МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические сети и системы

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____
Нибетжулов А.К.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «17» 06 **20**16 **г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расчет режимов электрических сетей Бостандыкского района г. Алматы, с учетом перспективного роста коммунально-бытовых нагрузок

Специальность 5В071800

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

Научный руководитель к.т.н, доцент Мухамбетова С.Г.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
к.э.н, Вамбева А.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «26» мая 20 16 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
д.т.н, профессор Джусебаев М.К
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «24» мая 20 16 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст. преп Соколова М.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «15» 06 20 16 г.
(подпись)

Рецензент: к.т.н, проф. кафедры ИСиАМ Исмагулов М.Н.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «16» 06 20 16 г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетики
Специальность 5В071800
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Ибраев Анвар Ермекович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расчет режимов электрических сетей Бостандыкского района г. Алматы, с учетом перспективного роста коммунально-бытовых нагрузок
утверждена приказом ректора №148 от «19» 10 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «10» 06 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Схема замещения
Схема ПС-157 каз ГУ, Новая.
Схема Ф-32

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

Расчёт режимов существующих нагрузок.
Расчёт режимов перспективных нагрузок
Анализ результатов.
БНД.
Технико экономический расчёт

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Существующая схема ПС. (ПС-157)
2. Схема Ф-32.
3. Однолинейная схема ПС.
4. Электрическая схема Ф-32.
5. Технико-экономические показатели.

Рекомендуемая основная литература

1. Идельчик В.И. Электрические сети и системы. Учебник для ВУЗ-ов 1989г.
2. А.А. Герасименко, В.Т. Федин. «Передача и распределение электр энергии" Изд.Ф. 2008 г
3. Блок В.И. «Электрические сети и системы". Учебное пособие для вузов изд. Высш. школа. 1986.
4. Алиханова. Охрана труда и техника безопасности. Уч. пособие - г. Астана - 2011.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БНД	Досебаева М.К	01.02 - 24.05.	
Экономич. часть	Вашева Е.М.	29.02 - 26.05	

График
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1. Состояние и Перспективы развития электроэнергетической отрасли РК	19.10.2015	
2. Нынешнее состояние АО „АНК"	5.01.2016	
3. Описание схемы выбранного объекта, нагрузки и их структура	10.02.2016	
4 Расчет режимов эл. сети Ф-32 ПС 157	15.05.2016	
5 Анализ результатов	15.04.2016	
6. Охрана труда и безопасность жизнедеятельности	20.05.16	
7 Экономическая часть	25.05.16	

Дата выдачи задания «19» 10 2015 г.

Заведующий кафедрой _____ (Умбеткулов Е.К.)
(подпись) (Ф.И.О.)

Научный руководитель проекта _____ (Михайлова Е.В.)
(подпись) (Ф.И.О.)

Задание принял к исполнению студент _____ (Ибраев А.Е.)
(подпись) (Ф.И.О.)

Аннотация

В дипломной работе на тему «Расчет режимов электрических сетей коммунально-бытовых потребителей с перспективным ростом нагрузки Бостандыкского района города Алматы» были проанализированы потери в распределительных электрических сетях 10/0,4 кВ на примере РЭС – 5, ПС – 157. Были произведены расчеты режимов работы существующей сети и с учетом перспективных нагрузок. В тоже время в работе были освещены вопросы по разделам: «Экономики» и «Охрана труда и безопасность жизнедеятельности».

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмыста «Алматы қаласы Бостандық ауданының перспективалық өсуі жүктеме тұрмыстық тұтынушылармен электр желілері режимдерін есептеу» Алматы қаласының, электр желілерін шығындары талданған. Мысалы: ҚС – 157, қазіргі кез және болашақ жүктемелер бойынша есептеп: конденсаторлық кондырғылармен есептеулер жүргізілді. Есеп арқылы конденсаторлық қондырғыларының қуаты және конденсаторларының қондыруы жерлері анықтады. Сол сияқты экономикалық және өмір тіршілік қауыпсіздігі қарастырылды.

Annotation

The thesis work on «calculation of electric networks modes with promising growth load household consumers of Bostandyk district of Almaty» losses were analyzed in the distribution networks 10/0,4 kV example REC – 5, substation №157 were calculated modes of operation of the existing network and taking into account the prospective loads, as the election of capacities and the installation of compensating devices. At the same time the issues were covered by section: "economy" and "Health and Safety".

Содержание

Введение…….... 8
1 Состояние и Перспектива развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан……. 9
1.1 Электроэнергетика Казахстана: состояние и особенности развития…… 9
1.2 Электроэнергетический рынок Республики Казахстан…….. 13
1.3 Понятие о расчетах и регулирований режимов систем передачи и распределении электрической энергии…….. 14
1.4 Показатели качества электрической энергии…… 17
2 Нынешнее состояние АО «АЖК»…… 21
2.1 Общие сведения о РЭС – 5…….. 22
2.2 Границы Бостандыкского района города Алматы…… 22
3 Постановка задачи работы…… 23
3.1 Описание схемы выбранного объекта, нагрузки и их структура…. 23
3.2 Составление схемы замещения и подготовка данных для расчета 29
3.3 Расчет режимов электрической сети Ф-32 ПС 157…… 38
3.3.1 Краткое описание работы программы «RastrWin»……. 38
3.3.2 Расчет максимального и минимального режимов (зима и лето) для существующих нагрузок Ф-32 ПС 157…… 38
3.4 Расчет максимального и минимального режимов (зима и лето) с перспективными нагрузками Ф-32 ПС 157…… 46
3.5 Анализ результатов…….. 54
4 Охрана труда и безопасность жизнедеятельности……. 56
4.1 Анализ опасности поражения человека электрическим током….. 56
4.2 Расчет заземления трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ…… 59
4.3 Пожарная безопасность……... 62
5 Экономическая часть……. 66
5.1 Основные преимущества внедрения установок компенсации реактивной мощности…….. 66
5.2 Требование экономичности при выборе КУ……. 67
5.3 Определение их стоимости и годовых потерь…….. 69
5.4 Определение общих капитальных влажений…… 70
5.5 Расчет срока окупаемости капиталовложений……. 71
Заключение…… 72
Список литературы……..……. 73

Введение

В настоящий период энергетика Казахстана это самая подвижная, быстроразвивающаяся сфера, связанная электроэнергетическая система Казахстана – это самая регулярно формирующийся комплект взаимозависимых энергетических разделов согласно производству, передаче, обеспечению и пользованию электрической энергии, которые соединены в единственный огромный научно-технический процесс, присутствие которой поддерживается безопасное и верное электропередача потребителей.

Электроэнергетика принадлежит к сфере, характеризующей учено – промышленный развитие. Она обязана совершенствоваться передовыми темпами. Подобное формирование недопустимо в отсутствии экономических расчетов, рассмотрения и сравнений.

Для способности выполнения рассмотрения, т.е. с целью расчета систем, следует понимать предназначение разных типов сетей, их установления, данные о загрузках покупателей, напряжения, схемах и конфигурациях, системах и т.д.

Также следует понимание условий к сетям и энергосистемам, предопределенные их прочностью, качеством энергии, экономичностью, сохранностью и перспективой последующего формирования. Разрешение данных проблем кроме того нельзя в отсутствии расчетов сопротивлений и проводимостей направлений и трансформаторов.

Поскольку, одна третью часть быстрой силы производится возмещающими приспособлениями, пребывающими близко с покупателей электрической энергии, значимым условием учено – промышленных задач остается разрешение проблем объединенных с верным пользованием реактивной мощности. С помощью данного, значительно понижаются потери активной мощности, электричества в электрической концепции.

Самым наиболее обычным и результативным методом согласно увеличению технико – финансовых характеристик электро систем, имеется употребление реактивной мощности. Цель выбора приборов компенсации, состоит в точности установления их типа, номинальной мощности и пребывания зон вмонтирования в электрическую электросеть.

В дипломной работе, разобраны ключевые проблемы, затрагивающие городских распределительных сетей, кроме того сделаны расчеты с различными режимами деятельность электрической сети в основе летних и холодных или зимних сведений нагрузок, таким образом же рассмотрена предпосылка формирования имеющейся сети и в основании данного, был проложен подбор компенсирующих приборов, их мощь и зоны монтажа, выполнены единые заключения о проведенной труде.

1 Состояние и Перспектива развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан

1.1 Электроэнергетика Казахстана: состояние и особенности развития

Электроэнергетика - один из главных элементов топливно-энергетического комплекса, обеспечивая более чем 7% всего индустриального производства объема республики. Только в 2012 году энергетики производили 88,7 миллиарды кВт/ч, энергии от этого 8,3 миллиарды кВт/ч было доставлено в другие страны (на 22% более чем в течение предыдущего года). Здесь мы видим, что около 86-88% всего электроэнергии в Казахстане производится на теплоэлектростанциях. Говоря об основных описаниях Казахстанской энергосистемы, необходимо отметить, что энергосистема несколько отличается размещением ее объектов на всей территории страны.Таким образом этот энергокомплекс мы можем разделить три больших региона:

Северную и Центральную часть региона, в том числе Акмолинскую, Восточно-Казахстанскую, Караганда, Костанайскую и Павлодарские области энергохозяйство которого обьединено общей сетью и имеет развиваемое соединение с Россией.

Южная область, которая включает Алма-Ату, Кызылординские и южные Казахстанские области, Джамбул, объединена общей сетью и имеет развитую (стабильную) связь с Узбекистаном а также Кыргызстаном. Южная зона в 1998 году была включена для параллельной работы с Северной областью.

Западный регион, в том числе Атыраускую,Актюбинскую, Мангистаускую и Западно-Казахстанскую области, Их энергохозяйство имеет общее электрическое соединение с Россией. Атырауская, Мангистауская и Западно-Казахстанская области соединены общей электрической сетью, и энергохозяйство Актюбинской области работает изолированно.

Казахстан производит 91,9 миллиардов кВт часов электричества, 102 – мя электрическими станциями разной формы собственности. Общая определенная мощность абсолютно всех электростанций является 20844,2 МВт, а располагаемаямощность является 16945,5 МВт [1]. Почти 73% электрической энергии в стране Казахстане производится за счет добычи угля,Экибастузские угольные месторождения размещены в Северном и Центральном Казахстане, далее же сконцентрированы основные источники электрической энергии Казахстана. Таким образом как в местности данных регионов размещены наикрупнейшие месторождения угля, они отнюдь не только независимо гарантируют себя электричеством, однако экспортируют её в Российскую Федерацию, страна Китай и некоторые страны [1].

Регион Южного Казахстана,никак не располагая личными первичными источниками топлива и в соответствии с этим отсутствие больших электростанций, повергло к тому что, район находится в зависимости с

импорта электричества (приблизительно 15%) с располагающихся рядом государств,по причине, в 1998г. введена в строй транзитная электрическая линия «Экибастуз – Нура – Агадырь – ЮКГРЭС – Алматы» мощностью 500 кВ. Такая цепочка электрических линий,дала возможность объединить Южную часть Республики с энергоисточниками Центрального а также северного Казахстана. Данное обеспечило условную самостоятельность с импорта электричества с центроазиатских стран, вопреки, в таком случае, то что Западная территория владеет значительными резервами углеводородного материала, существует неполная нуждаемость в электрической энергии, что покрывается за счет импорта с Российской федерации, согласно данному обстоятельству, в регионе подразумевается введение новоприобретенных энергопроизводящих мощностей, с целью не только лишь полностью компенсировать свои нужды, однако также с целью экспорта электричества за границу.

На этот период электроэнергетическая система Казахстана заключается с нескольких экономически независимых образований:

1) Национальная электроэнергетическая система (НЭС),АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (KEGOC), к ней причисляются сети напряжением 220кВ и больше;

2) Региональные электросетевые компании (РЭК) данные компании занимаются обеспечением электрических связей между регионами, а кроме того реализовывают сделки по передаче электрической энергии розничным потребителям;

3) Производители электроэнергии – независимые либо объединенные с крупными промышленными объектами электрические станции,производство электрической энергии в стране Казахстане в 2011г. равняется 85,9 млрд кВт часов. Во взаимосвязи сформированием экономики Республики, замечается устойчивый подъем потребления и производства электричества.

Таблица 1.1 – Производство и потребление электроэнергии в Казахстане

Годы	2007	2010	2011	2015
Производство электроэнергии	76,6	82,7	85,9	94,5
Потребление электроэнергии	76,7	83,8	87,9	113

Следует выделить, то что в настоящий момент около 41% генерирующих мощностей отработало более 30-ти лет. С 53 существующих тепловых электростанций, 40 электростанций были сооружены свыше 30 лет назад, для возмещения увеличения в нехватке мощности и электричества, намечается реализовать формирование электростанций согласно соответствующим направлениям:

- промышленное перевооружение и восстановление оборудования в функционирующих электростанциях;
- внедрение новейшего оборудования в функционирующих электростанциях;

- постройка новых электростанций;

- строительство (ВЭС, СЭС).

По итогам 2009 годы, в использование внедрены 135,2 МВт генерирующих мощностей.

Помимо этого, современное формирование электроэнергетики объединено вовсе никак не только лишь с восстановлением и увеличением генерирующих активов, главной мишенью является привлечение в энергобаланс страны возобновляемых источников энергии (ВИЭ). На самом деле в Стране казахстане имеется настоящая вероятность применять энергию ветра, солнца, геотермальную энергию, энергию небольших рек (небольшие гидроэлектростанции).

После того, когда был установлен Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» (4 июля 2009 года) ряд отечественных и зарубежных инвесторов выразили желание в реализации проектов в области ВИЭ.

К 2020 г. планируется реализовать и ввести в применение порядка 31 объектов ВИЭ, общая определенная мощность которая начнет сравниваться 1040 МВт в этом количестве 4 СЭС мощностью 77 МВт:

- постройка СЭС в г.Капшагай мощностью 2 МВт, сроки осуществлении 2014 год;

- строительство СЭС Жамбылского региона мощностью 2 МВт, сроки осуществлении 2015 год;

- строительство СЭС в Кызылординского региона мощностью 50 МВт, сроки осуществлении 2014 год.

В 2011г. стартовало реализация 2-ух больших планов согласно возведению ветроэнергетических комплексов в Жамбылской области, общей мощностью 600 МВт, вложение затрат составят приблизительно 1 млрд $.

В 2014г. инициирована осуществление ветроэнергетических комплексов:

- в регионе Шелекского коридора определенной мощностью 51 МВт;

- в регионе Джунгарских ворот установленной мощностью 50МВт;

- в Восточно–Казахстанской области установленной мощностью 24 МВт.

Из этой Программы по развитию электроэнергетики в РК на 2010-2014 годы, упор совершается в главную очередность в постройках маломощных гидроэлектростанций, в южном регионе Алматинской области с запуском в 2011−2012 году предполагалось создать: каскад небольших гидроэлектростанций (ГЭС) в реке Коксу мощностью 42 МВт;

- небольшая гидроэлектростанция (ГЭС) на реке Баскан определенной мощностью 4,37 МВт;

- небольшая (ГЭС) на реке Иссык у которой суммарная мощность 5 МВт;

-небольшая (ГЭС) на реке Лепсы установленная мощность 4,8 МВт, а также, небольшие (ГЭС) на реке Шелек суммарной мощностью свыше 30 МВт

предполагалось включить в промежуток с 2011–2014 годы, кроме данного, за счет частных средств запланирована и построена Каратальская ГЭС-3 с установленной мощностью 4,4 МВт в Южном регионе: небольшие ГЭС находящиеся на реке Келес суммарной мощностью 10 МВт, с вводом в эксплуатацию в 2011 – 2014 годах.

Подготовлен проект мероприятий согласно модернизированию энергетических объектов и в случаи, в случае если он реализуется, в таком случае наша республика не только лишь сумеет компенсировать личные потребности, однако и повысить размеры экспорта, в соответствии проекту, страна имеет необходимость в вложениях в электроэнергетику равным 14,8 миллиардов. $. Таким образом, как город Алматы и Алматинская область считается быстроразвивающимся регионом, значительная доля вложений приходится в данный район.

В качестве ключевых вложений проекта рассматривается вовлечение денег за счет правительственного бюджета (приблизительно 30%), и ещё подразумевается заинтересовать приблизительно 30% собственных денег, реализовываемые за счет повышения тарифов и выставления инфраструктурных облигаций в фондовых рынках, необжитая часть плана, станет инвестирована за результат частных средств. В ряде требуемых мер согласно увеличению выработки электричества намечается устранить нарушение среди установленной и располагаемой мощностью функционирующих электростанций, примерно свыше 4000 МВт. В основах плана, кроме того находится постройка Мойнакской гидроэлектростанции с установленной мощностью 300 МВт, цена инвестиций в этот план расценивается в 251 миллионов $.

Кроме национальных планов большим толчком к формированию электроэнергетической составляющей экономики, имеется повышение электроэнергетических сфер индустрии. А именно, жд транспортировка, нефтегазовая промышленность, угледобывающая, металлургическая область расчитывают в собственных инвестиционных программах формирование новейших электросетевых производств с целью предоставления наилучшей и высококачественной работы. В собственную очередность, имеется несколько больших компаний, которые владеют личными электростанциями, присутствие данного прецедента проходит в формирование малой энергетики. По присутствию ресурсов первичной энергии, Казахстан один из государств, что гарантирует внутрений интерес и способен экспортировать энерго запас в существенных долях,угольная индустрия содержит 24 шахты и 11 угольных разрезов с единой определенной производительностью 160 миллионов.тонн в год.

Запасы угля, при достигнутом уровне добычи, можно считать практически не ограниченными, Казахстан только лишь согласно разведанным резервам нефти обладает соотношение запасы/добыча равным 31 год.

В перспективе намечается совершать ставку в уголь, уран и силу воды,

государство владеет необходимыми ресурсами с целью этого, для того чтобы вырабатываемая в их базе электричество никак не существовала излишне дорогостоящей.

1.2 Электроэнергетический рынок Республики Казахстан

В базу рынка электричества Казахстана вступают: крупнооптовый и таким образом именуемый розничный рынок электрической энергии, а тепловой рынок электроэнергии состоит с 1-го только лишь розничного рынка, через системного оператора, областных электросетевых компаний и иных учреждений, гарантируется независимый допуск к рынку электричества абсолютно всех соучастников в порядке, принятом государственным органом, какой в собственную очередность реализовывает управление в деятельности естественных монополий и в контролируемых участках. Также контролируются все без исключения операции, совершающиеся при производстве, передаче и потреблении на рынке электрической либо тепловой энергии. Строение оптового рынка электрической энергии возможно вообразить с последующих составляющих:

Децентрализованный рынок – это двухсторонние долговременный договоры, которые состоят среди поставщиком и покупателями в базе беспрепятственного обоюдного подбора в период поставок наиболее 1 дня [3].

Централизованный рынок – это рынок, в который исполняются контракты согласно купле-реализации электрической энергии в кратковременном (сделка-рынок), среднесрочном (с недели вплоть до месяца) и длительном (квартал, год), в спот-рынке контракты в поставку электричества, состоят в период вплоть до 1 дней с её поставкой в последующие день с целью предоставления соучастникам торга способности уравновесить собственные режимы поставки-потребления, предустановленные их двухсторонними договорами, с их короткосрочными мониторингами данных режимов [3].

Балансирующий рынок электричества, различается с иных рынков и нужен в силу научно-технической специфики хода производства, передачи и пользования электричества, так как предназначается с целью своевременного ликвидации появляющихся в энергосистеме в режимах настоящего периода дисбалансов активной мощности. При появлении дисбалансов, системный диспетчер предотвращает их, посредством введения в работу дополнительного оснащения, в случае когда, член рынка превзойдет уговоренный размер пользования либо уменьшения выработки электричества, в таком случае он станет должен оплатить системному оператору, за работу связанную с урегулированием появившихся дисбалансов.

1.3 Понятие о расчетах и регулирований режимов систем передачи и распределении электрической энергии

1.3.1 Задачи регулирования режимов

С целью расчета и рассмотрения систем работы электрической системы, подбора главных её характеристик, необходимо грамотно установить электрические нагрузки в узлах сети, при данном принимая во внимание среднюю, вычисленную и пиковые нагрузки [3]. Узлы нагрузки электрической сети разделяются в последующие типы: промышленные, сельскохозяйственные, коммунально-бытовые. Коммунально-бытовая нагрузка – это осветительные конструкции квартирных и социальных строений, внешнее освещение, оборудование, применяемые в обиходу. Таким образом, равно как проходит постоянный прогресс применения бытовых устройств, увеличивается и потребление реактивной мощности данными устройствами. Согласно этому фактору коммунально-бытовая нагрузка согласно собственному характеру близится к промышленной [3]. Расчеты режимов сетей. Это расчеты напряжений в узловых точках, токов и мощностей в трансформаторе и линии в конкретные интервалы периода. Отличают нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный режимы. Рассматриваются установившиеся, т.е. обычный, ремонтный и нормальный режим работы, режим при котором обеспечивается электроснабжение всех потребителей а также качество электрической энергии (частота и напряжение) в определенных границах [3]. К главным характеристикам нормального режима принадлежат: частота переменного тока в системе;напряжения, токи,активный и реактивный поток мощности в участках системы; токи, потоки активной и реактивной мощности в ветвях схемы сети (в трансформаторе и линии) активные и реактивные мощности электростанций; реактивные мощности компенсирующих приборов [3]. Если единственный или ряд компонентов системы отключены с целью выполнения их ремонтных работ, в таком случае начинается ремонтный режим. В случае ведь отключения 1-го либо некоторых компонентов из-за появившихся неожиданных дефектов система в действительности в пребывании послеаварийного режима [3]. Нормальные, ремонтные и послеаварийные режимы принадлежат к установившемся режимам. Они характеризуются довольно огромный длительностью (на протяжении нескольких часов, днями, месяцами) и постоянными либо долгоменяющимися параметрами режима. В ремонтных и послеаварийных режимах, таким образом ведь равно как и в нормальных режимах, обязано снабжаться качество электричества в согласовании с нормативами. Одновременно с этим, в различие от нормального режима, при появлении ремонтных и послеаварийных режимов в некоторых случаях дозволяют определенное ограничивание потребителей по мощности [3]. Аварийные режимы относятся к переходным режимам и характеризуются кратковременностью (малые доли секунды, несколько секунд), они появляются при разных повреждениях, например, при кз, при

этом параметры режима изменяются быстро и очень заметно отличаются от параметров установившегося режима [3]. Регулирование нормальных режимов исполняется в согласовании с суточным расписанием. В случае если требование функционирования системы поменялись согласно сопоставлению с проектом, в таком случае выполняется корректировка режима. При этом обязаны оставаться удовлетворены требование надежности электроснабжения покупателей, качества электричества и большей экономичности [3]. При управлении нормальными режимами гарантируется выполнение своевременных переключений, заключение в ремонт и запас оборудования и введение его в работу уже после завершения ремонтных работ, надлежащая установка релейной защиты и системной автоматики, подготовка и обрабатывание данных о работе системы [3]. Управление нормальными режимами системы передачи и распределения электричества возможно относительно разбить в [FEDIN].

