МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрических станций, сетей и систем

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6-10кВ Аксуйского района Алматинской области.

Специальность 5В071800 – Электроэнергетика

Выполнил (а) Саятов Э.А Эу-13-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Соколов С.Е., д.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Жаупов А.А., к.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «17» 05 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Мутанаева Г.С., к.т.н., ст.преп.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «24» 05 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Тергеусизова М.А., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «30» 05 2016 г.
(подпись)

Рецензент: Аликанов Д.М., к.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ 20__ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - электроэнергетика
Кафедра Электрических станций, сетей и систем

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Саятов Әлір Аскарұлы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6-10кВ Аксуского района Алматинской области.

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «30» мая 2016 г.

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

1. Карта-схема электрических сетей;
2. Электрическая схема;
3. Сведение о нагрузках;
4. Параметры линий;
5. Параметры трансформаторов.

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

1. Перспективы развития электроэнергетики Казахстана
2. Оценка эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях
3. Состояние и анализ распределительных сетей Уйгентасской РЭС.
4. Расчет режимов работы РП-5
5. Выбор компенсирующих устройств
6. Охрана труда и безопасность жизнедеятельности
7. Экономическая часть.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта схема Алматинской области
2. Электрическая схема
3. Схема замещения

Рекомендуемая основная литература

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

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эконом. часть	Шахова А.А	17.05.16	
Безоп. жизнед.	Мутанова Г.С.	24.05.16	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов	11.01-25.01	
2.	Анализ схем и нагрузок	15.01-25.01	
3.	Общие сведения о энергосистеме Алматинской области	20.01-09.02	
4.	Расчет режимов работы РП-5 Алакольского района	25.02-21.03	
5.	Безопасность жизнедеятельности	21.03-24.05	
6.	Экономическая часть	21.03-17.05	

Дата выдачи задания «19» октября 2016 г.

Заведующий кафедрой _____ Умбеткулов
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Соколов С.Е
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Саятов Д.А
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В данной дипломной работе анализируются мероприятия по снижению потерь электоэнергии в сетях 6-10 кВ Алакольского района Алматинской области. Расчеты произведены по данным зимних и летних нагрузок Уйгентасской РЭС. Для расчета использовались схема РП-5. Для уменьшения потерь электроэнергии были использованы конденсаторные батареи.

В экономической части проведено технико-экономическое обоснование установки конденсаторных установок, определены себестоимость и срок окупаемости.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен расчет исскуственного освещения.

Аңдатпа

Дипломдық жұмыста Алматы облысындағы Алакөл ауданының 6-10 кВ тораптарындағы электр энергия шығынын төмендету бойынша іс – шаралар талданады. Деректерлер Уйгентас РЭС - ның қысқы және жаз жүктеріне негізделген. Есеп үшін РП-5 пайдаланылды. Электр энергия шығынының кемуі үшін конденсаторлық батареялар пайдаландық.

Экономика бөлімінде конденсаторлық қондырғының технико-экономикалық есептеуін өткіздік, өзіндік құнын және өтімділіктің мерзімін анықтадық.

«Өмір тіршілік қауіпсіздігі» тарауда жасанды жарықтандыру есептелді.

Annotation

This research paper examines measures to reduce elektoenergii losses in networks of 6-10 kV Alakol district of Almaty region. Calculations are made according to the winter and summer loads Uygentass. For the calculation scheme used RP-5. capacitor banks have been used to reduce power losses.

In the economic part of the conducted feasibility study for installation of capacitor banks, defined cost and payback period.

In the "Safety" a calculation of artificial lighting.

Содержание

Введение……. 7
1 Состояние и перспективы развития электроэнергетики…… 8
1.1 Перспективы развития электроэнергетики Казахстана…… 8
1.2 Текущее состояние и общие сведения АО «ТАТЭК»…… 10
1.3 Основные направления стратегии развития…… 11
2 Оценка эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях……... 13
2.1 Понятие реактивной мощности…… 13
2.2 Структура потерь энергии в распределительных электрических сетях……... 15
2.3 Структура мероприятий по снижению потерь в распределительных сетях…… 20
2.4 Организационные мероприятия по снижению потерь…… 22
2.5 Технические мероприятия по снижению потерь…… 25
2.6 Способы компенсации реактивной мощности в городских электрических сетях…… 29
3 Состояние и анализ распределительных сетей Уйгентасской РЭС..….. 35
3.1 Схема сетей Уйгентасской РЭС и ее описание…… 35
3.2 Выбор фидера для оценки потерь энергии…… 35
3.3 Составление схемы замещения и расчет параметров сети…… 38
4 Расчет режимов РП-5..... 41
4.1 Краткое описание работы программы «RASTR»…… 41
4.2 Расчет режимов работы существующей схемы сети…… 43
5 Выбрать мощность, тип, количество КУ…… 51
5.1 Выбор компенсирующих устройств…… 51
5.2 Расчет компенсированного режима сети…… 54
6 Безопасность жизнедеятельности…… 63
6.1 Система автоматического пожаротушения…… 63
6.2 Расчет искусственного освещения…… 67
7 Экономическая часть…… 71
7.1 Характеристика потребителей…… 71
7.2 Характеристика компенсирующих устройств…… 73
7.3 Расчет потерь электроэнергии…… 74
7.4 Расчет капитальных вложений…… 75
Заключение…… 77
Список литературы…… 78

Введение

Электроэнергетика является базовой отраслью Казахстана. Эфективное функционирование отрасли, стабильное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией является основой развития страны и важным фактором обеспечения цивилизованых условий жизни населения.

Развитие энергетики основывается на улучшении технико-экономических параметров силового оборудования, увеличения надежности, повышения уровня автоматизации, повышения пропускной способности линии электропередач при неуклоном улучшении качества электроэнергии и уменьшения потерь. Одной из важнейших при росте потребляемой мощности остается на сегодняшний день проблема снижения потерь и повышения пропускной способности, которая требует разработки мероприятий по оптимизации режима сети с соответствующим их технико-экономическим обоснованием.

Проблемы оптимизации работы городских распределительных сетей рассматривается уже долгое время.

Задача оптимизации параметров и режимов работы решаются еще на стадии проектирования развития или реконструкции электрических сетей. На сегодня городские распределительные сети представляют собой замыкающее звено в энергосистеме, обеспечивая потребителей необходимой электроэнергией.

На современном этапе развития мировой и в частности отечественной энергетики необходим переход к энергосберегающим технологиям общественного производства и различным образом снижения потерь электрической мощности и электроэнергии, сокращающим потребность в новых электростанциях и органическом топливе. Самым дешевым и одновременно самым эффективным способом повышения технико-экономических показателей электрических систем, уменьшая все виды потерь и капиталовложения на сетевые объекты и электростанции, отодвигая все сроки их сооружения, является компенсация реактивной мощности. Это создаст базу для дальнейшего повышения качества электроэнергии.

Современные города на сегодняшний день характеризуются высокой плотностью электрических нагрузок с удельным количеством потребления электроэнергии на малой территории, чем обуславливается увеличением потерь электроэнергии. В результате широкого распространения электроприемников нового поколения, потребляющих из сети, наряду с активной мощностью, также и значительную долю реактивной мощности, что приводит к значительным потерям электроэнергии в электрических сетях 6 – 10 кВ.

1 Состояние и перспективы развития электроэнергетики Казахстана

1.1 Перспективы развития электроэнергетики Казахстана

В Казахстане, как и во всем мире, вопросам постоянного развития и энергоэффективности придается огромное значение. Президент Нурсултан Назарбаев в своей книге «Глобальная энергоэкологическая стратегия стабильного развития в XXI веке» на основе анализа сегодняшний ситуации и тенденции оценил основные необходимые параметры глобального экономического формирования. Глава страны отметил, что Казахстан как страна, обладающая большими природными ресурсами, понимает свою ответственность в обеспечении мировой энергетической безопасности.

