</u>	600	19,0	16,2	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	130,5	152	579	-	26,3	-	496,2	(-j160,6)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	30,2	77	314	-	24,5	-	226,4	откл.
	2АТ	30,2	77			24,5	-	117,9	0
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	26,4	67	158	-	42,4	-	230	-
	АТ2	26,6	67			42,4	-	117,9	-j16,8
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	3,1	8	158	-	5,1	-	232,5	(+j19,1)
	2АТ	2,9	8			5,1	-	117,5	(-j16,9)

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Продолжение таблицы 5.3

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>Ioшнн</i> , ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
Ремонт ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская -Дурген									
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки	-	Режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	Д-41								
Ремонт ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская -Дурген. Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 4хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	885,6	1024	2190	-	46,8	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	784,8	935	2190	-	42,7	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	150,4	375	605	1000	62,0	37,5	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	137,7	344	605	1000	56,9	34,4	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	129,4	327	605	1000	54,0	32,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	119,8	308	605	630	50,9	48,9	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	98	495	605	630	81,8	78,6	-	-
	С-408	98,8	499	605	630	82,5	79,2	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	92,5	469	<u>375</u>	440	125,1	106,6	-	-
	С-408	93,3	473	<u>375</u>	440	126,1	107,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	156,1	808	450	440	179,6	183,6	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	99,3	716	<u>510</u>	600	140,4	119,3	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	102,7	119	579	-	20,6	-	499,2	(-j162,5)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	108,9	275	314	-	87,6	-	228,6	j126
	2АТ	108,9	275			87,6	-	121	-j14,6
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	61,9	152	158	-	96,2	-	236	j89,8
	АТ2	62,3	153			96,8	-	110,5	-j10,9
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	6,6	16	158	-	10,1	-	238,3	(+j10,6)
	2АТ	6,3	15			9,5	-	119,5	(-j17,4)
Ремонт ВЛ 220 кВ Степная - Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская -Дурген. Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан, 4хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская + действие АОПО на отключение нагрузки в объеме 34 МВт на ПС 220 кВ Элегестский ГОК									
ВЛ 500 кВ Означенное - Тывинская	-	835,4	957	2190	-	43,7	-	-	-
ВЛ 500 кВ Тывинская - Гос.граница	-	784,4	918	2190	-	41,9	-	-	-
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная - Ергаки со стороны ПС 220 кВ Шушенская-опорная	-	134,2	333	605	1000	55,0	33,3	-	-
ВЛ 220 кВ Ергаки - Арадан	-	122,6	314	605	1000	51,9	31,4	-	-
ВЛ 220 кВ Арадан - Туран	-	114,6	297	605	1000	49,1	29,7	-	-
ВЛ 220 кВ Туран - Кызылская	Д-47	105,4	276	605	630	45,6	43,8	-	-

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Окончание таблицы 5.3

Элементы сети	Дисп. наим.	Загрузка ВЛ, АТ(ВН)		Идд пров. ВЛ*, <i>лошин.</i> ИномАТ, А	Идд оборуд, А	% загрузки ВЛ, АТ	% загрузки оборуд	U, кВ	БСК(СК) УШР(ШР)
		МВт, МВА	А						Мвар
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 220 кВ Кызылская	С-407	66,2	311	605	630	51,4	49,4	-	-
	С-408	66,7	313	605	630	51,7	49,7	-	-
ВЛ 110 кВ Городская - Кызылская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-407	61	286	<u>375</u>	440	76,3	65,0	-	-
	С-408	61,4	288	<u>375</u>	440	76,8	65,5	-	-
ВЛ 110 кВ Шагонар - Городская со стороны ПС 110 кВ Городская	С-405	92,4	435	450	440	96,7	98,9	-	-
ВЛ 110 кВ Чадан - Шагонар со стороны ПС 220 кВ Чадан	С-403	65,3	349	<u>510</u>	600	68,4	58,2	-	-
ПС 500 кВ Тывинская	1АТ	51,2	59	579	-	10,2	-	504,2	(-j165,8)
ПС 220 кВ Кызылская	1АТ	79,3	197	314	-	62,7	-	232,2	j132,8
	2АТ	79,3	197			62,7	-	124,3	-j50
ПС 220 кВ Чадан	АТ1	20,6	50	158	-	31,6	-	236	j89,8
	АТ2	20,7	51			32,3	-	118	-j115
ПС 220 кВ Ак-Довурак	1АТ	6,6	16	158	-	10,1	-	238,3	(+j10,5)
	2АТ	6,3	15			9,5	-	119,5	(-j17,4)
* - длительно допустимый ток проводов ВЛ принят для зимних режимов для T _{нв} = -5°С, для летних режимов для T _{нв} = +25°С									

Результаты расчетов электрических режимов работы Тывинской энергосистемы на уровне 2022 года показали:

- загрузка элементов сети 110-220 кВ в нормальных режимах зимних и летних максимальных нагрузок не превышает длительно допустимый ток по нагреву проводов и номинальный ток электрооборудования на подстанциях;

- в зимних режимах при нормативных возмущениях I группы (отключение одной из линий электропередачи 220 кВ на транзите 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская или на транзите 220 кВ Степная – Абаза – Ак-Довурак – Чадан) нарушение статической устойчивости со снижением напряжения ниже аварийно допустимых значений, а также перегрузка проводов и электрооборудования не выявлены. Ввод ПС 500 кВ Тывинская с ВЛ 500 кВ Означенное – Тывинская и ВЛ 500 кВ Означенное – Гос.граница позволяет исключить необходимость ограничения нагрузки потребителей в послеаварийных режимах;

- в послеаварийном режиме зимнего максимума при отключении ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408) уровни напряжения снижаются ниже аварийно допустимых значений. Снижение напряжения ниже аварийно допустимых значений в рассматриваемом послеаварийном режиме ликвидируется действием существующей АОСН, действующей на включение БСК на ПС 110 кВ Городская и отключение нагрузки. Максимальный требуемый объем ОН при включении 2хБСК-7,8 Мвар на ПС 110 кВ Городская составит 28 МВт.

Для исключения действия существующей АОСН на отключение нагрузки при отключении ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408) в зимнем максимуме необходимо участие БСК-78 Мвар на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Чадан, а также 2хБСК-7,8 Мвар на шинах 35 кВ и БСК-20 Мвар на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Городская (рисунок 5.7). При этом в указанном послеаварийном режиме выявлен перегруз 1АТ и 2АТ на ПС 220 кВ Чадан – 104,4% и 105,1% соответственно от номинального тока АТ (158 А), что по данным собственника при -10<t°C<0 допускается в течение 24 часов;

- в летних режимах при нормативных возмущениях I группы загрузка элементов сети 220 кВ Тывинской энергосистемы не превышает длительно допустимый ток проводов и

номинальный ток подстанционного электрооборудования, уровни напряжения не снижаются ниже аварийно допустимых значений;

- в ремонтной схеме летнего максимума (ремонт одной из линий электропередачи 220 кВ на транзите 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская при отключении ВЛ 220 кВ Дурген – Чадан либо ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурген нарушение статической устойчивости со снижением напряжения ниже аварийно допустимых значений не выявлено. Ввод ПС 500 кВ Тывинская с ВЛ 500 кВ Означенное – Тывинская и ВЛ 500 кВ Означенное – Гос.граница позволяет исключить необходимость ограничения нагрузки потребителей в послеаварийных режимах;

- в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурген при ремонте ВЛ 220 кВ Степная – Абаза (Д-41) в летнем максимуме уровни напряжения снижаются ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения статической устойчивости в рассматриваемом режиме необходимо участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чадан и 4хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская (рисунок 5.8). При этом наблюдается перегруз следующих элементов сети 110 кВ:

- провод ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403) (АС-300);
- провод ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) (АС-150, АС-240, АС-300);
- ошиновка и электрооборудование с номинальным током 400 А (трансформаторы тока) на ПС 110 кВ Городская в ячейках ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I,II цепи с отпайкой на ПС Южная (С-407,С-408);
- ошиновка и электрооборудование с номинальным током 400, 600, 630 А (трансформаторы тока, выключатель, разъединители, ВЧ-заградители) на ПС 110 кВ Городская в ячейке ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405);
- ошиновка и электрооборудование с номинальным током 630, 600 А (выключатель, трансформаторы тока) на ПС 220 кВ Чадан в ячейке ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403).

Перегруз ВЛ 110 кВ Чадан – Шагонар с отпайкой на ПС Арыг-Узю (С-403) и ВЛ 110 кВ Шагонар – Городская с отпайками (С-405) ликвидируется действием противоаварийной автоматики (ПА) на транзите 110 кВ Чадан – Шагонар – Городская на отключение нагрузки ПС 220 кВ Элегестский ГОК. Максимальный требуемый объем ОН на ПС 220 кВ Элегестский ГОК в указанном режиме составит 34 МВт. Следует отметить, что необходимость выполнения ПА с действием на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Элегестский ГОК рекомендована расчетами электрических режимов для базового варианта прогноза электропотребления (том 2 книга 1).

Сравнивая на основании выполненных расчетов варианты развития энергосистемы Республики Тыва, следует отметить, что по условию пропускной способности межсистемных связей все варианты являются технически сопоставимыми.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

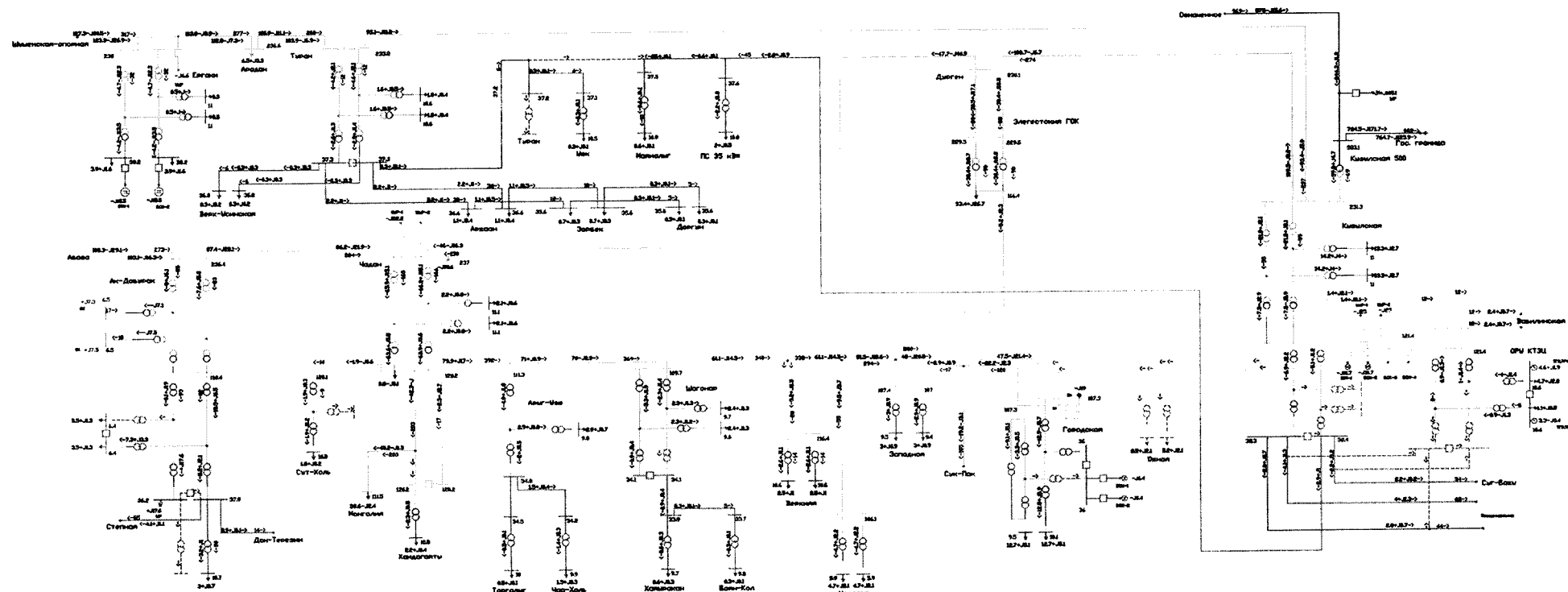


Рисунок 5.7– Зимний максимум 2022 г. Региональный вариант 3. Отключение ВЛ 110 кВ Городская – Кызылская I, II цепи с отпайкой на ПС 110 кВ Южная (С-407, С-408).
Участие БСК-78 Мвар на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Чадан, 2хБСК-7,8 Мвар на шинах 35 кВ и БСК-20 Мвар на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Городская

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

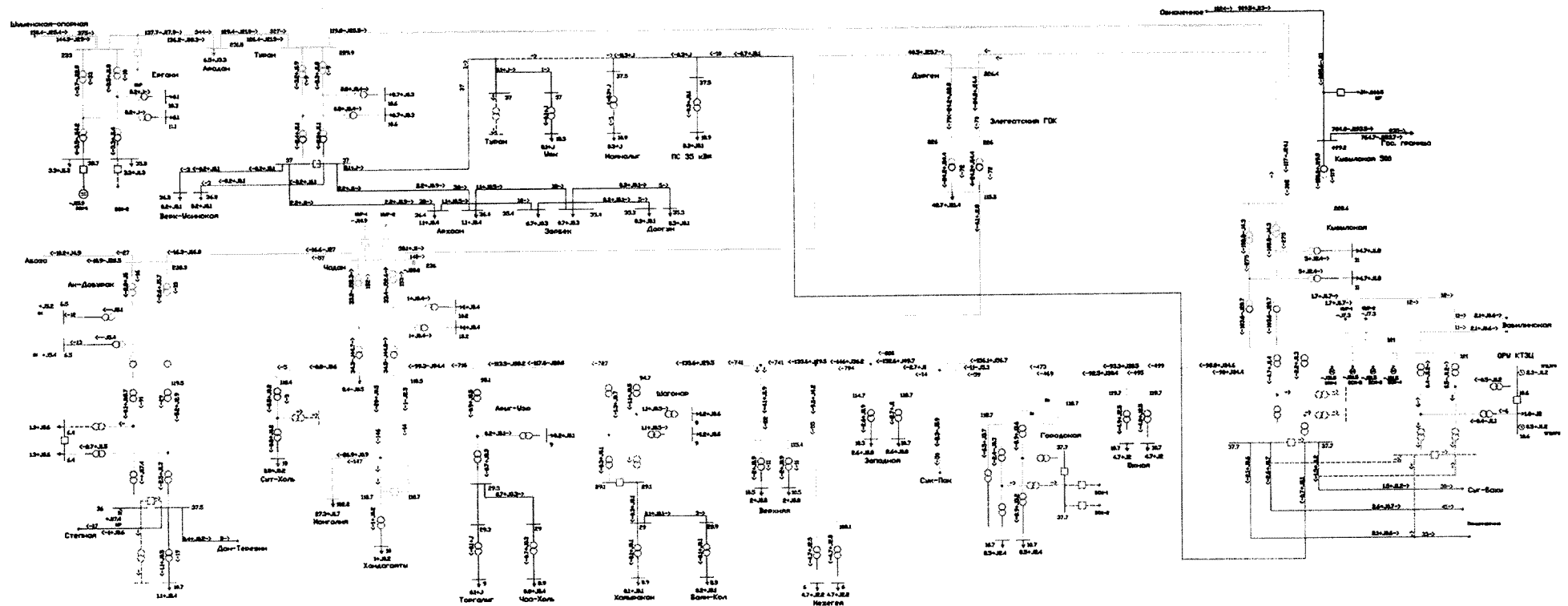


Рисунок 5.8 – Летний максимум 2022 г. Региональный вариант 3. Ремонт ВЛ 220 кВ Степная – Абаза (Д-41) и аварийное отключение ВЛ 220 кВ Кызылская – Дурган. Участие БСК-78 Мвар на ПС 220 кВ Чаган и 4хБСК-26 Мвар на ПС 220 кВ Кызылская

6 ОЦЕНКА УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ 35 кВ И ВЫШЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2022 Г. ДЛЯ РАССМАТРИВАЕМЫХ ВАРИАНТОВ ПОКРЫТИЯ ЭНЕРГОДЕФИЦИТА

Расчёты токов КЗ на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций энергосистемы Республики Тыва выполнены с помощью программного комплекса АРМ СРЗА с целью определения ожидаемых уровней токов КЗ на 2022 г. для прогноза электропотребления по материалам Правительства Республики Тыва (Региональный вариант) для трех вариантов развития Тывинской энергосистемы.

Схема замещения для расчёта токов КЗ на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций энергосистемы Республики Тыва на 2022 г. для регионального варианта 1 совпадает со схемой замещения для расчета токов КЗ для базового варианта. Следовательно, результаты расчетов токов короткого замыкания для регионального варианта 1 аналогичны результатам расчетов токов короткого замыкания для базового варианта, приведенных в главе 7.6 и Приложении Л Тома 2 Книги 1 и Книги 2, выполненных в составе работ по данному титулу.

Схема замещения для расчета токов КЗ на шинах 35 кВ и выше энергообъектов энергосистемы Республики Тыва на 2022 г. для регионального варианта 2 составлена на основе схемы замещения для базового варианта с учетом строительства Кызылской ТЭЦ-2 и без учета строительства ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2.

Схема замещения для расчета токов КЗ на шинах 35 кВ и выше энергообъектов энергосистемы республики Тыва на 2022 г. для регионального варианта 3 составлена на основе схемы замещения для базового варианта с учетом строительства ПС 500 кВ Тывинская и без учета строительства ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская №2.

Расчет токов КЗ выполнен на базе режима зимнего максимума нагрузок при полном составе генерирующего оборудования электрических станций Тывинской энергосистемы с учетом подпитки токов КЗ из соседних энергосистем Республики Хакасия и Красноярского края.

Результаты расчётов токов КЗ на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций энергосистемы Республики Тыва на 2022 г. для регионального варианта 2 и варианта 3 приведены в табличной форме в Приложении Л и М соответственно.

Анализ уровней токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше энергообъектов энергосистемы Республики Тыва на период до 2022 г. для регионального варианта 2 показал, что максимальные сквозные токи трехфазного КЗ, протекающие через выключатели в рассматриваемой сети 35 кВ составляют 4,31 кА. Максимальные сквозные токи трехфазного/однофазного КЗ, протекающие через выключатели в рассматриваемой сети 110 кВ составляют 5,86/6,45 кА, в сети 220 кВ – 2,81/3,19 кА.

Анализ уровней токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше энергообъектов энергосистемы Республики Тыва на период до 2022 г. для регионального варианта 3 показал, что максимальные сквозные токи трехфазного КЗ, протекающие через выключатели в рассматриваемой сети 35 кВ составляют 4,19 кА. Максимальные сквозные токи трехфазного/однофазного КЗ, протекающие через выключатели в рассматриваемой сети 110 кВ составляют 4,88/6,22 кА, в сети 220 кВ – 4/4,7 кА, в сети 550 кВ – 3,68/3,65 кА.