1) Руководство режимами с целью предоставления надежности электроснабжения;послеаварийный, режимы при почти не изменяющихся токах и напряжениях и переходные режимы энергосистемы, т.е. аварийные [3];

2) Управление напряжением и реактивной мощностью для обеспечения экономичности режимов электрических сетей и качества электроэнергии по напряжению [3];

3) Управление режимами для обеспечения надежности включает: Оперативный контроль параметров режима (перетоков активной мощности, напряжений в основных узлах системы) и принятие мер в случае выхода их за допустимые пределы по условию надежности;

4) Оценку ожидаемых ремонтных и возможных аварийных режимов, принятие мер по корректировке режима, изменению схемы сети, состава включенного оборудования для предотвращения возможных недопустимых послеаварийных режимов;

5) Ограничение перетоков мощности по транзитным и межсистемным линиям электропередачи [3].

Управление по напряжению и реактивной мощности включает: Поддержание напряжения у электроприемников в соответствии с нормами качества электроэнергии; Обеспечение экономичности режима электрической сети с учетом технических ограничений по ее элементам [3].

1.3.2 Способы и средства регулирования режимов

Своевременному управлению режимами электросетей предшествует составление плана режимов. Отличают долговременное и кратковременное планирование, оно исполняются в разных уровнях диспетчерского управления и неразделимо объединено с планированием режимов работы электро станций [3]. К долговременные планированию причисляется составление плана режимов в определенное число лет, год, квартал, месяц, в зависимости с иерархического уровня при долгосрочном планировании согласно к электросетевой части энергосистемы выполнялняются последующие

ключевые работы, производится прогнозирование электропотребления и типовых суточных графиков активной нагрузки узлов гальванической сети; разрабатываются годовые и месячные проекты ремонтных работ оснащения; разрабатываются режимы в характерный ступени года (зимнего максимума нагрузки, летних ремонтов оборудования и т.д.); выполняются электрические вычисления режимов и определяются предельно возможные значения мощности линий электропередачи; производится исследование структуры и динамики потерь мощности и электричества, в основе, которого планируются пути уменьшения потерь; рассматриваются проблемы применения средств регулирования напряжения в более отличительных контрольных точках системы и разрабатываются мероприятия согласно увеличению качества напряжения;

− производится выбор нормальных схем электрических соединений сети с учетом ограничений токов короткого замыкания и требований надежности электроснабжения;

− устанавливаются оптимальные графики напряжений в центрах питания распределительных сетей;

− выбираются режимы работы компенсирующих устройств.

К краткосрочному планированию относится планирование режимов на неделю и на сутки. Применительно к электросетевой части энергосистемы подразделениями диспетчерского управления решаются следующие задачи: осуществляется прогнозирование суточных графиков узлов нагрузки; рассматриваются заявки на вывод в ремонт оборудования электрических сетей и на основании их корректируется схема сети [3]; выполняются расчеты по оптимизации суточного режима электрической сети;

осуществляется анализ фактических режимов за прошедшие сутки с целью выявления причин их отклонений от запланированных.

На основании краткосрочного планирования формируется задаваемый режим на сутки, который включает в себя:

− нормальную схему сети;

− разрешенные заявки на вывод в ремонт оборудования;

− суточные графики нагрузки;

− плановые перетоки мощности по межсистемным линиям;

− суточные графики напряжений в контрольных точках;

− допустимые нагрузки по линиям электропередачи.

Для ведения заданного режима в зависимости от иерархического уровня диспетчерского управления используются следующие пути:

− контроль и коррекция перетоков мощности путем изменения мощности электростанций;

− поддержание схемы коммутации электрической сети и текущее управление ею путем организации и осуществления оперативных переключений;

− вывод в ремонт и ввод в работу оборудования в соответствии с разрешенными заявками;

− руководство регулированием напряжения;

− принятие предупредительных мер, предотвращающих возможные перегрузки линий, трансформаторов и возможные аварийные состояния;

− ликвидация возникших аварий;

− определение вида и места повреждения линий, направление бригад для устранения повреждений.

На надежность электроснабжения потребителей и качество электрической энергии непосредственное влияние оказывают схемы электрических соединений, при формировании нормальных и ремонтных схем диспетчерским службам различного уровня приходится рассматривать такие вопросы, как пропускная способность линий электропередачи и электрических сетей, оперативные свойства схем, схемные способы ограничения токов короткого замыкания, настройка релейной защиты и автоматики, управления режимами нейтралей трансформаторов.

Схемы электрических соединений в нормальных и ремонтных режимах должны обеспечивать:

− надежное электроснабжение потребителей, которое непосредственно связано с пропускной способностью линий электропередачи, сети, сечения сети;

− устойчивость электрических станций, узлов нагрузки и энергосистемы в целом;

− соответствие значений токов короткого замыкания, допустимых для установленного оборудования (выключателей, разъединителей, шин и т.д.);

− правильность работы противоаварийной и системной автоматики;

− экономическое потокораспределение активных и реактивных мощностей;

− качество электрической энергии в соответствии с требованиями стандарта;

− локализацию возможных аварий с минимальными отключениями потребителей и минимальной потерей генерирующих мощностей [3].

1.4 Показатели качества электрической энергии

Развитие принципов регулировки режимов базируется в конкретных условиях к качеству электрической энергии [3].

Для основной массы нормированных характеристик качества электричества определены естественно допустимые и предельно возможные значения, при этом за промежуток времени измерений не меньше 24ч значения показателя не должны выходить за предельне допустимые значения и с вероятностью 0,95 обязаны пребывает в границах нормального допустимого значения [3].

Данные условия обязаны соблюдаться в абсолютно всех нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах, помимо режимов, предопределенных стихийными бедствиями и внезапными ситуациями (торнадо, подземные толчки, потоп, пожар) [3]. Городские сети 10–0,4 кВ, считаются замыкающей элементом системы, согласно обеспечению покупателей в электроэнергии.

Подобные составляющие, равно как качество, надёжность и продуктивность деятельности электроэнергетического предприятия находятся в зависимости от того, в каком промышленном пребывании станут пребывать сети. Согласно изучениям, проделанными интернациональными специалистами в сфере электроэнергетики потери в сетях никак не обязаны быть выше 4%. Потери электрической энергии около 10% возможно рассматривать предельно допустимыми. Вместес этим практические потери электричества обретают как разность электричества,что попала и что была выпущена в сеть потребителям. Такие потери, в главную очередность возникают из-за результата потерь, появившихся в составляющих сети, обладающими исключительно физическими характеристиками, потребление электричества в течении работы оборудования, расположенного в подстанциях и дающий передачу электричества; погрешности фиксации электричества, произведенные устройствами при учете; сознательный неплатеж электричества согласно подтверждениям счетчиков, в таком случае есть хищение.

Качество электричества характеризуется качеством частоты напряжения переменного тока и качеством напряжения. С целью оценки качества частоты определен единственный показатель – несоответствие частоты, под которым подразумевают медлительные мягкие изменения частоты (меньше 1-го процента в секунду) относительно её номинального значения:

$$\Delta f = f - f_{ном} \qquad (1.1)$$

Фактор возникновения отклонения частоты состоит в несоблюдении равновесия генерируемой и употребляемой активной мощности в электроэнергетической системе. Действующим стандартом определено нормально допустимые и предельно допустимые значение отклонения частоты.

$$\delta f_{норм} = \pm 0{,}2 \text{ Гц и } \delta f_{пред} = \pm 0{,}4 \text{ Гц [3].}$$

Качество напряжения оценивают несколькими показателями. Несоответствие напряжения в этой точке сети, под которой подразумевают медлительные мягкие различия напряжения относительно его номинального значения. Они вызываются переменой режима работы подсоединенных к сети потребителей, подключением (отключением) дополнительных потребителей, другая причина возникновения отклонений напряжения состоит в изменении напряжения в центрах питания, т.е. в шинах электростанций или 29 шинах вторичного напряжения понижающих подстанций, к каким присоединены распределительные сети [3]. Отклонение напряжения оказывает большое влияние на работу равно как непосредственно электроприемников, таким образом и элементов электрической сети. Отрицательные отклонения напряжения приводят к уменьшению освещенности, что возможно являться предпосылкой снижения производительности труда в ряде предприятий.

Таблица 1.2 – Нормы основных показателей качества напряжения

Показатель качества напряжения	Нормы качества напряжения	
	Нормально допустимые	Предельно допустимые
1	2	3
Установившееся отклонение напряжения δUуст,%	± 5	± 10
Размах изменения напряжения δUt,	-	В зависимости от частоты повторения
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения ku, %, при Uном, кВ 0,38 6 – 20 35 110 – 330	 8 5 4 2	 12 8 6 3
Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения ku(n),%	В зависимости от напряжения и исполнения сети, номера гармоники	1,5 ku(n)норм
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности k2u, %	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности k0u, %	2	4
Длительность провала напряжения при напряжении до 20 кВ включительно, tп, с	-	30

Отклонения напряжения оказывают большое влияние в потери холостого и нагрузочные потери в трансформаторах, линиях электропередачи, в зарядную мощность линий [3]. Под колебаниями напряжения подразумевают внезапные краткосрочный изменения напряжения (с скоростью больше 1 % в секунду) относительно значимости напряжения вплоть до наступления изменения. Они возникают в следствии довольно крупных изменений нагрузки потребителей к примеру пусковыми токами электродвигателей,они кроме того имеют все шансы возникнуть при питании нагрузки с вторично – недолгим режимом работы, к примеру, сварных аппаратов [3].

Несинусоидальность напряжения характеризуется различием фигуры кривой напряжения с синусоидальной. Её возникновение объединено с наличием в сети нелинейных компонентов. К ним принадлежат все без исключения перегруженные электромагнитные приборы (с катушки

магнитного пускателя вплоть до силового трансформатора), работающие в нелинейной части кривой намагничивания и употребляющей из сети несинусоидальный ток [3].

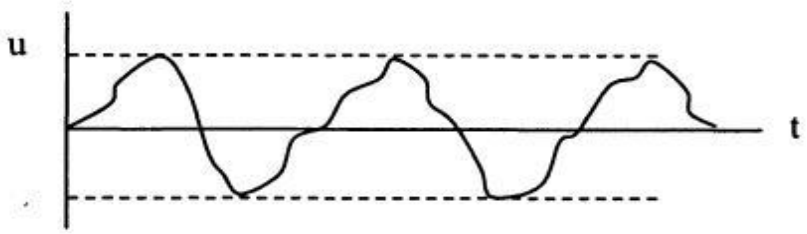


Рисунок 1.1 – Несинусоидальность напряжения

Несимметричность напряжений характеризуется отличием значений напряжения в различных фазах. Она определена неровным присоединением однофазных электроприемников согласно фазам и случайным синхронным подключением и отключением определенной доли однофазных электроприемников, в результате подсоединения неодинаковой нагрузки к различным фазам в какой-то период времени падения напряжения в фазах становятся различными. Результатом данного считаются отличия напряжений фаз в узлах сети. Несимметричность напряжения инициирует возникновение токов противоположной и нулевой последовательностей. Данные токи формируют вспомогательные потери мощности в элементах сети (линиях, трансформаторах) и асинхронных электродвигателях, активизируя их вспомогательный нагрев. Кроме того она может быть являться источником к недопустимым отклонениям напряжения в отдельных фазах [3]. Несимметрия значительна в сетях, имеющих значительные однофазные электроприемники, к примеру, электровозы в сетях с тяговыми подстанциями, а также в сетях вплоть до 1000 В с коммунально – электробытовой нагрузкой

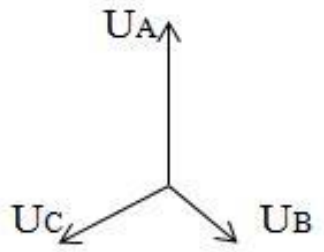


Рисунок 1.2 – Трехфазная система несимметричных напряжений

Провал напряжения – резкое снижение напряжения ниже уровня 0,9 $U_{ном}$ с последующим восстановлением до этого уровня. Причина провалов напряжения заключается в электрической сети [3]. Качество напряжения рекомендуется также оценивать импульсным напряжением, которое связано с грозовыми и коммутационными импульсами, а также коэффициентом временного перенапряжения, оценивающим временные перенапряжения, возникающие при различных нарушениях в сетях.

2 Нынешнее состояние АО «АЖК»

АО «АЖК» – это одна из крупных энергетических компаний на юге РК по транспортировке и распределению электроэнергии по сетям 0,4 – 220 кВ для нашего населения, промышленных и сельскохозяйственных компаний в зоне своей рабочей деятельности – город Алматы и Алматинская область.

На данный момент АО «АЖК» обеспечивает электроэнергией порядка 2,2 миллиона потребителей Алматинского региона.

АО «АЖК» является партнером Казахстанской компании которая в свою очередь является национальной компанией по управлению электрическими сетями (KEGOC) а также АО «АЖК» сотрудничает с другими энергетическими компаниями Казахстана, Узбекистана, Таджикистана, Кыргызстана, Туркменистана, которые совместно объединяют единую Энергетическую Систему Центральной Азии,в своей рабочей деятельности АО «АЖК» распоряжается такими вопросами как надежное и бесперебойное обеспечение электричеством потребителей, а также вопросами эффективного развития электрических сетей на территории Алматы и Алматинской области [11].

В состав компании «АЖК» имеются:

− большое количество воздушных линий электропередач напряжением 220 кВ, протяженность 306,41 км;

− воздушные линии 110 кВ, протяженност 2769,013 км;

− электрические сети напряжением 35 кВ – воздушные и кабельные линии, общей протяженностью 2673,572 км;

− ЛЭП напряжением 0,4кВ протяженностью 10256,775 км;

− подстанций 35–220кВ и трансформаторных подстанций 6 – 10/0,4кВ;

− 207 электрических подстанций напряжением 35кВ и выше, с количеством трансформаторов 357 штук и установленной мощностью 5 993,52 МВт;

− 6897 трансформаторных подстанций напряжением 6 – 10/0,4 кВ, с количеством трансформаторов 8161 штук и установленной мощностью 2203,591 МВт [11].

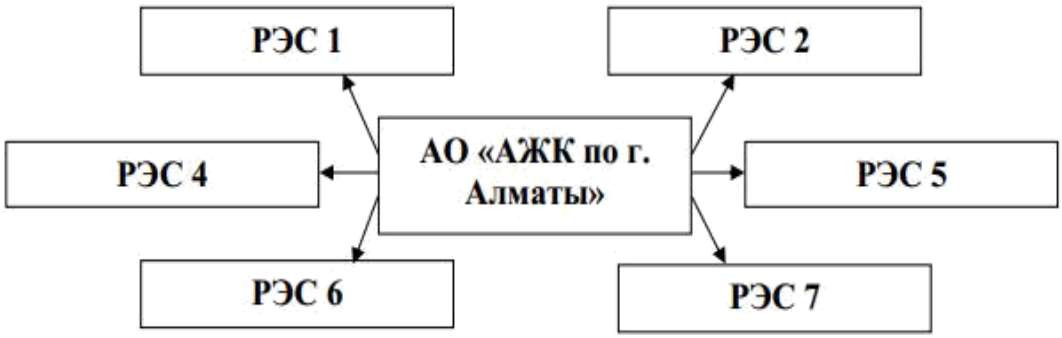


Рисунок 2.1 – Структура АО «АЖК»

2.1 Общие сведения о РЭС – 5

РЭС-5 был основан в 1982 году, район электрических сетей (затем РЭС-5) считается производственным структурным подразделением Управления распределительных сетей города АО «Алатау Жарык Компаниасы» (АО «АЖК»). Зона сервиса РЭС-5 юг - п.Нурлытау, Большое Алматинское ущелье, север – вплоть до ул.Джандосова и проспекта Абая, восток – вплоть до ул. Фурманова, запад – вплоть до ул. Саина,включает районы г.Алматы, равно как Бостандыкский, Медеуский, а кроме того Карасайский район Алматинской области.Количество обслуживаемых абонентов бытовых – 73 349, согласно соглашению – 2 367. Основное техническое оснащение и техническое положение функционирующего оборудования РЭС-5 по состояниюна 1 января 2014г, трансформаторные подстанции (10/6-0,4кВ) в численности 355 штук., из них 135 штук. (38%) соответствует условиям эксплуатации, а никак не надлежащие в численности 220 (62%) работавшие 25 лет и больше; ВЛ (10-6-0,4кВ) длиной 309,950 километров, из них соответствует 202,783 километров (65,4%), КЛ (10-6-0,4кВ) длиной 598,511 километров, из них соответствует 377,706 километров (63,1%).

2.2 Границы Бостандыкского района города Алматы

Бостандыкский район (каз. Бостандық ауданы) — административно-территориальная единица города Алма-Аты. Образован Указом Президиума Верховного Совета Казахской ССР от 31 января 1966г. под названием Калининский район в связи с расширением территории города за счет прилегающих земель и разукрупнением Советского района, а в 1997 году переименован в Бостандыкский. Современные границы района определены совместным Постановлением акимата г.Алматы (от 2 июля 2014 года № 3/522) и Решением маслихата (от 2 июля 2014 года № 240) «Об образовании Наурызбайского района и установлении границ районов города Алматы», зарегистрировано 4 июля 2014 года Департаментом юстиции г.Алматы в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 1 068.Бостандыкский район охватывает территорию от оси реки Большая Алматинка в восточном направлении по оси проспекта Абая до оси улицы Фурманова; от оси проспекта Абая в южном направлении по оси улицы Фурманова до оси проспекта Аль-Фараби; от оси улицы Фурманова в юго-западном направлении по оси проспекта Аль-Фараби до оси дороги на трамплин, восточнее дороги на Ремизовку; от оси проспекта Аль-Фараби в южном направлении по оси дороги на трамплин до пересечения с южной границей города; от оси дороги на трамплин в западном направлении по южной границе города до оси улицы Аскарова; от юго-западной границы города в восточном направлении по оси улицы Аскарова до оси улицы Саина; от оси улицы Аскарова в северном направлении по оси улицы Саина до оси улицы Рыскулбекова; от оси улицы Саина в восточном направлении.

3 Постановка задачи работы

Целью дипломной работы считается определение электрических характеристик и расчет режимов системы электроснабжения района с коммунально – бытовой нагрузкой на примере реальной сети г.Алматы, РЭС–5, ПС – 157 Новая.

Для этого подразумевается осуществить последующие действия:

1) Произвести исследование выбранной электрической сети г. Алматы, РЭС – 5, ПС – 157;

2) Сделать анализ выбранного нами участка с учетом данных, которые были даны и с перспективой на будущее;

3) Подготовка данных с целью расчета режимов, с помощью программы «RastrWin»: нагрузки, начертить схему замещения, вычислить параметры кабельных линий и параметры силовых трансформаторов;

4) Сделать расчет согласно потерям электрической энергии для участка, которого мы рассчитываем, электрической сети РЭС – 5, ПС – 157, с учетом существующих и перспективных нагрузок.

3.1 Описание схемы выбранного объекта, нагрузки и их структура

Мы рассматриваем Бостандыкский район города Алматы, подстанцию №157 КазГУ Новая имеет одностороннее питание с ПС 131А Горный Гигант, от него через понижающие подстанции приходят линии с напряжением 110 кВ на подстанцию КазГУ Новая, на ввода силовых трансформаторов (рисунок 3.1).

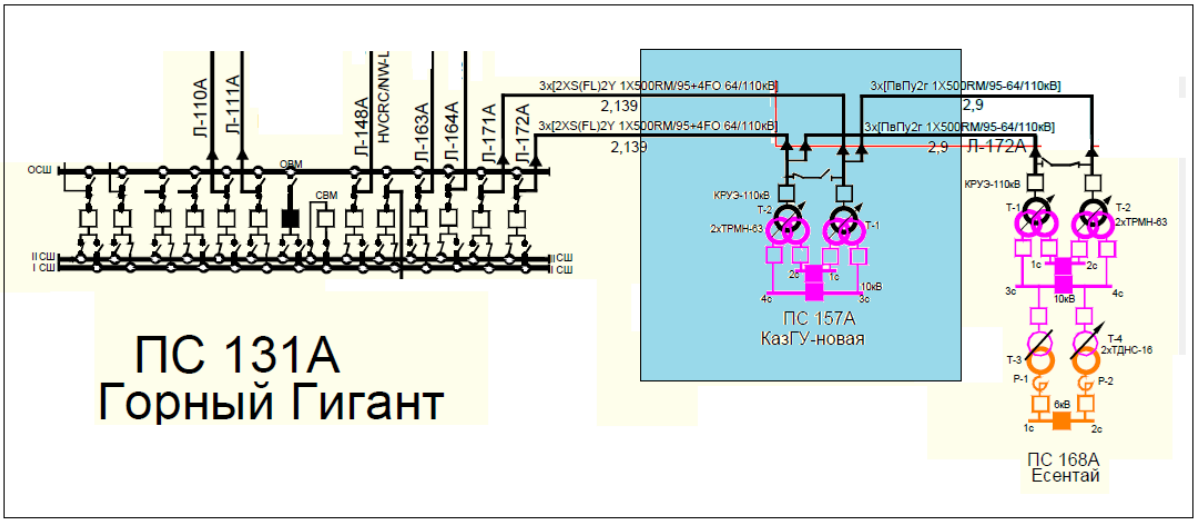


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема питания ПС 157

Каждый трансформатор подключен к секциям. Трансформаторы не работают в параллели, но при отключении одного из трансформаторов, срабатывает межсекционный выключатель и обеспечение электроэнергией потребителей остается бесперебойным. От секций подстанции №157 КазГУ

Новая отходят фидера, которые питают РП-144, РП-180, РП-177, РП-244, и 245 шт. трансформаторных подстанции (рисунок 3.2).

