МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрических станций, сетей и систем

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой Умбеткулов Е.К. к.т.н, доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Оценка режимов работы электрических сетей с учетом перспективы увеличения нагрузки на примере Тарбагатайского района ВКО

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Асылов Ш.Ж. Эу-13-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель ст.пр. Соколова И.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Жакупов А.А. к.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «26» 04 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Бутакаева Р.С. к.т.н., ст.преп-ль
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «28» 04 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Тергеусизова М.А. доцент АУЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «18» 05 2016 г.
(подпись)

Рецензент:_____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20__ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра электрических станций, сетей и систем

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Асылов Ильгыс Курманулы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Оценка режимов работы электрических сетей с учетом перспективы увеличения нагрузки на примере Тарбагатайского района ВКО

утверждена приказом ректора № 148 от « 19 » октября 2015 г.

Срок сдачи законченной работы « 25 » 05 2016 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Карта-схема электрических сетей ВКО;
2. Электрическая схема Тарбагатайского РЭС;
3. Сведения о нагрузках;
4. Параметры линий;
5. Параметры трансформаторов.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Анализ состояния существующей схемы сети.
2. Анализ перспективной схемы развития сети.
3. Технико-экономическое сравнение вариантов.
4. Расчеты рабочих режимов существующей сети.
5. Расчеты рабочих и аварийных режимов перспективной схемы развития сети.
6. Экономическая часть
7. Безопасность жизнедеятельности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта-схема электрических сетей 35-500кВ ВКО.
2. Карта-схема Тарбагатайского РЭ.
3. Электрическая схема Тарбагатайского РЭ.
4. Схема замещения Тарбагатайского РЭ.
5. Электрическая схема ТРЭ с ТС „Сарыбулак"
6. Схема замещения ТРЭ с ТС „Сарыбулак"

Рекомендуемая основная литература

1. „Справочник по проектированию электрических сетей" - Д.Л. Файбисович, 2012г.
2. Правила устройства электроустановок, -2015г.
3. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. -2013г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экон. часть	Тажутов И.А	26.04.2016	
БЖД	Жутаишева Г.С.	28.04.2016	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов	11.01 – 25.01	
2.	Анализ схем и нагрузок	15.01 – 25.01	
3.	Общие сведения о энергосистеме ВКО	26.01 – 09.02	
4.	Анализ перспективной схемы развития сети	10.02 – 24.02	
5.	Расчет режимов работы Карбагатайского РЭС	25.02 – 21.03	
6.	Безопасность жизнедеятельности	24.03 – 28.04	
7.	Экономическая часть	24.03 – 26.04	

Дата выдачи задания «19» октября 2016 г.

Заведующий кафедрой _____ Улбеткулов С.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Сокалова И.С.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Асылов Ш.Ж.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломной работе на тему «Оценка режимов работы электрических сетей с учетом перспективы увеличения нагрузки на примере Тарбагатайского района ВКО» произведен анализ рассматриваемого района электрических сетей; обоснована целесообразность развития сетей; намечены два варианта развития; произведено технико-экономическое сравнение выбранных вариантов; выполнен анализ режимов работы принятого варианта развития.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» исследованы условия труда на подстанции, рассмотрены вопросы пожарной безопасности, электробезопасности, а так же произведен расчет естественного освещения и системы вентиляции.

В экономической части произведен расчет технико-экономических показателей подстанции, ЛЭП 110 кВ и показателей финансово-экономической эффективности.

Аңдатпа

«ШҚО, Тарбағатай ауданының мысалында жүктеменің жоғарлауы келешегін ескергендегі электр тораптарындағы жұмыс режімдерді бағалау» тақырыбы бойынша карастырылып отырған аудандағы электр жүйесіне талдау жасалды, желілердің маңыздылдығы негізделді, дамытудың екі нұсқасы белгіленді, таңдалған нұсқаларға техникалық-экономикалық салыстырулар жасалды, алынған нұсқаның жұмыс тәртібіне талдау жасалынды.

«Өміртіршілік қауіпсіздігі» бөлімінде қосалқы станцияның еңбек жағдайлары зерттелді, өрт қауіпсіздігі және электр қауіпсіздігі мәселері қарастырылды, сондай-ақ табиғи жарықтандыру және желдету жүйелеріне есептеу жүргізілді.

Экономикалық бөлімде қосалқы станцияда, 110кВ электр беру желілерінде және қаржы-экономикалық тиімділік көрсеткіштеріне техникалық-экономикалық зерттеу жүргізілді.

Annotation

In the thesis project on the theme "Evaluation modes of electrical networks from the perspective of increasing the load on the example of Tarbagatay district EKR" an analysis of the observing area of electrical networks was made; the expediency of networks development was substantiated; two variants of development was planned; technical-economical comparison of the chosen variants was done; modes analysis of the selected variant of the development was made.

In the section "Life safety" the working conditions at the substation were investigated; fire and electrical safety issues were considered; and the natural lighting and ventilation system were calculated.

In the economic part of the research technical and economic parameters of the substation, 110 kV power transmission line and indicators of financial-economic efficiency were calculated.

Содержание

Введение		6
1	Общие сведения об энергосистеме ВКО	7
1.1	Существующие распределительные сети региона	7
1.2	Географическая характеристика Тарбагатайского района	8
1.3	Энергоснабжение Тарбагатайского РЭС	10
1.4	SWOT анализ Тарбагатайского РЭС	12
2	Анализ перспективной схемы развития сети	13
2.1	Режимы работы электрических сетей	13
2.2	Сведения о месторождении	14
2.3	Выбор трансформаторов на ПС «Сарыбулак»	15
2.4	Выбор сечения проводов	16
2.5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития	17
2.6	Выбор главной схемы ПС «Сарыбулак»	18
3	Расчет режимов работы Тарбагатайского РЭС	21
3.1	Составление схемы замещения электрической сети и определение ее параметров	21
3.2	Расчет максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС	26
3.3	Расчет минимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС	29
3.4	Расчет режимов сети с вводом ПС «Сарыбулак»	32
4	Безопасность жизнедеятельности	46
4.1	Анализ условий труда	46
4.2	Расчет	52
4.3	Вывод	58
5	Экономическая часть	59
5.1	Оценка экономической эффективности строительства ПС-110/35/6 кВ и ЛЭП 110кВ	59
5.2	Расчет технико-экономических показателей	59
5.3	Показатели финансово-экономической эффективности	64
Заключение		68
Список литературы		69

Введение

Топливно-энергетический комплекс играет особую роль в развитии любого государства, в повышении качества жизни населения и является базой для возрождения экономики страны, что ставит его на одно из первых мест по инвестициям, всемирному ускорению развития: можно однозначно утверждать, что если не будет стабилизации цен на электрическую энергию, то не следует ожидать стабилизации цен и на все виды ВВП, поскольку уровень стоимости электроэнергии способствует паритету цен. Казахстан по его природному потенциалу входит в число тех немногих стран мира, которые способны полностью обеспечить не только себя первичными энергоресурсами как в настоящие время, так и в перспективе, но и экспортировать их в значительных объёмах. В Казахстане сосредоточено 3,3% от мировых запасов угля. По объёмам добычи угля Казахстан занимает восьмое место в мире и 3-е после России и Украины среди стран СНГ.

Характерной чертой электроэнергетики Казахстана является преобладающее использование органического топлива, преимущественно угля, при выработке энергии на тепловых электростанциях. Основное преимущество производства тепла и электроэнергии заключается в том, что степень утилизации топлива значительно выше, а капитальные затраты ниже, чем у электростанций, производящих отдельно тепло и электроэнергию. В 1995 году на долю ТЭС приходилось 87% всей производимой в зоне Казахстанэнерго электроэнергии, на долю ГЭС-13%. Из всей вырабатываемой на ТЭС электроэнергии 84% составляет энергия, получаемая при сжигании угля, и 16% - при сжигании мазута и газа. ТЭС предназначены для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов электроэнергией и теплом. Они используют тепло, отработавшего пара для нужд промышленного производства, а также для отопления, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. Использования на теплоэлектроцентрали угля в качестве топлива обеспечивает ей ещё одно преимущество, а именно: возможность улучшения экономических показателей.

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории. Электрические сети классифицируются по ряду показателей, основными из которых являются следующие: конструктивное выполнение, род тока, характер потребителей, номинальное напряжение, схема соединений. По конструктивному выполнению различают воздушные и кабельные линий и внутренние проводки. Каждая сеть характеризуется номинальным напряжением, на которое рассчитываются элементы ее электротехнического оборудования. В Казахстане, в основном, принято и действует следующая шкала номинальных напряжении: 0,4 –6 – 10 – 35 – 110 –220 – 500 – 1150 кВ.

1 Общие сведения об энергосистеме ВКО

1.1 Существующие распределительные сети региона

АО «ВК РЭК» обслуживает территорию Восточно-Казахстанской области 283,3 тыс.кв.км. В области 15 сельских районов, 10 городов, 872 поселка и села, 254 сельских и аульных округа.

Основным видом деятельности АО «Восточно-Казахстанская региональная энергетическая компания» является передача и распределение электрической энергии. Протяженность сетей предприятия составляет 34 552,14 км. Площадь обслуживаемой территории – 283 300 квадратных километров. Количество трансформаторных подстанций 35 кВ и выше – 313 шт., количество ТП, КТП, РП, ЦРП – 6 513 шт., точек учета потребленной электроэнергии – 454 650. Активы компании превышают 221 445 условных единиц. Их обслуживанием занимается более 3000 сотрудников.

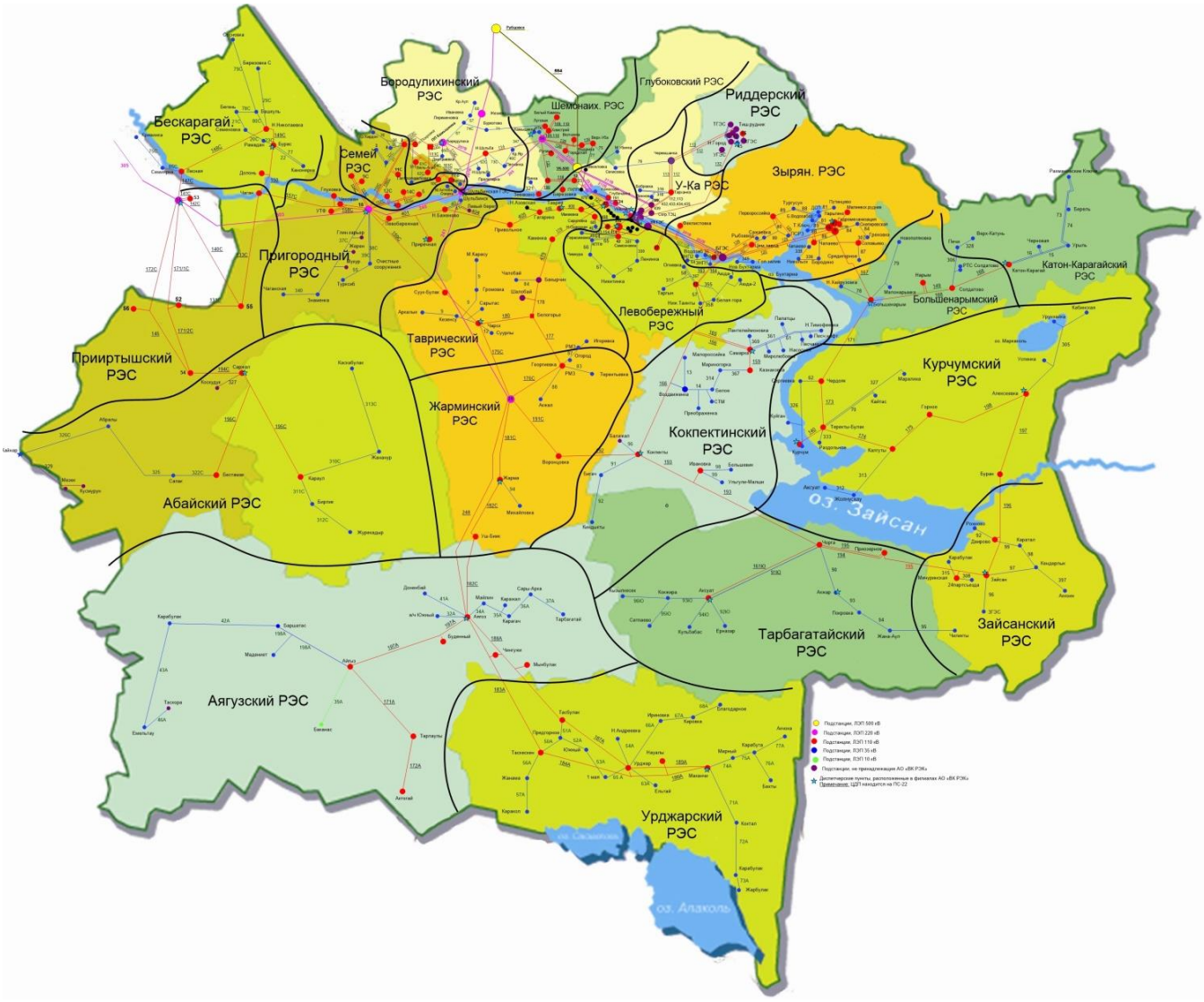


Рисунок 1.1 – карта-схема электрических сетей ВКО 35-500 кВ

В настоящее время собственными источниками покрытия электрических нагрузок Восточно–Казахстанской области являются:

- АО « Риддер ТЭЦ» (Лениногорская ТЭЦ);
- Бухтарминский ГЭК АО «Казцинк»;
- ГКП «Теплокоммунэнерго» (ТЭЦ г.Семей);
- Лениногорскийкаскад ГЭС;
- ТОО «AES Согринская ТЭЦ»;
- ТОО «AES Усть-Каменогорская ГЭС »;
- ТОО «AES Усть-Каменогорская ТЭЦ»;
- ТОО «AES Шульбинская ГЭС».

Суммарная установленная мощность электростанций Восточно-Казахстанской области по состоянию на 1 января 2015 года составила 2113 МВт, располагаемая мощность 1307 МВт. На рынке электроэнергии ВКО осуществляют свою деятельность несколько энергопередающих организаций - АО «KEGOC», ТОО «Казцинк», ТОО «Энергис», ТОО «Востокмазут», ТОО «Востокогнеупор», АО «НК «КТЖ» «Семейская дистанция электроснабжения» и другие. АО «KEGOC» является национальной электрической компанией и соответственно выполняет передачу электроэнергию по национальным электрическим сетям. Остальные энергопередающие организации ВКО осуществляют передачу электроэнергии по электрическим сетям находящихся у них на балансе. По количеству обслуживаемых единиц оборудования и протяженности электрических сетей АО «ВК РЭК» занимает лидирующее положение не только в Восточно-Казахстанской области, но и является одним из самых крупных региональных энергопередающих предприятий Казахстана. АО «ВК РЭК» передает электроэнергию для следующих энергоснабжающих организаций; - Гарантирующий поставщик э/э - ТОО «Шыгысэнерготрейд» (свыше 484 500 потребителей, среди которых более 24 000 – юр. лица.); - 22 прочих ЭСО и прямых потребителей. Самыми крупными пользователями услуг АО «ВК РЭК» является ТОО «Шыгысэнерготрейд», а также АО «УК ТМК» и ТОО «Узень». На оптовом рынке электроэнергии доля ТОО «Шыгысэнерготрейд» составляет 34 % от потребления области, а на розничном рынке 90%. Динамика увеличения объемов потребления электроэнергии по годам видна у ТОО «Шыгысэнерготрейд». Потребление АО «УК ТМК», по сетям АО «ВК РЭК» зависит от режима сети и от покупки от энергоисточников. Потребление ТОО «Узень» и остальных ЭСО практически не меняется и зависит от количества потребителей, которые периодически переходят из одного ЭСО в другое.

1.2 Географическая характеристика Тарбагатайского района

Район расположен на юго-востоке Восточно-Казахстанской области между Тарбагатайскими хребтами и Зайсанской котловиной. Территория района равна 23,8 тыс. кв. км, протяженность с севера на юг составляет более 500 км [14].

На востоке район граничит с Зайсанским, на западе - с Урджарским и Аягозским, на севере - с Кокпектинским и Жарминским районами. На юге района проходит государственная граница с КНР, протяженностью около 300 км [14].



Рисунок 1.2 – Географическая карта Тарбагатайского района

На территории района два вида растительности: горная и низменная. Горная растительность стебельная разнотравно-злаковая, низменная растительность - сухо полынная. В горных районах на высоте 1400 м. (над уровнем моря) идет горно-степной пояс с разнотравно-ковыльной и кустарниковой растительностью (таволга, шиповник и т.д.). На высоте от 1400 до 1700 м лежит зона субальпийских и альпийских лугов [14].

Почвы от юго-востока до северо-запада светло-желтые, а с повышением высоты местности черноземные.

Основные водные артерии - реки Кандысу, Терс-Айрык, Богас. Крупные речки - Базар, Каргыба, Тебиске, Ласты. Основные водоемы - горные и относятся к Зайсанской водной системе. С гор Тарбагатая берут начало речки Богас, Базар, Каргыба, Тебиске, Терс-Айрык, Тайжузген, Уласты, Кандысу, Кусты они впадают в озеро Зайсан. Невелики они, мутны, но быстры и шумны. Бегут к Зайсану по истощенной зноем равнине и, не достигнув цели, мелеют и пропадают в пути [14].

На территории района разведаны месторождения полезных ископаемых: угля и качественного бентонита.

Климат резко-континентальный, проявляющийся в большом колебаний суточных и годовых температур воздуха, сухости, незначительном количестве осадков и в обилии солнечного тепла. Зима холодная, в январе средняя температура достигает - 22 °С, - 30 °С. Лето продолжительное жаркое. В июле средняя температура достигает + 25 °С, + 35 °С. Осадков выпадает мало. Годовое количество атмосферных осадков 200-300 мм в год. Наибольшая часть осадков приходится на зиму [14].

1.3 Энергоснабжение Тарбагатайского РЭС

В районе функционирует «Аксуатский» и «Тарбагатайский» участки ТОО «Шыгысэнерготрейд». Из 65 населенных пунктов 59 охвачены линиями электропередач. Остальные 6 населенных пунктов (Шетбогас, Кокжол, Кызбай, Мурсалим, Шан, Сарбулак) не охвачены электроснабжением, установлены дизельные электростанции.



Рисунок 1.3 – Карта – схема электрических сетей Тарбагатайского РЭС

Передача и распределение электроэнергии осуществляется 12 подстанциями, на напряжение 35-110 кВ. Питание получают из ПС «Кокпекти» и ПС «Зайсан» по линиям 110 кВ, которые входят в «Зайсанское кольцо».

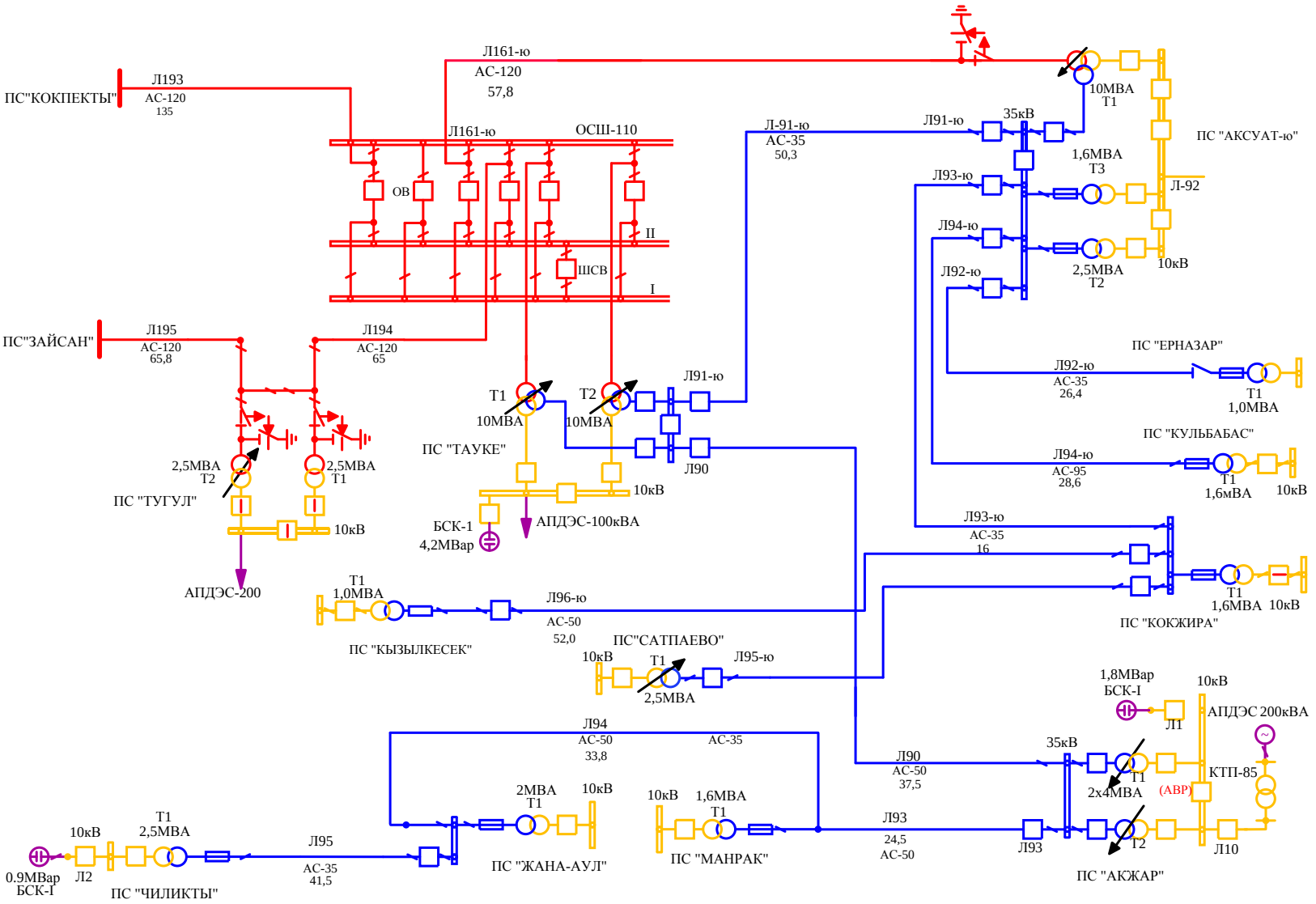


Рисунок 1.4 – Электрическая схема Тарбагатайского РЭС

1.4 SWOT анализ Тарбагатайского РЭС

Сильные стороны:

- повышение эффективности применения энергетических ресурсов;
- удовлетворение потребности района в электроэнергии за счет автономных установок;
- установление бесперебойного обеспечения электроэнергией.

Слабые стороны:

- развитие энергетики на местном уровне, изношенность электросетевого хозяйства (ЛЭП, ПС).

Угрозы:

- снижение качества энергообеспечения потребителей районе в связи со значительным износом энергетических сетей.