Анализируя результаты расчетов токов КЗ на шинах 35 кВ и выше подстанций и электростанций энергосистемы Республики Тыва на период до 2022 г. отметим, что для всех вариантов покрытия энергодефицита значения токов трехфазного и однофазного КЗ не превышают значений номинальных токов отключения установленных выключателей. Следовательно, разработка технических и схемных мероприятий для ограничения токов короткого замыкания, а также замена оборудования по отключающей способности не требуется. В случае необходимости замены по сроку службы коммутационной аппаратуры на рассматриваемых подстанциях и электростанциях на новую, рекомендуется замена на коммутационные аппараты с такими же или большими номинальными токами отключения.

7 ОЦЕНКА ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ РАССМАТРИВАЕМЫХ ВАРИАНТОВ ПОКРЫТИЯ ЭНЕРГОДЕФИЦИТА ПО УКРУПНЕННЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

В настоящей главе выполнена оценка затрат на реализацию вариантов покрытия энергодефицита энергосистемы Республики Тыва, представленных в главе 4:

Вариант 1 - сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2 линия;

Вариант 2 - сооружение Кызылской ТЭЦ-2;

Вариант 3 - сооружение ПС 500 кВ

Капитальные затраты на строительство электросетевых объектов определены по данным сборника «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ» (324 тм-т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС», доработанная редакция 2013 г. утверждена Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 г. № 477).

За базисный уровень цен принят уровень цен, сложившихся на 01.01.2000 г., без учета НДС.

Для пересчета капитальных затрат в текущий уровень цен (I квартал 2017 года), согласно письму Министерства строительства и ЖКХ РФ № 8802-ХМ/09 от 20.03.2017г. применяются следующие индексы изменения сметной стоимости:

- строительно-монтажных работ (Республика Тыва) – 7,65;
- проектных работ – 3,99 к ценам 2001г., для пересчета ПИР из цен на 01.01.2000г. в цены 2001г. $K_{\text{проект.}} = 1,19$ (Письмо Госстроя РФ от 16.07.2003 г. № НЗ-4316/10);
- прочих работ и затрат – 8,42;
- оборудования - 4,28.

Для учета регионально-климатических условий осуществления строительства на итог расчета потребности в капитальных вложениях применяется коэффициент $K_{\text{рег.}} = 1,09$.

При оценке капвложений по подстанциям учитывалась установка элегазовых выключателей.

Капиталовложения с разбивкой по энергетическим объектам и их элементам помимо стоимости основного силового оборудования и строительно-монтажных работ учитывают:

- затраты на проектно-изыскательские работы, проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор;
- содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- затраты на благоустройство и временные здания и сооружения;
- прочие работы и затраты.

При реконструкции электросетевых объектов учитывалась стоимость демонтажа.

В расчетах не учтены затраты, связанные с оформлением земельных участков и компенсационные выплаты при отводе земель под строительство.

Вариант 1 - Сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2 линия

Расчет потребности в капитальных вложениях в сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2-я линия (вариант 1) представлен в таблице 7.1.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Таблица 7.1 - Расчет потребности в капвложениях в сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2-я линия

Наименование объекта	Территория	Тип оборуд.	Колич. хар-ка (км, МВА, %)	Удельная стоимость в ценах на 01.01.2000 г. тыс. руб.	Козфф. сопутств. затрат	Стоимость объекта в ценах на 01.01.2000 г., млн. руб.	Удельный вес составляющих стоимости, %				Индексы изменения сметной стоимости				Стоимость объекта в текущих ценах, млн. руб.	Территор. коэфф-ты:		Итого, млн.руб.
							СМР	Оборуд.	Прочие	ПНР	СМР	Оборуд.	Прочие	ПНР		Рег/ клим. усл.	Сейсм. усл. (8 б.)	
220 кВ																		
ВЛ 220 кВ Шушенская оп. - Туран - Кызылская, (229,31+74,45) км																		
- сооружение одноцепной ВЛ 220 кВ на стальных решетчатых опорах с проводом АС-400 (усложн.усл. строит-ва ВЛ: Кгор=1,012; Клэп=1,018)	Краснояр. край	АС-240	229,31	1529,87	1,229	431,2	80	0	11,5	8,5	7,39	4,28	8,42	4,75	3140,5	1,09	1,03	3525,8
- вырубка и подготовка просеки (80% трассы)		для ВЛ 220 кВ	183,448	275	1,229	62,0	80	0	11,5	8,5	7,39	4,28	8,42	4,75	451,6	1,09	1,03	507,0
- сооружение одноцепной ВЛ 220 кВ на стальных решетчатых опорах с проводом АС-240 (усложн.усл. строит-ва ВЛ: Кгор=1,012; Клэп=1,018)	Республ. Тыва	АС-240	74,45	1529,87	1,229	140,0	80	0	11,5	8,5	7,65	4,28	8,42	4,75	1048,7	1,09	1,03	1177,4
- вырубка и подготовка просеки (20% трассы)		для ВЛ 220 кВ	14,89	275	1,229	5,0	80	0	11,5	8,5	7,65	4,28	8,42	4,75	37,7	1,09	1,03	42,3
Всего по ВЛ						638,2									4678,5			5252,5
ПС 220 кВ Шушенская опорная (расширение ОРУ-220)																		
- установка ячеек с элегаз. выкл. 220 кВ	Краснояр. край	элегаз, ОРУ	2	14698	1,2472	36,7	22	66,5	5	6,5	7,39	4,28	8,42	4,75	190,7	1,09	1,04	216,2
- установка ШР 220 кВ мощностью 100 Мвар		ШР-100	1	14700	1,2472	18,3	22	66,5	5	6,5	7,39	4,28	8,42	4,75	95,4	1,09	1,04	108,1
Постоянная часть затрат		сх.220-13Н	20	39104	1,2472	9,8	22	66,5	5	6,5	7,39	4,28	8,42	4,75	50,7	1,09	1,04	57,5
ПС 220 кВ Туран (комплексная реконструкция ОРУ-220)																		
- установка ячеек с элегазовым выключателем 220 кВ	Республ. Тыва	элегаз, ОРУ	7	14698	1,2314	126,7	22	66,5	5	6,5	7,65	4,28	8,42	4,75	666,3	1,09	1,04	755,3
- демонтаж ячеек с масляным выключателем 220 кВ		демонтаж	3	15,8	1,2314	0,1	22	66,5	5	6,5	7,65	4,28	8,42	4,75	0,3	1,09	1,04	0,3
Постоянная часть затрат		сх.220-9	60	35720	1,2314	26,4	22	66,5	5	6,5	7,65	4,28	8,42	4,75	138,8	1,09	1,04	157,3
ПС 220 кВ Кызылская (расширение КРУЭ-220)																		
- установка ячеек с элегазовым выключателем 220 кВ	Республ. Тыва	КРУЭ	3	21096	1,2472	78,9	20	64	4	12	7,65	4,28	8,42	4,75	408,5	1,09	1,04	463,1
- установка ШР 220 кВ мощностью 100 Мвар		ШР-100	1	14700	1,2472	18,3	20	64	4	12	7,65	4,28	8,42	4,75	94,9	1,09	1,04	107,6
Постоянная часть затрат		сх.220-15	25	37637	1,2472	11,7	20	64	4	12	7,65	4,28	8,42	4,75	60,7	1,09	1,04	68,9
Всего по ПС						326,9									1706,3			1934,3
Итого						965,1									6384,8			7186,8

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Согласно выполненному расчету, затраты на реализацию варианта 1 составили **7186,8 млн. руб.** в текущих ценах (без учета НДС), в том числе:

затраты по ВЛ 220 кВ	5 252,5 млн. руб.
затраты по ПС 220 кВ	1934,3 млн. руб.

Ежегодные эксплуатационные затраты (в соответствии со Справочником по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича, М.: 2012 г.) по варианту 1 составили **136,8 млн. руб.** в текущих ценах (без учета НДС), в том числе:

	% от капвложений	Итого:
ВЛ 220 кВ	0,8	42,0 млн. руб.
ПС 220 кВ	4,9	94,8 млн. руб.

Вариант 2 - Сооружение Кызылской ТЭЦ-2

Капитальные вложения в сооружение Кызылской ТЭЦ-2 рассчитаны в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.04.2010 № 238 (ред. от 29.12.2011) «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

Суммарный объем инвестиций в сооружение Кызылской ТЭЦ-2 мощностью 150 МВт составит 19 719,8 млн. руб. в текущих ценах (1 кв. 2017 г.). Параметры для расчета капитальных вложений в строительство Кызылской ТЭЦ-2 (вариант 2) в соответствии с Постановлением от 13.04.2010 № 238 (ред. от 29.12.2011) представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Расчет капитальных вложений в строительство Кызылской ТЭЦ-2 (вариант 2) в соответствии с Постановлением от 13.04.2010 № 238 (ред. от 29.12.2011)

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Электрическая мощность Кызылской ТЭЦ-2	МВт	150,0
Капитальные затраты на возведение 1 кВт мощности генерирующего объекта угольной генерации (в ценах 2010 г.)	руб./кВт	53 450,0
Индекс потребительских цен для приведения цен 2010 г. в цены 1 кв. 2017 г.	о.е.	1,72
Капитальные затраты на возведение 1 кВт мощности генерирующего объекта угольной генерации (в ценах 1 кв. 2017 г.)	руб./кВт	91 934,0
Коэффициент климатической зоны (Республика Тыва)	о.е.	1,3
Коэффициент сейсмического влияния (г. Кызыл)	о.е.	1,1
Капитальные затраты на возведение 1 кВт мощности генерирующего объекта угольной генерации с учетом коэффициентов климатической зоны и сейсмического влияния (в ценах 1 кв. 2017 г.)	руб./кВт	131 465,6
Капитальные вложения в строительство Кызылской ТЭЦ-2 (в ценах 1 кв. 2017 г.)	млн. руб.	19 719,8

Ежегодные эксплуатационные затраты для Кызылской ТЭЦ-2 в текущих ценах (1 кв. 2017 г.) составят 380,8 млн. руб. Параметры для расчета ежегодных эксплуатационных затрат для Кызылской ТЭЦ-2 в соответствии с Постановлением от 13.04.2010 № 238 (ред. от 29.12.2011) представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Расчет ежегодных эксплуатационных затрат для Кызылской ТЭЦ-2 в соответствии с Постановлением от 13.04.2010 № 238 (ред. от 29.12.2011)

Наименование показателя	Ед.изм.	Значение
Электрическая мощность Кызылской ТЭЦ-2	МВт	150,0
Удельные эксплуатационные затраты для объекта угольной генерации (в ценах 2010 г.)	руб./МВт в месяц	123 000,0
Индекс потребительских цен для приведения цен 2010 г. в цены 1 кв. 2017 г.	о.е.	1,72
Эксплуатационные затраты для генерирующего объекта угольной генерации (в ценах 1 кв. 2017 г.)	руб./МВт в месяц	211 560,0
Ежегодные эксплуатационные затраты по Кызылской ТЭЦ-2 (в ценах 1 кв. 2017 г.)	тыс. руб.	380,8

Рассмотрим возможность прибыльной работы Кызылской ТЭЦ-2 на оптовом рынке электроэнергии во Второй ценовой зоне. В соответствии с Прогнозом свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) на 2017 г. по субъектам Российской Федерации от 29.05.2017 г. АО «АТС» цена электроэнергии на оптовом рынке во Второй ценовой зоне в 2017 году составит 943 руб./МВт.ч.

Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии для нового оборудования Кызылской ТЭЦ-2 принят - 330 г/кВт.ч. Цена топлива (угля) для Кызылской ТЭЦ-2 принята на уровне существующей цены угля АО «ТЭПК» - 2400 руб./ту.т. Топливные издержки на производство 1 МВт.ч электроэнергии составят 792 руб./МВт.ч (в текущих ценах).

Таким образом, на оптовом рынке электроэнергии во Второй ценовой зоне возможна прибыльная работа Кызылской ТЭЦ-2, поскольку рассчитанная стоимость производства электроэнергии на Кызылской ТЭЦ-2 (в размере 792 руб./МВт.ч в текущих ценах) меньше существующей цены электроэнергии на оптовом рынке (943 руб./МВт.ч) на 151 руб./МВт.ч.

Расчет потребности в капитальных вложениях в предварительную схему выдачи мощности Кызылской ТЭЦ-2 выполнен по укрупненным показателям и представлен в таблице 7.4.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Таблица 7.4 – Расчет потребности в капитальных вложениях в предварительную схему выдачи мощности Кызылской ТЭЦ-2

Наименование объекта	Тип оборуд.	Колич. хар-ка (км, МВА, %)	Удельная стоимость в ценах на 01.01.2000г. тыс. руб.	Кэфф. сопутств. затрат	Стоимость объекта в ценах на 01.01.2000г., млн. руб.	Удельный вес составляющих стоимости, %				Индексы изменения сметной стоимости				Стоимость объекта в текущих ценах, млн. руб.	Территор. коэфф-ты:		Итого, млн.руб.
						СМР	Оборуд	Прочие	ПИР	СМР	Оборуд	Прочие	ПИР		Рег / клим. усл.	Сейсм. усл. (8 б.)	
110 кВ																	
Сооружение двухцепных заходов ВЛ 110 кВ, 2х(2х1) км																	
- сооружение двухцепных заходов ВЛ 110 кВ на стальных решетчатых опорах с проводом АС-240 (усложн.усл. строит-ва ВЛ: город./пром.застр. К=1,013)	2хАС-240	2	1391	1,2348	3,4	80	0	11,5	8,5	7,65	4,28	8,42	4,75	25,7	1,09	1,03	28,9
Всего по ВЛ					3,4									25,7			28,9
Сооружение ОРУ 110 кВ Кызылской ТЭЦ-2																	
- установка ячеек с элегаз. выкл. 110 кВ	элегаз, ОРУ	9	7703	1,239	85,9	22,0	66,5	5,0	6,5	7,65	4,28	8,42	4,75	451,7	1,09	1,04	512,1
- установка ячеек ТР 110/10 кВ мощностью 80 МВА	ТР 110/10 кВ 80 МВА	3	14000	1,239	52,0	22,0	66,5	5,0	6,5	7,65	4,28	8,42	4,75	273,7	1,09	1,04	310,2
- установка ТСН 110 кВ мощностью 25 МВА	ТР 110 кВ 25 МВА	1	7500	1,239	9,3	22,0	66,5	5,0	6,5	7,65	4,28	8,42	4,75	48,9	1,09	1,04	55,4
Постоянная часть затрат	сх.110-13	80	16478	1,239	16,3	22,0	66,5	5,0	6,5	7,65	4,28	8,42	4,75	85,9	1,09	1,04	97,4
Всего по ОРУ 110 кВ КызТЭЦ-2					163,6									860,1			975,0
Итого					167,0									885,9			1003,9

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Согласно выполненному расчету, затраты на организацию предварительной схемы выдачи мощности Кызылской ТЭЦ 2 составили **1 003,9 млн. руб.** в текущих ценах (без учета НДС), в том числе:

затраты по ВЛ 110 кВ	28,9 млн. руб.
затраты по ПС 110 кВ	975,0 млн. руб.

Ежегодные эксплуатационные затраты (в соответствии со Справочником по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича, М.: 2012 г.) на организацию предварительной схемы выдачи мощности Кызылской ТЭЦ 2 составили **57,7 млн. руб.** в текущих ценах (без учета НДС), в том числе:

	% от капвложений	Итого:
ВЛ 110 кВ	0,8	0,2 млн. руб.
ПС 110 кВ	5,9	57,5 млн. руб.

Вариант 3 - Сооружение ПС 500 кВ

Вариант 3 предполагает сооружение ПС 500 кВ в г. Кызыл. Для сравнения расчет потребности в капитальных вложениях для варианта 3 проведен для двух подвариантов:

3а – Сооружение новой ПС 500 кВ Тывинская

3б – Сооружение РУ 500 кВ на существующей ПС 220 кВ Кызылская

Расчет потребности в капитальных вложениях в вариант 3 представлен в таблице 7.5.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

**Таблица 7.5 - Расчет потребности в капитальных вложениях в вариант 3 – сооружение ПС 500 кВ Тывинская
по вариантам 3а) и 3б)**

Наименование объекта	Тип оборуд.	Колич. хар-ка (км, МВА, %)	Удельная стоимость в ценах на 01.01.2000г. тыс. руб.	Коефф. сопутств. затрат	Стоимость объекта в ценах на 01.01.2000г., млн. руб.	Удельный вес составляющих стоимости, %				Индексы изменения сметной стоимости				Стоимость объекта в текущих ценах, млн. руб.	Территор. коэфф-ты:		Итого, млн.руб.
						СМР	Оборуд	Прочие	ПИР	СМР	Оборуд	Прочие	ПИР		Рег / клим. усл.	Сейсм. усл. (8 б.)	
- 3а)																	
Строительство новой ПС 500 кВ																	
- установка АТ 500 кВ 501 МВА	АТ 500 кВ 501 МВА	1	81265	1,239	100,7	23	61	8,8	7,2	7,65	4,28	8,42	4,75	549,1	1,09	1,04	622,4
- установка В 500 кВ	ОРУ 500 кВ	3	28814	1,239	107,1	23	61	8,8	7,2	7,65	4,28	8,42	4,75	584,0	1,09	1,04	662,1
Постоянная часть затрат	сх. № 500-6Н	1	56735	1,239	70,3	23	61	8,8	7,2	7,65	4,28	8,42	4,75	383,3	1,09	1,04	434,5
Итого по ПС					278,1									1516,4			1719,0
Установка ШР 500 кВ																	
- установка ШР 500 кВ 180 Мвар	ШР 500 кВ 180 Мвар	2	28600	1,239	70,9	23	61	8,8	7,2	7,65	4,28	8,42	4,75	386,5	1,09	1,04	438,1
- установка В 500 кВ	ОРУ 500 кВ	2	28814	1,239	71,4	23	61	8,8	7,2	7,65	4,28	8,42	4,75	389,4	1,09	1,04	441,4
Итого по ПС					142,3									775,8			879,5
Реконструкция КРУЭ-220 кВ ПС 220 кВ Кызылская																	
- установка В 220 кВ	КРУЭ 220 кВ	2	21096	1,2472	52,6	20	64	4	12	7,65	4,28	8,42	4,75	272,4	1,09	1,04	308,7
Постоянная часть затрат	сх. № 220-15	0,15	35494	1,2472	6,6	20	64	4	12	7,65	4,28	8,42	4,75	34,4	1,09	1,04	39,0
Итого по ПС					59,3									306,7			347,7
Сооружение ВЛ 220 кВ, 2 км																	
- сооружение ВЛ 220 кВ, 1 цепь	АС-500	2	1762,8	1,2348	4,4	81	0	11,5	7,5	7,65	4,28	8,42	4,75	32,7	1,09	1,03	36,8
Итого по ВЛ					4,4									32,7			36,8
Итого по варианту 3а)					484,0									2631,7			2983,0
- 3б)																	
Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская (строительство РУ 500 кВ, расширение КРУЭ 220 кВ)																	
- установка АТ 500 кВ 501 МВА	АТ 500 кВ 501 МВА	1	81265	1,239	100,7	20	64	4	12	7,65	4,28	8,42	4,75	521,1	1,09	1,04	590,8
- установка В 500 кВ	КРУЭ 500 кВ	3	46906	1,239	174,3	20	64	4	12	7,65	4,28	8,42	4,75	902,4	1,09	1,04	1023,0
- установка В 220 кВ	КРУЭ 220 кВ	2	21096	1,239	52,3	20	64	4	12	7,65	4,28	8,42	4,75	270,6	1,09	1,04	306,7
Постоянная часть затрат	сх. № 500-6Н	0,8	26440	1,239	26,2	20	64	4	12	7,65	4,28	8,42	4,75	135,6	1,09	1,04	153,8
Итого по ПС					353,5									1829,7			2074,2
Установка ШР 500 кВ																	
- установка ШР 500 кВ 180 Мвар	ШР 500 кВ 180 Мвар	2	28600	1,239	70,9	23	61	8,8	7,2	7,65	4,28	8,42	4,75	386,5	1,09	1,04	438,1
- установка В 500 кВ	ОРУ 500 кВ	2	28814	1,239	71,4	23	61	8,8	7,2	7,65	4,28	8,42	4,75	389,4	1,09	1,04	441,4
Итого по ПС					142,3									775,8			879,5
Итого по варианту 3б)					495,8									2605,6			2953,7

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Согласно выполненным расчетам, варианты организации ПС 500 кВ Тывинская являются практически равнозначными с точки зрения потребности в капитальных вложениях на их реализацию:

	Капитальные затраты, млн. руб. (без НДС)	Соотношение:
3а)	2983,0	1,01
3б)	2953,7	1,00

Для дальнейшего рассмотрения в работе рекомендуется вариант 3а – строительство новой ПС 500 кВ Тывинская.

