МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой к.т.н.
доцент Умбеткулов Е.К.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «____» _____ **20__ г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: „Развитие электрической сети 110 кВ Павлодарской области"

Специальность 5В071800 „Электроэнергетика"

Выполнил (а) Нахушева Ж.А. ЭСС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Терегеизова М.А., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Вашева Л.Ш. к.э.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «26» мая 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Дюсебаев М.К., д.т.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «26» мая 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Соколова Г.Р. ст.пр
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «09» 06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ 20__ г.
(подпись)

Алматы 2016г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Нахушева Юлиана Аслановна
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта "Развитие электрической сети 110 кВ Павлодарской области."

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Электрическая схема Павлодарской области 110 кВ;
2. Сведения о нагрузках;
3. Параметры линий;
4. Данные о трансформаторах.

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

1. Анализ состояния электрических сетей и постановка задачи;
2. Расчет режимов существующих сетей;
3. Расчет режимов работы рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС "Новая" - I вар;
4. Расчет режимов работы рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС "Новая" - II вар.;
5. Анализ полученных данных;
6. Безопасность жизнедеятельности;
7. Экономическая часть.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта-схема электрических сетей 110 кВ рассматриваемого участка Павлодарской области
2. Электрическая схема рассматриваемого участка существующей сети - рисунок 1.2;
3. Схема замещения рассматриваемого участка существующей электрической сети - рисунок 2.2;
4. Карта-схема рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС „Новая" I вариант - рисунок 3.1;
5. Электрическая схема рассматриваемого участка с учетом ввода ПС „Новая" I вариант - рисунок 3.3;
6. Схема замещения рассматриваемого участка с учетом ввода ПС „Новая" I вариант - рисунок 3.5.

Рекомендуемая основная литература

1. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: Под. ред. В.А. Мамаров. - М.: Высшая школа, 2005.
2. В.И. Свешников Н.А. Пономарева. Методические указания и организационно-экономической части дипломных проектов. - Ю.: - Гос. гос. техн. ун.-т Новочеркасск: ЮРГТУ 2005. - 35 с.
3. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ), 2015.
4. Герасименко А.А. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие. - Ростов-на Дону: Феникс, 2006.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Охрана труда	Джасбаев М.К.	01.02 - 26.05.16	
Экономическая часть	Ромашева Л.Ш.	23.02 - 26.05.16	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов;	4.01.16 –	
		-15.01.16	
2.	Анализ состояния района и постановка задачи;	18.01.16 –	
		-29.01.16	
3.	Расчетная часть в программе Rastr;	1.02.16 –	
		15.04.16	
4.	Анализ полученных данных;	18.04.16 –	
		-6.05.16	
5.	Безопасность жизнедеятельности;	9.05.16 –	
		-20.05.16	
6.	Экономическая часть.	23.05.16 –	
		-30.05.16	

Дата выдачи задания «19» октября 2015 г.

Заведующий кафедрой _____ Умбеткулов Е. К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Терлеусизова М. А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ Жакупова Ж. А.

Аннотация

В работе на тему «Развитие электрической сети 110 кВ Павлодарской области» 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 экономической части проведено технико-экономическое обоснование выбранного варианта строительства ВЛ, определены себестоимость и срок окупаемости данного объекта.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» приведены мероприятия и средства по обеспечению безопасности труда, по обеспечению безопасности в чрезвычайных ситуациях, мероприятия по защите окружающей среды, а также произведен расчет заземляющего устройства.

Аңдатпа

«Павлодар областырының 110 кВ электртобының демеуі тоқырыбы бойынша қарастылған райондарда талдау өндірілді; демеу топтарын орынды дәйектендіру; екі демеу нұсқаларын жобалау; таңдалған технико-экономикалық дәйектекмелерінің нұсқаларын жұмысының өндіру; тандалып алынған демеу нұсқаларын жұмысының күн тәртібі талданың орындалуы.

Экономикалық жағынан технико-экономикалық АЖ құрылысының нұсқау дәйектемесі өткізілді, осы объектің өткізу бағасы мен өтіліділік мерзімі белгіленді.

Өміртіршілік қауыпсіздігі бөйленде жұмыс персоналының еңбек шарттары зерттелінді, жұмыс персоналдың еңбек шарттарының жақсарту әдістері келтірілді, тағы да электромагниттік шашу қорғастырының есептері өндірілді.

Abstract

The paper on «Development of electric networks 110 kV of Pavlodar region» performed an analysis of the area in question of electric networks; the expediency of development of networks; two options identified; produced technical-economic comparison of selected options; the analysis of the mode of the received version.

In the economic part conducted a feasibility study for construction of the HV option selected, defined cost and payback period of the object.

In the «Safety» investigated the working staff are the methods to improve working conditions, as well as a calculation of protection against electromagnetic radiation.

Содержание

Введение 8
1 Анализ существующей схемы электрических сетей Павлодарской области 9
1.1 Географическая характеристика и климатические условия Павлодарской области 9
1.2 Существующее состояние электрических сетей и системы электроснабжения Павлодарской области 10
1.3 Баланс потребления электроэнергии и мощности для проектируемого участка сети 12
1.4 Постановка задачи 13
2 Расчет режимов работы существующих сетей рассматриваемого района 14
2.1 Составление схемы замещения, расчет параметров линий электропередачи и трансформаторов 14
2.2 Расчет максимального режима работы существующих сетей 17
2.3 Расчет минимального режима работы существующих сетей 19
2.4 Расчет аварийного режима работы существующих сетей 21
3 Расчет режимов работы рассматриваемого участка сетей с учетом ввода ПС «Новая» 24
3.1 Составление рациональных вариантов подключения ПС «Новая», выбор количества и мощности трансформаторов для ПС «Новая» и расчет сечений проводов 24
3.2 Составление схемы замещения, расчет параметров ЛЭП и трансформаторов ПС «Новая» 31
3.3 Расчет максимального режима работы сетей с учетом ввода ПС 110/10 кВ «Новая» 33
3.4 Расчет минимального режима работы сетей учетом ввода ПС 110/10 кВ «Новая» 37
3.5 Расчет аварийного режима работы сетей учетом ввода ПС 110/10 кВ «Новая» 41
3.6 Анализ полученных данных 45
4 Безопасность жизнедеятельности 47
4.1 Конструктивное выполнение подстанции 47
4.2 Обеспечение электробезопасности 49
4.3 Мероприятия и средства по обеспечению безопасности труда 50
4.4 Мероприятия по защите окружающей среды 54
4.5 Мероприятия и средства по обеспечению безопасности в чрезвычайных ситуациях 54
4.6 Анализ производственных воздействий ПС на окружающую среду 56
4.7 Расчет заземляющего устройства 56
5 Экономическая часть. Технико-экономическое обоснование 61

проектирования электрических сетей 110 кВ Павлодарской области
5.1 Цели разработки проекта 60
5.2 Анализ рынка сбыта 60
5.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы 61
5.4 Расчет технико-экономических показателей 61
5.5 Определение себестоимости передачи электроэнергии 64
5.6 Расчет чистой прибыли 64
5.7Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций 65
Заключение 68
Список литературы 69

Введение

Современное общество невозможно представить без электричества и электроэнергии. Электроэнергия оставила огромный след во всех сферах жизни: в науке, в производстве, в быту. Жизнь была бы менее комфортна без теле- и радиокоммуникаций, без удобных электрически бытовых приборов и в особенности без простого освещения. Для повышения производительности труда первостепенное значение имеет механизация и автоматизация производственных процессов, замена человеческого труда (особенно тяжелого или монотонного) машинным. Но подавляющее большинство технических средств механизации и автоматизации (оборудование, приборы, ЭВМ) имеет электрическую основу.

Человечеству электроэнергия нужна, причем потребности в ней увеличиваются с каждым годом. Связано это в основном с ростом производства. А с ростом производства появляются новые пункты электрической нагрузки (заводы и предприятия) или увеличивается мощность старых. Это ведет к необходимости строительства новых сетей или реорганизации уже существующих.

Перед инженерами встает задача не просто «соединить» источники питания с нагрузкой, а спроектировать сеть таким образом, чтобы она обладала достаточной надежностью и наиболее выгодным соотношением между капиталовложением на строительство и издержками на содержание и ремонт. Также нельзя забывать и про потери мощности в сети: неудачно спроектированная сеть может нести колоссальные электрические потери, а это в свою очередь увеличивает себестоимость энергии. В случае развития существующих сетей проектировщикам необходимо минимизировать изменения в их конструкциях. Практически всегда эти задачи имеют не единственное «решение», и инженерам приходится делать выбор между наиболее оптимальными проектами сети. Этот выбор не очевиден и приходится прибегать к технико-экономическому сравнению удачных вариантов, и на его основании делают окончательный выбор.

Современные технологии позволяют уменьшить капиталовложения, уменьшить издержки или увеличить запас надежности. О некоторых современных технологиях будет изложено далее работе.

Данная работа ставит себе цель проиллюстрировать выбор конфигурации сети на практике. Для этого на основе заданных данных, а именно для существующего участка электрической сети 110 кВ будут созданы две конфигурации ввода новой ПС 110/10кВ. Для этих проектов будет предоставлен расчет режимов (наибольших и наименьших нагрузок, а также аварийные: с отключением одной цепи наиболее загруженной ЛЭП, и с отключением одного наиболее загруженного трансформатора). После расчета режимов будет сделано технико-экономическое сравнение вариантов и выбран наиболее рациональный вариант развития электрической сети 110 кВ.

1 Анализ существующей схемы электрических сетей Павлодарской области

1.1 Географическая характеристика и климатические условия Павлодарской области

Павлодарская область — расположена на берегу Иртыша, самой крупной реки Казахстана (рисунок 1.1). Областной центр — город Павлодар.



Рисунок 1.1 - Географическое расположение Павлодарской области

Область находится на северо-востоке Республики Казахстан. Большая часть территории Павлодарской области находится в пределах юга Западносибирской равнины в среднем течении реки Иртыш, и в настоящее время занимает площадь 127,5 тыс. км².

Климат Павлодарской области умеренный, резко континентальный. Длительная суровая зима с устойчивым снежным покровом и жаркое лето с небольшим количеством осадков. Средняя температура января — 15,8 градусов мороза, а июля — 21,5 градуса тепла. Среднегодовое количество осадков — 303 мм.

Среднегодовая температура воздуха — 3,3 °C.

Относительная влажность воздуха — 69 %.

Средняя скорость ветра — 3,1 м/с.

Большая часть области находится в пределах юга Западно-Сибирской равнины.

Область занимает одно из ведущих мест в минерально-сырьевом комплексе Республики Казахстан. Из полезных ископаемых на территории области находится уголь и самые разные металлы, включая золото, строительные материалы и многое другое.

1.2 Существующее состояние электрических сетей и системы электроснабжения Павлодарской области

Электроснабжение потребителей Павлодарской области можно условно разделить на два энергоузла:

- Экибастузский (г. Экибастуз с прилегающими районами);
- Павлодарский (г. Павлодар и г. Аксу с прилегающими районами).

В настоящее время Павлодарский энергоузел имеет связь с энергосистемами ЕЭС Казахстана по ВЛ 500 и 220 кВ ЭС АО "ЕЭК" – ЭГРЭС-1, по ВЛ 220 кВ ЭС АО "ЕЭК" – Семипалатинск, а также с примыкающими Омской и Барнаульской энергосистемами России по ВЛ 500 ЭС АО "ЕЭК" – Иртышская, ЭС АО "ЕЭК" – Рубцовск. Электрические связи по сетям 35-110 кВ с Россией.

Основными генерирующими источниками являются: в Павлодаре - ТЭЦ-1, 2 и 3; в г. Аксу – ЭС АО "ЕЭК".

Основными питающими сетями для потребителей энергоузла являются электрические сети напряжением 110 и 35 кВ. Имеются двух- и однотрансформаторные ПС, связанные между собой протяженными кольцевыми и радиальными ВЛ в двух- и одноцепном исполнении.

Существующая питающая сеть г. Павлодара представлена кольцевыми и радиальными ВЛ напряжением 110 и 35 кВ.

В г. Павлодаре размещаются 14 ПС 35 кВ и 20 ПС 110 кВ с учетом ПС Ленинская, которая размещается в Западном планировочном районе города на левом берегу р. Иртыш.

В г. Павлодаре размещаются ПС 110 кВ Промышленная и Павлодарская, представляющие собой развитые ОРУ без силовых трансформаторов, к которым присоединены ПС города и области.

На ОРУ 110 кВ Павлодарская выполнена реконструкция с переходом ОРУ на схему 110-14 "две рабочие, секционированные выключателями, и обходная системы шин и двумя шиносоединительными выключателями" с заменой всех ОРУ 110 кВ Промышленная выполнено по схеме 110-14 "две рабочие, секционированные выключателями, и обходная системы шин и двумя шиносоединительными выключателями".

Связь города с Павлодарским энергоузлом осуществляется на напряжении 110 кВ по ВЛ Павлодарская – ЭС АО "ЕЭК" и Павлодарская ТЭЦ-2 — ЭС АО "ЕЭК" через ПС 110 кВ Западная-городская, Ленинская, Потанино.

Сети 110-35 кВ прилегающего района присоединены к ОРУ 110 кВ следующих ПС:

- ПС Промышленная: по ВЛ 110 кВ Промышленная – Мичурино.
- ПС Павлодарская: по ВЛ 110 кВ: Павлодарская – Маралды, Павлодарская – Ямышево;
- ПС Ленинская: по ВЛ 110 кВ Ленинская – Юбилейная, Ленинская – Краснокутская.

Практически все городские ПС двухтрансформаторные на напряжении 110/10 кВ присоединены к ВЛ по блочным схемам с ОД и КЗ 110 кВ. На ПС 110 кВ Ленинская и Западная имеются системы шин.

ПС 35 кВ присоединены по радиальным ВЛ к ОРУ 35 кВ городских электростанций и являются, в основном, технологическими.

Существующие электрические сети г. Аксу представлены кольцевыми и радиальными ВЛ напряжением 110 кВ. Сети 35 кВ прилегающего района присоединены к ОРУ 35 кВ городских ПС 110 кВ Ермак ПТФ и Ермак-строительная.

В промзоне размещаются две ПС 220 кВ и одна ПС 110 кВ ферросплавного завода, присоединенные по радиальным ВЛ напряжением 220 и 110 кВ к ЭС АО "ЕЭК".

Большая часть сетей 110-35 кВ Павлодарского энергоузла сформирована в 50-70-е годы. За это время изменились требования по климатическим условиям и загрязненности. Поэтому, кроме физической изношенности проводов и изоляции требуется усиление и замена изоляции и опор.

Оборудование большинства ПС физически и морально устарело.

Существующие схемы ОРУ 110 кВ практически всех подстанций 110 кВ построены по устаревшим нетиповым схемам, в основном с отделителями и короткозамыкателями (ОД и КЗ), не удовлетворяют современным требованиям и рекомендациям по надежности электроснабжения. Поэтому практически на всех подстанциях необходимо выполнить реконструкцию с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели. Схемы многих ПС, присоединенных к транзитным ВЛ 110 кВ, являются нетиповыми без выключателя в мостике. На некоторых ПС с развитым ОРУ 110 кВ нет линейных, секционных или шиносоединительных выключателей.

В связи с ростом нагрузок, некоторые ПС перегружены и требуется замена трансформаторов на большую мощность, наоборот, другие ПС ввиду отсутствия нагрузок переведены в РП.

В целом состояние оборудования ПС удовлетворительное за счет проведения ремонтов, однако, требуется значительный объем реконструкции в связи с моральным и физическим износом большей части оборудования.

К основным недостаткам существующего состояния электроснабжения относятся:

1. Большое количество электрических сетей, выработавших свой ресурс, невозможность поддержания их в нормальном состоянии из-за отсутствия запасных частей (сняты с производства).

2. Большое количество ПС 110 кВ, ОРУ которых выполнены с ОДКЗ 110кВ и ПС-35 кВ с ПСН 35 кВ.

3. Недостаточное взаиморезервирование сетей.

Поэтому основной задачей на перспективу является решение вопросов по усилению надежности, взаиморезервирования электрических сетей.

1.3 Баланс потребления электроэнергии и мощности для проектируемого участка сети

Произведем анализ потребления и мощности на рассматриваемом участке электрической цепи (рисунок 1.2.)

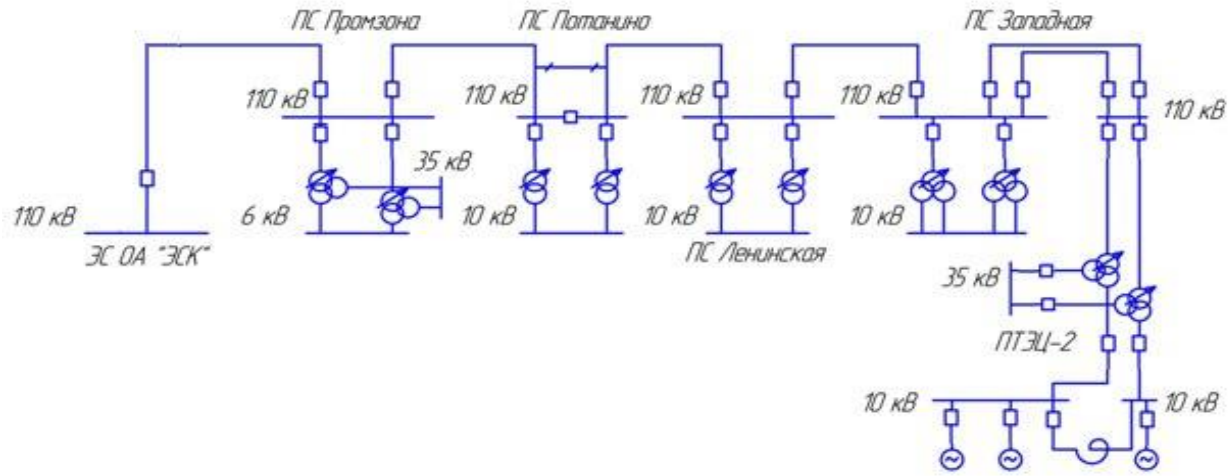


Рисунок 1.2 - Схема электрических соединений участка сети 110 кВ

Рассматриваемая сеть 110 кВ имеет два источника питания: ЭС ОА «ЕЭК» ($S_{ном}$=300 МВА) и Павлодарскую ТЭЦ-2 ($S_{ном}$=110 МВА). Распределительное устройство этих станций представлено в следующих классах напряжений 220/110/10 кВ. Они являются как источником питания ПС района 110кВ, так и сетей номинальным напряжением 220 кВ.

Две электростанции являются важнейшими энергоузлами.

Напряжение на шинах источников питания для рассматриваемого участка сети:

- при наибольших нагрузках- 105 %;
- при наименьших нагрузках- 100 %;
- при тяжелых авариях в питающей сети- 105%.

Между двумя источниками питания располагаются четыре ПС 110 кВ проходного типа. Максимальные и минимальные нагрузки пунктов питания сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 - Данные о нагрузках подстанций участка существующей сети

Наименование ПС	S_{max}, МВА	P_{max}, МВт	Q_{max}, МВар	S_{min}, МВА	P_{min}, МВт	Q_{min}, МВар
ПС Промзона	13,79	12,8	5,12	4,14	3,84	1,536
ПС Потанино	5,43	5,04	2,016	1,63	1,512	0,6048
ПС Ленинская	8,62	8	3,2	2,58	2,4	0,96
ПС Западная	34,47	32	12,8	10,34	9,6	3,84

Максимальная потребляемая сетью активная мощность:

$$P_{потр} = P_{\sum нг.макс} + \Delta P_с;$$

$$P_{\sum нг.макс} = 57{,}84 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_с = 5\% \cdot P_{\sum нг.макс} = 0{,}05 \cdot 57{,}84 = 2{,}892 \text{ МВт};$$

$$P_{потр}=91{,}4+4{,}57=60{,}732 \text{ МВт}.$$

Среднее годовое потребление электроэнергии для участка сети:

$$Э_{год} = Э_з^{сут} \cdot n_{з\,дн} + Э_л^{сут} \cdot n_{л\,дн};$$

$$n_{з\,дн} = 200 \qquad n_{л\,дн} = 165;$$

$$Э_з^{сут} = P_{сред} \cdot \Delta t_i = 14{,}46 \cdot 24 = 347{,}04 \text{ МВт·ч};$$

$$Э_л^{сут} = Э_з^{сут} \cdot K_{сезон} = 347{,}04 \cdot 0{,}5 = 173{,}52 \text{ МВт·ч};$$

$$Э_{год} = Э_з^{сут} \cdot 200 + Э_л^{сут} \cdot 165 = 98038{,}8 \text{ МВт·ч}.$$

1.4 Постановка задачи

Произведенный анализ балансов мощностей и электроэнергии показывает: что рассматриваемый участок сети в Павлодарской области является участком с избыточной генерацией. В связи с появлением новых потребителей и увеличением потребления электроэнергии будет введена новая ПС 110/10 кВ «Новая».