В настоящее время Казахстан - одно из наиболее динамично формирующихся государств региона. Стабильный рост всех секторов экономики страны ведет к соответствующему росту потребления электроэнергии. По оценкам специалистов, в Казахстане объемы потребления электроэнергии к 2015 году составят 100,9 млрд кВт/ч, а в 2030 году - 144,7 млрд кВт/ч.

Согласно «Мастер-плана развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан до 2030 года» для снабжения дальнейшего развития экономики страны надо довести объемы выработки электроэнергии к 2030 году до 150,2 млрд кВт/ч. Потенциал экспорта к 2030 году составит порядка 6 млрд кВт/ч, при полном обеспечении внутренних потребностей.

В целях реализации данных планов планируется до 2030 года восстановление имеющихся и строительство новых мощностей с увеличением определенной мощности тепловых электростанций, с применением чистых угольных технологий — на 7,2 ГВт, гидроэлектростанций — на 0,7 ГВт, восстанавливаемых источников энергии — на 3,4 ГВт. Кроме того, изучается возможность строительства АЭС, что даст увеличение мощностей еще на 0,9 ГВт.

Ведущая роль по формированию генерирующих мощностей в Казахстане отводится АО «Самрук-Энерго», нынешнему многопрофильному энергетическому холдингу, который согласно стратегическому представлению акционера может стать национальным оператором по формированию генерирующего сектора отрасли и производству электрической и тепловой энергии.

В нынешнее время АО «Самрук-Энерго» объединило электростанции общей установленной мощностью порядка 7,9 ГВт или около 40% установленной мощности в ЕЭС Казахстана. По объему производимой электроэнергии доля АО «Самрук-Энерго» составляет более 30%. На крупнейшем в мире разрезе «Богатырь» объем добываемго угля - свыше 40 млн тонн, что составляет порядка 40% от объема всего угля, добываемого в Казахстане.

Являясь одной из крупнейших электроэнергетических компаний в Казахстане, АО «Самрук-Энерго» осознает свою значимую роль в процессах устойчивого развития. Защита охраны окружающей среды и рациональное использование ресурсов играют важную роль в деятельности Компании и ее дочерних и зависимых организациях. По экспертным оценкам, потенциал возобновляемых энергетических ресурсов (гидроэнергия, ветровая и солнечная энергия) в Казахстане весьма значителен и оценивается величиной свыше 1 трлн кВт/ч.

АО «Самрук-Энерго» реализует проекты по использованию возобновляемых источников энергии, в том числе строительства ГЭС (Кербулак, Шардара, Булак), крупных ветровых электростанций в Алматинской и Акмолинской областях и солнечной электростанции возле г. Капшагай Алматинской области. Кроме того, Компания намерена провести комплексные исследования потенциала малых рек Республики Казахстан и определить перечень перспективных проектов строительства малых ГЭС для вовлечения их в энергобаланс. Масштабные объемы проектов новой генерации, основанных на передовых энергоэффективных, экологически чистых технологиях, оптимизация топливного баланса, использование конкурентных страховых преимуществ предполагают комплексную программу развития единой энергетической системы страны, включая развитие Национальной электрической сети.

Планируется, что к 2030 году будут модернизированы действующие и введены новые мощности в Экибастузском энергоузле, будут построены крупные угольные станции в Северном Казахстане (Тургайская ТЭС) и Балхашская ТЭС на юге Республики (старт началу строительства был дан 13 сентября т. г. в наличии глав государств Республики Казахстан и Республики Корея), новый крупный энергоисточник в Прикаспийском регионе, которые сформируют центры базовой устойчивости национальной энергетической системы и будут связаны магистральными ЛЭП. По мнению руководителя АО «Самрук-Энерго», такая архитектура энергосистемы позволит реализовать экспортный и транзитный потенциал с перспективой поставок электроэнергии не только нашим традиционным партнерам в Российской Федерации и странах Центральной Азии, но и по возможным новым маршрутам в западном направлении (Казахстан - Азербайджан -Грузия -Турция), южном (Казахстан - Кыргызстан - Узбекистан - Таджикистан - Афганистан - Пакистан) и на востоке в Китай.

Реализация подобной масштабной программы невозможна без применения самых современных технологий, решения вопросов энергоэффективности и энергосбережения.

Среди важнейших параметров, определяющих энергетическую эффективность национальной экономики, абсорбируют энергоемкость ВВП. Анализ показателей экономики Казахстана указывает на многократное превышение удельной энергоемкости ВВП страны над аналогичным показателем развитых стран. По оценкам экспертов, энергоемкость ВВП

Казахстана выше аналогичного показателя Японии в 19 раз. В январе текущего года принят Закон РК «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» и сопутствующие ему поправки, создана правовая база по вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности.

В рамках закона полагается внедрение международных стандартов по энергосбережению и по аналогии со странами ЕС вводится добровольное соглашение в области энергосбережения, которое будет заключаться с предприятиями, входящими в государственный энергетический реестр.

Субъекты Государственного энергетического реестра обязаны будут проходить обязательный энергаудит не реже одного раза каждые пять лет. Кроме того, в Налоговый кодекс внесена норма, позволяющая масли хатам (местным представительным органам) снижать налоговые ставки за эмиссии в окружающую среду на сумму затрат, которое предприятие направит на реализацию плана по увеличению энергоэффективности. Указанные меры законодательного характера по энергосбережению и повышению энергоэффективности, внедрение передовых энергосберегающих технологий позволят:

- снизить энергоемкость ВВП страны;
- повысить конкурентоспособность отечественных товаров и услуг;
- высвободить генерирующие мощности;
- решить проблему сохранения природных ресурсов;
- общенациональная задача, в процессе модернизации экономики Казахстана включены не только хозяйствующие субъекты, но и все общество целом, а вопросам энергосбережения и энергетической эффективности Главой государства уделяется особое внимание.

Стратегия экономического развития Казахстана на основе глубокой диверсификации экономики страны, стимулирования инновационной деятельности, внедрения и развития конкурентоспособных производств требует обеспечения опережающего роста электроэнергетики с созданием к 2030 году высокоэффективной и технологичной Казахстанской интеллектуальной энергосистемы, позволяющей обеспечить в перспективе:

- повышение конкурентоспособности через энерго- и ресурсосбережение, повышение энергоэффективности;
- максимальное использование преимуществ геополитического расположения страны, транзитного и экспортного потенциала;
- масштабное вовлечение ВИЭ в топливно-энергетический баланс;
- энергетическую безопасность страны.

1.2 Текущее состояние и общие сведения АО «ТАТЭК»

АО «Талдыкорганская акционерная транспортно–электросетевая компания» является региональной электросетевой компанией, которая осуществляет передачу и распределение электрической энергии для 8 районов

и 2 городов Талдыкорганского региона Алматинской области. Передаваемая электроэнергия по линиям электропередач АО «ТАТЭК» в 2012 г. составил 670 млн. кВт.час. Зона обслуживания составляет 118,5 тыс. кв.км (север-юг 420км., восток-запад 300 км). Протяженность ЛЭП: всего ВЛ – 12715,9 км., КЛ – 173,9 км., в том числе: ВЛ-220 кВ – 3,8км, ВЛ-110-35 кВ – 3297,0 км, ВЛ-10-6-0,4 – 9415,1км, КЛ-10-6-0,4 кВ – 173,9 км. Количество подстанций составляет 2431 ед., в том числе: подстанции 110 кВ – 30 ед., 35 кВ – 68 ед., 6-10/0,4 кВ – 2333 ед. Численность работающего персонала – более 1600 человек.

Основное направлением деятельности компании – электроснабжение потребителей Талдыкорганского региона Алматинской области. Поставка электрической энергии в Талдыкорганскийэнергоузел осуществляется в основном за счет перетока мощности по двум линиям электропередачи 220кВ «Капчагай – Сарыозек – Талдыкорган», которые находятся в введении АО «KEGOC». В составе АО «ТАТЭК» имеются 11 районных электрических сетей: Аксуский РЭС, Алакольский РЭС, Жаркентский РЭС, Карабулакский РЭС, Коксуский РЭС, Сарыозекский РЭС, Саркандский РЭС, Талдыкорганский РЭС, Текелийский РЭС, Уштобинский РЭС, Уйгентасский РЭС.