Эксплуатационные затраты (в соответствии со Справочником по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича, М.: 2012 г.) по варианту 3 составили:

	% от капвложений	Итого:
ВЛ 220 кВ	0,8	0,3 млн. руб.
ПС 220 кВ и выше	5,9	144,4 млн. руб.

В таблице 7.6 приведены сводные данные по капитальным вложениям для рассматриваемых вариантов покрытия энергодефицита.

Таблица 7.6 - Сводные данные по капитальным вложениям для рассматриваемых вариантов покрытия энергодефицита

Наименование варианта	Капитальные вложения (в текущих ценах, без учета НДС) в млн. руб.	Соотношение вариантов, в о.е.
Вариант 1 - Сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2 линия	7186,8	2,4
Вариант 2 - Сооружение Кызылской ТЭЦ-2 <i>в том числе затраты на СВМ</i>	20 723,8 1 003,9	6,9
Вариант 3 - Сооружение ПС 500 кВ Тывинская	2 983,0	1,0

Наименьшие капитальные вложения обеспечивает вариант 3, предполагающий сооружение новой ПС 500 кВ Тывинская в случае реализации федерального проекта по передаче мощности в западную Монголию из Хакаской энергосистемы по ВЛ 500 кВ, проходящей по территории Республики Тыва.

Наиболее капиталоемким вариантом является вариант 2, предполагающий сооружение Кызылской ТЭЦ-2.

Для формирования выводов относительно экономической эффективности вариантов необходимо рассчитать дисконтированные затраты по вариантам с учетом того, что вариант 2 (сооружение Кызылской ТЭЦ-2) обеспечивает также решение проблем теплоснабжения региона.

8 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАССМАТРИВАЕМЫХ ВАРИАНТОВ ПОКРЫТИЯ ЭНЕРГОДЕФИЦИТА

Оценка экономической эффективности проведена на базе метода сравнения суммарных дисконтированных затрат по рассматриваемым вариантам покрытия энергодефицита, а именно по вариантам:

- Вариант 1 - сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2 линия;
- Вариант 2 - сооружение Кызылской ТЭЦ-2;
- Вариант 3 - сооружение ПС 500 кВ

Расчет капитальных и эксплуатационных затрат по вариантам приведен в Главе 7.

Следует отметить, что вариант 2, предусматривающий сооружение Кызылской ТЭЦ-2, по сравнению с электросетевыми вариантами развития является комплексным решением проблемы энергодефицита в регионе, поскольку обеспечит покрытие перспективных электрических нагрузок Тывинской энергосистемы и перспективных тепловых нагрузок г. Кызыла.

С точки зрения теплоснабжения альтернативой сооружению Кызылской ТЭЦ-2 является строительство котельных в городе Кызыле. Суммарная тепловая мощность замещающих котельных принята равной установленной тепловой мощности турбоагрегатов Кызылской ТЭЦ-2 (200 Гкал/ч - согласно материалам Схемы теплоснабжения городского округа «Город Кызыл Республики Тыва» на период до 2028 года).

Вследствие этого, для варианта 2 необходимо учесть экономию капитальных затрат на строительство котельных в г. Кызыле, а также экономию затрат за счет выработки тепловой энергии в комбинированном цикле.

Капитальные вложения сооружение котельных в городе Кызыле суммарной мощностью 200 Гкал/ч определены исходя из средней удельной стоимости котельных на твердом топливе 17,3 млн. руб. на Гкал/ч установленной тепловой мощности. Суммарный объем инвестиций в сооружение котельных составит 3 460 млн. руб. в ценах 1 кв. 2017 года.

Расчет экономии затрат за счет выработки тепловой энергии в комбинированном цикле на Кызылской ТЭЦ-2 по сравнению с выработкой на котельных приведен в Таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Расчет экономии затрат за счет выработки тепловой энергии в комбинированном цикле на Кызылской ТЭЦ-2 по сравнению с выработкой на котельных

Наименование показателя	Ед.изм.	Значение
Тариф на тепловую энергию на коллекторах Кызылской ТЭЦ-2, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – по объекту аналогу (в ценах 1 кв. 2017г.)*	руб./Гкал	466,04
Тариф на тепловую энергию на котельной в г. Кызыле - по объекту аналогу (в ценах 1 кв. 2017г.)**	руб./Гкал	1524,67
Отпуск тепла с коллекторов Кызылской ТЭЦ-2 из отборов теплофикационных турбоагрегатов***	тыс. Гкал	564,6 (до 2027 года) 761,9 (с 2027 года)
Годовая экономия затрат за счет выработки тепловой энергии в комбинированном цикле на Кызылской ТЭЦ-2 по сравнению с выработкой на котельных (в ценах 1 кв. 2017г.)	млн.руб.	597,7 (до 2027 года) 806,6 (с 2027 года)
Примечание: * - тариф на 2017 год на тепловую энергию на коллекторах источников тепловой энергии АО «СИБЭКО», производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ** - тариф на 2017 год на тепловую энергию на коллекторах источников тепловой энергии АО «Кызылская ТЭЦ» - работает в режиме котельной *** - параметры отпуска тепловой энергии Кызылской ТЭЦ-2 приняты в соответствии со Схемой теплоснабжения городского округа «Город Кызыл Республики Тыва» на период до 2028 года.		

Расчет суммарных дисконтированных затрат по рассматриваемым вариантам покрытия энергодефицита для ставок дисконтирования DR=5% и DR=10% приведен в таблицах 8.2, 8.3.

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Таблица 8.2 - Расчет суммарных дисконтированных затрат по рассматриваемым вариантам покрытия энергодефицита, DR=5%

Наименование показателя	Сумма за период/ значение	Годы расчетного периода												
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	14	19	24	30
Вариант 1 - Сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2 линия														
Капитальные вложения в сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2 линия	7186,8	479,5	790,5	1181,7	2305,9	2429,2								
Ежегодные эксплуатационные затраты по ВЛ и ПС	3420,0						136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8
Затраты	10606,9	479,5	790,5	1181,7	2305,9	2429,2	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8
Дисконтированные затраты	7880,9	479,5	752,9	1071,8	1991,9	1998,5	107,2	102,1	97,2	92,6	72,5	56,8	44,5	33,2
То же, нарастающим итогом		479,5	1232,4	2304,2	4296,2	6294,7	6401,9	6503,9	6601,2	6693,8	7094,6	7408,7	7654,8	7880,9
Вариант 2 - Сооружение Кызылской ТЭЦ-2														
Капитальные вложения в сооружение Кызылской ТЭЦ-2	19719,8	295,8	1972,0	5916,0	7592,1	3944,0								
Ежегодные эксплуатационные затраты по Кызылской ТЭЦ-2	9520,2						380,8	380,8	380,8	380,8	380,8	380,8	380,8	380,8
Капитальные вложения в сооружение СВМ	1003,9			407,4	500,0	96,6								
Ежегодные эксплуатационные затраты по СВМ	1444,0						57,8	57,8	57,8	57,8	57,8	57,8	57,8	57,8
Экономия капитальных вложений на строительство котельных в г.Кызыле	-3460,0			-1038,0	-1038,0	-1384,0								
Ежегодная экономия затрат за счет выработки тепловой энергии в комбинированном цикле на ТЭЦ	-19119,9						-597,7	-597,7	-597,7	-597,7	-806,6	-806,6	-806,6	-806,6
Затраты	9108,0	295,8	1972,0	5285,3	7054,1	2656,5	-159,1	-159,1	-159,1	-159,1	-368,0	-368,0	-368,0	-368,0
Дисконтированные затраты	11723,9	295,8	1878,1	4794,0	6093,6	2185,5	-124,7	-118,7	-113,1	-107,7	-195,2	-152,9	-119,8	-89,4
То же, нарастающим итогом		295,8	2173,9	6967,8	13061,5	15247,0	15122,3	15003,6	14890,5	14782,7	13839,0	12994,1	12332,0	11723,9
Вариант 3 - Сооружение ПС 500 кВ Тывинская														
Капитальные вложения в сооружение ПС 500 кВ Тывинская	2983,0	195,7	730,6	808,2	927,5	321,0								
Ежегодные эксплуатационные затраты по ВЛ и ПС	3616,5						144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7
Затраты	6599,4	195,7	730,6	808,2	927,5	321,0	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7
Дисконтированные затраты	4367,2	195,7	695,8	733,0	801,2	264,1	113,3	107,9	102,8	97,9	76,7	60,1	47,1	35,1
То же, нарастающим итогом		195,7	891,5	1624,6	2425,8	2689,8	2803,2	2911,1	3013,9	3111,8	3535,7	3867,9	4128,1	4367,2

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

Таблица 8.3 - Расчет суммарных дисконтированных затрат по рассматриваемым вариантам покрытия энергодефицита, DR=10%

Наименование показателя	Сумма за период/ значение	Годы расчетного периода												
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	14	19	24	30
Вариант 1 - Сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2 линия														
Капитальные вложения в сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2 линия	7186,8	479,5	790,5	1181,7	2305,9	2429,2								
Ежегодные эксплуатационные затраты по ВЛ и ПС	3420,0						136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8
Затраты	10606,9	479,5	790,5	1181,7	2305,9	2429,2	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8	136,8
Дисконтированные затраты	6414,6	479,5	718,7	976,6	1732,5	1659,2	84,9	77,2	70,2	63,8	39,6	24,6	15,3	8,6
То же, нарастающим итогом		479,5	1198,2	2174,8	3907,2	5566,4	5651,4	5728,6	5798,8	5862,6	6104,5	6254,7	6348,0	6414,6
Вариант 2 - Сооружение Кызылской ТЭЦ-2														
Капитальные вложения в сооружение Кызылской ТЭЦ-2	19719,8	295,8	1972,0	5916,0	7592,1	3944,0								
Ежегодные эксплуатационные затраты по Кызылской ТЭЦ-2	9520,2						380,8	380,8	380,8	380,8	380,8	380,8	380,8	380,8
Капитальные вложения в сооружение СВМ	1003,9			407,4	500,0	96,6								
Ежегодные эксплуатационные затраты по СВМ	1444,0						57,8	57,8	57,8	57,8	57,8	57,8	57,8	57,8
Экономия капитальных вложений на строительство котельных в г.Кызыле	-3460,0			-1038,0	-1038,0	-1384,0								
Ежегодная экономия затрат за счет выработки тепловой энергии в комбинированном цикле на ТЭЦ	-19119,9						-597,7	-597,7	-597,7	-597,7	-806,6	-806,6	-806,6	-806,6
Затраты	9108,0	295,8	1972,0	5285,3	7054,1	2656,5	-159,1	-159,1	-159,1	-159,1	-368,0	-368,0	-368,0	-368,0
Дисконтированные затраты	11830,1	295,8	1792,7	4368,1	5299,9	1814,4	-98,8	-89,8	-81,7	-74,2	-106,6	-66,2	-41,1	-23,2
То же, нарастающим итогом		295,8	2088,5	6456,6	11756,4	13570,9	13472,1	13382,2	13300,6	13226,3	12664,1	12260,0	12009,1	11830,1
Вариант 3 - Сооружение ПС 500 кВ Тывинская														
Капитальные вложения в сооружение ПС 500 кВ Тывинская	2983,0	195,7	730,6	808,2	927,5	321,0								
Ежегодные эксплуатационные затраты по ВЛ и ПС	3616,5						144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7
Затраты	6599,4	195,7	730,6	808,2	927,5	321,0	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7
Дисконтированные затраты	3340,7	195,7	664,2	667,9	696,8	219,2	89,8	81,7	74,2	67,5	41,9	26,0	16,2	9,1
То же, нарастающим итогом		195,7	859,9	1527,8	2224,7	2443,9	2533,7	2615,4	2689,6	2757,1	3012,9	3171,7	3270,4	3340,7

001/17/ДРЭС-ЭЭС.03

В таблице 8.4 приведены сводные данные по сравнению суммарных дисконтированных затрат для рассматриваемых вариантов покрытия энергодефицита.

Таблица 8.4 - Сводные данные по сравнению суммарных дисконтированных затрат для рассматриваемых вариантов покрытия энергодефицита.

Наименование варианта	Суммарные дисконтированные затраты (в текущих ценах, без учета НДС) в млн. руб.		Соотношение вариантов, в о.е.	
	DR=5%	DR=10%	DR=5%	DR=10%
Вариант 1 - Сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран – Кызылская, 2 линия	7880,9	6414,6	1,80	1,92
Вариант 2 - Сооружение Кызылской ТЭЦ-2	11 723,9	11 830,1	2,68	3,54
Вариант 3 - Сооружение ПС 500 кВ Тывинская	4 367,2	3 340,7	1,00	1,00

С экономической точки зрения наиболее выгодным вариантом покрытия энергодефицита в Республике Тыва является вариант 3 - сооружение ПС 500 кВ Тывинская в г. Кызыле. Однако данный вариант возможно реализовать только при реализации федерального проекта по передаче мощности в западную Монголию из Хакасской энергосистемы по ВЛ 500 кВ, проходящей по территории Республики Тыва.

Наименее выгодным с точки зрения затрат является вариант сооружения Кызылской ТЭЦ-2.

9 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ ТЫВА

В региональном варианте прогноза электропотребления для всех рассмотренных вариантов покрытия дефицита мощности Тывинской энергосистемы, также как и в базовом варианте прогноза, строительство и реконструкция сетевых объектов 35-110-220 кВ аналогичны, за исключением необходимости строительства электросетевых объектов, необходимых для реализации каждого из рассмотренных вариантов, а также необходимости дополнительно реконструкции следующих электросетевых объектов ДЗО ПАО «МРСК Сибири» - АО «Тываэнерго».

• ПС 35 кВ Каа-Хем, 2х10 МВА

В настоящее время идет активное расширение п.г.т. Каа-Хем за счет индивидуального жилищного строительства, ведется строительство спортивно-культурного центра (1,32 МВт), планируется строительство микрорайона Серебрянка, детского сада, 5-тиэтажных многоквартирных домов (мощность объектов 6,2 МВт в соответствии с заявкой на ТП от 18.02.2016 г.).

Подключение новых объектов требует строительства нового центра питания 35/10 кВ – ПС 35 кВ Каа-Хем, что позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителей п.г.т. Каа-Хем.

На ПС 35 кВ Каа-Хем предусматривается установка двух трансформаторов напряжением 35/10 кВ мощностью по 10 МВА. Присоединение подстанции предусматривается выполнить по двухцепной ВЛ 35 кВ Кызылская – Каа-Хем I,II цепи протяженностью по 5,8 км, выполненной проводом АС-120.

Схема РУ-35 кВ ПС 35 кВ Каа-Хем принята «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (типовая схема №35-4Н).

Ориентировочные затраты на сооружение ПС 35 кВ Каа-Хем составят в текущем уровне цен (без учета НДС) – 105 млн. руб., стоимость сооружения ВЛ 35 кВ Кызылская – Каа-Хем I,II цепи – 63 млн. руб.

Выводы по результатам технико-экономического сравнения трех возможных вариантов покрытия энергодефицита Тывинской энергосистемы приведены в Заключение.

10 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данного тома была выполнена оценка перспективы развития электроэнергетического комплекса Тывинской энергосистемы на перспективу до 2022 года для регионального варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности, выполненного по материалам Правительства Республики Тыва.

В соответствии с региональным вариантом прогноза потребления электроэнергии и мощности к 2022 году максимум нагрузки энергосистемы Республики Тыва прогнозируется на уровне 240 МВт. Относительно отчетного 2017 года максимум нагрузки энергосистемы возрастет на 80,3 МВт (на 50,3%).

В рамках работы было проведено технико-экономическое сравнение трех возможных вариантов покрытия энергодефицита Тывинской энергосистемы на перспективу до 2022 года:

Вариант 1 - Сооружение ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная-Туран-Кызылская;

Вариант 2 - Сооружение Кызылской ТЭЦ-2;

Вариант 3 - Сооружение ПС 500 кВ Тывинская.

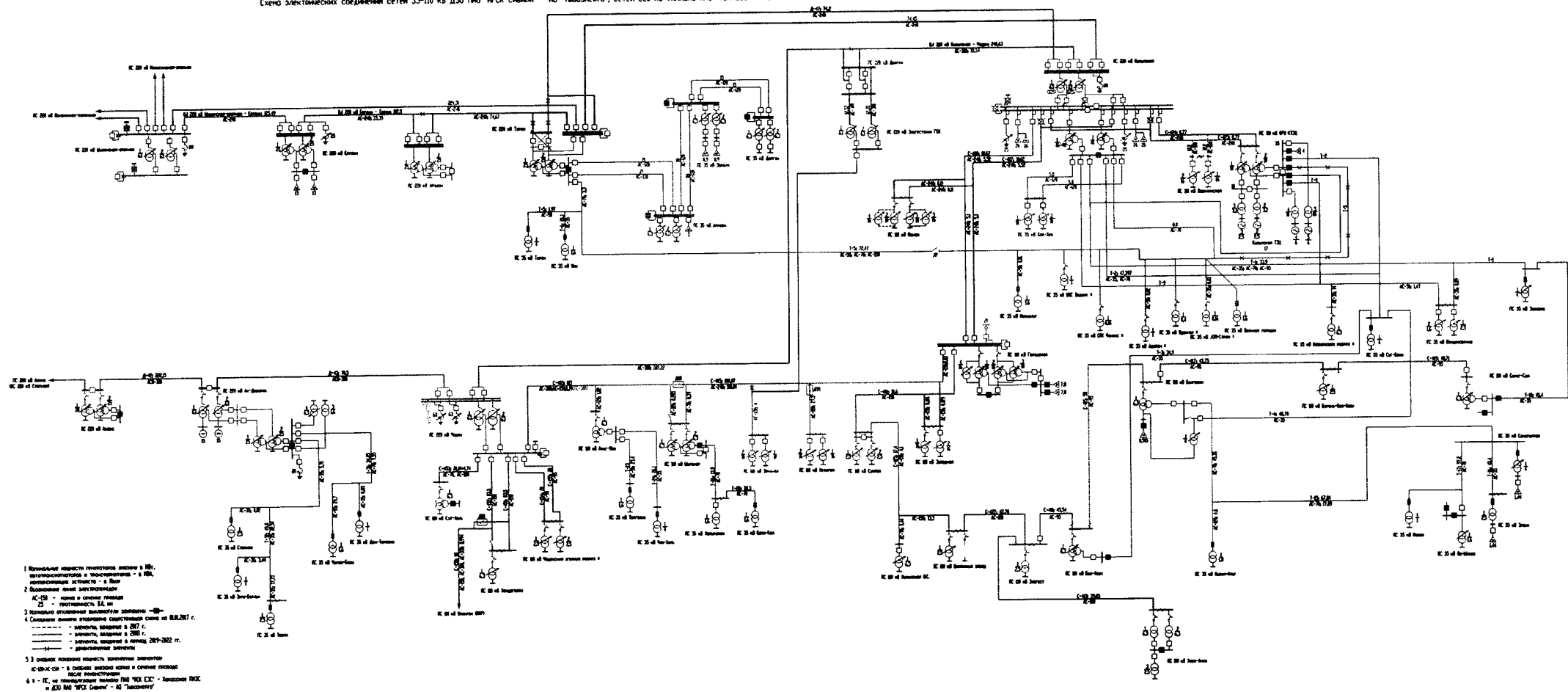
С технической точки зрения каждый из рассмотренных вариантов обеспечивает электроснабжение существующих и перспективных потребителей Республики Тыва на перспективу до 2022 года.