При проектировании сетей 110 кВ в Павлодарской области необходимо произвести:

- расчет параметров и режимов существующей сети;
- произвести анализ проверить загруженность существующей сети;
- представить два варианта подключения новой ПС 110 кВ к рассматриваемому участку сети;
- выбрать количество и мощность трансформаторов для ПС «Новая», рассчитать сечение и марку проводов электрических сетей 110 кВ;
- рассчитать режимы работы электрической сети для двух вариантов с целью проверки загрузки элементов сетей, уточнения уровней напряжения на шинах подстанций и определения потерь;
-составить бизнес-план строительства ПС «Новая», произвести технико-экономическое сравнение двух представленных вариантов;

- сделать выводы по работе.

2 Расчет режимов работы существующих сетей рассматриваемого района

2.1 Составление схемы замещения, расчет параметров линий электропередачи и трансформаторов

Исходя из карты-схемы существующего участка электрической сети (рисунок 2.1) и схемы электрических соединений (рисунок 1.2) составим схему замещения сети (рис.2.2), с учетом напряжений, сопротивлений и проводимостей линий, учетом нагрузок на имеющихся подстанциях трансформаторов.

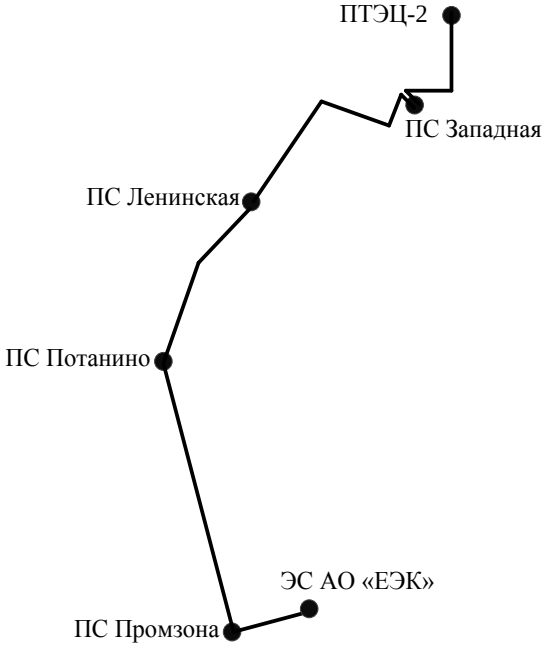


Рисунок 2.1 - Карта-схема существующего участка электрической сети Павлодарской области

Схема замещения элемента электрической сети − совокупность фазных сопротивлений и проводимостей, которая позволяет довольно точно смоделировать элемент электрической сети при расчете характерных режимов электрических сетей.

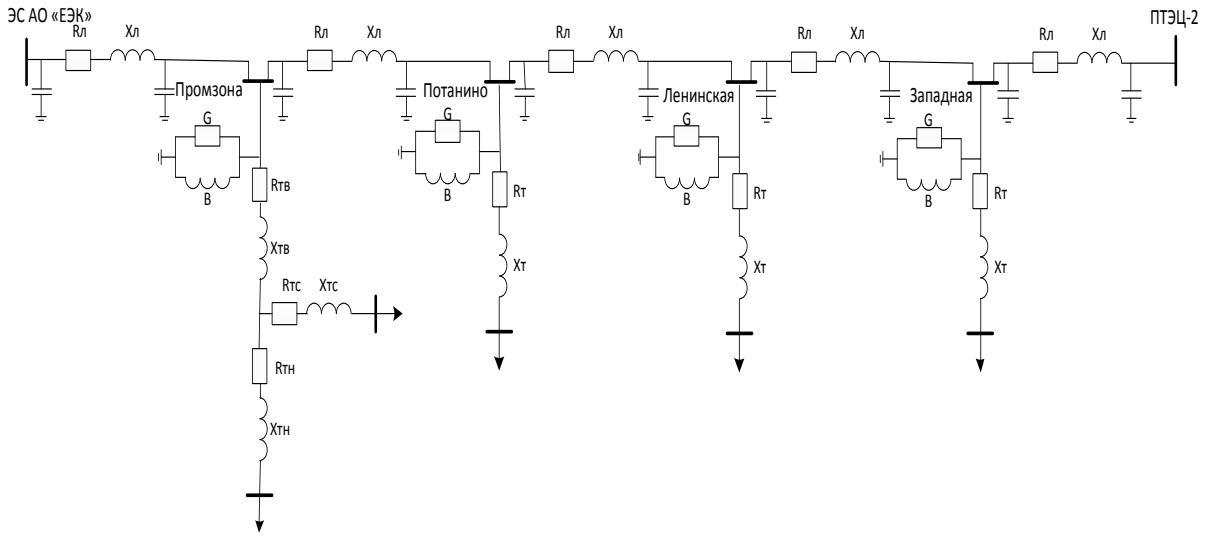


Рисунок 2.2 - Схема замещения сети для участка электрической сети

При расчетах удельное активное сопротивление линии обозначается R_0 и измеряется в Ом/км. Используя значения удельных сопротивлений линий, рассчитывают эквивалентное сопротивление $R_э$ (Ом).

Формула для расчета эквивалентного сопротивления:

$$R_э = \frac{R_0 l}{n}, \qquad (2.1)$$

где R_0 − удельное активное сопротивление Ом/км;

l − длина линии, км;

n − число параллельных линий электропередачи.

Индуктивное сопротивление воздушной линии электропередачи определяется индуктивностью фаз ЛЭП по отношению к земле и взаимоиндукцией между фазами и, следовательно, зависит от взаимного расположения фаз, расстояния между фазами и диаметра провода.
Эквивалентное индуктивное сопротивление считается по формуле:

$$X_э = \frac{X_0 l}{n}, \qquad (2.2)$$

где X_0 − удельное индуктивное сопротивление Ом/км;

l − длина линии, км;

n − число параллельных линий.

Емкостную проводимость линии определяют токи смещения за счет электростатического поля линии (между фазами и по отношению к земле). Эта

проводимость создает зарядный (емкостный) ток, вектор которого опережает вектор напряжения на 90°.

Емкостная проводимость воздушных линий мало зависит от конструктивных особенностей линий электропередачи. Обычно значение такой проводимости для линий 110-220 кВ варьируется в пределах $2{,}55\cdot10^{-6}$–$2{,}8\cdot10^{-6}$ См/км.

Эквивалентная емкостная проводимость определяется по формуле:

$$B_э = B_0 \cdot l \cdot n, \qquad (2.3)$$

где B_0 − удельная емкостная проводимость, См/км;

l − длина линии, км;

n − число параллельных линий.

Исходя из данных о линиях электропередач сети, рассчитаем эквивалентные сопротивления, полученный результат сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1

Наименование ЛЭП	Кол-во цепей	Протя-жен-ность ЛЭП	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	$b_0\cdot10^{-6}$, См/км	$R_э$, Ом	$X_э$, Ом	$B_л$, См·10^{-6}
ЭС «ЕЭК»-Промзона	1	2,4	АС-150	0,204	0,420	2,707	0,490	1,008	6,497
		2,4	АС-185	0,159	0,413	2,747	0,382	0,991	6,593
Промзона-Потанино	1	14,6	АС-185	0,159	0,413	2,747	2,321	6,030	40,106
Потанино-Ленинская	1	1,5	АС-150	0,204	0,420	2,707	0,306	0,630	4,061
		9,7	АС-185	0,159	0,413	2,747	1,542	4,006	26,646
Ленинская-Западная	1	11,2	АС-185	0,159	0,413	2,747	1,781	4,626	30,766
Западная-ПТЭЦ-2	2	4,9	АС-185	0,159	0,413	2,747	0,390	1,012	26,921

Учитывая тот факт, что расчет основных режимов будем производить в среде программы RastrWin, то в Г-образной схеме замещения трансформаторов потери холостого хода будут учтены за счет активных G_T и реактивных B_T проводимостей.

Все параметры схемы замещения сети трансформатора, необходимые для расчетов режимов работы сети, рассчитаны и представлены в таблице 2.2

Для расчета параметров трансформаторов воспользуемся формулами:

$$G_т = \frac{N \cdot \Delta P_{XX}}{U^2_{ном}}, \qquad (2.4)$$

где $G_т$ – активная проводимость трансформатора;

N – число трансформаторов;

$\Delta P_{хх}$ – активные потери холостого хода трансформатора;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора.

$$B_т = \frac{N \cdot \Delta P_{хх}}{U^2_{ном}} \qquad (2.5)$$

где $B_т$ – реактивная проводимость трансформатора;

$\Delta Q_{хх}$ - активные потери холостого хода трансформатора.

Таблица 2.2 - Данные силовых трансформаторов

Наименование	$U_{ном}$, кВ	Мощ-ность, МВА	Тип трансформатора	$P_х$, %	$Q_х$, %	R, Ом	X, Ом	G, См	B, См
ПС Промзона	115	16	ТДТН-16000/110	23	160	2,6 2,6 2,6	88,9 0 52	3,48	2,42
ПС Потанино	115	6,3	ТМН-6300/110	11,5	50,4	14,7	220,4	1,74	0,76
ПС Ленинская	115	10	ТДН-10000/110	14	70	7,95	139	2,12	1,06
ПС Западная	115	40	ТРДН-40000/110	36	260	1,4	34,7	5,44	3,93

2.2 Расчет максимального режима работы существующих сетей

С помощью программной среды RastrWin рассчитаем режим наибольших нагрузок в системе.

Согласно нормативным требованиям в режиме наибольших нагрузок напряжения на шинах 10кВ должно быть не ниже 105% от номинального, т.е. в данном случае не ниже 10,5 кВ.

Расчет режима наибольших нагрузок сети показан на рисунках 2.3 и 2.4.

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ЭС АО "ЕЭК" 110	115					68.1	-32.8	115	-1000	1000				115	
2			Ген	2	Промзона	110						35.4	115	-1000	1000				115	-0.37
3			Нагр	3	Промзона 110 кВ	110							110						110.94	-4.77
4			Нагр	4	Промзона 35 кВ	35			12.8	5.1			35						35.23	-4.74
5			Нагр	5	Промзона 6кВ	6			9.4	3.3			6						5.94	-5.9
6			Нагр	6	Потанино 110 кВ	110							110						114.57	-1.65
7			Нагр	7	Потанино 10 кВ	10			5	2			10						10.09	-4.07
8			Нагр	8	Ленинская 110кВ	110							110						114.56	-1.74
9			Нагр	9	Ленинская 10кВ	10			8	3.2			10						10.1	-4.16
10			Нагр	10	Западная 110кВ	110							110						114.72	-2.51
11			Нагр	11	Западная 10кВ	10			32	12.8			10						10.12	-4.94
12			Ген	12	ПТЭЦ-2	115						31.6	115	-1000	1000				115	-2.56

Рисунок 2.3 - Данные об узлах электрической сети

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ - Промзона	0.49	1.01	6.5		-68	33
2			Тр-р	2	3			Промзона - Промзона 110 кВ	1.3	44.45		1	-22	-11
3			Тр-р	3	4			Промзона 110 кВ - Промзона 35 кВ	1.3			0.318	-13	-5
4			Тр-р	3	5			Промзона 110 кВ - Промзона 6кВ	1.3	26		0.054	-9	-4
5			ЛЭП	2	6			Промзона - Потанино 110 кВ	2.32	6.03	40.1		-46	9
6			Тр-р	6	7			Потанино 110 кВ - Потанино 10 кВ	7.35	110.2		0.09	-5	-2
7			ЛЭП	6	8			Потанино 110 кВ - Ленинская 110кВ	0.16	0.41	2.7		-40	12
8			Тр-р	8	9			Ленинская 110кВ - Ленинская 10кВ	3.98	69.5		0.09	-8	-4
9			ЛЭП	8	10			Ленинская 110кВ - Западная 110кВ	1.78	4.63	30.8		-32	16
10			Тр-р	10	11			Западная 110кВ - Западная 10кВ	0.7	17.35		0.09	-32	-14
11			ЛЭП	10	12			Западная 110кВ - ПТЭЦ-2	0.39	1.01	26.9		-0	31

Рисунок 2.4 - Данные о ветвях электрической сети

Районы+Потери

	№р-н	Район	Dp	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.81885	0.19767	0	0		

Рисунок 2.5 – Потери активной мощности

Районы+Потери Q

	№р-н	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				6.58895	2.01247	4.57648	1.41	1.41		

Рисунок 2.6 – Потери реактивной мощности

В результате расчета максимального режима работы сети были получены данные о потерях активной и реактивной мощности. Потери активной мощности имеют следующие значения: потери в ЛЭП – 0,81 МВт, в трансформаторах – 0,19 МВт.

Перетоки мощности существующей электрической сети рассматриваемого участка показаны на рисунке 2.7.

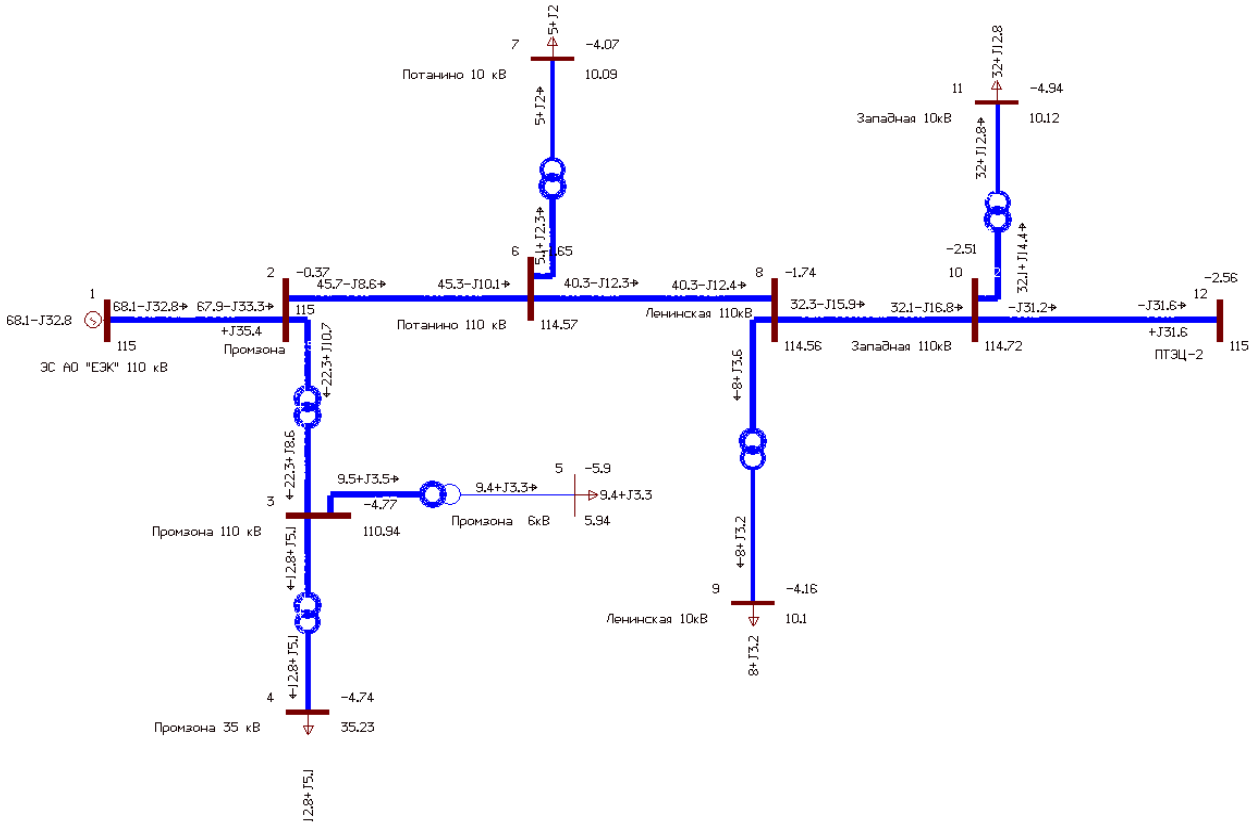


Рисунок 2.7 - Графика (максимальный режим)

2.3 Расчет минимального режима работы существующих сетей

При расчете минимального режима работы сети нагрузки на подстанциях уменьшаются на 30%.

Расчет режима наименьших нагрузок сети показан на рисунках 2.8 и 2.9.

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	D
1			База	1	ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ	115					-4.3	9.6	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	Промзона	110							110						114.93	0.0
3			Нагр	3	Промзона 110 кВ	110							110						113.73	-1.
4			Нагр	4	Промзона 35 кВ	35			3.84	1.54			35						36.15	-1.
5			Нагр	5	Промзона 6кВ	6			3.21	1.23			6						6.12	-1.
6			Нагр	6	Потанино 110 кВ	110							110						114.84	0.4
7			Нагр	7	Потанино 10 кВ	10			1.51	0.6			10						10.27	-0.
8			Нагр	8	Ленинская 110кВ	110							110						114.84	0.4
9			Нагр	9	Ленинская 10кВ	10			2.4	0.96			10						10.27	-0.
10			Нагр	10	Западная 110кВ	110							110						114.91	0.7
11			Нагр	11	Западная 10кВ	10			9.6	3.84			10						10.28	0.0
12			Ген	12	ПТЭЦ-2	115					25	0.6	115	-1000	1000				115	0.8

Рисунок 2.8 - Данные об узлах электрической сети

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	^pyr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ - Промзона	0.49	1.008	6.497		4	-10	
2			Тр-р	2	3			Промзона - Промзона 110 кВ	1.3	44.45		1	-7	-3	
3			Тр-р	3	4			Промзона 110 кВ - Промзона 35 кВ	1.3			0.318	-4	-2	
4			Тр-р	3	5			Промзона 110 кВ - Промзона 6кВ	1.3	26		0.054	-3	-1	
5			ЛЭП	2	6			Промзона - Потанино 110 кВ	2.321	6.03	40.106		11	-7	
6			Тр-р	6	7			Потанино 110 кВ - Потанино 10 кВ	7.35	110.2		0.09	-2	-1	
7			ЛЭП	6	8			Потанино 110 кВ - Ленинская 110кВ	0.159	0.413	2.747		13	-5	
8			Тр-р	8	9			Ленинская 110кВ - Ленинская 10кВ	3.975	69.5		0.09	-2	-1	
9			ЛЭП	8	10			Ленинская 110кВ - Западная 110кВ	1.781	4.626	30.766		15	-4	
10			Тр-р	10	11			Западная 110кВ - Западная 10кВ	0.7	17.35		0.09	-10	-4	
11			ЛЭП	10	12			Западная 110кВ - ПТЭЦ-2	0.39	1.012	26.921		25	0	

Рисунок 2.9 - Данные о ветвях электрической сети

Районы+Потери

	№р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dI
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.10664476	0.08868288	0.01796188	0	0		

Рисунок 2.10 – Потери активной мощности

Районы+Потери Q

	№р-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dI
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.64980224	0.22810176	0.42170048	1.41	1.41		

Рисунок 2.11 – Потери реактивной мощности

В результате расчета минимального режима работы сети были получены данные о потерях активной и реактивной мощности. Потери активной мощности имеют следующие значения: нагрузочные потери – 0,649 МВт, потери в ЛЭП – 0,22 МВт, в трансформаторах – 0,42 МВт.

Перетоки мощности существующей электрической сети рассматриваемого участка показаны на рисунке 2.12.