Расчеты режимов электрической сети будет проводится для фидера под номером №32 (рисунок 3.3). Фидер №32 имеет 26 трансформаторных подстанции, у которых основными потребителями электроэнергии являются коммунально-бытовые потребители и административные объекты, такие как магазины, школы, торговые здания и т.д.

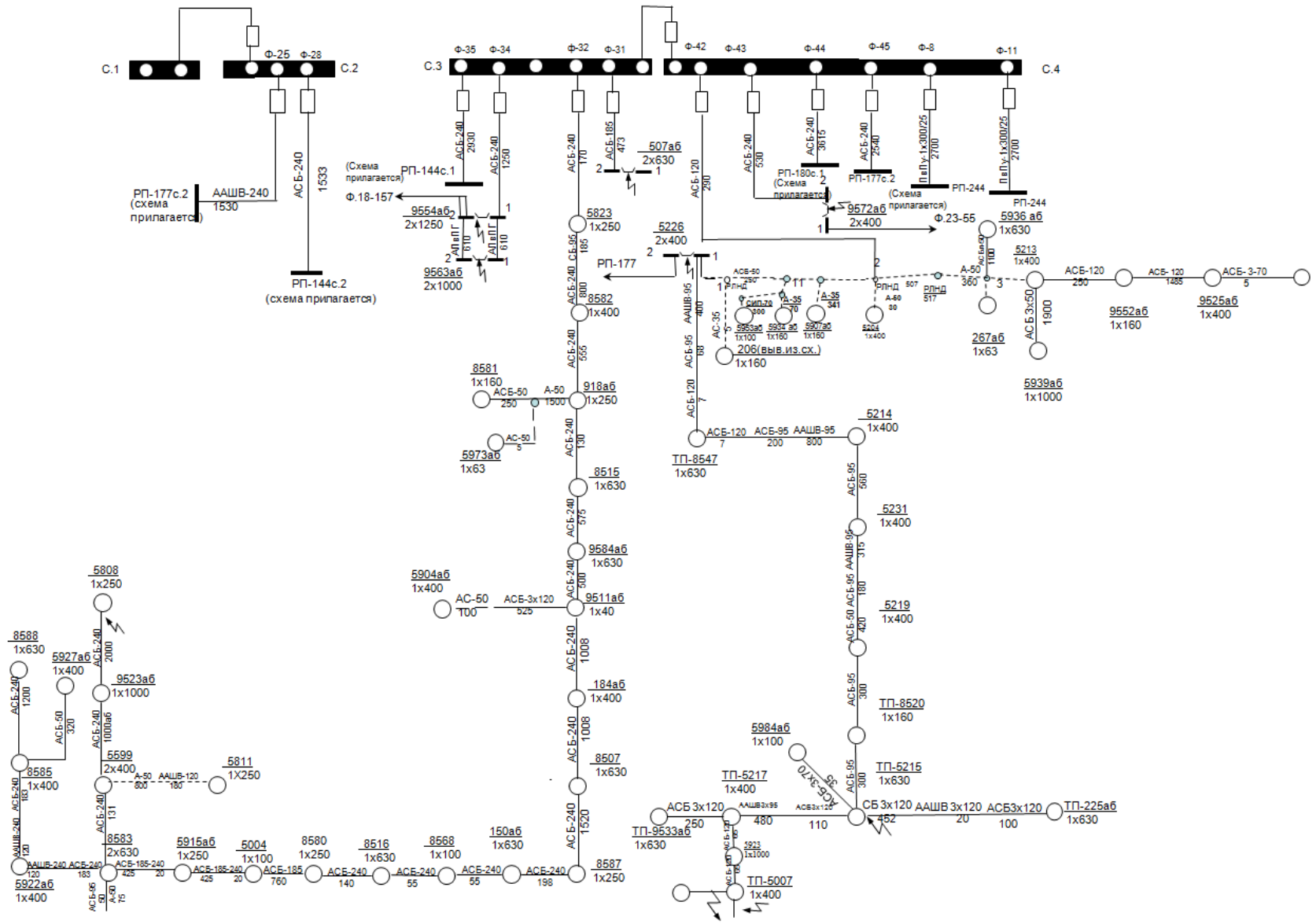


Рисунок 3.2 – Схема подстанции №157 КазГУ Новая

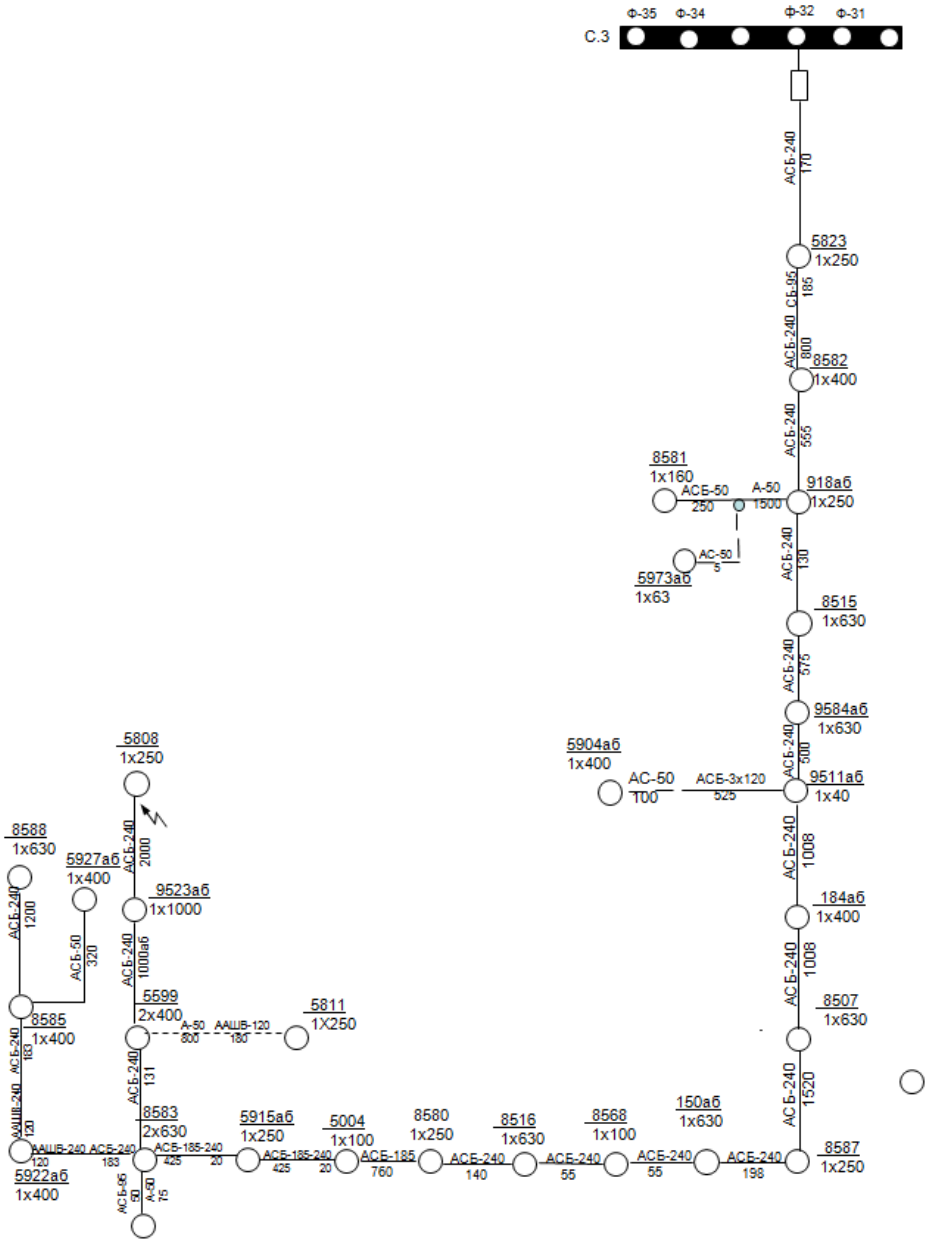


Рисунок 3.3 – Схема отходящего фидера №32 от ПС 157

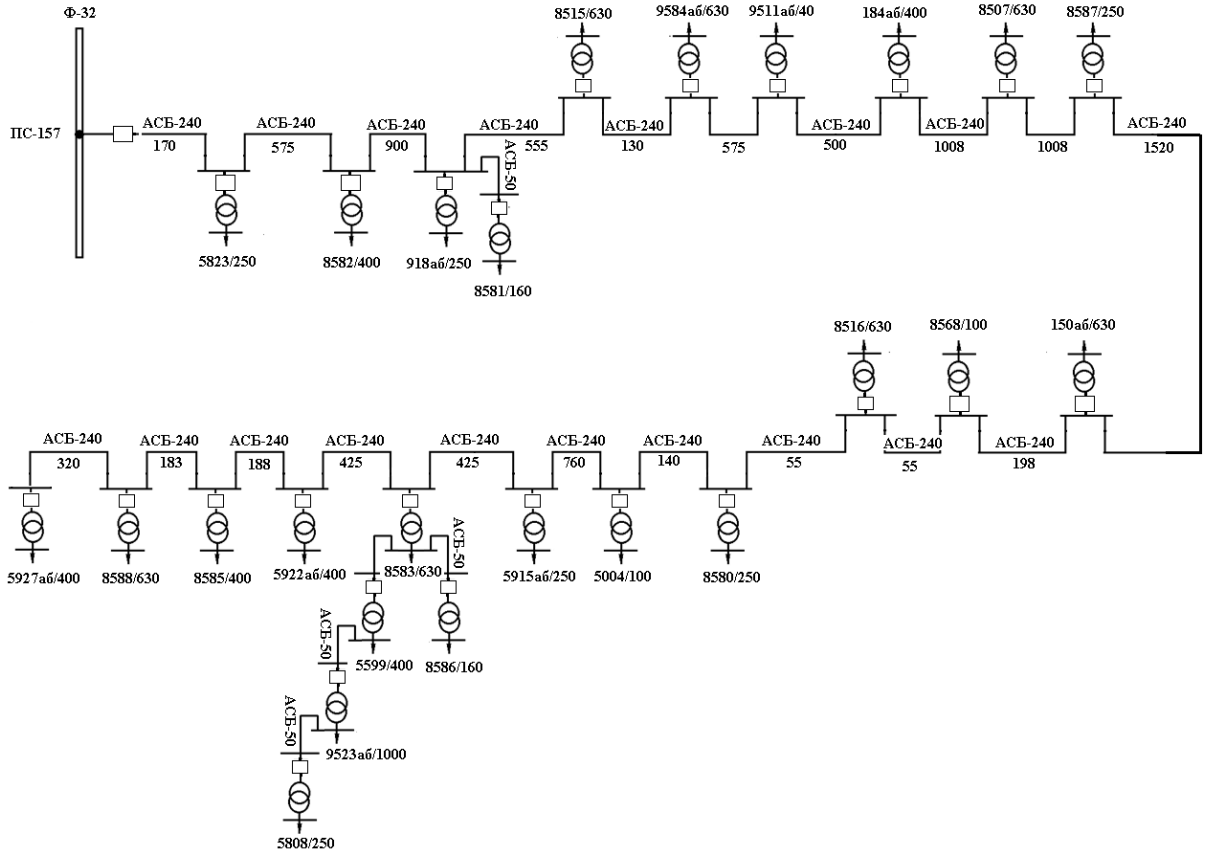


Рисунок 3.4 – Электрическая схема Ф-32

В таблице 3.1 и 3.2 показана существующая загруженность трансформаторов на Ф-32.

Таблица 3.1 – Данные минимальных нагрузок (лето)

№ п/п	№ ТП	Тр-ры мощность, кВА	Нагрузка ТП, кВА	Загруженность тр-ра,%
1	ТП-5823	ТМ-250/10	122.5	49,54
2	ТП-8582	ТМ-400/10	204	50,17
3	ТП-8581	ТМ-160/10	80	49,54
4	ТП-918а	ТМ-250/10	120	49,54
5	ТП-8515	ТМ-630/10	201	32,4
6	ТП-9584	ТМ-630/10	201	32,4
7	ТП-9511	ТМ-40/10	18	49,54
8	ТП-184	ТМ-400/10	200	50,17
9	ТП-8507	ТМ-630/10	201	32,4
10	ТП-8587	ТМ-250/10	125	49,54
11	ТП-150	ТМ-630/10	201	32,4
12	ТП-8568	ТМ-100/10	49	49,54
13	ТП-8516	ТМ-630/10	201	32,4
14	ТП-8580	ТМ-250/10	125	49,54
15	ТП-5004	ТМ-100/10	49	49,54
16	ТП-5915	ТМ-250/10	126	49,54
17	ТП-8583	ТМ-630/10	201	32,4
18	ТП-8586	ТМ-160/10	81	49,54
19	ТП-5922	ТМ-400/10	204	50,17
20	ТП-5599	ТМ-400/10	204	50,17
21	ТП-9523	ТМ-1000/10	450	50,17
22	ТП-5808	ТМ-250/10	126	49,54
23	ТП-5808	ТМ-250/10	126	49,54
24	ТП-8585	ТМ-400/10	204	50,17
25	ТП-8588	ТМ-630/10	201	32,4
26	ТП-5927	ТМ-400/10	204	50,17

Таблица 3.2 – Данные максимальных нагрузок (зима)

№ п/п	№ ТП	Тр-ры мощность, кВА	Нагрузка ТП, кВА	Загруженность тр-ра, %
1	ТП-5823	ТМ-250/10	172,5	69,2
2	ТП-8582	ТМ-400/10	136	34,8
3	ТП-8581	ТМ-160/10	110	69,2
4	ТП-918а	ТМ-250/10	80	32,9
5	ТП-8515	ТМ-630/10	198	30,2
6	ТП-9584	ТМ-630/10	198	30,2
7	ТП-9511	ТМ-40/10	12	30,2
8	ТП-184	ТМ-400/10	176	44,3
9	ТП-8507	ТМ-630/10	189	30,2
10	ТП-8587	ТМ-250/10	172	69,2
11	ТП-150	ТМ-630/10	189	30,2
12	ТП-8568	ТМ-100/10	40	42,7
13	ТП-8516	ТМ-630/10	189	30,2
14	ТП-8580	ТМ-250/10	172	69,2
15	ТП-5004	ТМ-100/10	40	42,7
16	ТП-5915	ТМ-250/10	172	69,2
17	ТП-8583	ТМ-630/10	189	30,2
18	ТП-8586	ТМ-160/10	110	69,2
19	ТП-5922	ТМ-400/10	136	34,8
20	ТП-5599	ТМ-400/10	136	34,8
21	ТП-9523	ТМ-1000/10	300	34,8
22	ТП-5808	ТМ-250/10	172	69,2
23	ТП-5808	ТМ-250/10	172	69,2
24	ТП-8585	ТМ-400/10	136	34,8
25	ТП-8588	ТМ-630/10	189	30,2
26	ТП-5927	ТМ-400/10	136	34,8

3.2 Составление схемы замещения и подготовка данных для расчета

Перед вводом данных элементов схемы в программу RastrWin необходимо выполнить предварительный расчет параметров сети, используя приведенные раннее данные элементов схемы, а также их справочные данные.

Так как данный фидер не закольцован на одной шине ПС 157, то возможно провести анализ, сделав расчеты только по одному фидеру. Таким образом, существующие нагрузки на сегодняшний день примем за минимальный режим (зима и лето), а нагрузки рассчитанные на перспективу примем за максимальный режим, то есть увеличим все нагрузки в 1,5 раза.

Параметры трансформаторов берем из справочных данных:

Таблица 3.3 – Справочные данные трансформаторов

№ ТП	Мощность тр-ра, кВА	Тип тр-ра	ΔРкз, кВт	ΔUк, %	Uном, кВ
ТП-5823	250	ТМ-250/10	3,7	6,5	10000
ТП-8582	400	ТМ-400/10	8,5	6,5	10000
ТП-8581	160	ТМ-160/10	2,6	6,5	10000
ТП-918а	250	ТМ-250/10	3,7	6,5	10000
ТП-8515	630	ТМ-630/10	8,0	5,5	10000
ТП-9584	630	ТМ-630/10	8,0	5,5	10000
ТП-9511	40	ТМ-40/10	2,6	6,5	10000
ТП-184	400	ТМ-400/10	8,5	6,5	10000
ТП-8507	630	ТМ-630/10	8,0	5,5	10000
ТП-8587	250	ТМ-250/10	3,7	6,5	10000
ТП-150	630	ТМ-630/10	8,0	5,5	10000
ТП-8568	100	ТМ-100/10	2,6	6,5	10000
ТП-8516	630	ТМ-630/10	8,0	5,5	10000
ТП-8580	250	ТМ-250/10	3,7	6,5	10000
ТП-5004	100	ТМ-100/10	2,6	6,5	10000
ТП-5915	250	ТМ-250/10	3,7	6,5	10000
ТП-8583	630	ТМ-630/10	8,0	5,5	10000
ТП-8586	160	ТМ-160/10	2,6	6,5	10000
ТП-5922	400	ТМ-400/10	8,5	6,5	10000
ТП-5599	400	ТМ-400/10	8,5	6,5	10000
ТП-9523	1000	ТМ-1000/10	8,5	6,5	10000
ТП-5808	250	ТМ-250/10	3,7	6,5	10000
ТП-5808	250	ТМ-250/10	3,7	6,5	10000
ТП-8585	400	ТМ-400/10	8,5	6,5	10000
ТП-8588	630	ТМ-630/10	8,0	5,5	10000
ТП-5927	400	ТМ-400/10	8,5	6,5	10000

Исходя из справочных данных, рассчитаем активные и реактивные сопротивления трансформаторов:

Активное сопротивление трансформатора, Ом

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2_{ном}}{S^2_{тр}}, \quad (3.1)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания;

$U_{ном}$ – напряжение со стороны высокого напряжения.

Реактивное сопротивление трансформатора, Ом

$$X_{тр} = \frac{U_{кз} \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S_{тр}}. \quad (3.2)$$

где $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания;

$U_{ном}$ – напряжение со стороны высокого напряжения.

Далее рассмотрим ТП-8515, активное сопротивление трансформатора:

$$R_{тр} = \frac{8000 \cdot 10000^2}{630000^2} = 2{,}016;$$

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$R_{тр} = \frac{5{,}5 \cdot 10000^2}{100 \cdot 630000} = 8{,}73 \text{ Ом.}$$

Аналогично рассчитаем активные и реактивные сопротивления остальных ТП и приведем полученные значения в следующей таблице:

Таблица 3.4 – Расчетные данные трансформаторов

№ ТП	Мощность тр-ра, кВА	Тип тр-ра	$R_Т$, Ом	$X_Т$, Ом
ТП-5823	250	ТМ-250/10	5,92	26,00
ТП-8582	400	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-8581	160	ТМ-160/10	10,16	40,63
ТП-918а	250	ТМ-250/10	5,92	26,00
ТП-8515	630	ТМ-630/10	2,02	8,73
ТП-9584	630	ТМ-630/10	2,02	8,73
ТП-9511	40	ТМ-40/10	162,50	162,50
ТП-184	400	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-8507	630	ТМ-630/10	2,02	8,73
ТП-8587	250	ТМ-250/10	5,92	26,00
ТП-150	630	ТМ-630/10	2,02	8,73
ТП-8568	100	ТМ-100/10	26,00	65,00
ТП-8516	630	ТМ-630/10	2,02	8,73
ТП-8580	250	ТМ-250/10	5,92	26,00
ТП-5004	100	ТМ-100/10	26,00	65,00
ТП-5915	250	ТМ-250/10	5,92	26,00
ТП-8583	630	ТМ-630/10	2,02	8,73
ТП-8586	160	ТМ-160/10	10,16	40,63
ТП-5922	400	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-5599	400	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-9523	1000	ТМ-1000/10	0,85	6,50
ТП-5808	250	ТМ-250/10	5,92	26,00
ТП-5808	250	ТМ-250/10	5,92	26,00
ТП-8585	400	ТМ-400/10	5,31	16,25
ТП-8588	630	ТМ-630/10	2,02	8,73
ТП-5927	400	ТМ-400/10	5,31	16,25

Определим минимальные нагрузки за 2015 год, основываясь на данных таблицы 3.1, 3.2, полная мощность, кВА

$$S = S_{тр} \cdot Kзз \quad (3.3)$$

где *Smp* – мощность трансформатора, кВА;

$K_з$ – коэффициент загруженности трансформатора.

Активная мощность, кВт

$$P = S \cdot \cos\varphi, \quad (3.4)$$

Полная мощность, кВА

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (3.5)$$

где *Q* – реактивная мощность, кВар.

т.е. реактивная мощность будет равна, квар

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}. \quad (3.6)$$

Приведем пример расчета мощностей (нагрузок) на ТП-8515, а также примем cosφ равный 0,85 (для жилых домов).