С экономической точки зрения наименее затратным (без учета стоимости сооружения ВЛ 500 кВ Означенное – Тывинская, ВЛ 500 кВ Тывинская – гос. Граница с Монголией) вариантом покрытия энергодефицита является вариант 3, предусматривающий сооружение ПС 500 кВ Тывинская в г. Кызыле. Данный вариант возможно осуществить при реализации федерального проекта по передаче мощности в западную Монголию из Хакасской энергосистемы по ВЛ 500 кВ, проходящей по территории Республики Тыва. Вследствие того, что данный федеральный проект еще находится в стадии проработки и отсутствуют конкретные данные относительно его обоснованности и сроков реализации, вариант 3 в настоящее время имеет низкую вероятность реализации.

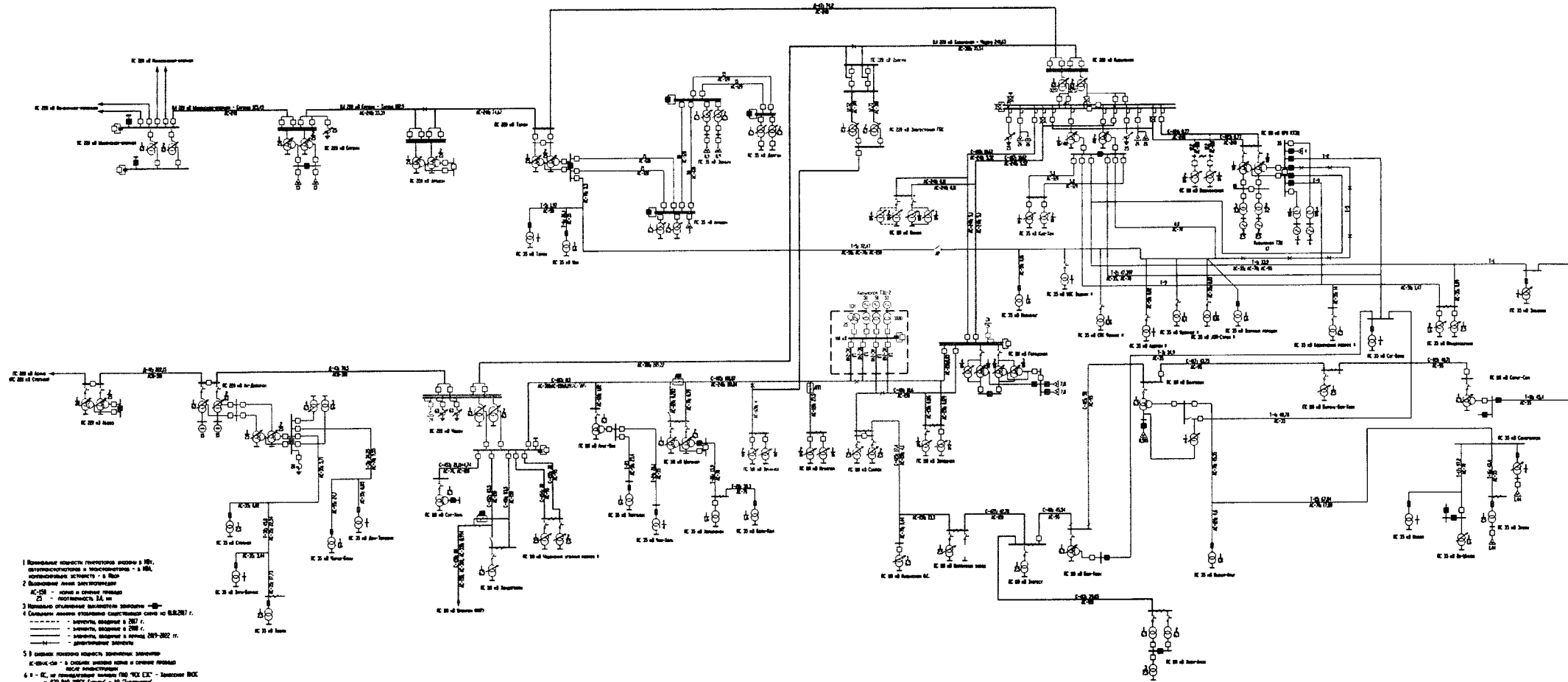
Наиболее высокую вероятность реализации имеет вариант 1 – сооружение второй ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная-Туран-Кызылская. Данный проект предусмотрен Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. и обеспечивает более низкие затраты по сравнению с вариантом сооружения Кызылской ТЭЦ-2.

Вариант 2, предусматривающий сооружение Кызылской ТЭЦ-2 по сравнению с электросетевыми вариантами развития является комплексным решением проблемы энергодефицита в регионе, поскольку обеспечит покрытие перспективных электрических нагрузок Тывинской энергосистемы и перспективных тепловых нагрузок г. Кызыла. Реализация данного варианта будет в большей мере способствовать социально-экономическому развитию региона и является более предпочтительной с точки зрения экологического фактора. Следует отметить, что на показатели экономической эффективности сооружения Кызылской ТЭЦ-2 значительное влияние оказывает информация о прогнозных тепловых нагрузках г. Кызыла. Используемая в работе информация о прогнозных тепловых нагрузках г. Кызыла, взятая из Схемы теплоснабжения г. Кызыла, выполненной в 2014 году, является уже достаточно неактуальной. Вследствие этого, для получения более объективной информации относительно экономической эффективности проекта сооружения Кызылской ТЭЦ-2 необходимо выполнить актуализацию прогноза тепловых нагрузок г. Кызыла.

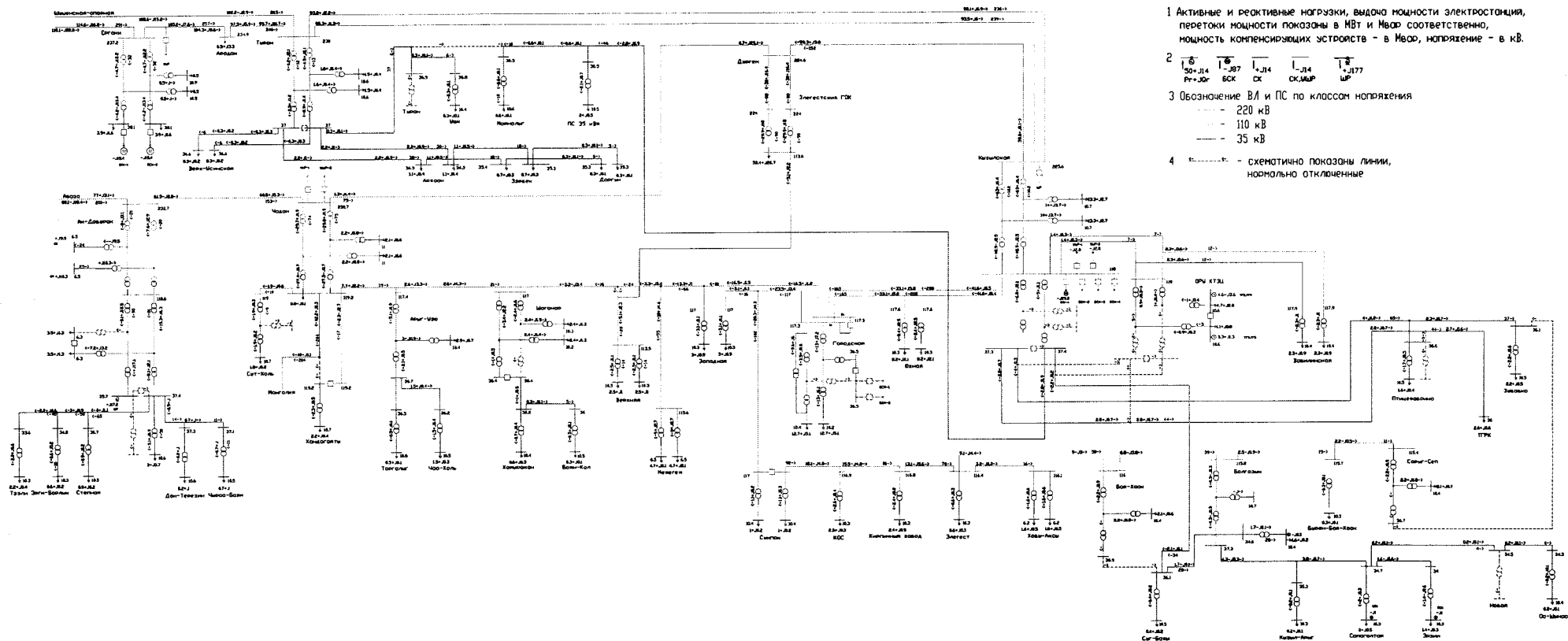
Приложение А
Схемо электрических соединений сетей 35-110 кВ ДЭО ПАО "ИРСК Сибири" - АО "Тываэнерго", сетей 220 кВ филиала ПАО "ИРСК ЭЭС" - Хакасское ГПСХ на 01.01.2017 г. с перспективой до 2022 г. Региональный вариант 1 - сооружение ВЛ 220 кВ Шенской-опора-Тизон-Камойская



Приложение 5
 Схема электрических соединений сетей 35-110 кВ ДЗО ПАО "РЭК Сибири" - АО "Тывозного", сетей 220 кВ филиала ПАО "РЭК ЕЭС" - Хакасское РЭС от 01.01.2017 г. с перспективой до 2022 г. Региональный вариант 2 - сооружение Казимской ТЭЦ-2



Приложение Г - Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зимний максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 1 - сооружение ВЛ 220 кВ Шиженская-опорная-Турон-Кызылская

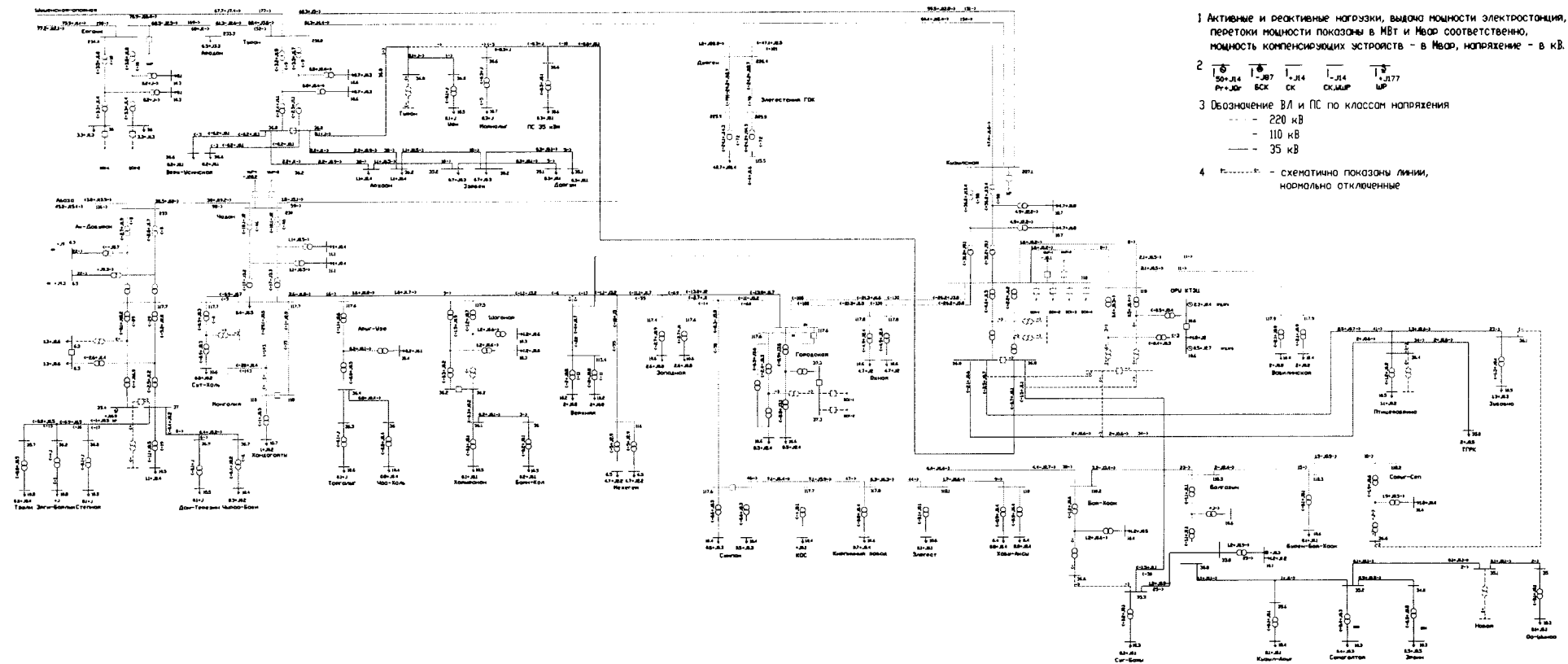


- 1 Активные и реактивные нагрузки, выдача мощности электростанция, перетоки мощности показаны в кВт и Мвар соответственно, мощность компенсирующих устройств - в Мвар, напряжение - в кВ.
- 2

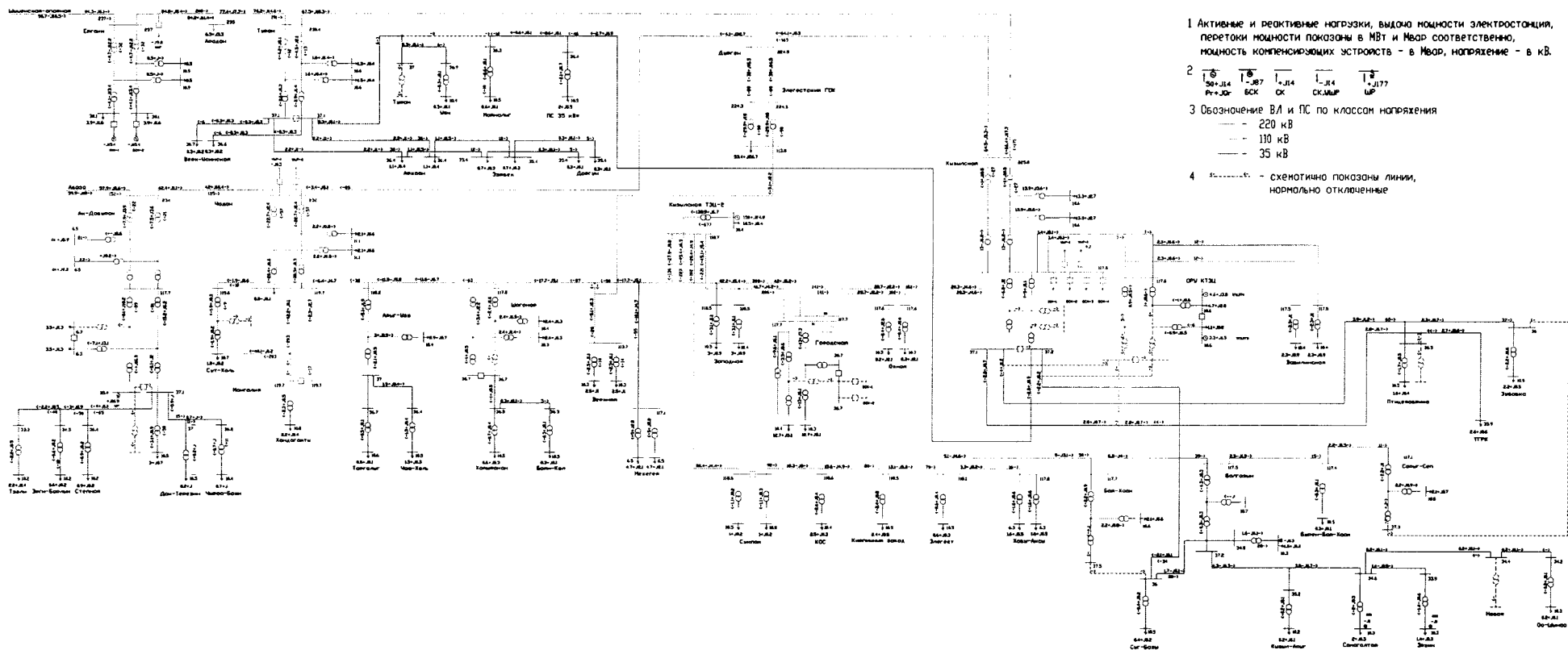
$\begin{array}{c} \text{Г} \\ \text{30+14} \\ \text{Р+30} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{Г} \\ \text{1-37} \\ \text{БСК} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{Г} \\ \text{2-14} \\ \text{СК} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{Г} \\ \text{2-14} \\ \text{СК, МУР} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{Г} \\ \text{2-177} \\ \text{УР} \end{array}$
--	--	---	--	--
- 3 Обозначение ВЛ и ПС по классам напряжения

-----	220 кВ
-----	110 кВ
-----	35 кВ
- 4  - схематично показаны линии, нормально отключенные