Электроснабжение потребителей региона осуществляется в основном за счет перетока мощности от внешних источников по двум линиям АО «KEGOK» ЛЭП-220кВ №№ 2033, 2043 и местного Текелийскогоэнергокомплекса, мощностью 24 мВА. Передача электроэнергии до потребителей осуществляется по региональным линиям электропередачи 220–110 кВ и 35 кВ общей протяженностью 3 300,85 км и 107 понижающим подстанциям, далее по распределительным сетям, общей протяженностью 9 802,86км и распределительных пунктов 10/0,4кВ общим количеством 2 183 ед. Объем электросетевого актива АО «ТАТЭК» – 52 305,6 условных единиц. Площадь зоны обслуживания - 124,95 тыс. кв.км.

1.3 Основные направления стратегии развития

Основными курсами стратегии компании развития системы электроснабжения являются:

– реконструкция системообразующей электрической сети 110 кВ;

– новое строительство и реконструкция действующих подстанций;

– поэтапная ликвидация электрических сетей 35 кВ по Алматинской области;

– реконструкция электрических сетей 0,4 -10 кВ;

– создание системы АСКУЭ и реконструкция каналов связи;

– создание системы сбора и обработки информации (SCADA).

– увеличение пропускной способности электрической сети 220 кВ с учетом прогнозируемых балансов мощности и развития сети 110 кВ;

– обеспечение норматив уровней напряжения в сети 110-220 кВ с учетом прогнозируемых балансов мощности и развития сети 110 кВ;

– повышение надежности электроснабжения потребителей;

– обеспечение возможности подключения новых ПС 110 кВ и перевода питания существующих ПС 110 кВ для разгрузки электрической сети 110 кВ.

– реконструкция ВЛ 110 кВ – переход на большее сечение проводов с заменой линейно-подвесной арматуры и изоляции;

– замена воздушных ЛЭП 110 кВ на кабельные ЛЭП 110 кВ для обеспечения требований безопасной эксплуатации в районах и увеличения пропускной способности;

– замена морально и физически изношенного электрооборудования в связи с превышением норматив сроков его эксплуатации;

– увеличение мощности силовых транформаторов для обеспечения нормативных требований по их загрузке в ремонтных и аварийных режимах работы;

– обеспечение возможности подключения дополнительных мощностей потребителей согласно выданным техническим условиям;

– обеспечение нормативных значений показателей качества и снижение технических потерь электроэнергии;

– обеспечение надлежащей надежности электросбжения потребителей за счет установки современного электроборудования ведущих мировых производителей, устройств релейной защиты и автоматики на микропроцессорной основе;

– обеспечение резерва установленных мощностей трансформаторов с учетом предсказываемых балансов мощности и развития электрических сетей 0,4-10 кВ.

– понижение нормативных (технических) потерь электроэнергии в трансформаторах за счет увеличения их установленной мощности;

– понижение нормативных (технических) потерь электроэнергии в кабельных и воздушных линиях за счет их перевода на напряжение 10 кВ и увеличения сечения;

– смена и перевод кабельных линий напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ;

– смена проводов ВЛ 0,4 кВ на самонесущие изолированные провода (СИП);

– стройка новых ТП для разгрузки существующих ТП и РП, реконструкция существующих ТП с увеличением установленной мощности трансформаторов.

2 Оценка эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях

2.1 Понятие реактивной мощности

Реактивная мощность Q необходима для произведения электромагнитных полей в электродвигателях, трансформаторах, и линиях.

Принципиальной особенностью передачи и распределения электроэнергии переменным током показывается возможность ее многократного преобразования до необходимых параметров в трансформаторах различной мощности и назначения. Нормальная работа трансформаторов и большинства потребителей, характеизующихся индуктивным сопротивлением, основана на периодическом накоплении энергии. Процесс циклического накопления энергии, который характерен и для емкости в цепи переменного тока, определяет особенности передачи электроэнергии от источника к потребители.

Важнейшими параметрами, характеризующими работу систем электроснабжения в каждом отдельном режиме и в каждом отдельно узле являются мощность и напряжение. Понятие мощности при передаче электроэнергии переменным током неоднозначно. При синусоидальных напряжении и токе:

$$U = U_m \sin \omega t\,, \tag{2.1}$$

$$I = I_m \sin(\omega t - \varphi), \tag{2.2}$$

где φ – угол сдвига между напряжением и током, мгновенные значение мощности в цепи равно.

$$\mathrm{p} = ui = UI\cos\varphi - UI\cos(2\omega t - \varphi). \tag{2.3}$$

Отсюда следует, что мгновенная мощность, передаваемая от источника в элемент сети, является несинусоидальной функцией:

$$\mathrm{p} = UI(1 - \cos 2\omega t), \tag{2.4}$$

всегда положительна и меняется с удвоенной угловой частотой 2ω от нуля до 2UI. Среднее значение мгновенной мощности за период, называемое активной мощностью, равно i:

$$\mathrm{p} = UI. \tag{2.5}$$

При только индуктивной и чисто емкостной нагрузке φ=±90°, соответственно имеем:

$$p_L = -UI\cos(2\omega t + 90^0) = UI\sin 2\omega t, \quad (2.6)$$

$$p_C = -UI\cos(2\omega t - 90^0) = UI\sin 2\omega t. \quad (2.7)$$

Из приведенных выражений должно, что мгновенная мощность изменяется по синусоидальному закону с двойной частотой, а среднее ее значение за период и в том, и в другом случае равно нулю. Другими словами, при протекании переменного тока через емкость и индуктивность активная мощность P=0, но происходит непрерывный обмен энергией между источником питания магнитным полем индуктивности или электрическим полем емкости.

При перемешанной нагрузке $\varphi \neq 0$ мгновенная мощность имеет постоянную составляющую и синусоидальную, изменяющуюся с двойной частотой. Итак, в течение каждого периода имеются промежутки времени, когда напряжение и ток имеют различные направления, и тогда мощность отрицательна, т. е. поступает не в цепь, а возвращается к источнику.

Количество энергии, генерируемое источником за время переменного тока, равно:

$$W = \int_0^t p(t)dt = \int_0^{\frac{2\pi}{\omega}} UI\cos\varphi dt - \int_0^{\frac{2\pi}{\omega}} UI\cos(2\omega t - \varphi)dt = \frac{2\pi}{\omega} UI\cos\varphi. \quad (2.8)$$

Полученное выражение изображает, что только постоянная составляющая мгновенной мощности $UI\cos\varphi$ является активной мощностью, требует затрат энергоносителя (топлива) для ее генерации и позволяет совершать полезную работу.

Сказанное выше чисто формально устанавливает понятие реактивной с мощности как составляющей мгновенной мощности, изменяющейся с двойной частотой, с существованием которой связано изменение направления мгновенной мощности в течение полупериода. Физически это можно объяснить лишь наличием в электрической сети элементов в которых возможно периодическое накопление и возврат энергии.

Поскольку суммарная энергия за период, объединенная с существованием реактивной мощности, равна нулю, то можно считать, что реактивная мощность, не принимая участия в совершении полезной работы, обеспечивает возможность ее совершения и загружает сеть дополнительным током, пульсирующим между источником и потребителем.

Электрические машины, аппараты и установки объясняется полной мощностью S, представляющей собой произведение действующих значений

напряжения и тока:

$$S = UI = UIe^{j\varphi} = Se^{j\varphi} = UI\cos\varphi + jUI \quad (2.9)$$

Отсюда следует, что реактивная мощность $Q=UI\sin\varphi$ означает ту часть полной мощности, которая связана с обменом энергии.