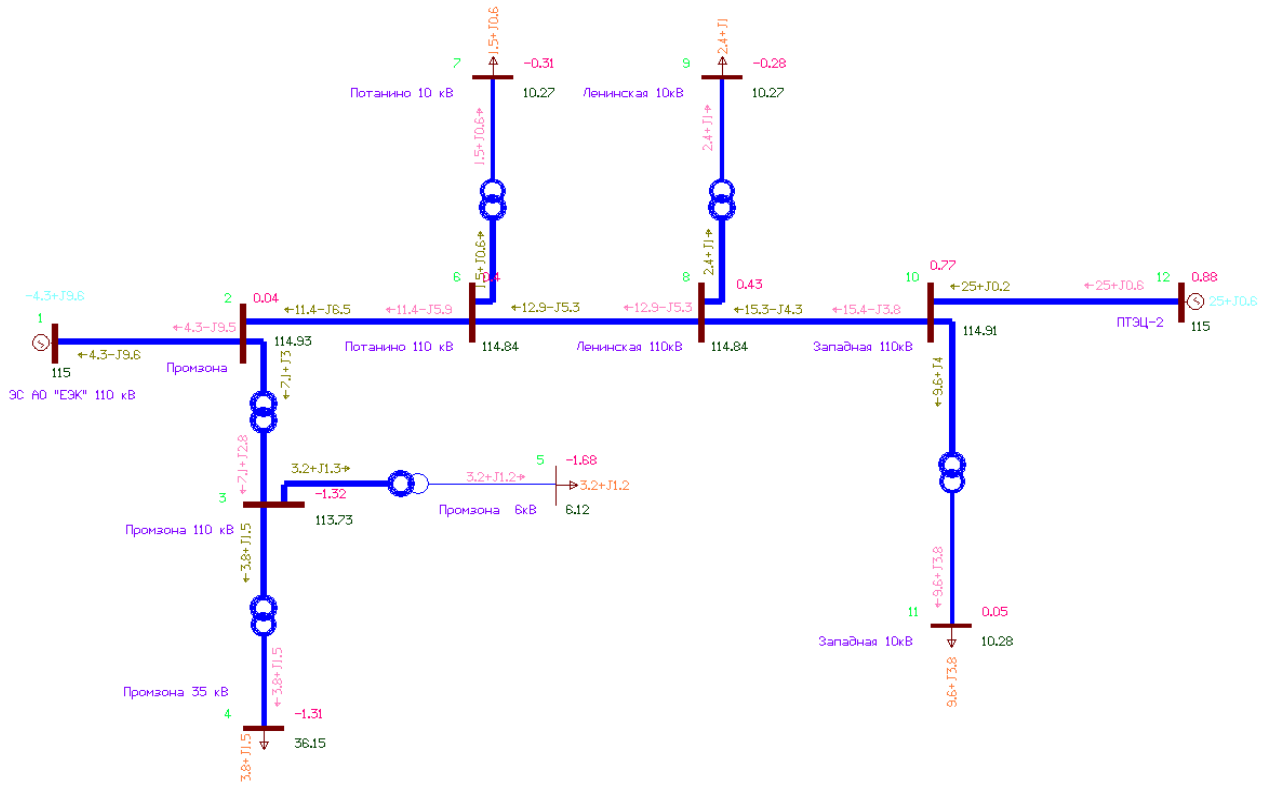


Рисунок 2.12 – Графика (минимальный режим)

2.4 Расчет аварийного режима работы существующих сетей

В данном случае в качестве послеаварийного режима рассмотрим отключение ВЛ 110 кВ Западная – ПТЭЦ-2.

Расчет аварийного режима сети показан на рисунках 2.13 и 2.14.

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ	115					20.7	9.8	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	Промзона	110							110						114.83	-0.07
3			Нагр	3	Промзона 110 кВ	110							110						113.62	-1.43
4			Нагр	4	Промзона 35 кВ	35			3.84	1.54			35						36.12	-1.42
5			Нагр	5	Промзона 6кВ	6			3.21	1.23			6						6.12	-1.79
6			Нагр	6	Потанино 110 кВ	110							110						114.21	-0.36
7			Нагр	7	Потанино 10 кВ	10			1.51	0.6			10						10.22	-1.08
8			Нагр	8	Ленинская 110кВ	110							110						114.18	-0.38
9			Нагр	9	Ленинская 10кВ	10			2.4	0.96			10						10.21	-1.1
10			Нагр	10	Западная 110кВ	110							110						113.86	-0.54
11			Нагр	11	Западная 10кВ	10			9.6	3.84			10						10.19	-1.27
12		X	Ген	12	ПТЭЦ-2	115					25	0.6	115	-1000	1000					0.88

Рисунок 2.13 - Данные об узлах электрической сети

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	·ryr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ - Промзона	0.49	1.008	6.497		-21	-10	
2			Тр-р	2	3			Промзона - Промзона 110 кВ	1.3	44.45		1	-7	-3	
3			Тр-р	3	4			Промзона 110 кВ - Промзона 35 кВ	1.3			0.318	-4	-2	
4			Тр-р	3	5			Промзона 110 кВ - Промзона 6кВ	1.3	26		0.054	-3	-1	
5			ЛЭП	2	6			Промзона - Потанино 110 кВ	2.321	6.03	40.106		-14	-7	
6			Тр-р	6	7			Потанино 110 кВ - Потанино 10 кВ	7.35	110.2		0.09	-2	-1	
7			ЛЭП	6	8			Потанино 110 кВ - Ленинская 110кВ	0.159	0.413	2.747		-12	-5	
8			Тр-р	8	9			Ленинская 110кВ - Ленинская 10кВ	3.975	69.5		0.09	-2	-1	
9			ЛЭП	8	10			Ленинская 110кВ - Западная 110кВ	1.781	4.626	30.766		-10	-4	
10			Тр-р	10	11			Западная 110кВ - Западная 10кВ	0.7	17.35		0.09	-10	-4	
11		x	ЛЭП	10	12			Западная 110кВ - ПТЭЦ-2	0.39	1.012	26.921				

Рисунок 2.14 - Данные о ветвях электрической сети

Районы+Потери Q

	Np-t	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.6133385	0.18787044	0.42546806	1.05	1.05		

Рисунок 2.15 – Потери реактивной мощности

Районы+Потери

	Np-t	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dI
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.09447388	0.07634692	0.01812696	0	0		

Рисунок 2.16 – Потери активной мощности

В результате расчета аварийного режима работы сети были получены данные о потерях активной и реактивной мощности. Потери активной мощности имеют следующие значения: нагрузочные потери – 0,094 МВт, потери в ЛЭП – 0,076 МВт, в трансформаторах – 0,018 МВт.

Перетоки мощности существующей электрической сети рассматриваемого участка показаны на рисунке 2.17.

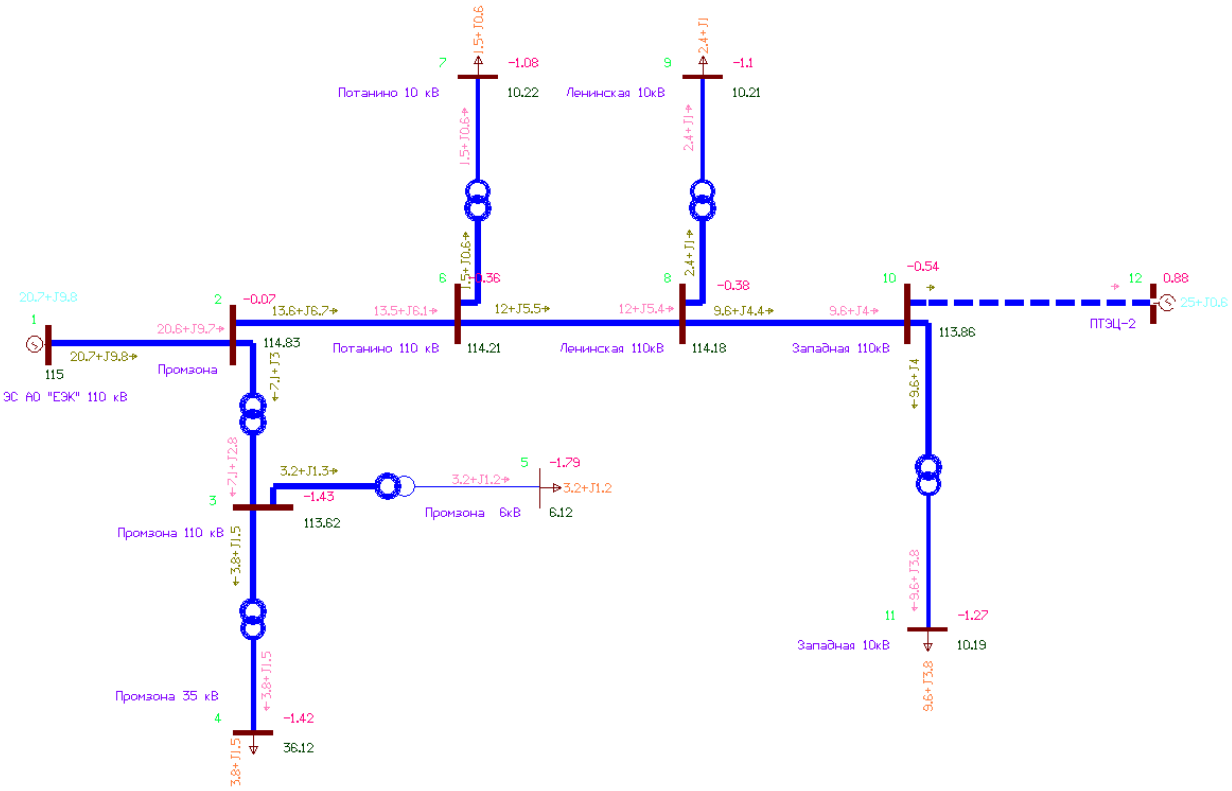


Рисунок 2.17 – Графика (аварийный режим)

3 Расчет режимов работы рассматриваемого участка сетей с учетом ввода ПС «Новая»

3.1 Составление рациональных вариантов подключения ПС «Новая», выбор количества и мощности трансформаторов для ПС «Новая» и расчет сечений проводов

Проектируемая ПС 110/10 кВ «Новая» находится на расстояние 9 км от ПС Западная и 5,7 км от ПС Ленинская. Запрашиваемая максимальная полная мощность для новых потребителей на ПС «Новая» составляет S=23,7 МВА (P=22МВт и Q=8,8 МВар). Схемы должны обеспечивать необходимую надежность, которая заключается в том, чтобы выполнялись заданные функции, сохранялись эксплуатационные показатели в норме, оговорённые в нормативных документах. К тому же схема сети должна быть достаточно гибкой, приспособленной к разным режимам распределения мощности, возникающим в результате изменений нагрузок потребителей, а также при плановых и аварийных отключениях отдельных элементов сети. Схема должна обеспечивать оптимальный уровень токов КЗ.

Исходя из вышесказанного, составим два рациональных варианта:

1. Подключение ПС 110/10 кВ «Новая» к ПС 110/10кВ «Ленинская» (рисунок 3.1, 3.3), тип подстанции – тупиковая, схема ПС «Новая» - 4Н два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии. Схема ПС 110/10 кВ «Ленинская» до подключения ПС «Новая» - одна рабочая система шин с обходной. Схема ПС 110/10 кВ «Ленинская» не будет изменена входе реконструкции, на шинах 110 кВ будут подключены через высоковольтные выключатели две отходящие линии 110 кВ к ПС «Новая»;
2. подключение ПС 110/10 кВ «Новая» к ПС 110/10 кВ «Западная» и ПС 110/10 кВ «Ленинская» (рисунок 3.2, 3.4), тип подстанции – проходная, схема ПС «Новая» - 5АН мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Схемы ПС 110/10 кВ «Ленинская» и ПС 110/10 кВ «Западная» до подключения ПС «Новая» - одна рабочая система шин с обходной. Схемы ПС 110/10 кВ «Ленинская» и ПС 110/10 кВ «Западная» не будут изменены входе реконструкции. На шинах 110 кВ каждой ПС будет подключена через высоковольтные выключатели одна отходящая линия 110 кВ к ПС «Новая».

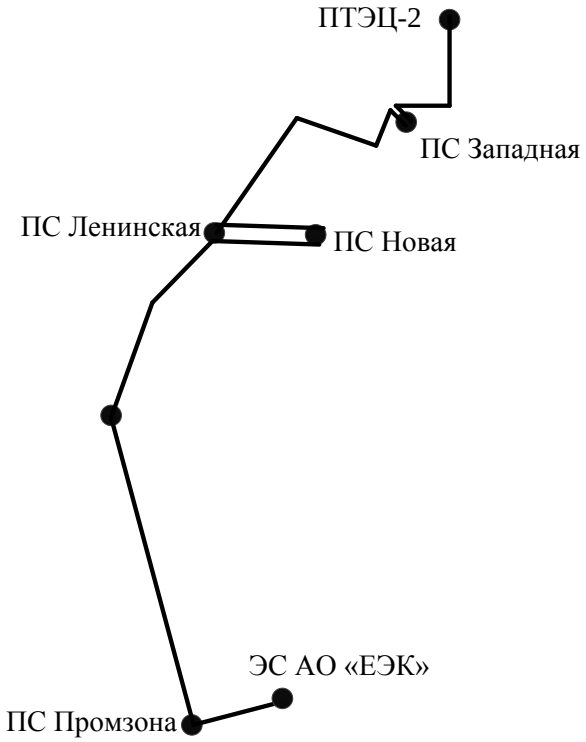


Рисунок 3.1- Карта-схема подключения ПС «Новая» к ПС 110/10 кВ «Ленинская» - вариант №1

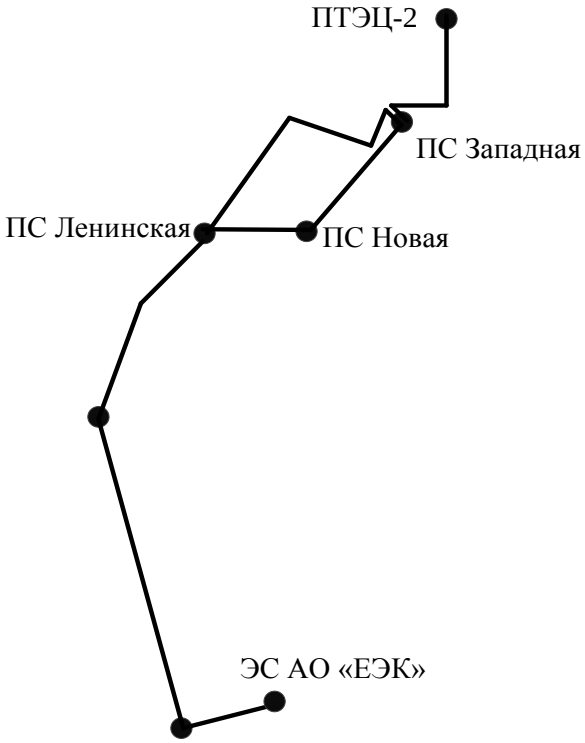


Рис.3.2 - Карта-схема подключения ПС «Новая» к ПС 110/10кВ «Западная» и ПС 110/10 кВ «Ленинская» - вариант №2

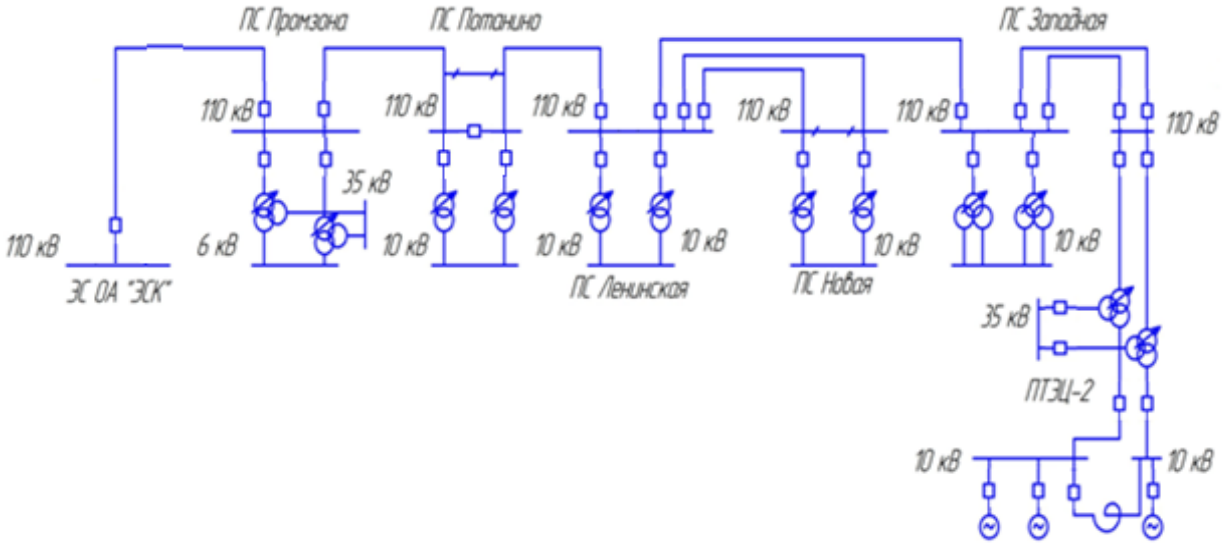


Рисунок 3.3 - Схема электрических соединений участка сети 110 кВ - подключение ПС «Новая» к ПС «Ленинская»

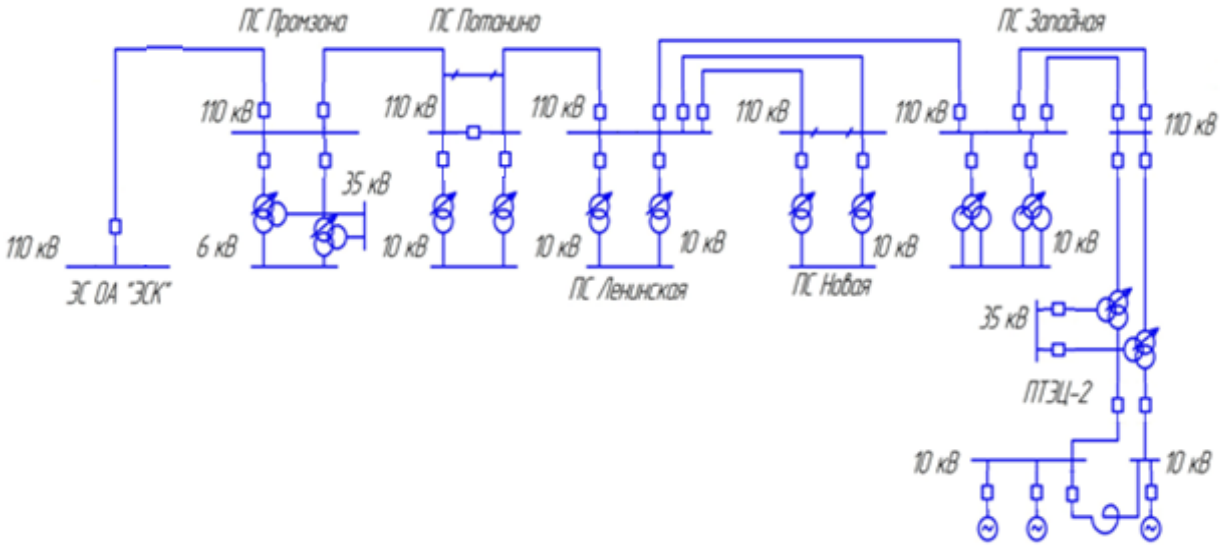


Рисунок 3.4 - Схема электрических соединений участка сети 110 кВ - подключение ПС «Новая» к ПС «Западная» и ПС «Ленинская»

Для каждого из вариантов найдём длину воздушных линий электропередач с учётом 20% надбавки, учитывающей непрямолинейность воздушной линии:

ВЛ 110кВ ПС Новая – ПС Ленинская 6,84 км

ВЛ 110кВ ПС Новая – ПС Западная 10,8 км

При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ выбор сечения проводов производится по нормированным обобщённым показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока.

Годовое потребление электроэнергии для ПС «Новая»:

$$Э_{год}=Э_з^{сут}\cdot n_{з\ дн}+Э_л^{сут}\cdot n_{л\ дн}; \quad (3.1)$$

$$n_{з\ дн} = 200 \qquad n_{л\ дн} = 165;$$

$$Э_з^{сут}=\sum\left(P_{сред}\cdot\Delta t_i\right); \quad (3.2)$$

$$Э_л^{сут}=Э_з^{сут}\cdot K_{сезон}; \quad (3.3)$$

$$Э_{год} = 24 \cdot 15 \cdot 200 + 24 \cdot 15 \cdot 0{,}5 \cdot 165 = 101700 \text{ МВт·ч.}$$

Расчет числа часов максимума нагрузки:

$$T_{max} = \frac{Э_{год}}{P_{max}} = \frac{101700}{22} = 4622 \text{ ч.}$$

Так как $3000 < T_{max} < 5000$, то нормированную плотность тока выбираем равной: $\gamma_{эк} = 0{,}9$ А/мм^2.

Выбор сечения провода для варианта №1:

Расчетный ток:

$$I_p=\frac{P\cdot10^3}{N\cdot\cos\varphi\cdot\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{22\cdot10^3}{2\cdot0{,}85\cdot\sqrt{3}\cdot110}=68 \text{ А,}$$

где P-активная мощность ВЛ 110 кВ;

$U_{ном\ ВЛ}$- номинальное напряжение ВЛ 110кВ для схемы №1;

N–число цепей линии.