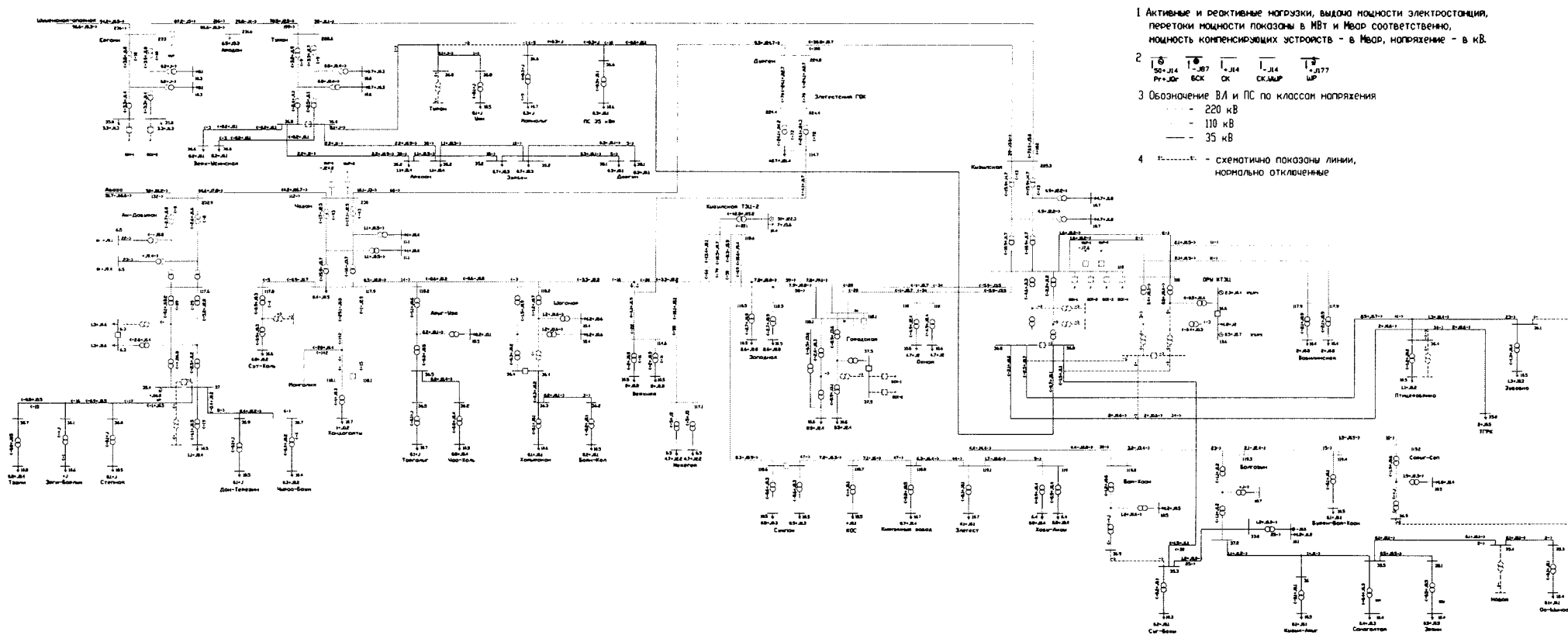
Приложение Д - Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тувинской энергосистемы. Летний максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 1 - сооружение ВЛ 220 кВ Шенской-опорная-Тэран-Кизилская



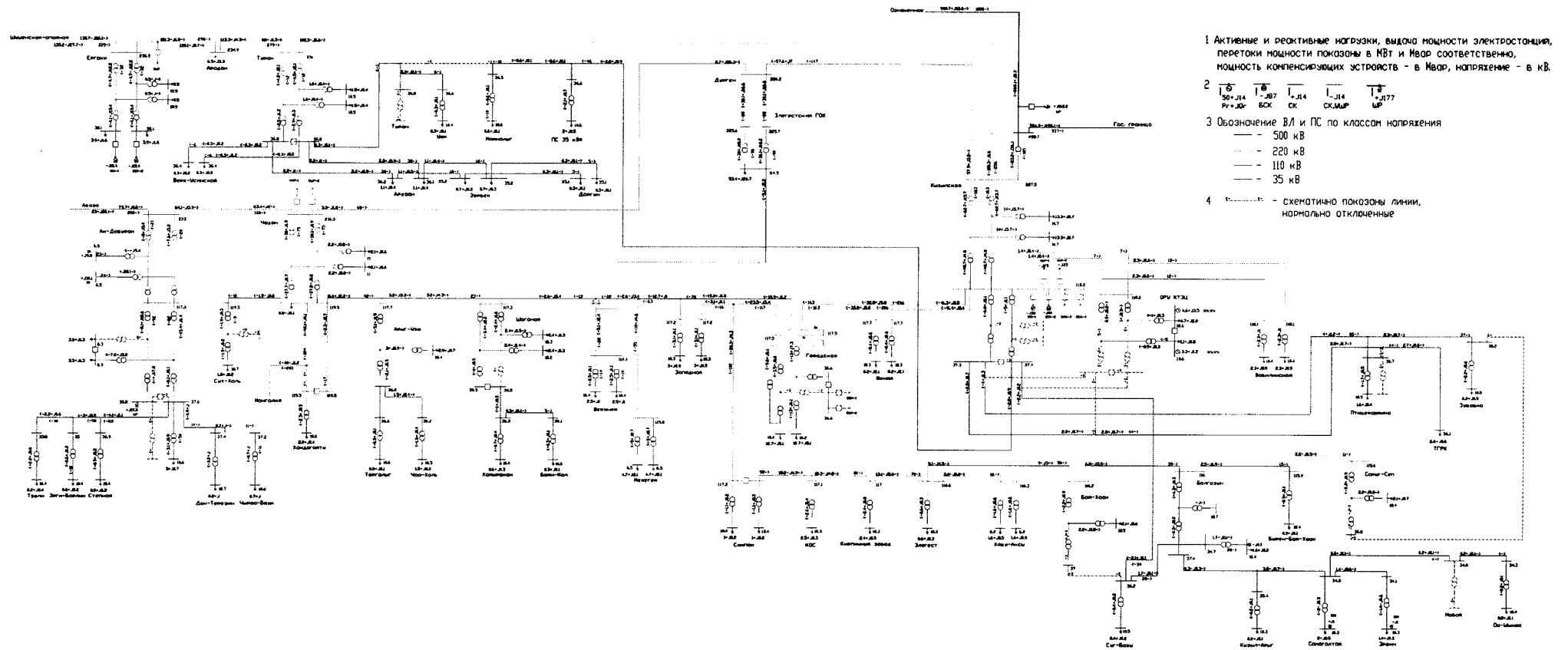
Приложение Е - Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зинния максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 2 - сооружение Кызылской ТЭЦ-2



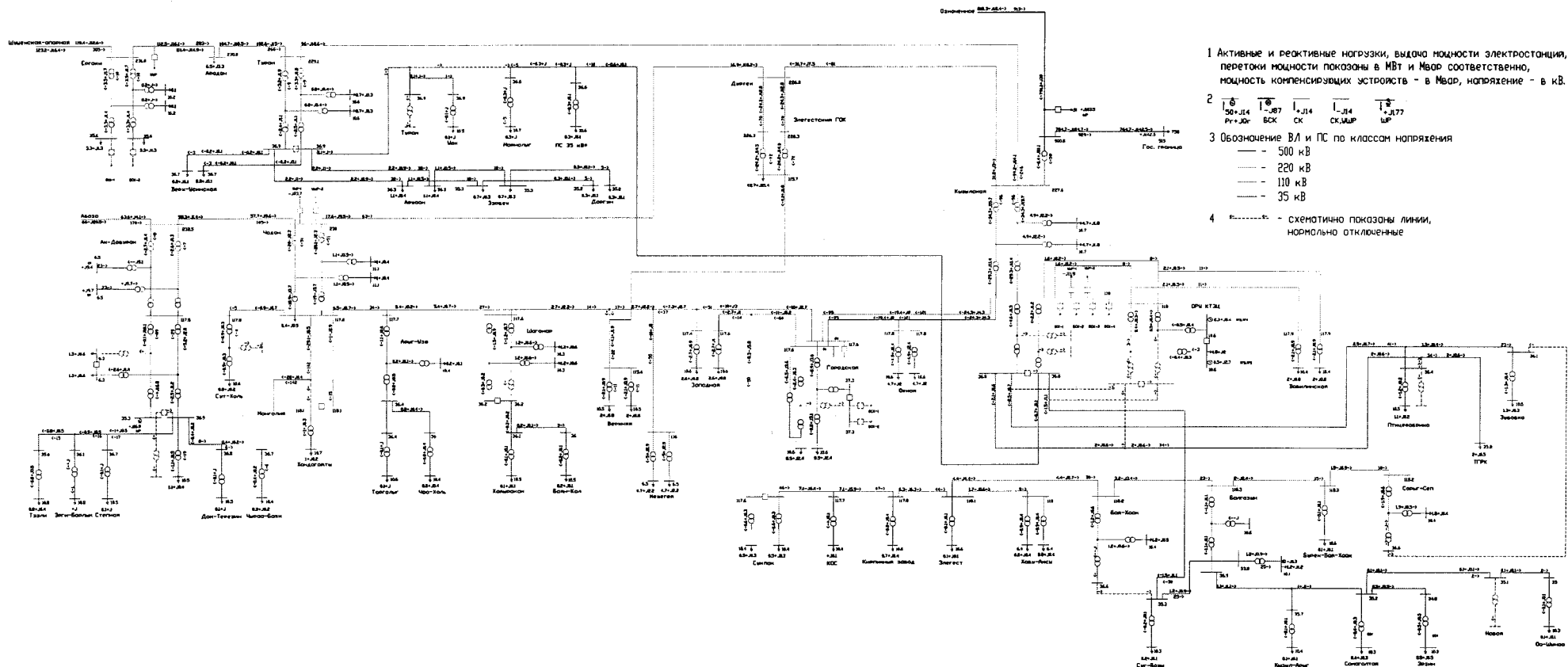
Приложение Ж - Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Летний максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 2 - сооружение Кызылская ТЭЦ-2



Приложение И – Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Зимний максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 3 – сооружение ПС 500 кВ



Приложение К - Режим потокораспределения мощности и уровни напряжения в сетях 35 кВ и выше Тывинской энергосистемы. Летний максимум 2022 г. Нормальный режим. Региональный вариант 3 - сооружение ПС 500 кВ



Приложение Л

Уровни токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций Тывинской энергосистемы на 2022 год. Региональный вариант 2 - сооружение Кызылской ТЭЦ-2.

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ				IA (кА)		Однофазное КЗ		IA (кА)	
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.			
U=234.2/0		Z1=9.617+j49.774		Z2=9.617+j49.774		Z0=5.915+j57.619					
63701-	АРАДАН	2,67	101	0	0	2,55	99	0	0		
637	ТУРАН	0,96	100	1,71	-78	0,87	99	1,68	-81		
6511	ЕРГАКИ	1,71	102	0,96	-80	1,44	100	1,1	-82		
63703	1АТ	0	0	2,67	-79	0,12	93	2,43	-81		
63704	2АТ	0	0	2,67	-79	0,12	93	2,43	-81		
U=232.2/0		Z1=9.518+j53.166		Z2=9.518+j53.166		Z0=6.402+j55.802					
637-	ТУРАН	2,48	100	0	0	2,45	99	0	0		
678	КЫЗЫЛСКАЯ	1,28	98	1,2	-77	1,17	98	1,28	-80		
6371	1 Т	0	0	2,48	-80	0,11	93	2,34	-81		
6372	2 Т	0	0	2,48	-80	0,11	93	2,34	-81		
63701	АРАДАН	1,2	103	1,28	-82	1,05	101	1,4	-83		
U=38.9/0		Z1=0.267+j9.033		Z2=0.267+j9.033		Z0=0.000-j-0.000					
6374-	ТУРАН 35	2,48	92	0	0	0	0	0	0		
6371	1 Т	2,48	92	0	0	0	0	0	0		
63761	ОТП.	0	0	2,48	-88	0	0	0	0		
63768	АРЖААН 1С	0	0	2,48	-88	0	0	0	0		
U=38.9/0		Z1=0.267+j9.091		Z2=0.267+j9.091		Z0=0.000-j-0.000					
6376-	ТУРАН 35	2,47	92	0	0	0	0	0	0		
6372	2 Т	2,47	92	0	0	0	0	0	0		
63769	АРЖААН 2С	0	0	2,47	-88	0	0	0	0		
U=230.1/0		Z1=5.719+j46.979		Z2=5.719+j46.979		Z0=2.019+j30.447					
678-	КЫЗЫЛСКАЯ	2,81	97	0	0	3,19	96	0	0		
637	ТУРАН	0,94	104	1,88	-86	0,88	102	2,31	-86		
692	ЧАДАН	0,3	99	2,51	-83	0,3	99	2,88	-84		
6971	1 АТ	0,64	92	2,17	-81	0,78	92	2,41	-82		
6972	2 АТ	0,64	92	2,17	-81	0,78	92	2,41	-82		
69202	ДУРГЕН	0,3	99	2,51	-83	0,44	98	2,74	-84		
U=119.8/0		Z1=1.137+j12.331		Z2=1.137+j12.331		Z0=0.307+j5.238					
6871-	КЫЗЫЛСКАЯ 110	5,59	95	0	0	6,92	95	0	0		
4561	1 Т	0	0	5,59	-85	0	0	6,92	-85		
6971	1 АТ	1,1	99	4,49	-85	1,57	97	5,35	-85		
6972	2 АТ	1,1	99	4,49	-85	1,57	97	5,35	-85		
45611	2Т	0	0	5,59	-85	0	0	6,92	-85		
68711	ОТП.	1,52	94	4,07	-84	1,58	94	5,34	-85		
68712	ОТП.	1,52	94	4,07	-84	1,58	94	5,34	-85		
77772		0,17	90	5,41	-84	0,31	92	6,61	-85		
77773		0,18	90	5,4	-84	0,32	92	6,6	-85		

Продолжение приложения Л

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ				Однофазное КЗ			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=40.2/0		Z1=0.128+j5.387		Z2=0.128+j5.387		Z0=0.000-j-0.000			
4563-	КЫЗЫЛСКАЯ 35	4,31	92	0	0	0	0	0	0
4561	1 Т	4,31	92	0	0	0	0	0	0
4565	ОТП.	0	0	4,31	-88	0	0	0	0
45651	ОТП.	0	0	4,31	-88	0	0	0	0
U=40.2/0		Z1=0.128+j5.387		Z2=0.128+j5.387		Z0=0.000-j-0.000			
45631-	КЫЗЫЛЬСКАЯ 35	4,31	92	0	0	0	0	0	0
4564	СУГ-БАЖЫ	0	0	4,31	-88	0	0	0	0
45611	2Т	4,31	92	0	0	0	0	0	0
63767	ВЕДОМСТВЕННЫЕ ПС	0	0	4,31	-88	0	0	0	0
U=230.4/0		Z1=8.297+j57.715		Z2=8.297+j57.715		Z0=4.170+j45.345			
69202-	ДУРГЕН	2,28	98	0	0	2,46	98	0	0
678	КЫЗЫЛСКАЯ	1,83	98	0,45	-81	1,75	98	0,72	-83
692	ЧАДАН	0,45	99	1,83	-82	0,43	99	2,03	-83
69203	ЭЛЕГ. ГОК 1С	0	0	2,28	-82	0,14	93	2,32	-82
69204	ЭЛЕГ. ГОК 2С	0	0	2,28	-82	0,14	93	2,32	-82
U=230.4/0		Z1=9.466+j62.956		Z2=9.466+j62.956		Z0=5.257+j54.522			
69203-	ЭЛЕГ. ГОК 1С	2,09	99	0	0	2,19	98	0	0
69202	ДУРГЕН	2,04	99	0,05	-93	1,96	99	0,23	-89
69205	1АТ	0,05	87	2,04	-81	0,23	91	1,96	-81
U=230.4/0		Z1=9.448+j62.889		Z2=9.448+j62.889		Z0=5.240+j54.410			
69204-	ЭЛЕГ. ГОК 2С	2,09	99	0	0	2,2	98	0	0
69202	ДУРГЕН	2,04	99	0,05	-93	1,97	99	0,23	-89
69208	2АТ	0,05	87	2,04	-81	0,23	91	1,97	-81
U=121.3/0		Z1=2.467+j30.675		Z2=2.467+j30.675		Z0=0.432+j12.742			
69207-	ЭЛ. ГОК 110 1С	2,28	95	0	0	2,83	94	0	0
69205	1АТ	1,14	95	1,14	-85	1,33	94	1,49	-86
69210	ЭЛЕГ ГОК 110 2С	1,14	95	1,14	-85	1,33	94	1,49	-86
78001	ВЕРХНЯЯ	0	0	2,28	-85	0,16	94	2,67	-86
U=121.3/0		Z1=2.467+j30.675		Z2=2.467+j30.675		Z0=0.432+j12.742			
69210-	ЭЛЕГ ГОК 110 2С	2,28	95	0	0	2,83	94	0	0
69207	ЭЛ. ГОК 110 1С	1,14	95	1,14	-85	1,49	94	1,33	-86
69208	2АТ	1,14	95	1,14	-85	1,33	94	1,49	-86
U=234.8/0		Z1=10.627+j66.707		Z2=10.627+j66.707		Z0=4.359+j59.756			
677-	АК-ДОВУРАК	2,01	99	0	0	2,09	98	0	0
679	АБАЗА	0,86	98	1,15	-80	0,71	97	1,37	-82
692	ЧАДАН	1,15	100	0,86	-82	1,03	100	1,05	-84
6771	АТ 1	0	0	2,01	-81	0,13	94	1,96	-82
6772	АТ 2	0	0	2,01	-81	0,21	94	1,88	-82
U=123.6/0		Z1=2.944+j48.252		Z2=2.944+j48.252		Z0=0.264+j17.888			
6773-	2 С АК-ДОВУРАК	1,48	94	0	0	1,87	93	0	0
6774	1 САК-ДОВУРАК	1,48	94	0	0	1,75	93	0,12	-88
6782	2 Т	0	0	1,48	-86	0,12	92	1,75	-87

Продолжение приложения Л

приложение 1									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ				Однофазное КЗ			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=123.6/0		Z1=2.944+j48.252		Z2=2.944+j48.252		Z0=0.264+j17.888			
6774-	1 С АК-ДОВУРАК	1,48	94	0	0	1,87	93	0	0
6772	АТ 2	1,48	94	0	0	1,62	93	0,25	-88
6773	2 С АК-ДОВУРАК	0	0	1,48	-86	0,12	92	1,75	-87
6781	1 Т	0	0	1,48	-86	0,12	92	1,74	-87
U=41.3/0		Z1=0.352+j11.593		Z2=0.352+j11.593		Z0=0.000+j0.000			
67821-	АК-ДОВУРАК 35 2С	2,06	92	0	0	0	0	0	0
16	ОТП.	0	0	2,06	-88	0	0	0	0
6782	2 Т	2,06	92	0	0	0	0	0	0
67823	ОТП.	0	0	2,06	-88	0	0	0	0
U=232.3/0		Z1=10.203+j64.832		Z2=10.203+j64.832		Z0=4.970+j55.614			
692-	ЧАДАН	2,04	99	0	0	2,15	98	0	0
28	АТ 1	0,11	100	1,94	-81	0,22	95	1,94	-82
677	АК-ДОВУРАК	0,73	98	1,32	-81	0,73	98	1,42	-82
678	КЫЗЫЛСКАЯ	0,56	99	1,49	-81	0,5	99	1,66	-82
6921	АТ 2	0,11	100	1,94	-81	0,21	95	1,94	-82
69202	ДУРГЕН	0,55	99	1,49	-81	0,5	99	1,65	-82
U=121.9/0		Z1=3.171+j26.550		Z2=3.171+j26.550		Z0=0.699+j13.617			
6923-	ЧАДАН 110	2,63	97	0	0	3,15	96	0	0
28	АТ 1	1,05	95	1,59	-82	1,32	95	1,83	-83
6691	ОТП.	0,54	104	2,1	-85	0,48	103	2,67	-85
6921	АТ 2	1,05	95	1,58	-82	1,33	95	1,82	-83
69221	СУТ-ХОЛЬ	0	0	2,63	-83	0	0	3,15	-84
69222	ХАНДАГАЙТЫ	0	0	2,63	-83	0	0	3,15	-84
69223	ОТП.	0	0	2,63	-83	0,03	101	3,12	-84
69231	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	0	0	2,63	-83	0	0	3,15	-84
69232	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	0	0	2,63	-83	0	0	3,15	-84
U=121.9/0		Z1=13.231+j37.950		Z2=13.231+j37.950		Z0=14.639+j47.807			
69221-	СУТ-ХОЛЬ	1,75	109	0	0	1,62	108	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,75	109	0	0	1,62	108	0	0
U=121.9/0		Z1=20.211+j61.640		Z2=20.211+j61.640		Z0=17.863+j120.118			
69223-	ОТП.	1,08	108	0	0	0,84	104	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,08	108	0	0	0,75	104	0,09	-79
69224	НА УЛАНГОМ	0	0	1,08	-72	0,09	101	0,75	-76
U=121.9/0		Z1=9.191+j35.230		Z2=9.191+j35.230		Z0=9.719+j54.417			
69231-	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	1,93	105	0	0	1,65	103	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,93	105	0	0	1,65	103	0	0
U=121.9/0		Z1=9.191+j35.230		Z2=9.191+j35.230		Z0=9.719+j54.417			
69232-	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	1,93	105	0	0	1,65	103	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,93	105	0	0	1,65	103	0	0
U=121.9/0		Z1=20.211+j61.640		Z2=20.211+j61.640		Z0=30.269+j178.537			
69222-	ХАНДАГАЙТЫ	1,08	108	0	0	0,68	103	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,08	108	0	0	0,68	103	0	0