Возможности:

- применение экологически безопасных и принципиально новых технологий в данной отрасли;
- внедрение возобновляемых источников энергии (малые ГЭС за счет водного энергетического ресурса).

2 Анализ перспективной схемы развития сети

2.1 Режимы работы электрических сетей

Состояние системы в любой момент времени или на некотором интервале времени называется режимом системы.

Режим определяется показателями, которые называются параметрами режима к их числу относятся:

1) частота;
2) активная и реактивная мощность в элементах системы;
3) напряжение в различных точках сети у потребителей;
4) величины токов;
5) величины углов расхождения векторов ЭДС и напряжения.

Различают три основных вида режимов электроэнергетических систем:

1. Нормальный установившейся режим, применительно к которому проектируется электрическая сеть и определяются ее технико–экономические характеристики;
2. Послеаварийный установившийся режим, наступающий после аварийного отключения какого – либо элемента сети или ряда элементов (в этом режиме система и соответственно сеть могут работать с несколько ухудшенными технико– экономическими характеристиками);
3. Переходный режим, во время которого система переходит из одного состояния к другому.

Любой режим состоит из множества различных процессов. Различают параметры режима и параметры сети. Параметры режима электрической сети связаны между собой определенными зависимостями, в которые входят некоторые коэффициенты, зависящие от физических свойств элементов сети, от способа соединения этих элементов между собой, а также от некоторых допущений расчетного характера. К ним относятся полное сопротивление, активное и реактивное сопротивление, проводимости элементов, собственная и взаимная проводимости, коэффициент трансформации, коэффициент усиления. Ряд параметров сети зависит от характера изменений ее режима, т.е. является нелинейной системой. Однако во многих практических задачах параметры сети можно полагать не изменяющимися и считать сеть линейной.

Другой вид нелинейности сети обусловлен характером соотношений между параметрами ее режима. Нелинейность такого вида надо учитывать. Электрическую сеть рассматривают применительно к неизменному режиму системы, но в действительности такого режима не существует, и говоря об установившемся режиме имеют в виду режим малых возмущений. Отклонения параметров режима, происходит около некоторого устойчивого состояния. Система должна быть устойчива при этих малых возмущениях. Иначе говоря, она должна обладать статической устойчивостью. Аварийные переходные процессы возникают при резких аварийных изменениях режима, например, при к.з. элементов системы и последующем их отключении, при изменении схемы электрических соединений элементов системы. Большие возмущения в системе при аварийных переходных процессах приводят к значительным отклонениям параметров режима к большим возмущениям,

устойчивость по отношению к которым определяют как динамическую. При этом под динамической устойчивостью понимают способность системы восстанавливать после больших возмущений свое состояние, практически близкое к исходному. Необходимо учитывать изменения параметров режима, которые возникают при увеличении передаваемых мощностей, росте нагрузок и изменении схемы электрических соединений в результате повреждений в сети.

2.2 Сведения о месторождении

В Восточно-Казахстанской области Зайсанская эпопея о «голубом топливе» началась еще в Советское время. Много лет здесь искали нефть, а в ходе поисков вышли на газ.

История открытия месторождения уходит корнями в прошлое. Первая параметрическая скважина (Сарыбулак-1) глубиной 5000 м была пробурена ещё в конце восьмидесятых годов. При бурении Сарыбулак -1 однозначно были выявлены признаки наличия нефти и газа. После этого наступил распад Советского Союза и финансово-экономический кризис 90-х годов.

В 2005-2006 годах, после того, как были пробурены новые разведочные скважины, все сомнения отпали – нефть и газ на Зайсане есть, причём в количествах, достаточных для их промышленного использования.

В настоящее время на месторождении Сарыбулак завершено строительство и принят в эксплуатацию магистральный газопровод Сарыбулак – Майкапчагай.

В связи с развитием нефтегазовой отрасли требуется энергоснабжение, т.е. строительство новой ПС «Сарыбулак».



Рисунок 2.1 – Первый вариант развития сети Тарбагатайского РЭС



Рисунок 2.2 – Второй вариант развития сети Тарбагатайского РЭС

2.3 Выбор трансформаторов на ПС «Сарыбулак»

Таблица 2.1 - Перспективные нагрузки на ПС «Сарыбулак»

Год	2016	2018	2020	2022	2024	2026
Нагрузка, МВА	4+j1,94	5+j2,42	6+j2,91	7+j3,39	8+j3,88	10+j4,84

Выбор мощности трансформаторов

Согласно ПУЭ на подстанции мощность трансформаторов выбирается с учётом 70%-ной загрузки в нормальном режиме [3]:

$$S_{НОМ} \geq 0,7 S_{РАСЧ}\,, \qquad (2.1)$$

$$S_{нагр} = \sqrt{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2} = \sqrt{10^2 + 4,84^2} = 11,11\ MBA\,,$$

$$S_{ном} \geq 0,7 \cdot 11,11 = 7,777\ MBA\,.$$

По таблице 5.19 стр. 245 [4] выбираю трансформатор типа ТДТН-10000-110/35/6

Таблица 2.2 - Параметры трансформатора ТДТН-10000-110/35/6

Тип	$S_{НОМ}$ МВА	$U_{НОМ}$, кВ			$u_{К3\%}$		
		ВН	СН	НН	ВС	ВН	СН
ТДТН-10000-110/35/6	10	115	38,5	6,6	10,5	17	6

2.4 Выбор сечения проводов

Согласно ПУЭ 1.3.25 сечение проводников выбираются по экономической плотности тока [3]:

$$F_{эк} = \frac{I_P}{j_{эк}}, \qquad (2.2)$$

где I_P - расчетный ток времени в часы максимума нагрузки;

$j_{эк}$ -нормированное значение экономической плотности токи.

$$I_P = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n}, \qquad (2.3)$$

где P – активная мощность, МВт;

Q – реактивная мощность, МВА;

n – количество параллельных линий.

$$I_P = \frac{\sqrt{10^2 + 4{,}84^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 29{,}155 \ A,$$

$$F_{эк} = \frac{29{,}155}{1{,}1} = 26{,}5 \ мм^2.$$

По условию короны минимальное сечение на 110 кВ 70 мм^2. Выбираем провод марки АС-70/11 с $I_{ДОП} = 265 \ A, r_0 = 0{,}428 \ Ом/км, \ x_0 = 0{,}444 \ Ом/км$

Проверка проводов по нагреву.

Условие проверки по нагреву:

$$I_{ДОП} \geq I_{РМ}, \qquad (2.4)$$

где $I_{РМ}$ - наибольший ток проводника, определяемый по аварийному режиму.

В качестве аварийного режима рассматриваю отключение одной цепи двухцепных ВЛ.

$$I_{РМ} = 2I_P, \qquad (2.5)$$

$$I_{РМ} = 2 \cdot 29{,}155 = 58{,}31 \ A \leq I_{ДОП} = 265 \ A.$$

Условие проверки выполняется

2.5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития

Сравнивая варианты по технико-экономическим критериям, необходимо учесть, что данные варианты должны быть сопоставимы друг другу по таким техническим требованиям как степень надёжности и качество предоставляемой электроэнергии.

На начальном этапе технико-экономического сравнения выполняется подбор допустимых вариантов по электротехническим требованиям. Далее выбирается наиболее оптимальный, с помощью определения капитальных вложений и издержек по вариантам сети (большее значение здесь играет длина линии).

Сравнение вариантов схемы сети осуществляется с помощью расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Подсчет приведенных затрат производится по формуле [7]:

$$З = E_Н \cdot К \cdot И, \tag{2.6}$$

где $E_Н$ - нормативный коэффициент эффективности (в энергетике принимается равным 0,12 и показывает, какая часть капитальных вложений в новую технику должна окупаться в течение года);

$К$ – капитальные вложения;

$И$ – издержки на амортизацию.

$$К = К_Л + К_П, \tag{2.7}$$

где $К_Л$ - капитальные вложения линии;

$К_П$ - капитальные вложения подстанции.

$$И = И_Л + И_П + И_{\Delta Э}, \tag{2.8}$$

где $И_Л$ - издержки на амортизацию и обслуживание линий;

$И_П$ - издержки на амортизацию и обслуживание подстанции;

$И_{\Delta Э}$ - издержки на возмещение потерь энергии в электрических сетях.

Ежегодные издержки $И_Л$ и $И_П$ определяются суммой отчислений от капитальных вложений [7]:

$$И_Л = \alpha_Л \cdot К_Л,$$

$$И_П = \alpha_П \cdot К_П.$$

где $\alpha_Л$, $\alpha_П$ - соответственно коэффициенты отчислений на амортизацию и обслуживание для линий и подстанций.

Так как понижающая подстанция «Сарыбулак» является постоянной величиной, то её показатели не влияют на технико-экономическое сравнение вариантов. Показательными и определяющими величинами в данном случае являются стоимость длины линии, и присоединения подстанции к существующей сети 110 кВ.

Таблица 2.1 – Длина проектируемой ЛЭП

	1 вариант	2 вариант
Длина, км	42	48

Капитальные вложения линии:

$$K_Л = L \cdot n \cdot C, \tag{2.9}$$

где С - стоимость 1 км линии при номинальном напряжении линии 110кВ на железобетонных опорах. С=740*5=3700 тыс. тг/км табл.7.4 стр.333 [4];
L - длина линии;
n - число параллельных линий.

$$K_Л^{(1)} = 21 \cdot 2 \cdot 3700 = 155400 \ тыс.тг,$$

$$K_Л^{(2)} = 48 \cdot 3700 = 177600 \ тыс.тг.$$

Вывод: Наиболее экономичным является первый вариант электрической сети, так как данный вариант имеет минимальные затраты.

2.6 Выбор главной схемы ПС «Сарыбулак»

Схема на стороне 110 кВ

Согласно норм проектирования подстанций на стороне 110 кВ выбираю схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Достоинства: простая и наглядная; электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны, как следствие, минимизированы отказы по вине персонала; требует две ячейки выключателей на четыре присоединения (два трансформатора и две линии); занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений; наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений.

Является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ.

Схема на стороне 35 кВ

Согласно норм проектирования подстанций на стороне 35 кВ выбираю схему «Одна секционированная система шин с секционным выключателем».

Каждое присоединение подключается к шинам через один выключатель. Допускается в отдельных случаях подключение одного трансформатора на секцию без выключателя. Связь секций через секционный выключатель (СВ) обеспечивает разделение схемы при повреждении одной из секций и не требует полного обесточивания подстанции при ремонте секции. Схема обеспечивает более надежную связь между отдельными узлами энергосистемы в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

К недостаткам схемы следует отнести необходимость отключения всех присоединений данной секции при выводе ее в ремонт или при ее повреждении, а также возможность полного погашения подстанции при повреждении секционного выключателя, являющегося общим элементом для обеих секций.

Схема на стороне 6 кВ

Согласно норм проектирования подстанций на стороне 6 кВ выбираю схему «Одна секционированная система шин с секционным выключателем».

Достоинства и недостатки аналогичны схеме на стороне 35 кВ.

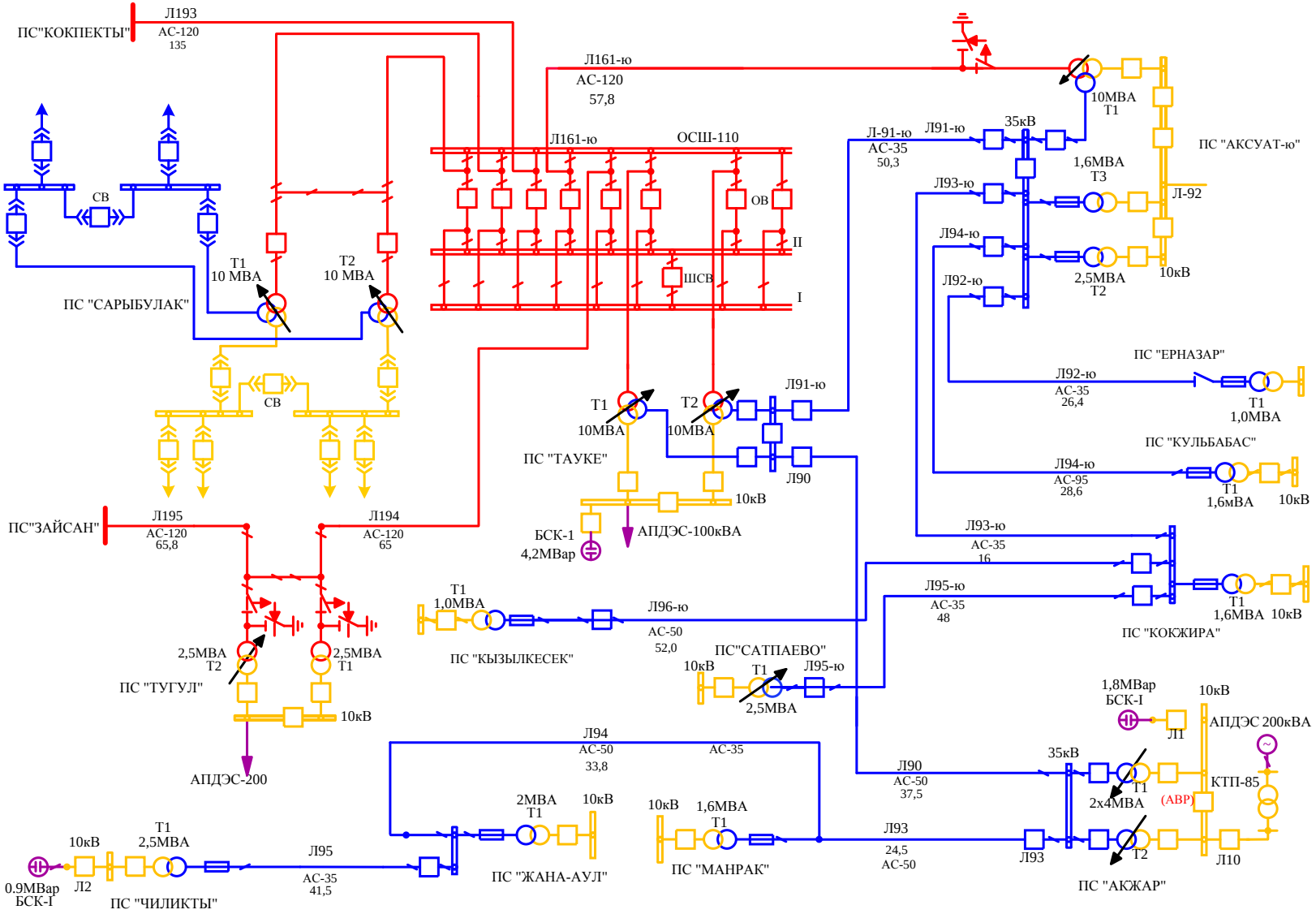


Рисунок 2.3 – Электрическая схема Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

3. Расчет режимов работы Тарбагатайского РЭС

3.1 Составление схемы замещения электрической сети и определение ее параметров.

Активные, реактивные сопротивления и проводимость сталеалюминевых проводов находим в таблице 3.8 стр. 87 [4].

Таблица 3.1 – Характеристики проводов

Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом, км	b_0, 10^{-6} См/км
АС-120/19	0,249	0,427	2,66
АС-35/6,2	0,79	0,438	-
АС-50/8	0,603	0,435	-
АС-95/16	0,306	0,421	-

Активное сопротивление линии находим по формуле

$$R_{уч} = r_0 \cdot l_{уч}. \quad (3.1)$$

Реактивное сопротивление линии находим по формуле

$$X_{уч} = x_0 \cdot l_{уч}. \quad (3.2)$$

Проводимость линии:

$$B_{уч} = b_0 \cdot l_{уч}. \quad (3.3)$$

Определение параметров схемы замещения для участка 1-3:

$$R_{1-3} = 0,249 \cdot 135 = 33,615 \ Ом,$$

$$X_{1-3} = 0,427 \cdot 135 = 57,645 \ Ом,$$

$$B_{1-3} = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 135 = 359,1 \cdot 10^{-6} \ См.$$

Параметры схем замещения остальных участков считается как в участке 1-3, и приведены в сводной таблице 3.2. На линиях 35 кВ и ниже можно пренебречь проводимостью линии, т.к. величины очень малы.

Таблица 3.2 – Сводная таблица параметров схемы замещения линий

Участок	№ линии	L, км	R, Ом	X, Ом	B, См
1	2	3	4	5	6
1-3	193	135	33,615	57,645	359,1
3-4	194	65	16,185	27,755	172,9

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6
3-17	161ю	57,8	14,392	24,681	153,748
4-2	195	65,8	16,384	28,097	175,03
20-21	92ю	26,4	20,856	11,563	
20-23	94ю	28,6	8,752	12,041	
20-25	93ю	16	12,64	7,008	
25-29	96ю	52	31,356	22,62	
25-27	95ю	48	37,92	21,024	
8-9	90	37,5	22,613	16,313	
9-11	93	24,5	14,774	10,658	
11-13	94	33,8	20,381	14,703	
13-15	95	41,5	32,785	18,177	

Сопротивления двухобмоточных трансформаторов находим в таблицах 5.17 и 5.18 стр 243 и 244 [4] соответственно.

Таблица 3.3 – Сопротивления двухобмоточных трансформаторов

Название ПС	Марка трансформатора	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом
Тугул	ТМН-2500/110 (Т1 и Т2	42,6	508,2
Аксуат	ТМ-1600 / 35 (Т3)	12,4	49,2
	ТМ-2500 / 35 (Т2)	5,1	31,9
Ерназар	ТМ-1000 / 35(Т1)	8,6	49,8
Кульбабас	ТМ-1600 / 35(Т1)	12,4	49,2
Сатпаево	ТМН-2500 / 35(Т1)	5,1	31,9
Кокжира	ТМ-1600 / 35(Т1)	12,4	49,2
Кызылкесек	ТМ-1000 / 35(Т1)	8,6	49,8
Акжар	ТМН -4000 / 35 (Т1)	2,6	23
	ТМН -4000 / 35 (Т2)	2,6	23
Манрак	ТМ-1600 / 35(Т1)	12,4	49,2
Жана Аул	ТМ-2500 / 35(Т1)	5,1	31,9
Чиликти	ТМ-2500 / 35(Т1)	5,1	31,9

Сопротивления трехобмоточных трансформаторов находим в таблице 5.19 стр 245 [4].

Таблица 3.4 – Сопротивления трехобмоточных трансформаторов

Название ПС	Марка трансформатора	Активное сопротивление, Ом			Реактивное сопротивление, Ом		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
Тауке	ТДТН-10000 / 110 (Т1)	5	5	5	142,2	0	82,7
	ТДТН-10000 / 110 (Т2)	5	5	5	142,2	0	82,7
Аксуат	ТДТН-10000 / 110 (Т1)	5	5	5	142,2	0	82,7

Таблицы 3.5 – Сводная таблица параметров схемы замещения трансформаторов.

Участок	Название ПС	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом
4-5	Тугул	21,3	254,1
3-6	Тауке	2,5	71,1
6-7	Тауке	2,5	41,35
6-8	Тауке	2,5	0
9-10	Акжар	1,3	11,5
11-12	Манрак	12,4	49,2
13-14	Жана-Аул	5,1	31,9
15-16	Чиликти	5,1	31,9
17-18	Аксуат-ю	5	142,2
18-19	Аксуат-ю	5	82,7
18-20	Аксуат-ю	5	0
20-19	Аксуат-ю	5,1	31,9
21-22	Ерназар	8,6	49,8
23-24	Кульбабас	12,4	49,2
25-26	Кокжира	12,4	49,2
27-28	Сатпаево	5,1	31,9
29-30	Кызылкесек	8,6	49,8

Таблица 3.6 – Нагрузки минимального и максимального режимов на ПС

Название ПС	Нагрузка, МВА	
	Минимальный режим	Максимальный режим
Тауке	0,36+j0,31	0,96+j0,2
Тугул	0,54+j0,57	0,88+j0,3
Аксуат	1,57+j0,66	3,43+j0,69
Ерназар	0,05+j0,05	0,18+j0,03
Кульбабас	0,17+j0,15	0,48+j0,1
Сатпаево	0,25+j0,1	0,26+j0,05
Кокжира	0,14+j0,14	0,7+j0,19
Кызылкесек	0,14+j0,08	0,31+j0,09
Акжар	1,05+j0,8	2,53+j0,67
Манрак	0,15+j0,13	0,34+j0,09
Жана Аул	0,16+j0,08	0,33+j0,06
Чиликти	0,27+j0,12	0,34+j0,1

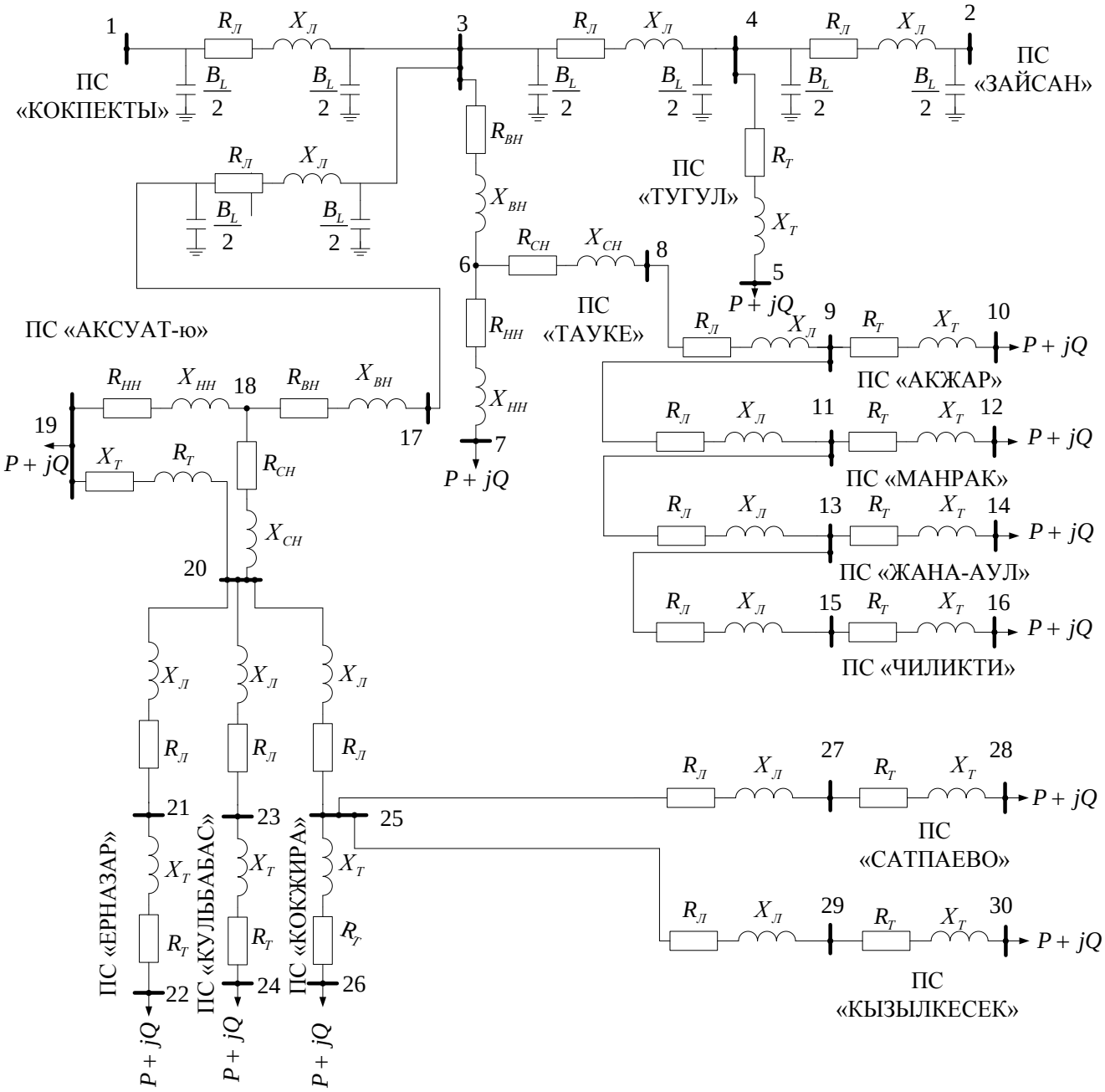


Рисунок 3.1 - Схема замещения существующей сети Тарбагатайского РЭС

Расчет проводится в программе RASTRWIN.