Суммарное сечение проводов фазы проектируемой ВЛ 110 кВ для схемы №1:

$$F_{ВЛ}=\frac{I_p}{\gamma_{эк}}=\frac{68}{0{,}9}=75{,}56 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод сечением АС 95/16. Проверяем выбранное сечение по следующим условиям:

1)По нагреву:

$$I_{доп} \cdot K_T = 260 \cdot 1{,}29 = 335{,}4 \text{ А} \geq I_{р.макс} = 2 \cdot I_{расч} = 136 \text{ А}.$$

2)По короне: минимально допустимый провод по условиям короны для линии 110 кВ – АС-70/11.

3)По механической прочности:

Подвеска провода – две цепи на одной опоре. При таком техническом исполнение сечение провода не должно быть меньше 120 мм^2. Исходя изданного условия выбранный провод не подходит для рассматриваемой ВЛ 110кВ. Выбираем провод сечением АС 120/19 для варианта №1.

Выбор сечения провода для варианта №2:

Расчетный ток:

$$I_р = \frac{P \cdot 10^3}{N \cdot \cos\varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{22 \cdot 10^3}{1 \cdot 0{,}85 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 136 \text{ А},$$

где: P - активная мощность ВЛ 110кВ;

$U_{ном\ ВЛ}$ - номинальное напряжение ВЛ 110 кВ для схемы №1;

N – число цепей линии.

Суммарное сечение проводов фазы проектируемой ВЛ 110 кВ для схемы №2:

$$F_{ВЛ} = \frac{I_р}{\gamma_{эк}} = \frac{136}{0{,}9} = 151{,}1 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод сечением АС 150/24. Проверяем выбранное сечение по следующим условиям:

1)По нагреву:

$$I_{доп} \cdot K_т = 365 \cdot 1{,}29 = 470{,}85 \text{ А} \geq I_{р.макс} = 2 \cdot I_{расч} = 272 \text{ А}.$$

2) короне: минимально допустимый провод по условиям короны для линии 110 кВ – АС-70/11.

3) по механической прочности:

Подвеска провода – одна цепь на одной опоре. Проверка по механической прочности не требуется. Провод сечением АС 150/24 подходит.

Результат расчета и данные выбранного провода приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Данные о проводе марки АС-120 и АС-150

Марка провода	$I_р$, А	$R_о$, Ом/км	$X_о$, Ом/км	$B_о$, Ом/км	$I_{доп}$, А
АС-120/19	68	0,244	0,427	2,658	313
АС-150/24	136	0,204	0,420	2,707	365

Далее необходимо выбрать количество и мощность трансформаторов. Для обеспечения надежности электроснабжения на подстанции устанавливаются два трансформатора одинаковой мощности. Мощность каждого из трансформаторов выбирается по выражению:

Мощность каждого из трансформаторов выбирается по выражению:

$$S_{н.тр} = \frac{S_{тв}}{n \cdot k_{пер}}, \quad (3.4)$$

где $S_{Н.ТР.}$ – номинальная мощность выбираемого трансформатора, МВА;

$S_{ТВ}$ – расчетная мощность трансформатора с учетом потерь, МВА;

n – количество трансформаторов;

$k_{пер}$ – коэффициент перегрузки трансформатора ($k_{пер}$=0,7).

Приближенно потери в трансформаторах можно определить по формулам следующим:

$$\Delta P_т = 0{,}035 \cdot S_т = 0{,}035 \cdot 23{,}7 = 0{,}83 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_т = 0{,}09 \cdot S_т = 0{,}09 \cdot 23{,}7 = 2{,}13 \text{ МВар},$$

где $S_т$ – полная мощность подстанции, МВА;

$P_т$ – активная нагрузка ПС «Новая», МВт;

$Q_т$ – реактивная нагрузка ПС «Новая», МВар.

Нагрузка на подстанциях с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_{тв} = P + \Delta P_т = 22{,}83 \text{ МВт},$$

$$Q_{тв} = Q + \Delta Q_т = 10{,}93 \text{ МВар},$$

$$S_{тв} = \sqrt{P_{тв}^2 + Q_{тв}^2} = 25{,}31 \text{ МВА}.$$

Получим расчетное значение $S_{расч.ном.тв}$=18,06 МВА, выбираем трансформаторы номинальной мощностью 25 МВА.

Устанавливаем два трансформатора ТДН-25000/110.

Проверка выбранных трансформаторов осуществляется по коэффициенту загрузки:

$$K_з = \frac{S_{тв}}{n \cdot S_{ном\ тв}} = \frac{25{,}31}{2 \cdot 25} = 0{,}506.$$

Сведем выбранное оборудование для двух вариантов развития сети в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Оборудование для двух вариантов развития сети

Вариант	Марка трансформатора	Марка провода	Наименование ВЛ 110кВ	Длина ВЛ 110кВ, км
Схема №1	ТДН-25000/110	АС-120/19	ПС Ленинская - ПС Новая	6,84
			ПС Западная - ПС Новая	10,8
Схема №2	ТДН-25000/110	АС-150/24	ПС Ленинская - ПС Новая цепь1	6,84
			ПС Ленинская - ПС Новая цепь 2	6,84

3.2 Составление схемы замещения, расчет параметров ЛЭП и трансформаторов ПС «Новая»

Строительство ПС «Новая» планируется произвести между ПС «Ленинская» и ПС «Западная».

В первом варианте: подключение подстанции к сети осуществляется при помощи двух ВЛ 110кВ идущих к ПС «Ленинская» протяженностью 6,84 км. Подвеска проводов на одной опоре с использованием проводов марки АС-120/19, на подстанции устанавливаются два трансформатора типа ТДН-25000/110.

Во втором варианте: подключение подстанции к сети осуществляется при помощи ВЛ 110 кВ ПС Новая - ПС Ленинская протяженностью 6,84 км и ВЛ 110 кВ ПС Новая - ПС Западная с использованием проводов марки АС-150/24, на подстанции устанавливаются два трансформатора типа ТДН-25000/110.

Схемы замещения рассматриваемого участка электрической сети с учетом ввода новой ПС «Новая» 110/10 кВ приведена на рисунке 3.5 и 3.6.

На схеме замещения указаны значения эквивалентных активных, реактивных сопротивлений (Ом), а также проводимостей (См) линий электропередачи сопротивления трансформаторов, установленных на подстанциях рассматриваемого участка электрической сети.

Исходя из данных о линиях электропередач сети, рассчитаем эквивалентные сопротивления, полученный результат сведем в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 - Данные о линиях электропередачи участка сети и эквивалентные сопротивления ЛЭП

ЛЭП	цепей	L,км	Марка провода	r_0, Ом/км	x0, Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	$R_э$, Ом	$X_э$, Ом	$B_д$, См·10^{-6}
ПС Новая – ПС Ленинская цепь1 и 2	1	6,84	АС-120	0,244	0,427	2,658	1,669	2,921	18,18
		6,84	АС-120	0,244	0,427	2,658	1,669	2,921	18,18
ПС Новая – ПС Западная	1	10,8	АС-150	0,204	0,420	2,707	2,203	4,536	29,23

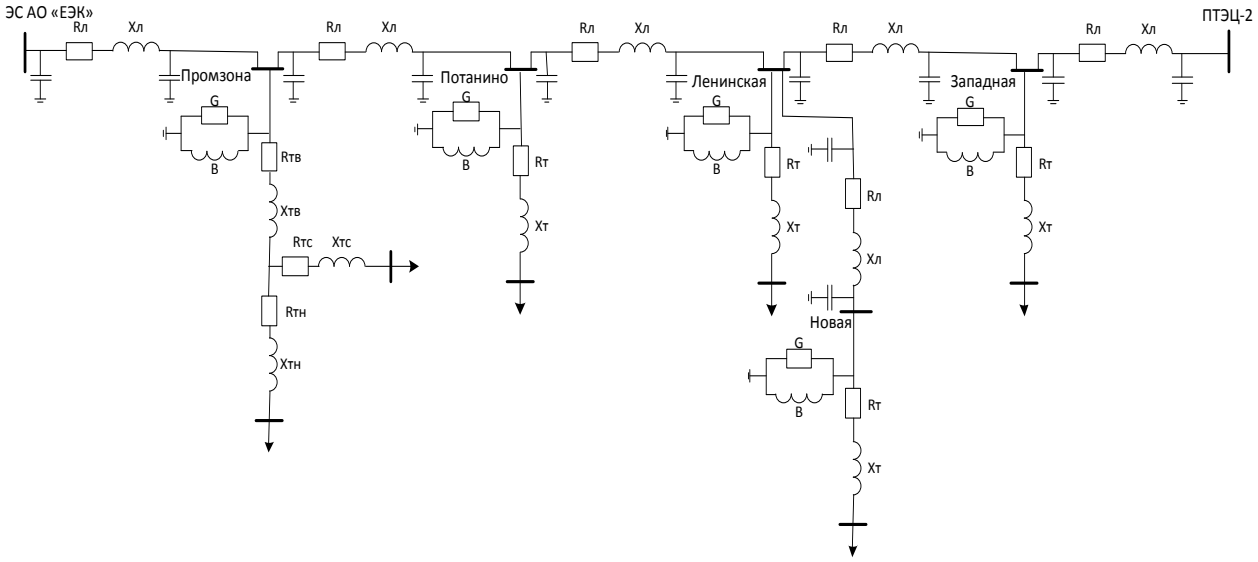


Рисунок 3.5 - Схема замещения сети для участка сети - вариант №1.

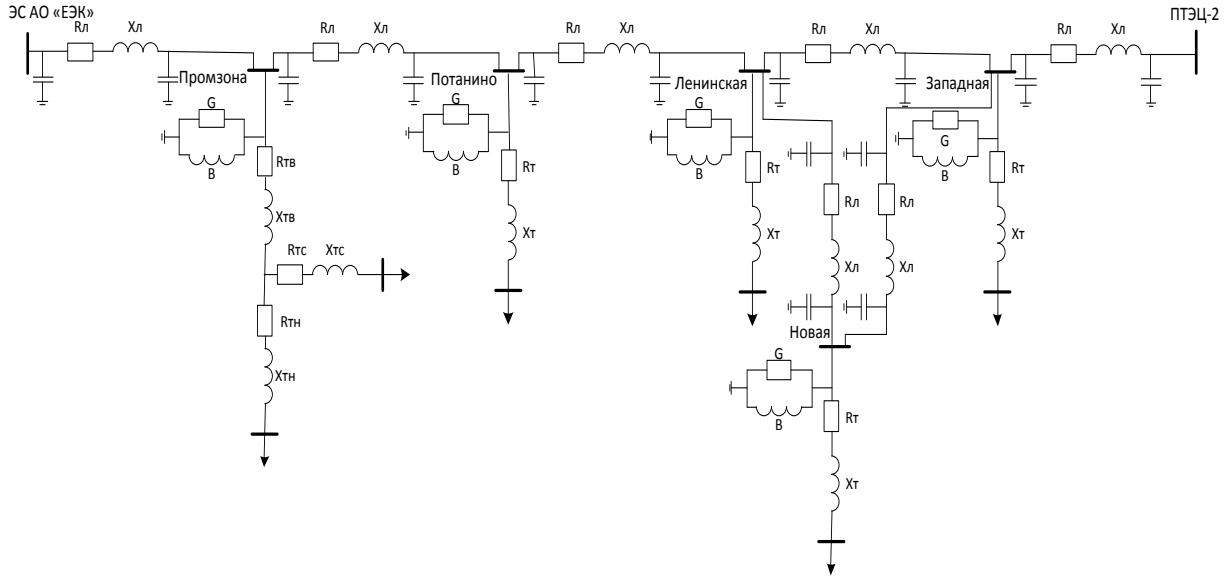


Рисунок 3.6 - Схема замещения сети для участка сети вариант №2

Таблица 3.4 - Данные силовых трансформаторов

Наименование	$U_{ном}$, кВ	$S_{ном}$, МВА	Тип трансформатора	P_x, %	Q_x, %	R, Ом	X, Ом	G, См	B, См
ПС Новая	115	25	ТДН-25000/110	19	112	4,38	86,7	2,87	1,69

3.3 Расчет максимального режима работы сетей с учетом ввода ПС 110/10 кВ «Новая»

С помощью программной среды *RastrWin* рассчитаем режим наибольших нагрузок в системе.

Согласно нормативным требованиям в режиме максимальных нагрузок напряжения на шинах 10 кВ должно быть не ниже 105% от номинального, т.е. в данном случае не ниже 10,5 кВ.

Расчет режима максимальных нагрузок сети для варианта №1 показан на рисунках 3.7 и 3.8.

Узлы

	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1	База	1	ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ	115					58.2	9	115	-1000	1000				115		
2	Нагр	2	Промзона	110							110						114.67	-0.24	
3	Нагр	3	Промзона 110 кВ	110							110						110.6	-4.66	
4	Нагр	4	Промзона 35 кВ	35			12.8	5.12			35						35.12	-4.63	
5	Нагр	5	Промзона 6кВ	6			9.45	3.31			6						5.92	-5.8	
6	Нагр	6	Потанино 110 кВ	110							110						114.09	-1.2	
7	Нагр	7	Потанино 10 кВ	10			5.04	2.02			10						10.05	-3.63	
8	Нагр	8	Ленинская 110кВ	110							110						114.07	-1.26	
9	Нагр	9	Ленинская 10кВ	10			8	3.2			10						10.05	-3.7	
10	Нагр	10	Западная 110кВ	110							110						114.64	-1.54	
11	Нагр	11	Западная 10кВ	10			32	12.8			10						10.11	-3.97	
12	Ген	12	ПТЭЦ-2	115					25	32	115	-1000	1000				115	-1.48	
13	Нагр	13	Новая 110кВ	110							110						113.65	-1.4	
14	Нагр	14	Новая 10кВ	10			15.12	6.24			10						9.97	-4.32	

Рисунок 3.7 - Данные об узлах электрической сети

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ - Промзона	0.49	1.008	6.497		-58	-9	
2			Тр-р	2	3			Промзона - Промзона 110 кВ	1.3	44.45		1	-22	-11	
3			Тр-р	3	4			Промзона 110 кВ - Промзона 35 кВ	1.3			0.318	-13	-5	
4			Тр-р	3	5			Промзона 110 кВ - Промзона 6кВ	1.3	26		0.054	-9	-4	
5			ЛЭП	2	6			Промзона - Потанино 110 кВ	2.321	6.03	40.106		-36	2	
6			Тр-р	6	7			Потанино 110 кВ - Потанино 10 кВ	7.35	110.2		0.09	-5	-2	
7			ЛЭП	6	8			Потанино 110 кВ - Ленинская 110кВ	0.159	0.413	2.747		-30	5	
8			Тр-р	8	9			Ленинская 110кВ - Ленинская 10кВ	3.975	69.5		0.09	-8	-4	
9			ЛЭП	8	10			Ленинская 110кВ - Западная 110кВ	1.781	4.626	30.766		-7	17	
10			Тр-р	10	11			Западная 110кВ - Западная 10кВ	0.7	17.35		0.09	-32	-14	
11			ЛЭП	10	12			Западная 110кВ - ПТЭЦ-2	0.39	1.012	26.921		25	32	
12			ЛЭП	8	13			Ленинская 110кВ - Новая 110кВ	1.699	2.921	18.18		-15	-7	
13			Тр-р	13	14			Новая 110кВ - Новая 10кВ	2.19	43.35		0.09	-15	-7	

Рисунок 3.8 - Данные о ветвях электрической сети

Районы+Потери Q

	№р-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р
1				6.73256873	1.18807269	5.54449603	1.64	1.64	

Рисунок 3.9 – Потери реактивной мощности

Районы+Потери

	№р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р
1				0.74314228	0.49669073	0.24645155	0	0	

Рисунок 3.10 – Потери активной мощности

В результате расчета максимального режима работы сети для варианта №1 были получены данные о потерях активной и реактивной мощности. Потери активной мощности имеют следующие значения: нагрузочные потери – 0,74 МВт, потери в ЛЭП – 0,49 МВт, в трансформаторах – 0,25 МВт.

Перетоки мощности существующей электрической сети рассматриваемого участка показаны на рисунке 3.11.

В режиме максимальных нагрузок напряжения на шинах 10 кВ должно быть не ниже 10,5 кВ. Регулирование напряжение при помощи РПН должно быть произведено на ПС «Новая» и ПС «Западная».

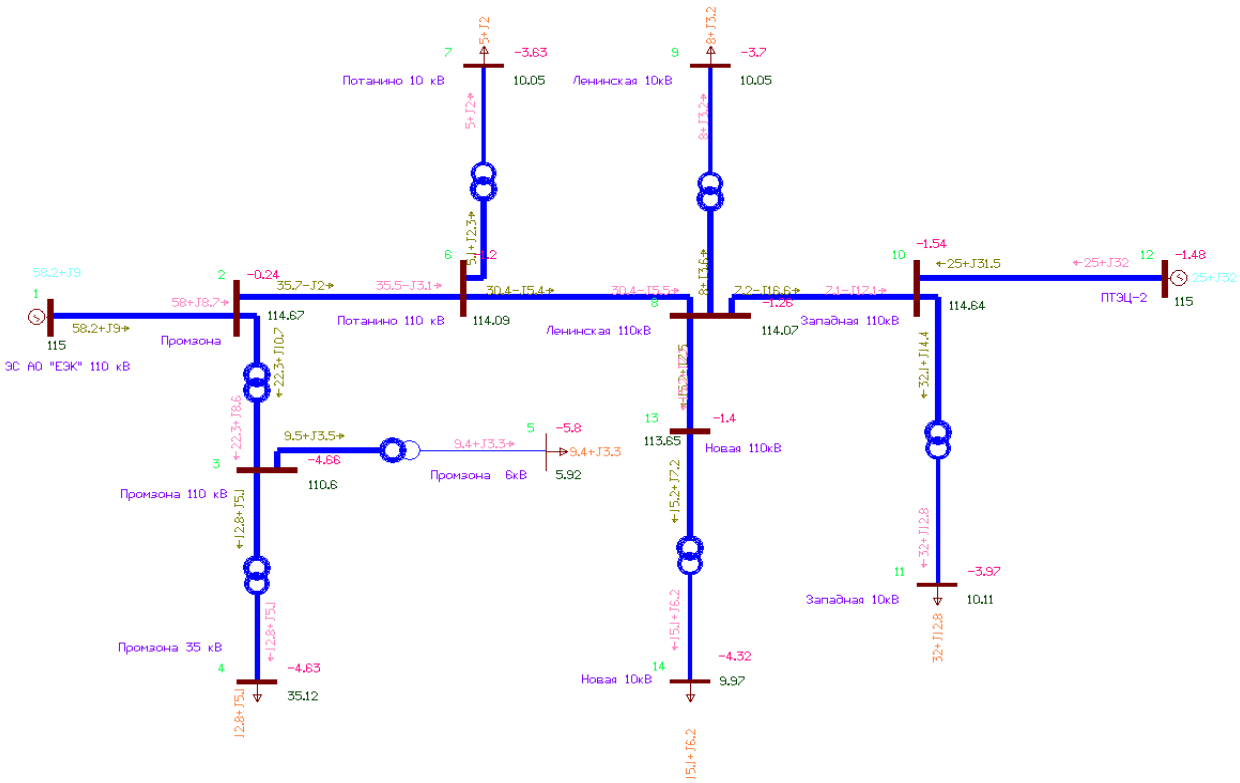


Рисунок 3.11 – Графика (максимальный режим для варианта №1)

Расчет режима максимальных нагрузок сети для варианта №2 показан на рисунках 3.12 и 3.13.