Условность понятия реактивной мощности и процесс периодического обмена энергией не дают возможности говорить ни о количестве ее, ни о ее направлении за кое-какой промежуток времени, отличный от полупериода. Там, где это возможно, при условии симметрии и синусоидальности токов и напряжений, удобно назначить ее знак в соответствии с направлением условной передачи. Поскольку обычно в цепях потребителей протекает ток, оставляющий по фазе от напряжения, и при этом ток в цепи обмотки статора генератора считается отвечающим номинальным условиям, а реактивной мощности приписывается положительное направление. При работе генератора в индуктивном режиме принято сообщать, что он «генерирует» реактивную мощность, которая передается потребителям. Если реактивная составляющая тока нагрузки обгоняет напряжение, то нагрузка становится уже не потребителем, а генератором реактивной мощности. Поэтому элементы электрической системы, вызывающие возникновение обгоняющего тока, в частности, конденсаторы, можно рассматривать как источники реактивной мощности.

Формальное разделение всей мощности на активную и реактивную составляющие в большинстве случаев не противоречит физическому смыслу процессов производства и распределения электроэнергии переменным током и позволяет достаточно просто и с высокой степенью точности решать основные задачи расчета режимов и выбора оборудования. Однако следует еще раз подчеркивать, что это применимо только к симметричным синусоидальным сетям и вбирание понятия реактивной мощности на другие более сложные случаи требует соответствующих обоснований.

2.2 Структура потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях

Потери электроэнергии это «технологический расход электроэнергии на передачу по электрическим сетям».

Основная задача энергосистем (энергообъединений) – верное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией нормированного качества при минимальных затратах на выработку, передачу и распределение энергии. Обычно эта задача вследствие ее многокритериальности в общем виде не имеет строгого решения и сводится к решению по одному критерию при замене всех остальных ограничениями.

Часть выработанной электроэнергии расходуется в электрических сетях

на создание электрических и магнитных полей и является нужным технологическим расходом на ее передачу.

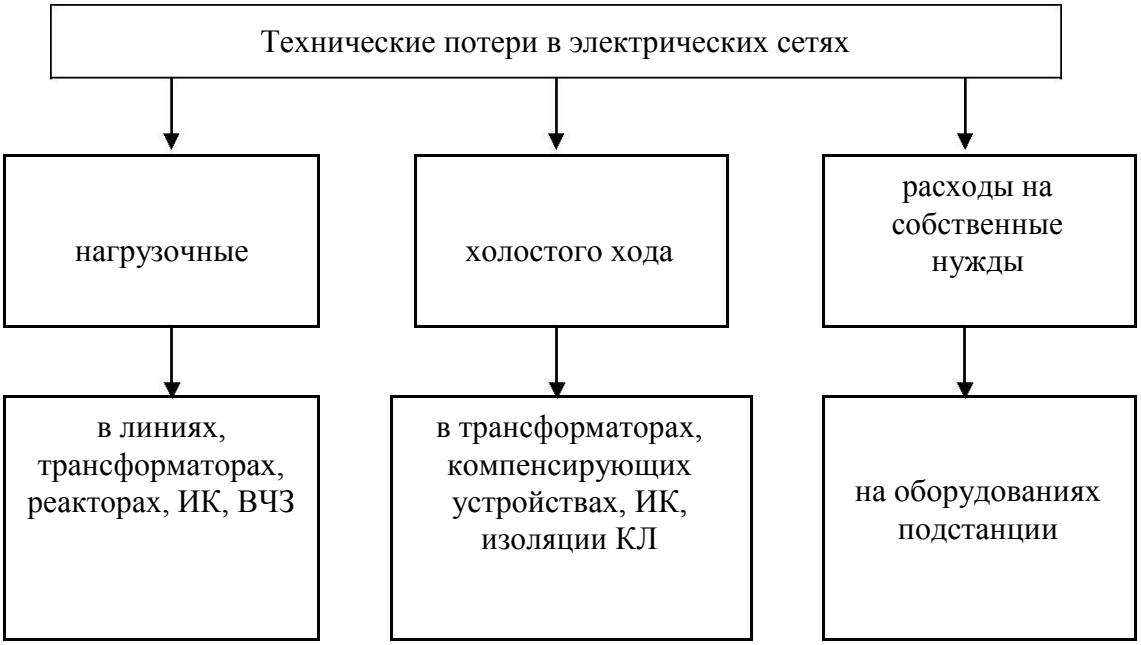


Рисунок 2.1 - Структура технических потерь в распределительных электрических сетях

К нереализованной энергии также относят производственные нужды $\Delta W_{п,н}$ – часть энергии, израсходованная в сетях на производственные нужды энергосистем (ремонтные базы, электрокотельные и т. п.), не связанная непосредственно с передачей энергии.

Баланс энергии, кВт·ч, в сети можно представить в виде

$$W_{о,с} = W_{п,о} + \Delta W_{т} + \Delta W_{п,н} \pm \Delta W_{комм}, \qquad (2.10)$$

где $\Delta W_{комм}$ — так называемые коммерческие потери.

Необходимо добавить, что отнести его к потерям можно лишь условно, это потери учета и физически как технологически расход не существуют.

Потери энергии принято подразделять на нагрузочные ΔW_i и потери холостого хода ΔW_{δ} . К потерям холостого хода относятся постоянные потери холостого хода электрооборудования, корона линий электропередачи и т.п. Строго говоря, они в незначительной мере изменяются при изменении нагрузки элемента, но этим изменением можно пренебречь.

Нагрузочные потери — это часть потерь, которая зависит от нагрузки элемента. Рассматриваемые ниже методы расчета касаются в основном нагрузочных потерь, а методы планирования и прогнозирования потерь оперируют в качестве исходной информации с полными потерями.

Энергетическая система в связи с непринужденным ростом нагрузок и изменением их распределения по территории постоянно реконструируются для обеспечения передачи энергии потребителям с наименьшими потерями. Уровень потерь энергии предназначается на стадии проектирования, основанные на определении экономической эффективности, вовлекаемых в развитие электрических сетей, и уровня развития электромашиностроения. Методы проектирования, основанные на определение экономической эффективности решения, позволяют получить оптимальное решение для определенного временного уровня в развитии сети и соответствующих ему нагрузок потребителей. Как следствие этого решения получается технико-экономически обоснованный проектный уровень потерь. Если не будет ошибок в прогнозе нагрузок и отставаний в развитии сети, то можно ожидать, что фактические потери будут близки к проектному уровню и не будет необходимости в дополнительно разрабатываемых энергосистемами технических мероприятиях по уменьшению потерь в сети.

Если фактические потери энергии в энергосистеме ниже проектного уровня, то можно утверждать, что это достигнуто за счет обгоняющего роста пропускной способности сети или за счет экономически неоправданных капиталовложений на мероприятия по уменьшению потерь в сети. Но даже в этом случае энергосистема должна намереваться и внедрять организационные мероприятия по уменьшению потерь энергии, направленные на совершенствование эксплуатационного обслуживания сетей и оптимизацию режимов работы и схемы сети. Как правило, организационные мероприятия осуществляются без дополнительных капиталовложений.

При фактических потерях выше проектного уровня можно предположить, что есть отставание в темпах прироста пропустить способности сети по сравнению со схемой развития, или опережающий рост нагрузок. В этом случае энергосистема должна разработать и внедрить эффективные технические мероприятия по уменьшению потерь в сетях, приводящие к реконструкции сети.

Так как мероприятия по реконструкции сети, выполняются с целью повышения надежности и экономичности работы сети и приводят к повышению качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, то при определении их эффективности следует учитывать все составляющие эффекта.

В условиях эксплуатации широко используется показатель отчетные потери, определяемые из (2.10), кВт·ч,

$$\Delta W_o = W_{o,c} - \Delta W_{n,o} - \Delta W_{n,o}, \qquad (2.11)$$

или в процентах

$$W_0 = \Delta W_0 \cdot \frac{\Delta W_0}{\Delta W_{0.c}} \cdot 100\% \qquad (2.12)$$

Для работ, связанных со снижением потерь энергии, особую роль играет определение этой величины расчетным путем, что позволяет выполнить:

– расчёт потерь энергии как показателя работы энергосистемы;

– прогнозирование потерь в энергосистеме и планирование сетевым предприятиям;

– выявление очагов потерь и определение путей снижения потерь;

– выбор эффективных мероприятий по снижению потерь энергии. Как видно из сказанного, на различных этапах проектирования развития сети, запланировать режима и ведения режима системы постоянно решается задача минимизации потерь энергии (в некоторых задачах потерь мощности). В тех же случаях, когда наибольший эффект достигается за счёт поддержания других критериев экономичности, потери могут использоваться как ограничение.