Продолжение приложения Л

приложение 1											
1-Пояс		Наименование		Трёхфазное КЗ		IA(кА)		Однофазное КЗ		IA(кА)	
Узла		Узла		на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=121.9/0		Z1=42.851+j108.260		Z2=42.851+j108.260		Z0=11.706+j133.337					
69224-	НА УЛАНГОМ	0,6	112	0	0	0,58	106	0	0		
0		0	0	0,6	-68	0,12	101	0,47	-73		
69223	ОТП.	0,6	112	0	0	0,47	107	0,12	-79		
U=120.9/0		Z1=7.336+j36.344		Z2=7.336+j36.344		Z0=13.745+j68.612					
66911-	АРЫГ-УЗЮ	1,88	102	0	0	1,45	102	0	0		
6691	ОТП.	1,88	102	0	0	1,45	102	0	0		
66912	1 Т	0	0	1,88	-78	0	0	1,45	-78		
U=40.3/0		Z1=0.815+j25.593		Z2=0.815+j25.593		Z0=0.000-j-0.000					
66913-	АРЫГ-УЗЮ 35	0,91	92	0	0	0	0	0	0		
66912	1 Т	0,91	92	0	0	0	0	0	0		
66915	ТОРГАЛЫГ	0	0	0,91	-88	0	0	0	0		
66916	ЧАА-ХОЛЬ	0	0	0,91	-88	0	0	0	0		
U=120.6/0		Z1=7.404+j35.393		Z2=7.404+j35.393		Z0=14.245+j69.864					
66921-	ШАГОНАР 2С	1,93	102	0	0	1,45	102	0	0		
40		1,93	102	0	0	1,45	102	0	0		
66922	ШАГОНАР 1С	0	0	1,93	-78	0	0	1,45	-78		
66924	2 Т	0	0	1,93	-78	0	0	1,45	-78		
U=120.6/0		Z1=7.404+j35.393		Z2=7.404+j35.393		Z0=14.245+j69.864					
66922-	ШАГОНАР 1С	1,93	102	0	0	1,45	102	0	0		
66921	ШАГОНАР 2С	1,93	102	0	0	1,45	102	0	0		
66923	1 Т	0	0	1,93	-78	0	0	1,45	-78		
U=40.2/0		Z1=0.823+j30.523		Z2=0.823+j30.523		Z0=0.000-j-0.000					
66925-	ШАГОНАР 35	0,76	92	0	0	0	0	0	0		
66296	ШАГОНАР 35	0	0	0,76	-88	0	0	0	0		
66923	1 Т	0,76	92	0	0	0	0	0	0		
U=119.4/0		Z1=0.926+j11.954		Z2=0.926+j11.954		Z0=0.442+j5.277					
6595-	ГОРОДСКАЯ	5,75	95	0	0	7,06	95	0	0		
7700	КЫЗЫЛ. ТЭЦ 1С	2,14	90	3,62	-83	2,64	92	4,43	-83		
64951	1 Т	0	0	5,75	-85	0,06	90	7	-85		
64953	ГОРОДСКАЯ 10	0	0	5,75	-85	0	0	7,06	-85		
65951	ОТП.	1,32	95	4,43	-86	1,64	96	5,42	-86		
67951	2 Т	0	0	5,75	-85	0,06	90	7	-85		
67954	3 Т	0	0	5,75	-85	0,06	90	7,01	-85		
68711	ОТП.	1,15	98	4,6	-86	1,3	98	5,77	-86		
68712	ОТП.	1,15	98	4,6	-86	1,3	98	5,77	-86		
U=40.1/0		Z1=0.104+j9.141		Z2=0.104+j9.141		Z0=0.000-j-0.000					
64952-	ГОРОДСКАЯ 35 1Т	2,53	91	0	0	0	0	0	0		
64951	1 Т	2,53	91	0	0	0	0	0	0		
U=40.1/0		Z1=0.104+j10.950		Z2=0.104+j10.950		Z0=0.000-j-0.000					
67952-	ГОРОДСКАЯ 35 2Т	2,11	91	0	0	0	0	0	0		
67951	2 Т	2,11	91	0	0	0	0	0	0		
U=40.1/0		Z1=0.104+j11.485		Z2=0.104+j11.485		Z0=0.000-j-0.000					
67955-	ГОРОДСКАЯ 35 3Т	2,01	91	0	0	0	0	0	0		
67954	3 Т	2,01	91	0	0	0	0	0	0		

Продолжение приложения Л

1-Пояс		Наименование		Трёхфазное КЗ		IA (кА)		Однофазное КЗ		IA (кА)	
Узла		Узла		на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=119.2/0		Z1=71.804+j119.996		Z2=71.804+j119.996		Z0=96.541+j298.968					
65978-	САРЫГ-СЕП	0,49	121	0	0	0,35	114	0	0		
4568	1 Т	0	0	0,49	-59	0	0	0,35	-66		
65977	БУРЕНЬ-БАЙ-ХААК	0,49	121	0	0	0,35	114	0	0		
U=39.7/0		Z1=7.978+j37.824		Z2=7.978+j37.824		Z0=0.000-j-0.000					
45682-	САРЫГ-СЕП 35	0,59	102	0	0	0	0	0	0		
4568	1 Т	0,59	102	0	0	0	0	0	0		
U=119.2/0		Z1=59.554+j102.326		Z2=59.554+j102.326		Z0=78.181+j245.968					
65977-	БУРЕНЬ-БАЙ-ХААК	0,58	120	0	0	0,42	114	0	0		
65976	БАЛГАЗЫН	0,58	120	0	0	0,42	114	0	0		
65978	САРЫГ-СЕП	0	0	0,58	-60	0	0	0,42	-66		
U=119.2/0		Z1=46.384+j83.326		Z2=46.384+j83.326		Z0=58.451+j189.008					
65976-	БАЛГАЗЫН	0,72	119	0	0	0,53	113	0	0		
7893	1 Т	0	0	0,72	-61	0	0	0,53	-67		
65975	БАЙ-ХААК	0,72	119	0	0	0,53	113	0	0		
65977	БУРЕНЬ-БАЙ-ХААК	0	0	0,72	-61	0	0	0,53	-67		
U=39.7/0		Z1=5.154+j31.026		Z2=5.154+j31.026		Z0=0.000-j-0.000					
7891-	БАЛГАЗЫН 35	0,73	100	0	0	0	0	0	0		
7812	ОТП.	0	0	0,73	-80	0	0	0	0		
7893	1 Т	0,73	100	0	0	0	0	0	0		
78911	БАЛГАЗЫН. О.С.	0	0	0,73	-80	0	0	0	0		
U=119.2/0		Z1=28.934+j58.166		Z2=28.934+j58.166		Z0=32.301+j113.518					
65975-	БАЙ-ХААК	1,06	117	0	0	0,84	112	0	0		
8771	1 Т	0	0	1,06	-63	0	0	0,84	-68		
65973	ЭЛЕГЕСТ	1,06	117	0	0	0,84	112	0	0		
65976	БАЛГАЗЫН	0	0	1,06	-63	0	0	0,84	-68		
U=119.2/0		Z1=24.894+j55.336		Z2=24.894+j55.336		Z0=6.820+j58.011					
65974-	ХОВУ-АКСЫ	1,13	114	0	0	1,16	109	0	0		
0		0	0	1,13	-66	0,23	102	0,93	-70		
65973	ЭЛЕГЕСТ	1,13	114	0	0	0,93	110	0,23	-78		
U=119.2/0		Z1=15.224+j38.406		Z2=15.224+j38.406		Z0=11.761+j54.228					
65973-	ЭЛЕГЕСТ	1,67	112	0	0	1,5	108	0	0		
65971	КИР.ЗАВОД	1,67	112	0	0	1,32	109	0,19	-78		
65974	ХОВУ-АКСЫ	0	0	1,67	-68	0,19	102	1,32	-71		
65975	БАЙ-ХААК	0	0	1,67	-68	0	0	1,5	-72		
U=119.2/0		Z1=4.784+j20.136		Z2=4.784+j20.136		Z0=5.966+j25.798					
65971-	КИР.ЗАВОД	3,33	104	0	0	3,04	103	0	0		
65956	ОТП.	3,33	104	0	0	2,91	104	0,13	-81		
65973	ЭЛЕГЕСТ	0	0	3,33	-76	0,13	99	2,91	-76		
U=119.2/0		Z1=2.264+j14.746		Z2=2.264+j14.746		Z0=2.534+j12.646					
65957-	К.О.С.	4,61	99	0	0	4,83	100	0	0		
65956	ОТП.	4,61	99	0	0	4,83	100	0	0		
U=119.2/0		Z1=1.234+j12.826		Z2=1.234+j12.826		Z0=0.960+j7.337					
65955-	СУКПАК	5,34	96	0	0	6,23	96	0	0		
7701	КЫЗЫЛ. ТЭЦ 2С	5,34	96	0	0	6,16	96	0,07	-82		
65956	ОТП.	0	0	5,34	-84	0,07	98	6,16	-84		

Продолжение приложения Л

1-Пояс		Наименование		Трёхфазное КЗ		IA (кА)		Однофазное КЗ		IA (кА)	
Узла		Узла		на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=119.3/0		Z1=1.062+j12.253		Z2=1.062+j12.253		Z0=0.677+j6.022					
65952-	ЗАПАДНАЯ	5,6	95	0	0	6,74	95	0	0		
65951	ОТП.	5,6	95	0	0	6,74	95	0	0		
U=119.5/0		Z1=10.305+j31.378		Z2=10.305+j31.378		Z0=16.873+j64.305					
77-	МЕЖЕГЕЙ	2,09	108	0	0	1,56	107	0	0		
76	ОТП.	2,09	108	0	0	1,56	107	0	0		
U=119.6/0		Z1=1.207+j12.761		Z2=1.207+j12.761		Z0=0.959+j9.169					
68714-	ЮЖНАЯ	5,39	96	0	0	5,94	96	0	0		
68712	ОТП.	5,39	96	0	0	5,94	96	0	0		
U=119.6/0		Z1=1.207+j12.761		Z2=1.207+j12.761		Z0=0.959+j9.169					
68713-	ЮЖНАЯ	5,39	96	0	0	5,94	96	0	0		
68711	ОТП.	5,39	96	0	0	5,94	96	0	0		
U=119.8/0		Z1=1.301+j12.911		Z2=1.301+j12.911		Z0=0.662+j6.909					
7777-	ОРУ 110 К. ТЭЦ	5,33	96	0	0	6,31	96	0	0		
7771	1 Т	0,18	90	5,15	-84	0,21	90	6,1	-84		
77772		5,15	96	0,18	-90	6,1	96	0,21	-90		
U=119.8/0		Z1=1.300+j12.909		Z2=1.300+j12.909		Z0=0.660+j6.903					
77771-	ОРУ 110 К.ТЭЦ	5,33	96	0	0	6,31	96	0	0		
7772	2 Т	0,19	90	5,14	-84	0,23	90	6,09	-84		
77773		5,14	96	0,19	-90	6,09	96	0,23	-90		
U=37.9/0		Z1=0.054+j4.815		Z2=0.054+j4.815		Z0=0.000-j-0.000					
7774-	К.ТЭЦ 35	4,55	91	0	0	0	0	0	0		
7771	1 Т	1,64	91	2,91	-89	0	0	0	0		
7772	2 Т	1,64	91	2,91	-89	0	0	0	0		
7778	4Г	0,64	90	3,91	-89	0	0	0	0		
7779	5Г	0,64	90	3,91	-89	0	0	0	0		
U=119.8/0		Z1=4.200+j17.831		Z2=4.200+j17.831		Z0=2.890+j22.888					
77774-	ВАВИЛИНСКАЯ 1С	3,78	103	0	0	3,48	101	0	0		
0		0	0	3,78	-77	0,31	94	3,17	-78		
77772		3,78	103	0	0	3,17	102	0,31	-86		
U=119.8/0		Z1=4.199+j17.830		Z2=4.199+j17.830		Z0=2.890+j22.886					
77775-	ВАВИЛИНСКАЯ 2С	3,78	103	0	0	3,48	101	0	0		
0		0	0	3,78	-77	0,31	94	3,17	-78		
77773		3,78	103	0	0	3,17	102	0,31	-86		
U=39.7/0		Z1=72.844+j100.346		Z2=72.844+j100.346		Z0=0.000-j-0.000					
7896-	ОО-ШЫНАА	0,19	126	0	0	0	0	0	0		
96	ОТП.	0,19	126	0	0	0	0	0	0		
U=39.7/0		Z1=52.344+j79.346		Z2=52.344+j79.346		Z0=0.000-j-0.000					
97-	НОВАЯ	0,24	124	0	0	0	0	0	0		
96	ОТП.	0,24	124	0	0	0	0	0	0		
U=39.7/0		Z1=71.344+j77.346		Z2=71.344+j77.346		Z0=0.000-j-0.000					
7895-	ЭРЗЫН	0,22	133	0	0	0	0	0	0		
7894	САМАГАЛТАЙ	0,22	133	0	0	0	0	0	0		

Продолжение приложения Л

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IA(кА)				Однофазное КЗ IA(кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=39.7/0 Z1=31.844+j58.346 Z2=31.844+j58.346 Z0=0.000-j-0.000									
7894-	САМАГАЛТАЙ	0,35	119	0	0	0	0	0	0
96	ОТП.	0	0	0,35	-61	0	0	0	0
7812	ОТП.	0,35	119	0	0	0	0	0	0
7895	ЭРЗЫН	0	0	0,35	-61	0	0	0	0
U=39.7/0 Z1=25.414+j52.516 Z2=25.414+j52.516 Z0=0.000-j-0.000									
78121-	КЫЗЫЛ-АРЫГ	0,39	116	0	0	0	0	0	0
7812	ОТП.	0,39	116	0	0	0	0	0	0
U=39.7/0 Z1=9.714+j35.696 Z2=9.714+j35.696 Z0=0.000-j-0.000									
78911-	БАЛГАЗЫН. О.С.	0,62	105	0	0	0	0	0	0
7891	БАЛГАЗЫН 35	0,62	105	0	0	0	0	0	0
U=40.2/0 Z1=22.853+j53.073 Z2=22.853+j53.073 Z0=0.000-j-0.000									
6694-	БАЯН-КОЛ	0,4	113	0	0	0	0	0	0
6693	ХАЙЫРАКАН	0,4	113	0	0	0	0	0	0
U=40.2/0 Z1=6.673+j36.513 Z2=6.673+j36.513 Z0=0.000-j-0.000									
6693-	ХАЙЫРАКАН	0,63	101	0	0	0	0	0	0
6694	БАЯН-КОЛ	0	0	0,63	-79	0	0	0	0
66296	ШАГОНАР 35	0,63	101	0	0	0	0	0	0
U=40.3/0 Z1=24.565+j37.023 Z2=24.565+j37.023 Z0=0.000-j-0.000									
66916-	ЧАА-ХОЛЬ	0,52	124	0	0	0	0	0	0
66913	АРЫГ-УЗЮ 35	0,52	124	0	0	0	0	0	0
U=40.3/0 Z1=15.555+j35.583 Z2=15.555+j35.583 Z0=0.000-j-0.000									
66915-	ТОРГАЛЫГ	0,6	114	0	0	0	0	0	0
66913	АРЫГ-УЗЮ 35	0,6	114	0	0	0	0	0	0
U=41.3/0 Z1=11.812+j26.113 Z2=11.812+j26.113 Z0=0.000-j-0.000									
67829-	ЧЫРАА-БАЖЫ	0,83	114	0	0	0	0	0	0
16	ОТП.	0,83	114	0	0	0	0	0	0
U=41.3/0 Z1=4.432+j15.773 Z2=4.432+j15.773 Z0=0.000-j-0.000									
67828-	ДОН-ТЕРЕЗИН	1,46	106	0	0	0	0	0	0
16	ОТП.	1,46	106	0	0	0	0	0	0
U=41.3/0 Z1=32.192+j31.733 Z2=32.192+j31.733 Z0=0.000-j-0.000									
67827-	ТЭЭЛИ	0,53	135	0	0	0	0	0	0
67825	ОТП.	0,53	135	0	0	0	0	0	0
U=41.3/0 Z1=29.192+j25.473 Z2=29.192+j25.473 Z0=0.000-j-0.000									
67826-	ЭРГИ-ВАРЛЫГ	0,62	139	0	0	0	0	0	0
67825	ОТП.	0,62	139	0	0	0	0	0	0
U=41.3/0 Z1=5.572+j14.103 Z2=5.572+j14.103 Z0=0.000-j-0.000									
15-	СТЕПНАЯ	1,57	112	0	0	0	0	0	0
67823	ОТП.	1,57	112	0	0	0	0	0	0
U=38.9/0 Z1=5.387+j17.723 Z2=5.387+j17.723 Z0=0.000-j-0.000									
63768-	АРЖААН 1С	1,21	107	0	0	0	0	0	0
6374	ТУРАН 35	1,21	107	0	0	0	0	0	0
63770	ЭЭРБЕК 1С	0	0	1,21	-73	0	0	0	0