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем [5].

Перед проведением расчетов по программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной RastrWin3. Для этого необходимо:

- нарисовать схему с указанием всех узлов и ветвей;
- пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы. Номер узла дол жен быть уникальным положительным

числом, сквозная нумерация необязательна. Выбранные номера узлов следует нанести на схему сети;

- для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;
- для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления. Если исходные данные заданы активной мощностью и cos φ, – рассчитать реактивную мощность;
- для узлов с синхронными машинами (генераторы, компенсаторы) определить активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности (Qmin − Qmax) и заданный (фиксированный) модуль напряжения (Vзд);
- при наличии в узле шунтов на землю – батареи статических конденсаторов (БСК) или шунтирующих реакторов (ШР) – определить их проводимость (в микросименсах) и нанести на схему;
- для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус);
- для трансформаторов определить сопротивление, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы);
- автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы представить по схеме звезда с промежуточным узлом и тремя ветвями, две из которых имеют коэффициенты трансформации;
- при наличии в сети группы параллельных линий желательно присваивать каждой из них свой номер в группе;
- определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения.

Параметры в таблицах «Узлы», «Ветви», «Районы+ПотериQ», «Районы+Потери»:

- S_g - Комплексная мощность генерации;
- S_н - Комплексная мощность нагрузки;
- V - Расчетный модуль напряжения;
- N_нач - Номер начала;
- N_кон - Номер конца;
- R - Сопротивление активное;
- X - Сопротивление реактивное;
- B - Проводимость на землю мкСим;
- Кт/ - Вещественная составляющая коэффициента трансформации;
- Sl_нач – Поток начала участка в комплексной форме;
- Sl_кон – Поток конца участка в комплексной форме;
- dP_ЛЭП – Потери активной мощности в ЛЭП;
- dP_Тр – Потери активной мощности в трансформаторах;

- dP_нагр - Нагрузочные потери;
- dP_пост - Постоянные потери;
- dQ_ЛЭП – Потери реактивной мощности в ЛЭП;
- dQ_Тр – Потери реактивной мощности в трансформаторах;
- dQ_нагр - Нагрузочные потери;
- dQ_пост - Постоянные потери.

3.2 Расчет максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС

Для расчета максимального режима работы берем исходную информацию из табл. 3.2, 3.5, 3.6 и схему замещения из рисунка 3.1.

Узлы | Ветви | ТКЗ

	О	Тип	Номер	Название	U_ном	S_н	S_g	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1		База	1	Коклекти	115		5.355-J2.009	115,0	-1 000,0	1 000,0	115,00	
2		База	2	Зайсан	115		5.981-J1.752	115,0	-1 000,0	1 000,0	115,00	
3		Нагр	3	ВН ПС "Тауке"	110						113,28	-1,30
4		Нагр	4	ВН ПС "Тугул"	110						114,30	-0,77
5		Нагр	5	НН ПС "Тугул"	10	0.88+J0.3					10,31	-1,73
6		Нагр	6	N ПС "Тауке"	110						110,07	-2,84
7		Ген-	7	НН ПС "Тауке"	10	0.96+J0.2	-J4.2	10,0	-4,2	4,2	10,19	-2,98
8		Нагр	8	СН ПС "Тауке"	35						36,18	-2,84
9		Нагр	9	ВН ПС "Акжар"	35						33,79	-5,85
10		Нагр	10	НН ПС "Акжар"	10	2.53+J0.67					9,57	-7,28
11		Нагр	11	ВН ПС "Манрак"	35						33,61	-7,16
12		Нагр	12	НН ПС "Манрак"	10	0.34+J0.09					9,54	-7,96
13		Нагр	13	ВН ПС "Жана-Аул"	35						33,64	-8,82
14		Нагр	14	НН ПС "Жана-Аул"	10	0.33+J0.06					9,59	-9,34
15		Нагр	15	ВН ПС "Чиликти"	35						33,91	-11,07
16		Ген	16	НН ПС "Чиликти"	10	0.34+J0.1	+J1.318	10,0	-0,9	0,9	10,00	-11,89
17		Нагр	17	ВН ПС "Аксуат-ю"	110						112,41	-1,85
18		Нагр	18	N ПС "Аксуат-ю"	110						110,15	-5,38
19		Нагр	19	НН ПС "Аксуат-ю"	10	3.43+J0.69					9,96	-6,43
20		Нагр	20	СН ПС "Аксуат-ю"	35						34,99	-5,37
21		Нагр	21	ВН ПС "Ерназар"	35						34,87	-5,44
22		Нагр	22	НН ПС "Ерназар"	10	0.18+J0.03					9,95	-5,85
23		Нагр	23	ВН ПС "Кульбабас"	35						34,83	-5,60
24		Нагр	24	НН ПС "Кульбабас"	10	0.48+J0.1					9,87	-6,66
25		Нагр	25	ВН ПС "Кожжира"	35						34,45	-5,58
26		Нагр	26	НН ПС "Кожжира"	10	0.7+J0.19					9,70	-7,15
27		Нагр	27	ВН ПС "Сатпаево"	35						34,13	-5,74
28		Нагр	28	НН ПС "Сатпаево"	10	0.26+J0.05					9,74	-6,14
29		Нагр	29	ВН ПС "Кызылкесек"	35						34,10	-5,77
30		Нагр	30	НН ПС "Кызылкесек"	10	0.31+J0.09					9,69	-6,50

Рисунок 3.2 - Полученные расчетные значения «Узлы» для максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС

Ветви | Графика

	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	Sl_нач	Sl_кон	I max
1	ЛЭП	1	3	Коклекти - ВН ПС "Тауке"	33,62	57,64	-359,1		5.355-J2.009	5.281+J2.544	30
2	ЛЭП	3	4	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Тугул"	16,18	27,76	-172,9		5.02+J2.337	5.053+J0.156	28
3	ЛЭП	3	17	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Аксуат-ю"	14,39	24,68	-153,7		5.454-J0.139	5.42+J1.76	29
4	ЛЭП	4	2	ВН ПС "Тугул" - Зайсан	16,38	28,10	-175,0		5.937+J0.472	5.981-J1.752	31
5	ЛЭП	20	21	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Ерназар"	20,86	11,56			0.18+J0.032	0.179+J0.031	3
6	ЛЭП	20	23	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кульбабас"	8,75	12,04			0.484+J0.112	0.482+J0.11	8
7	ЛЭП	20	25	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кокжира"	12,64	7,01			1.297+J0.376	1.278+J0.365	22
8	ЛЭП	25	29	ВН ПС "Кокжира" - ВН ПС "Кызылкесек"	31,36	22,62			0.313+J0.097	0.31+J0.095	5
9	ЛЭП	25	27	ВН ПС "Кокжира" - ВН ПС "Сатпаево"	37,92	21,02			0.261+J0.053	0.259+J0.052	4
10	ЛЭП	8	9	СН ПС "Тауке" - ВН ПС "Акжар"	22,61	16,31			3.913-J0.015	3.648-J0.206	62
11	ЛЭП	9	11	ВН ПС "Акжар" - ВН ПС "Манрак"	14,77	10,66			1.116-J0.949	1.088-J0.969	25
12	ЛЭП	11	13	ВН ПС "Манрак" - ВН ПС "Жана-Аул"	20,38	14,70			0.748-J1.066	0.718-J1.088	22
13	ЛЭП	13	15	ВН ПС "Жана-Аул" - ВН ПС "Чиликти"	32,78	18,18			0.389-J1.152	0.346-J1.176	21
14	Тр-р	4	5	ВН ПС "Тугул" - НН ПС "Тугул"	21,30	254,10		0,091	0.882+J0.317	0.88+J0.3	5
15	Тр-р	3	6	ВН ПС "Тауке" - N ПС "Тауке"	2,50	71,10		1,000	4.88+J5.015	4.871+J4.744	36
16	Тр-р	6	7	N ПС "Тауке" - НН ПС "Тауке"	2,50	41,35		0,094	0.969+J4.471	0.965+J4.4	24
17	Тр-р	6	8	N ПС "Тауке" - СН ПС "Тауке"	2,50			0,329	3.913-J0.084	3.91-J0.084	21
18	Тр-р	9	10	ВН ПС "Акжар" - НН ПС "Акжар"	1,30	11,50		0,286	2.539+J0.74	2.531+J0.67	45
19	Тр-р	11	12	ВН ПС "Манрак" - НН ПС "Манрак"	12,40	49,20		0,286	0.342+J0.095	0.34+J0.09	6
20	Тр-р	13	14	ВН ПС "Жана-Аул" - НН ПС "Жана-Аул"	5,10	31,90		0,286	0.331+J0.063	0.33+J0.06	6
21	Тр-р	15	16	ВН ПС "Чиликти" - НН ПС "Чиликти"	5,10	31,90		0,286	0.347-J1.176	0.34-J1.218	21
22	Тр-р	17	18	ВН ПС "Аксуат-ю" - N ПС "Аксуат-ю"	5,00	142,20		1,000	5.422+J1.76	5.409+J1.394	29
23	Тр-р	18	19	N ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,00	82,70		0,091	2.713+J0.675	2.71+J0.622	15
24	Тр-р	18	20	N ПС "Аксуат-ю" - СН ПС "Аксуат-ю"	5,00			0,318	2.675+J0.586	2.672+J0.586	14
25	Тр-р	20	19	СН ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,10	31,90		0,286	0.722+J0.082	0.72+J0.069	12
26	Тр-р	21	22	ВН ПС "Ерназар" - НН ПС "Ерназар"	8,60	49,80		0,286	0.18+J0.031	0.18+J0.03	3
27	Тр-р	23	24	ВН ПС "Кульбабас" - НН ПС "Кульбабас"	12,40	49,20		0,286	0.483+J0.11	0.48+J0.1	8
28	Тр-р	25	26	ВН ПС "Кокжира" - НН ПС "Кокжира"	12,40	49,20		0,286	0.706+J0.212	0.7+J0.19	12
29	Тр-р	27	28	ВН ПС "Сатпаево" - НН ПС "Сатпаево"	5,10	31,90		0,286	0.261+J0.052	0.26+J0.05	4
30	Тр-р	29	30	ВН ПС "Кызылкесек" - НН ПС "Кызылкесек"	8,60	49,80		0,286	0.311+J0.094	0.31+J0.09	6

Рисунок 3.3 – Полученные расчетные значения «Ветви» для максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС

Районы+Потери

	Np-t	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.64	0.58	0.07	-0	-0		

Рисунок 3.4 – Потери активной мощности для максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС

Районы+Потери Q

	Np-t	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				1.55	0.59	0.95	-11.18	-11.18		

Рисунок 3.5 – Потери реактивной мощности для максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС

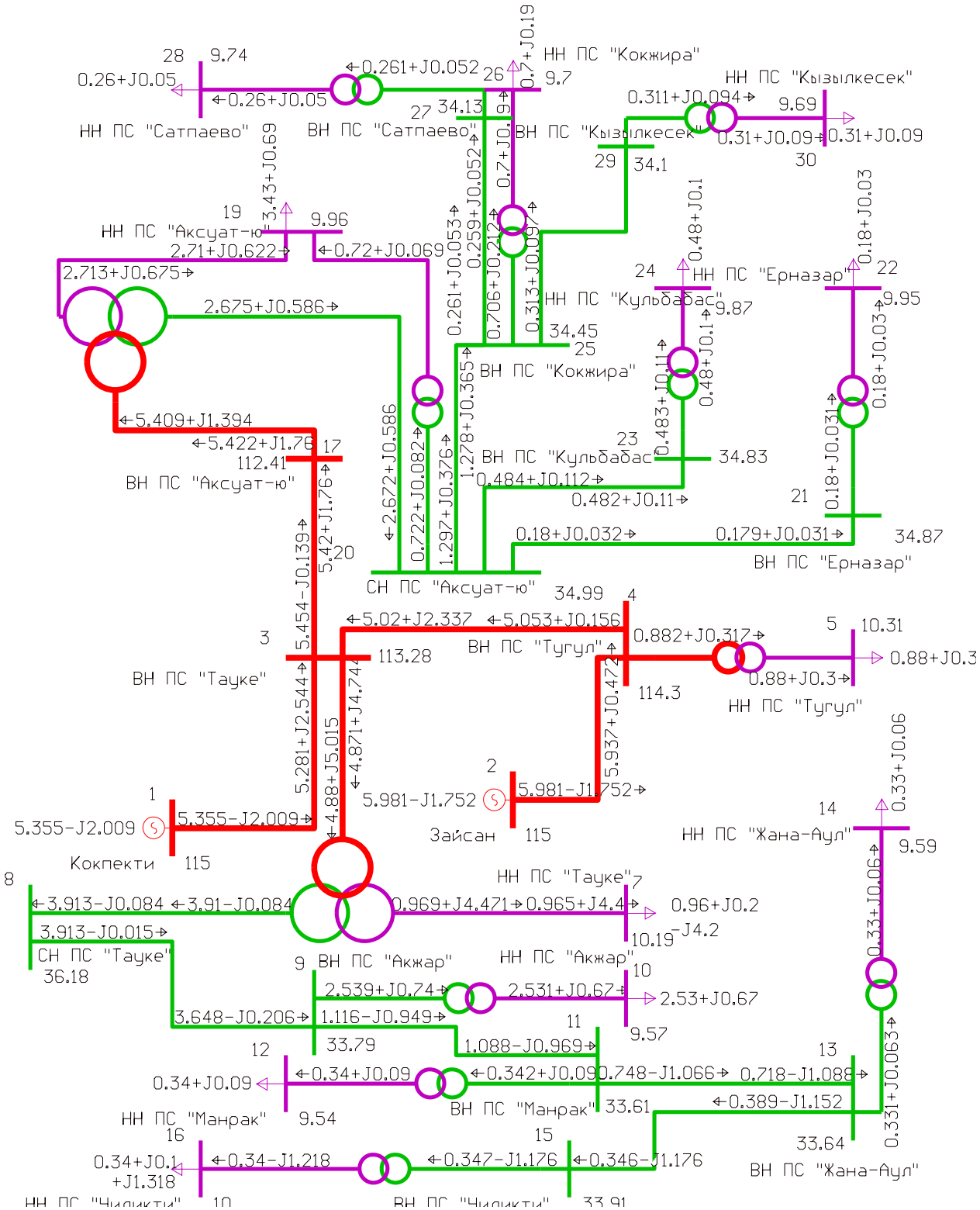
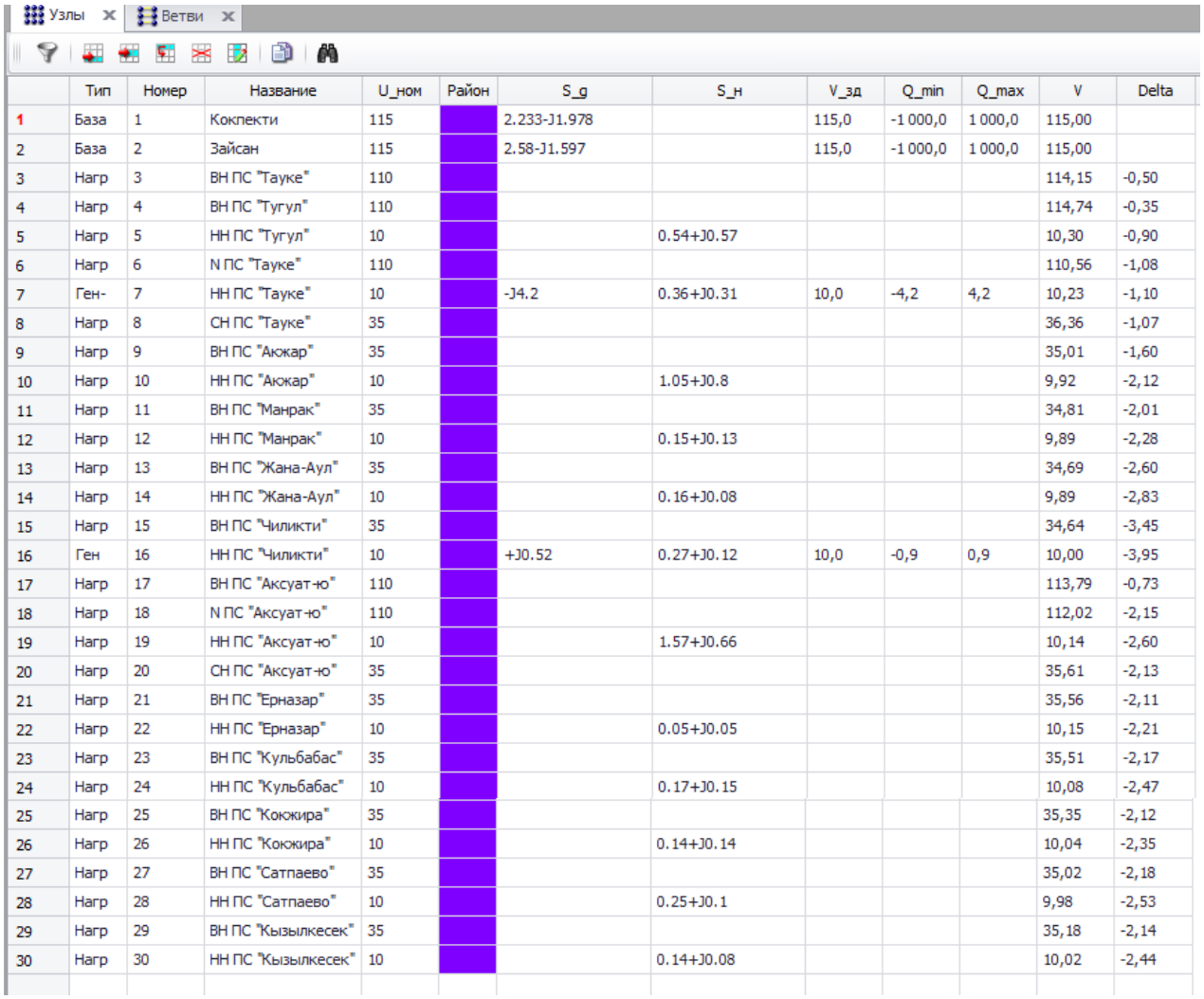


Рисунок 3.6 – Потокораспределение в максимальном режиме работы сети Тарбагатайского РЭС

В максимальном режиме работы сети Тарбагатайского РЭС напряжения в узловых точках не превышают допустимых величин. Потери активной мощности в сети составляют 5,73%. Из них потери в ЛЭП 5,12%, в трансформаторах 0,61%.

3.3 Расчет минимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС

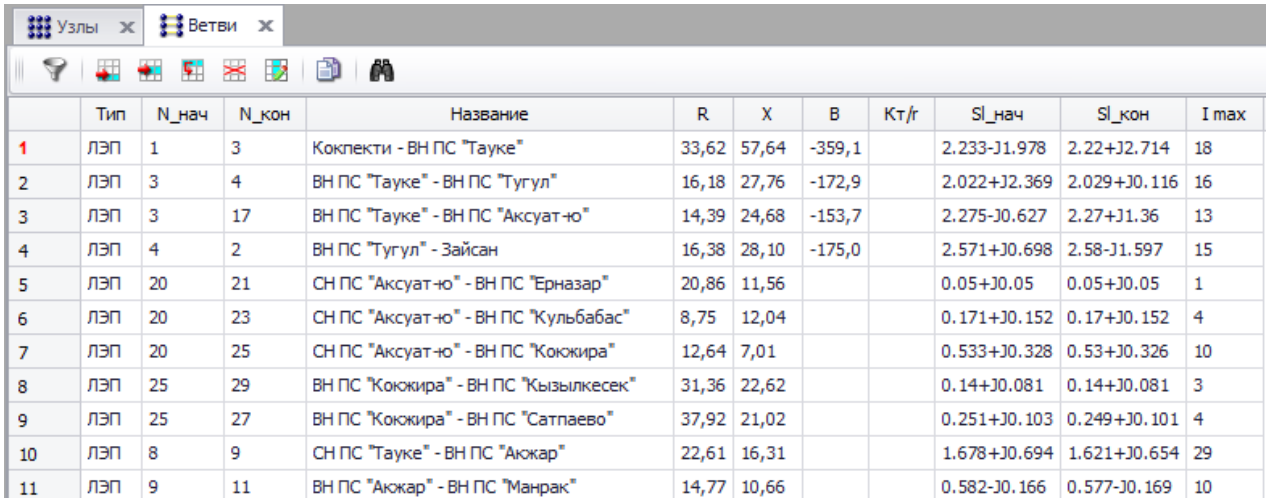
Для расчета минимального режима работы берем исходную информацию из табл. 3.2, 3.5, 3.6 и схему замещения из рисунка 3.1.