Согласно формулам (3.3) и (3.4) получим следующее:

$$P = 630 \cdot 0{,}85 \cdot 0{,}3 = 161{,}72 \text{ кВт},$$

По формуле 3.6 вычислим реактивную мощность:

$$Q = \sqrt{630^2 - 160{,}65^2} = 100{,}23 \text{ квар}.$$

Аналогично рассчитаем нагрузки на остальных ТП:

Таблица 3.5 – Расчетные данные минимальных нагрузок (лето)

№ ТП	Загр. тр-ра, %	Мощность тр-ра, кВА	Мощность ТП, кВА	cos ϕ	P_1, кВт	Q_1, квар
ТП-5823	50	250	123,85	0,85	105,27	65,24
ТП-8582	50	400	200,68	0,85	170,58	105,71
ТП-8581	50	160	79,264	0,85	67,37	41,75
ТП-918а	50	250	123,85	0,85	105,27	65,24
ТП-8515	32	630	204,12	0,85	173,50	107,53
ТП-9584	32	630	204,12	0,85	173,50	107,53
ТП-9511	50	40	19,816	0,85	16,84	10,44
ТП-184	50	400	200,68	0,85	170,58	105,71
ТП-8507	32	630	204,12	0,85	173,50	107,53
ТП-8587	50	250	123,85	0,85	105,27	65,24
ТП-150	32	630	204,12	0,85	173,50	107,53
ТП-8568	50	100	49,54	0,85	42,11	26,10
ТП-8516	32	630	204,12	0,85	173,50	107,53
ТП-8580	50	250	123,85	0,85	105,27	65,24
ТП-5004	50	100	49,54	0,85	42,11	26,10
ТП-5915	50	250	123,85	0,85	105,27	65,24
ТП-8583	32	630	204,12	0,85	173,50	107,53
ТП-8586	50	160	79,264	0,85	67,37	41,75
ТП-5922	50	400	200,68	0,85	170,58	105,71
ТП-5599	50	400	200,68	0,85	170,58	105,71
ТП-9523	50	1000	501,7	0,85	426,45	264,29
ТП-5808	50	250	123,85	0,85	105,27	65,24
ТП-5808	50	250	123,85	0,85	105,27	65,24
ТП-8585	50	400	200,68	0,85	170,58	105,71
ТП-8588	32	630	204,12	0,85	173,50	107,53
ТП-5927	50	400	200,68	0,85	170,58	105,71

Аналогично рассчитаем максимальные нагрузки за 2015 год (зима), использовав в расчетах формулы 3.3-3.6, и приведем их в таблицу 3.6:

Таблица 3.6 – Расчетные данные минимальных нагрузок (зима)

№ ТП	Загр. тр-ра, %	Мощность тр-ра, кВА	Мощность ТП, кВА	cos ϕ	P_1,	Q_1,
ТП-5823	69	250	172,5	0,85	147,05	91,13
ТП-8582	35	400	136	0,85	118,32	73,33
ТП-8581	69	160	110	0,85	94,11	58,33
ТП-918а	33	250	80	0,85	69,91	43,33
ТП-8515	30	630	198	0,85	161,72	100,23
ТП-9584	30	630	198	0,85	161,72	100,23
ТП-9511	30	40	12	0,85	10,27	6,36
ТП-184	44	400	176	0,85	150,62	93,35
ТП-8507	30	630	189	0,85	161,72	100,23
ТП-8587	69	250	172	0,85	147,05	91,13
ТП-150	30	630	189	0,85	161,72	100,23
ТП-8568	43	100	40	0,85	36,30	22,49
ТП-8516	30	630	189	0,85	161,72	100,23
ТП-8580	69	250	172	0,85	147,05	91,13
ТП-5004	43	100	40	0,85	36,30	22,49
ТП-5915	69	250	172	0,85	147,05	91,13
ТП-8583	30	630	189	0,85	161,72	100,23
ТП-8586	69	160	110	0,85	94,11	58,33
ТП-5922	35	400	136	0,85	118,32	73,33
ТП-5599	35	400	136	0,85	118,32	73,33
ТП-9523	35	1000	300	0,85	295,80	183,32
ТП-5808	69	250	172	0,85	147,05	91,13
ТП-5808	69	250	172	0,85	147,05	91,13
ТП-8585	35	400	136	0,85	118,32	73,33
ТП-8588	30	630	189	0,85	161,72	100,23
ТП-5927	35	400	136	0,85	118,32	73,33

Рассчитаем активные и реактивные сопротивления кабельных линий. Активное сопротивление линий определяется как:

$$R = r_0 \cdot l; \quad (3.7)$$

где l – длина линии, км;

r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление линий определяется как, Ом

$$X = x_0 \cdot l; \quad (3.8)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Погонные значения удельных сопротивлений при этом определяются в зависимости от марки провода. Найденные значения приведем в таблице 8:

Таблица 3.7 – Справочные данные кабелей

№ п.п.	Тип кабеля	Длина, м	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км
1	АСБ-240	170	0,129	0,075
2	АСБ-240	985	0,129	0,075
3	АСБ-240	555	0,129	0,075
4	АСБ-50	1750	0,258	0,081
5	АСБ-240	130	0,129	0,075
6	АСБ-240	575	0,129	0,075
7	АСБ-240	500	0,129	0,075
8	АСБ-240	1008	0,129	0,075
9	АСБ-240	1008	0,129	0,075
10	АСБ-240	1520	0,129	0,075
11	АСБ-240	198	0,129	0,075
12	АСБ-240	55	0,129	0,075
13	АСБ-240	55	0,129	0,075
14	АСБ-240	140	0,129	0,075
15	АСБ-185	760	0,206	0,079
16	АСБ-185	445	0,206	0,079
17	АСБ-240	445	0,129	0,075
18	АСБ-95	75	0,258	0,081
19	АСБ-240	131	0,206	0,079
20	АСБ-240	1000	0,129	0,075
21	АСБ-240	2000	0,129	0,075
22	АСБ-240	303	0,129	0,075
23	АСБ-240	303	0,129	0,075
24	АСБ-50	320	0,258	0,081
25	АСБ-240	1200	0,129	0,075

Активное сопротивление кабеля:

$$r = 0{,}129 \cdot 0{,}17 = 0{,}022 \text{ Ом};$$

Реактивное сопротивление кабеля:

$$x = 0{,}075 \cdot 0{,}17 = 0{,}013 \text{ Ом}.$$

Произведем аналогичный расчет для имеющихся участков и внесем полученные данные в таблицу.

Таблица 3.8 – Расчетные данные кабелей

№ п.п.	Тип кабеля	Длина, м	$R_Л$, Ом	$X_Л$, Ом
1	АСБ-240	170	0,022	0,013
2	АСБ-240	985	0,127	0,074
3	АСБ-240	555	0,072	0,042
4	АСБ-50	1750	0,452	0,142
5	АСБ-240	130	0,017	0,010
6	АСБ-240	575	0,074	0,043
7	АСБ-240	500	0,065	0,038
8	АСБ-240	1008	0,130	0,076
9	АСБ-240	1008	0,130	0,076
10	АСБ-240	1520	0,196	0,114
11	АСБ-240	198	0,026	0,015
12	АСБ-240	55	0,007	0,004
13	АСБ-240	55	0,007	0,004
14	АСБ-240	140	0,018	0,011
15	АСБ-185	760	0,157	0,060
16	АСБ-185	445	0,092	0,035
17	АСБ-240	445	0,057	0,033
18	АСБ-95	75	0,019	0,006
19	АСБ-240	131	0,027	0,010
20	АСБ-240	1000	0,129	0,075
21	АСБ-240	2000	0,258	0,150
22	АСБ-240	303	0,039	0,023
23	АСБ-240	303	0,039	0,023
24	АСБ-50	320	0,083	0,026
25	АСБ-240	1200	0,155	0,090

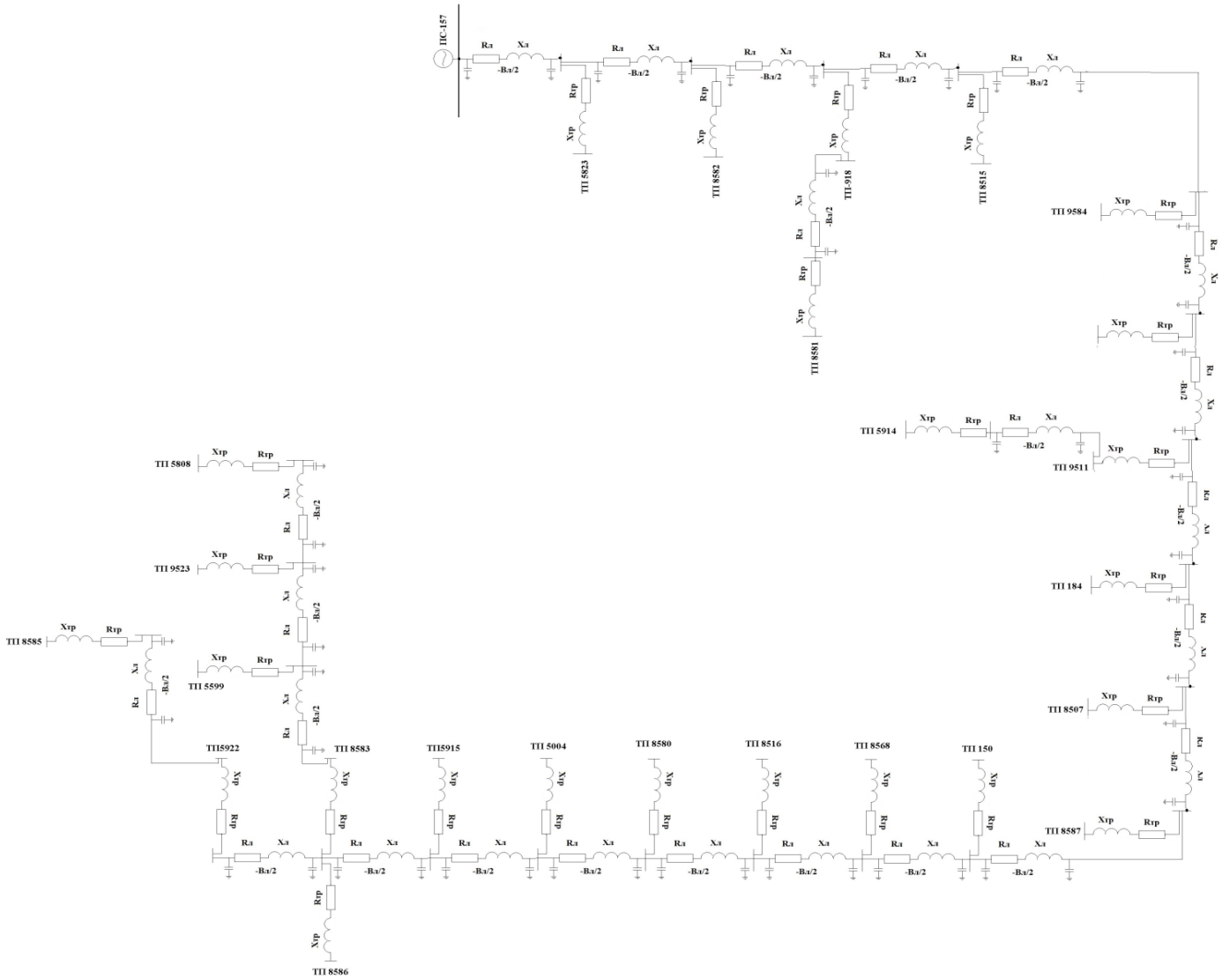


Рисунок 3.5 – Схема замещения выбранного участка сети

3.3 Расчет режимов электрической сети Ф-32 ПС 157

3.3.1 Краткое описание работы программы «RastrWin»

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, где вся информация структурирована по типу: узлы, ветви, генераторы и т.д.

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

– нарисовать схему с указанием всех узлов и ветвей;

– пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы;

– для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;

– для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления. Если исходные данные заданы активной мощностью и cos φ, то следует рассчитать реактивную мощность;

– для трансформаторов определить сопротивление, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы).

3.3.2 Расчет максимального и минимального режимов (зима и лето) для существующих нагрузок Ф-32 ПС 157

Произведем расчет максимального и минимального режимов с помощью программы RastrWin, введя данные рассчитанные ранее.

Суммарные потери, кВт

$$\Delta W = \sum \Delta P \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot T, \qquad (3.9)$$

где P – активные потери, кВт/ч;

$K_{И}$ – коэффициент использования максимума;

T – количество дней лето или зимы;

24 – количество часов в сутках.

Суммируя потери за лето и зиму получим годовые потери, кВт

$$\Delta W = \Delta W_{Л} + \Delta W_{З}. \qquad (3.10)$$

Расчет минимального (лето) режима на программе RASTR Win.

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	ПС-157	10.5					-0.2	-0.1	10.5	-100	100				10.5	
2			Нагр	2	ТП-5823	10							10						9.19	2.97
3			Нагр	3	нагрузка1	0.4			105.27	65.24			0.4						-377.76	2.96
4			Нагр	4	ТП-8582	10							10						-886.07	-2.97
5			Нагр	5	нагрузка2	0.4			170.58	105.71			0.4						-26768.5	-2.97
6			Нагр	6	ТП-8581	10							10						-20.31	2.89
7			Нагр	7	нагрузка3	0.4			67.37	41.75			0.4						-1867.55	2.87
8			Нагр	8	ТП-918а	10							10						-2867.26	-2.91
9			Нагр	9	нагрузка4	0.4			105.27	65.24			0.4						-74675.12	-2.86
10			Нагр	10	ТП-8515	10							10						3.07	2.85
11			Нагр	11	нагрзука5	0.4			173.5	107.53			0.4						-797.83	2.84
12			Нагр	12	ТП-9584	10							10						-273.5	-2.98
13			Нагр	13	нагрзука6	0.4			173.5	107.53			0.4						-9724.8	-2.98
14			Нагр	14	ТП-9511	10							10						9.55	2.87
15			Нагр	15	нагрузка7	0.4			16.84	10.44			0.4						-151.63	2.83
16			Нагр	16	ТП-184	10							10						-901.04	-2.96
17			Нагр	17	нагрузка8	0.4			170.58	105.71			0.4						-27459.87	-2.96
18			Нагр	18	ТП-8507	10							10						-1082.93	2.98
19			Нагр	19	нагрузка9	0.4			173.5	107.53			0.4						-32358.68	2.98
20			Нагр	20	ТП-8587	10							10						-756.96	-2.95
21			Нагр	21	нагрузка10	0.4			105.27	65.24			0.4						-22692.08	-2.94
22			Нагр	22	ТП-150	10							10						-12.95	2.91
23			Нагр	23	нагрузка11	0.4			173.5	107.53			0.4						-1499.29	2.91
24			Нагр	24	ТП-8568	10							10						5	2.98
25			Нагр	25	нагрузка12	0.4			42.11	26.1			0.4						-13.62	2.98
26			Нагр	26	ТП-8516	10							10						9.16	2.97
27			Нагр	27	нагрузка13	0.4			173.5	107.53			0.4						-102.56	2.98
28			Нагр	28	ТП-8580	10							10						9.96	2.99
29			Нагр	29	нагрузка14	0.4			105.27	65.24			0.4						-245.65	2.99
30			Нагр	30	ТП-5004	10							10						-35.69	2.84
31			Нагр	31	нагрузка15	0.4			42.11	26.1			0.4						-2362.85	2.84
32			Нагр	32	ТП-5915	10							10						-116.11	2.85
33			Нагр	33	нагрузка16	0.4			105.27	65.24			0.4						-5054.65	2.85
34			Нагр	34	ТП-8583	10							10						-151.12	2.97
35			Нагр	35	нагрузка17	0.4			173.5	107.53			0.4						-6081.78	2.97
36			Нагр	36	ТП-8586	10							10						9.1	2.83
37			Нагр	37	нагрузка18	0.4			67.37	41.75			0.4						-100.31	2.83
38			Нагр	38	ТП-5922	10							10						-5.58	2.82
39			Нагр	39	нагрузка19	0.4			170.58	105.71			0.4						-1203.01	2.82
40			Нагр	40	ТП-5599	10							10						-1357.13	2.85
41			Нагр	41	нагрузка20	0.4			170.58	105.71			0.4						-46916.21	2.81
42			Нагр	42	ТП-9523	10							10						-19612.84	-2.8
43			Нагр	43	нагрузка21	0.4			426.45	264.29			0.4						-493403.09	-2.78
44			Нагр	44	ТП-5808	10							10						-19.02	2.83
45			Нагр	45	нагрузка22	0.4			105.27	65.24			0.4						-1764.05	2.83
46			Нагр	46	ТП-5808	10							10						-3.84	2.96
47			Нагр	47	нагрузка23	0.4			105.27	65.24			0.4						-1118.32	2.95
48			Нагр	48	ТП-5885	10							10						-303.06	2.78
49			Нагр	49	нагрузка24	0.4			170.58	105.71			0.4						-10913.29	2.77
50			Нагр	50	ТП-8588	10							10						-1372.9	-2.97
51			Нагр	51	нагрузка25	0.4			173.5	107.53			0.4						-39970.08	-2.97
52			Нагр	52	ТП-5927	10							10						-938.9	-2.97
53			Нагр	52	нагрузка26	0.4			170.58	105.71			0.4						0.4	

Рисунок 3.6 – Расчетные данные минимального режима (лето) работы узлов данной сети

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	ryr	Название	R	X	B	Кт/т	P_нач	Q_нач
1			Тр-р	1	2			ПС-157 - ТП-5823	5.92	26		0.85	0	0
2			ЛЭП	2	3			ТП-5823 - нагрузка1	0.022	0.013			-119845	-70843
3			Тр-р	3	4			нагрузка1 - ТП-8582	5.31	16.25		0.85	2262	14583
4			ЛЭП	4	5			ТП-8582 - нагрузка2	0.127	0.074			134815614	78541503
5			Тр-р	5	6			нагрузка2 - ТП-8581	10.16	40.63		0.85	-4145361	-16583790
6			ЛЭП	6	7			ТП-8581 - нагрузка3	0.072	0.042			388706	226909
7			Тр-р	7	8			нагрузка3 - ТП-918а	5.92	26		0.85	-81	106936
8			ЛЭП	8	9			ТП-918а - нагрузка4	0.452	0.142			414716010	129859727
9			Тр-р	9	10			нагрузка4 - ТП-8515	2.02	8.73		0.85	-140298768	-606327444
10			ЛЭП	10	11			ТП-8515 - нагрзука5	0.017	0.01			-107351	-63166
11			Тр-р	11	12			нагрзука5 - ТП-9584	2.02	8.73		0.85	-12421	-40785
12			ЛЭП	12	13			ТП-9584 - нагрзука6	0.074	0.043			26114560	15173445
13			Тр-р	13	14			нагрзука6 - ТП-9511	162.5	162.5		0.85	-291358	-291290
14			ЛЭП	14	15			ТП-9511 - нагрузка7	0.065	0.038			-17635	-10325
15			Тр-р	15	16			нагрузка7 - ТП-184	5.31	16.25		0.85	1587	7908
16			ЛЭП	16	17			ТП-184 - нагрузка8	0.13	0.076			137188396	80212884
17			Тр-р	17	18			нагрузка8 - ТП-8507	2.02	8.73		0.85	-17700742	-78292307
18			ЛЭП	18	19			ТП-8507 - нагрузка9	0.13	0.076			194174245	113511840
19			Тр-р	19	20			нагрузка9 - ТП-8587	5.92	26		0.85	-8588031	-37214635
20			ЛЭП	20	21			ТП-8587 - нагрузка10	0.196	0.114			63309411	36800848
21			Тр-р	21	22			нагрузка10 - ТП-150	2.02	8.73		0.85	-12942015	-55950015
22			ЛЭП	22	23			ТП-150 - нагрузка11	0.026	0.015			555398	320434
23			Тр-р	23	24			нагрузка11 - ТП-8568	26	65		0.85	-11972	-29930
24			ЛЭП	24	25			ТП-8568 - нагрузка12	0.007	0.004			-10027	-5729
25			Тр-р	25	26			нагрузка12 - ТП-8516	2.02	8.73		0.85	-8	-36
26			ЛЭП	26	27			ТП-8516 - нагрузка13	0.007	0.004			-110194	-62965
27			Тр-р	27	28			нагрузка13 - ТП-8580	5.92	26		0.85	-98	-429
28			ЛЭП	28	29			ТП-8580 - нагрузка14	0.018	0.011			-103009	-62951
29			Тр-р	29	30			нагрузка14 - ТП-5004	26	65		0.85	-266	-663
30			ЛЭП	30	31			ТП-5004 - нагрузка15	0.157	0.06			461615	176434
31			Тр-р	31	32			нагрузка15 - ТП-5915	5.92	26		0.85	-43795	-192348
32			ЛЭП	32	33			ТП-5915 - нагрузка16	0.092	0.035			5444634	2071371
33			Тр-р	33	34			нагрузка16 - ТП-8583	2.02	8.73		0.85	-619953	-2680244
34			ЛЭП	34	35			ТП-8583 - нагрузка17	0.057	0.033			11776586	6817588
35			Тр-р	35	36			нагрузка17 - ТП-8586	10.16	40.63		0.85	-214623	-858297
36			ЛЭП	36	37			ТП-8586 - нагрузка18	0.019	0.006			-47633	-15037
37			Тр-р	37	38			нагрузка18 - ТП-5922	5.31	16.25		0.85	-171	-523
38			ЛЭП	38	39			ТП-5922 - нагрузка19	0.027	0.01			217632	80622
39			Тр-р	39	40			нагрузка19 - ТП-5599	5.31	16.25		0.85	8662	26309
40			ЛЭП	40	41			ТП-5599 - нагрузка20	0.129	0.075			358054724	208539485
41			Тр-р	41	42			нагрузка20 - ТП-9523	0.85	6.5		0.85	-38221905	-16788878
42			ЛЭП	42	43			ТП-9523 - нагрузка21	0.258	0.15			2692309801	156414130
43			Тр-р	43	44			нагрузка21 - ТП-5808	5.92	26		0.85	-2026746586	-89014341
44			ЛЭП	44	45			ТП-5808 - нагрузка22	0.039	0.023			631260	372319
45			Тр-р	45	46			нагрузка22 - ТП-5808	5.92	26		0.85	-25842	-113497
46			ЛЭП	46	47			ТП-5808 - нагрузка23	0.039	0.023			81467	48057
47			Тр-р	47	48			нагрузка23 - ТП-5885	5.31	16.25		0.85	-15545	-47346
48			ЛЭП	48	49			ТП-5885 - нагрузка24	0.083	0.026			35277852	11055923
49			Тр-р	49	50			нагрузка24 - ТП-8588	2.02	8.73		0.85	-2747028	-10998006
50			ЛЭП	50	51			ТП-8588 - нагрузка25	0.155	0.09			255678318	148444795
51			Тр-р	51	52			нагрузка25 - ТП-5927	5.31	16.25		0.85	-29026668	-88829258

Рисунок 3.7 – Расчетные данные минимального режима (лето) работы ветвей данной сети

	Vp+	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				0.02018	0.003839	0.01634				

Рисунок 3.8 – Активные потери минимального режима (лето)