С целью изучения тенденций изменяемости составляющих потерь в различных элементах сети, выделения «очагов» потерь и оценки целесообразности того или иного мероприятия выполняется анализ структуры потерь энергии. Сравнительные потери в различных энергосистемах в зависимости от схемы и назначения электрических сетей (транспортные, системообразующие, распределительные), уровня их загрузки, доли потребителей, получающих энергию на повышенном напряжении, составляют от 4 до 16% энергии, поступившей в сеть. Так же в большом диапазоне изменяются и отдельные составляющие потерь.

Для удобства анализа потери энергии в электрических сетях необходимо подразделять на: технологически нужный расход энергии при передаче её в условиях оптимального режима работы энергосистемы; оптимальные технологические потери и собственно потери энергии - дополнительные технологические потери при отклонении режима от оптимального. Подобная классификация показывает, что часть потерь энергии не является необходимой и их снижение оказывается экономически целесообразным.

Количественный анализ потерь энергии выполняется при изображении их в зависимости от основных влияющих факторов. К ним относятся: загрузка линии электропередачи, обменный поток мощности, степень компенсации потоков реактивной мощности, степень приближения режима к оптимальному, уровень автоматизации ведения режима сети, уровень потерь холостого хода электрооборудования и коммерческие потери.

Обменные потоки оказывают главное влияние на потери энергии в системообразующей и в распределительной сетях системы при изменении уровней напряжения в узловых точках системы.

Возрастание потерь за счет обменных потоков в основной части

относится к необходимому технологическому расходу энергии и может быть обосновано технико-экономический при уменьшении суммарных затрат на производство, передачу и распределение энергии. В то же время есть часть потерь, вызванная отклонением режима от оптимального при загрузке станций, работающих на избыточных видах топлива. Видимо, обменные потоки будут непрерывно возрастать, особенно при передаче больших мощностей.

Как было показано, потери энергии тем больше, чем больше степень отклонения режима от оптимального. Поддержание оптимального режима в течение заданного периода времени можно осуществить при достаточной автоматизации оборудования, наличии системы планово-предупредительных ремонтов, разрешающих снизить время неэкономичного режима, а также при хорошо поставленной работе по расчёту и ведению оптимального режима энергосистемы и автоматизированной корректировки режима.

Раньше основной задачей считалось обеспечение отдельных элементов сети регуляторами режима, помогающими параметры сети за регулируемым объектом в допустимых пределах, то в настоящее время появилась настоятельная необходимость совместной настройки локальных регуляторов по интегральным показателям режима сети. По принятой классификации основную роль в приближении режима к оптимальному играют малозатратные мероприятия. По оценкам специалистов уровень потерь при этом может быть снижен на 15 -20%.

Структура технических потерь в распределительных сетях имеет следующие основные составляющие:

– нагрузочные потери в линиях, силовых трансформаторах;

– потери холостого хода в трансформаторах и автотрансформаторах;

– расход электроэнергии на собственные нужды станций;

– расход электроэнергии в компенсирующих устройствах - батарея статических конденсаторов (БСК), синхронных компенсаторах (СК), генераторах, работающих в режиме СК, статических тиристорных компенсаторах (СТК);

– потери в реакторах подстанции.

Потери в измерительных трансформаторах тока и напряжения и их вторичных цепях, включая счетчики электроэнергии.

2.3 Структура мероприятий по снижению потерь в распределительных сетях

Типовой перечень мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии в электрических сетях достаточно хорошо известен и включен в отраслевую инструкцию.

Как показывают расчеты, основной эффект в снижении технических потерь электроэнергии может быть получен за счет технического

перевооружения, реконструкции, повышения пропускной способности и надежности работы электрических сетей, сбалансированности их режимов, т.е. за счет внедрения капиталоемких мероприятий.



Рисунок 2.2 - Структура мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Основными из этих мероприятий, помимо включенных для системообразующих электрических сетей 10 кВ и выше являются:

– широкое внедрение регулируемых компенсирующих устройств (управляемых шунтируемых реакторов, статических компенсаторов реактивной мощности) для оптимизации потоков реактивной мощности и снижения недопустимых или опасных уровней напряжения в узлах сетей;

– строительство новых линий электропередачи и повышение пропускной способности существующих линий для выдачи активной мощности от «запертых» электростанций для ликвидации дефицитных узлов и завышенных транзитных перетоков;

– развитие нетрадиционной и возобновляемой энергетики (малых ГЭС, ветроэлектростанций, приливных, геотермальных ГЭС и т.п.) для выдачи малых мощностей в удаленные дефицитные узлы электрических сетей.

Очевидно, на ближайшую и удаленную перспективу останутся актуальными оптимизация режимов электрических сетей по активной и

реактивной мощности, регулирование напряжения в сетях, оптимизация загрузки трансформаторов, выполнение работ под напряжением и т.п.

К приоритетным мероприятиям по снижению технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4-35 кВ относятся:

– пользование 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети;

– увеличение доли сетей напряжением 35 кВ;

– сокращение радиуса действия и строительство ВЛ 0,4 кВ в трехфазном исполнении по всей длине;

– применение самонесущих изолированных и защищенных проводов для ВЛ напряжением 0,4-10 кВ;

– использование максимльного допустимого сечения провода в электрических сетях 0,4-10 кВ с целью адаптации их пропускной способности росту нагрузок в течение всего срока службы;

– разработка и внедрение нового более экономичного электрооборудования, в частности, распределительных трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода, встроенных в КТП и ЗТП конденсаторных батарей;

– применение столбовых трансформаторов малой мощности 6-10/0,4 кВ для сокращения протяженности сетей 0,4 кВ и потерь электроэнергии в них;

– более широкое использование устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, вольтодобавочных трансформаторов, средств местного регулирования напряжения для повышения качества электроэнергии и снижения ее потерь;

– комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий;

– повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.

Необходимо сформулировать новые подходы к выбору мероприятий по снижению технических потерь и оценке их сравнительной эффективности в условиях акционирования энергетики, когда решения по вложению средств принимаются уже не с целью достижения максимума «народнохозяйственного эффекта», а получения максимума прибыли данного АО, достижения запланированных уровней рентабельности производства, распределения электроэнергии и т.п.

В условиях общего спада нагрузки и отсутствия средств на развитие, реконструкцию и техперевооружение электрических сетей становится все более очевидным, что каждый вложенный рубль в совершенствование

системы учета сегодня окупается значительно быстрее, чем затраты на повышение пропускной способности сетей и даже на компенсацию реактивной мощности. Совершенствование учета электроэнергии в современных условиях позволяет получить прямой и достаточно быстрый эффект. В частности, по оценкам специалистов, только замена старых, преимущественно «малоамперных» однофазных счетчиков класса 2,5 на новые класса 2,0 повышает собираемость средств за переданную потребителям электроэнергии на 10-20%.

2.4 Организационные мероприятия по снижению потерь

К организационным мероприятиям по обнаружению, предотвращению, устранению и недопущению впредь фактов хищения электроэнергии можно отнести следующие:

1) Административно-уголовная ответственность.

К сожалению, в этом направлении с пострадавшей стороны энергоснабжающей организацией предпринимаются пока только робкие попытки. Больше того, в этой сфере не принимается никаких конкретных мер по разработке ведомственных подзаконных актов на основе существующей нормативно-правовой законодательной базы.

По-видимому, на это имеются конкретные причины, например, такие как недостаточная профессиональная подготовка контролеров и инспекторов энергосбытовых организаций, их неспособность выявлять скрытые способы хищения электроэнергии, нежелание оформлять значительное количество документов и участвовать в затяжных судебных процедурах.