Узлы | Ветви

	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	S_g	S_н	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	База	1	Коктекти	115		2.233-J1.978		115,0	-1 000,0	1 000,0	115,00	
2	База	2	Зайсан	115		2.58-J1.597		115,0	-1 000,0	1 000,0	115,00	
3	Нагр	3	ВН ПС "Тауке"	110							114,15	-0,50
4	Нагр	4	ВН ПС "Тугул"	110							114,74	-0,35
5	Нагр	5	НН ПС "Тугул"	10			0.54+J0.57				10,30	-0,90
6	Нагр	6	N ПС "Тауке"	110							110,56	-1,08
7	Ген-	7	НН ПС "Тауке"	10		-J4.2	0.36+J0.31	10,0	-4,2	4,2	10,23	-1,10
8	Нагр	8	СН ПС "Тауке"	35							36,36	-1,07
9	Нагр	9	ВН ПС "Акжар"	35							35,01	-1,60
10	Нагр	10	НН ПС "Акжар"	10			1.05+J0.8				9,92	-2,12
11	Нагр	11	ВН ПС "Манрак"	35							34,81	-2,01
12	Нагр	12	НН ПС "Манрак"	10			0.15+J0.13				9,89	-2,28
13	Нагр	13	ВН ПС "Жана-Аул"	35							34,69	-2,60
14	Нагр	14	НН ПС "Жана-Аул"	10			0.16+J0.08				9,89	-2,83
15	Нагр	15	ВН ПС "Чиликти"	35							34,64	-3,45
16	Ген	16	НН ПС "Чиликти"	10		+J0.52	0.27+J0.12	10,0	-0,9	0,9	10,00	-3,95
17	Нагр	17	ВН ПС "Аксуат-ю"	110							113,79	-0,73
18	Нагр	18	N ПС "Аксуат-ю"	110							112,02	-2,15
19	Нагр	19	НН ПС "Аксуат-ю"	10			1.57+J0.66				10,14	-2,60
20	Нагр	20	СН ПС "Аксуат-ю"	35							35,61	-2,13
21	Нагр	21	ВН ПС "Ерназар"	35							35,56	-2,11
22	Нагр	22	НН ПС "Ерназар"	10			0.05+J0.05				10,15	-2,21
23	Нагр	23	ВН ПС "Кульбабас"	35							35,51	-2,17
24	Нагр	24	НН ПС "Кульбабас"	10			0.17+J0.15				10,08	-2,47
25	Нагр	25	ВН ПС "Кокжира"	35							35,35	-2,12
26	Нагр	26	НН ПС "Кокжира"	10			0.14+J0.14				10,04	-2,35
27	Нагр	27	ВН ПС "Сатпаево"	35							35,02	-2,18
28	Нагр	28	НН ПС "Сатпаево"	10			0.25+J0.1				9,98	-2,53
29	Нагр	29	ВН ПС "Кызылкесек"	35							35,18	-2,14
30	Нагр	30	НН ПС "Кызылкесек"	10			0.14+J0.08				10,02	-2,44

Рисунок 3.7 – Полученные расчетные значения «Узлы» для минимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС



Узлы | Ветви

	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	Sl_нач	Sl_кон	I max
1	ЛЭП	1	3	Коктекти - ВН ПС "Тауке"	33,62	57,64	-359,1		2.233-J1.978	2.22+J2.714	18
2	ЛЭП	3	4	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Тугул"	16,18	27,76	-172,9		2.022+J2.369	2.029+J0.116	16
3	ЛЭП	3	17	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Аксуат-ю"	14,39	24,68	-153,7		2.275-J0.627	2.27+J1.36	13
4	ЛЭП	4	2	ВН ПС "Тугул" - Зайсан	16,38	28,10	-175,0		2.571+J0.698	2.58-J1.597	15
5	ЛЭП	20	21	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Ерназар"	20,86	11,56			0.05+J0.05	0.05+J0.05	1
6	ЛЭП	20	23	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кульбабас"	8,75	12,04			0.171+J0.152	0.17+J0.152	4
7	ЛЭП	20	25	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кокжира"	12,64	7,01			0.533+J0.328	0.53+J0.326	10
8	ЛЭП	25	29	ВН ПС "Кокжира" - ВН ПС "Кызылкесек"	31,36	22,62			0.14+J0.081	0.14+J0.081	3
9	ЛЭП	25	27	ВН ПС "Кокжира" - ВН ПС "Сатпаево"	37,92	21,02			0.251+J0.103	0.249+J0.101	4
10	ЛЭП	8	9	СН ПС "Тауке" - ВН ПС "Акжар"	22,61	16,31			1.678+J0.694	1.621+J0.654	29
11	ЛЭП	9	11	ВН ПС "Акжар" - ВН ПС "Манрак"	14,77	10,66			0.582-J0.166	0.577-J0.169	10

Рисунок 3.8

Продолжение рисунка 3.8

12	ЛЭП	11	13	ВН ПС "Манрак" - ВН ПС "Жана-Аул"	20,38	14,70			0.432-J0.304	0.428-J0.307	9
13	ЛЭП	13	15	ВН ПС "Жана-Аул" - ВН ПС "Чиликти"	32,78	18,18			0.273-J0.391	0.267-J0.394	8
14	Тр-р	4	5	ВН ПС "Тугул" - НН ПС "Тугул"	21,30	254,10		0,091	0.541+J0.582	0.54+J0.57	4
15	Тр-р	3	6	ВН ПС "Тауке" - N ПС "Тауке"	2,50	71,10		1,000	1.993+J5.713	1.986+J5.513	31
16	Тр-р	6	7	N ПС "Тауке" - НН ПС "Тауке"	2,50	41,35		0,094	0.368+J4.582	0.364+J4.51	24
17	Тр-р	6	8	N ПС "Тауке" - СН ПС "Тауке"	2,50			0,329	1.685+J0.638	1.685+J0.638	9
18	Тр-р	9	10	ВН ПС "Акжар" - НН ПС "Акжар"	1,30	11,50		0,286	1.054+J0.817	1.052+J0.8	22
19	Тр-р	11	12	ВН ПС "Манрак" - НН ПС "Манрак"	12,40	49,20		0,286	0.151+J0.132	0.151+J0.13	3
20	Тр-р	13	14	ВН ПС "Жана-Аул" - НН ПС "Жана-Аул"	5,10	31,90		0,286	0.161+J0.081	0.161+J0.08	3
21	Тр-р	15	16	ВН ПС "Чиликти" - НН ПС "Чиликти"	5,10	31,90		0,286	0.272-J0.394	0.271-J0.4	8
22	Тр-р	17	18	ВН ПС "Аксуат-ю" - N ПС "Аксуат-ю"	5,00	142,20		1,000	2.271+J1.362	2.268+J1.285	13
23	Тр-р	18	19	N ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,00	82,70		0,091	1.229+J0.56	1.229+J0.548	7
24	Тр-р	18	20	N ПС "Аксуат-ю" - СН ПС "Аксуат-ю"	5,00			0,318	1.098+J0.629	1.097+J0.629	7
25	Тр-р	20	19	СН ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,10	31,90		0,286	0.341+J0.115	0.341+J0.112	6
26	Тр-р	21	22	ВН ПС "Ерназар" - НН ПС "Ерназар"	8,60	49,80		0,286	0.05+J0.05	0.05+J0.05	1
27	Тр-р	23	24	ВН ПС "Кульбабас" - НН ПС "Кульбабас"	12,40	49,20		0,286	0.171+J0.152	0.17+J0.15	4
28	Тр-р	25	26	ВН ПС "Кожжира" - НН ПС "Кожжира"	12,40	49,20		0,286	0.141+J0.142	0.14+J0.14	3
29	Тр-р	27	28	ВН ПС "Сатпаево" - НН ПС "Сатпаево"	5,10	31,90		0,286	0.251+J0.102	0.25+J0.1	4
30	Тр-р	29	30	ВН ПС "Кызылкесек" - НН ПС "Кызылкесек"	8,60	49,80		0,286	0.14+J0.081	0.14+J0.08	3

Рисунок 3.8 – Полученные расчетные значения «Ветви» для минимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.14	0.11	0.02	0	0		

Рисунок 3.9 – Потери активной мощности для минимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС

Районы+Потери Q

	Np+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.52	0.11	0.41	-11.29	-11.29		

Рисунок 3.10 – Потери реактивной мощности для минимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС

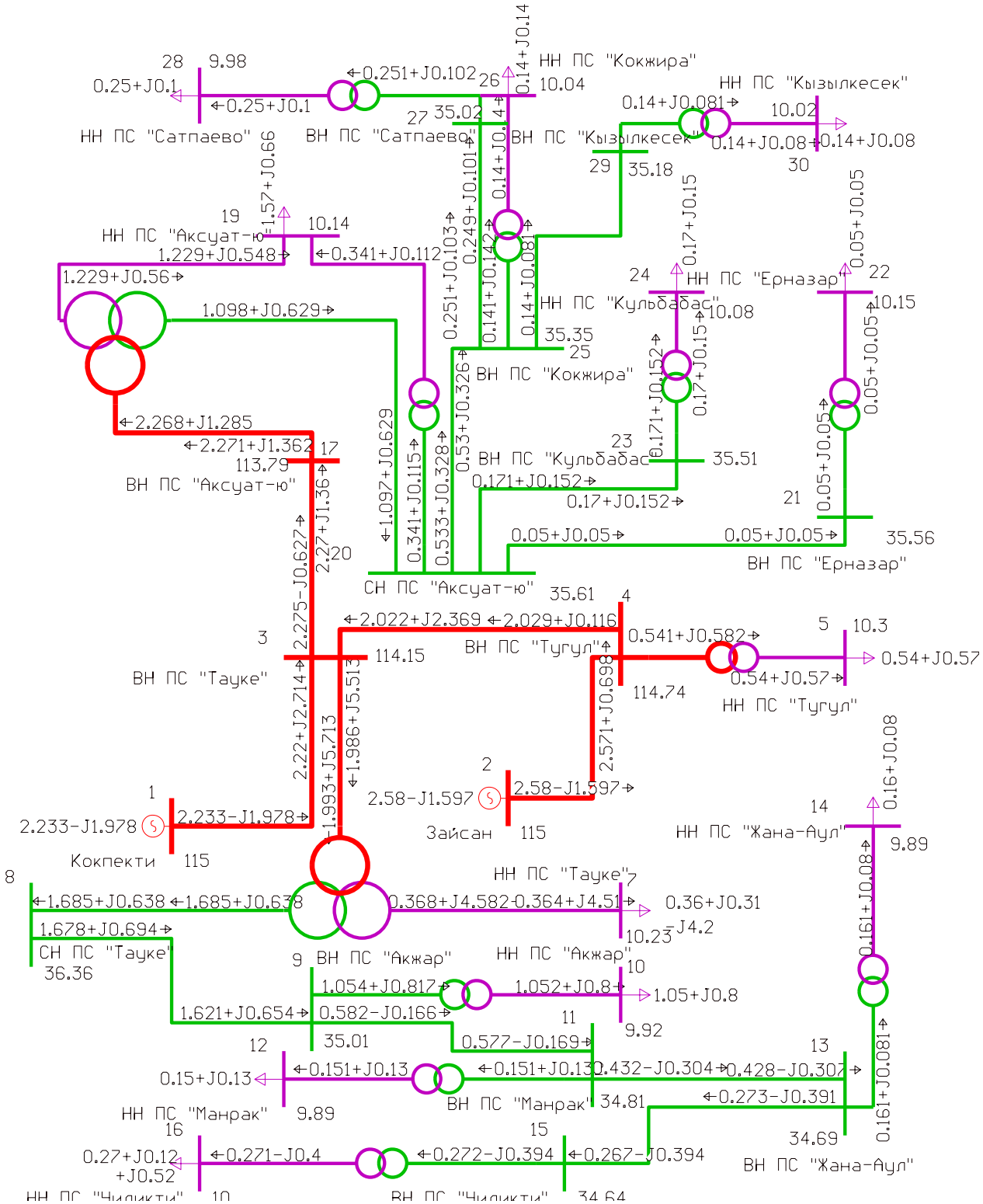


Рисунок 3.11 – Потокораспределение в минимальном режиме работы сети Тарбагатайского РЭС

В минимальном режиме работы сети напряжения в узловых точках не превышают допустимых величин. Потери активной мощности в сети составляют 2,91%. Из них потери в ЛЭП 2,49%, в трансформаторах 0,42%.

3.4 Расчет режимов работы сети Тарбагатайского РЭС с вводом ПС «Сарыбулак»

Определение параметров схемы замещения для участка 3-31:

$$R_{3-31} = \frac{0,428 \cdot 21}{2} = 4,494 \ Ом,$$

$$X_{3-31} = \frac{0,444 \cdot 21}{2} = 4,662 \ Ом,$$

$$B_{3-31} = 2 \cdot 2,55 \cdot 10^{-6} \cdot 21 = 107 \cdot 10^{-6} \ См.$$

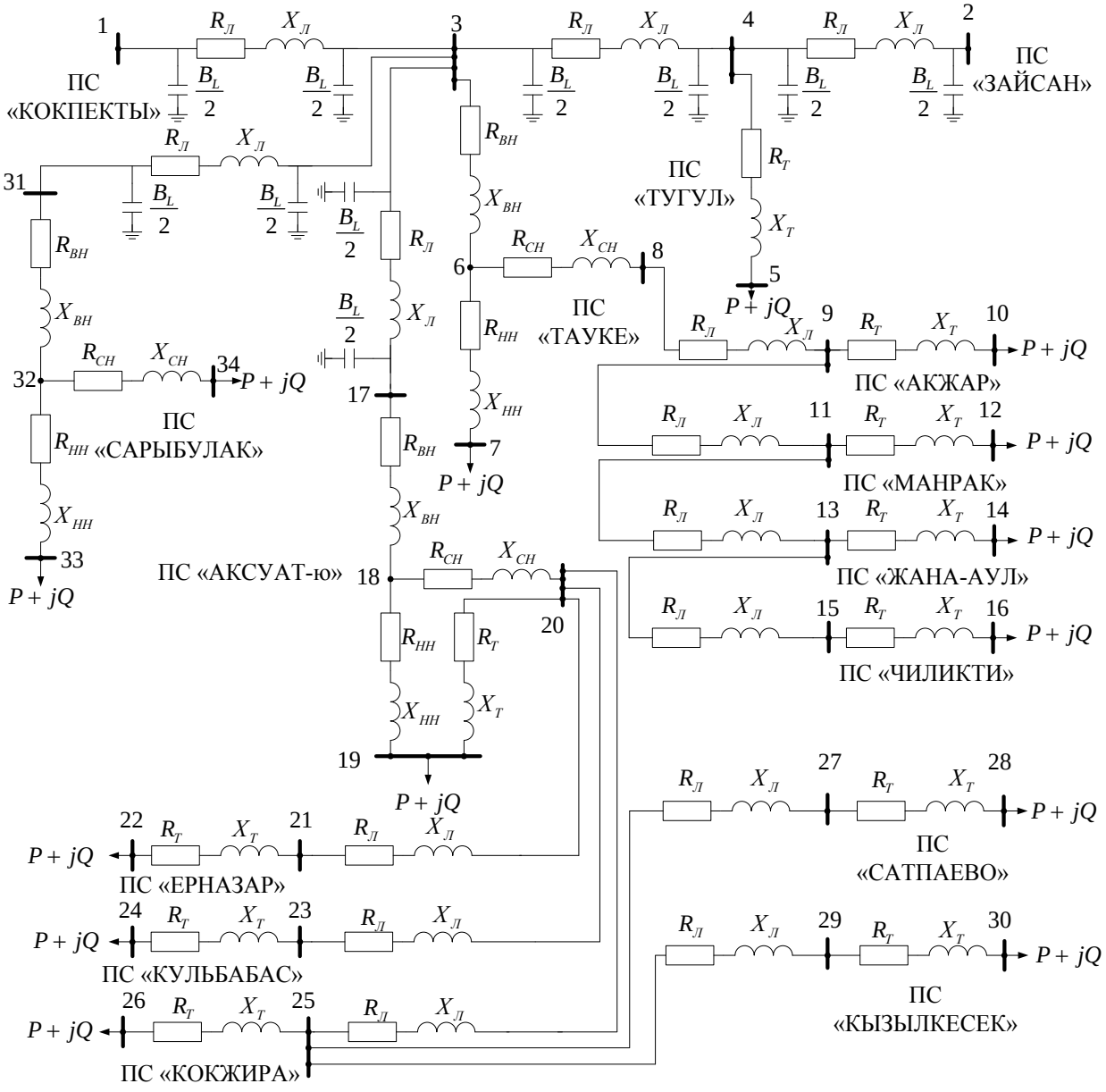


Рисунок 3.12 – Схема замещения Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

Таблицы 3.7 –Таблица параметров схемы замещения трансформаторов

Участок	Название ПС	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом
31-32	Сарыбулак	5	142,2
32-33	Сарыбулак	5	82,7
32-34	Сарыбулак	5	0

3.4.1 Максимальный режим работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

В максимальном режиме работы сети принимаем нагрузку на ПС «Сарыбулак» за 2026 год. Для расчета режима работы берем исходную информацию из табл. 3.2, 3.5, 3.6, 3.7 и схему замещения из рисунка 3.12

Узлы | Ветви | Напряжения

	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	S_н	S_g	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	База	1	Кокпекти	115			10.5-J1.196	115,0	-1 000,0	1 000,0	115,00	
2	База	2	Зайсан	115			11.302-J0.896	115,0	-1 000,0	1 000,0	115,00	
3	Нагр	3	ВН ПС "Тауке"	110							111,45	-2,53
4	Нагр	4	ВН ПС "Тугул"	110							113,36	-1,38
5	Нагр	5	НН ПС "Тугул"	10		0.88+J0.3					10,23	-2,35
6	Нагр	6	N ПС "Тауке"	110							110,47	-4,11
7	Ген	7	НН ПС "Тауке"	10		0.96+J0.2	-J0.955	10,0	-4,2	4,2	10,00	-4,28
8	Нагр	8	СН ПС "Тауке"	35							35,10	-4,10
9	Нагр	9	ВН ПС "Акжар"	35							32,46	-6,87
10	Нагр	10	НН ПС "Акжар"	10		2.53+J0.67					9,18	-8,42
11	Нагр	11	ВН ПС "Манрак"	35							32,16	-7,97
12	Нагр	12	НН ПС "Манрак"	10		0.34+J0.09					9,12	-8,84
13	Нагр	13	ВН ПС "Жана-Аул"	35							32,03	-9,33
14	Нагр	14	НН ПС "Жана-Аул"	10		0.33+J0.06					9,13	-9,90
15	Нагр	15	ВН ПС "Чиликти"	35							32,10	-11,09
16	Ген+	16	НН ПС "Чиликти"	10		0.34+J0.1	+J0.9	10,0	-0,9	0,9	9,39	-11,90
17	Нагр	17	ВН ПС "Аксуат-ю"	110							110,58	-3,10
18	Нагр	18	N ПС "Аксуат-ю"	110							108,43	-6,75
19	Нагр	19	НН ПС "Аксуат-ю"	10		3.43+J0.69					9,80	-7,83
20	Нагр	20	СН ПС "Аксуат-ю"	35							34,44	-6,73
21	Нагр	21	ВН ПС "Ерназар"	35							34,32	-6,80
22	Нагр	22	НН ПС "Ерназар"	10		0.18+J0.03					9,79	-7,23
23	Нагр	23	ВН ПС "Кульбабас"	35							34,28	-6,97
24	Нагр	24	НН ПС "Кульбабас"	10		0.48+J0.1					9,71	-8,07
25	Нагр	25	ВН ПС "Кокжира"	35							33,89	-6,95
26	Нагр	26	НН ПС "Кокжира"	10		0.7+J0.19					9,53	-8,58
27	Нагр	27	ВН ПС "Сатпаево"	35							33,56	-7,13
28	Нагр	28	НН ПС "Сатпаево"	10		0.26+J0.05					9,57	-7,54
29	Нагр	29	ВН ПС "Кызылкесек"	35							33,53	-7,15
30	Нагр	30	НН ПС "Кызылкесек"	10		0.31+J0.09					9,53	-7,91

Рисунок 3.13

Продолжение рисунка 3.13

31	Нагр	31	ВН ПС "Сарыбулак"	110							110,83	-2,64
32	Нагр	32	N ПС "Сарыбулак"	110							107,14	-6,02
33	Нагр	33	НН ПС "Сарыбулак"	6		4+J1.94					5,79	-6,83
34	Нагр	34	СН ПС "Сарыбулак"	35		6+J2.91					34,02	-5,98

Рисунок 3.13 – Полученные расчетные значения «Узлы» для максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

Узлы | Ветви | Напряжения

	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	Sl_нач	Sl_кон	I max
1	ЛЭП	1	3	Коклекти - ВН ПС "Тауке"	33,62	57,64	-359,1		10.5-J1.196	10.216+J2.922	55
2	ЛЭП	3	4	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Тугул"	16,18	27,76	-172,9		10.13+J2.745	10.267+J0.796	54
3	ЛЭП	3	17	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Аксуат-ю"	14,39	24,68	-153,7		5.454-J0.183	5.419+J1.651	30
4	ЛЭП	4	2	ВН ПС "Тугул" - Зайсан	16,38	28,10	-175,0		11.144+J1.114	11.302-J0.896	57
5	ЛЭП	20	21	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Ерназар"	20,86	11,56			0.181+J0.032	0.18+J0.031	3
6	ЛЭП	20	23	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кульбабас"	8,75	12,04			0.484+J0.113	0.483+J0.11	8
7	ЛЭП	20	25	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кожкира"	12,64	7,01			1.302+J0.374	1.282+J0.363	23
8	ЛЭП	25	29	ВН ПС "Кожкира" - ВН ПС "Кызылкесек"	31,36	22,62			0.314+J0.097	0.311+J0.095	6
9	ЛЭП	25	27	ВН ПС "Кожкира" - ВН ПС "Сатпаево"	37,92	21,02			0.263+J0.053	0.26+J0.052	5
10	ЛЭП	8	9	СН ПС "Тауке" - ВН ПС "Акжар"	22,61	16,31			3.893+J0.375	3.612+J0.173	64
11	ЛЭП	9	11	ВН ПС "Акжар" - ВН ПС "Манрак"	14,77	10,66			1.077-J0.574	1.056-J0.589	22
12	ЛЭП	11	13	ВН ПС "Манрак" - ВН ПС "Жана-Аул"	20,38	14,70			0.715-J0.686	0.695-J0.7	18
13	ЛЭП	13	15	ВН ПС "Жана-Аул" - ВН ПС "Чиликти"	32,78	18,18			0.366-J0.763	0.343-J0.776	15
14	Тр-р	4	5	ВН ПС "Тугул" - НН ПС "Тугул"	21,30	254,10		0,091	0.881+J0.317	0.88+J0.3	5
15	Тр-р	3	6	ВН ПС "Тауке" - N ПС "Тауке"	2,50	71,10		1,000	4.814+J1.434	4.809+J1.289	26
16	Тр-р	6	7	N ПС "Тауке" - НН ПС "Тауке"	2,50	41,35		0,091	0.965+J1.163	0.964+J1.155	8
17	Тр-р	6	8	N ПС "Тауке" - СН ПС "Тауке"	2,50			0,318	3.896+J0.359	3.893+J0.359	20
18	Тр-р	9	10	ВН ПС "Акжар" - НН ПС "Акжар"	1,30	11,50		0,286	2.535+J0.746	2.526+J0.67	47
19	Тр-р	11	12	ВН ПС "Манрак" - НН ПС "Манрак"	12,40	49,20		0,286	0.341+J0.096	0.34+J0.09	6
20	Тр-р	13	14	ВН ПС "Жана-Аул" - НН ПС "Жана-Аул"	5,10	31,90		0,286	0.33+J0.063	0.33+J0.06	6
21	Тр-р	15	16	ВН ПС "Чиликти" - НН ПС "Чиликти"	5,10	31,90		0,286	0.343-J0.777	0.339-J0.799	15
22	Тр-р	17	18	ВН ПС "Аксуат-ю" - N ПС "Аксуат-ю"	5,00	142,20		1,000	5.418+J1.651	5.405+J1.278	30
23	Тр-р	18	19	N ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,00	82,70		0,091	2.713+J0.677	2.71+J0.622	15
24	Тр-р	18	20	N ПС "Аксуат-ю" - СН ПС "Аксуат-ю"	5,00			0,318	2.692+J0.601	2.689+J0.601	15
25	Тр-р	20	19	СН ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,10	31,90		0,286	0.722+J0.082	0.72+J0.068	12
26	Тр-р	21	22	ВН ПС "Ерназар" - НН ПС "Ерназар"	8,60	49,80		0,286	0.18+J0.031	0.18+J0.03	3
27	Тр-р	23	24	ВН ПС "Кульбабас" - НН ПС "Кульбабас"	12,40	49,20		0,286	0.483+J0.11	0.48+J0.1	8
28	Тр-р	25	26	ВН ПС "Кожкира" - НН ПС "Кожкира"	12,40	49,20		0,286	0.706+J0.213	0.7+J0.19	13
29	Тр-р	27	28	ВН ПС "Сатпаево" - НН ПС "Сатпаево"	5,10	31,90		0,286	0.26+J0.052	0.26+J0.05	5
30	Тр-р	29	30	ВН ПС "Кызылкесек" - НН ПС "Кызылкесек"	8,60	49,80		0,286	0.311+J0.095	0.31+J0.09	6
31	ЛЭП	3	31	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Сарыбулак"	4,49	4,66	-107,0		10.087+J4.419	10.041+J5.693	60
32	Тр-р	31	32	ВН ПС "Сарыбулак" - N ПС "Сарыбулак"	2,50	71,10		1,000	10.039+J5.693	10.012+J4.922	60
33	Тр-р	32	33	N ПС "Сарыбулак" - НН ПС "Сарыбулак"	2,50	41,35		0,054	4.004+J2.012	3.999+J1.94	24
34	Тр-р	32	34	N ПС "Сарыбулак" - СН ПС "Сарыбулак"	2,50			0,318	6.009+J2.909	6+J2.909	36