Продолжение приложения Л

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IA(кА)				Однофазное КЗ IA(кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=38.9/0 Z1=5.387+j17.781 Z2=5.387+j17.781 Z0=0.000-j-0.000									
63769-	АРЖААН 2С	1,21	107	0	0	0	0	0	0
6376	ТУРАН 35	1,21	107	0	0	0	0	0	0
63771	ЭЭРБЕК 2С	0	0	1,21	-73	0	0	0	0
U=38.9/0 Z1=24.907+j50.843 Z2=24.907+j50.843 Z0=0.000-j-0.000									
63770-	ЭЭРБЕК 1С	0,4	116	0	0	0	0	0	0
63768	АРЖААН 1С	0,4	116	0	0	0	0	0	0
63772	ДОРГУН 1С	0	0	0,4	-64	0	0	0	0
U=38.9/0 Z1=24.907+j50.901 Z2=24.907+j50.901 Z0=0.000-j-0.000									
63771-	ЭЭРБЕК 2С	0,4	116	0	0	0	0	0	0
63769	АРЖААН 2С	0,4	116	0	0	0	0	0	0
63773	ДОРГУН 2С	0	0	0,4	-64	0	0	0	0
U=38.9/0 Z1=28.567+j57.053 Z2=28.567+j57.053 Z0=0.000-j-0.000									
63772-	ДОРГУН 1С	0,35	117	0	0	0	0	0	0
63770	ЭЭРБЕК 1С	0,35	117	0	0	0	0	0	0
U=38.9/0 Z1=28.567+j57.111 Z2=28.567+j57.111 Z0=0.000-j-0.000									
63773-	ДОРГУН 2С	0,35	117	0	0	0	0	0	0
63771	ЭЭРБЕК 2С	0,35	117	0	0	0	0	0	0
U=38.9/0 Z1=2.897+j11.303 Z2=2.897+j11.303 Z0=0.000-j-0.000									
63762-	ТУРАН	1,92	105	0	0	0	0	0	0
63761	ОТП.	1,92	105	0	0	0	0	0	0
U=38.9/0 Z1=25.367+j21.873 Z2=25.367+j21.873 Z0=0.000-j-0.000									
63763-	УЮК	0,67	139	0	0	0	0	0	0
63761	ОТП.	0,67	139	0	0	0	0	0	0
U=40.2/0 Z1=12.278+j13.967 Z2=12.278+j13.967 Z0=0.000-j-0.000									
63766-	МАЙНАЛЫГ	1,25	131	0	0	0	0	0	0
63765	ОТП.	1,25	131	0	0	0	0	0	0
U=40.2/0 Z1=8.978+j11.767 Z2=8.978+j11.767 Z0=0.000-j-0.000									
63767-	ВЕДОМСТВЕННЫЕ ПС	1,57	128	0	0	0	0	0	0
45631	КЫЗЫЛЬСКАЯ 35	1,57	128	0	0	0	0	0	0
63765	ОТП.	0	0	1,57	-52	0	0	0	0
U=40.2/0 Z1=4.068+j10.897 Z2=4.068+j10.897 Z0=0.000-j-0.000									
4567-	ПТИЦЕФАБРИКА	2	111	0	0	0	0	0	0
4565	ОТП.	2	111	0	0	0	0	0	0
U=40.2/0 Z1=4.068+j10.897 Z2=4.068+j10.897 Z0=0.000-j-0.000									
45671-	ПТИЦЕФАБРИКА	2	111	0	0	0	0	0	0
45651	ОТП.	2	111	0	0	0	0	0	0
U=40.2/0 Z1=10.068+j19.297 Z2=10.068+j19.297 Z0=0.000-j-0.000									
4566-	ЗУБОВКА	1,07	118	0	0	0	0	0	0
4565	ОТП.	1,07	118	0	0	0	0	0	0
U=40.2/0 Z1=16.798+j17.017 Z2=16.798+j17.017 Z0=0.000-j-0.000									
45661-	ТГРК	0,97	135	0	0	0	0	0	0
45651	ОТП.	0,97	135	0	0	0	0	0	0

Окончание приложения Л

Окончание приложения Л1

1-Пояс		Наименование		Трёхфазное КЗ		IA(кА)		Однофазное КЗ		IA(кА)	
Узла		Узла		на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=40.2/0		Z1=19.778+j25.497		Z2=19.778+j25.497		Z0=0.000-j-0.000					
4564-	СУГ-БАЖЫ	0,72	128	0	0	0	0	0	0		0
45631	КЫЗЫЛЬСКАЯ 35	0,72	128	0	0	0	0	0	0		0
U=119.2/0		Z1=0.774+j11.726		Z2=0.774+j11.726		Z0=0.130+j4.196					
7700-	КЫЗЫЛ. ТЭЦ 1С	5,86	94	0	0	7,45	94	0	0		0
76	ОТП.	0,27	104	5,59	-86	0,27	103	7,19	-87		
6595	ГОРОДСКАЯ	1,37	97	4,49	-87	1,54	97	5,91	-87		
7701	КЫЗЫЛ. ТЭЦ 2С	1,96	95	3,89	-87	2,54	95	4,91	-87		
7702	1Г	1,13	90	4,73	-85	1,55	91	5,9	-85		
7703	2Г	1,13	90	4,73	-85	1,55	91	5,9	-85		
U=119.2/0		Z1=0.774+j11.726		Z2=0.774+j11.726		Z0=0.130+j4.196					
7701-	КЫЗЫЛ. ТЭЦ 2С	5,86	94	0	0	7,45	94	0	0		0
7700	КЫЗЫЛ. ТЭЦ 1С	3,89	93	1,96	-85	4,91	93	2,54	-85		
7704	3Г	1,13	90	4,73	-85	1,55	91	5,9	-86		
65951	ОТП.	0,84	102	5,03	-87	0,96	101	6,51	-87		
65955	СУКПАК	0	0	5,86	-86	0,04	101	7,41	-86		

Приложение М

Уровни токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций Тывинской энергосистемы на 2022 год. Региональный вариант 3 - сооружение ПС 500 кВ Тывинская.

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА(кА)				Однофазное КЗ IА(кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=234.6/0 Z1=9.057+j45.584 Z2=9.057+j45.584 Z0=6.022+j56.986									
63701-	АРАДАН	2,91	101	0	0	2,71	99	0	0
637	ТУРАН	1,21	101	1,71	-78	1,03	100	1,67	-81
6511	ЕРГАКИ	1,71	102	1,21	-79	1,43	100	1,28	-81
63703	1АТ	0	0	2,91	-79	0,12	93	2,59	-80
63704	2АТ	0	0	2,91	-79	0,12	93	2,59	-80
U=232.7/0 Z1=8.074+j44.822 Z2=8.074+j44.822 Z0=6.490+j52.801									
637-	ТУРАН	2,95	100	0	0	2,79	99	0	0
678	КЫЗЫЛСКАЯ	1,75	99	1,2	-77	1,51	99	1,28	-80
6371	1 Т	0	0	2,95	-80	0,12	92	2,67	-80
6372	2 Т	0	0	2,95	-80	0,12	92	2,67	-80
63701	АРАДАН	1,2	103	1,75	-81	1,04	101	1,75	-82
U=39.0/0 Z1=0.227+j8.799 Z2=0.227+j8.799 Z0=0.000-j-0.000									
6374-	ТУРАН 35	2,56	92	0	0	0	0	0	0
6371	1 Т	2,56	92	0	0	0	0	0	0
63761	ОТП.	0	0	2,56	-88	0	0	0	0
63768	АРЖААН 1С	0	0	2,56	-88	0	0	0	0
U=39.0/0 Z1=0.227+j8.857 Z2=0.227+j8.857 Z0=0.000-j-0.000									
6376-	ТУРАН 35	2,54	92	0	0	0	0	0	0
6372	2 Т	2,54	92	0	0	0	0	0	0
63769	АРЖААН 2С	0	0	2,54	-88	0	0	0	0
U=492.0/0 Z1=5.936+j76.888 Z2=5.936+j76.888 Z0=5.931+j79.313									
67801-	ТЫВИНСКАЯ	3,68	95	0	0	3,65	95	0	0
0		0	0	3,68	-85	0	0	3,65	-85
0,1		0,54	90	3,15	-85	0,5	90	3,14	-85
67802	ОЗНАЧЕННОЕ 500	2,61	95	1,08	-86	2,1	97	1,55	-88
67804	АТ	0,54	97	3,14	-86	1,05	93	2,6	-85
U=230.8/0 Z1=2.961+j33.192 Z2=2.961+j33.192 Z0=0.752+j18.455									
678-	КЫЗЫЛСКАЯ	4	95	0	0	4,7	95	0	0
637	ТУРАН	0,94	104	3,08	-87	0,89	103	3,82	-87
692	ЧАДАН	0,26	99	3,73	-85	0,27	99	4,42	-85
6971	1 АТ	0,12	92	3,88	-84	0,32	93	4,38	-85
6972	2 АТ	0,12	92	3,88	-84	0,32	93	4,38	-85
67804	АТ	2,31	92	1,7	-79	2,51	92	2,2	-82
69202	ДУРГЕН	0,26	99	3,74	-85	0,4	98	4,3	-86

Продолжение приложения М

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА (кА)				Однофазное КЗ IА (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=121.5/0 Z1=0.847+j14.364 Z2=0.847+j14.364 Z0=0.119+j5.069									
6871-	КЫЗЫЛСКАЯ 110	4,88	94	0	0	6,22	93	0	0
4561	1 Т	0	0	4,88	-86	0	0	6,22	-87
6971	1 АТ	2,1	93	2,78	-86	2,58	93	3,64	-86
6972	2 АТ	2,1	93	2,78	-86	2,58	93	3,64	-86
45611	2Т	0	0	4,88	-86	0	0	6,22	-87
68711	ОТП.	0,16	104	4,72	-87	0,23	101	5,99	-87
68712	ОТП.	0,16	104	4,72	-87	0,23	101	5,99	-87
77772		0,18	90	4,7	-86	0,29	92	5,92	-87
77773		0,19	90	4,69	-86	0,31	92	5,91	-87
U=40.8/0 Z1=0.095+j5.616 Z2=0.095+j5.616 Z0=0.000-j-0.000									
4563-	КЫЗЫЛСКАЯ 35	4,19	91	0	0	0	0	0	0
4561	1 Т	4,19	91	0	0	0	0	0	0
4565	ОТП.	0	0	4,19	-89	0	0	0	0
45651	ОТП.	0	0	4,19	-89	0	0	0	0
U=40.8/0 Z1=0.095+j5.616 Z2=0.095+j5.616 Z0=0.000-j-0.000									
45631-	КЫЗЫЛСКАЯ 35	4,19	91	0	0	0	0	0	0
4564	СУГ-БАЖЫ	0	0	4,19	-89	0	0	0	0
45611	2Т	4,19	91	0	0	0	0	0	0
63767	ВЕДОМСТВЕННЫЕ ПС	0	0	4,19	-89	0	0	0	0
U=231.1/0 Z1=5.814+j45.106 Z2=5.814+j45.106 Z0=4.094+j39.651									
69202-	ДУРГЕН	2,93	98	0	0	3,06	97	0	0
678	КЫЗЫЛСКАЯ	2,47	97	0,47	-81	2,31	98	0,75	-84
692	ЧАДАН	0,47	99	2,47	-83	0,44	99	2,62	-83
69203	ЭЛЕГ. ГОК 1С	0	0	2,93	-82	0,16	92	2,91	-83
69204	ЭЛЕГ. ГОК 2С	0	0	2,93	-82	0,16	92	2,9	-83
U=231.1/0 Z1=6.983+j50.347 Z2=6.983+j50.347 Z0=5.307+j49.512									
69203-	ЭЛЕГ. ГОК 1С	2,63	98	0	0	2,64	98	0	0
69202	ДУРГЕН	2,56	99	0,07	-94	2,38	98	0,26	-90
69205	1АТ	0,07	86	2,56	-81	0,26	90	2,38	-82
U=231.1/0 Z1=6.965+j50.280 Z2=6.965+j50.280 Z0=5.288+j49.392									
69204-	ЭЛЕГ. ГОК 2С	2,63	98	0	0	2,65	98	0	0
69202	ДУРГЕН	2,56	98	0,07	-94	2,39	98	0,26	-90
69208	2АТ	0,07	86	2,56	-82	0,26	90	2,39	-82
U=121.7/0 Z1=1.780+j27.182 Z2=1.780+j27.182 Z0=0.435+j12.263									
69207-	ЭЛ. ГОК 110 1С	2,58	94	0	0	3,16	94	0	0
69205	1АТ	1,29	94	1,29	-86	1,49	94	1,67	-86
69210	ЭЛЕГ ГОК 110 2С	1,29	94	1,29	-86	1,49	94	1,66	-86
78001	ВЕРХНЯЯ	0	0	2,58	-86	0,17	93	2,98	-86
U=121.7/0 Z1=1.780+j27.182 Z2=1.780+j27.182 Z0=0.435+j12.263									
69210-	ЭЛЕГ ГОК 110 2С	2,58	94	0	0	3,16	94	0	0
69207	ЭЛ. ГОК 110 1С	1,29	94	1,29	-86	1,66	94	1,49	-86
69208	2АТ	1,29	94	1,29	-86	1,49	94	1,66	-86

Продолжение приложения М

продолжения приложения М									
1-Пояс		Наименование		Трёхфазное КЗ IА(кА)		Однофазное КЗ IА(кА)			
Узла		Узла		на шинах		за выкл.		на шинах за выкл.	
U=234.8/0 Z1=10.627+j66.707 Z2=10.627+j66.707 Z0=4.359+j59.756									
677-	АК-ДОВУРАК	2,01	99	0	0	2,09	98	0	0
679	АБАЗА	0,86	98	1,15	-80	0,71	97	1,37	-82
692	ЧАДАН	1,15	100	0,86	-82	1,03	100	1,05	-84
6771	АТ 1	0	0	2,01	-81	0,13	94	1,96	-82
6772	АТ 2	0	0	2,01	-81	0,21	94	1,88	-82
U=123.6/0 Z1=2.944+j48.252 Z2=2.944+j48.252 Z0=0.264+j17.888									
6773-	2 С АК-ДОВУРАК	1,48	94	0	0	1,87	93	0	0
6774	1 С АК-ДОВУРАК	1,48	94	0	0	1,75	93	0,12	-88
6782	2 Т	0	0	1,48	-86	0,12	92	1,75	-87
U=123.6/0 Z1=2.944+j48.252 Z2=2.944+j48.252 Z0=0.264+j17.888									
6774-	1 С АК-ДОВУРАК	1,48	94	0	0	1,87	93	0	0
6772	АТ 2	1,48	94	0	0	1,62	93	0,25	-88
6773	2 С АК-ДОВУРАК	0	0	1,48	-86	0,12	92	1,75	-87
6781	1 Т	0	0	1,48	-86	0,12	92	1,74	-87
U=41.5/0 Z1=0.331+j11.445 Z2=0.331+j11.445 Z0=0.000+j0.000									
67821-	АК-ДОВУРАК 35 2С	2,09	92	0	0	0	0	0	0
16	ОТП.	0	0	2,09	-88	0	0	0	0
6782	2 Т	2,09	92	0	0	0	0	0	0
67823	ОТП.	0	0	2,09	-88	0	0	0	0
U=233.2/0 Z1=9.064+j58.190 Z2=9.064+j58.190 Z0=5.074+j54.681									
692-	ЧАДАН	2,29	99	0	0	2,34	98	0	0
28	АТ 1	0,09	99	2,19	-81	0,21	95	2,13	-82
677	АК-ДОВУРАК	0,73	98	1,56	-81	0,73	98	1,61	-82
678	КЫЗЫЛСКАЯ	0,69	99	1,59	-81	0,59	99	1,75	-82
6921	АТ 2	0,09	99	2,19	-81	0,21	95	2,13	-82
69202	ДУРГЕН	0,68	99	1,6	-81	0,59	99	1,75	-82
U=122.6/0 Z1=2.807+j25.386 Z2=2.807+j25.386 Z0=0.702+j13.549									
6923-	ЧАДАН 110	2,77	97	0	0	3,29	96	0	0
28	АТ 1	1,13	95	1,64	-82	1,4	95	1,88	-83
6691	ОТП.	0,5	104	2,27	-85	0,45	103	2,84	-85
6921	АТ 2	1,14	95	1,63	-82	1,42	95	1,87	-83
69221	СУТ-ХОЛЬ	0	0	2,77	-83	0	0	3,29	-84
69222	ХАНДАГАЙТЫ	0	0	2,77	-83	0	0	3,29	-84
69223	ОТП.	0	0	2,77	-83	0,03	100	3,26	-84
69231	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	0	0	2,77	-83	0	0	3,29	-84
69232	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	0	0	2,77	-83	0	0	3,29	-84
U=122.6/0 Z1=12.867+j36.786 Z2=12.867+j36.786 Z0=14.642+j47.739									
69221-	СУТ-ХОЛЬ	1,82	109	0	0	1,66	109	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,82	109	0	0	1,66	109	0	0
U=122.6/0 Z1=19.847+j60.476 Z2=19.847+j60.476 Z0=17.865+j120.086									
69223-	ОТП.	1,11	108	0	0	0,86	104	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,11	108	0	0	0,76	104	0,09	-79
69224	НА УЛАНГОМ	0	0	1,11	-72	0,09	101	0,76	-76

Продолжение приложения М

Приложение 11									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА(кА)				Однофазное КЗ IА(кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=122.6/0 Z1=8.827+j34.066 Z2=8.827+j34.066 Z0=9.722+j54.349									
69231-	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	2,01	105	0	0	1,69	103	0	0
6923	ЧАДАН 110	2,01	105	0	0	1,69	103	0	0
U=122.6/0 Z1=8.827+j34.066 Z2=8.827+j34.066 Z0=9.722+j54.349									
69232-	Ч. УГОЛЬНЫЙ РАЗР	2,01	105	0	0	1,69	103	0	0
6923	ЧАДАН 110	2,01	105	0	0	1,69	103	0	0
U=122.6/0 Z1=19.847+j60.476 Z2=19.847+j60.476 Z0=30.272+j178.469									
69222-	ХАНДАГАЙТЫ	1,11	108	0	0	0,69	103	0	0
6923	ЧАДАН 110	1,11	108	0	0	0,69	103	0	0
U=122.6/0 Z1=42.487+j107.096 Z2=42.487+j107.096 Z0=11.710+j133.325									
69224-	НА УЛАНГОМ	0,61	112	0	0	0,59	106	0	0
0		0	0	0,61	-68	0,12	101	0,47	-73
69223	ОТП.	0,61	112	0	0	0,47	107	0,12	-79
U=122.2/0 Z1=7.361+j37.417 Z2=7.361+j37.417 Z0=14.024+j70.767									
66911-	АРЫГ-УЗЮ	1,85	101	0	0	1,43	101	0	0
6691	ОТП.	1,85	101	0	0	1,43	101	0	0
66912	1 Т	0	0	1,85	-79	0	0	1,43	-79
U=40.7/0 Z1=0.818+j25.712 Z2=0.818+j25.712 Z0=0.000-j-0.000									
66913-	АРЫГ-УЗЮ 35	0,91	92	0	0	0	0	0	0
66912	1 Т	0,91	92	0	0	0	0	0	0
66915	ТОРГАЛЫГ	0	0	0,91	-88	0	0	0	0
66916	ЧАА-ХОЛЬ	0	0	0,91	-88	0	0	0	0
U=122.1/0 Z1=7.552+j37.130 Z2=7.552+j37.130 Z0=14.683+j73.071									
66921-	ШАГОНАР 2С	1,86	102	0	0	1,41	102	0	0
40		1,86	102	0	0	1,41	102	0	0
66922	ШАГОНАР 1С	0	0	1,86	-78	0	0	1,41	-78
66924	2 Т	0	0	1,86	-78	0	0	1,41	-78
U=122.1/0 Z1=7.552+j37.130 Z2=7.552+j37.130 Z0=14.683+j73.071									
66922-	ШАГОНАР 1С	1,86	102	0	0	1,41	102	0	0
66921	ШАГОНАР 2С	1,86	102	0	0	1,41	102	0	0
66923	1 Т	0	0	1,86	-78	0	0	1,41	-78
U=40.7/0 Z1=0.839+j30.716 Z2=0.839+j30.716 Z0=0.000-j-0.000									
66925-	ШАГОНАР 35	0,76	92	0	0	0	0	0	0
66296	ШАГОНАР 35	0	0	0,76	-88	0	0	0	0
66923	1 Т	0,76	92	0	0	0	0	0	0