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	секция1	10.5	10.5	
2		2	ТП 5823	10	10.496	4.957
3		3	нагрузка3	0.38	0.394	3.712
4		4	ТП 8582	10	10.49	4.896
5		5	нагрузка5	0.38	0.393	3.318
6		6	ТП 918	10	10.486	4.864
7		7	нагрузка7	0.38	0.397	4.427
8		8	ТП 8581	10	10.484	4.842
9		9	нагрузка9	0.38	0.396	4.128
10		10	ТП 8515	10	10.483	4.829
11		11	нагрузка11	0.38	0.387	1.947
12		12	ТП9584	10	10.486	4.863
13		13	нагрузка13	0.38	0.398	4.862
14		14	ТП 9511	10	10.486	4.863
15		15	нагрузка15	0.38	0.398	4.862
16		16	ТП 184	10	10.486	4.861
17		17	нагрузка17	0.38	0.398	4.86
18		18	ТП 8507	10	10.486	4.859
19		19	нагрузка19	0.38	0.395	3.98
20		20	ТП 8587	10	10.486	4.865
21		21	нагрузка21	0.38	0.392	3.193
22		22	ТП 150	10	10.487	4.872
23		23	нагрузка23	0.38	0.393	3.387
24		24	ТП 8586	10	10.488	4.885
25		25	нагрузка25	0.38	0.399	4.884
26		26	ТП 8516	10	10.489	4.891

Рисунок 3.9 – Напряжения минимального режима (лето)

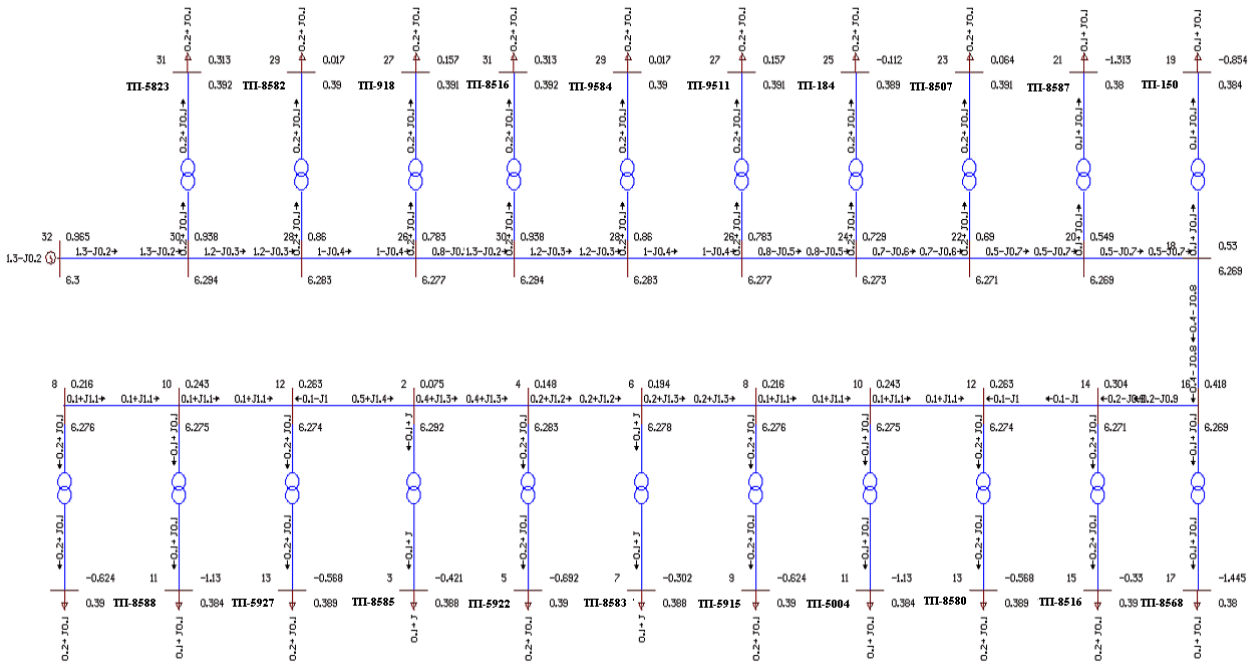


Рисунок 3.10 – Схема потоко распределения на программе RastrWin

Исходя из полученных значений расчета минимального режима работы одного Ф-32 можно сделать следующие выводы:

– напряжения в узловых точках рассмотренной сети находятся в пределах допустимых значений ±5%;

– потери в линиях составляют 0,003839 МВт, а потери в трансформаторах 0,01634 МВт.

Суммарные потери за лето:

$$\Delta W_{Л} = 8{,}86 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 190 = 30301{,}2 \ \text{кВт}.$$

Узлы

	0	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	ПС-157	10.5					1	2.5	10.5	-100	100				10.5	
2			Нагр	2	ТП-5823	10							10						3.23	-17.13
3			Нагр	3	нагрузка1	0.4			147.05	91.13			0.4						-775.78	-17.11
4			Нагр	4	ТП-8582	10							10						-444.66	17.14
5			Нагр	5	нагрузка2	0.4			118.32	73.33			0.4						-14605.	17.13
6			Нагр	6	ТП-8581	10							10						-68.5	-16.92
7			Нагр	7	нагрузка3	0.4			94.11	58.33			0.4						-3544.3	-16.87
8			Нагр	8	ТП-918а	10							10						-1376.5	16.87
9			Нагр	9	нагрузка4	0.4			69.91	43.33			0.4						-37756.	16.59
10			Нагр	10	ТП-8515	10							10						4.61	-16.58
11			Нагр	11	нагрузка5	0.4			161.72	100.23			0.4						-709.1	-16.54
12			Нагр	12	ТП-9584	10							10						-263.24	17.17
13			Нагр	13	нагрузка6	0.4			161.72	100.23			0.4						-9422.2	17.16
14			Нагр	14	ТП-9511	10							10						8.45	-16.36
15			Нагр	15	нагрузка7	0.4			10.27	6.36			0.4						-89.17	-16.1
16			Нагр	16	ТП-184	10							10						-772.96	17.05
17			Нагр	17	нагрузка8	0.4			150.62	93.35			0.4						-23971.	17.07
18			Нагр	18	ТП-8507	10							10						-1048.1	-17.15
19			Нагр	19	нагрузка9	0.4			161.72	100.23			0.4						-31557.	-17.15
20			Нагр	20	ТП-8587	10							10						-1696.4	16.86
21			Нагр	21	нагрузка10	0.4			147.05	91.13			0.4						-47106.	16.76
22			Нагр	22	ТП-150	10							10						-15	-16.62
23			Нагр	23	нагрузка11	0.4			161.72	100.23			0.4						-1587.2	-16.61
24			Нагр	24	ТП-8568	10							10						5	-17.16
25			Нагр	25	нагрузка12	0.4			36.3	22.49			0.4						-13.64	-17.16
26			Нагр	26	ТП-8516	10							10						9.16	-17.12
27			Нагр	27	нагрузка13	0.4			161.72	100.23			0.4						-101.52	-17.13
28			Нагр	28	ТП-8580	10							10						7.33	-17.21
29			Нагр	29	нагрузка14	0.4			147.05	91.13			0.4						-522.98	-17.21
30			Нагр	30	ТП-5004	10							10						-26.2	-16.28
31			Нагр	31	нагрузка15	0.4			36.3	22.49			0.4						-2034.84	-16.24
32			Нагр	32	ТП-5915	10							10						-302.89	-16.45
33			Нагр	33	нагрузка16	0.4			147.05	91.13			0.4						-10623.55	-16.47
34			Нагр	34	ТП-8583	10							10						-151.34	-16.98
35			Нагр	35	нагрузка17	0.4			161.72	100.23			0.4						-6096.54	-16.99
36			Нагр	36	ТП-8586	10							10						10.01	-16.21
37			Нагр	37	нагрузка18	0.4			94.11	58.33			0.4						-203.98	-16.25
38			Нагр	38	ТП-5922	10							10						5.43	-16.3
39			Нагр	39	нагрузка19	0.4			118.32	73.33			0.4						-654.69	-16.28
40			Нагр	40	ТП-5599	10							10						-680.14	-16.42
41			Нагр	41	нагрузка20	0.4			118.32	73.33			0.4						-25128.02	-16.18
42			Нагр	42	ТП-9523	10							10						-10368.09	16.11
43			Нагр	43	нагрузка21	0.4			295.8	183.32			0.4						-265143.71	16.01
44			Нагр	44	ТП-5808	10							10						-53.43	-16.69
45			Нагр	45	нагрузка22	0.4			147.05	91.13			0.4						-2997.21	-16.68
46			Нагр	46	ТП-5808	10							10						-36.08	-17.1
47			Нагр	47	нагрузка23	0.4			147.05	91.13			0.4						-2367.65	-17.09
48			Нагр	48	ТП-5885	10							10						-147.76	-15.92
49			Нагр	49	нагрузка24	0.4			118.32	73.33			0.4						-6244.75	-15.85
50			Нагр	50	ТП-8588	10							10						-1294.82	17.04
51			Нагр	51	нагрузка25	0.4			161.72	100.23			0.4						-37837.29	17.02
52			Нагр	52	ТП-5927	10							10						-882.21	17.01

Рисунок 3.11 – Расчетные данные максимального режима (зима) работы узлов данной сети

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	pyr	Название	R	X	B	Кт/т	P_нач	Q_нач
1			Тр-р	1	2			ПС-157 - ТП-5823	5.92	26		0.85	-1	-3
2			ЛЭП	2	3			ТП-5823 - нагрузка1	0.02	0.01			-84857	-50097
3			Тр-р	3	4			нагрузка1 - ТП-8582	5.31	16.25		0.85	7860	-18962
4			ЛЭП	4	5			ТП-8582 - нагрузка2	0.13	0.07			37008031	21578364
5			Тр-р	5	6			нагрузка2 - ТП-8581	10.16	40.63		0.85	-1245270	-4914997
6			ЛЭП	6	7			ТП-8581 - нагрузка3	0.07	0.04			2468627	1437216
7			Тр-р	7	8			нагрузка3 - ТП-918а	5.92	26		0.85	51730	-311360
8			ЛЭП	8	9			ТП-918а - нагрузка4	0.45	0.14			100679001	32194543
9			Тр-р	9	10			нагрузка4 - ТП-8515	2.02	8.73		0.85	-35855375	-155014628
10			ЛЭП	10	11			ТП-8515 - нагрузка5	0.02	0.01			-143966	-84549
11			Тр-р	11	12			нагрузка5 - ТП-9584	2.02	8.73		0.85	5198	-37875
12			ЛЭП	12	13			ТП-9584 - нагрузка6	0.07	0.04			24353722	14158301
13			Тр-р	13	14			нагрузка6 - ТП-9511	162.5	162.5		0.85	-273244	-273563
14			ЛЭП	14	15			ТП-9511 - нагрузка7	0.07	0.04			-9487	-5493
15			Тр-р	15	16			нагрузка7 - ТП-184	5.31	16.25		0.85	3554	2527
16			ЛЭП	16	17			ТП-184 - нагрузка8	0.13	0.08			102823896	60053793
17			Тр-р	17	18			нагрузка8 - ТП-8507	2.02	8.73		0.85	-15648735	-59400124
18			ЛЭП	18	19			ТП-8507 - нагрузка9	0.13	0.08			183332530	107157469
19			Тр-р	19	20			нагрузка9 - ТП-8587	5.92	26		0.85	-6568715	-34799548
20			ЛЭП	20	21			ТП-8587 - нагрузка10	0.2	0.11			293380095	171336722
21			Тр-р	21	22			нагрузка10 - ТП-150	2.02	8.73		0.85	-55858433	-241181579
22			ЛЭП	22	23			ТП-150 - нагрузка11	0.03	0.01			680508	392449
23			Тр-р	23	24			нагрузка11 - ТП-8568	26	65		0.85	-13414	-33538
24			ЛЭП	24	25			ТП-8568 - нагрузка12	0.01	0			-10037	-5735
25			Тр-р	25	26			нагрузка12 - ТП-8516	2.02	8.73		0.85	-8	-36
26			ЛЭП	26	27			ТП-8516 - нагрузка13	0.01	0			-109175	-62402
27			Тр-р	27	28			нагрузка13 - ТП-8580	5.92	26		0.85	-93	-409
28			ЛЭП	28	29			ТП-8580 - нагрузка14	0.02	0.01			-157325	-96141
29			Тр-р	29	30			нагрузка14 - ТП-5004	26	65		0.85	-1362	-3415
30			ЛЭП	30	31			ТП-5004 - нагрузка15	0.16	0.06			292585	111547
31			Тр-р	31	32			нагрузка15 - ТП-5915	5.92	26		0.85	-28537	-124867
32			ЛЭП	32	33			ТП-5915 - нагрузка16	0.09	0.04			29679001	11302551
33			Тр-р	33	34			нагрузка16 - ТП-8583	2.02	8.73		0.85	-2793535	-12064757
34			ЛЭП	34	35			ТП-8583 - нагрузка17	0.06	0.03			11822148	6845721
35			Тр-р	35	36			нагрузка17 - ТП-8586	10.16	40.63		0.85	-215729	-862610
36			ЛЭП	36	37			ТП-8586 - нагрузка18	0.02	0.01			-102529	-32443
37			Тр-р	37	38			нагрузка18 - ТП-5922	5.31	16.25		0.85	-780	-2386
38			ЛЭП	38	39			ТП-5922 - нагрузка19	0.03	0.01			-116776	-43209
39			Тр-р	39	40			нагрузка19 - ТП-5599	5.31	16.25		0.85	1659	5319
40			ЛЭП	40	41			ТП-5599 - нагрузка20	0.13	0.07			96582901	55581551
41			Тр-р	41	42			нагрузка20 - ТП-9523	0.85	6.5		0.85	17397467	-59550326
42			ЛЭП	42	43			ТП-9523 - нагрузка21	0.26	0.15			7644050791	4462450839
43			Тр-р	43	44			нагрузка21 - ТП-5808	5.92	26		0.85	-585523043	-2570033194
44			ЛЭП	44	45			ТП-5808 - нагрузка22	0.04	0.02			2992616	1764222
45			Тр-р	45	46			нагрузка22 - ТП-5808	5.92	26		0.85	-73768	-323821
46			ЛЭП	46	47			ТП-5808 - нагрузка23	0.04	0.02			1600592	943422
47			Тр-р	47	48			нагрузка23 - ТП-5885	5.31	16.25		0.85	-93905	-288963
48			ЛЭП	48	49			ТП-5885 - нагрузка24	0.08	0.03			9887867	3084003
49			Тр-р	49	50			нагрузка24 - ТП-8588	2.02	8.73		0.85	-218522	-3501390
50			ЛЭП	50	51			ТП-8588 - нагрузка25	0.16	0.09			228257430	132622882
51			Тр-р	51	52			нагрузка25 - ТП-5927	5.31	16.25		0.85	-25298718	-77418669

Рисунок 3.12 – Расчетные данные максимального режима (зима) работы ветвей данной сети

	№р+	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	ХХ_тр-р	
1				0.02872	0.005363	0.02336				

Рисунок 3.13 – Активные потери максимального режима (зима)

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	секция1	10.5	10.5	
2		2	ТП 5823	10	10.496	4.957
3		3	нагрузка3	0.38	0.394	3.712
4		4	ТП 8582	10	10.49	4.896
5		5	нагрузка5	0.38	0.393	3.318
6		6	ТП 918	10	10.486	4.864
7		7	нагрузка7	0.38	0.397	4.427
8		8	ТП 8581	10	10.484	4.842
9		9	нагрузка9	0.38	0.396	4.128
10		10	ТП 8515	10	10.483	4.829
11		11	нагрузка11	0.38	0.387	1.947
12		12	ТП9584	10	10.486	4.863
13		13	нагрузка13	0.38	0.398	4.862
14		14	ТП 9511	10	10.486	4.863
15		15	нагрузка15	0.38	0.398	4.862
16		16	ТП 184	10	10.486	4.861
17		17	нагрузка17	0.38	0.398	4.86
18		18	ТП 8507	10	10.486	4.859
19		19	нагрузка19	0.38	0.395	3.98
20		20	ТП 8587	10	10.486	4.865
21		21	нагрузка21	0.38	0.392	3.193
22		22	ТП 150	10	10.487	4.872
23		23	нагрузка23	0.38	0.393	3.387
24		24	ТП 8586	10	10.488	4.885
25		25	нагрузка25	0.38	0.399	4.884
26		26	ТП 8516	10	10.489	4.891

Рисунок 3.14 – Напряжения максимального режима (зима)

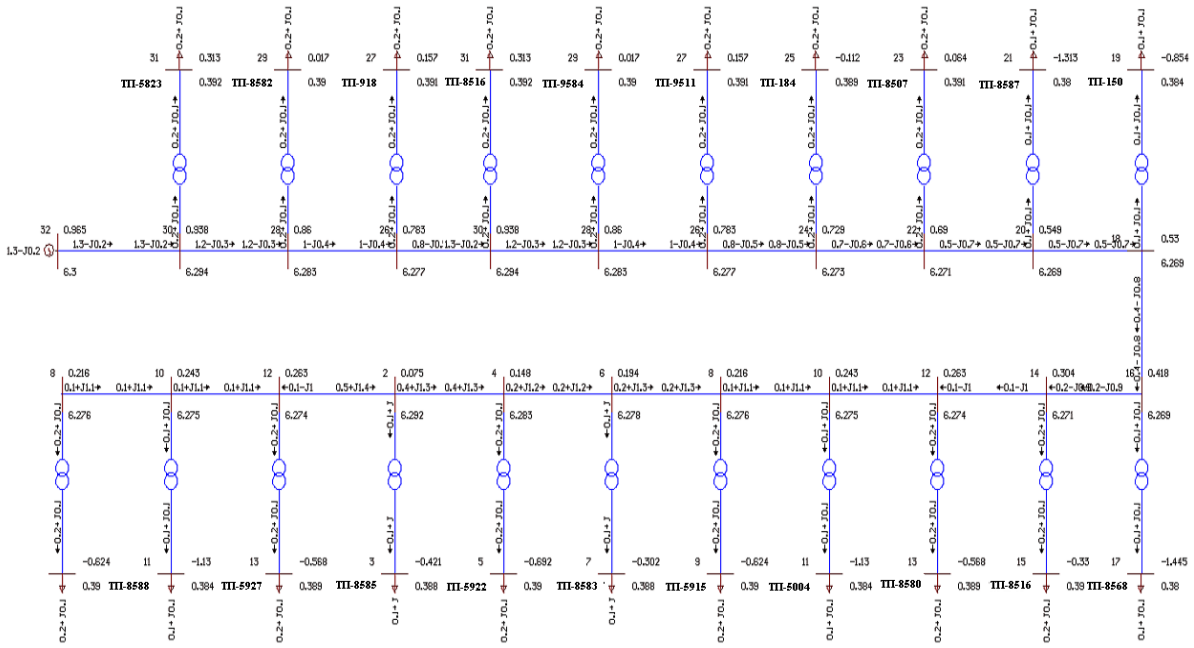


Рисунок 3.15 – Схема потоко распределения на программе RastrWin

Исходя из полученных значений расчета минимального режима (зима) работы одного Ф-32 можно сделать следующие выводы:

– напряжения в узловых точках рассмотренной сети находятся в пределах допустимых значений ±5%;

– потери в линиях составляют 0,005363 МВт, а потери в трансформаторах 0,02336 МВт.

Суммарные потери за зиму составят:

$$\Delta W_з = 12,78 \cdot 0,75 \cdot 24 \cdot 175 = 40257 \text{ кВт};$$

Годовые потери:

$$\Delta W = 30301,2 + 40257 = 70558,2 \text{ кВт}.$$

3.4 Расчет максимального и минимального режимов (зима и лето) с перспективными нагрузками Ф-32 ПС 157

Новые потребители и развитие уже действующих потребителей и объектов, расширение области применения электроэнергии, и конечно же повышение требований к надежности и качеству энергоснабжения как новых, так и действующих потребителей способствует увеличению нагрузок трансформаторных подстанции практический каждый год.

В связи с тем, что прогнозируется рост электропотребления и увеличения нагрузок данного участка приведем расчеты режимов электрической сети Ф 32 ПС 157 с перспективными нагрузками. Нагрузки

рассчитанные на перспективу примем за максимальный режим, то есть увеличим все нагрузки в 1,5 раза.