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ	115					58.1	9	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	Промзона	110							110						114.67	-0.24
3			Нагр	3	Промзона 110 кВ	110							110						110.6	-4.66
4			Нагр	4	Промзона 35 кВ	35			12.8	5.12			35						35.12	-4.63
5			Нагр	5	Промзона 6кВ	6			9.45	3.31			6						5.92	-5.8
6			Нагр	6	Потанино 110 кВ	110							110						114.09	-1.2
7			Нагр	7	Потанино 10 кВ	10			5.04	2.02			10						10.05	-3.63
8			Нагр	8	Ленинская 110кВ	110							110						114.07	-1.26
9			Нагр	9	Ленинская 10кВ	10			8	3.2			10						10.05	-3.7
10			Нагр	10	Западная 110кВ	110							110						114.64	-1.53
11			Нагр	11	Западная 10кВ	10			32	12.8			10						10.11	-3.96
12			Ген	12	ПТЭЦ-2	115					25	31.9	115	-1000	1000				115	-1.48
13			Нагр	13	Новая 110кВ	110							110						113.65	-1.4
14			Нагр	14	Новая 10кВ	10			15.12	6.24			10						9.97	-4.32
15			Нагр	15	Новая 110кВ	110							110						114.64	-1.53

Рисунок 3.12 - Данные об узлах электрической сети

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	?ryr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ - Промзона	0.49	1.008	6.497		-58	-9	
2			Тр-р	2	3			Промзона - Промзона 110 кВ	1.3	44.45		1	-22	-11	
3			Тр-р	3	4			Промзона 110 кВ - Промзона 35 кВ	1.3			0.318	-13	-5	
4			Тр-р	3	5			Промзона 110 кВ - Промзона 6кВ	1.3	26		0.054	-9	-4	
5			ЛЭП	2	6			Промзона - Потанино 110 кВ	2.321	6.03	40.106		-36	2	
6			Тр-р	6	7			Потанино 110 кВ - Потанино 10 кВ	7.35	110.2		0.09	-5	-2	
7			ЛЭП	6	8			Потанино 110 кВ - Ленинская 110кВ	0.159	0.413	2.747		-30	5	
8			Тр-р	8	9			Ленинская 110кВ - Ленинская 10кВ	3.975	69.5		0.09	-8	-4	
9			ЛЭП	8	10			Ленинская 110кВ - Западная 110кВ	1.781	4.626	30.766		-7	17	
10			Тр-р	10	11			Западная 110кВ - Западная 10кВ	0.7	17.35		0.09	-32	-14	
11			ЛЭП	10	12			Западная 110кВ - ПТЭЦ-2	0.39	1.012	26.921		25	31	
12			ЛЭП	8	13			Ленинская 110кВ - Новая 110кВ	1.699	2.921	18.18		-15	-7	
13			Тр-р	13	14			Новая 110кВ - Новая 10кВ	2.19	43.35		0.09	-15	-7	
14			ЛЭП	10	15			Западная 110кВ - Новая 110кВ	2.203	4.536	29.23		-0	-0	

Рисунок 3.13 - Данные о ветвях электрической сети

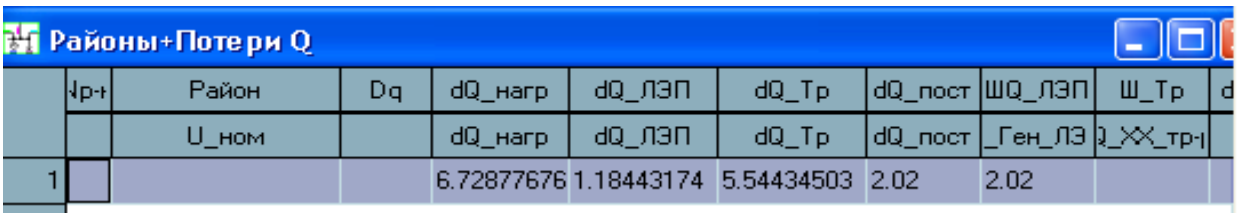


Рисунок 3.14 – Потери реактивной мощности

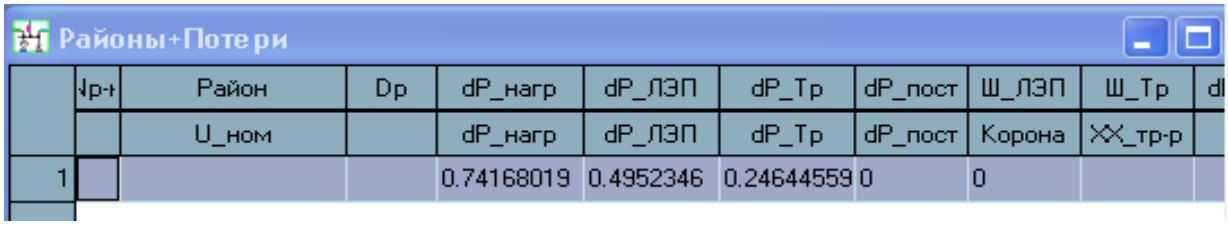


Рисунок 3.15 – Потери активной мощности

В результате расчета максимального режима работы сети для варианта №2 были получены данные о потерях активной и реактивной мощности. Потери активной мощности имеют следующие значения: нагрузочные потери – 0,74 МВт, потери в ЛЭП – 0,49 МВт, в трансформаторах – 0,25 МВт.

Перетоки мощности существующей электрической сети рассматриваемого участка показаны на рисунке 3.16.

Согласно нормативным требованиям в режиме максимальных нагрузок напряжения на шинах 10 кВ должно быть не ниже 105% от номинального, т.е. в данном случае не ниже 10,5 кВ и 6,3 кВ. Регулирование напряжение при помощи РПН должно быть произведено на ПС «Новая» и ПС «Западная».

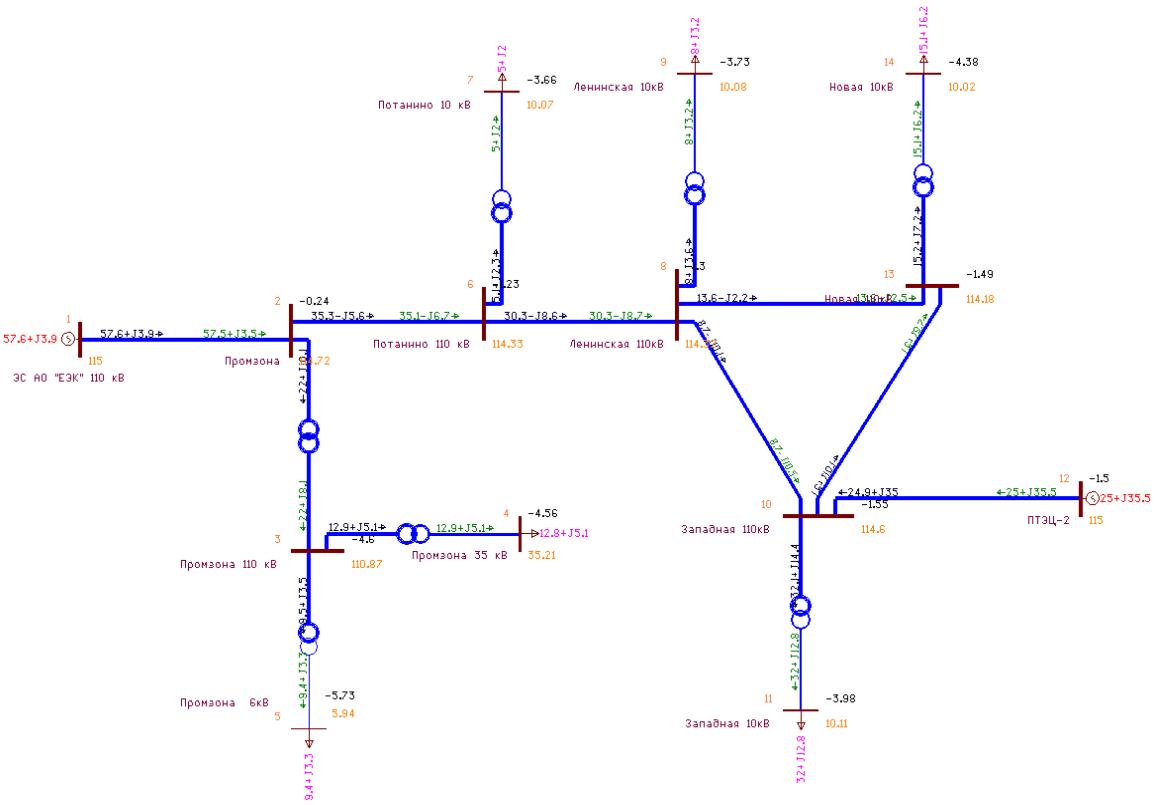


Рисунок 3.16 – Графика (максимальный режим для варианта №2)

3.4 Расчет минимального режима работы сетей учетом ввода ПС 110/10 кВ «Новая»

При расчете минимального режима работы сети нагрузки на подстанциях уменьшаются на 30%. $P_{мин}$=15,4 МВт и $Q_{мин}$=6,2 МВар.

Расчет режима минимальных нагрузок сети для варианта №1 показан на рисунках 3.17 и 3.18.

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ	115					-1.8	9.5	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	Промзона	110							110						114.92	0.03
3			Нагр	3	Промзона 110 кВ	110							110						113.72	-1.33
4			Нагр	4	Промзона 35 кВ	35			3.84	1.54			35						36.15	-1.32
5			Нагр	5	Промзона 6кВ	6			3.21	1.23			6						6.12	-1.69
6			Нагр	6	Потанино 110 кВ	110							110						114.78	0.32
7			Нагр	7	Потанино 10 кВ	10			1.51	0.6			10						10.27	-0.39
8			Нагр	8	Ленинская 110кВ	110							110						114.78	0.34
9			Нагр	9	Ленинская 10кВ	10			2.4	0.96			10						10.27	-0.37
10			Нагр	10	Западная 110кВ	110							110						114.9	0.67
11			Нагр	11	Западная 10кВ	10			9.6	3.84			10						10.28	-0.04
12			Ген	12	ПТЭЦ-2	115					25	1.8	115	-1000	1000				115	0.78
13			Нагр	13	Новая 110кВ	110							110						114.71	0.32
14			Нагр	14	Новая 10кВ	10			2.56	0.9			10						10.29	-0.16

Рисунок 3.17 - Данные об узлах электрической сети

Ветви

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	·ryr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ - Промзона	0.49	1.008	6.497		2	-10	
2			Тр-р	2	3			Промзона - Промзона 110 кВ	1.3	44.45		1	-7	-3	
3			Тр-р	3	4			Промзона 110 кВ - Промзона 35 кВ	1.3			0.318	-4	-2	
4			Тр-р	3	5			Промзона 110 кВ - Промзона 6кВ	1.3	26		0.054	-3	-1	
5			ЛЭП	2	6			Промзона - Потанино 110 кВ	2.321	6.03	40.106		9	-6	
6			Тр-р	6	7			Потанино 110 кВ - Потанино 10 кВ	7.35	110.2		0.09	-2	-1	
7			ЛЭП	6	8			Потанино 110 кВ - Ленинская 110кВ	0.159	0.413	2.747		10	-5	
8			Тр-р	8	9			Ленинская 110кВ - Ленинская 10кВ	3.975	69.5		0.09	-2	-1	
9			ЛЭП	8	10			Ленинская 110кВ - Западная 110кВ	1.781	4.626	30.766		15	-3	
10			Тр-р	10	11			Западная 110кВ - Западная 10кВ	0.7	17.35		0.09	-10	-4	
11			ЛЭП	10	12			Западная 110кВ - ПТЭЦ-2	0.39	1.012	26.921		25	1	
12			ЛЭП	8	13			Ленинская 110кВ - Новая 110кВ	1.699	2.921	18.18		-3	-1	
13			Тр-р	13	14			Новая 110кВ - Новая 10кВ	2.19	43.35		0.09	-3	-1	

Рисунок 3.18 - Данные о ветвях электрической сети

Районы+Потери Q

	Jp-r	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	d
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.64603082	0.19977484	0.44625598	1.65	1.65		

Рисунок 3.19 – Потери реактивной мощности

Районы+Потери

	Jp-r	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	d
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.09718092	0.0779787	0.01920222	0	0		

Рисунок 3.20 – Потери активной мощности

Согласно нормативным требованиям в режиме минимальных нагрузок напряжения на шинах НН должно быть не ниже 100% от номинального, т.е. в данном случае не ниже 10,5 кВ и 6,3 кВ. Отклонения напряжения находятся в допустимых пределах.

В результате расчета минимального режима работы сети для варианта №1 были получены данные о потерях активной и реактивной мощности. Потери активной мощности имеют следующие значения: нагрузочные потери – 0,097 МВт, потери в ЛЭП – 0,077 МВт, в трансформаторах – 0,019 МВт.

Перетоки мощности существующей электрической сети рассматриваемого участка показаны на рисунке 3.21.

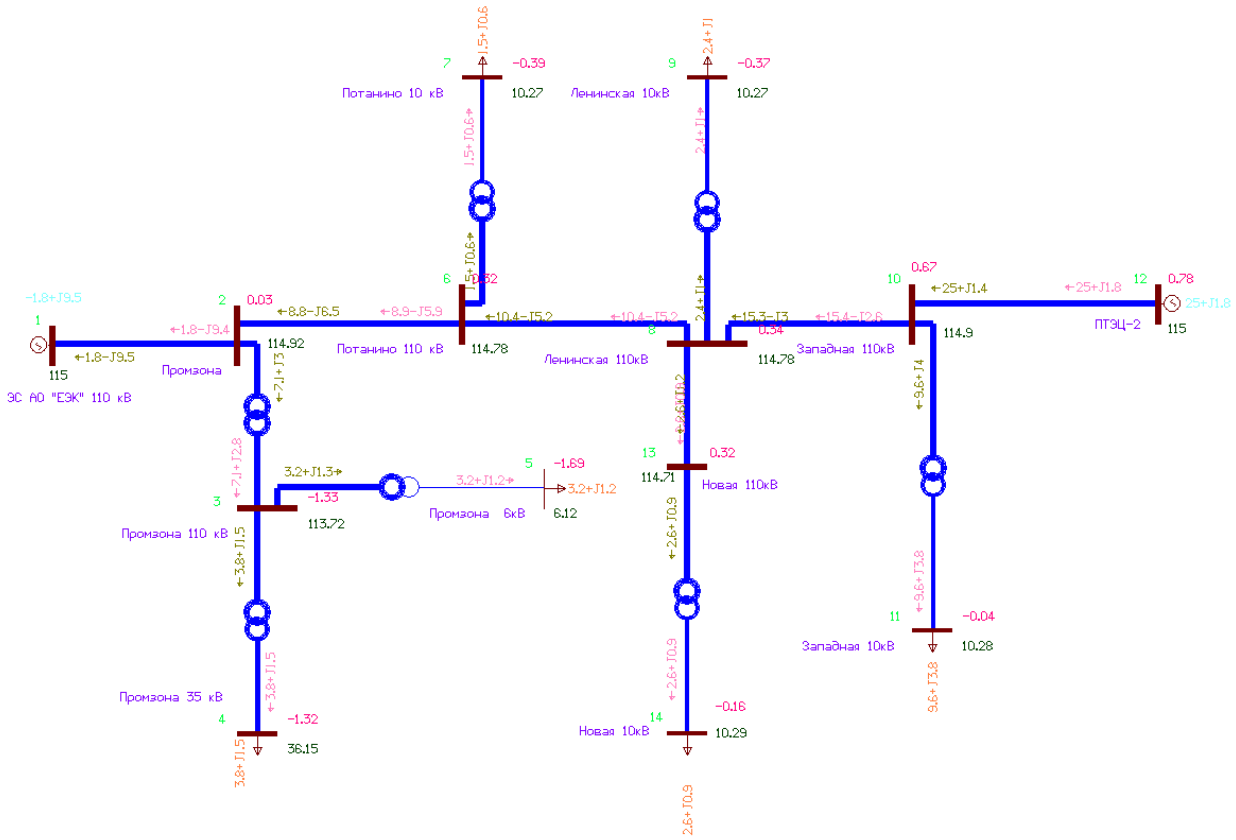


Рисунок 3.21 – Графика (минимальный режим для варианта №1)

Расчет режима наименьших нагрузок сети для варианта №2 показан на рисунках 3.22 и 3.23.

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ	115					-1.1	9.2	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	Промзона	110							110						114.92	0.02
3			Нагр	3	Промзона 110 кВ	110							110						113.85	-1.28
4			Нагр	4	Промзона 35 кВ	35			3.84	1.54			35						36.19	-1.27
5			Нагр	5	Промзона 6кВ	6			2.94	0.92			6						6.13	-1.62
6			Нагр	6	Потанино 110 кВ	110							110						114.76	0.29
7			Нагр	7	Потанино 10 кВ	10			1.51	0.6			10						10.27	-0.42
8			Нагр	8	Ленинская 110кВ	110							110						114.75	0.31
9			Нагр	9	Ленинская 10кВ	10			2.4	0.96			10						10.27	-0.4
10			Нагр	10	Западная 110кВ	110							110						114.89	0.64
11			Нагр	11	Западная 10кВ	10			9.6	3.84			10						10.28	-0.08
12			Ген	12	ПТЭЦ-2	115					25	2.7	115	-1000	1000				115	0.75
13			Нагр	13	Новая 110кВ	110							110						114.66	0.28
14			Нагр	14	Новая 10кВ	10			3.56	1.38			10						10.27	-0.38
15			Нагр	15	Новая 110кВ	110							110						114.89	0.64

Рисунок 3.22 - Данные об узлах электрической сети

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ - Промзона	0.49	1.008	6.497		1	-9	
2			Тр-р	2	3			Промзона - Промзона 110 кВ	1.3	44.45		1	-7	-3	
3			Тр-р	3	4			Промзона 110 кВ - Промзона 35 кВ	1.3			0.318	-4	-2	
4			Тр-р	3	5			Промзона 110 кВ - Промзона 6кВ	1.3	26		0.054	-3	-1	
5			ЛЭП	2	6			Промзона - Потанино 110 кВ	2.321	6.03	40.106		8	-7	
6			Тр-р	6	7			Потанино 110 кВ - Потанино 10 кВ	7.35	110.2		0.09	-2	-1	
7			ЛЭП	6	8			Потанино 110 кВ - Ленинская 110кВ	0.159	0.413	2.747		9	-5	
8			Тр-р	8	9			Ленинская 110кВ - Ленинская 10кВ	3.975	69.5		0.09	-2	-1	
9			ЛЭП	8	10			Ленинская 110кВ - Западная 110кВ	1.781	4.626	30.766		15	-3	
10			Тр-р	10	11			Западная 110кВ - Западная 10кВ	0.7	17.35		0.09	-10	-4	
11			ЛЭП	10	12			Западная 110кВ - ПТЭЦ-2	0.39	1.012	26.921		25	2	
12			ЛЭП	8	13			Ленинская 110кВ - Новая 110кВ	1.699	2.921	18.18		-4	-2	
13			Тр-р	13	14			Новая 110кВ - Новая 10кВ	2.19	43.35		0.09	-4	-1	
14			ЛЭП	10	15			Западная 110кВ - Новая 110кВ	2.203	4.536	29.23		-0	-0	

Рисунок 3.23 - Данные о ветвях электрической сети

Районы+Потери Q

	Np+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	d
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.63916491	0.19244224	0.44672267	2.04	2.04		

Рисунок 3.24 – Потери реактивной мощности

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dI
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.09505404	0.07542632	0.01962772	-0	-0		

Рисунок 3.25 – Потери реактивной мощности

Согласно нормативным требованиям в режиме минимальных нагрузок напряжения на шинах НН должно быть не ниже 100% от номинального, т.е. в данном случае не ниже 10,5 кВ и 6,3 кВ. Отклонения напряжения находятся в допустимых пределах.

В результате расчета минимального режима работы сети были получены данные о потерях активной и реактивной мощности. Потери активной мощности имеют следующие значения: нагрузочные потери – 0,095 МВт, потери в ЛЭП – 0,075 МВт, в трансформаторах – 0,019 МВт.

Перетоки мощности существующей электрической сети рассматриваемого участка показаны на рисунке 3.26.