Можно предположить также, что одной из таких причин является нарушение энергоснабжающими организациями, в свою очередь, правовых и законодательных актов, например, в части оформления договоров энергоснабжения и технологического присоединения к электрическим сетям, применения незаконных санкций в отношении потребителей электрической энергии, самовольное установление размера оплаты за присоединение мощности к электросетям и др.

Поэтому задачи масштабного привлечения расхитителей электрической энергии к административно-уголовной ответственности до сих пор остаются нерешенными.

2) Согласованный расчетный учет электроэнергии между энергоснабжающей организацией и энергоемкими потребителями.

Ущерб от хищения электроэнергии достигает значительных размеров, поэтому затраты на организацию работы по выявлению, предупреждению и устранению фактов хищения электроэнергии несомненно должны окупаться в сравнительно короткие сроки.

Убедительным примером является организация согласованного

расчетного учета электроэнергии между энергоснабжающей организацией и энергоемкими потребителями.

При согласованном расчетном учете организуется установка АСКУЭ, как со стороны энергоснабжающей организации, так и со стороны потребителя электроэнергии.

Благодаря применению таких систем обеспечивается:

– учет отпуска и потребления электроэнергии ежесуточно и нарастающим итогом за учетный период;

– учет средних получасовых значений активной мощности в расчетных точках учета;

– определение потерь электроэнергии в сети на участках между расчетными точками;

– расчет баланса отпуска и приема электроэнергии с учетом погрешностей ее измерений и потерь в сети, связывающей энергоснабжащую организацию и потребителя электроэнергии;

– взаимный обмен информацией между двумя системами о результатах измерений электроэнергии и мощности и т. д.

Такая система учета практически исключает проблему хищения электроэнергии, и затраты на ее внедрение окупаются очень быстро.

3) Переход энергосбытовых организаций на контроль работы расчетных приборов учета с выпиской счетов потребителям бытового и мелкомоторного секторов.

В настоящее время доля потребления электроэнергии (и, соответственно, доля платежей) коммунальнобытовыми потребителями достаточно высока и составляет до 20 % доходов энергосбытовых компаний. При этом результативность проводимых мероприятий по снижению коммерческих потерь электроэнергии и, в частности, ее хищений в бытовом и мелкомоторном секторе, к сожалению, явно недостаточна.

Более того, существующая система самообслуживания при взаиморасчетах бытовых потребителей с энергосбытовыми организациями создает благоприятные условия для хищения электроэнергии. Энергосбытовые организации обеспечивают бытовых потребителей абонентскими книжками с бланками счетов, устанавливают ежемесячные сроки оплаты по существующему тарифу на электроэнергию, но при этом практически самоустраняются от постоянного контроля потребления электроэнергии бытовыми потребителями. Эпизодические и крайне редкие контрольные обходы (обычно один раз в год) не могут дать ощутимых результатов по обнаружению фактов хищений электроэнергии.

Представляется целесообразной такая простая и эффективная организационная мера, как отказ от существующей системы самообслуживания и переход на контроль работы расчетных приборов с выпиской счетов потребителям бытового сектора.

Подобная система существовала ранее, когда Госэнергонадзор и

Энергосбыт представляли собой единый государственный орган, которым пресекались любые попытки хищения электроэнергии, в том числе в бытовом секторе. Если при очередной выписке счетов контролер абонентской службы Энергосбыта устанавливал существенное (на его взгляд) снижение потребления электроэнергии данным абонентом, то в отдел инспекции Энергосбыта (такие отделы имеются и в действующей системе энергосбытовых организаций) поступала служебная записка о необходимости проверки фактического расхода электроэнергии и правильности работы счетчика.

При обнаружении факта хищения инспектор энергосбыта составлял соответствующий акт; на основании действовавших в то время Правил пользования электрической и тепловой энергией абонент-расхититель подвергался штрафным санкциям для возмещения нанесенных государству убытков с одновременным прекращением подачи ему электроэнергии до полной оплаты назначенных штрафов.

Сбор данных по электропотреблению может производиться различными способами, из которых наиболее простым, недорогим и реально осуществимым является применение электронных носителей, имеющих вид «таблеток» диаметром 16 и толщиной 5 мм. При этом предусматривается ежемесячный обход жилых домов представителем (инспектором или контролером) энергосбытовой организации для сбора данных по потреблению электроэнергии с использованием сменных электронных носителей информации.

Был проведен эксперимент по переводу бытовых потребителей электроэнергии на систему счетов-извещений. Контролер Энергосбыта ежемесячно снимал показания электросчетчика, а владелец квартиры обнаруживал в своем почтовом ящике квитанцию с указанием количества потребленных киловатт-часов и суммы к оплате за них. В результате уровень оплаты у бытовых потребителей, которые были задействованы в эксперименте, в среднем на 20% больше, чем у остальных потребителей, рассчитывающихся по старой системе. При таком способе контроля решение проблемы снижения масштабов хищения электроэнергии в бытовом секторе становится реальным.

2.5 Технические мероприятия по снижению потерь

К техническим МСП относятся:

– замена проводов на перегруженных линиях;

– замена перегруженных, установка и ввод в работу дополнительных силовых трансформаторов;

– замена недогруженных силовых трансформаторов;

– оптимизация загрузки электросетей за счет строительства линий и подстанций;

– перевод электросетей на более высокое номинальное напряжение;

– установка и ввод в работу компенсирующих устройств.

Как показывает практика, около 10% всего необходимого снижения потерь может быть достигнуто за счет организационных мероприятий. Остальное снижение потерь может быть получено с помощью технических мероприятий, т.е. дополнительных капиталовложений.

Одним из наиболее эффективных мероприятием по снижению потерь является компенсация реактивной мощности в электрических сетях. Экономический эффект от данного мероприятия очевиден.

Использование установок компенсации реактивной мощности (УКРМ) позволяет:

– снизить уровень технических потерь электроэнергии;

– подключить дополнительную активную нагрузку, без увеличения мощности силового трансформатора и без увеличения сечения питающего кабеля;

– увеличить срок службы электрооборудования транспортировка которой осуществляется за счет расхода определенной части самой продукции, задача состоит лишь в определение их оптимального уровня и поддержание фактических потерь на этом уровне. Наиболее правильно использовать термин «технологический расход электроэнергии на передачу по электрическим сетям», но для краткости при расчетах применяют более привычный термин «потери электроэнергии».

Уровень технологического расхода на передачу электроэнергии по электрическим сетям энергосистем в первую очередь определяется объемом капиталовложений в развитие электрический сети и постоянно изменяется с изменением схемы энергосистемы и ее режимов.

Для удобства анализа потери энергии в электрических сетях подразделяют на:

– технологически необходимый расход энергии при передаче ее в условиях оптимального режима работы энергосистемы

– оптимальные технологические потери

– дополнительные технологические потери пи отклонение режима от оптимального.

Количественный анализ потерь энергии выполняются при представление их в зависимости от основных влияющих факторов:

– загрузка линий электропередачи;

– обменный поток мощности;

– степень компенсации потоков реактивной мощности;

– степень приближения режима к оптимальному;

– уровень автоматизации ведения режима сети.

В настоящее время почти повсеместно наблюдается рост абсолютных и относительных потерь электроэнергии при одновременном уменьшении отпуска в сеть. По мнению международных экспертов, относительные потери

электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5%. Потери электроэнергии на уровне 10% можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям. Это подтверждается и докризисным уровнем потерь электроэнергии в большинстве энергосистем бывшего СССР, который не превышал, как правило, 10%. Так как сегодня этот уровень вырос в 1,5÷2, а по отдельным электросетевым предприятиям – даже в 3 раза, очевидно, что на фоне происходящих изменений хозяйственного механизма в энергетике, кризиса экономики в стране проблема снижения потерь электроэнергии в электрических сетях не только не утратила свою актуальность, а наоборот выдвинулась в одну из задач обеспечения финансовой стабильности организаций.

Перевод электрической сети (участков сети) на более высокий класс напряжения С появлением в жилищном секторе современных многоэтажных зданий, удельное потребление на квартиру в которых превышает 20 кВт, необходимо рассматривать вопрос электроснабжения этих зданий по схеме глубокого ввода, сводя тем самым к минимуму появление новых кабельных линий напряжением 0,38 кВ.