Рисунок 3.14 – Полученные расчетные значения «Ветви» для максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

Узлы | Ветви | Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		9	ВН ПС "Акжар"	35	32,46	-7,27

Продолжение рисунка 3.15

2		10	НН ПС "Акжар"	10	9,18	-8,19
3		11	ВН ПС "Манрак"	35	32,16	-8,11
4		12	НН ПС "Манрак"	10	9,12	-8,81
5		13	ВН ПС "Жана-Аул"	35	32,03	-8,49
6		14	НН ПС "Жана-Аул"	10	9,13	-8,72
7		15	ВН ПС "Чиликти"	35	32,10	-8,27
8		16	НН ПС "Чиликти"	10	9,39	-6,12

Рисунок 3.15 – Падение напряжения в узлах максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

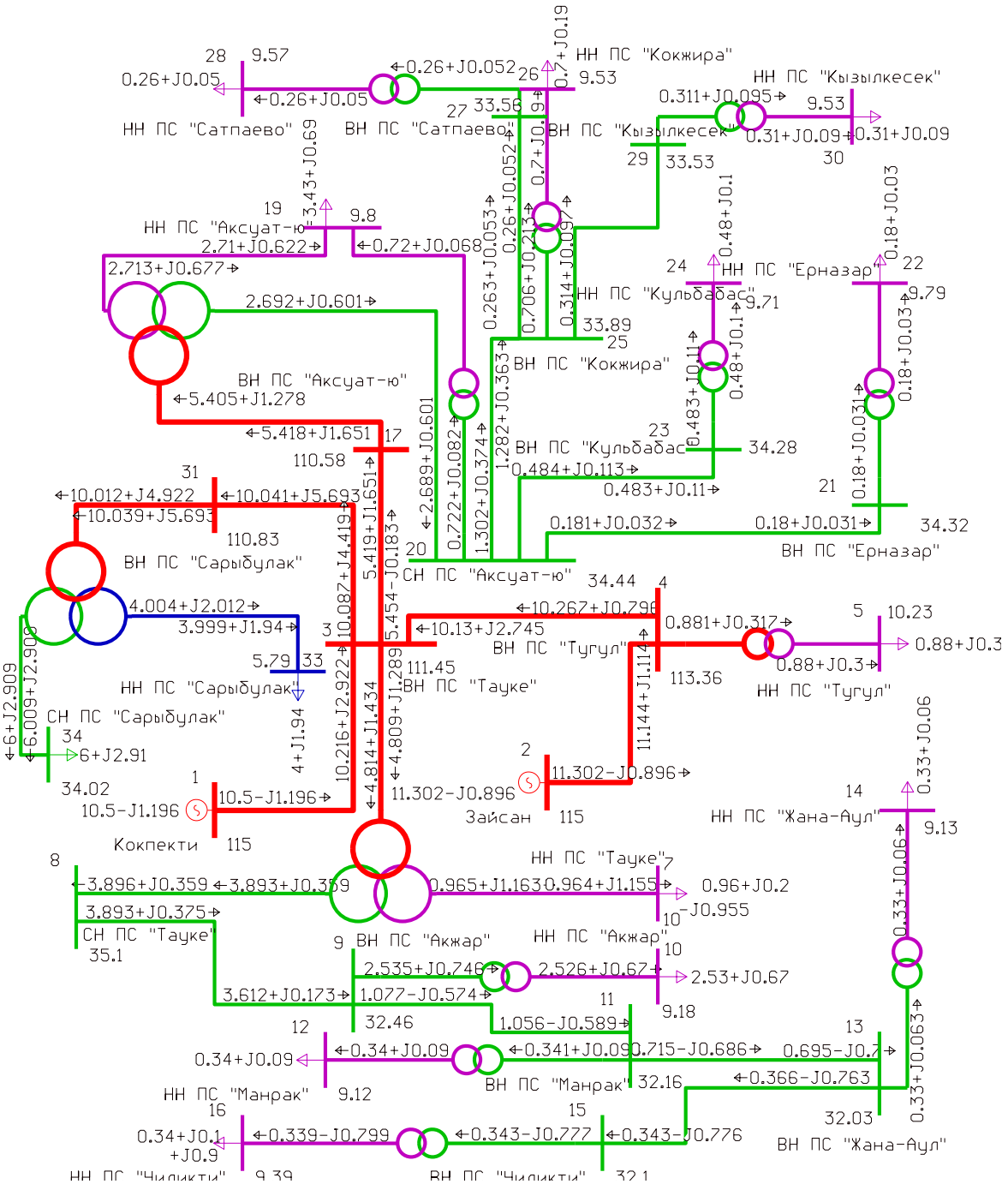


Рисунок 3.16 - Потокораспределение в максимальном режиме работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

Напряжения в узлах, показанных в рисунке 3.15 отклоняются на не допустимые величины. Для нормализации режима используем устройство РПН в трансформаторах. За счет изменения положения анцапфы регулируется напряжения на низкой стороне трансформатора. Расчет максимального режима повторим.

Узлы | Ветви

	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	S_н	S_g	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	База	1	Кокпекти	115			10.543+J0.714	115,0	-1 000,0	1 000,0	115,00	
2	База	2	Зайсан	115			11.349+J1.079	115,0	-1 000,0	1 000,0	115,00	
3	Нагр	3	ВН ПС "Тауке"	110							110,46	-2,27
4	Нагр	4	ВН ПС "Тугул"	110							112,86	-1,25
5	Нагр	5	НН ПС "Тугул"	10		0.88+J0.3					10,18	-2,23
6	Нагр	6	N ПС "Тауке"	110							107,10	-3,88
7	Ген-	7	НН ПС "Тауке"	10		0.96+J0.2	-J4.2	10,0	-4,2	4,2	10,22	-4,03
8	Нагр	8	СН ПС "Тауке"	35							36,49	-3,88
9	Нагр	9	ВН ПС "Акжар"	35							33,98	-6,44
10	Нагр	10	НН ПС "Акжар"	10		2.53+J0.67					9,62	-7,85
11	Нагр	11	ВН ПС "Манрак"	35							33,70	-7,44
12	Нагр	12	НН ПС "Манрак"	10		0.34+J0.09					9,56	-8,23
13	Нагр	13	ВН ПС "Жана-Аул"	35							33,58	-8,68
14	Нагр	14	НН ПС "Жана-Аул"	10		0.33+J0.06					9,57	-9,20
15	Нагр	15	ВН ПС "Чиликти"	35							33,65	-10,30
16	Ген+	16	НН ПС "Чиликти"	10		0.34+J0.1	+J0.9	10,0	-0,9	0,9	9,82	-11,04
17	Нагр	17	ВН ПС "Аксуат-ю"	110							109,58	-2,86
18	Нагр	18	N ПС "Аксуат-ю"	110							107,45	-6,56
19	Нагр	19	НН ПС "Аксуат-ю"	10		3.43+J0.69					9,93	-7,66
20	Нагр	20	СН ПС "Аксуат-ю"	35							34,77	-6,55
21	Нагр	21	ВН ПС "Ерназар"	35							34,65	-6,62
22	Нагр	22	НН ПС "Ерназар"	10		0.18+J0.03					9,89	-7,03
23	Нагр	23	ВН ПС "Кульбабас"	35							34,61	-6,78
24	Нагр	24	НН ПС "Кульбабас"	10		0.48+J0.1					9,81	-7,86
25	Нагр	25	ВН ПС "Кокжира"	35							34,22	-6,76
26	Нагр	26	НН ПС "Кокжира"	10		0.7+J0.19					9,63	-8,35
27	Нагр	27	ВН ПС "Сатпаево"	35							33,90	-6,93
28	Нагр	28	НН ПС "Сатпаево"	10		0.26+J0.05					9,67	-7,34
29	Нагр	29	ВН ПС "Кызылкесек"	35							33,87	-6,96
30	Нагр	30	НН ПС "Кызылкесек"	10		0.31+J0.09					9,63	-7,70
31	Нагр	31	ВН ПС "Сарыбулак"	110							109,83	-2,39
32	Нагр	32	N ПС "Сарыбулак"	110							106,10	-5,83
33	Нагр	33	НН ПС "Сарыбулак"	6		4+J1.94					5,73	-6,65
34	Нагр	34	СН ПС "Сарыбулак"	35		6+J2.91					33,69	-5,79

Рисунок 3.17 – Полученные расчетные значения «Узлы» для максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

Ветви

	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	Sl_нач	Sl_кон	I max
1	ЛЭП	1	3	Кокпекти - ВН ПС "Тауке"	33,62	57,64	-359,1		10.5+J0.7	10.2+J4.8	59

Рисунок 3.18

Продолжение рисунка 3.18

2	ЛЭП	3	4	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Тугул"	16,18	27,76	-172,9		10.1+J4.6	10.3+J2.7	58
3	ЛЭП	3	17	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Аксуат-ю"	14,39	24,68	-153,7		5.5-J0.2	5.4+J1.6	30
4	ЛЭП	4	2	ВН ПС "Тугул" - Зайсан	16,38	28,10	-175,0		11.2+J3.1	11.3+J1.1	59
5	ЛЭП	20	21	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Ерназар"	20,86	11,56			0.2+J	0.2+J	3
6	ЛЭП	20	23	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кульбабас"	8,75	12,04			0.5+J0.1	0.5+J0.1	8
7	ЛЭП	20	25	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кожкира"	12,64	7,01			1.3+J0.4	1.3+J0.4	22
8	ЛЭП	25	29	ВН ПС "Кожкира" - ВН ПС "Кызылкесек"	31,36	22,62			0.3+J0.1	0.3+J0.1	6
9	ЛЭП	25	27	ВН ПС "Кожкира" - ВН ПС "Сатпаево"	37,92	21,02			0.3+J0.1	0.3+J0.1	5
10	ЛЭП	8	9	СН ПС "Тауке" - ВН ПС "Акжар"	22,61	16,31			3.9+J0.3	3.6+J0.2	61
11	ЛЭП	9	11	ВН ПС "Акжар" - ВН ПС "Манрак"	14,77	10,66			1.1-J0.6	1.1-J0.6	21
12	ЛЭП	11	13	ВН ПС "Манрак" - ВН ПС "Жана-Аул"	20,38	14,70			0.7-J0.7	0.7-J0.7	17
13	ЛЭП	13	15	ВН ПС "Жана-Аул" - ВН ПС "Чиликти"	32,78	18,18			0.4-J0.8	0.3-J0.8	15
14	Тр-р	4	5	ВН ПС "Тугул" - НН ПС "Тугул"	21,30	254,10		0,091	0.9+J0.3	0.9+J0.3	5
15	Тр-р	3	6	ВН ПС "Тауке" - N ПС "Тауке"	2,50	71,10		1,000	4.8+J5.1	4.8+J4.8	37
16	Тр-р	6	7	N ПС "Тауке" - НН ПС "Тауке"	2,50	41,35		0,097	1+J4.5	1+J4.4	25
17	Тр-р	6	8	N ПС "Тауке" - СН ПС "Тауке"	2,50			0,341	3.9+J0.3	3.9+J0.3	21
18	Тр-р	9	10	ВН ПС "Акжар" - НН ПС "Акжар"	1,30	11,50		0,286	2.5+J0.7	2.5+J0.7	45
19	Тр-р	11	12	ВН ПС "Манрак" - НН ПС "Манрак"	12,40	49,20		0,286	0.3+J0.1	0.3+J0.1	6
20	Тр-р	13	14	ВН ПС "Жана-Аул" - НН ПС "Жана-Аул"	5,10	31,90		0,286	0.3+J0.1	0.3+J0.1	6
21	Тр-р	15	16	ВН ПС "Чиликти" - НН ПС "Чиликти"	5,10	31,90		0,286	0.3-J0.8	0.3-J0.8	15
22	Тр-р	17	18	ВН ПС "Аксуат-ю" - N ПС "Аксуат-ю"	5,00	142,20		1,000	5.4+J1.6	5.4+J1.3	30
23	Тр-р	18	19	N ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,00	82,70		0,093	2.7+J0.8	2.7+J0.7	15
24	Тр-р	18	20	N ПС "Аксуат-ю" - СН ПС "Аксуат-ю"	5,00			0,324	2.7+J0.5	2.7+J0.5	15
25	Тр-р	20	19	СН ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,10	31,90		0,286	0.7-J	0.7-J	12
26	Тр-р	21	22	ВН ПС "Ерназар" - НН ПС "Ерназар"	8,60	49,80		0,286	0.2+J	0.2+J	3
27	Тр-р	23	24	ВН ПС "Кульбабас" - НН ПС "Кульбабас"	12,40	49,20		0,286	0.5+J0.1	0.5+J0.1	8
28	Тр-р	25	26	ВН ПС "Кожкира" - НН ПС "Кожкира"	12,40	49,20		0,286	0.7+J0.2	0.7+J0.2	12
29	Тр-р	27	28	ВН ПС "Сатпаево" - НН ПС "Сатпаево"	5,10	31,90		0,286	0.3+J0.1	0.3+J0.1	5
30	Тр-р	29	30	ВН ПС "Кызылкесек" - НН ПС "Кызылкесек"	8,60	49,80		0,286	0.3+J0.1	0.3+J0.1	6
31	ЛЭП	3	31	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Сарыбулак"	4,49	4,66	-107,0		10.1+J4.5	10+J5.7	61
32	Тр-р	31	32	ВН ПС "Сарыбулак" - N ПС "Сарыбулак"	2,50	71,10		1,000	10+J5.7	10+J4.9	61
33	Тр-р	32	33	N ПС "Сарыбулак" - НН ПС "Сарыбулак"	2,50	41,35		0,054	4+J2	4+J1.9	24
34	Тр-р	32	34	N ПС "Сарыбулак" - СН ПС "Сарыбулак"	2,50			0,318	6+J2.9	6+J2.9	36

Рисунок 3.18 – Полученные расчетные значения «Ветви» для максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

	Np-t	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				1.16	1.05	0.11	0	0		

Рисунок 3.19 – Потери активной мощности для максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

	Np-t	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				3.25	1.42	1.83	-12.15	-12.15		

Рисунок 3.20 – Потери реактивной мощности для максимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

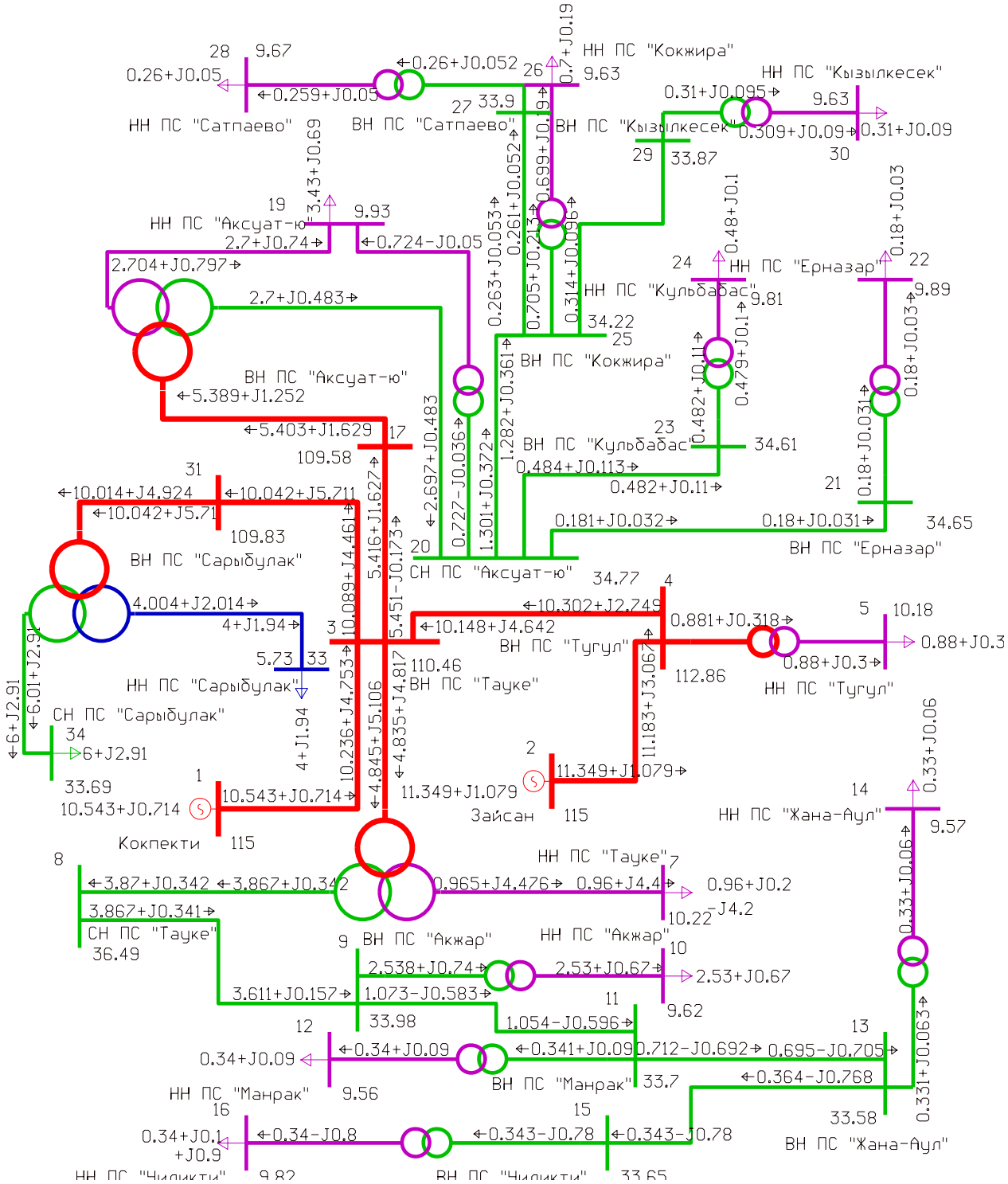


Рисунок 3.21 - Потокораспределение в максимальном режиме работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

В максимальном режиме работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак» напряжения, после регулирования устройством РПН, в узловых точках не превышают допустимых величин. Потери активной мощности в сети составляют 5,29%. Из них потери в ЛЭП 4,79%, в трансформаторах 0,5%.

3.4.2 Минимальный режим работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

В минимальном режиме работы сети принимаем нагрузку на ПС «Сарыбулак» 70% 2026 года.