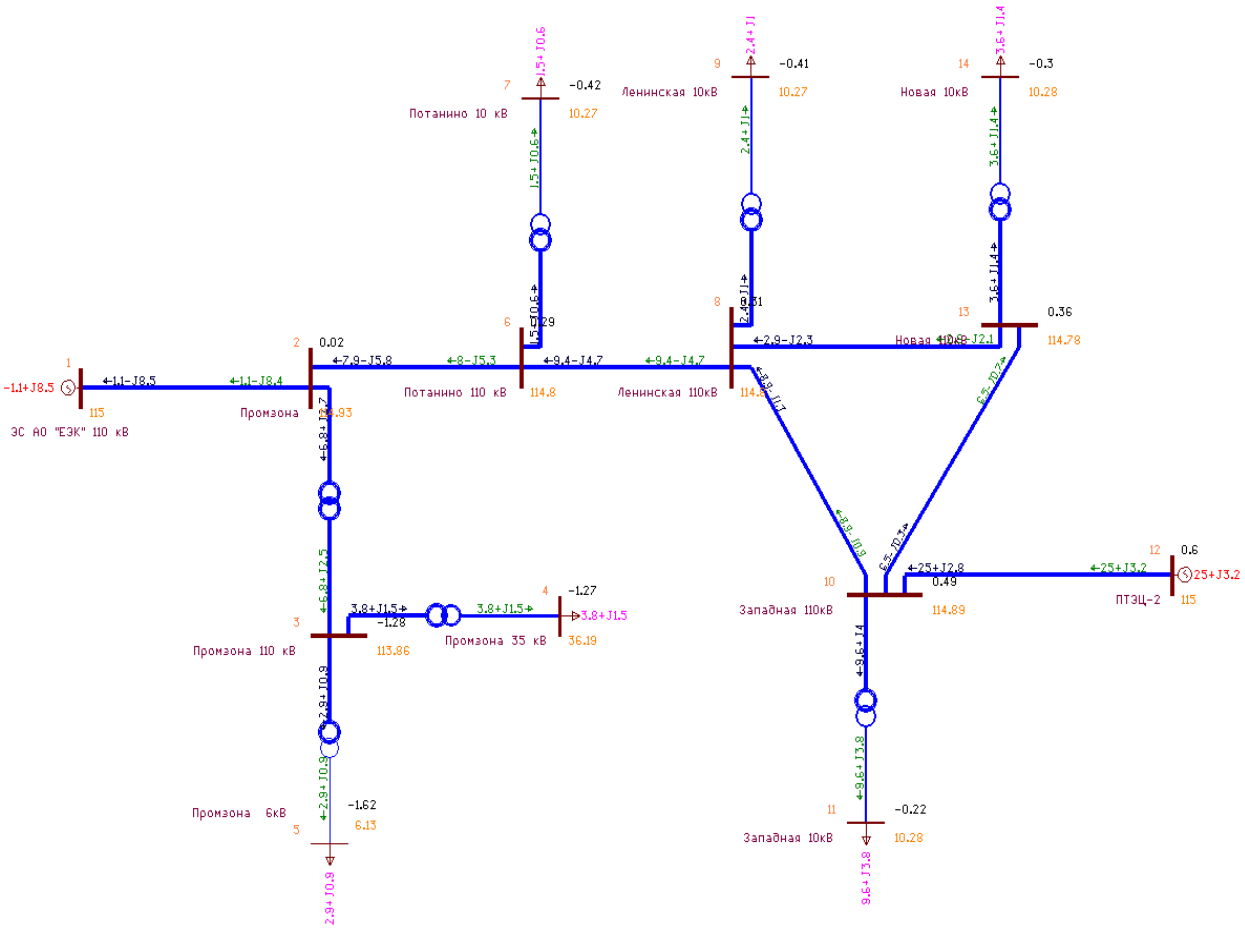


Рисунок 3.26 – Графика (минимальный режим для варианта №2)

3.5 Расчет аварийного режима работы сетей учетом ввода ПС 110/10 кВ «Новая»

В данном случае в качестве послеаварийного режима рассмотрим отключение ВЛ 110 кВ ПС Западная-ПТЭЦ-2.

Расчет аварийного режима сети вариант №1 показан на рисунках 3.27, 3.28.

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ	115					83.8	42.6	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	Промзона	110							110						114.27	-0.28
3			Нагр	3	Промзона 110 кВ	110							110						110.17	-4.74
4			Нагр	4	Промзона 35 кВ	35			12.8	5.12			35						34.99	-4.71
5			Нагр	5	Промзона 6кВ	6			9.45	3.31			6						5.9	-5.89
6			Нагр	6	Потанино 110 кВ	110							110						111.43	-1.61
7			Нагр	7	Потанино 10 кВ	10			5.04	2.02			10						9.8	-4.16
8			Нагр	8	Ленинская 110кВ	110							110						111.25	-1.7
9			Нагр	9	Ленинская 10кВ	10			8	3.2			10						9.79	-4.26
10			Нагр	10	Западная 110кВ	110							110						110.11	-2.27
11			Нагр	11	Западная 10кВ	10			32	12.8			10						9.7	-4.9
12		✗	Ген	12	ПТЭЦ-2	115					25	32	115	-1000	1000					-1.48
13			Нагр	13	Новая 110кВ	110							110						110.83	-1.84
14			Нагр	14	Новая 10кВ	10			15.12	6.24			10						9.71	-4.92

Рисунок 3.27 - Данные об узлах электрической сети

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Гур	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ - Промзона	0.49	1.008	6.497		-84	-43	
2			Тр-р	2	3			Промзона - Промзона 110 кВ	1.3	44.45		1	-22	-11	
3			Тр-р	3	4			Промзона 110 кВ - Промзона 35 кВ	1.3			0.318	-13	-5	
4			Тр-р	3	5			Промзона 110 кВ - Промзона 6кВ	1.3	26		0.054	-9	-4	
5			ЛЭП	2	6			Промзона - Потанино 110 кВ	2.321	6.03	40.106		-61	-31	
6			Тр-р	6	7			Потанино 110 кВ - Потанино 10 кВ	7.35	110.2		0.09	-5	-2	
7			ЛЭП	6	8			Потанино 110 кВ - Ленинская 110кВ	0.159	0.413	2.747		-55	-27	
8			Тр-р	8	9			Ленинская 110кВ - Ленинская 10кВ	3.975	69.5		0.09	-8	-4	
9			ЛЭП	8	10			Ленинская 110кВ - Западная 110кВ	1.781	4.626	30.766		-32	-15	
10			Тр-р	10	11			Западная 110кВ - Западная 10кВ	0.7	17.35		0.09	-32	-15	
11		✗	ЛЭП	10	12			Западная 110кВ - ПТЭЦ-2	0.39	1.012	26.921				
12			ЛЭП	8	13			Ленинская 110кВ - Новая 110кВ	1.699	2.921	18.18		-15	-8	
13			Тр-р	13	14			Новая 110кВ - Новая 10кВ	2.19	43.35		0.09	-15	-7	

Рисунок 3.28 - Данные о ветвях электрической сети

Районы+Потери

	Np-t	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dI
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				1.68632084	1.42894654	0.2573743	-0	-0		

Рисунок 3.29 – Потери активной мощности

Районы+Потери Q

	Np+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	d
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				9.28625709	3.50067354	5.78558355	1.23	1.23		

Рисунок 3.30 – Потери реактивной мощности

В результате расчета минимального режима работы сети для варианта №2 были получены данные о потерях активной и реактивной мощности. Потери активной мощности имеют следующие значения: нагрузочные потери – 1,68 МВт, потери в ЛЭП – 1,43 МВт, в трансформаторах – 0,25 МВт.

Перетоки мощности существующей электрической сети рассматриваемого участка показаны на рисунке 3.31.

Отклонения напряжения находятся в допустимых пределах.

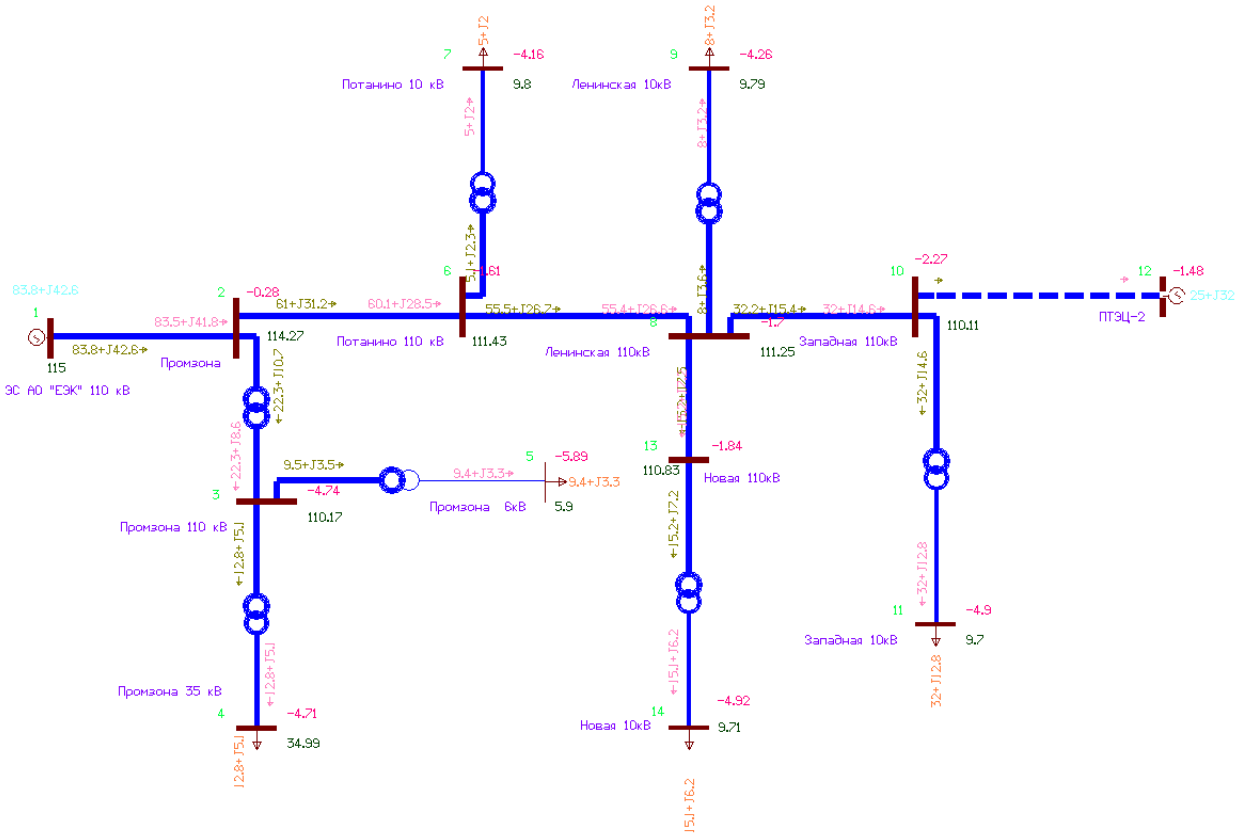


Рисунок 3.31 – Графика (аварийный режим для варианта №1)

Расчет аварийного режима сети вариант №2 показан на рисунках 3.32 и 3.33

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ	115					23.6	10.2	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	Промзона	110							110						114.81	-0.08
3			Нагр	3	Промзона 110 кВ	110							110						113.88	-1.42
4			Нагр	4	Промзона 35 кВ	35			3.84	1.54			35						36.2	-1.41
5			Нагр	5	Промзона 6кВ	6			2.94	0.92			6						6.14	-1.75
6			Нагр	6	Потанино 110 кВ	110							110						114.07	-0.46
7			Нагр	7	Потанино 10 кВ	10			1.51	0.6			10						10.2	-1.17
8			Нагр	8	Ленинская 110кВ	110							110						114.03	-0.48
9			Нагр	9	Ленинская 10кВ	10			2.4	0.96			10						10.2	-1.2
10			Нагр	10	Западная 110кВ	110							110						113.69	-0.64
11			Нагр	11	Западная 10кВ	10			9.6	3.84			10						10.17	-1.37
12		✗	Ген	12	ПТЭЦ-2	115					25	2.7	115	-1000	1000					0.75
13			Нагр	13	Новая 110кВ	110							110						113.93	-0.51
14			Нагр	14	Новая 10кВ	10			3.56	1.38			10						10.2	-1.18
15			Нагр	15	Новая 110кВ	110							110						113.68	-0.64

Рисунок 3.32 – Данные об узлах электрической сети

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ЭС АО "ЕЭК" 110 кВ - Промзона	0.49	1.008	6.497		-24	-10	
2			Тр-р	2	3			Промзона - Промзона 110 кВ	1.3	44.45		1	-7	-2	
3			Тр-р	3	4			Промзона 110 кВ - Промзона 35 кВ	1.3			0.318	-4	-2	
4			Тр-р	3	5			Промзона 110 кВ - Промзона 6кВ	1.3	26		0.054	-3	-1	
5			ЛЭП	2	6			Промзона - Потанино 110 кВ	2.321	6.03	40.106		-17	-8	
6			Тр-р	6	7			Потанино 110 кВ - Потанино 10 кВ	7.35	110.2		0.09	-2	-1	
7			ЛЭП	6	8			Потанино 110 кВ - Ленинская 110кВ	0.159	0.413	2.747		-16	-7	
8			Тр-р	8	9			Ленинская 110кВ - Ленинская 10кВ	3.975	69.5		0.09	-2	-1	
9			ЛЭП	8	10			Ленинская 110кВ - Западная 110кВ	1.781	4.626	30.766		-10	-5	
10			Тр-р	10	11			Западная 110кВ - Западная 10кВ	0.7	17.35		0.09	-10	-4	
11		✗	ЛЭП	10	12			Западная 110кВ - ПТЭЦ-2	0.39	1.012	26.921				
12			ЛЭП	8	13			Ленинская 110кВ - Новая 110кВ	1.699	2.921	18.18		-4	-2	
13			Тр-р	13	14			Новая 110кВ - Новая 10кВ	2.19	43.35		0.09	-4	-1	
14			ЛЭП	10	15			Западная 110кВ - Новая 110кВ	2.203	4.536	29.23		0	-0	

Рисунок 3.33 - Данные о ветвях электрической сети

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				0.12668	0.10683	0.01985	0	0		

Рисунок 3.34 – Потери активной мощности

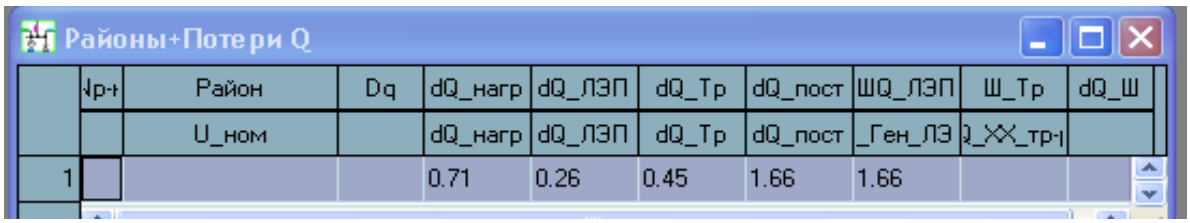


Рисунок 3.35 – Потери реактивной мощности

Отклонения напряжения находятся в допустимых пределах.

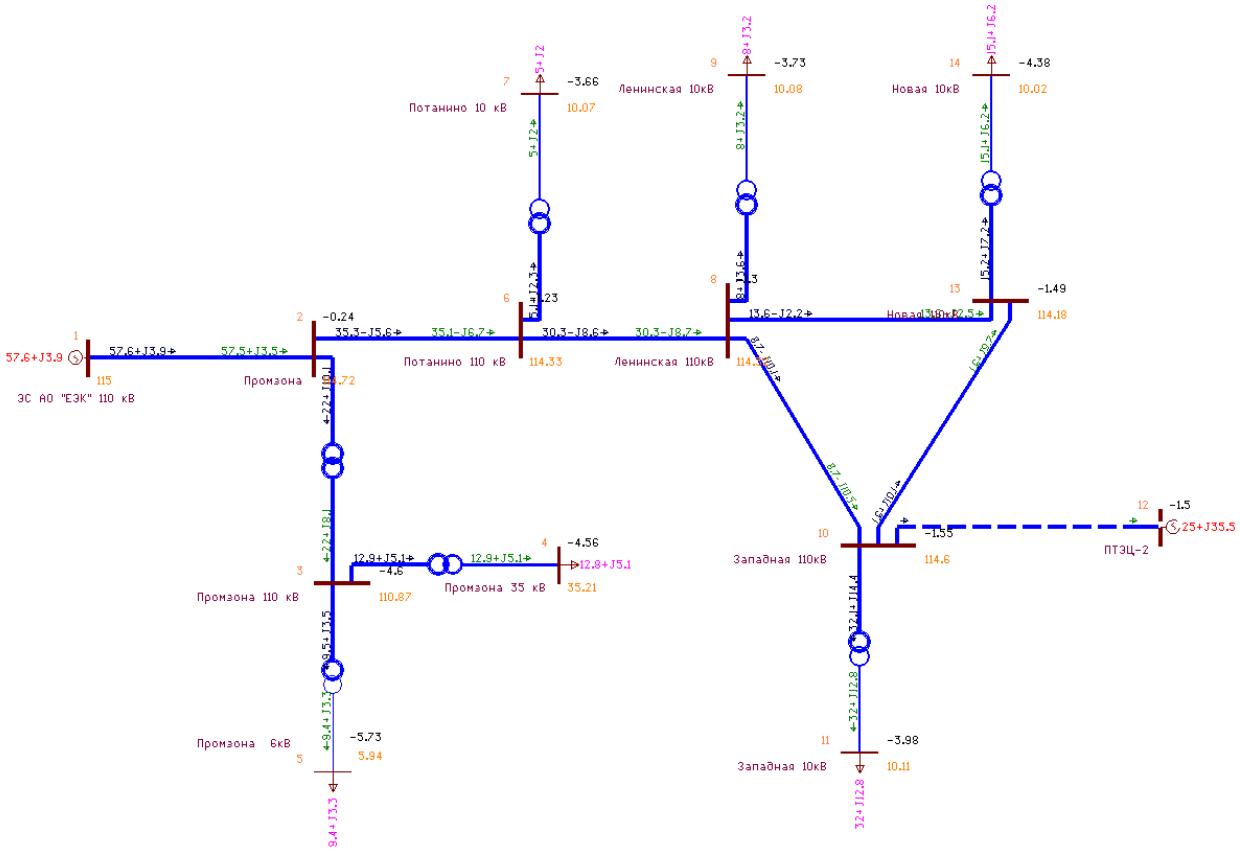


Рисунок 3.36 – Графика (аварийный режим для варианта №2)

3.6 Анализ полученных данных

В результате проведения расчетов режимов существующей электрической сети рассматриваемого района Павлодарской области, а также режимов электрической сети рассматриваемого участка с учетом ввода новой ПС «Новая» 110/10 кВ, подключенной к сети двумя рациональными вариантами (ПС «Новая» тупикового типа подключенная к ПС «Ленинская» и ПС «Новая» проходного типа подключенная к ПС «Ленинская» и ПС «Западная»), были получены значения отклонения напряжений в узлах,

перетоки мощности на участке сети и потери активной и реактивной мощностей.

При помощи программного комплекса RASTR были рассчитаны три основных режима работы сети: максимальный, минимальный и послеаварийный. При расчете минимального режима нагрузка была уменьшена на 30%, в качестве послеаварийного режима рассмотрен режим, при котором была отключена ВЛ Западная – ПТЭЦ-2.

Все полученные значения напряжений находятся в допустимых пределах отклонения напряжения, которые для сетей 110 кВ согласно ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» составляют ±12%.

Оба представленных варианта имеют право быть реализованными на практике. Потери мощности для обоих вариантов практически одинаковы. Все варианты обладают достаточно высокой надежностью и гибкостью.

4 Безопасность жизнедеятельности

В данном проекте рассмотрены вопросы организационных и технических мероприятий, а также средства, обеспечивающие защиту людей от опасного воздействия электрического тока.

К организационным мероприятиям относятся:

1. правильная организация и ведение безопасных методов работ;
2. обучение и инструктаж электротехнического персонала;
3. контроль и надзор за выполнением правил техники безопасности (ПТБ).

К техническим мероприятиям по электробезопасности относятся:

1. обеспечение нормальных метеорологических условий в рабочей зоне;
2. нормальное освещение;
3. применение необходимых мер и средств защиты;
4. применение безопасного ручного электроинструмента, а также применение ограждений, блокировок коммутационных аппаратов, спецодежды.

Подстанция является одним из важных объектов и в то же время – это объект повышенной опасности поражения электрическим током, обслуживающего персонала. Исходя из этого, на подстанции уделяется особое внимание вопросам охраны труда и ПТБ.

4.1 Конструктивное выполнение подстанции

На подстанции установлены трансформатора марки ТДН-25000/110/10. Для защиты оборудования подстанции от перенапряжений, выбираем следующие ограничители перенапряжения: ОПН-110/88 и ОПН-10/12.

Трансформаторы установлены так, что обеспечены удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения. Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток, если общее освещение недостаточно.

К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения.

Трансформаторы установлены так, что отверстие выхлопной трубы не направлено на близко установленное оборудование.

В ОРУ 110 кВ предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий. Габарит проезда равен не менее 4 м по ширине и высоте.

По территории ОРУ обеспечен проезд для автомобильного транспорта с улучшением в случае необходимости грунтовой поверхности твердыми добавками или засевом трав.

Неограждаемые токоведущие части расположены так, что, наименьшее расстояние от них до габаритов машин, механизмов и транспортируемого оборудования равно 1,65 м.

Наименьшее расстояние от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций равно 0,9 м.

Наименьшее расстояние от неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов равно 3,6 м.

Аппаратура ОРУ-110 кВ и трансформаторы установлены открыто. Территория подстанции ограждена сплошным внешним забором высотой 1,8 м.