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
1			База	1	ПС-157	10,5							10,5	-100,0	100,0		10,50
2			Нагр	2	ТП-5823	10,0							10,0				10,00
3			Нагр	3	нагрузка1	0,4			157,90	97,86			0,4				0,40
4			Нагр	4	ТП-8582	10,0							10,0				10,00
5			Нагр	5	нагрузка2	0,4			255,87	158,57			0,4				0,40
6			Нагр	6	ТП-8581	10,0							10,0				10,00
7			Нагр	7	нагрузка3	0,4			101,06	62,62			0,4				0,40
8			Нагр	8	ТП-918а	10,0							10,0				10,00
9			Нагр	9	нагрузка4	0,4			157,90	97,86			0,4				0,40
10			Нагр	10	ТП-8515	10,0							10,0				10,00
11			Нагр	11	нагрузка5	0,4			260,25	161,29			0,4				0,40
12			Нагр	12	ТП-9584	10,0							10,0				10,00
13			Нагр	13	нагрузка6	0,4			260,25	161,29			0,4				0,40
14			Нагр	14	ТП-9511	10,0							10,0				10,00
15			Нагр	15	нагрузка7	0,4			25,26	15,66			0,4				0,40
16			Нагр	16	ТП-184	10,0							10,0				10,00
17			Нагр	17	нагрузка8	0,4			255,87	158,56			0,4				0,40
18			Нагр	18	ТП-8507	10,0							10,0				10,00
19			Нагр	19	нагрузка9	0,4			260,25	161,29			0,4				0,40
20			Нагр	20	ТП-8587	10,0							10,0				10,00
21			Нагр	21	нагрузка10	0,4			157,90	97,86			0,4				0,40
22			Нагр	22	ТП-150	10,0							10,0				10,00
23			Нагр	23	нагрузка11	0,4			260,25	161,29			0,4				0,40
24			Нагр	24	ТП-8568	10,0							10,0				10,00
25			Нагр	25	нагрузка12	0,4			63,16	39,15			0,4				0,40
26			Нагр	26	ТП-8516	10,0							10,0				10,00
27			Нагр	27	нагрузка13	0,4			260,25	161,29			0,4				0,40
28			Нагр	28	ТП-8580	10,0							10,0				10,00
29			Нагр	29	нагрузка14	0,4			157,90	97,86			0,4				0,40
30			Нагр	30	ТП-5004	10,0							10,0				10,00
31			Нагр	31	нагрузка15	0,4			63,16	39,15			0,4				0,40
32			Нагр	32	ТП-5915	10,0							10,0				10,00
33			Нагр	33	нагрузка16	0,4			157,90	97,86			0,4				0,40
34			Нагр	34	ТП-8583	10,0							10,0				10,00
35			Нагр	35	нагрузка17	0,4			260,25	161,29			0,4				0,40
36			Нагр	36	ТП-8586	10,0							10,0				10,00
37			Нагр	37	нагрузка18	0,4			101,06	62,62			0,4				0,40
38			Нагр	38	ТП-5922	10,0							10,0				10,00
39			Нагр	39	нагрузка19	0,4			255,87	158,56			0,4				0,40
40			Нагр	40	ТП-5599	10,0							10,0				10,00
41			Нагр	41	нагрузка20	0,4			255,87	158,56			0,4				0,40
42			Нагр	42	ТП-9523	10,0							10,0				10,00
43			Нагр	43	нагрузка21	0,4			639,67	396,44			0,4				0,40
44			Нагр	44	ТП-5808	10,0							10,0				10,00
45			Нагр	45	нагрузка22	0,4			157,90	97,86			0,4				0,40
46			Нагр	46	ТП-5808	10,0							10,0				10,00
47			Нагр	47	нагрузка23	0,4			157,90	97,86			0,4				0,40
48			Нагр	48	ТП-8585	10,0							10,0				10,00
49			Нагр	49	нагрузка24	0,4			255,87	158,56			0,4				0,40
50			Нагр	50	ТП-8588	10,0							10,0				10,00
51			Нагр	51	нагрузка25	0,4			260,25	161,29			0,4				0,40
52			Нагр	52	ТП-5927	10,0							10,0				10,00
53			Нагр	53	нагрузка26	0,4			255,87	158,56			0,4				0,40

Рисунок 3.16 – Расчетные данные минимального режима (лето) работы узлов данной сети

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	?ур	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			Тр-р	1	2			ПС-157 - ТП-5823	5.92	26		0.85	-1	-3
2			ЛЭП	2	3			ТП-5823 - нагрузка1	0.02	0.01			-84857	-50097
3			Тр-р	3	4			нагрузка1 - ТП-8582	5.31	16.25		0.85	7860	-18962
4			ЛЭП	4	5			ТП-8582 - нагрузка2	0.13	0.07			37008031	21578364
5			Тр-р	5	6			нагрузка2 - ТП-8581	10.16	40.63		0.85	-1245270	-4914997
6			ЛЭП	6	7			ТП-8581 - нагрузка3	0.07	0.04			2468627	1437216
7			Тр-р	7	8			нагрузка3 - ТП-918a	5.92	26		0.85	51730	-311360
8			ЛЭП	8	9			ТП-918a - нагрузка4	0.45	0.14			100679001	32194543
9			Тр-р	9	10			нагрузка4 - ТП-8515	2.02	8.73		0.85	-35855375	-155014628
10			ЛЭП	10	11			ТП-8515 - нагрузка5	0.02	0.01			-143966	-84549
11			Тр-р	11	12			нагрузка5 - ТП-9584	2.02	8.73		0.85	5198	-37875
12			ЛЭП	12	13			ТП-9584 - нагрузка6	0.07	0.04			24353722	14158301
13			Тр-р	13	14			нагрузка6 - ТП-9511	162.5	162.5		0.85	-273244	-273563
14			ЛЭП	14	15			ТП-9511 - нагрузка7	0.07	0.04			-9487	-5493
15			Тр-р	15	16			нагрузка7 - ТП-184	5.31	16.25		0.85	3554	2527
16			ЛЭП	16	17			ТП-184 - нагрузка8	0.13	0.08			102823896	60053793
17			Тр-р	17	18			нагрузка8 - ТП-8507	2.02	8.73		0.85	-15648735	-59400124
18			ЛЭП	18	19			ТП-8507 - нагрузка9	0.13	0.08			183332530	107157469
19			Тр-р	19	20			нагрузка9 - ТП-8587	5.92	26		0.85	-6568715	-34799548
20			ЛЭП	20	21			ТП-8587 - нагрузка10	0.2	0.11			293380095	171336722
21			Тр-р	21	22			нагрузка10 - ТП-150	2.02	8.73		0.85	-55858433	-241181579
22			ЛЭП	22	23			ТП-150 - нагрузка11	0.03	0.01			680508	392449
23			Тр-р	23	24			нагрузка11 - ТП-8568	26	65		0.85	-13414	-33538
24			ЛЭП	24	25			ТП-8568 - нагрузка12	0.01	0			-10037	-5735
25			Тр-р	25	26			нагрузка12 - ТП-8516	2.02	8.73		0.85	-8	-36
26			ЛЭП	26	27			ТП-8516 - нагрузка13	0.01	0			-109175	-62402
27			Тр-р	27	28			нагрузка13 - ТП-8580	5.92	26		0.85	-93	-409
28			ЛЭП	28	29			ТП-8580 - нагрузка14	0.02	0.01			-157325	-96141
29			Тр-р	29	30			нагрузка14 - ТП-5004	26	65		0.85	-1362	-3415
30			ЛЭП	30	31			ТП-5004 - нагрузка15	0.16	0.06			292585	111547
31			Тр-р	31	32			нагрузка15 - ТП-5915	5.92	26		0.85	-28537	-124867
32			ЛЭП	32	33			ТП-5915 - нагрузка16	0.09	0.04			29679001	11302551
33			Тр-р	33	34			нагрузка16 - ТП-8583	2.02	8.73		0.85	-2793535	-12064757
34			ЛЭП	34	35			ТП-8583 - нагрузка17	0.06	0.03			11822148	6845721
35			Тр-р	35	36			нагрузка17 - ТП-8586	10.16	40.63		0.85	-215729	-862610
36			ЛЭП	36	37			ТП-8586 - нагрузка18	0.02	0.01			-102529	-32443
37			Тр-р	37	38			нагрузка18 - ТП-5922	5.31	16.25		0.85	-780	-2386
38			ЛЭП	38	39			ТП-5922 - нагрузка19	0.03	0.01			-116776	-43209
39			Тр-р	39	40			нагрузка19 - ТП-5599	5.31	16.25		0.85	1659	5319
40			ЛЭП	40	41			ТП-5599 - нагрузка20	0.13	0.07			96582901	55581551
41			Тр-р	41	42			нагрузка20 - ТП-9523	0.85	6.5		0.85	17397467	-59550326
42			ЛЭП	42	43			ТП-9523 - нагрузка21	0.26	0.15			7644050791	4462450839
43			Тр-р	43	44			нагрузка21 - ТП-5808	5.92	26		0.85	-585523043	-2570033194
44			ЛЭП	44	45			ТП-5808 - нагрузка22	0.04	0.02			2992616	1764222
45			Тр-р	45	46			нагрузка22 - ТП-5808	5.92	26		0.85	-73768	-323821
46			ЛЭП	46	47			ТП-5808 - нагрузка23	0.04	0.02			1600592	943422
47			Тр-р	47	48			нагрузка23 - ТП-5885	5.31	16.25		0.85	-93905	-288963
48			ЛЭП	48	49			ТП-5885 - нагрузка24	0.08	0.03			9887867	3084003
49			Тр-р	49	50			нагрузка24 - ТП-8588	2.02	8.73		0.85	-218522	-3501390
50			ЛЭП	50	51			ТП-8588 - нагрузка25	0.16	0.09			228257430	132622882
51			Тр-р	51	52			нагрузка25 - ТП-5927	5.31	16.25		0.85	-25298718	-77418669

Рисунок 3.17 – Расчетные данные минимального режима (лето) работы ветвей данной сети

	∿p+	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				0.008118	0.000988	0.00713				

Рисунок 3.18 – Активные потери минимального режима (лето)

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	секция1	10.5	10.5	
2		2	ТП 5823	10	10.496	4.957
3		3	нагрузка3	0.38	0.394	3.712
4		4	ТП 8582	10	10.49	4.896
5		5	нагрузка5	0.38	0.393	3.318
6		6	ТП 918	10	10.486	4.864
7		7	нагрузка7	0.38	0.397	4.427
8		8	ТП 8581	10	10.484	4.842
9		9	нагрузка9	0.38	0.396	4.128
10		10	ТП 8515	10	10.483	4.829
11		11	нагрузка11	0.38	0.387	1.947
12		12	ТП9584	10	10.486	4.863
13		13	нагрузка13	0.38	0.398	4.862
14		14	ТП 9511	10	10.486	4.863
15		15	нагрузка15	0.38	0.398	4.862
16		16	ТП 184	10	10.486	4.861
17		17	нагрузка17	0.38	0.398	4.86
18		18	ТП 8507	10	10.486	4.859
19		19	нагрузка19	0.38	0.395	3.98
20		20	ТП 8587	10	10.486	4.865
21		21	нагрузка21	0.38	0.392	3.193
22		22	ТП 150	10	10.487	4.872
23		23	нагрузка23	0.38	0.393	3.387
24		24	ТП 8586	10	10.488	4.885
25		25	нагрузка25	0.38	0.399	4.884
26		26	ТП 8516	10	10.489	4.891

Рисунок 3.19 – Напряжения минимального режима (лето)

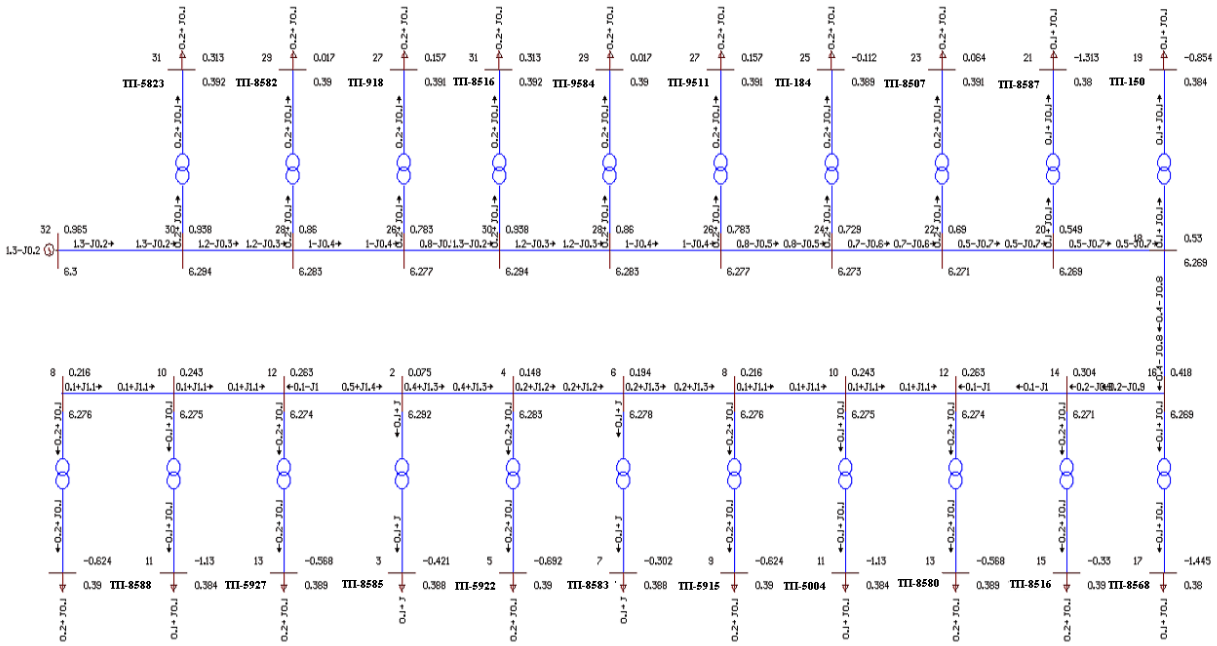


Рисунок 3.20 – Схема потоко распределения на программе RastrWin

Исходя из полученных значений расчета минимального режима (лето) работы Ф-32 можно сделать следующие выводы:

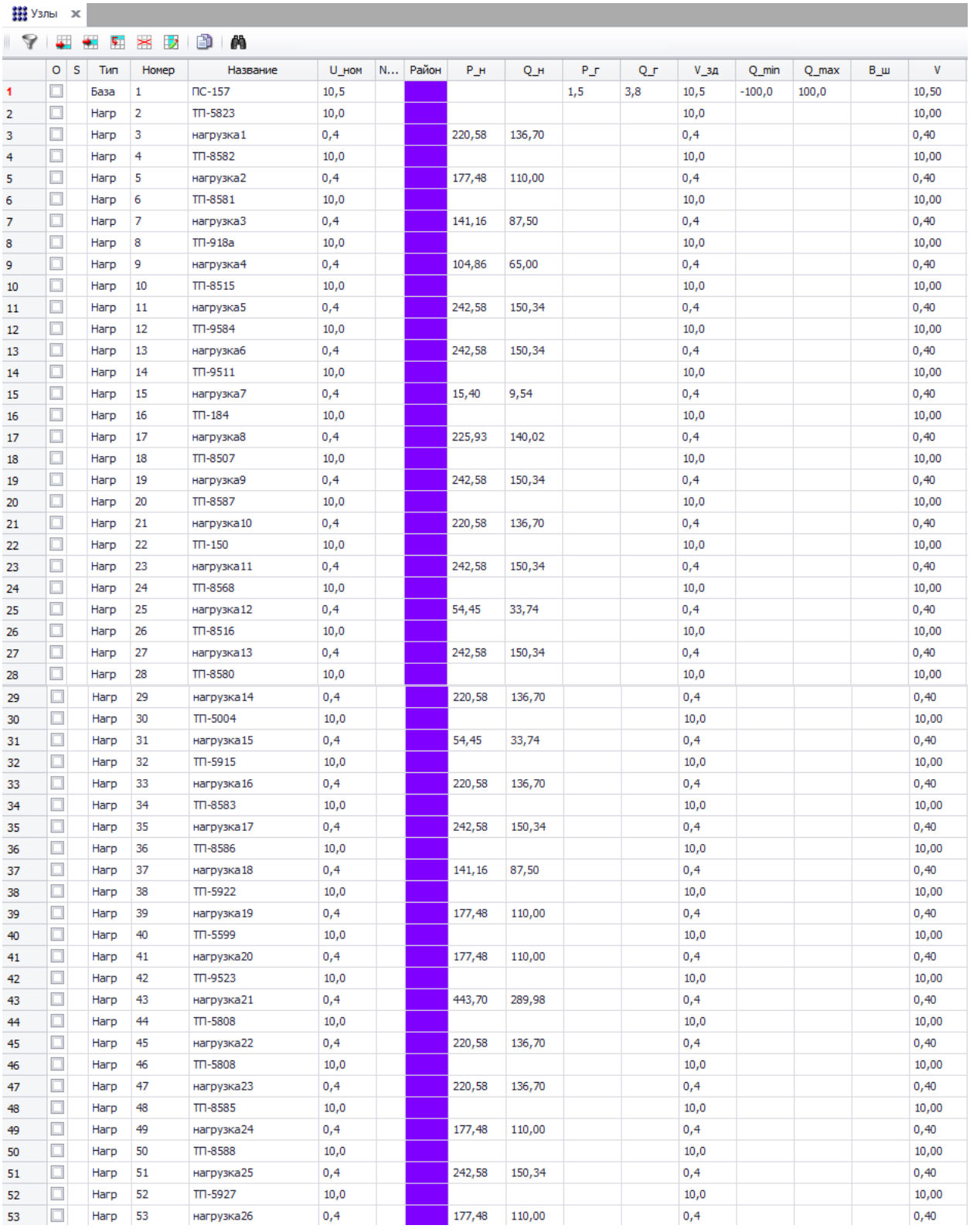
– напряжения в узловых точках рассмотренной сети находятся в пределах допустимых значений ±5%;

– потери в линиях составляют 0,000988 МВт, а потери в трансформаторах 0,00713 МВт.

Суммарные потери за лето:

$$\Delta W_{Л} = 20{,}18 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 190 = 69015{,}6 \text{ кВт.}$$

Расчет максимального о (зима) режима на программе RASTRWin.



Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
1	☐		База	1	ПС-157	10,5					1,5	3,8	10,5	-100,0	100,0		10,50
2	☐		Нагр	2	ТП-5823	10,0							10,0				10,00
3	☐		Нагр	3	нагрузка1	0,4			220,58	136,70			0,4				0,40
4	☐		Нагр	4	ТП-8582	10,0							10,0				10,00
5	☐		Нагр	5	нагрузка2	0,4			177,48	110,00			0,4				0,40
6	☐		Нагр	6	ТП-8581	10,0							10,0				10,00
7	☐		Нагр	7	нагрузка3	0,4			141,16	87,50			0,4				0,40
8	☐		Нагр	8	ТП-918а	10,0							10,0				10,00
9	☐		Нагр	9	нагрузка4	0,4			104,86	65,00			0,4				0,40
10	☐		Нагр	10	ТП-8515	10,0							10,0				10,00
11	☐		Нагр	11	нагрузка5	0,4			242,58	150,34			0,4				0,40
12	☐		Нагр	12	ТП-9584	10,0							10,0				10,00
13	☐		Нагр	13	нагрузка6	0,4			242,58	150,34			0,4				0,40
14	☐		Нагр	14	ТП-9511	10,0							10,0				10,00
15	☐		Нагр	15	нагрузка7	0,4			15,40	9,54			0,4				0,40
16	☐		Нагр	16	ТП-184	10,0							10,0				10,00
17	☐		Нагр	17	нагрузка8	0,4			225,93	140,02			0,4				0,40
18	☐		Нагр	18	ТП-8507	10,0							10,0				10,00
19	☐		Нагр	19	нагрузка9	0,4			242,58	150,34			0,4				0,40
20	☐		Нагр	20	ТП-8587	10,0							10,0				10,00
21	☐		Нагр	21	нагрузка10	0,4			220,58	136,70			0,4				0,40
22	☐		Нагр	22	ТП-150	10,0							10,0				10,00
23	☐		Нагр	23	нагрузка11	0,4			242,58	150,34			0,4				0,40
24	☐		Нагр	24	ТП-8568	10,0							10,0				10,00
25	☐		Нагр	25	нагрузка12	0,4			54,45	33,74			0,4				0,40
26	☐		Нагр	26	ТП-8516	10,0							10,0				10,00
27	☐		Нагр	27	нагрузка13	0,4			242,58	150,34			0,4				0,40
28	☐		Нагр	28	ТП-8580	10,0							10,0				10,00
29	☐		Нагр	29	нагрузка14	0,4			220,58	136,70			0,4				0,40
30	☐		Нагр	30	ТП-5004	10,0							10,0				10,00
31	☐		Нагр	31	нагрузка15	0,4			54,45	33,74			0,4				0,40
32	☐		Нагр	32	ТП-5915	10,0							10,0				10,00
33	☐		Нагр	33	нагрузка16	0,4			220,58	136,70			0,4				0,40
34	☐		Нагр	34	ТП-8583	10,0							10,0				10,00
35	☐		Нагр	35	нагрузка17	0,4			242,58	150,34			0,4				0,40
36	☐		Нагр	36	ТП-8586	10,0							10,0				10,00
37	☐		Нагр	37	нагрузка18	0,4			141,16	87,50			0,4				0,40
38	☐		Нагр	38	ТП-5922	10,0							10,0				10,00
39	☐		Нагр	39	нагрузка19	0,4			177,48	110,00			0,4				0,40
40	☐		Нагр	40	ТП-5599	10,0							10,0				10,00
41	☐		Нагр	41	нагрузка20	0,4			177,48	110,00			0,4				0,40
42	☐		Нагр	42	ТП-9523	10,0							10,0				10,00
43	☐		Нагр	43	нагрузка21	0,4			443,70	289,98			0,4				0,40
44	☐		Нагр	44	ТП-5808	10,0							10,0				10,00
45	☐		Нагр	45	нагрузка22	0,4			220,58	136,70			0,4				0,40
46	☐		Нагр	46	ТП-5808	10,0							10,0				10,00
47	☐		Нагр	47	нагрузка23	0,4			220,58	136,70			0,4				0,40
48	☐		Нагр	48	ТП-8585	10,0							10,0				10,00
49	☐		Нагр	49	нагрузка24	0,4			177,48	110,00			0,4				0,40
50	☐		Нагр	50	ТП-8588	10,0							10,0				10,00
51	☐		Нагр	51	нагрузка25	0,4			242,58	150,34			0,4				0,40
52	☐		Нагр	52	ТП-5927	10,0							10,0				10,00
53	☐		Нагр	53	нагрузка26	0,4			177,48	110,00			0,4				0,40

Рисунок 3.21 – Расчетные данные максимального режима (зима) работы узлов данной сети