Узлы | Ветви

	Тип	Номер	Название	U_ном	S_g	S_н	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	База	1	Коклекти	115	5.873-J0.709		115,0	-1 000,0	1 000,0	115,00	
2	База	2	Зайсан	115	6.344-J0.274		115,0	-1 000,0	1 000,0	115,00	
3	Нагр	3	ВН ПС "Тауке"	110						112,47	-1,25
4	Нагр	4	ВН ПС "Тугул"	110						113,89	-0,72
5	Нагр	5	НН ПС "Тугул"	10		0.54+J0.57				10,23	-1,28
6	Нагр	6	N ПС "Тауке"	110						109,01	-1,89
7	Ген-	7	НН ПС "Тауке"	10	-J4.2	0.36+J0.31	10,0	-4,2	4,2	10,30	-1,91
8	Нагр	8	СН ПС "Тауке"	35						36,51	-1,88
9	Нагр	9	ВН ПС "Акжар"	35						35,12	-2,38
10	Нагр	10	НН ПС "Акжар"	10		1.05+J0.8				9,96	-2,89
11	Нагр	11	ВН ПС "Манрак"	35						34,91	-2,75
12	Нагр	12	НН ПС "Манрак"	10		0.15+J0.13				9,92	-3,03
13	Нагр	13	ВН ПС "Жана-Аул"	35						34,76	-3,31
14	Нагр	14	НН ПС "Жана-Аул"	10		0.16+J0.08				9,91	-3,53
15	Нагр	15	ВН ПС "Чиликти"	35						34,69	-4,08
16	Ген	16	НН ПС "Чиликти"	10	+J0.47	0.27+J0.12	10,0	-0,9	0,9	10,00	-4,57
17	Нагр	17	ВН ПС "Аксуат-ю"	110						112,10	-1,49
18	Нагр	18	N ПС "Аксуат-ю"	110						110,40	-2,99
19	Нагр	19	НН ПС "Аксуат-ю"	10		1.57+J0.66				10,21	-3,46
20	Нагр	20	СН ПС "Аксуат-ю"	35						35,75	-2,98
21	Нагр	21	ВН ПС "Ерназар"	35						35,71	-2,96
22	Нагр	22	НН ПС "Ерназар"	10		0.05+J0.05				10,19	-3,05
23	Нагр	23	ВН ПС "Кульбабас"	35						35,66	-3,01
24	Нагр	24	НН ПС "Кульбабас"	10		0.17+J0.15				10,12	-3,31
25	Нагр	25	ВН ПС "Кокжира"	35						35,50	-2,96
26	Нагр	26	НН ПС "Кокжира"	10		0.14+J0.14				10,08	-3,20
27	Нагр	27	ВН ПС "Сатпаево"	35						35,17	-3,03
28	Нагр	28	НН ПС "Сатпаево"	10		0.25+J0.1				10,02	-3,37
29	Нагр	29	ВН ПС "Кызылкесек"	35						35,32	-2,99
30	Нагр	30	НН ПС "Кызылкесек"	10		0.14+J0.08				10,06	-3,28
31	Нагр	31	ВН ПС "Сарыбулак"	110						112,06	-1,34
32	Нагр	32	N ПС "Сарыбулак"	110						109,59	-3,62
33	Нагр	33	НН ПС "Сарыбулак"	6		2.8+J1.358				5,94	-4,15
34	Нагр	34	СН ПС "Сарыбулак"	35		4.2+J2.037				34,82	-3,59

Рисунок 3.22 - Полученные расчетные значения «Узлы» для минимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

Узлы | Ветви

	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	Sl_нач	Sl_кон	I max
1	ЛЭП	1	3	Коклекти - ВН ПС "Тауке"	33,62	57,64	-359,1		5.873-J0.709	5.779+J3.775	35
2	ЛЭП	3	4	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Тугул"	16,18	27,76	-172,9		5.703+J3.48	5.752+J1.349	34
3	ЛЭП	3	17	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Аксуат-ю"	14,39	24,68	-153,7		2.332-J0.638	2.325+J1.29	14
4	ЛЭП	4	2	ВН ПС "Тугул" - Зайсан	16,38	28,10	-175,0		6.293+J1.931	6.344-J0.274	33
5	ЛЭП	20	21	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Ерназар"	20,86	11,56			0.05+J0.05	0.05+J0.05	1
6	ЛЭП	20	23	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кульбабас"	8,75	12,04			0.171+J0.152	0.171+J0.152	4
7	ЛЭП	20	25	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кожкира"	12,64	7,01			0.537+J0.328	0.533+J0.326	10
8	ЛЭП	25	29	ВН ПС "Кожкира" - ВН ПС "Кызылкесек"	31,36	22,62			0.141+J0.081	0.14+J0.081	3
9	ЛЭП	25	27	ВН ПС "Кожкира" - ВН ПС "Сатпаево"	37,92	21,02			0.252+J0.103	0.25+J0.102	4
10	ЛЭП	8	9	СН ПС "Тауке" - ВН ПС "Акжар"	22,61	16,31			1.702+J0.738	1.644+J0.696	29
11	ЛЭП	9	11	ВН ПС "Акжар" - ВН ПС "Манрак"	14,77	10,66			0.593-J0.122	0.588-J0.125	10
12	ЛЭП	11	13	ВН ПС "Манрак" - ВН ПС "Жана-Аул"	20,38	14,70			0.439-J0.257	0.434-J0.26	8
13	ЛЭП	13	15	ВН ПС "Жана-Аул" - ВН ПС "Чиликти"	32,78	18,18			0.275-J0.342	0.27-J0.344	7
14	Тр-р	4	5	ВН ПС "Тугул" - НН ПС "Тугул"	21,30	254,10		0,091	0.541+J0.582	0.54+J0.57	4
15	Тр-р	3	6	ВН ПС "Тауке" - N ПС "Тауке"	2,50	71,10		1,000	2.111+J5.418	2.104+J5.228	30
16	Тр-р	6	7	N ПС "Тауке" - НН ПС "Тауке"	2,50	41,35		0,096	0.363+J4.583	0.358+J4.51	24
17	Тр-р	6	8	N ПС "Тауке" - СН ПС "Тауке"	2,50			0,335	1.694+J0.762	1.694+J0.762	10
18	Тр-р	9	10	ВН ПС "Акжар" - НН ПС "Акжар"	1,30	11,50		0,286	1.052+J0.816	1.05+J0.8	22
19	Тр-р	11	12	ВН ПС "Манрак" - НН ПС "Манрак"	12,40	49,20		0,286	0.15+J0.132	0.15+J0.13	3
20	Тр-р	13	14	ВН ПС "Жана-Аул" - НН ПС "Жана-Аул"	5,10	31,90		0,286	0.16+J0.081	0.16+J0.08	3
21	Тр-р	15	16	ВН ПС "Чиликти" - НН ПС "Чиликти"	5,10	31,90		0,286	0.271-J0.345	0.27-J0.35	7
22	Тр-р	17	18	ВН ПС "Аксуат-ю" - N ПС "Аксуат-ю"	5,00	142,20		1,000	2.326+J1.291	2.323+J1.211	14
23	Тр-р	18	19	N ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,00	82,70		0,093	1.238+J0.686	1.237+J0.672	7
24	Тр-р	18	20	N ПС "Аксуат-ю" - СН ПС "Аксуат-ю"	5,00			0,324	1.093+J0.521	1.093+J0.521	6
25	Тр-р	20	19	СН ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,10	31,90		0,286	0.334-J0.009	0.333-J0.012	5
26	Тр-р	21	22	ВН ПС "Ерназар" - НН ПС "Ерназар"	8,60	49,80		0,286	0.05+J0.05	0.05+J0.05	1
27	Тр-р	23	24	ВН ПС "Кульбабас" - НН ПС "Кульбабас"	12,40	49,20		0,286	0.171+J0.152	0.17+J0.15	4
28	Тр-р	25	26	ВН ПС "Кожкира" - НН ПС "Кожкира"	12,40	49,20		0,286	0.14+J0.142	0.14+J0.14	3
29	Тр-р	27	28	ВН ПС "Сатпаево" - НН ПС "Сатпаево"	5,10	31,90		0,286	0.25+J0.102	0.25+J0.1	4
30	Тр-р	29	30	ВН ПС "Кызылкесек" - НН ПС "Кызылкесек"	8,60	49,80		0,286	0.14+J0.081	0.14+J0.08	3
31	ЛЭП	3	31	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Сарыбулак"	4,49	4,66	-107,0		7.022+J2.466	7.001+J3.793	41
32	Тр-р	31	32	ВН ПС "Сарыбулак" - N ПС "Сарыбулак"	2,50	71,10		1,000	7.003+J3.795	6.991+J3.436	41
33	Тр-р	32	33	N ПС "Сарыбулак" - НН ПС "Сарыбулак"	2,50	41,35		0,054	2.802+J1.392	2.8+J1.358	16
34	Тр-р	32	34	N ПС "Сарыбулак" - СН ПС "Сарыбулак"	2,50			0,318	4.208+J2.035	4.204+J2.035	25

Рисунок 3.23 – Полученные расчетные значения «Ветви» для минимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1			0.34	0.3	0.04	0	0		

Рисунок 3.24 – Потери активной мощности для минимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	dQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
	U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1			1.22	0.42	0.8	-12.44	-12.44		

Рисунок 3.25 – Потери реактивной мощности для минимального режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

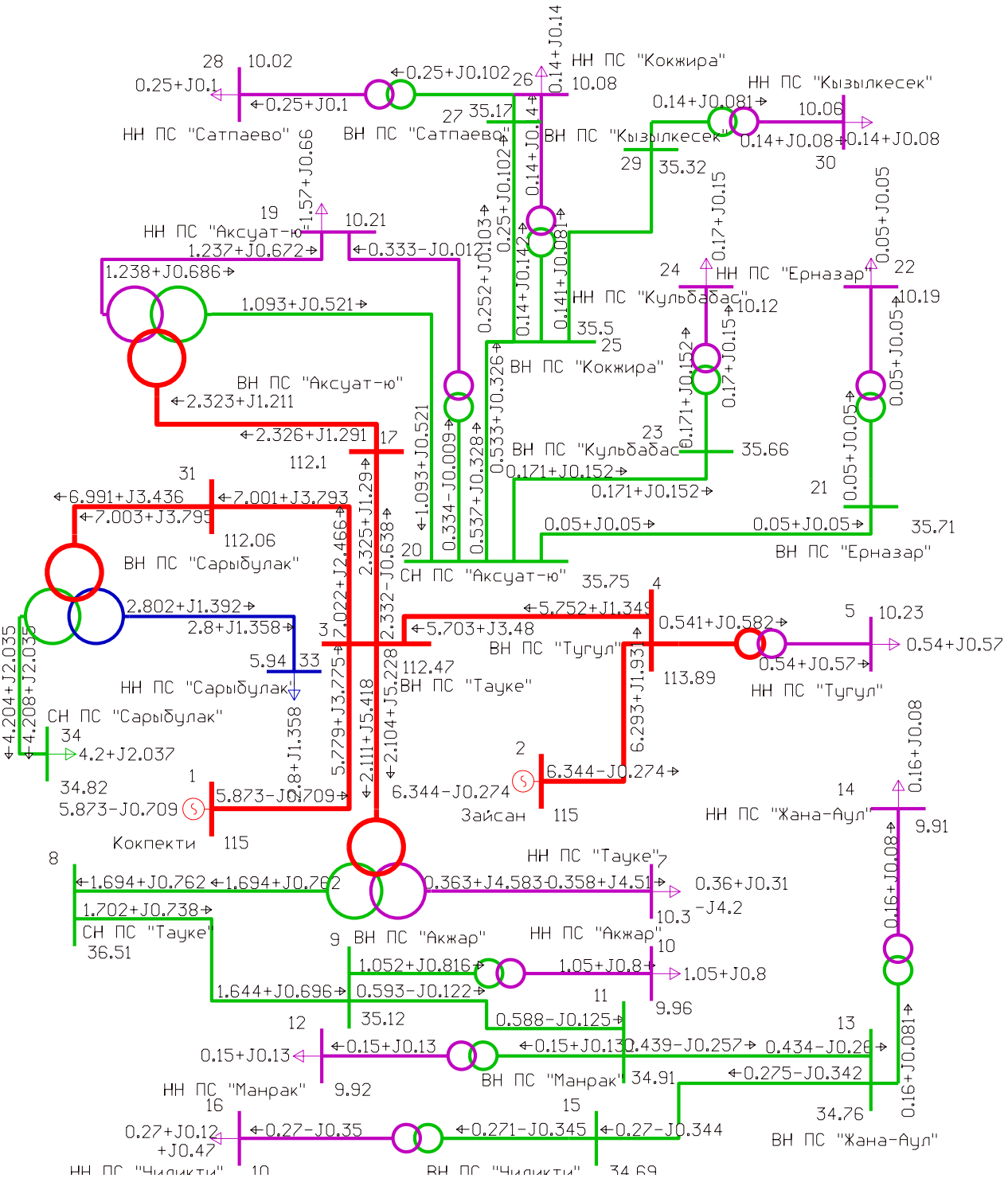


Рисунок 3.26 - Потокораспределение в минимальном режиме работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

В минимальном режиме работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак» напряжения в узловых точках не превышают допустимых величин. Потери активной мощности в сети составляют 2,78%. Из них потери в ЛЭП 2,46%, в трансформаторах 0,32%.

3.4.3 Послеаварийный режим работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

В послеаварийном режиме работы сети происходит отключение линии, соединяющих ПС «Тауке» и ПС «Кокпекти».

Узлы | Ветви | Графика | Напряжения

	Тип	Номер	Название	U_ном	S_g	S_н	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	База	1	Коклекти	115	10.543+J0.714		115,0	-1 000,0	1 000,0		
2	База	2	Зайсан	115	22.552+J5.363		115,0	-1 000,0	1 000,0	115,00	
3	Нагр	3	ВН ПС "Тауке"	110						105,49	-4,68
4	Нагр	4	ВН ПС "Тугул"	110						110,29	-2,38
5	Нагр	5	НН ПС "Тугул"	10		0.88+J0.3				9,94	-3,41
6	Нагр	6	N ПС "Тауке"	110						103,93	-6,43
7	Ген	7	НН ПС "Тауке"	10	-J1.826	0.96+J0.2	10,0	-4,2	4,2	10,00	-6,62
8	Нагр	8	СН ПС "Тауке"	35						35,41	-6,43
9	Нагр	9	ВН ПС "Акжар"	35						32,80	-9,14
10	Нагр	10	НН ПС "Акжар"	10		2.53+J0.67				9,28	-10,66
11	Нагр	11	ВН ПС "Манрак"	35						32,50	-10,22
12	Нагр	12	НН ПС "Манрак"	10		0.34+J0.09				9,22	-11,07
13	Нагр	13	ВН ПС "Жана-Аул"	35						32,38	-11,55
14	Нагр	14	НН ПС "Жана-Аул"	10		0.33+J0.06				9,23	-12,11
15	Нагр	15	ВН ПС "Чиликти"	35						32,45	-13,27
16	Ген+	16	НН ПС "Чиликти"	10	+J0.9	0.34+J0.1	10,0	-0,9	0,9	9,48	-14,06
17	Нагр	17	ВН ПС "Аксуат-ю"	110						104,53	-5,31
18	Нагр	18	N ПС "Аксуат-ю"	110						102,20	-9,41
19	Нагр	19	НН ПС "Аксуат-ю"	10		3.43+J0.69				9,44	-10,62
20	Нагр	20	СН ПС "Аксуат-ю"	35						33,07	-9,40
21	Нагр	21	ВН ПС "Ерназар"	35						32,95	-9,47
22	Нагр	22	НН ПС "Ерназар"	10		0.18+J0.03				9,40	-9,93
23	Нагр	23	ВН ПС "Кульбабас"	35						32,90	-9,65
24	Нагр	24	НН ПС "Кульбабас"	10		0.48+J0.1				9,31	-10,85
25	Нагр	25	ВН ПС "Кокжира"	35						32,49	-9,63
26	Нагр	26	НН ПС "Кокжира"	10		0.7+J0.19				9,13	-11,40
27	Нагр	27	ВН ПС "Сатпаево"	35						32,15	-9,82
28	Нагр	28	НН ПС "Сатпаево"	10		0.26+J0.05				9,17	-10,27
29	Нагр	29	ВН ПС "Кызылкесек"	35						32,12	-9,85
30	Нагр	30	НН ПС "Кызылкесек"	10		0.31+J0.09				9,12	-10,67
31	Нагр	31	ВН ПС "Сарыбулак"	110						104,83	-4,80
32	Нагр	32	N ПС "Сарыбулак"	110						100,88	-8,60
33	Нагр	33	НН ПС "Сарыбулак"	6		4+J1.94				5,45	-9,51
34	Нагр	34	СН ПС "Сарыбулак"	35		6+J2.91				32,03	-8,56

Рисунок 3.27 - Полученные расчетные значения «Узлы» для послеаварийного режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

Узлы | Ветви | Графика | Напряжения

	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	Sl_нач	Sl_кон	I max
1	✖	ЛЭП	1	3	Коклекти - ВН ПС "Тауке"	33,62	57,64	-359,1				
2		ЛЭП	3	4	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Тугул"	16,18	27,76	-172,9		20.352+J6.98	21.008+J6.09	118
3		ЛЭП	3	17	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Аксуат-ю"	14,39	24,68	-153,7		5.465+J0.087	5.425+J1.714	31
4		ЛЭП	4	2	ВН ПС "Тугул" - Зайсан	16,38	28,10	-175,0		21.869+J6.414	22.552+J5.363	119
5		ЛЭП	20	21	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Ерназар"	20,86	11,56			0.181+J0.032	0.18+J0.032	3
6		ЛЭП	20	23	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кульбабас"	8,75	12,04			0.485+J0.114	0.483+J0.111	9
7		ЛЭП	20	25	СН ПС "Аксуат-ю" - ВН ПС "Кожжира"	12,64	7,01			1.305+J0.378	1.283+J0.367	24
8		ЛЭП	25	29	ВН ПС "Кожжира" - ВН ПС "Кызылкесек"	31,36	22,62			0.314+J0.097	0.311+J0.095	6
9		ЛЭП	25	27	ВН ПС "Кожжира" - ВН ПС "Сатпаево"	37,92	21,02			0.263+J0.054	0.26+J0.052	5
10		ЛЭП	8	9	СН ПС "Тауке" - ВН ПС "Акжар"	22,61	16,31			3.883+J0.367	3.608+J0.17	64
11		ЛЭП	9	11	ВН ПС "Акжар" - ВН ПС "Манрак"	14,77	10,66			1.074-J0.575	1.054-J0.59	21
12		ЛЭП	11	13	ВН ПС "Манрак" - ВН ПС "Жана-Аул"	20,38	14,70			0.713-J0.686	0.694-J0.699	18
13		ЛЭП	13	15	ВН ПС "Жана-Аул" - ВН ПС "Чиликти"	32,78	18,18			0.364-J0.763	0.342-J0.775	15
14		Тр-р	4	5	ВН ПС "Тугул" - НН ПС "Тугул"	21,30	254,10		0,091	0.881+J0.318	0.88+J0.3	5
15		Тр-р	3	6	ВН ПС "Тауке" - N ПС "Тауке"	2,50	71,10		1,000	4.786+J2.225	4.78+J2.047	29
16		Тр-р	6	7	N ПС "Тауке" - НН ПС "Тауке"	2,50	41,35		0,097	0.964+J2.046	0.963+J2.026	13
17		Тр-р	6	8	N ПС "Тауке" - СН ПС "Тауке"	2,50			0,341	3.888+J0.361	3.884+J0.361	22
18		Тр-р	9	10	ВН ПС "Акжар" - НН ПС "Акжар"	1,30	11,50		0,286	2.529+J0.744	2.521+J0.67	46
19		Тр-р	11	12	ВН ПС "Манрак" - НН ПС "Манрак"	12,40	49,20		0,286	0.34+J0.096	0.339+J0.09	6
20		Тр-р	13	14	ВН ПС "Жана-Аул" - НН ПС "Жана-Аул"	5,10	31,90		0,286	0.329+J0.063	0.329+J0.06	6
21		Тр-р	15	16	ВН ПС "Чиликти" - НН ПС "Чиликти"	5,10	31,90		0,286	0.342-J0.777	0.338-J0.799	15
22		Тр-р	17	18	ВН ПС "Аксуат-ю" - N ПС "Аксуат-ю"	5,00	142,20		1,000	5.427+J1.714	5.412+J1.293	31
23		Тр-р	18	19	N ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,00	82,70		0,093	2.706+J0.793	2.702+J0.73	16
24		Тр-р	18	20	N ПС "Аксуат-ю" - СН ПС "Аксуат-ю"	5,00			0,324	2.703+J0.5	2.699+J0.5	16
25		Тр-р	20	19	СН ПС "Аксуат-ю" - НН ПС "Аксуат-ю"	5,10	31,90		0,286	0.729-J0.024	0.727-J0.04	13
26		Тр-р	21	22	ВН ПС "Ерназар" - НН ПС "Ерназар"	8,60	49,80		0,286	0.18+J0.032	0.18+J0.03	3
27		Тр-р	23	24	ВН ПС "Кульбабас" - НН ПС "Кульбабас"	12,40	49,20		0,286	0.483+J0.111	0.48+J0.1	9
28		Тр-р	25	26	ВН ПС "Кожжира" - НН ПС "Кожжира"	12,40	49,20		0,286	0.706+J0.215	0.7+J0.19	13
29		Тр-р	27	28	ВН ПС "Сатпаево" - НН ПС "Сатпаево"	5,10	31,90		0,286	0.26+J0.052	0.26+J0.05	5
30		Тр-р	29	30	ВН ПС "Кызылкесек" - НН ПС "Кызылкесек"	8,60	49,80		0,286	0.311+J0.095	0.31+J0.09	6
31		ЛЭП	3	31	ВН ПС "Тауке" - ВН ПС "Сарыбулак"	4,49	4,66	-107,0		10.099+J4.675	10.046+J5.804	64
32		Тр-р	31	32	ВН ПС "Сарыбулак" - N ПС "Сарыбулак"	2,50	71,10		1,000	10.05+J5.803	10.019+J4.932	64
33		Тр-р	32	33	N ПС "Сарыбулак" - НН ПС "Сарыбулак"	2,50	41,35		0,054	4.004+J2.021	3.999+J1.94	26
34		Тр-р	32	34	N ПС "Сарыбулак" - СН ПС "Сарыбулак"	2,50			0,318	6.01+J2.908	5.999+J2.908	38

Рисунок 3.28 – Полученные расчетные значения «Ветви» для послеаварийного режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

Узлы | Ветви | Графика | Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		6	N ПС "Тауке"	110	103,93	-5,52
2		9	ВН ПС "Акжар"	35	32,80	-6,30
3		10	НН ПС "Акжар"	10	9,28	-7,20
4		11	ВН ПС "Манрак"	35	32,50	-7,13
5		12	НН ПС "Манрак"	10	9,22	-7,81
6		13	ВН ПС "Жана-Аул"	35	32,38	-7,50
7		14	НН ПС "Жана-Аул"	10	9,23	-7,73
8		15	ВН ПС "Чиликти"	35	32,45	-7,28
9		16	НН ПС "Чиликти"	10	9,48	-5,15

Рисунок 3.29

Продолжение рисунка 3.29

10	18	N ПС "Аксуат-ю"	110	102,20	-7,09
11	19	НН ПС "Аксуат-ю"	10	9,44	-5,65
12	20	СН ПС "Аксуат-ю"	35	33,07	-5,51
13	21	ВН ПС "Ерназар"	35	32,95	-5,87
14	22	НН ПС "Ерназар"	10	9,40	-6,04
15	23	ВН ПС "Кульбабас"	35	32,90	-5,99
16	24	НН ПС "Кульбабас"	10	9,31	-6,88
17	25	ВН ПС "Кокжира"	35	32,49	-7,16
18	26	НН ПС "Кокжира"	10	9,13	-8,73
19	27	ВН ПС "Сатпаево"	35	32,15	-8,14
20	28	НН ПС "Сатпаево"	10	9,17	-8,31
21	29	ВН ПС "Кызылкесек"	35	32,12	-8,22
22	30	НН ПС "Кызылкесек"	10	9,12	-8,78
23	32	N ПС "Сарыбулак"	110	100,88	-8,29
24	33	НН ПС "Сарыбулак"	6	5,45	-9,20
25	34	СН ПС "Сарыбулак"	35	32,03	-8,48

Рисунок 3.29 – Падение напряжения в узлах послеаварийного режима работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

При отключении линии, соединяющей ПС «Кокпекти» и ПС «Тауке», потребители получают питание от ПС «Зайсан». В послеаварийном режиме на семи подстанциях, напряжения в узлах отклоняются от номинального на 5,5-9%.