Металлические конструкции ОРУ-110 кВ, ЗРУ-10 кВ и трансформаторов, а также подземные части металлических и железобетонных конструкций для защиты от коррозии – окрашены. Трансформаторы для уменьшения нагрева прямыми лучами солнца окрашены в светлые тона краской, стойкой к атмосферным воздействиям и воздействию масла.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов под ними предусмотрены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Дно маслоприемника засыпано крупным чистым гравием, толщина засыпки не менее 0,25 м. Маслоотвод удаляет не более чем за 0,25 ч 50% масла и полное количество воды. Маслосборник рассчитан на полный объем масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, и выполнен закрытого типа.

Токоведущие части, доступные случайному прикосновению, ограждены металлической сеткой с отверстиями размером не более 25×25 мм и с приспособлениями для запирания их на замок.

На всем электрооборудовании ОРУ и ЗРУ выполнены надписи мнемосхемы, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты.

Окраска токоведущих частей обозначена: шины фазы А - желтым цветом, фазы В - зеленым, фазы С - красным.

Распределительное устройство (РУ) 10 кВ скомпоновано ячейками типа КРУ, установленных в отдельных камерах.

Двери из РУ открываются наружу и имеют самозапирающиеся замки, двери между отсеками одного РУ имеют устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию их в обоих направлениях.

Замки в дверях помещений РУ одного напряжения открываются одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ не подходят к замкам камер.

В ЗРУ предусмотрены следующие защитные средства:

1. Изолирующая штанга – 2 шт. на каждое напряжение;

2. Указатель напряжения – 2 шт. на каждое напряжение;
3. Изолирующие клещи – по 1 шт. на U = 10 кВ и U = 0,4 кВ;
4. Диэлектрические перчатки – не менее двух пар;
5. Диэлектрические боты (для ОРУ) – 1 пара;
6. Диэлектрические галоши – 2 пары (для 0,4 кВ);
7. Временные ограждения – не менее двух штук;
8. Переносные заземления – не менее двух штук на напряжение;
9. Диэлектрические коврики – по местным условиям;
10. Переносные плакаты и знаки безопасности;
11. Шланговый противогаз – 2 шт.;
12. Защитные очки – 2 пары;
13. Медицинская аптечка.

4.2 Обеспечение электробезопасности

Для защиты оперативно-ремонтного персонала от поражения электрическим током в соответствии с ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ И-1.04.88 все коммутационное оборудование подстанции оснащено заземляющими ножами. Разъединители 110 кВ имеют механическую блокировку с заземляющими ножами, что позволяет исключить неправильные действия электротехнического персонала в случае включения этих аппаратов из отключенного состояния, когда они были заземлены ножами.

Распределительное устройство оборудовано оперативной блокировкой, исключающей возможность:

1) включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;

2) включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;

3) отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии установлена только механическая блокировка с приводом разъединителя и приспособление для запирания заземляющих ножей замками в отключенном положении.

Заземляющие ножи окрашены в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашены в красный цвет, а рукоятки других приводов - в цвета оборудования.

В ЗРУ-10 кВ выключатели, установленные в ячейках КРУ, также имеют механическую блокировку с заземляющими ножами. С целью обеспечения допустимого уровня напряжения прикосновения конструкция ЗРУ и оборудование заземляется с контуром заземления, который выполнен с использованием естественных заземлителей – металлические конструкции распределительного устройства и металлические кабельные конструкции.

Контур заземления ЗРУ соединен с заземляющим устройством ОРУ-110 кВ не менее чем в двух точках.

Таблица 4.1 - Классификация производства, среды, зданий и сооружений

Наим-е помеще-ния, участка	Категория по взрывопожар опасности НПБ 105-03	Степень огнесто йкости здания, СНиП 2.01.02-85	Класс взрыво- или пожаро - опасной зоны, ПУЭ Гл.7.3, 7.4.	Класс помеще ния по окруж. среде ПУЭ 1.1.4, 2.1.12	Класс помещен ия по опасности пораже-ния электр. током, ПУЭ, 1.1.13.	Группа произв. процессо в по санит. хар-ке, СНиП 2.09.04-87	Санит. класс произв одства, ширин а СЗЗ, СНиП 2.09.04 -87
ОРУ 110кВ	-	-	II-III	отрытое	Особо опасное	2Г	IV-100м
ЗРУ-10кВ	Г	II	-	влажное	Особо опасное	3А	V-50м
Камера трансфор маторная (ТСН)	В	I	П-I	влажное	Особо опасное	3А	V-50м
Кабельн ые каналы	В	I	П-IIа	сухое	с повыш.оп ас.	3Б	V-50м
аккумуля торная	А	II	В-1а	С химич. акт.сред	Особо опасное	1Б	IV-100м
ОПУ	Д	II	-	сухое	с повыш.оп ас.	3Б	V-50м
Маслоул овитель	В	II	П-1	влажное	Особо опасное	3А	IV-100м

4.3 Мероприятия и средства по обеспечению безопасности труда

4.3.1 Защита от прикосновения к токоведущим частям.

Проектом предусмотрено:

- ограды (ПУЭ гл.4.1, 4.2) двух видов внешняя и внутренняя. Внешняя ограда служит препятствием для прикосновения на территорию посторонних лиц и крупных животных и имеет высоту 2 м. Внутренняя ограда служит для выделения зон ОРУ разного класса напряжений и имеет высоту 1,6 м;

- смешанные ограждения токоведущих частей высотой 2 м для ОРУ, 1,6 м для ЗРУ, защитные кожухи и оболочки;

Шторки шкафов КРУ автоматически закрываются при выводе МВ в ремонтное положение. На дверях шкафов КРУ предусмотрена световая и звуковая сигнализация.

4.3.2 Защита от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим токоведущим частям, оказавшимся под напряжением.

Проектом предусмотрено [1]:

- защитное заземление в электроустановках напряжением 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью и 10кВ с изолированной нейтралью;

- защитное автоматическое отключение питания (зануление) – в электроустановках напряжением 0,4 кВ с глухо заземленной нейтралью;

- выравнивание потенциалов- путем устройства контуров заземления ОРУ;

- контроль изоляции в сети 10 кВ с изолированной нейтралью с действием на сигнал и с последующим контролем асимметрии напряжения.

Для этого используются вторичные обмотки трансформаторов напряжения, соединенные в разомкнутый треугольник.

- устройства защитного отключения (УЗО), реагирующие на дифференциальный ток, обладают комплексом защитных функций и в этом смысле не имеют аналогов. УЗО обеспечивают высокую степень защиты людей от поражения электрическим током при прямом и косвенном прикосновении, кроме того, УЗО обеспечивают снижение пожарной опасности электроустановок. Следует отметить, что в случае преднамеренного прикосновения к токоведущим частям применение УЗО является единственно возможным способом обеспечения защиты, как и в случае отказа основных видов защиты.

В системе TN-C-S трансформаторная подстанция имеет непосредственную связь проводящих частей электроустановок с землёй. Все открытые проводящие части электроустановки здания имеют непосредственную связь с точкой заземления трансформаторной подстанции. Для обеспечения этой связи на участке трансформаторная подстанция — электроустановки здания применяется совмещенный нулевой защитный и рабочий проводник (PEN), в основной части электрической цепи — отдельный нулевой защитный проводник (PE).

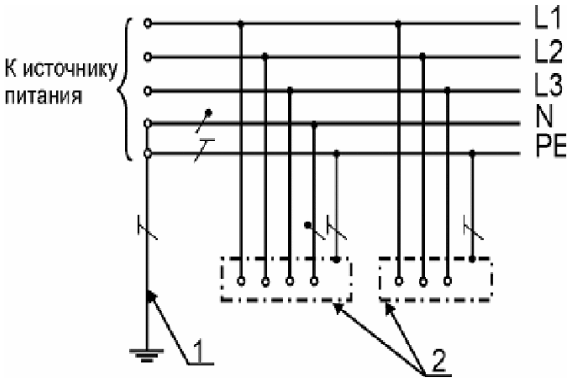


Рисунок 4.1 - Система заземления нейтрали T-N-C-S

4.3.3 Защита от электрической дуги.

Проектом предусмотрено:

- указатели положения выключателей (ВКЛ-ОТКЛ) и световая сигнализация положения (ВКЛ-красный; ОТКЛ-зеленый);

Механические указатели положения главных и заземляющих ножей разъединителей с надписями: ВКЛ, ОТКЛ;

- окраска рукояток приводов заземляющих ножей в красный цвет, рукояток других приводов- в цвета оборудования;

Оперативная блокировка, исключающая возможность;

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;

- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;

- отключения и включения разъединителями тока нагрузки;

- коммутационные аппараты с дугогасительными устройствами;

- компенсация емкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ с изолированной нейтралью [1];

- применение оперативным персоналом при переключениях костюмов для защиты от электрической дуги.

4.3.4 Защита от статического электричества.

Проектом предусмотрено:

- заземление наземных резервуаров горючих и легковоспламеняющихся жидкостей (сопротивление растеканию заземлителя не более 100 Ом);

- присоединение трубопроводов маслохозяйства, сжатого воздуха, воздухосборников, воздуховодов, вентиляционных систем к заземляющим устройствам зданий и сооружений;

Электропроводящие полы в аппаратной маслохозяйства;

Применение антистатической обуви для персонала, обслуживающего маслохозяйство.

4.3.5 Нормализация воздушной среды производственных помещений.

В ОПУ предусмотрено: объем и площадь производственных помещений, приходящихся на одного работающего 15 $м^3$, а площадь не менее 4,5 $м^2$.

В помещениях подстанции предусмотрено:

-поддержание оптимальных параметров микроклимата путем применения отопления тэнами, вентиляции, кондиционирования воздуха;

- отопление электрическое,

- вентиляция приточно-вытяжная,

- расположение аккумуляторной в отдельном помещении.

Таблица 4.2 - Показатели температуры и влажности

№	Помещение	Температура воздуха ^{0}C		Относительная влажность %	
		В холодный период	В теплый период	В холодный период	В теплый период
1	ОРУ	15-20	18-25	60-30	60-30
2	Помещение АБ	+10	18-25	60-30	60-30
3	ЗРУ-10кВ	положительная	25-30	90-60	90-60

В помещении ОПУ установлен электрический обогрев. В помещении ЗРУ-10 кВ в каждой ячейке установлен электрический тен. Обогрев включает дежурный персонал при температуре окружающей среды -5^{0}C. Вентиляция естественная. В помещении аккумуляторной батареи установлено электрическое отопление закрытого типа для того, чтобы при КЗ в электропроводке обогрева искра не могла попасть в помещение аккумуляторной батареи. Вентиляция принудительная.

4.3.6 Нормализация производственного освещения.

Для ОПУ определяем разряд зрительных работ и нормы естественного освещения:

- минимальный размер объекта различия 0.5-1 мм;
- разряд зрительных работ IV-а;
- норма естественного освещения 1.5%;
- норма искусственного освещения 200лк.

В соответствии с изложенным для ОПУ устанавливается освещение с применением электрических ламп накаливания и соответствующих светильников (НСПО-4 для общего, СМО-1 для местного на напряжение 220В). Обслуживание светильников предусматривается при полном снятии напряжения сети (выключателями безопасности отключается пускателем) с приставных лестниц или стремянок.

Для наружного освещения предусматривается прожекторы типа ПЗС-45. Светильники наружного освещения разбиты на 2 группы, питаемые от независимых источников электроэнергии по 50% светильников в каждой группе.

в) аварийное освещение, при котором наименьшая освещенность 20лк, с применением ламп накаливания, питаемых от независимого источника питания (АКБ) мощностью 60 Вт каждая. Аварийное освещение (освещение эвакуации и безопасности) напряжение 220В.

Освещение при ремонтных работах, осуществляется с помощью переносных аккумуляторных светильников типа НРП 09-3,75/ П56-01-ОМЗ не более 6В.

г) очистка стеклованных проемов и светильников проводится не реже одного раза в год;

д) очистку и побелку потолков и стен производственных помещений производят по графику ремонта, утвержденного главным инженером, но не реже 1 раз в 5 лет.

4.3.7 Защита от шума.

Проектом предусмотрены архитектурно-планировочные мероприятия:

- размещение трансформаторов на расстоянии от ОПУ;
- покрытие стен и потолков помещения ОПУ с звукопоглощающими облицовочными материалами, герметизация и уплотнение окон и дверей.

4.4 Мероприятия по защите окружающей среды

4.4.1 Снижение загрязнения сточных вод.

Проектом предусмотрено:

- для предотвращения попадания масла в водоемы предусмотрен маслоприемник на 100 % содержимого масла на ПС.
- сброс отходов хозяйственной канализации осуществляется через канализационную систему.

4.4.2 Предотвращение загрязнения территории.

Проектом предусмотрено:

- утилизация отходов и демонтированных деталей и оборудования после обслуживания и ремонтов электроустановок;
- централизованный сбор вышедших из строя газоразрядных ламп и приборов, содержащих ртуть;

Предотвращение разлива трансформаторного масла (маслоуловитель).

4.4.3 Борьба с энергетическими загрязнениями.

Проектом предусматривается рациональное использование земли. Расположение ПС в удалении от жилых территорий исключает вредные воздействия различных факторов на людей.

4.4.4 Организационные мероприятия.

Проектом предусмотрено:

- составление экологического паспорта ПС;
- разработка лимитов, ПДС в водоемы, лимитов на захоронение твердых отходов и согласование их с администрацией района.

4.5 Мероприятия и средства по обеспечению безопасности в чрезвычайных ситуациях

4.5.1 Предотвращение пожаров и взрывов.

Проектом предусмотрено:

- выбор электрооборудования, проводов, кабелей согласно ПУЭ;
- выбор электрооборудования по ПУЭ в соответствии с классом взрыво и пожароопасных зон;
- защита электрических цепей от токов КЗ, перегрузок;
- релейная защита;
-взрывозащищенное оборудование для вытяжной вентиляции аккумуляторной;

-молниезащита зданий, сооружений, маслобаков с помощью молниеотводов (с зоной защиты Б и III категорией молниеотводов), заземление крыш, металлических резервуаров;

- блокировка выключателей и разъединителей;

-защита электрооборудования от перенапряжений с помощью ограничителей перенапряжений (ОПН);

- защита от статического электричества;

- максимально возможное применение негорючих и трудногорючих веществ вместо пожароопасных;

- ограничение количества горючих веществ и их размещения;

- изоляция горючей среды.

4.5.2 Пожарная защита и взрывозащита.

К пожароопасному оборудованию относятся трансформаторы, реакторы, масляные выключатели, конденсаторные батареи, склад масла, шкафы КРУ с кабельными вводами, силовые и контрольные кабели.

Проектом предусматривается:

- предотвращение распространения пожара за пределы очага, отвод масла от трансформаторов при аварии;

- применение средств пожаротушения: кошма, ящики с песком, углекислотные и порошковые огнетушители, противопожарный водопровод с питанием от внешней сети;

- применение конструкций объектов с регламентированными пределами огнестойкости и горючести;

- обеспечение эвакуации людей;

- применение средств коллективной защиты и индивидуальной защиты людей;

- система противодымовой защиты - учитывая малочисленность персонала и наличие сигнализации для пожароопасных помещений;

- дымоудаление производится с помощью имеющихся вентиляционных систем, предназначенных для аварийной вентиляции;

- применение средств пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре: система пожарной сигнализации на ПС производит автоматическое оповещение обслуживающего персонала в момент возникновения пожара и обеспечивает ввод в действие средств автоматического пожаротушения. На ПС обязательному оборудованию пожарной автоматической сигнализацией подлежат: кабельные сооружения, помещения масляных трансформаторов, ОПУ. На ПС принимаются серийно выпускаемые автоматические извещатели ДИП: дымовые, тепловые. Они устанавливаются на потолке и включаются в систему электрической пожарной сигнализации с помощью прибора ППС-3, обеспечивающего автоматический пуск автоматических средств пожаротушения.

Тушение пожара осуществляется с помощью первичных средств пожаротушения огнетушителями типа ОУ-80, ОУ-25, ОУ-8, ОХЛ-10, а также выездными бригадами ПЭС и местной пожарной командой. Для

предотвращения растекания трансформаторного масла из силовых трансформаторов (в случае аварии) и пожара предусмотрен маслоуловитель.

К взрывоопасным помещениям относятся аккумуляторные батареи и период заряда. В этот период в помещении аккумуляторной включается система приточно-вытяжной вентиляции. Вытяжная шахта выводится наружу на 1,5 м выше кровли здания.

4.6 Анализ производственных воздействий ПС на окружающую среду

4.6.1 Загрязнение водоемов.

На ПС осуществляется постоянное оперативное дежурство, подведена вода и имеется канализация. Существует вероятность попадания сточных вод, загрязненных трансформаторным маслом, в водоемы. Возможно загрязнение ртутью вышедшими из строя газоразрядными лампами. Ртуть особенно опасна при попадании в водоемы, так как по цепи питания она может попасть в пищу людей.

4.6.2 Загрязнение почвы.

Возможны загрязнения почвы горючими жидкостями (трансформаторное масло), утечками из электрооборудования, протирочными жидкостями, которые применяются во время эксплуатации и ремонта (Б-70, растворители). Твердые отходы ПС содержат металлический лом (лом электрооборудования, строительный лом), остатки после монтажа, ремонтных работ. Возможно загрязнение ртутью вышедшими из строя газоразрядными лампами. Ртуть обладает кумулятивным эффектом.

4.7 Расчет заземляющего устройства

Защитное заземление по своей природе обладает свойством снижения напряжения на различном электрооборудовании, опасного для человека, обусловленные замыканием на корпус или другой причиной, до безопасного в отношении поражения электрическим током значений. Достигнуть этого возможно путем снижения потенциала заземленного оборудования, т.е. уменьшая сопротивление заземлителя и заземляющего устройства в целом. Такой результат можно получить путем выравнивая заземляющее оборудование и потенциалы основания, на котором находится человек.

В качестве расчетного времени воздействия при определении значения допустимого напряжения прикосновения принимаем сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя. Для того чтобы основное требование, которое предъявляется к заземляющим устройствам выполнялось, в электроустановках такого класса напряжения, сопротивление заземляющих устройств не должно превышать 0,5 Ом. Основной задачей расчета заземляющего устройства является определение составных

параметров заземления в которые входят типы и размеры, а так же количество электродов заземления.

Исходные данные:

- площадь ОРУ 110 кВ – 44х36 м;
- грунт в месте сооружения подстанции – суглинок;
- климатическая зона – II;
- время действия релейной защиты − 0,12 с;
- полное время отключения выключателя − 0,08 с;
- наибольший ток замыкания на землю − 18,4 кА;
-имеется искусственный заземлитель: система трос-опора с сопротивлением заземления 2 Ом (данные проведенных замеров).

В соответствии с ПУЭ для стороны 110 нормируемое сопротивление заземляющего устройства должно быть не более чем 0,5 Ом. Так как сопротивление естественного заземления больше чем сопротивление заземляющего устройства 0,5 Ом, необходима установка дополнительного искусственного заземляющего устройства такого сопротивления, чтобы их комбинация с естественным давала результирующее сопротивление ниже нормируемого.

Сопротивление искусственного заземлителя определяют по формуле:

$$R_и = \frac{Re \cdot Rзм}{Re\text{-}Rзм}; \qquad (4.1)$$

$$R_и = \frac{2 \cdot 0,5}{2\text{-}0,5} = 0,667 \text{ Ом}.$$

Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя, рекомендуемое для расчетов для данной местности составляет ρ = 100 Ом. Для климатической зоны II повышающие коэффициенты равны: 3,5 − для горизонтальных электродов, длина − 4,3 м, при глубине заложения их вершин 0,7 м.