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/т	P_нач	Q_нач
1			Тр-р	1	2			ПС-157 - ТП-5823	5.92	26		0.85	-1	-3
2			ЛЭП	2	3			ТП-5823 - нагрузка1	0.02	0.01			-84857	-50097
3			Тр-р	3	4			нагрузка1 - ТП-8582	5.31	16.25		0.85	7860	-18962
4			ЛЭП	4	5			ТП-8582 - нагрузка2	0.13	0.07			37008031	21578364
5			Тр-р	5	6			нагрузка2 - ТП-8581	10.16	40.63		0.85	-1245270	-4914997
6			ЛЭП	6	7			ТП-8581 - нагрузка3	0.07	0.04			2468627	1437216
7			Тр-р	7	8			нагрузка3 - ТП-918а	5.92	26		0.85	51730	-311360
8			ЛЭП	8	9			ТП-918а - нагрузка4	0.45	0.14			100679001	32194543
9			Тр-р	9	10			нагрузка4 - ТП-8515	2.02	8.73		0.85	-35855375	-155014628
10			ЛЭП	10	11			ТП-8515 - нагрузка5	0.02	0.01			-143966	-84549
11			Тр-р	11	12			нагрузка5 - ТП-9584	2.02	8.73		0.85	5198	-37875
12			ЛЭП	12	13			ТП-9584 - нагрузка6	0.07	0.04			24353722	14158301
13			Тр-р	13	14			нагрузка6 - ТП-9511	162.5	162.5		0.85	-273244	-273563
14			ЛЭП	14	15			ТП-9511 - нагрузка7	0.07	0.04			-9487	-5493
15			Тр-р	15	16			нагрузка7 - ТП-184	5.31	16.25		0.85	3554	2527
16			ЛЭП	16	17			ТП-184 - нагрузка8	0.13	0.08			102823896	60053793
17			Тр-р	17	18			нагрузка8 - ТП-8507	2.02	8.73		0.85	-15648735	-59400124
18			ЛЭП	18	19			ТП-8507 - нагрузка9	0.13	0.08			183332530	107157469
19			Тр-р	19	20			нагрузка9 - ТП-8587	5.92	26		0.85	-6568715	-34799548
20			ЛЭП	20	21			ТП-8587 - нагрузка10	0.2	0.11			293380095	171336722
21			Тр-р	21	22			нагрузка10 - ТП-150	2.02	8.73		0.85	-55858433	-241181579
22			ЛЭП	22	23			ТП-150 - нагрузка11	0.03	0.01			680508	392449
23			Тр-р	23	24			нагрузка11 - ТП-8568	26	65		0.85	-13414	-33538
24			ЛЭП	24	25			ТП-8568 - нагрузка12	0.01	0			-10037	-5735
25			Тр-р	25	26			нагрузка12 - ТП-8516	2.02	8.73		0.85	-8	-36
26			ЛЭП	26	27			ТП-8516 - нагрузка13	0.01	0			-109175	-62402
27			Тр-р	27	28			нагрузка13 - ТП-8580	5.92	26		0.85	-93	-409
28			ЛЭП	28	29			ТП-8580 - нагрузка14	0.02	0.01			-157325	-96141
29			Тр-р	29	30			нагрузка14 - ТП-5004	26	65		0.85	-1362	-3415
30			ЛЭП	30	31			ТП-5004 - нагрузка15	0.16	0.06			292585	111547
31			Тр-р	31	32			нагрузка15 - ТП-5915	5.92	26		0.85	-28537	-124867
32			ЛЭП	32	33			ТП-5915 - нагрузка16	0.09	0.04			29679001	11302551
33			Тр-р	33	34			нагрузка16 - ТП-8583	2.02	8.73		0.85	-2793535	-12064757
34			ЛЭП	34	35			ТП-8583 - нагрузка17	0.06	0.03			11822148	6845721
35			Тр-р	35	36			нагрузка17 - ТП-8586	10.16	40.63		0.85	-215729	-862610
36			ЛЭП	36	37			ТП-8586 - нагрузка18	0.02	0.01			-102529	-32443
37			Тр-р	37	38			нагрузка18 - ТП-5922	5.31	16.25		0.85	-780	-2386
38			ЛЭП	38	39			ТП-5922 - нагрузка19	0.03	0.01			-116776	-43209
39			Тр-р	39	40			нагрузка19 - ТП-5599	5.31	16.25		0.85	1659	5319
40			ЛЭП	40	41			ТП-5599 - нагрузка20	0.13	0.07			96582901	55581551
41			Тр-р	41	42			нагрузка20 - ТП-9523	0.85	6.5		0.85	17397467	-59550326
42			ЛЭП	42	43			ТП-9523 - нагрузка21	0.26	0.15			7644050791	4462450839
43			Тр-р	43	44			нагрузка21 - ТП-5808	5.92	26		0.85	-585523043	-2570033194
44			ЛЭП	44	45			ТП-5808 - нагрузка22	0.04	0.02			2992616	1764222
45			Тр-р	45	46			нагрузка22 - ТП-5808	5.92	26		0.85	-73768	-323821
46			ЛЭП	46	47			ТП-5808 - нагрузка23	0.04	0.02			1600592	943422
47			Тр-р	47	48			нагрузка23 - ТП-5885	5.31	16.25		0.85	-93905	-288963
48			ЛЭП	48	49			ТП-5885 - нагрузка24	0.08	0.03			9887867	3084003
49			Тр-р	49	50			нагрузка24 - ТП-8588	2.02	8.73		0.85	-218522	-3501390
50			ЛЭП	50	51			ТП-8588 - нагрузка25	0.16	0.09			228257430	132622882
51			Тр-р	51	52			нагрузка25 - ТП-5927	5.31	16.25		0.85	-25298718	-77418669

Рисунок 3.22 – Расчетные данные максимального режима (зима) работы ветвей данной сети

	Ip+	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				0.01162	0.001487	0.01014				

Рисунок 3.23 – Активные потери максимального режима (зима)

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	секция1	10.5	10.5	
2		2	ТП 5823	10	10.496	4.957
3		3	нагрузка3	0.38	0.394	3.712
4		4	ТП 8582	10	10.49	4.896
5		5	нагрузка5	0.38	0.393	3.318
6		6	ТП 918	10	10.486	4.864
7		7	нагрузка7	0.38	0.397	4.427
8		8	ТП 8581	10	10.484	4.842
9		9	нагрузка9	0.38	0.396	4.128
10		10	ТП 8515	10	10.483	4.829
11		11	нагрузка11	0.38	0.387	1.947
12		12	ТП9584	10	10.486	4.863
13		13	нагрузка13	0.38	0.398	4.862
14		14	ТП 9511	10	10.486	4.863
15		15	нагрузка15	0.38	0.398	4.862
16		16	ТП 184	10	10.486	4.861
17		17	нагрузка17	0.38	0.398	4.86
18		18	ТП 8507	10	10.486	4.859
19		19	нагрузка19	0.38	0.395	3.98
20		20	ТП 8587	10	10.486	4.865
21		21	нагрузка21	0.38	0.392	3.193
22		22	ТП 150	10	10.487	4.872
23		23	нагрузка23	0.38	0.393	3.387
24		24	ТП 8586	10	10.488	4.885
25		25	нагрузка25	0.38	0.399	4.884
26		26	ТП 8516	10	10.489	4.891

Рисунок 3.24 – Напряжения максимального режима (зима)

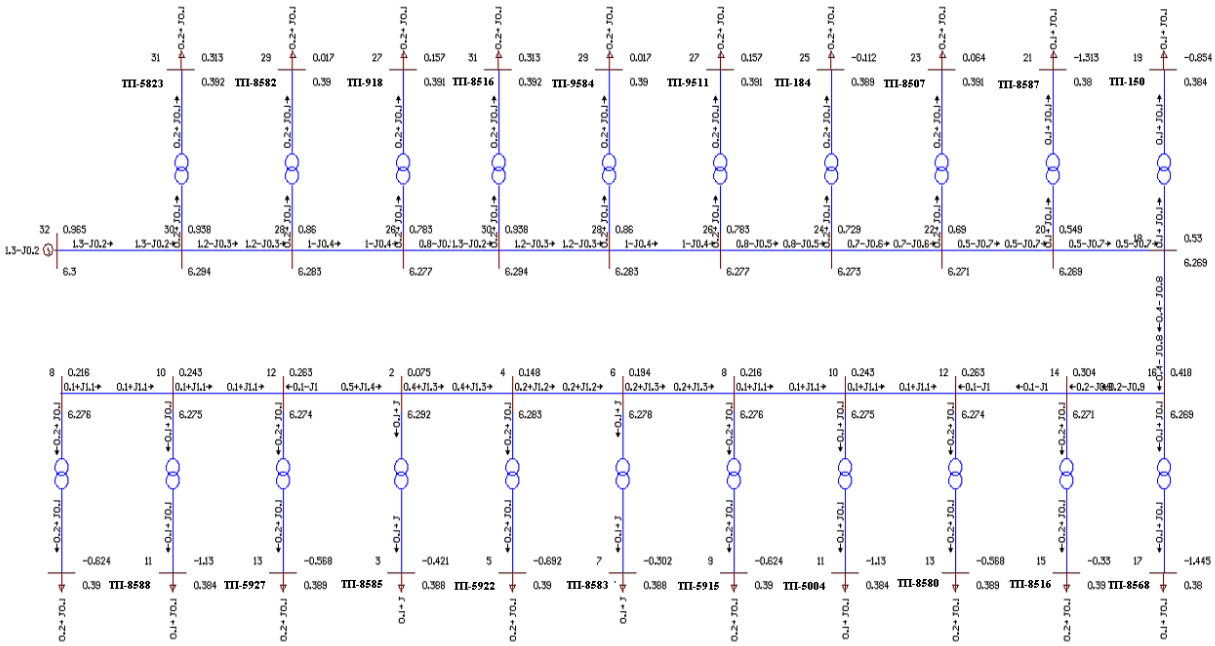


Рисунок 3.25 – Схема потоко распределения на программе Rastr Win

Исходя из полученных значений расчета максимального режима работы одного Ф-32 можно сделать следующие выводы:

– напряжения в узловых точках рассмотренной сети находятся в пределах допустимых значений ±5%;

– потери в линиях составляют 0,001487 МВт, а потери в трансформаторах 0,01014 МВт.

Суммарные потери за зиму:

$$\Delta W_з = 28{,}72 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 175 = 90468 \text{ кВт},$$

Таким образом, годовые потери:

$$\Delta W = 69015{,}6 + 90468 = 159483{,}6 \text{ кВт}.$$

3.5 Анализ результатов

Таблица 3.9 – Сводная таблица расчетов по всем режимам

№	Нагрузка	Режим	Рл, кВт	Рз, кВт	Wл, кВт	Wз, кВт	W, кВт
1	Существующие нагрузки	Максимальный режим (зима)	8,86	12,78	30301,2	40257	134931,6
2		Минимальный режим (лето)	8,12	11,62	27770,4	36603	
3	Перспективные нагрузки	Максимальный режим (зима)	22,04	31,22	75367,8	106772,4	341632,8
4		Минимальный режим (лето)	20,18	28,72	69015,6	90468	

По результатам расчета сети фидера 32 по существующим нагрузкам на сегодняшний день годовые потери при напряжении на шинах ПС 157 10 кВ составляют 134931,6 кВт, уровни напряжения на всех узлах не выходят за пределы допустимых значений.

Далее с учетом роста нагрузок провели расчет на перспективу, то есть увеличение нагрузок на всех трансформаторных подстанций в 1,5 раза, при напряжении на шинах ПС 157 10 кВ годовые потери – 341632,8 кВт.

4 Охрана труда и безопасность жизнедеятельности

Учебная дисциплина «Охрана труда» принадлежит к научным дисциплинам, исследующий концепцию предоставления защищенности существования, сбережения самочувствия и трудоспособности лица в период рабочий деятельность, заключающийся с законным, общественно – финансовым, координационно – промышленным, санитарно – гигиеничных, врачебно – предупредительных и иных событий и средств [8].

Социально – финансовые события, прочерчиваемые в Республике Казахстан, обнаружили подобные трудности защищенности работы, равно как осложнение обстоятельств работы, большие признаки травматизма и высококлассной заболеваемости. Деятельность, проведенная согласно рассмотрению несчастных ситуации, характеризующихся скоротечной утратой трудоспособности потерпевших, продемонстрировала, что в производстве существует наиболее 3-х тыс. несчастных ситуации. К огорчению, согласно прошлому в значительной степени оставляется число потерпевших, трудовая работа которой завершается с смертельным финалом

Количество электрических травм человека в общем, числе невелико, до 1,5%. Для электрических установок напряжением до 1000 V количество электрических травм доходит до 80%.Основная причина электрических травм: Человек дистанционно не может определить находится ли электрическая установка под напряжением или нет.

4.1 Анализ опасности поражения человека электрическим током

Величина тока, проходящего через тело человека, является основным поражающим фактором.

Таблица 4.1 – Признаки действия тока различного рода на тело человека

Переменный ток	Постоянный ток	Признаки действия
0,5 – 1,5 мА	5 – 7 мА	Покалывания, порог ощущения
10 – 15 мА	50 – 80 мА	Самостоятельно от токоведущих частей оторваться невозможно, порог не отпускающих токов
80 – 100 мА	300 – 800 мА	Фибрилляция, смертельный порог

4.1.1 Длительность воздействия тока.

Длительность воздействия тока – один из основных факторов, влияющих на исход поражения. Чем меньше время воздействия тока (менее 1 сек), тем меньше степень поражения. Продолжительность воздействия тока приводит к тяжелому исходу (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Зависимость величин допустимых токов от продолжительности воздействия

Продолжительность воздействия, с	Допустимый ток, мА
0,1	500 (400)
0,2	250 (190)
0,4	125 (140)
0,5	100 (125)
0,7	70 (90)
1	50 (50)

В скобках указаны значения допустимых токов при учете нелинейной зависимости тела человека.

4.1.2 Сопротивление человека.

Сопротивление тела человека – величина не постоянная, зависит от конкретных условий, меняется от сотен Ом до нескольких Мом. В общем случае сопротивление тела состоит из активной и емкостной составляющей. Критическое сопротивление различных тканей человека указано в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Критическое сопротивление различных тканей

Ткань тела человека	Сопротивление, Ом
Сухая кожа	$3 \cdot 10^3 \div 10^4$
Кости	$10^4 \div 2 \cdot 10^6$
Жировые ткани	$30 \div 60$
Мышцы	$1{,}5 \div 3$
Кровь	$1 \div 2$
Спинномозговая жидкость	$0{,}5 \div 0{,}6$

При воздействии напряжения с частотой 50 Гц сопротивление человека с достаточной степенью точности можно считать активной величиной, состоящей из внутренней и наружней состовляющих.

Внутреннее сопротивление у всех людей примерно одинаково и составляет 600-800 Ом, т.е. сопротивление тела человека определяются в основном величиной наружного сопротивления, а конкретно – состоянием кожи рук.

Сопротивление тела человека не является постоянной величиной: в условиях повышенной влажности оно снижается в 12 раз, в воде в 25 раз, резко снижает его принятие алкоголя. В электрических расчетах принимают условное значение сопротивления тела человека равное 1000 Ом.

4.1.3 Путь прохождения тока через тело человека.

Человек может коснуться токоведущих частей различными частями тела, что обуславливает многообразие возможных петель тока. Самые распространенные петли приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Наиболее вероятные пути прохождения тока

Петля	В процентах
«Правая рука – ноги »	20% случаев поражения
«Левая рука – ноги»	17% случаев поражения
«Обе руки – ноги»	12% случаев поражения
«Голова – ноги»	5% случаев поражения
«Рука – рука»	40% случаев поражения
«Нога – нога»	6% случаев поражения

Все петли кроме «Нога – нога» называют большими или «полными» петлями, 8 – 12% тока в них протекает через область сердца, они являются наиболее опасными.

Петля «Нога – нога» называется «малой», через сердце в данном случае протекает всего 0,4% от полного тока. Эта петля малоопасная, но в следствии «подкашевающего» действия тока, человек может упасть в потенциальном поле и тогда эта малоопасная петля может перейти в любую опасную.

4.1.4 Род тока и частота.

Согласно таблице 13, очевидно, что основную опасность несет переменный ток. Наиболее опасным для человека является переменный ток с частотой 50 – 500 Гц. Способность самостоятельного освобождения от тока такой частоты сохраняется при очень малой величине тока (до 10 мА).

Постоянный ток тоже опасен, но самостоятельно от него возможно освободиться при несколько больших величинах (20-25мА).

4.1.5 Шаговое напряжение.

Шаговое напряжение это – напряжение между двумя точками по цепи тока, стоящих друг от друга на расстоянии шага.

При обнаружении замыкания на землю, запрещается приближаться к месту на расстояние менее 4метров в закрытых, и менее 8 метров в открытых распределительных устройствах.

Почувствовав раздражающее воздействие напряжение шага:

- сомкните ступни ног, развернитесь, двигайтесь от места замыкания короткими шагами («гусиная» походка) или прыжками, не отрывая ступни ног одна от другой и от земли.

Приближение к этому месту на более близкое расстояние допускается только для производства операций с коммутационной аппаратурой, для ликвидации замыкания на землю, а также при необходимости оказания первой помощи пострадавшим. В этих случая обязательно следует пользоваться основными, так и дополнительными электрозащитными средствами.

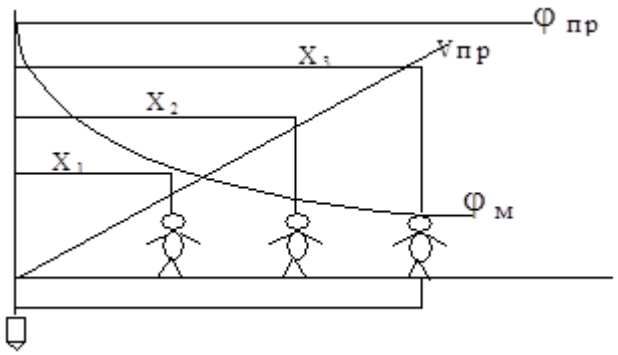


Рисунок 4.1 – Схема шагового напряжения

4.2 Расчет заземления трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

Требуется рассчитать заземление подстанции, с трансформаторами 10/0,4 кВ с изолированной нейтралью на стороне 10 кВ и заземленной на стороне 0,4 кВ. Расчетный емкостной ток на стороне 10 кВ 40 А. Естественных заземлителей нет. Сопротивление заземляющего устройства нейтрали трансформатора на стороне 400 В согласно [9] должно быть не более 4 Ом. С другой стороны, необходимое сопротивление заземляющего устройства должно удовлетворять требованию Правил для установок 10 кВ.

$$R_з \le \frac{U}{I_з}, \qquad (4.1)$$

$$R_з = \frac{125}{40} = 3{,}12 \text{ Ом}.$$

где U – потенциал заземлителя, В;

$I_З$ – расчетный ток замыкания на землю, А.

Таким образом, сопротивление заземляющего устройства должно быть принято меньшим из двух требуемых, т.е. не более 3,12 Ом в любое время года.

Заземлитель решено выполнить из стержней диаметром 12 мм, длиной 15 м, соединенных стальной полосой 40х4 мм. Удельное сопротивление земли по измерениям методом простого пробного электрода длиной 5 м, получилось равным 80 Ом·м, земля во время измерений средней влажности, коэффициент К2=1 согласно [9].

Расчетные значения удельного сопротивления с учетом промерзания и состояния земли во время измерения:

$$\rho_{расч} = к_С \cdot к_2 \cdot \rho_{изм}, \text{ Ом} \cdot \text{м}. \qquad (4.2)$$

где $к_С$, $к_2$ – коэффициенты согласно [9], учитывающие климатические признаки зон и глубину заложения электрода соответственно;

$\rho_{изм}$ – измеренное удельное сопротивление земли Ом·м. для горизонтальных электродов.

$$\rho_{расч} = 5 \cdot 1 \cdot 80 = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

для вертикальных электродов длиной 5 м

$$\rho_{расч} = 1{,}35 \cdot 1 \cdot 80 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

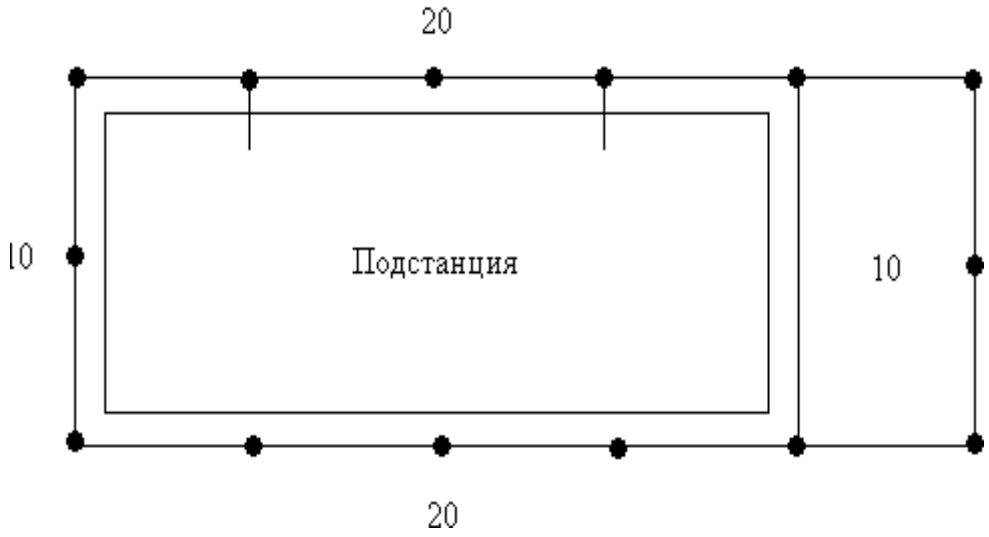


Рисунок 4.2 – Заземлитель

При известных длине и ширине защищаемого здания (площадь), можно определить общую длину горизонтальных электродов (полос). Общая длина составляет 60 м.

Сопротивление растекания горизонтального полосового электрода определяется по формуле:

$$r_r = \frac{0{,}366 \cdot \rho}{l} \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, \text{ Ом}, \tag{4.3}$$

где l – длина полосы, м;

b– ширина полосы, м;

t – глубина заложения, м.

$$r_r = \frac{0{,}366 \cdot 400}{60} \lg \frac{2 \cdot 60^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}7} = 13{,}2 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикального электрода, нижний конец которого I находится ниже уровня земли:

$$r_{В} = \frac{0{,}366 \cdot \rho}{l}\left(\lg\frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2}\lg\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l}\right), \text{Ом}, \tag{4.4}$$

где d – внешний диаметр электрода, м;

t – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м.

$$r_{В} = \frac{0{,}366 \cdot 108}{5l}\left(\lg\frac{2{,}5}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2}\lg\frac{4 \cdot 3{,}2 + 5}{4 \cdot 3{,}2 - 5}\right) = 24{,}4\ \text{Ом}.$$

Здесь 3,2 - расстояние от уровня земли до середины стержня. Определим приближенно число вертикальных электродов (стержней), считая, что сопротивление заземлителя достигается только ими. Примем предварительно коэффициент использования 0,5.

Сопротивление группы вертикальных электродов:

$$r_{г} = \frac{r_{В}}{\eta_{В} \cdot n_{В}}, \text{Ом}, \tag{4.5}$$

где $\eta_{Â}$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей;

$n_{Â}$ – число вертикальных электродов.

Тогда число вертикальных электродов будет равно:

$$n_{в} = \frac{r_{В}}{R_{з} \cdot \eta_{В}}, \tag{4.6}$$

$$n_{В} = \frac{24{,}4}{3{,}12 \cdot 0{,}5} \approx 15.$$

Уточняем сопротивление полос с учетом их коэффициента использования и возможность за счет их сопротивления уменьшить число стержней.