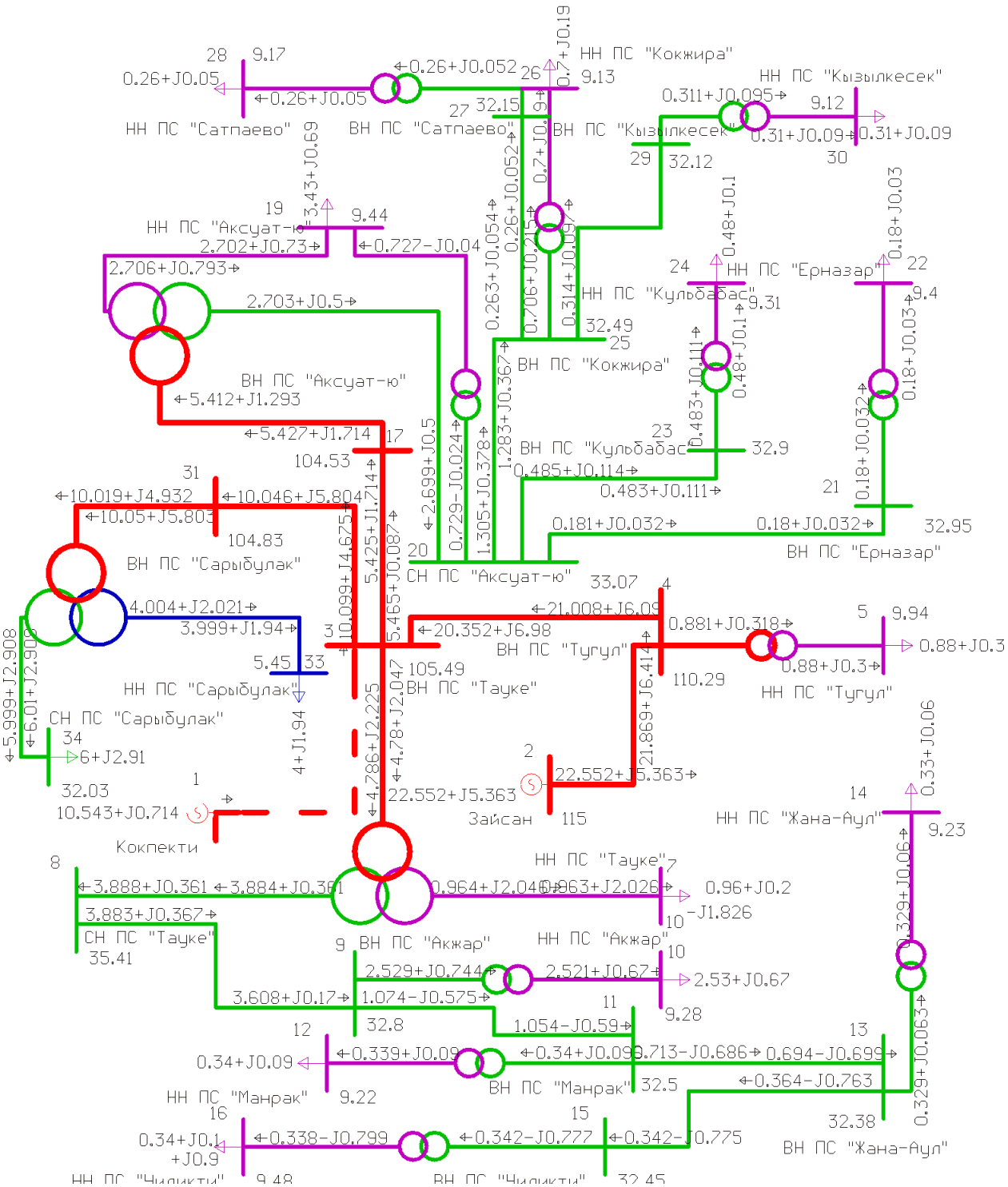


Рисунок 3.30 - Потокораспределение в послеаварийном режиме работы сети Тарбагатайского РЭС с ПС «Сарыбулак»

4. Безопасность жизнедеятельности

4.1 Анализ условий труда

Анализ условий труда на предприятии проводится с целью составления и разработки определенных оздоровительных мероприятий, что позволяет сократить несчастные случаи на производстве. При проведении анализа условий труда проводится оценка показателей напряженности и тяжести трудового процесса.

Проектируемая подстанция и ЛЭП расположены в Тарбагатайском районе Восточно-Казахстанской области. На рассматриваемой подстанции присутствует доставка персонала на работу и с работы. Продолжительность смены составляет 8 часов, обеденный перерыв 1 час, пункт питания имеется. Так же присутствует шкафчики для переодевания, умывальники, туалеты, комната отдыха и медпункт.

План помещения диспетчерской данной подстанции представлен на рисунке 4.1. Площадь помещения составляет 18 $м^2$ (длина = 6 м, ширина = 3 м). В помещении проектируемой подстанции разместиться два рабочих места для старшего диспетчера и диспетчера ПС.

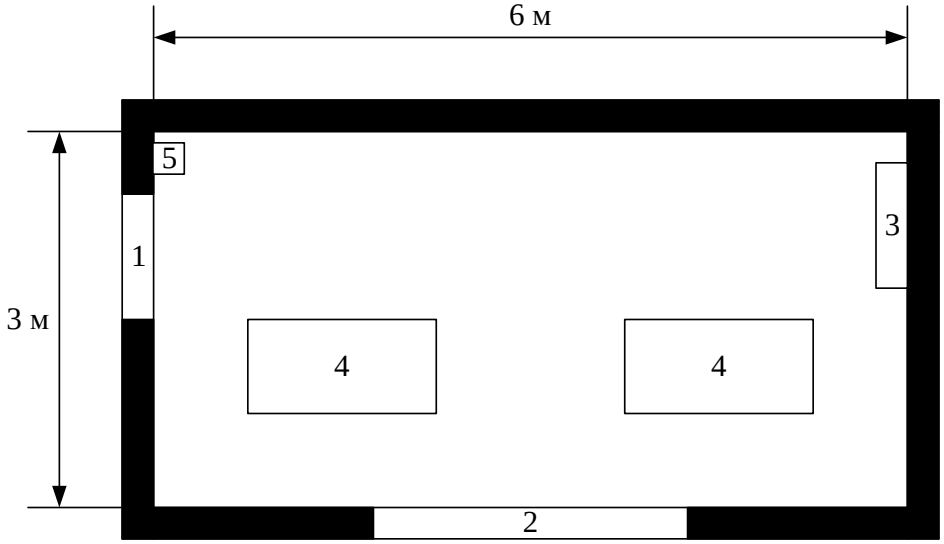
В помещение персонал находится весь рабочий день. У старшего диспетчера 8 (восьмичасовой) рабочий день и 5 (пятидневная) рабочая неделя. У диспетчера рабочий смена длится 12 часов. В перерывы, предназначенные для приема пищи и отдыха, сменный персонал находится в комнате отдыха.

Для того чтобы предоставить рабочему персоналу нормальные условия труда, нужно чтобы помещение удовлетворяло нормам производственного микроклимата. Для этого микроклимат данного помещения не должен быть выше оптимальных норм таких показателей, как температура, относительная влажность и скорость движения воздуха, учитывающая период года и категорию работ. Нормы микроклимата для работ категории Iб приведены в таблице 4.1. Так как в рабочие часы рабочий персонал большую часть времени находится в помещении, а также если учитывать категорию работ и тепло, которое выделяется рабочим оборудованием, то нужно отметить, что подстанция не удовлетворяет нормам микроклимата. Для решения данной проблемы, в помещении нужно сделать установку кондиционера.

Рабочее место должно иметь хорошую освещенность. Также нужно отметить, что естественное освещение не постоянно и резко меняется в течение дня, времени года и зависит от атмосферных условий.

Таблица 4.1 - Нормы производственного микроклимата

Период года	Температура, ^0C		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
	Опт.	Факт.	Опт.	На раб. месте не более	Опт.	На раб. месте не более
Холодный	21-23	22-24	40-60	75 при 28^0C	0,1	0,1
Теплый				55 при 28^0C	0,1	0,1-0,2



1 – дверь; 2 – окно; 3 - кондиционер стол; 4 – рабочие места;
5 – огнетушитель

Рисунок 4.1 – План помещения диспетчерской

Параметры помещения (рисунок 4.1):

– площадь - 18м2;

– высота потолка- 3,5м;

– высота окна $h_{ОК}$ =1,6м;

– ширина окна $l_{ОК}$ = 2,5м;

– высота начала окна $h_{Н.ОК}$ =1,2м.

Пожарная безопасность.

В помещениях для цели пожарной безопасности обязательно должна быть установлена пожарная сигнализация, находиться огнетушители и план эвакуации. Так же обязательно вести журнал регистрации противопожарного инструктажа, иметь инструкцию о мерах пожарной безопасности, инструкцию о порядке действия персонала при срабатывании пожарной автоматики. Обязательно должен быть назначен ответственный за пожарную безопасность сотрудник, который должен иметь корочки, свидетельствующие об окончании обучения в учебном центре.

Система пожарной сигнализации оповещает людей в офисе, как это не банально, о пожаре или задымлении в помещении. Система охранной сигнализации в составе охранно-пожарной сигнализации выполняет задачи своевременного оповещения службы охраны о факте несанкционированного проникновения или попытке проникновения людей в здание или его отдельные помещения с фиксацией даты, места и времени нарушения рубежа охраны. Система пожарной сигнализации предназначена для своевременного

обнаружения места возгорания и формирования управляющих сигналов для систем оповещения о пожаре и автоматического пожаротушения.

Предприятие помимо установки пожарной сигнализации на своем объекте, должно заключить договор на обслуживание данной системы с фирмой, имеющей на это лицензию. В обслуживание входит проведение установленных нормами регламентных работ, а так же устранение неисправностей в работе системы. Периодичность проверки согласуется с заказчиком, но должна быть не реже одного раза в месяц.

Во время пожара весь перечень организационно-технических мероприятий на объекте имеет одну главную цель спасение жизни людей. Поэтому на первое место здесь выходят задачи раннего обнаружения возгорания и оповещения персонала. Решение этих задач и возложено на пожарную сигнализацию, основные функции которой сформулированы в ее определении. Пожарная сигнализация - это получение, обработка, передача и представление в заданном виде потребителям при помощи технических средств информации о пожаре на охраняемых объектах.

Основные функции пожарной сигнализации обеспечиваются различными техническими средствами. Для обнаружения пожара служат извещатели, для обработки и протоколирования информации и формирования управляющих сигналов тревоги - приемно-контрольная аппаратура и периферийные устройства (подключаются к контрольной панели через внешние линии связи). Кроме этих функций, пожарная сигнализация должна формировать команды на включение автоматических установок пожаротушения и дымоудаления, систем оповещения о пожаре, технологического, электротехнического и другого инженерного оборудования объектов. Современная аппаратура имеет собственную развитую функцию трансляции и оповещения о пожаре.

В помещениях устанавливают порошковые или углекислотные огнетушители. В состав углекислотных огнетушителей входят «чистые» огнетушащие составы (огнетушащее вещество – двуокись углерода (CO2), которая, попадая на горящее вещество, охлаждает его и производит тушение; испаряясь, она не оставляет следов), не повреждающие офисную технику и другие объекты, но стоят такие огнетушители на порядок дороже. Количество огнетушителей в помещении рассчитывается по специальной таблице. Но приблизительно показатели следующие: Если площадь помещения – менее 100 м2, то устанавливается один огнетушитель ОП-4 или ОУ-4, если 100 м2 и более – два и более огнетушителей.

Огнетушители следует располагать на защищаемом объекте в соответствии с требованиями, таким образом, чтобы они были защищены от воздействия прямых солнечных лучей, каких-либо механических воздействий и других неблагоприятных факторов, таких как вибрация, повышенная влажность и других. Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах. Не допускается хранение и эксплуатация огнетушителей в местах, где температура может превышать 50^0 С и под прямыми лучами

солнца. Необходимо соблюдать осторожность при выпуске огнетушащего вещества из раструба углекислотного огнетушителя, так как температура на его поверхности понижается до -60-70^0 С. При тушении электроустановок, находящихся под напряжением, не допускается подводить раструб ближе 1 м до электроустановки и пламени. После применения огнетушителя в закрытом помещении, помещение необходимо проветрить. Каждый сотрудник в обязательном порядке должен быть ознакомлен с правилами эксплуатации огнетушителей.

Рекомендуется периодически проверять массу заряда огнетушителя (не реже одного раза в два года). Величина массы баллона с запорно-пусковым устройством без заряда выбивается на корпусе запорного устройства. Суммарная масса огнетушителя определяется прибавлением к ней массы CO2, указанной на этикетке или в паспорте. Через 5 лет необходимо проводить перезарядку и переосвидетельствование баллона. Перезарядка и ремонт огнетушителей должны производиться в специализированных организациях на зарядных станциях. Эксплуатация огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя или организации, производившей перезарядку, не разрешается.

План эвакуации должен включать в себя графическую и текстовую часть. Графическая часть представляет собой чертеж поэтажных планов здания, которые не должны загромождаться второстепенными деталями. Сплошными зелеными стрелками показывают основные рекомендуемые пути эвакуации, пунктирными стрелками указывают резервные пути эвакуации. На планах эвакуации должно быть условными знаками показано размещение огнетушителей, пожарных кранов, телефонов. Текстовая часть выполняется в виде таблицы. Она должна содержать инструкции о действиях при пожаре, дополненные для наглядности знаками безопасности и символами. Размеры планов эвакуации выбирают не менее 600 мм х 400 мм для этажных и секционных планов эвакуации и 400 мм х 300 мм для локальных планов эвакуации.

Пожаротушение трансформаторов:

- При взрыве или пожаре трансформатора последний должен быть отключен со всех сторон и разобрана схема;

После снятия напряжения и разборки схемы, тушение пожара следует производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями).

Примечание: Горящие масло не рекомендуется тушить компактными водяными струями во избежание увеличения площади пожара.

- Для локализации очага пожара должны быть приняты меры предотвращения растекания трансформаторного масла;

- При пожаре масляных трансформаторов, установленных в закрытых помещениях, должны быть приняты меры по предупреждению распространения пожара через вентиляционные каналы. Рабочая вентиляция

помещений должна быть отключена и может включится по требованию пожарного подразделения;

- Тушение пожара на сухих трансформаторах углекислыми огнетушителями или водой производится с соблюдением правил пожарной безопасности, указанных выше;

- Во время пожара следует защищать от воздействия высокой температуры (лучше распыленной водой) рядом расположенные трансформаторы, оборудование и установки. При этом находящаяся под напряжением аппаратура отключается выключателями и разъединителями;

- Методы тушения пожара маслонаполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов.

Примечание: При тушении пожара в открытых распределительных устройствах следует помнить, что рядом расположенная ошиновка находится под напряжением, поэтому изменение направления струи следует переводить с особой осторожностью. Поэтому необходимо строго выполнять руководителю тушения пожара указания начальника смены электроцеха.

Пожаротушение кабельных помещений.

При возникновении пожара в кабельном помещении проверяется включение в работу автоматической установки, а если она не включается, производится её включение.

Для прохода в кабельные помещения и подачи средств пожаротушения в них используются, кроме основных входов, имеющиеся люки.

Во время тушения горящих кабелей напряжением выше 1000 В в кабельных туннелях, работающие с пожарным стволом должны направить струю через дверной проём или люк, не заходя в отсек с горящими кабелями.

Разрешается находиться в отсеке с горящими кабелями при соблюдении правил пожарной безопасности, если в этом отсеке остались под напряжением только кабели до 1000 В.

Одновременно с тушением пожара персонал принять меры к быстрому снятию напряжения с кабелей, находящихся под напряжением в зоне пожара. В первую очередь снимается напряжение с кабелей высокого напряжения.

В целях предупреждения распространения пожара применяются меры изоляции отсека от смежных помещений, путём закрытия дверей в секционных перегородках и применением средств пожаротушения.

После ликвидации пожара или очага загорания прикасаться в кабелям можно только после полного снятия напряжения, как с силовых, так и с контрольных кабелей.

Возможных мероприятием ликвидации пожара в кабельных сооружениях может служить затопление их водой.

Станционные схемы пожаротушения следует опробовать по графику водой не реже одного раза в год. В помещениях, где недопустимо большое количество влаги, для опробования снимать ГВП. Опробование пенной системы пожаротушения не менее одного раза год.

В случае срабатывания стационарной системы пожаротушения немедленно вызвать пожарную команду для выяснения причины её срабатывания. Тушение распылённой водой, низко кратной пеной и компактными струями воды из стволов начинать, исходя из местной обстановки, как правило, по истечению десятиминутной проектной длительности тушения высоко кратной пеной. Одновременное тушение высоко кратной и низко кратной пеной не допустимо.

Электробезопасность.

Мероприятия, обеспечивающие безопасность при работах в электроустановках делятся на организационные и технические.

Организационные мероприятия по безопасности работ [13]:

1) выдача наряда или распоряжения на производство работ;
2) выдача разрешения на допуск;
3) допуск на рабочее место;
4) надзор при выполнении работ;
5) перевод на другое рабочее место;
6) оформление перерывов в работе, окончания работы.

Лица ответственные за безопасное производство работ:

1) выдающий наряд, распоряжение;
2) руководитель работ;
3) лицо, дающее согласие на допуск;
4) допускающий;
5) производитель работ;
6) наблюдающий;
7) член бригады.

Технические мероприятия [13]:

Для подготовки рабочего места к работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

1) проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;

2) вывешены плакаты безопасности на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;

3) проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

4) установлено заземление (включены заземляющие ножи, установлены переносные заземления);

5) ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части, и вывешены на ограждениях плакаты безопасности. В зависимости от местных условий токоведущие части ограждаются до или после их заземления.

При обслуживании электроустановок напряжением до и выше 1000 В используются средства защиты от поражения электрическим током (электрозащитные средства), от электрических полей повышенной напряженности коллективные и индивидуальные, а также средства индивидуальной защиты.

К электрозащитным средствам относятся [13]:

- изолирующие штанги всех видов (оперативные, измерительные, для наложения заземления);
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения всех видов и классов напряжений (с газоразрядной лампой, бесконтактные, импульсного типа, с лампой накаливания и др.);
- бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения;
- изолированный инструмент;
- диэлектрические перчатки, боты и галоши, ковры, изолирующие подставки;
- защитные ограждения (щиты, ширмы, изолирующие накладки, колпаки);
- переносные заземления;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола кабеля, устройство определения разности напряжений в транзите, указатели повреждения кабелей и т.п.);
- плакаты и знаки безопасности;
- прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше, а также в электросетях до 1000 В (полимерные и гибкие изоляторы; изолирующие лестницы, канаты, вставки телескопических вышек и подъемников; штанги для переноса и выравнивания потенциала; гибкие изолирующие покрытия и накладки и т.п.).

4.2 Расчет

4.2.1 Расчет естественного освещения

Естественное освещение по своему спектральному составу является наиболее благоприятным. По конструктивным особенностям естественное освещение подразделяется на боковое, осуществляемое через световые проемы в наружных стенах (окна); верхнее, осуществляемое через световые проемы в покрытии и фонари; и комбинированное – сочетание верхнего и бокового естественного освещения.

Расчет заключается в предварительном определении площади световых проемов при боковом освещении по следующим формулам:

$$100\frac{S_0}{S_n} = \frac{e_н \cdot K_з \cdot \eta_0}{\tau_0 \cdot r_1} \cdot K_{зд}, \qquad (4.1)$$

где S_0 - площадь световых проемов при боковом освещении, м^2;

S_n - площадь пола помещения, м^2;

$e_н$ – нормируемое значение КЕО;

$K_з$ – коэффициент запаса, принимают по таблице 3.11 [11];

η_0 - световая характеристика окон, принимают по таблице 3.2 [11];

τ_0 - общий коэффициент светопропускания, определяют по формуле:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5, \qquad (4.2)$$

где τ_1 - коэффициент светопропускания материала, принимают по таблице 4.2;

τ_2- коэффициент, учитывающий потери света в переплетах светопроема, принимают по таблице 4.4;

τ_3- коэффициент, учитывающий потери света в несущих конструкциях, при боковом освещении равен 1;

τ_4 - коэффициент, учитывающий потери света в солнцезащитных устройствах, принимают по таблице 4.5;

τ_5 - коэффициент, учитывающий потери света в защитной сетке, устанавливаемой под фонарями, принимают равным 0,9;

r_1 - коэффициент, учитывающий повышение КЕО при боковом освещении, благодаря свету, отраженному от поверхности помещения и подстилающего слоя, примыкающего к зданию, принимают по таблице 3.9 [11];

$K_{зд}$ - коэффициент, учитывающий затемнение окон противостоящими зданиями, принимают по таблице 3.8 [11].

Нормированные значения КЕО e_N для зданий располагаемых в различных районах следует определять по формуле

$$e_N = e_н \cdot m_N, \qquad (4.3)$$

где N – номер группы обеспеченности естественным светом по таблице 3.1 [11];

$e_н$ - значения КЕО по таблице 3.12 [11];

m_N - коэф.светового климата по таблице 4.3.

Таблица 4.2 - Значения коэффициента τ_1

Вид светопропускающего материала	τ_1
Стекло оконное листовое: одинарное двойное тройное	 0,9 0,8 0,75
Стекло витринное толщиной 6-8 мм	0,8
Стекло листовое армированное	0,6
Стекло листовое узорчатое	0,65
Стекло листовое со специальными свойствами: солнцезащитное контрастное	 0,65 0,75
Органическое стекло: прозрачное молочное	 0,9 0,6
Пустотелые стеклянные блоки: светорассеивающие светопрозрачные	 0,5 0,55
Стеклопакеты	0,8

Таблица 4.3 - Коэффициент светового климата, m

Световые проемы	Ориентация световых проемов по сторонам горизонта	Коэффициент светового климата, m			
		Номер группы административных районов			
		1	2	3	4
		СКО Кокшетау Кустанай	Актобе Уральск Тургай Астана	Атырау Мангышлак Караганда Павлодар Семипалатинск ВКО Талдыкорган Жезгазган	Шымкент Кызыл-орда Алматы
В наружных стенах зданий	С	1	0,9	0,75	0,75
	СВ, СЗ	1	0,9	0,75	0,7
	З, В	0,9	0,8	0,7	0,65
	ЮВ, ЮЗ	0,9	0,8	0,7	0,65
	Ю	0,9	0,8	0,7	0,65

Таблица 4.4 - Значения коэффициента τ_2

Вид переплета для окон промышленных зданий		t_2
Переплеты деревянные: одинарные спаренные		 0,75 0,7
двойные раздельные		0,6
Переплеты стальные:	одинарные открывающиеся одинарные глухие двойные открывающиеся двойные глухие	0,75 0,9 0,6 0,8

Таблица 4.5 - Значение коэффициента τ_4

Солнцезащитные устройства, изделия и материалы	τ_4
Убирающиеся регулируемые жалюзи и шторы (межстекольные внутренние, наружные)	1
Стационарные жалюзи и экраны с защитным углом не более 45^0при расположении пластин жалюзи или экранов под углом 90^0 к плоскости окна:	
горизонтальные	0,65
вертикальные	0,75
Горизонтальные козырьки:	
с защитным углом не более 30^0	0,8
с защитным углом от 15 до 45^0 (многоступенчатые)	0,9-0,6

Нормированные значения КЕО:

$$e_N = 1,5 \cdot 0,7 = 1,05.$$

Общий коэффициент светопропускания:

$$\tau_0 = 0,8 \cdot 0,75 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,9 = 0,54.$$

Площадь световых проемов:

$$100\frac{S_0}{18} = \frac{1,05 \cdot 1,2 \cdot 10,5}{0,54 \cdot 1,1} \cdot 1;$$

$$S_0 = 4 \ м^2.$$

Площадь световых проемов меньше площади стены $S = 6 \cdot 3,5 = 21 \ м^2$, т.е. освещенность отвечает требуемым нормам.