Расчетное удельное сопротивление:

$$\rho_г = \rho \cdot К_{пг}; \qquad (4.2)$$

$$\rho_г = 100 \cdot 3,5 = 350 \text{ Ом};$$

$$\rho_в = \rho \cdot К_{пв}; \qquad (4.3)$$

$$\rho_в = \rho \cdot К_{пв} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом·м}.$$

Сопротивление растеканию одного вертикального электрода (трубы диаметром 20 мм, длиной 4,3 м на глубину 0,7 м) вычислим с помощью следующей формулы:

$$R_{овз} = \frac{0{,}366 \cdot \rho_в}{1} \cdot \left(\lg\frac{2 \cdot 1}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg\frac{4 \cdot t+1}{4 \cdot t-1}\right) = 36{,}17 \text{ Ом}, \quad (4.4)$$

где l – длина электрода, м;
d – диаметр электрода, м;
t – глубина заложения, м.

$$R_{овз} = \frac{0{,}366 \cdot 150}{4{,}3} \cdot \left(\lg\frac{2 \cdot 4{,}3}{0{,}02} + \frac{1}{2} \cdot \lg\frac{4 \cdot 2{,}5+4{,}3}{4 \cdot 2{,}5-4{,}3}\right) = 36{,}17 \text{ Ом}.$$

Формула определения примерного числа вертикальных заземлителей:

$$n = \frac{R_{овз}}{k_{ивз} \cdot R_н}, \quad (4.5)$$

где $k_{ИВЗ}$ – при коэффициенте использования вертикальных заземлителей ($k_{ИВЗ}$ = 0,8).

$$n = \frac{36{,}17}{0{,}8 \cdot 0{,}667} = 68 \text{ шт}.$$

Сопротивление растеканию тока горизонтальных электродов (полос 40х4 мм^2), которые приваренные к верхним концам электродов определяем по формуле:

$$R_{гэ} = \frac{0{,}366}{l_п} \cdot \left(\lg\frac{2 \cdot l_п^2}{b \cdot t}\right), \quad (4.6)$$

где $l_П$ – периметр ОРУ 110 кВ, м;
b – ширина полосы, м;
t – глубина заложения, м.

$$R_{гэ} = \frac{0{,}366}{160} \cdot \left(\lg\frac{2 \cdot 160^2}{0{,}04 \cdot 0{,}7}\right) = 0{,}385 \text{ Ом}.$$

Действительное сопротивление току горизонтальных электродов определим по формуле:

$$R_{гзэ} = \frac{R_{гэ}}{k_{изг}},$$

где $k_{ИЗГ}$ – коэффициент использования горизонтальных электродов ($k_{ИЗГ}$=0,235).

$$R_{гзэ} = \frac{0{,}385}{0{,}235} = 1{,}638 \text{Ом}.$$

После этого нужно рассчитать сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{ВЭ} = \frac{R_{ГЭ} \cdot R_N}{R_{ГЭ} - R_N}, \quad (4.7)$$

$$R_{ВЭ} = \frac{1{,}638 \cdot 0{,}667}{1{,}638 - 0{,}667} = 1{,}125 \text{Ом}.$$

Уточненное количество вертикальных электродов (при $k_{ИВЗ}$ = 0,38):

$$n = \frac{R_{ОВЭ}}{k_{ИВЗ} \cdot R_{ВЭ}}, \quad (4.8)$$

$$n = \frac{36{,}17}{0{,}38 \cdot 1{,}125} = 77 \text{шт.}$$

В результате, к установке принимаем 85 электродов. Дополнительно к контуру по территории подстанции устанавливаем сетку из продольных полос, которые расположены на расстоянии 0,8–1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 5 м.

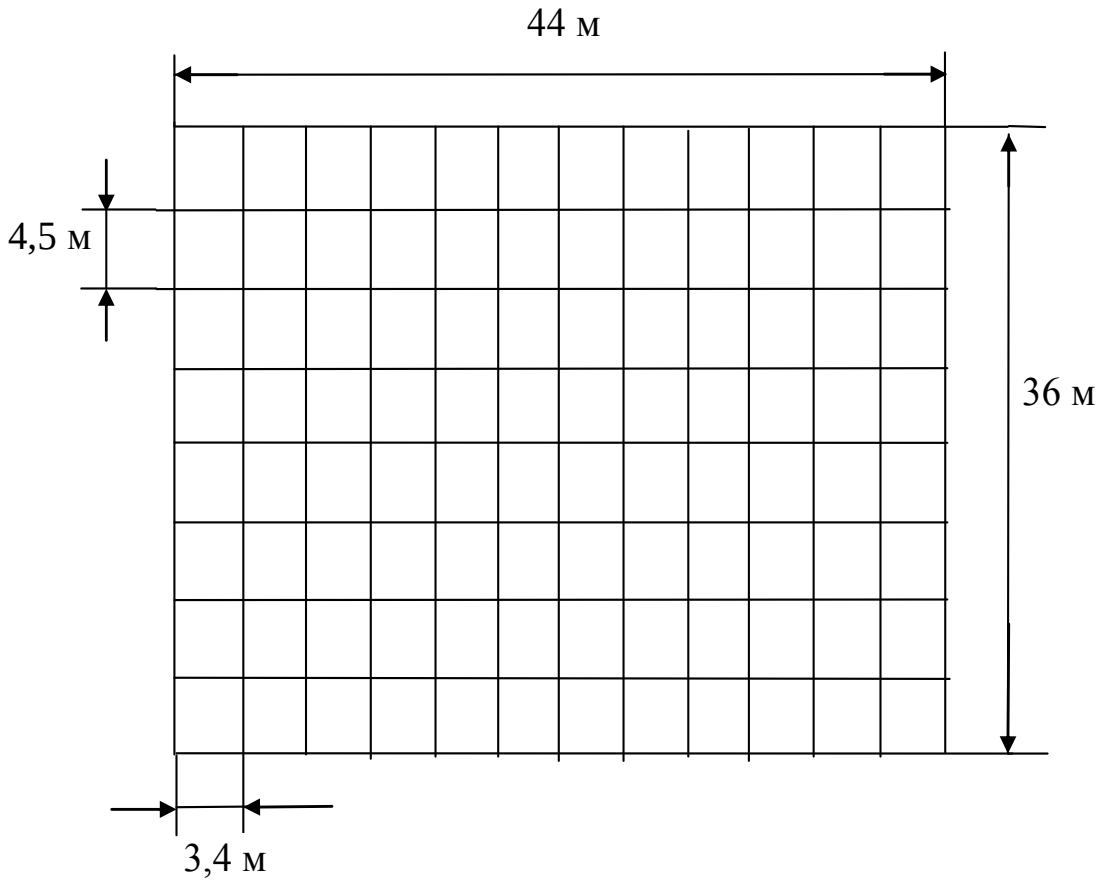


Рисунок 4.2 - Схема заземляющего устройства

5 Экономическая часть. Технико-экономическое обоснование проектирования электрических сетей 110 кВ Павлодарской области

5.1 Цели разработки проекта

В данном проекте перед нами стоит задача постройки новой понизительной подстанции ПС «Новая» 110 кВ на территории Павлодарской области и присоединение этой подстанции двухцепной линии 110 кВ от ПС «Ленинская».

Новая ПС «Новая» напряжением 110/10 кВ будет сооружена открытого типа с двумя трансформаторами ТДН - 25000/110 мощностью по 25 МВА каждый. Строительство подстанции обусловлено высоким темпом строительства новых зданий и учреждений в данном районе, соответственно, увеличением нагрузок потребителей, а также для повышения надежности электроснабжения потребителей электрической энергии.

Сооружение ответвления двухцепной линии электропередач 110 кВ планируется произвести с использованием проводов марки АС–150/24. Общее расстояние прохода линии составляет 6,84 км, тогда как общая протяженность линии с учетом того, что она будет двухцепной, составит 13,68 км.

5.2 Анализ рынка сбыта

Павлодарская область в настоящее время – увеличивающаяся и динамично развивающаяся область Казахстана. Активное развитие инфраструктуры ведет к соответствующему росту потребления электрической энергии.

Данные по процентному соотношению групп потребителей электропотребления, представленные в виде графика показаны на рисунке 5.1.

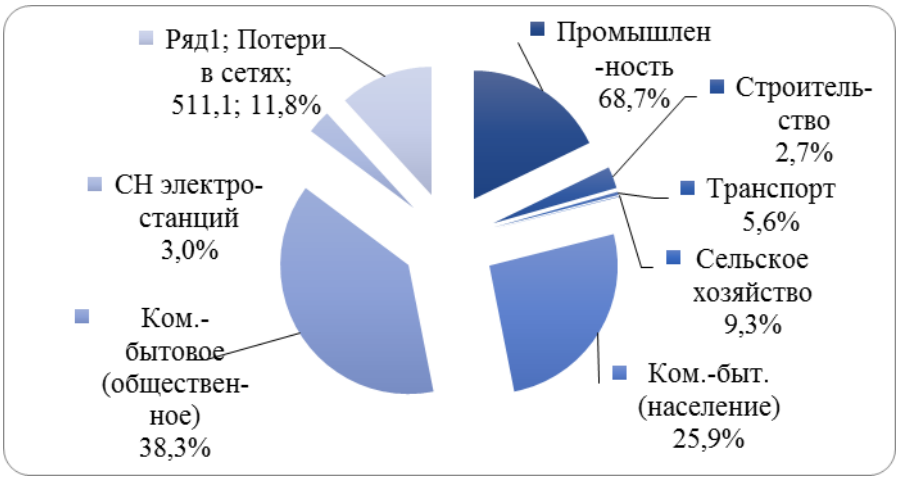


Рисунок 5.1 - Электропотребление Павлодарской области по группам потребителей

5.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы

На подстанции и ЛЭП устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Установка оборудования, арматуры и токопроводов выполняется силами персонала подстанции. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций. В ТОО численность работников составляет 5 человек со среднемесячной заработной платой 130000 тенге.

ТОО «Казэнерго» занимается продажей электроэнергии. Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергообъекта создается Товарищество с ограниченной ответственностью с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

5.4 Расчет технико-экономических показателей

При определении капиталовложений в проект учитывается мощность и тип трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, а также стоимость всего устанавливаемого оборудования. В данном случае тип трансформаторов – ТМН 2500/110 кВА, количество трансформаторов -2. Капиталовложения в строительство подстанции предусматривают покупку нового оборудования, строительные работы, монтажи и прочие затраты.

Таблица 5.1 - Капиталовложения на строительство подстанции

Объект	Напряжение, кВ	Капиталовложения, млн. тенге				
		Строительные работы	Монтаж	Оборудование	Прочие затраты	Итого
ПС «Новая»	110/10	42,6	19,7	463,6	9,6	535,5

Постоянная часть затрат $К_{пост}$ = 86,5 млн. тенге.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанции составляют:

$$К_{п/ст} = 535,5 + 86,56 = 622 \text{ млн.тг.}$$

При определении стоимости сооружения воздушной линии электропередачи учтены следующие показатели: напряжение – 220 кВ, тип опор − стальные, сечение проводов – АСО-300.

Затраты на сооружение линии можно определить исходя из стоимости 1 км воздушной линии:

$$К_{лэп} = К_{уд} \cdot L, \qquad (5.1)$$

где $К_{уд}$–удельные капиталовложения на сооружение ЛЭП, учитывающие затраты на провод, опоры, строительно-монтажные работы и т.п.;

L- протяженность линии, км.

Таблица 5.2 - Капиталовложения в сооружение линии электропередачи

Линия	Протяженность линии, км	Стоимость за один км. длины линии, млн. тенге	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом монтажных работ)
ВЛ 110 кВ	6,84	5,5	37,62

Общие капитальные вложения в строительство составляют вложения на строительство и сооружение линии электропередачи:

$$К_{эс} + К_{п/ст} + К_{лэп}, \quad (5.2)$$

$$К_{эс} = 622 + 37,62 = 659,5 \text{ млн.тг.}$$

Ежегодные издержки производства подстанции и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Расчет годовых эксплуатационных расходов ($И_{общ}$) рассчитывается по формуле:

$$И_{общ} = И_а + И_{з.п} + И_{е.с.н.} + И_м + И_н, \quad (5.3)$$

где $И_а$ – амортизационные отчисления (нормы амортизационных отчислений для отрасли – 5-10%);

$И_{з.п}$ – общий фонд оплаты труда;

$И_{е.с.н.}$ – единый социальный налог, составляющий 11% от разницы между $И_{з.п}$ и перечислением пенсионных взносов в накопительный пенсионный фонд $И_{п.ф}$: $И_{е.с.н.} = (И_{з.п} – И_{п.ф}) \cdot 0,11$;

$И_м$ – материальные затраты и запасные части (при отсутствии данных принять 0,5% от капитальных вложений);

$И_н$ – накладные расходы (или косвенные расходы – управленческие, хозяйственные, затраты за обучение кадров, транспортные расходы). Обычно это 12÷15 % от суммы всех издержек.

Годовые издержки на амортизацию составит:

$$И_а = К_{ЭС} \cdot 0,1,$$

где $И_а$ – амортизационные отчисления (нормы амортизационных отчислений для отрасли приняла равным 10%);

$К_{эс}$- общие капитальные вложения.

$$И_а = 0,1 \cdot 659,5 = 65,96 \text{ млн.тг.}$$

Годовые издержки на оплату труда составит:

$$И_{зп} = U \cdot З_{ср} \cdot Т, \quad (5.4)$$

где U-количество работников;
$З_{ср}$ - средняя оплата труда;
Т-отчетный период.

$$И_{зп} = 5 \cdot 130000 \cdot 12 = 7,8 \text{ млн.тг.}$$

Годовые издержки на единый социальный налог составит:

$$И_{есн} = (И_{зп} – И_{пф}) \cdot 0,11,$$

где $И_{з.п}$ – годовые издержки на оплату труда;
$И_{п.ф.}$-издержки пенсионного фонда.

$$И_{есн} = (7,8 – 0,1 \cdot 7,8) \cdot 0,11 = 0,77 \text{ млн.тг.}$$

Годовые издержки на материальные затраты составит:

$$И_м = 0,005 \cdot К_{эс}$$

где $И_м$ – материальные затраты и запасные части (при отсутствии данных принять 0,5% от капитальных вложений);
$К_{эс}$ - общие капитальные вложения.

$$И_м = 0,005 \cdot 659,6 = 3,298 \text{ млн.тг.}$$

Годовые издержки на накладные расходы составит:

$$И_н = 0,13 \cdot (И_а + И_{з.п} + И_{е.с.н.} + И_м), \quad (5.5)$$

где Ин – накладные расходы (или косвенные расходы – управленческие, хозяйственные, затраты за обучение кадров, транспортные расходы). Приняла 12 % от суммы всех издержек.

$$И_н = 0,13 \cdot 77,8 = 10,114 \text{ млн.тг.}$$

Тогда:

$$И_{общ} = 65,96 + 7,8 + 0,77 + 3,298 + 10,114 = 87,9 \text{ млн.тг.}$$

5.5 Определение себестоимости передачи электроэнергии

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

$$S = \frac{И_{общ}}{Э}, \quad (5.6)$$

где $И_{общ}$ – суммарные издержки;

Э – объем отпущенной электроэнергии, кВт·ч:

$$Э = n \cdot P \cdot \cos\varphi \cdot К_з \cdot T_{max}, \quad (5.7)$$

где n – количество трансформаторов на подстанции;

$К_з$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

cosφ – коэффициент мощности;

T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$Э = 2 \cdot 2500 \cdot 0,58 \cdot 0,7 \cdot 5800 = 117,77 \text{ МВт·ч.}$$

Определим себестоимость:

$$S = \frac{87,9}{117,77} = 0,74 \text{тенге/кВт} \cdot \text{ч}.$$

5.6 Расчет чистой прибыли

Рассчитываем тариф ТОО «Казэнерго» на передачу электроэнергии, исходя из уровня рентабельности 12%.

$$T_{ТОО\ «казэнерго»} = S_{перед} + 0,15 \cdot S_{перед}, \quad (5.8)$$

$$T_{ТОО\ «казэнерго»} = 0,74 + 0,15 \cdot 0,74 = 0,851 \text{ тенге/кВт·ч.}$$

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии:

$$V_{реал} = Э_{пер} \cdot T_{ТОО}, \quad (5.9)$$

$$V_{реал} = 117,7 \cdot 0,851 = 100,16 \text{ млн.тг.}$$

С учётом издержек прибыль составит:

$$П = V_{реал} – ΣИ; \quad (5.10)$$

$$П = 100,16 – 87,9 = 12,26 \text{ млн.тг.}$$

Чистая прибыль с учетом 20% налога на прибыль составит:

$$ЧП = 12,26 \cdot 0,8 = 9,808 \text{ млн.тг.}$$

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = ЧП + И_{ам}, \quad (5.11)$$

$$CF = 9,808 + 65,96 = 75,768 \text{ млн.тг.}$$

5.7 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0, \quad (5.12)$$

где I_o – инвестиции в данный проект, млн. тг.,

CF_t – поток наличности, млн. тг.,

r – ставка дисконтирования,

t – время реализации проекта, год.

Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. до 7-го года (таблица 5.3). NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (Internal Rate of Return, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования r, при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow \text{при} \rightarrow IRR = r$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

1) не зависит от вида денежного потока;
2) нелинейная форма зависимости;
3) представляет собой убывающую функцию;
4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

Рассчитывается IRR для $r = 12\%$ банковского процента.

Остальные значения рассчитываются аналогично и заносятся в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 - Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^n$	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-659,6	1	-659,6
1	75,768	0,893	-589
2	75,768	0,797	-469,4
3	75,768	0,712	-334,2
4	75,768	0,635	-212,2
5	75,768	0,567	-120,3
6	75,768	0,506	-60,87
7	75,768	0,452	27,5

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 7 лет, что соответствует нормативному сроку окупаемости.

PV=75,768·0,893+75,768·0,797+75,712·0,635+75,768·0,567+75,768·0,506+ 75,768·0,452=311,19.

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

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t}) / K_0 \,. \qquad (5.13)$$

Если: PI > 1, то проект следует принять, PI < 1, то проект следует отвергнуть, PI = 1, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Логика критерия

PI такова: он характеризует доход на единицу затрат. В отличие от чистого приведенного эффекта индекс рентабельности является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета t, когда NPV положительный.

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{PV/(1+r)^t}{K_0} = \frac{311,19/0,452}{659,6} = 1,04.$$

Так как PI>1, то проект следует принять. Технико – экономическое обоснование строительства подстанции 110/10 кВ показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 659,6 млн. тенге, дисконтированной стоимости, составляющей 659,6 млн. тенге окупятся за 7 лет, т.е. строительство можно считать экономически целесообразной.

Заключение

В дипломной работе на тему «Проектирование районной электрической сети 110 кВ в Павлодарской области» было рассмотрено существующее состояние и перспективы развития Павлодарской области, приведены сведения о существующих источниках и нагрузках рассматриваемого участка сети.

В связи с развитием электрических сетей 110 кВ и проектированием ПС «Новая» 110/10 кВ в дипломной работе были произведены выбор и обоснование конфигурации электрических сетей.

При помощи программного комплекса «RASTR» был проведен анализ основных режимов работы существующей электрической сети и сети с учетом ввода ПС «Новая».

Были получены следующие результаты расчета в программе «RASTR»:

- в результате расчета максимального режима работы была рассчитана общая активная мощность генерации в существующей сети. Получены значения потерь активной мощности от общей генерируемой. Из результатов расчета максимального режима сети с учетом ввода ПС «Новая» получена общая активная мощность генерации и доля потерь активной мощности от общей генерируемой;

- в результате расчета минимального режима работы была рассчитана доля потерь активной мощности от общей мощности генерации в существующей электрической сети. В минимальном режиме работы сети с учетом ввода ПС «Новая» рассчитаны потери активной мощности от общей генерируемой активной мощности.

Произведен расчет нормального режима работы существующих сетей 110 кВ с помощью программы «RASTR» и предложены два варианта развития сети.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» были произведены анализ производственных воздействий ПС на окружающую среду и расчет заземляющего устройства.

Экономический раздел работы включил в себя расчет ежегодных издержек, расчет капиталовложений, расчет себестоимости, расчет чистой прибыли, а также расчет показателей финансово-экономической эффективности инвестиций. Данные расчеты показали, что срок окупаемости инвестиций составит 7 лет.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ), 2015.

2. Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г., Шапиро И.М. Проектирование электрических сетей: Справочник для студентов энергетических вузов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012 г.

3. Герасименко А.А. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие. – Ростов-на Дону: Феникс, 2006.

4. Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети: Учебное пособие для студентов электроэнергетических спец. вузов. – СПб.: Издательство Сизова М.П., 2001.

5. Федин В.Т., Фадеев Г.А. Проектирование распределительных электрических сетей: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. – М.: Высш. шк., 2009.

6. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: Под.ред. В.А.Макаров.—М.: Высшая школа, 2005.

7. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ: Учебное пособие. Файсбисович Д.Л., Карапетян И.Г.- М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.

8. В. И. Свешников, Н. А. Пономарёва. Методические указания к организационно-экономической части дипломных проектов. – Юж.-Рос. гос.техн. ун-т, Новочеркасск: ЮРГТУ, 2005. – 35 с.

9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

10. СНиП РК 2.04-05-2002.

11. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. -6-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 824 с.

12. Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работ.

13. СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий», 2003-75с.

14. Карапетян, И.Г., Справочник по проектированию электрических сетей. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

15. Маньков, В.Д., Защитное заземление и защитное зануление электроустановок: Справочник.- СПб.: Политехника, 2005. - 400 с.

16. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. – М.: ИНФРА-М: Форум, 2010. – 214 с.

17. http://electricalschool.info/main/electrobezopasnost/517-zashhitnoe-zanulenie-v.html 11

18. http://silovoytransformator.ru/stati/vybor-silovyh-transformatorov.htm