Коэффициент использования полосы в контуре из 15 вертикальных электродов при a/l = 1, согласно [9], равен 0,3. Тогда,

$$r_г = \frac{13,2}{0,3} = 44,1 \text{ Ом}.$$

Необходимое сопротивление стержней

$$R_в = \frac{r_г \cdot R_з}{r_г - R_з}, \text{ Ом}, \quad (4.7)$$

$$R_в = \frac{44,1 \cdot 3,12}{44,1 - 3,12} = 3,36 \text{ Ом}.$$

Уточненное число стержней при $\eta_в = 0,55$ согласно [9] равно:

$$n_в = \frac{24,4}{3,36 \cdot 0,55} = 13,2 \text{ принимаем } n_в = 14.$$

Таким образом, к заземлителю в виде прямоугольника (рисунок 4.2) необходимо добавить два стержня и соответственно 15 м полос. Уменьшение сопротивления заземлителя с добавлением длины полос не учитываем.

4.3 Пожарная безопасность

Горение - химическая реакция, которая сопровождается выделением тепла и света.

Для осуществления горения необходимо:

- окислитель (кислород);
- источник возгорания;
- источник пламени.

Если речь идёт о горючих веществах, то степень пожарной опасности горючих веществ характеризуется:

- температурой вспышки;
- температурой воспламенения;
- температурой самовоспламенением.

По температуре вспышке горючие вещества делятся на:

- ЛВЖ (до 45°) температура вспышки;
- горючие (более 45°).

Температура вспышки - минимальная температура, при которой над поверхностью жидкости образуется смесь паров этой жидкости с воздухом, способная гореть при поднесении открытого источника огня. Процесс горения прекращается после удаления этого источника.

Температура воспламенения - минимальная температура, при которой вещество загорается от открытого источника огня и продолжает гореть после его удаления.

Температура самовоспламенения - минимальная температура, при которой происходит его воспламенение на воздухе за счет тепла химической реакции без поднесения открытого источника огня.

Горючие газы и пыль имеют концентрационные пределы взрываемости.

Классификация помещений и зданий по степени взрывоопасности.

Категория рассматриваемого здания

Б - помещения, где осуществляются технологические процессы с использованием ЛВЖ с температурой вспышки свыше 28°С, способные образовывать взрывоопасные и пожароопасные смеси при воспламенении которых образуется избыточное расчетное давление взрыва свыше 5 кПа.

$t_{ВСП} > 28$ °С; Р - свыше 5 кПа.

Причины возникновения пожаров

При эксплуатации подстанций возможны возникновения следующих аварийных ситуаций: короткие замыкания, перегрузки, повышение переходных сопротивлений в электрических контактах, перенапряжение, возникновение токов утечки.

При возникновении аварийных ситуаций происходит резкое выделение тепловой энергии, которая может явиться причиной возникновения пожара.

На долю пожаров, возникающих в электрических установках, приходится 20%.

Режим короткого замыкания - появление в результате резкого возрастания силы тока, электрических искр, частиц расплавленного металла, электрической дуги, открытого огня, воспламенившейся изоляции.

Причины возникновения короткого замыкания:

- ошибки при проектировании;
- старение изоляции;
- увлажнение изоляции;
- механические перегрузки.

Пожарная опасность при перегрузках - чрезмерное нагревание отдельных элементов, которое может происходить при ошибках проектирования в случае длительного прохождения тока, превышающего номинальное значение.

При 1.5 кратном превышении мощности резисторы нагреваются до 200-300°С.

Пожарная опасность переходных сопротивлений - возможность воспламенения изоляции или др. горючих близлежащих материалов от тепла, возникающего в месте аварий сопротивления (в переходных клеммах, переключателях).

Пожарная опасность перенапряжения — нагревание токоведущих частей за счет увеличения токов, проходящих через них, за счет увеличения перенапряжения между отдельными элементами электроустановок. Возникает при выходе из строя или изменении параметров отдельных элементов.

Пожарная опасность токов утечки - локальный нагрев изоляции между отдельными токоведущими элементами и заземленными конструкциями.

Способы и средства тушения пожаров:

1) Снижение концентрации кислорода в воздухе;

2) Понижение температуры горючего вещества, ниже температуры воспламенения;

3) Изоляция горючего вещества от окислителя;

4) Огнегасительные вещества: вода, песок, пена, порошок, газообразные вещества и не поддерживающие горение (хладон), инертные газы, пар.

Средства пожаротушения:

1 Ручные:

1.1 огнетушители химической пены;

1.2 огнетушитель пенный;

1.3 огнетушитель порошковый;

1.4 огнетушитель углекислотный, бромэтиловый;

2 Противопожарные системы:

2.1система водоснабжения;

2.2 пеногенератор;

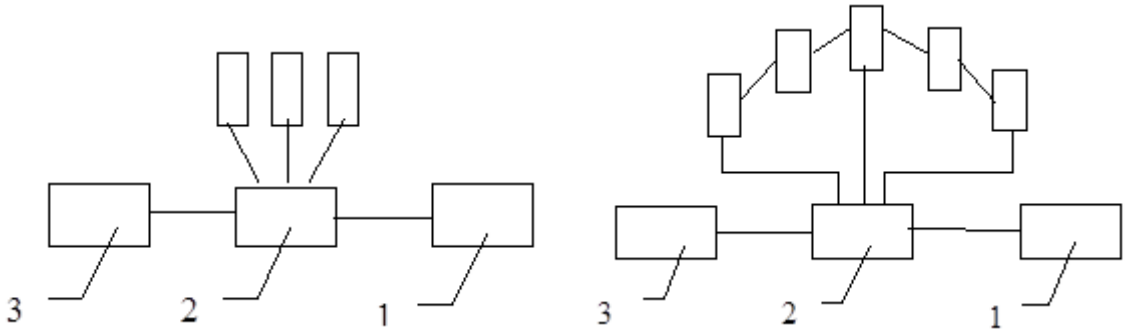
3 Системы автоматического пожаротушения с использованием средств автоматической сигнализации:

3.1 пожарный извещатель (тепловой, световой, дымовой, радиационный)

4. Система пожаротушения ручного действия (кнопочный извещатель).

Для осуществления тушения загорания водой в системе автоматического пожаротушения используются устройства спринклеры и дренчеры. Их недостаток - распыление происходит на площади до 15 м^2.

Способ соединения датчиков в системе электра пожарной сигнализации с приемной станцией м.б., - параллельным (лучевым); - последовательным (шлейфным).



1 – стационарная система питания; 2 – приемная станция; 3 – аккумулятор. а) лучевая; б) шлейфная.

Рисунок 4.3 – Схема соединения датчиков

Вывод: При поражении человека электрическим током первым делом немедленно нужно обесточить тот участок сети, на котором есть пострадавший имеющий связь с проводником тока, и постараться оказать первую медицинскую помощь. Если у человека нет самостоятельного дыхания, то необходимо делать искусственное дыхание пострадавшему путем вдыхания рот в рот воздуха и при этом делать резкие легкие нажатия на тело в области середины груди, если рот пострадавшего занят по каким либо причинам, то искусственное дыхание можно сделать путем вдыхания воздуха в нос. Искусственное дыхание продолжается до тех пор, пока у пострадавшего не появится дыхание. Если же дыхание не появилось то необходимо продолжать до того времени пока не пребудет врач.

5 Расчет эффективности проекта по установке компенсирующих устройств на ПС – 157, РЭС – 5

5.1 Основные преимущества внедрения установок компенсации реактивной мощности

Главными потребителями электричества в промышленных предприятиях и в городских сетях считаются индуктивные приемники, какие применяются в нынешнем быту,с целью предоставления стандартной работы приемников важна равно как активная, так и реактивная мощности. Реактивная мощность используется в формирование магнитных полей и никак не потребует расхода энергоносителя. Реактивная мощность находится в зависимости с характера покупателя,с ростом реактивной мощности увеличиваются потери равно как реактивной, разумеется и активной мощности. Для того чтобы уменьшить их, примняют компенсирующие устройства (КУ), что считаются источниками реактивной мощности и снабжают мощность покупателей. Для того чтобы не нагружать линии крупной реактивной мощностью, источники вводят вблизи покупателей [6]. В таком случае потери в линии понижаются от значений:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \text{ и } \Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X,$$

до значений

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_{КУ})^2}{U^2} \cdot R \text{ и } \Delta Q = \frac{P^2 + (Q - Q_{КУ})^2}{U^2} \cdot X. \qquad (5.1)$$

Таким образом чем больше мощность компенсирующего устройства $Q_{КУ}$ (в пределах $Q_{К.У}$ Q), тем преимущественно понижаются потери мощности. Но понижение потерь требует добавочных затрат в (КУ), по этой причине при подборе мощности устройства следует принимать во внимание и этот условие. Компенсация реактивной мощности считается значимым средством увеличения производительности электроснабжения. Она приводит не только лишь к уменьшению потерь мощности, однако и к увеличению качества электричества и к разгрузке электро сетей и электростанций [6].

Необходимо определить, но, то что оснащённость электро сетей средствами компенсации сейчас не слишком большая.

Конденсаторная батарея (БК) – это категория параллельно и поочередно подключенных конденсаторов, предназначающихся с целью возмещения недостоющей реактивной мощности [6]. С ростом числа последовательно объединенных конденсаторов увеличивается допустимое напряжение в батарею. С ростом числа параллельно подсоединенных цепочек увеличивается допустимый ток I батареи. Таким образом, трехфазную сеть определяют 3 батареи, подключенные в фазные (в звезду) либо прямолинейные напряжения (в треугольник) [6].

Эффективность работы (БК) в огромной значительности находятся в зависимости от такого, что насколько загружена сеть, в какую они подключаются. В целом это обусловливается посредством экономических расчетов с учетом эквивалента реактивной мощности k Э. Вариация конденсаторных батарей делятся на батареи, с существующей возможностью регулирования и на нерегулируемые (НБК). Линия передачи – это составляющее системы, генерирующий зарядную мощность. Наиболее важный положительный момент использования конденсаторов, то что они значительно экономичнее и потери их активной мощности в большое количество раз минимальнее, тех же компенсаторов. Таким образом же их используют как для крупных, в частности и для небольших мощностей; в конденсаторах не имеется двигающихся частей и это значительно эффективнее, и упрощает их сервис; конденсаторы усовершенствуют конфигурацию кривой напряжения, так как для токов высших гармоник имеют наименьшее сопротивление. По этой причине токи высших гармоник замыкаются в ключевом случае, через конденсатор, а никак не через сеть; в основной массе ситуации конденсаторы отнюдь не требуют продолжительного отключения для ревизии и ремонтов [6].

Чтобы уменьшить напряжение требуется выключать конденсаторные батареи группами либо целиком. Повышение реактивной мощности в линии с целью уменьшения напряжения может спровоцировать увеличение потерь мощности, но данная процедура не настолько длительна и с целью сбережения изоляции полагают, в некоторых случаях возможным подобное возрастание

5.2 Требование экономичности при выборе КУ

Условие экономичности при подборе КУ должно снабжаться минимальным количеством приведенных затрат с синхронным учетом потерь мощности в сетях, затрат в монтаж КУ и потерь мощности в нем, а кроме того регулирующих приборов. Баланс реактивной мощности обязан гарантировать сходство генерируемой и потребляемой реактивной мощности при дозволенных отклонениях напряжений в узлах. При этом максимальная реактивная мощность, употребляемая электроприемниками, является приблизительно 50% с всеобщего баланса. Вторая половина используется в покрытие потерь реактивной мощности в электро сетях (линиях и трансформаторах). Так как нагрузки все время изменяются (режим изменяется), в таком случае несоответствие напряжения ограничивается в каких – то границах равно как источниками реактивной мощности (КУ), так и трансформаторами с РПН посредством изменений количества их витков. В случае если бы регулирование напряжения велось только (КУ), в таком случае понадобится значительная их мощность, то что никак не отвечало бы обстоятельствам экономичности. По этой причине мощность компенсирующих устройств в основном избирается согласно условиям

уменьшения потерь мощности в сетях [6].Системный расчет (КУ) – это такого рода способ расчета, при котором предусматривается связь абсолютно всех узлов при учете эффекта с компенсации реактивной мощности в сетях покупателя и энергосистемы в то же время. При этом огромный объем вычислений для современных энергосистем вероятен только лишь в специализированных программах [6]. При проектировании надо разрешать 2 ключевые задачи:

1) Установление подходящей компенсации реактивной мощности (КРМ) с поддержкой системного расчета принаивыгоднейшем комбинировании реактивной мощности, подаваемой в распределительные сети покупателей;

2) подбор (КУ) в сетях потребителей таким образом, для того чтобы гарантировать установленное значение употребляемой из сети энергосистемы реактивной мощности в нормальных режимах работы электроприемников [6]. Подбор мощности (КУ) в сетях потребителей. Он выполняется отталкиваясь с экономических аргументированных значений реактивной мощности, потребляемой любым потребителем в режимах максимальных и минимальных действующих нагрузок энергосистемы. Установлено, то что приведенные расходы заключаются с 3-х образующих: отчислений с капиталовложений на (КУ); потерь мощности в (КУ); потерь мощности в линиях. Таким образом, главным признаком приведенных затрат при подборе наилучшей мощности (КУ) любого потребителя остается 3-я составная часть, т.е. потери мощности в линиях, которые для всей сети обязаны быть наилучшими. Стимулирование конструкции (БК) у потребителей исполняется внедрением скидок и надбавок к плате за электрическую энергию в связи с правильным применением потребителя (БК). Скидка учитывается при условии, то что покупатели мощности 750 кВА и больше в период наибольших действующих нагрузок энергосистемы удерживают экономически целесообразный переток реактивной мощности со стороны энергосистемы, а в период наименьших действующих нагрузок энергосистемы не выдают реактивную мощность в сеть. Часть этой скидки применяется с целью премирования эксплуатационного персонала компаний – потребителей. Потребители же наименьшей мощности стимулируются за правильный режим применения.

В качестве (КУ) используем конденсаторные установки низкого напряжения с автоматической ступенчатой регулировкой, типа УКМ58М-0,4-50-25 У3, УКМ58М-0,4-100-25 У3, УКМ58М-0,4-200-33,3У3.

Изготовлением (КБ) в Республике Казахстан занимается Усть – Каменагорский конденсаторный завод – первенец это самый первый завод среди других государств СНГ освоил и наладил производство комплектных батарей конденсаторов и по прежнему занимает лидирующие позиции в своей области.

5.3 Определение их стоимости и годовых потерь

(БК) планируются установить на РЭС – 5, ПС – 157

Таблица 5.1 – компенсирующие устройства на ТП

№ ТП	Типономинал	Номинальная мощность, кВАр	Количество и мощность ступеней
ТП-5823	УКМ58М-0,4-200-33,3 У3	200	6х33,3
ТП-8582	УКМ58М-0,4-200-33,3 У3	200	6х33,3
ТП-8581	УКМ58М-0,4-100-25 У3	100	4х25
ТП-8515	УКМ58М-0,4-100-25 У3	100	4х25
ТП-9584	УКМ58М-0,4-50-25 У3	50	2х25
ТП-9511	УКМ58М-0,4-100-25 У3	100	4х25
ТП-8507	УКМ58М-0,4-100-25 У3	100	4х25
ТП-8587	УКМ58М-0,4-200-33,3 У3	200	6х33,3
ТП-8568	УКМ58М-0,4-50-25 У3	50	2х25

Определние потерь электроэнергии лини сети ПС – 157, до введения (БК). Суммарные потери активной мощности рассматриваемой линии сети на ПС-157 в (максимальных, минимальных) режимах равны:

$$\Delta P_1 = 311{,}9 \text{ кВт и } \Delta P_2 = 246{,}8 \text{ кВт}.$$

Затем, расчитаем стоимость потерь электроэнергии до установки (БК).

Тариф для конечных потребителей за 1 кВт/ч в городе Алматы на 2015 год составил 15,43 тенге, вследствии этого, стоимость потерь электроэнергии до установки (КБ) будет равна:

$$Э_1 = \sum \Delta W_1 \cdot t, \qquad (5.2)$$

где ΔW_1 – годовые потери активной мощности.

$$\Delta W_1 = 0{,}8 \cdot 24 \cdot 175 \cdot 312 + 0{,}8 \cdot 24 \cdot 190 \cdot 247 = 1948676{,}2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Тогда,

$$Э_1 = 1948675{,}2 \cdot 15{,}43 = 30068058{,}336 \text{ тенге/год}$$

Затем расчитаем стоимость потерь электроэнергии после установки (БК). Суммарные потери активной мощности рассматриваемой линии сети на ПС-157 (в макс, мин) режимах равны:

$$\Delta P_1 = 311{,}6 \text{ кВт и } \Delta P_2 = 210{,}6 \text{ кВт}.$$

$$\sum \Delta W_{год} = 0{,}8 \cdot 24 \cdot 175 \cdot 311{,}6 + 0{,}8 \cdot 24 \cdot 190 \cdot 210{,}6 = 1815245{,}9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Компенсированная мощность составила 36,6 кВт.
Стоимость потерь электроэнергии после установки батарей равна:

$$Э_1 = 1815244{,}8 \cdot 15{,}43 = 28009227{,}264 \text{ тенге/год.}$$

Экономичность годовых эксплуатационных затрат рассматриваемой линии сети ПС-157 составит:

$$\Delta Э = Э_1 - Э_2, \quad (5.3)$$

$$\Delta Э = Э_1 - Э_2 = 30068058{,}337 - 28009227{,}64 = 2058833{,}697 \text{ тенге/год.}$$

5.4 Определение общих капитальных влажений

Общие капитальные вложения содержат в себе: стоимость оснащения, капиталовложения в инфраструктуру, капиталовложения в доставку и монтажа.

$$\sum К = К_{инф} \cdot К_{дос} \cdot К_{мон}, \quad (5.4)$$

№ ТП	Типономинал	Стоимость в тенге
ТП-5823	УКМ58М-0,4-200-33,3 У3	400000
ТП-8582	УКМ58М-0,4-200-33,3 У3	400000
ТП-8581	УКМ58М-0,4-100-25 У3	300000
ТП-8515	УКМ58М-0,4-100-25 У3	300000
ТП-9584	УКМ58М-0,4-50-25 У3	240000
ТП-9511	УКМ58М-0,4-100-25 У3	240000
ТП-8507	УКМ58М-0,4-100-25 У3	300000
ТП-8587	УКМ58М-0,4-200-33,3 У3	400000
ТП-8568	УКМ58М-0,4-50-25 У3	240000

Всего 2820000 тенге. Общая сумма капиталовложений ΣК находится по формуле. $К_{инф}$ - капиталовложения в инфраструктуру. Оно составит 25% от стоимости приобретения оборудования:

$$К_{инф} = 0{,}25 \cdot 2820000 = 705000 \text{ тенге;}$$

Капиталовложения в доставку равны 20%:

$$К_{дос} = 0{,}20 \cdot 2820000 = 564000 \text{ тенге;}$$

Капиталовложения в монтаж 40%:

$$К_{мон} = 0{,}40 \cdot 2820000 = 1128000 \text{ тенге.}$$

Вследствии этого общие капиталовлажения будут равны:

$$\sum K = 705000 \cdot 564000 \cdot 1128000 = 2397000 \text{ тенге.}$$

5.5 Расчет срока окупаемости капиталовложений

Экономность средств в получение (КБ) станет получена в главную очередь, за счет уменьшения потерь электроэнергии, уже после того как напряжение в сети станет отрегулировано вплоть до обычных пределов. Расчеты выявили, что за счет эффективности установки (БК), достигается уменьшением потерь над капиталовложениями приложенными в них. Необходимо выделить, что период окупаемости свидетельствует о том, что за какой промежуток периода вложенные средства энергопредприятием в частности РЭС – 5 (ПС – 157) оправдает эти средства. Период окупаемости вложения составит:

$$T = \frac{\sum K}{\Delta Э} = \frac{2397000}{2058833,696} = 1,16.$$

Окупаемость проекта составил 1 год и 2 месяца.

Вывод:

Введение (БК) это в главную очередь экономически выгодное дело, которое можно сказать окупит вложенные в нее средства.

Установка (КУ) позволяет улучшить такие показатели качества электроэнергии, как:

1) напряжение, в узлах потребителей;
2) понизить потери полной мощности в элементах сети;
3) увеличить пропускную способность питающих линий и трансформаторов.

При капитальных вложениях в сумме 2397000 млн. тенге мы имеем прибыль за счет понижения потерь в размере 2058833,696 млн. тенге в год.

Заключение

В дипломной работе был проведен анализ текущих нагрузок электрических сетей РЭС–5 города Алматы, подстанции ПС – 157 Новая. Приведена общая информация о РЭС–5, в частности ПС – 157. Рассчитаны электрические параметры сети (сопротивления линий и трансформаторов), был произведен расчет максимального и минимального режимов (зима и лето) для существующих нагрузок (2015года) Ф-32 ПС 157, а также режимов работы с перспективным ростом нагрузки до 2020 года. Была составлена схема замещения рассматриваемого участка сети. По результатам расчета сети фидера 32 по существующим нагрузкам на сегодняшний день годовые потери при напряжении на шинах ПС 157 10 кВ составляют 134931,6 кВт, уровни напряжения на всех узлах не выходят за пределы допустимых значений.

С учетом роста нагрузок провели расчет на перспективу, то есть увеличение нагрузок на всех трансформаторных подстанций в 1,5 раза, при напряжении на шинах ПС 157 10 кВ годовые потери – 341632,8 кВт.

Список литературы

1 В.А. Козлов «Городские распределительные сети»: Энергоатомиздат, Ленингр. отделение, 1982.

2 Ю.С Железко «Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях» Энергоатомиздат 1989. - 175с.

3 А.А. Герасименко, В.Т. Федин «Передача и распределение электрической энергии» Изд.2 – е. Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715с.

4 С.С. Рокотян «Справочник по проектированию электрических систем»- Энергоатомиздат, 1985.

5 В.И. Идельчик «Электрические системы и сети» Энергоатомиздат 1989г.

6 В.М. Блок «Электрические сети и системы» Учебное пособие для вузов. Москва, издательство «Высшая школа», 1986. – 430с.

7 Ю.С. Железко «Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах». – М.: Энергоиздат, 1981. – 200с.

8 Хакимжанов Т.Е. Охрана труда: Учебное пособие для вузов. – Алматы: Эверо, 2006 – 264 с.

9 Ж. Аманжолов Охрана Труда и Техника Безопасности: Учебное пособие. – 2 – ое издание. – Астана: Фолиант, 2011. – 400 с.

10 Папаев С.Т. Охрана труда. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 400 с.

11 http://www.azhk.kz/index.php/ru/2013-11-25-14-13-09/2013-11-25-14-15-11/res-6

12 http://www.kegoc.kz/