Продолжение приложения М

Продолжение приложения 11									
1-Пояс		Наименование		Трёхфазное КЗ IА(кА)		Однофазное КЗ IА(кА)			
Узла		Узла		на шинах		за выкл.		на шинах за выкл.	
U=121.5/0 Z1=1.433+j16.260 Z2=1.433+j16.260 Z0=1.018+j11.827									
6595-	ГОРОДСКАЯ	4,3	95	0	0	4,73	95	0	0
78	ОТП.	0,36	103	3,94	-85	0,33	103	4,4	-85
64951	1 Т	0	0	4,3	-85	0,1	91	4,63	-85
64953	ГОРОДСКАЯ 10	0	0	4,3	-85	0	0	4,73	-85
65951	ОТП.	0	0	4,3	-85	0,08	100	4,65	-85
67951	2 Т	0	0	4,3	-85	0,1	90	4,63	-85
67954	3 Т	0	0	4,3	-85	0,09	90	4,64	-85
68711	ОТП.	1,97	95	2,33	-84	2,02	95	2,71	-84
68712	ОТП.	1,97	95	2,33	-84	2,02	95	2,71	-84
U=40.8/0 Z1=0.161+j9.626 Z2=0.161+j9.626 Z0=0.000-j-0.000									
64952-	ГОРОДСКАЯ 35 1Т	2,45	91	0	0	0	0	0	0
64951	1 Т	2,45	91	0	0	0	0	0	0
U=40.8/0 Z1=0.161+j11.435 Z2=0.161+j11.435 Z0=0.000-j-0.000									
67952-	ГОРОДСКАЯ 35 2Т	2,06	91	0	0	0	0	0	0
67951	2 Т	2,06	91	0	0	0	0	0	0
U=40.8/0 Z1=0.161+j11.970 Z2=0.161+j11.970 Z0=0.000-j-0.000									
67955-	ГОРОДСКАЯ 35 3Т	1,97	91	0	0	0	0	0	0
67954	3 Т	1,97	91	0	0	0	0	0	0
U=121.5/0 Z1=74.163+j127.880 Z2=74.163+j127.880 Z0=97.056+j305.856									
65978-	САРЫГ-СЕП	0,47	120	0	0	0,34	114	0	0
4568	1 Т	0	0	0,47	-60	0	0	0,34	-66
65977	БУРЕНЬ-БАЙ-ХААК	0,47	120	0	0	0,34	114	0	0
U=40.5/0 Z1=8.240+j38.700 Z2=8.240+j38.700 Z0=0.000-j-0.000									
45682-	САРЫГ-СЕП 35	0,59	102	0	0	0	0	0	0
4568	1 Т	0,59	102	0	0	0	0	0	0
U=121.5/0 Z1=61.913+j110.210 Z2=61.913+j110.210 Z0=78.696+j252.856									
65977-	БУРЕНЬ-БАЙ-ХААК	0,56	120	0	0	0,41	113	0	0
65976	БАЛГАЗЫН	0,56	120	0	0	0,41	113	0	0
65978	САРЫГ-СЕП	0	0	0,56	-60	0	0	0,41	-67
U=121.5/0 Z1=48.743+j91.210 Z2=48.743+j91.210 Z0=58.966+j195.896									
65976-	БАЛГАЗЫН	0,68	118	0	0	0,51	113	0	0
7893	1 Т	0	0	0,68	-62	0	0	0,51	-67
65975	БАЙ-ХААК	0,68	118	0	0	0,51	113	0	0
65977	БУРЕНЬ-БАЙ-ХААК	0	0	0,68	-62	0	0	0,51	-67
U=40.5/0 Z1=5.416+j31.902 Z2=5.416+j31.902 Z0=0.000-j-0.000									
7891-	БАЛГАЗЫН 35	0,72	100	0	0	0	0	0	0
7812	ОТП.	0	0	0,72	-80	0	0	0	0
7893	1 Т	0,72	100	0	0	0	0	0	0
78911	БАЛГАЗЫН. О.С.	0	0	0,72	-80	0	0	0	0

Продолжение приложения М

продолжение приложения 1									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА (кА)				Однофазное КЗ IА (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=121.5/0 Z1=31.293+j66.050 Z2=31.293+j66.050 Z0=32.816+j120.406									
65975-	БАЙ-ХААК	0,96	116	0	0	0,78	111	0	0
8771	1 Т	0	0	0,96	-64	0	0	0,78	-69
65973	ЭЛЕГЕСТ	0,96	116	0	0	0,78	111	0	0
65976	БАЛГАЗЫН	0	0	0,96	-64	0	0	0,78	-69
U=121.5/0 Z1=27.253+j63.220 Z2=27.253+j63.220 Z0=6.422+j60.952									
65974-	ХОВУ-АКСЫ	1,02	114	0	0	1,07	108	0	0
0		0	0	1,02	-66	0,22	102	0,85	-70
65973	ЭЛЕГЕСТ	1,02	114	0	0	0,85	110	0,22	-78
U=121.5/0 Z1=17.583+j46.290 Z2=17.583+j46.290 Z0=12.276+j61.116									
65973-	ЭЛЕГЕСТ	1,42	111	0	0	1,31	107	0	0
65971	КИР.ЗАВОД	1,42	111	0	0	1,13	108	0,18	-78
65974	ХОВУ-АКСЫ	0	0	1,42	-69	0,18	102	1,13	-72
65975	БАЙ-ХААК	0	0	1,42	-69	0	0	1,31	-73
U=121.5/0 Z1=7.143+j28.020 Z2=7.143+j28.020 Z0=8.335+j38.690									
65971-	КИР.ЗАВОД	2,43	105	0	0	2,16	104	0	0
65956	ОТП.	2,43	105	0	0	2,02	104	0,14	-79
65973	ЭЛЕГЕСТ	0	0	2,43	-75	0,14	101	2,02	-76
U=121.5/0 Z1=4.623+j22.630 Z2=4.623+j22.630 Z0=5.590+j27.739									
65957-	К.О.С.	3,04	102	0	0	2,83	102	0	0
65956	ОТП.	3,04	102	0	0	2,83	102	0	0
U=121.5/0 Z1=3.593+j20.710 Z2=3.593+j20.710 Z0=4.242+j23.143									
65955-	СУКПАК	3,34	100	0	0	3,21	100	0	0
65951	ОТП.	3,34	100	0	0	3,1	100	0,11	-80
65956	ОТП.	0	0	3,34	-80	0,11	100	3,1	-80
U=121.5/0 Z1=2.123+j17.650 Z2=2.123+j17.650 Z0=2.108+j15.531									
65952-	ЗАПАДНАЯ	3,95	97	0	0	4,11	97	0	0
65951	ОТП.	3,95	97	0	0	4,11	97	0	0
U=121.7/0 Z1=11.149+j36.216 Z2=11.149+j36.216 Z0=18.345+j73.824									
77-	МЕЖЕГЕЙ	1,85	107	0	0	1,39	106	0	0
76	ОТП.	1,85	107	0	0	1,39	106	0	0
U=121.5/0 Z1=1.321+j15.957 Z2=1.321+j15.957 Z0=1.062+j11.863									
68714-	ЮЖНАЯ	4,38	95	0	0	4,79	95	0	0
68712	ОТП.	4,38	95	0	0	4,79	95	0	0
U=121.5/0 Z1=1.321+j15.957 Z2=1.321+j15.957 Z0=1.062+j11.863									
68713-	ЮЖНАЯ	4,38	95	0	0	4,79	95	0	0
68711	ОТП.	4,38	95	0	0	4,79	95	0	0
U=121.5/0 Z1=1.010+j14.938 Z2=1.010+j14.938 Z0=0.482+j6.745									
7777-	ОРУ 110 К. ТЭЦ	4,69	94	0	0	5,73	94	0	0
7771	1 Т	0,19	89	4,5	-86	0,21	90	5,52	-86
77772		4,5	94	0,19	-91	5,52	94	0,21	-90

Продолжение приложения М

приложение 11									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА (кА)				Однофазное КЗ IА (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=121.5/0 Z1=1.009+j14.935 Z2=1.009+j14.935 Z0=0.480+j6.738									
77771-	ОРУ 110 К.ТЭЦ	4,69	94	0	0	5,74	94	0	0
7772	2 Т	0,2	90	4,49	-86	0,23	90	5,51	-86
77773		4,49	94	0,2	-90	5,51	94	0,23	-90
U=38.6/0 Z1=0.041+j4.906 Z2=0.041+j4.906 Z0=0.000-j-0.000									
7774-	К.ТЭЦ 35	4,54	91	0	0	0	0	0	0
7771	1 Т	1,61	91	2,93	-89	0	0	0	0
7772	2 Т	1,61	91	2,93	-89	0	0	0	0
7778	4Г	0,68	90	3,86	-89	0	0	0	0
7779	5Г	0,64	90	3,91	-89	0	0	0	0
U=121.5/0 Z1=3.909+j19.861 Z2=3.909+j19.861 Z0=2.789+j22.778									
77774-	ВАВИЛИНСКАЯ 1С	3,47	101	0	0	3,32	100	0	0
0		0	0	3,47	-79	0,29	93	3,03	-79
77772		3,47	101	0	0	3,03	101	0,29	-87
U=121.5/0 Z1=3.908+j19.860 Z2=3.908+j19.860 Z0=2.789+j22.776									
77775-	ВАВИЛИНСКАЯ 2С	3,47	101	0	0	3,32	100	0	0
0		0	0	3,47	-79	0,29	93	3,03	-79
77773		3,47	101	0	0	3,03	101	0,29	-87
U=40.5/0 Z1=73.106+j101.222 Z2=73.106+j101.222 Z0=0.000-j-0.000									
7896-	ОО-ШЫНАА	0,19	126	0	0	0	0	0	0
96	ОТП.	0,19	126	0	0	0	0	0	0
U=40.5/0 Z1=52.606+j80.222 Z2=52.606+j80.222 Z0=0.000-j-0.000									
97-	НОВАЯ	0,24	124	0	0	0	0	0	0
96	ОТП.	0,24	124	0	0	0	0	0	0
U=40.5/0 Z1=71.606+j78.222 Z2=71.606+j78.222 Z0=0.000-j-0.000									
7895-	ЭРЗЫН	0,22	133	0	0	0	0	0	0
7894	САМАГАЛТАЙ	0,22	133	0	0	0	0	0	0
U=40.5/0 Z1=32.106+j59.222 Z2=32.106+j59.222 Z0=0.000-j-0.000									
7894-	САМАГАЛТАЙ	0,35	119	0	0	0	0	0	0
96	ОТП.	0	0	0,35	-61	0	0	0	0
7812	ОТП.	0,35	119	0	0	0	0	0	0
7895	ЭРЗЫН	0	0	0,35	-61	0	0	0	0
U=40.5/0 Z1=25.676+j53.392 Z2=25.676+j53.392 Z0=0.000-j-0.000									
78121-	КЫЗЫЛ-АРЫГ	0,39	116	0	0	0	0	0	0
7812	ОТП.	0,39	116	0	0	0	0	0	0
U=40.5/0 Z1=9.976+j36.572 Z2=9.976+j36.572 Z0=0.000-j-0.000									
78911-	БАЛГАЗЫН. О.С.	0,62	106	0	0	0	0	0	0
7891	БАЛГАЗЫН 35	0,62	106	0	0	0	0	0	0
U=40.7/0 Z1=22.869+j53.266 Z2=22.869+j53.266 Z0=0.000-j-0.000									
6694-	БАЯН-КОЛ	0,41	113	0	0	0	0	0	0
6693	ХАЙЫРАКАН	0,41	113	0	0	0	0	0	0

Продолжение приложения М

1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА (кА)				Однофазное КЗ IА (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=40.7/0 Z1=6.689+j36.706 Z2=6.689+j36.706 Z0=0.000-j-0.000									
6693-	ХАЙЫРАКАН	0,63	101	0	0	0	0	0	0
6694	БАЯН-КОЛ	0	0	0,63	-79	0	0	0	0
66296	ШАГОНАР 35	0,63	101	0	0	0	0	0	0
U=40.7/0 Z1=24.568+j37.142 Z2=24.568+j37.142 Z0=0.000-j-0.000									
66916-	ЧАА-ХОЛЬ	0,53	124	0	0	0	0	0	0
66913	АРЫГ-УЗЮ 35	0,53	124	0	0	0	0	0	0
U=40.7/0 Z1=15.558+j35.702 Z2=15.558+j35.702 Z0=0.000-j-0.000									
66915-	ТОРГАЛЫГ	0,6	114	0	0	0	0	0	0
66913	АРЫГ-УЗЮ 35	0,6	114	0	0	0	0	0	0
U=41.5/0 Z1=11.791+j25.965 Z2=11.791+j25.965 Z0=0.000-j-0.000									
67829-	ЧЫРАА-БАЖЫ	0,84	115	0	0	0	0	0	0
16	ОТП.	0,84	115	0	0	0	0	0	0
U=41.5/0 Z1=4.411+j15.625 Z2=4.411+j15.625 Z0=0.000-j-0.000									
67828-	ДОН-ТЕРЕЗИН	1,47	106	0	0	0	0	0	0
16	ОТП.	1,47	106	0	0	0	0	0	0
U=41.5/0 Z1=32.171+j31.585 Z2=32.171+j31.585 Z0=0.000-j-0.000									
67827-	ТЭЭЛИ	0,53	136	0	0	0	0	0	0
67825	ОТП.	0,53	136	0	0	0	0	0	0
U=41.5/0 Z1=29.171+j25.325 Z2=29.171+j25.325 Z0=0.000-j-0.000									
67826-	ЭРГИ-БАРЛЫГ	0,62	139	0	0	0	0	0	0
67825	ОТП.	0,62	139	0	0	0	0	0	0
U=41.5/0 Z1=5.551+j13.955 Z2=5.551+j13.955 Z0=0.000-j-0.000									
15-	СТЕПНАЯ	1,59	112	0	0	0	0	0	0
67823	ОТП.	1,59	112	0	0	0	0	0	0
U=39.0/0 Z1=5.347+j17.489 Z2=5.347+j17.489 Z0=0.000-j-0.000									
63768-	АРЖААН 1С	1,23	107	0	0	0	0	0	0
6374	ТУРАН 35	1,23	107	0	0	0	0	0	0
63770	ЭЭРБЕК 1С	0	0	1,23	-73	0	0	0	0
U=39.0/0 Z1=5.347+j17.547 Z2=5.347+j17.547 Z0=0.000-j-0.000									
63769-	АРЖААН 2С	1,23	107	0	0	0	0	0	0
6376	ТУРАН 35	1,23	107	0	0	0	0	0	0
63771	ЭЭРБЕК 2С	0	0	1,23	-73	0	0	0	0
U=39.0/0 Z1=24.867+j50.609 Z2=24.867+j50.609 Z0=0.000-j-0.000									
63770-	ЭЭРБЕК 1С	0,4	116	0	0	0	0	0	0
63768	АРЖААН 1С	0,4	116	0	0	0	0	0	0
63772	ДОРГУН 1С	0	0	0,4	-64	0	0	0	0
U=39.0/0 Z1=24.867+j50.667 Z2=24.867+j50.667 Z0=0.000-j-0.000									
63771-	ЭЭРБЕК 2С	0,4	116	0	0	0	0	0	0
63769	АРЖААН 2С	0,4	116	0	0	0	0	0	0
63773	ДОРГУН 2С	0	0	0,4	-64	0	0	0	0
U=39.0/0 Z1=28.527+j56.819 Z2=28.527+j56.819 Z0=0.000-j-0.000									
63772-	ДОРГУН 1С	0,35	117	0	0	0	0	0	0
63770	ЭЭРБЕК 1С	0,35	117	0	0	0	0	0	0

Окончание приложения М

окончание приложения М									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IА(кА)				Однофазное КЗ IА(кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=39.0/0 Z1=28.527+j56.877 Z2=28.527+j56.877 Z0=0.000-j-0.000									
63773-	ДОРГУН 2С	0,35	117	0	0	0	0	0	0
63771	ЭЭРБЕК 2С	0,35	117	0	0	0	0	0	0
U=39.0/0 Z1=2.857+j11.069 Z2=2.857+j11.069 Z0=0.000-j-0.000									
63762-	ТУРАН	1,97	105	0	0	0	0	0	0
63761	ОТП.	1,97	105	0	0	0	0	0	0
U=39.0/0 Z1=25.327+j21.639 Z2=25.327+j21.639 Z0=0.000-j-0.000									
63763-	УЮК	0,68	140	0	0	0	0	0	0
63761	ОТП.	0,68	140	0	0	0	0	0	0
U=40.8/0 Z1=12.245+j14.196 Z2=12.245+j14.196 Z0=0.000-j-0.000									
63766-	МАЙНАЛЫГ	1,26	131	0	0	0	0	0	0
63765	ОТП.	1,26	131	0	0	0	0	0	0
U=40.8/0 Z1=8.945+j11.996 Z2=8.945+j11.996 Z0=0.000-j-0.000									
63767-	ВЕДОМСТВЕННЫЕ ПС	1,57	127	0	0	0	0	0	0
45631	КЫЗЫЛЬСКАЯ 35	1,57	127	0	0	0	0	0	0
63765	ОТП.	0	0	1,57	-53	0	0	0	0
U=40.8/0 Z1=4.035+j11.126 Z2=4.035+j11.126 Z0=0.000-j-0.000									
4567-	ПТИЦЕФАБРИКА	1,99	110	0	0	0	0	0	0
4565	ОТП.	1,99	110	0	0	0	0	0	0
U=40.8/0 Z1=4.035+j11.126 Z2=4.035+j11.126 Z0=0.000-j-0.000									
45671-	ПТИЦЕФАБРИКА	1,99	110	0	0	0	0	0	0
45651	ОТП.	1,99	110	0	0	0	0	0	0
U=40.8/0 Z1=10.035+j19.526 Z2=10.035+j19.526 Z0=0.000-j-0.000									
4566-	ЗУБОВКА	1,07	117	0	0	0	0	0	0
4565	ОТП.	1,07	117	0	0	0	0	0	0
U=40.8/0 Z1=16.765+j17.246 Z2=16.765+j17.246 Z0=0.000-j-0.000									
45661-	ТГРК	0,98	134	0	0	0	0	0	0
45651	ОТП.	0,98	134	0	0	0	0	0	0
U=40.8/0 Z1=19.745+j25.726 Z2=19.745+j25.726 Z0=0.000-j-0.000									
4564-	СУГ-БАЖЫ	0,73	128	0	0	0	0	0	0
45631	КЫЗЫЛЬСКАЯ 35	0,73	128	0	0	0	0	0	0