При выполнении электрических расчетов с учетом роста нагрузок необходимо рассматривать возможность перевода участков сети на более высокий класс напряжения. Особенно это касается зон комплексной массовой застройки. Перевод сети на более высокий класс напряжения должен рассматриваться одновременно с режимами работы нейтрали (глухозаземленная или эффективно заземленная через резистор), с такими режимами работы нейтрали имеют меньшие потери электроэнергии за счет отсутствия дополнительного оборудования, необходимого для компенсации больших емкостных токов.

Задача оптимизации режима сети по U, Q, п, т. е. задача уменьшения потерь, часто не может решаться в полном объеме из-за отсутствия соответствующих средств регулирования и управления режимом. В ряде случаев нет резервов по Q, отсутствуют или имеются в недостаточном количестве средства регулирования напряжения, автоматические регуляторы напряжения (АРН) на трансформаторах иногда работают ненадежно, и в эксплуатационной практике их стараются не использовать при автоматическом управлении режимом. Надо вести оптимизацию режима сети с учетом имеющихся средств управления и регулирования U и Q. Поэтому в инженерной практике большое значение имеют частные задачи оптимизации режима сети по U, Q, п. Эти частные задачи могут и должны решаться в автоматизированной системе диспетчерского управления (АСДУ) на различных уровнях временной и территориальной иерархии диспетчерского управления. Решение каждой из рассмотренных в данном параграфе частных задач оптимизации режима сети но U, Q и п приводит к относительному

минимуму потерь мощности, но является важным и целесообразным в соответствующих случаях.

При ограниченной производительности ЭВМ АСДУ, а также с целью сокращения объема телепередачи данных задача оптимизации режима сети по U, Q и п может быть разделена по ступеням диспетчерской иерархии на следующие частные задачи:

– регулирование уровня напряжения по сети в целом или отдельным ее участкам;

– снижение влияния неоднородности сети за счет регулирования комплексных коэффициентов трансформации, т. е. регулирование потоков мощности в неоднородных замкнутых контурах сети;

– размыкание сетей;

–оптимальное распределение реактивной мощности между ее источниками.

Результаты решения этих задач, оптимизации режима сети можно объединять и корректировать по имеющимся ограничениям. При современном развитии ЭВМ и АСДУ, как правило, такое сведение и корректировка частных задач менее эффективны, чем оптимизация режима сети по U, Q. Каждая из рассмотренных в данном параграфе четырех частных задач оптимизации режима по U, Q и п может оказаться эффективной при использовании мини или микро-ЭВМ. Целесообразность такого использования должна быть в каждом конкретном случае обоснована расчетным анализом величины погрешности, которая возникает из-за решения частной задачи вместо оптимизации режима по U, Q и п. Эта погрешность связана с тем, что в некоторых случаях минимум частной задачи может приводить к увеличению потерь мощности во всей системе, т. е. условия минимумов частной и общих задач оптимизации режима сети по U, Q и п могут быть противоречивы. В условиях АСДУ применение любой из указанных выше частных задач должно проводиться после расчетного обоснования ее непротиворечивости и согласованности с общей задачей оптимизации режима сети по U, Q и п.

Уровень напряжения в питающей сети — это некоторое среднее его значение для сети данной ступени трансформации в целом или какой-то ее части (вплоть до отдельной линии). Представление об уровне напряжения является тем более целесообразным, что его регулирование есть одна из наиболее эффективных мер снижения потерь активной мощности питающей сети.

Повышение уровня рабочего напряжения приводит к уменьшению потерь мощности в сети. Примем, что нагрузочные потери мощности в исходном режиме в относительных единицах Рн =1. Нагрузочные потери при повышении всех напряжений на ∆ U можно оценить следующим образом:

$$\Delta P = \frac{1}{} = \frac{1}{} . \qquad (2.13)$$

$$\Delta U \quad \overline{(1+\Delta U)^2} \quad \overline{1+2\Delta U+\Delta U^2}$$

Если в последнем выражении в знаменателе пренебречь ΔU^2 как малой величиной и помножить числитель и знаменатель на 1-2×ΔU, то получим:

$$\Delta P_{\Delta U} = \frac{1}{1+2\Delta U} = \frac{1-2\Delta U}{1-(2\Delta U)^2} \quad . \tag{2.14}$$

Если еще раз пренебрежем в знаменатель (2ΔU) то при этом нагрузочные потери можно записать так:

$$\Delta P_{\Delta U} = 1-2\Delta U. \tag{2.15}$$

Относительные потери холостого хода при одновременном увеличении всех напряжений на ΔU на основании выражения для потерь в поперечной индуктивности, аналогичного, определяются так:

$$\Delta P_{\Delta U} = (1+2\Delta U)^2, \tag{2.16}$$

если пренебречь в выражении 2, то получим:

$$\Delta P_{X\Delta U} = 1-2\Delta U. \tag{2.17}$$

Таким образом, нагрузочные потери с ростом напряжения уменьшаются. При увеличении всех напряжений на ΔU потери холостого хода в трансформаторах в соответствии с увеличиваются приблизительно на 2Δt. Отметим, что потери холостого хода в трансформаторах зависят от подводимого напряжения к их ответвлениям, а не от уровня напряжения в сети. Регулируя ответвления трансформаторов, можно снижать в них потери холостого хода.

2.6 Способы компенсации реактивной мощности в городских электрических сетях

Проблема снижения потерь энергии в электрических сетях всех классов напряжения была, есть и будет основной проблемой передачи и распределения электроэнергии, поскольку определяет эффективность работы любого сетевого предприятия.

Реактивная мощность и напряжение являются основными параметрами, которые характеризуют работу электрических сетей и систем электроснабжения, Как непроизводительная часть полной мощности, реактивная мощность загружает сеть дополнительным током, вызывая

дополнительные потери, уменьшая пропускную способность линий электропередач, оказывая влияние на режимы работы и уровни напряжения.

В настоящее время почти повсеместно наблюдается рост абсолютных и относительных потерь электроэнергии. Относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран считаются удовлетворительными, если они не превышают 4-5%. Потери электроэнергии на уровне 10% можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям.

Так как уровень потерь в электрических сетях возрастает, то на ближайшую и удаленую перспективу оптимизация режимов электрических сетей по реактивной мощности и регулирование напряжения в сетях, останутся актуальными задачами.

Перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях хорошо известен. В частности, снижение потерь электроэнергии от перетоков реактивной мощности в распределительных электрических сетях 6-10 кВ может быть обеспечено в основном за счет дополнительных капиталовложений на оптимизацию конфигурации, уменьшение радиуса их действия и увеличение сечения провода, а также на применение конденсаторных батарей и других средств местного регулирования.

Оптимизация конфигурации сетей предполагает уменьшение протяженности линий и уменьшение расстояний между наиболее близким и наиболее удаленным потребителем и применение различных сечений проводов по участкам, или увеличение сечения проводов. Такие мероприятия могут быть выполнены только на стадии проектирования и строительства и связаны с увеличением количества ТП и расхода проводникового материала

Устройства изменения коэффициента трансформации типа ПБВ не могут использоваться для суточного регулирования, а на трансформаторах районных подстанций не может рассматриваться как средство местного регулирования. Не получило развития и предложение установки на трансформаторах первого габарита мощностью до 630 кВА. Применение вольтодобавочных трансформаторов в распределительных сетях напряжением 6-10 кВ городского типа также нецелесообразно.

Таким образом, решение поставленной задачи может быть обеспечено только использованием конденсаторных батарей, применение которых в распределительных электрических сетях оставляет желать лучшего.

В связи с жесткими требованиями по повышению коэффициента мощности со стороны энергоснабжающих организаций, системы электроснабжения промышленных предприятий, в той или иной степени, оказались оснащенными конденсаторными батареями. В коммунально-бытовых и сельскохозяйственных распределительных сетях оптимизация потерь энергии и обеспечение нормируемых уровней напряжения у потребителей является прерогативой самих энергоснабжающих организаций,

которые по ряду объективных и субъективных причин не стремятся к приобретению конденсаторных батарей.