4.2.2 Расчет системы вентиляции

Найдём требуемое количество подаваемого воздуха по фактору «тепловыделение».

$$L = \frac{Q_{ИЗБ}}{C_B \cdot \Delta t \cdot \gamma_B}, \qquad (4.4)$$

где $\Delta t = t_{удал} - t_{пост}$;

$t_{удал}$ – температура удаляемого воздуха;

$t_{пост}$ – температура поступающего воздуха;

C_B – теплоемкость воздуха, C_B=0,24 ккал/кг*^{0}С;

γ_B - удельная масса приточного воздуха, γ_B = 1,206 кг/м3;
$Q_{ИЗБ}$ – избыточное тепло.

Избыточное тепло найдем из выражения:

$$Q_{ИЗБ} = Q_{ОБ} + Q_Л + Q_Р - Q_{ОТД}, \quad (4.5)$$

где $Q_{ОБ}$ – тепло, выделяемое офисным оборудованием;
$Q_Л$ – тепло, выделяемое людьми;
$Q_Р$ – тепло, вносимое солнечной радиацией;
$Q_{ОТД}$ – теплоотдача в окружающую среду.

Значения $Q_Р$ и $Q_{ОТД}$ примерно равны и взаимно компенсируются. Поэтому избыточное тепло образуется только за счёт людей и оборудования.

Тепло, выделяемое людьми, найдём по формуле:

$$Q_Л = K_Л \cdot (q - q_{ПОГЛ}), \quad (4.6)$$

где $K_Л$ – количество людей в помещении, $K_Л$ = 3;
q – тепло, выделяемое одним человеком, q = 250 ккал/ч;
$q_{ПОГЛ}$ – тепло, поглощаемое одним человеком, $q_{ПОГЛ}$ =140 ккал/ч.

Отсюда находим:

$$Q_Л = 3 \cdot (250 - 140) = 330 \ ккал/ч.$$

Рассчитаем количество тепла, выделяемого офисным оборудованием. В помещении расположено 3 персональных компьютеров. Каждый компьютер имеет мощность 230 Вт. Общая мощность компьютеров составляет:

$$P_{ОБ} = 3 \cdot 230 = 690 \ Вт.$$

Также имеется один принтер с потребляемой мощность 50 Вт. Общая потребляемая мощность офисной техники равна 740 Вт.

Тепло, выделяемое офисным оборудованием рассчитаем по формуле:

$$Q_{ОБ} = 860 \cdot P_{ОБ} \cdot \eta, \quad (4.7)$$

где 860 – тепловой эквивалент 1 кВт/час;
$P_{ОБ}$ – потребляемая мощность, $P_{ОБ}$ = 0,74 кВт;
η – коэффициент перехода тепла в помещение, η = 0,95.

Подставив все значения в формулу, находим:

$$Q_{ОБ} = 860 \cdot 0,74 \cdot 0,95 = 604,58 \text{ ккал/ч.}$$

Рассчитаем теплонапряженность воздуха по формуле:

$$Q_{Н} = \frac{Q_{ИЗБ}}{V_{П}}, \tag{4.8}$$

где $V_{П}$ – объем помещения, $V_{П}$ = 63 м3.

$$Q_{ИЗБ} = Q_{Л} + Q_{ОБ} = 330 + 604,58 = 634,58 \ ккал / ч.$$

Таким образом, подставив все данные в формулу, получим:

$$Q_{Н} = \frac{634,58}{63} = 10,073 \ ккал / м^3.$$

Т.к. $Q_{Н}$ < 20 ккал/м3, то $\Delta t = 8^0$С.
Найдём требуемое количество подаваемого воздуха:

$$L = \frac{634,58}{0,24 \cdot 8 \cdot 1,206} = 274,055 \ м^3 / ч.$$

Рассчитаем кратность воздухообмена по формуле:

$$K = \frac{L}{V}, \tag{4.9}$$

где L – требуемое количество подаваемого воздуха;
V – объем помещения.

Таким образом, кратность воздухообмена равна:

$$K = \frac{L}{V} = \frac{274,055}{63} = 4,35 \approx 5 \text{ 1/час.}$$

Т.е. нам необходим кондиционер, создающий воздухообмен 274,055 м3/ч. Установим в один настенный кондиционер DELONGHI CP 10, согласно [12]. Характеристики кондиционера представлены в таблице 4.6.



Рисунок 4.2 – кондиционер DELONGHI CP 10

Таблица 4.6 – Характеристика кондиционера DELONGHI CP 10

Модель		CP 10
В/ф/Гц		230/1/50
Вт		1891
Вт		650
А		2,8
л/4		1,0
Вт		2052
Внутренний блок		
Расход воздуха (max)	$м^3/ч$	320
Размеры: длина высота глубина	 мм мм мм	 750 270 175
Внешний блок Расход воздуха (max)	 $м^3/ч$	 950
Размеры: длина высота глубина	 мм мм мм	 660 500 230

4.3 Вывод

В данном разделе были проанализированы условия труда рабочего персонала проектируемой подстанции. Были рассмотрены такие параметры, как микроклимат данного помещения, его система освещенности и вентиляции, пожарная безопасность, электробезопасность. Также был представлен план помещения и категория работ по тяжести. Проанализировав данные параметры, были установлены их недостатки и способы их предотвращения. Таким образом, был проведен расчет требуемых условий труда. Сравнив полученные результаты расчетов, было установлено, что эти показатели соответствуют нормам, установленных для хорошей работы персонала. Для достижения естественной освещенности для категорий работ Iб необходимо, чтобы площадь оконных проемов была не меньше 4 $м^2$. Для поддержания микроклимата в помещении необходима установка кондиционера, создающий воздухообмен не менее 274,055 м3/ч.

5 Экономическая часть

5.1 Оценка экономической эффективности строительства ПС-110/35/6 кВ и ЛЭП 110кВ

Целью данной работы является оценка экономической эффективности развития электрических сетей 110 кВ Восточно-Казахстанской области (Тарбагатайского РЭС). Развитие сети заключается в проектировании линии электропередачи и подстанции, которые нужны для развития данного района и обеспечения электроэнергией нефтедобывающей отрасли. Основной задачей является определение экономической эффективности проекта, включающей в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

Для передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается ТОО «Мунай». Данное ТОО «Мунай» будет выполнять следующие функции: операции по торгово-закупочным и подготовительным функциям, организация и ведение торговых операций, оптовых и розничных, осуществление внешнеэкономической деятельности.

Для стоимостной оценки результата проектирования подстанции используется средний тариф на электроэнергию для Восточно-Казахстанской области 11,574 тенге за 1 кВт*ч электроэнергии.

5.2 Расчет технико-экономических показателей

5.2.1 Капитальные вложения на строительство ВЛ

Таблица 5.1 - Базисные показатели стоимости ВЛ

Вид опор	Длина,км	Стоимость 1 км, млн. тенге	Общая стоимость, млн. тенге
Железобетонные	42	5,5	231

Для получения полной стоимости ВЛ к показателям таблицы 5.1 добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

– 3,3% - временные здания и сооружения, при составлении расчетов по объектам комплексной реконструкции, технического перевооружения и расширения действующих зданий и сооружений, строительстве последующих очередей на территории действующих предприятий или примыкающих к ней площадках к указанной норме применяется коэффициент 0,8;

– 5,0-6,0% - прочие работы и затраты;

– 2,6-3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль. Величина процентной нормы определяется в зависимости от стоимости строительства;

– 7,5-8,5% - проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства - 8%);

– 3% - непредвиденные затраты.

$$K_{ВЛ} = (0,033 + 0,05 + 0,026 + 0,08 + 0,03) \cdot 231 + 231 = 281,589 \ млн.тенге .$$

5.2.2 Капитальные вложения на строительство ПС «Сарыбулак»

Укрупненные стоимостные показатели ПС 35 кВ и выше определяются по отдельным основным элементам, к которым относятся:
- распределительные устройства и отдельные ячейки выключателей;
- трансформаторы (автотрансформаторы);
- компенсирующие и регулирующие устройства;
- постоянная часть затрат.

Таблица 5.2 – Укрупненные стоимостные показатели ПС «Сарыбулак»

Название элемента	Стоимость, млн. тенге	Количество ячеек, шт	Общая стоимость, млн. тенге
Трансформатор (10000-110/35/6)	54	2	108
РУ-110	76	2	152
РУ-35	8	5	40
РУ-6	0,9	7	6,3
Постоянная часть затрат	-	-	102
		Сумма	408,3

Для получения полной стоимости ПС к сумме стоимостных показателей ее основных элементов, добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые исчисляются от этой суммы и составляют:

– 1-1,3 % - временные здания и сооружения.

При составлении расчетов по объектам комплексной реконструкции, технического перевооружения и расширения действующих зданий и сооружений, строительстве последующих очередей на территории действующих предприятий или примыкающих к ней площадках к указанной норме применяется коэффициент 0,8;

– 8,5-9,0% - прочие работы и затраты;

– 2,6-3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль. Величина процентной нормы определяется в зависимости от стоимости строительства;

– 7,5-8,5% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор (при осуществлении нового строительства - 8%).

$$K_{ПС} = (0,01 + 0,085 + 0,026 + 0,08) \cdot 408,3 + 408,3 = 490,368 \ млн.тенге .$$

5.2.3 Ежегодные издержки

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$И = И_{экс} + И_{пот}, \tag{5.1}$$

где $И_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге./год;

$И_{пот}$ - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге./год.

Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям:

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем}, \tag{5.2}$$

где $И_{ам}$ - ежегодные издержки на амортизацию, тенге/год;

$И_{об/рем}$ - издержки на обслуживание и ремонты, тенге/год.

$$И_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot К, \tag{5.3}$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$$И_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot К, \tag{5.4}$$

где $\alpha_{об/рем}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год.

Таблица 5.3 – Эксплуатационные издержки

Элемент	Кап. вложения, млн. тенге	$\alpha_{ам}$,%	$\alpha_{об/рем}$,%	$И_{ам}$, млн. тенге/год	$И_{об/рем}$, млн. тенге/год	$И_{экс}$, млн. тенге/год
ПС-110/35/6 кВ	408,3	4,4	5,9	17,965	24,089	42,054
ВЛ-110 кВ	281,589	2	0,8	5,632	2,253	7,885
Итого				23,597	26,342	49,939

Затраты на возмещение потерь электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$И_{пот} = \Delta Э \cdot Ц\,, \qquad (5.5)$$

где $\Delta Э$ - расчетные потери электроэнергии, кВт*час;
$Ц$ - тариф на электроэнергию, тенге/кВт*час.

Потери электроэнергии складываются из потерь на ЛЭП и трансформаторах.

$$\Delta Э = \Delta Э_{ВЛ} + \Delta Э_{Т}\,, \qquad (5.6)$$

где $\Delta Э_{ВЛ}$ - потери в воздушной линии;
$\Delta Э_{Т}$ - потери в трансформаторах.

Потери в ВЛ и трансформаторах имеют постоянные и переменные составляющие. Так потери на корону ВЛ, потери холостого хода в трансформаторе относятся к постоянным; а к переменным относятся потери зависящие от нагрузок.

$$\Delta Э_{ВЛ} = \Delta P_{кор} + \Delta P_{нагр}\,. \qquad (5.7)$$

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{кор} = \rho_{уд.кор.} \cdot L \cdot 8760\,, \qquad (5.8)$$

где $\rho_{уд.кор.}$ - потери мощности на корону на 1 км длины ЛЭП 110кВ, кВт/км;
L - длина ЛЭП, км.

$$\Delta P_{кор} = 0,08 \cdot 42 \cdot 8760 = 29433,6\ кВт \cdot час\,.$$

Потери активной мощности определяются по выражению:

$$\Delta P_{нагр} = \frac{S^2}{U^2} \cdot R \cdot \tau\,, \qquad (5.9)$$

где S - мощность нагрузки, кВА;
U - напряжение линии, кВ;
R - активное сопротивление линии, Ом/км;
τ - годовое время максимальных потерь.

$$\Delta P_{нагр} = \frac{11{,}11^2}{110^2} \cdot 4{,}494 \cdot 5500 = 252138{,}117 \ \ кВт \cdot час .$$

Потери электроэнергии на ВЛ:

$$\Delta Э_{ВЛ} = 29433{,}6 + 252138{,}117 = 281571{,}717 \ \ кВт \cdot час .$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta Э_{Т} = n \cdot \Delta P_{XX} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{К} \cdot \left(\frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т.}} \right)^2 \cdot \tau), \qquad (5.10)$$

где ΔP_{XX} – потери холостого хода;

$\Delta P_{К}$ – потери короткого замыкания.

$$\Delta Э_{Т} = 2 \cdot 17 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 76 \cdot \left(\frac{11110}{10000} \right)^2 \cdot 5500) = 555813{,}089 \ \ кВт \cdot час .$$

Расчетные потери электроэнергии:

$$\Delta Э = 555813{,}089 + 281571{,}717 = 837384{,}806 \ \ кВт \cdot час .$$

Суммарная стоимость потерь в сетях системы:

$$И_{пот} = 837384{,}806 \cdot 11{,}574 = 9{,}692 \ \ млн.тенге / год .$$

Ежегодные издержки составляют:

$$И = 49{,}939 + 9{,}692 = 59{,}631 \ \ млн.тенге / год .$$

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанными с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю.

$$S = \frac{И}{Э_{год}}, \qquad (5.11)$$

где $Э_{год}$ – полный объем передаваемой за год электроэнергии при оказании услуг по передаче.

$$Э_{год} = n \cdot K_з \cdot S_{ном.тр} \cdot \cos\varphi \cdot T_{макс}, \qquad (5.12)$$

где n – количество трансформаторов;

cosφ – коэффициент мощности, принимается равным 0,85;

$S_{ном.тр}$. – номинальная мощность одного трансформатора.

$$Э_{год} = 2 \cdot 0,7 \cdot 10 \cdot 0,85 \cdot 7500 = 89,25 \ млн.кВт \cdot час .$$

Тогда себестоимость оказания услуг по передаче 1 кВт·ч электроэнергии равна:

$$S = \frac{59,631}{89,25} = 0,668 \ тенге / кВт \cdot час .$$

Тариф на электроэнергию ТОО «Мунай» составляет:

$$T = 0,1 \cdot S + S = 0,1 \cdot 0,668 + 0,668 = 0,735 \ тенге / кВт \cdot час .$$

Учитывая особенность сетей ВКО, т.е. малое количество линий KEGOC, и ПС «Сарыбулак» питается по сетям регионального значения, то полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы складывается из стоимости: покупки электроэнергии у БГЭС (4,5 тенге кВт/ч); тариф ВКРЭК (3,76 тенге кВт/ч); тариф ТОО «Мунай» (0,735 тенге кВт/ч).

Тариф для потребителей ТОО «Мунай»

$$T = 4,5 + 3,76 + 0,735 = 8,995 \ тенге / кВт \cdot час .$$

Средний тариф на электроэнергию в ВКО составляет 11,574 тенге/кВт·ч.

Определим годовую прибыль за транзит через подстанцию:

$$П = (T_{ВКО} - T) \cdot Э_{год} = (11,574 - 8,995) \cdot 89,25 = 230,176 \ млн.тенге .$$

Тогда чистая прибыль составит:

$$ЧП = 0,8 \cdot П = 0,8 \cdot 230,176 = 184,141 \ млн.тенге .$$

5.3 Показатели финансово-экономической эффективности

Так как электроэнергетика является капиталоёмкой отраслью (срок возврата капитальных вложений более 3 лет) и видимого эффекта обычно не наблюдается, то при принятии решений энергопредприятием о долгосрочных

капитальных вложениях (инвестициях) возникает потребность в прогнозировании их эффективности. Для этого рассчитываются следующие показатели:

- чистая приведённая стоимость – NPV (Net Present Value);
- индекс рентабельности инвестиций – PI (Profitability Index);
- внутренняя норма доходности – IRR (Internal Rate of Return);
- дисконтированный срок окупаемости инвестиций – DPB (Discounted Payback Period).

В рамках ТЭО достаточно расчета NPV и PI.

Коэффициент дисконтирования, α_t рассчитывается по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+r)^{t-1}}, \qquad (5.13)$$

где t – время расчета дисконтирования;
r – норматив приведения разновременных затрат (норма дисконта), учитывающий инфляционные процессы в экономике за рассматриваемый период ($I_{инф}$), минимальный гарантированный уровень доходности проекта.

В расчетах возможно принять r равным уровню инфляции или ставке банковского кредита или ставке, интересной для инвестора.

Чистая приведенная стоимость (Net Present Value – NPV) относится к группе методов дисконтирования денежных потоков.

Пусть I_0 – сумма первоначальных затрат, т.е. сумма инвестиций на начало проекта (ΣК), PV – современная стоимость денежного потока на протяжении экономической жизни проекта. Общая накопленная величина дисконтированных доходов рассчитывается по формуле:

$$PV = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad , \qquad (5.14)$$

где r – норма дисконта;
n – число периодов реализации проекта;
CF_t - чистый поток платежей в периоде t.

Чистый поток CF включает годовые суммы чистой прибыли (возможно, часть ее) и амортизационных отчислений.

$$CF = Ч_{П} + И_{ам} = 184{,}141 + 23{,}597 = 207{,}738 \ млн.тенге .$$

Текущая стоимость инвестиций (I_0) сравнивается с текущей накопленной стоимостью доходов (PV). Разность между ними составляет чистую текущую стоимость проекта (NPV):

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t} - I_0 \cdot , \qquad (5.15)$$

Если рассчитанная NPV потока платежей имеет положительный знак (NPV > 0), это означает, что в течение своей экономической жизни проект возместит первоначальные затраты I_0, обеспечит получение прибыли согласно заданному стандарту E, а также ее некоторый резерв, равный NPV. Если < 0, то проект имеет доходность ниже рыночной и поэтому проект следует отвергнуть. Если NPV=0, то нужна дополнительная оценка.

Время расчета дисконтирования t, нужно принять по сроку окупаемости капитальных вложений. Следует продолжить расчеты и увеличить время расчета t до получения положительного значения NPV.

Расчеты можно свести в следующую таблицу.

Таблица 5.4 - Расчет NPV для инвестиций в проект строительства ПС-110/35/6 и ЛЭП 110 кВ

Годы	Денежный поток (CF), млн. тенге	$\alpha_t = \frac{1}{(1+r)^{t-1}}$	Текущая стоимость доходов (PV), млн. тенге	Чистая текущая стоимость проекта (NPV), млн. тенге
0				-689,889
1	207,738	0,869	180,524	-509,365
2	207,738	0,756	157,049	-352,316
3	207,738	0,657	136,484	-215,832
4	207,738	0,572	118,826	-97,006
5	207,738	0,497	103,246	6,24

Индекс рентабельности PI - отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат, рассчитывается по формуле:

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t}) / I_0 , \qquad (5.16)$$

Очевидно, что если: PI > 1, то проект следует принять, PI < 1, проект отвергается, PI = 1, проекту необходима дополнительная оценка. Критерий PI характеризует доход на единицу затрат. В отличие от чистого приведенного дохода индекс рентабельности является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета t, когда NPV положительный.

$$PI = \left(\frac{696,129}{0,497} \right) / 689,889 = 2,03 .$$

Так как PI>1, то проект следует принять. Технико–экономическое обоснование строительства подстанции 110/35/6 кВ и ЛЭП длиной 42 км показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 689,889 млн. тенге, дисконтированной стоимости, составляющей 696,129 млн. тенге окупятся за 5 лет, т.е. строительство можно считать экономически целесообразной.

Заключение

В дипломном проекте был проведен анализ существующих сетей Тарбагатайского РЭС. В связи с развитием нефтегазовой отрасли в Тарбагатайском районе, требуется строительство новой ПС. На основе этого анализа были выбраны два варианта развития электрических сетей. Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей показало, что вариант строительства подстанции «Сарыбулак» питающейся по двухцепным линиям 110 кВ от ПС «Тауке» является наиболее целесообразным.

С помощью программы RASTR были проведены расчеты максимального и минимального режимов работы существующей сети и с вводом ПС «Сарыбулак». Напряжения в узлах существующей сети не превышают допустимых ±5%, потери активной мощности находятся в допустимых пределах. А при расчете сети с ПС «Сарыбулак» показало, что напряжения в узлах сети отклоняются больше допустимых величин. Для нормализации режима работы сети были отрегулированы напряжения с помощью устройства РПН в трансформаторах. Потери активной мощности при подключении новой подстанции снизились в максимальном режиме работы сети с 5,73% до 5,29%, в минимальном режиме работы сети с 2,91% до 2,78% из-за не загруженности существующей сети. Был рассмотрен послеаварийный режим работы с ПС «Сарыбулак» в котором отключалась линия, соединяющая ПС «Кокпекти» и ПС «Тауке». В послеаварийном режиме на семи подстанциях, напряжения в узлах отклоняются от номинального на 5,5-9%.

Были рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности: анализ условий труда проводится с целью составления и разработки определенных оздоровительных мероприятий, что позволяет сократить несчастные случаи на производстве; расчеты системы естественного освещения и системы вентиляции.

Технико-экономическое обоснование строительства линий и подстанции «Сарыбулак» показало, что проект является целесообразным и окупается в течение 5 лет.

Таким образом, ввод подстанции «Сарыбулак» является экономически целесообразными, потери активной мощности в сети ниже. Дает возможность другим потребителям получать электроэнергию по ценам ниже среднего тарифа по Восточно-Казахстанской области.

Список литературы

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов – 10-е изд., перераб. и доп. –2013-448с.

2 Учебно-методические и учебные и учебные работы. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию учебно-методических и учебных работ

3 Правила устройства электроустановок, Астана, 2015-375с.

4 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

5 Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя. Неуймин Владимир Геннадьевич, Машалов Евгений Владимирович, Александров Александр Сергеевич, Багрянцев Алексей Александрович, 2012

6 Абдимуратов Ж.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Расчет производственного освещения» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат - Алматы: АИЭС, 2009. - 20 с.

7 Жакупов А. А., Валиева Л. Ш., Соколова И. С. Экономика отрасли. Конспект лекций для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика - Алматы: АУЭС, 2013. – 50 с.

8 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под. Ред. И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 768 с.:

9 С. Рокотян, И.М. Шапиро. Справочник по проектированию электро-энергетических систем. Третье издание, переработанное и дополненное. Москва, Энергоатомиздат, 1985

10 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 1989-608с.: ил

11 Идельчик В. И. Электрические системы и сети М; Энергоатомиздат, 1989.

12 http://shygys.kz – тарифы ТОО «Шыгысэнерготрейд» (дата обращения 10.04.16 г.).

13 http://ekrec.kz – тарифы АО «ВК РЭК» (дата обращения 10.04.16 г.).

14 Т.Е.Хакимжанов Расчет аспирационных систем. Дипломное проектирование. Для студентов всех форм обучения всех специальностей. – Алматы: АИЭС, 2002 - 30 стр.

15 Постановление Правительства Республики Казахстан от 24 октября 2012 года № 1353 «Об утверждении Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»

16 https://ru.wikipedia.org/wiki/Тарбагатайский_район_(Восточно-Казахстанская_область) (дата обращения 10.03.16 г.).