Причинами такого положения являются нежелание вкладывать средства в мероприятия, не приносящие быстрой прибыли, и сложности, связаные с регулированием мощности конденсаторнных батарей, несмотря на то, что многолетний опыт эксплуатации конденсаторных батарей в сетях всех классов напряжений показал их высокую надежность, малый процент отбраковки и технико-экономическую эффективность.

В подавляющем большинстве работ по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях рассматривается, как правило, установка нерегулируемых конденсаторных батарей и оптимизируется их размещение в узлах сложной замкнутой сети. Расчеты производятся для минимального и максимального режимов, с проверкой соответствия уровней напряжения у потребителей нормируемым значениям. Такой подход не позволяет обеспечить однозначного решения задачи и требует постоянных пересчетов, особенно при изменении схемы сети.

Практически полную компенсацию реактивной мощности в распределительных сетях можно обеспечить путем комплектования всех потребителей электроэнергии конденсаторами соответствующей мощности уже на стадии их изготовления на заводах изготовителях.

Во втором приближении целесообразно рассмотреть вопрос об установке маломощных конденсаторов между потребителем и шинами 6-10 кВ ТП - квартира, этаж, подъезд, дом. В этом случае установка конденсаторов может быть осуществлена предприятиями электрических сетей, поскольку становится для них экономически выгодной, но в часы ночного минимума нагрузки, может иметь место перекомпенсация и недопустимое повышение напряжения.

В настоящее время наиболее реальным является установка конденсаторных батарей на шинах каждого ТП 6-10 / 04 кВ. При этом должна решаться задача определения мощности конденсаторов с учетом возможности их регулирования. При этом экономический эффект должен быть определен не только за счет снижения потерь энергии от перетоков реактивной мощности, но от увеличения пропускной способности линий и трансформаторов, удаления сроков строительства новых ТП, увеличения выработки активной мощности генераторами электрических станций и др.

Представляет интерес определение и соотношение этих составляющих, поскольку именно эти денежные средства и определяют эффективность использования, а, следовательно, и заинтересованность энергоснабжающих предприятий во вложении средств на установке конденсаторных батарей

Для решения этой задачи необходимо:

- проведение анализа графиков нагрузок городских ТП с учетом их качественного изменения;
- определение минимальных значений реактивной мощности в узлах

нагрузок и определения мощности нерегулируемых конденсаторных батарей для каждого ТП:

- определение максимальных значений реактивной мощности в узлах нагрузок и определения целесообразности установки регулируемых конденсаторных батарей, их мощности и точек установки для каждого ТП:
- определение наиболее целесообразного типа конденсаторной установки по напряжению и мощности.

Даже ориентировочные расчеты, без учета указанных выше составляющих экономического эффекта, определенные только по величине снижения потерь от реактивной мощности, показывают, что установка конденсаторных батарей окупается не более чем за 2-4 года, в особенности если учесть, что последние производятся на Усть-Каменогорском конденсаторном заводе.

Наиболее эффективным средством по компенсации реактивной мощности в городских электрических сетях являются конденсаторные батареи, в связи с этим принцип работы других компенсирующих устройств, таких как синхронные компенсаторы и синхронные двигатели рассматриваться не будут.

Максимальное снижение потерь достигается при установке компенсирующих устройств непосредственно в узле нагрузке или у потребителя. Поэтому местами установок конденсаторных батарей можно считать:

- в бытовых электроприемниках (холодильники, стиральные машины, микроволновое печи, телевизоры, компьютеры и т.д);
- в щитках лестничной площадки, где установлены счетчики электроэнергии питающие квартиры;
- в кабельных ящиках многоэтажных домов;
- на шинах 0,4кВ ТП.

Установки компенсирующих устройств в выше приведенных местах, требует решения других дополнительных задач, что вызывает ряд проблем, которые в виду их сложности невозможно решить.

Установка конденсаторных батарей в бытовых электроприемниках.

Данная задача не имеет научно-исследовательского характера, т.к. в нашу страну бытовые электроприемники поставляются с разных стран, таких как Япония, Китай, Германия, Арабские Эмираты и т.д. ее решением может послужит постановления правительства РК об ограничения ввоза данных товаров и выдвинуть ряд требований по техническим характеристика где одним из пунктов будет установка конденсаторных батарей. Однако такое решения экономически не выгодно для Казахстана т.к такой подход к решению данной задачи не используется нигде в мире. Соответственно этот вопрос должен подниматься на межправительственном уровне, где будут рассматриваться такие вопросы как строительства нового завода по

производству конденсаторных батарей для установки в электроприемниках, либо обязать производителей электроприемников установкой конденсаторных батарей на этапе производства, поэтому в данные момент эту задачу практически невозможно решить.

Установка конденсаторных батарей на щитках лестничной площадки.

Данная задача как и задача установки конденсаторных батарей в кабельных ящиках многоэтажных домов является осуществимым, но т.к. граница обслуживания электроснабжающих организаций заканчиваются на шинах 0,4кВ ТП, а далее начинаются владения кооператива собственников квартир (КСК), то соответственно КСК не заинтересована в дополнительных капиталовложениях и установке БСК.

Установка конденсаторных батарей на шинах 0,4кВ ТП.

Данная задача является наиболее реализуемой, т.к. энергоснабжающая организация заинтересована в снижении технических потерь, не сложно осуществляется выбор мощности конденсаторных батарей, а также их

дальнейшее обслуживание и ремонт.

Конденсаторные батареи.

Наибольшее распространение на промышленных предприятиях имеют конденсаторы (КБ)-крупные (в отличие от конденсаторов радиотехники) специальные устройства, предназначенные для выработки реактивной ёмкостной мощности. Конденсаторы изготовляют на напряжение 220, 380, 660, 6300 и 10500 В в однофазном и трёхфазном исполнении для внутренней и наружной установки. Они бывают масляные (КМ) и соволовые (КС). Диэлектрическая проницаемость совола примерно вдвое больше, чем масла. Однако отрицательная допустимая температура составляет - 10° С для соволовых конденсаторов, в то время как масляные могут работать при температуре -40 С.

Конденсаторы, как правило, собираются в батареи (КБ) и выпускаются заводами электротехнической промышленности в виде комплектных компенсирующих устройств (ККУ).

Удельная стоимость конденсаторов высокого напряжения меньше удельной стоимости конденсаторов низкого напряжения, но конденсаторы низкого напряжения проще и надёжнее в эксплуатации.

За счёт присоединения к сети КУ с мощностью Q_K уменьшаются потери мощности и напряжения. После компенсации потери мощности:

$$\Delta P = \frac{\left[P^2 + (Q - Q_K)^2\right]R}{U^2_{ном}} + \Delta P_{КУ}, \qquad (2.18)$$

где $\Delta P_{КУ}$ - потери мощности в компенсирующем устройстве, кВт.

Потери напряжения после компенсации, В,

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_K)X}{U_{ном}}. \quad (2.19)$$

Широкое применение конденсаторов для компенсации реактивной мощности объясняется их значительными преимуществами по сравнению с другими видами КУ:

– удельная величина потерь электроэнергии в конденсаторах в несколько раз ниже, чем в других источниках реактивной мощности;

– допускается большая свобода при выборе при выборе мощности и места установки батареи конденсаторов. В зависимости от конкретных условий и технико-экономических соображений мощность батареи конденсаторов может изменяться в диапазоне от самых маленьких 25-50 кВар городских сетях 380В до крупных батарей установливаемых на подстанциях мощностью по 25 МВар и более. Батареи конденсаторов могут присоединяться почти в любой точке сети, что позволяет размещать их непосредственно у мест потребления реактивной мощности;

– отсутствие вращающихся частей, протота монтажа и эксплуатации, относительная невысокая стоимость, малая масса, отсутствие шума во время работы.

Существенным достоинством батареи конденсаторов также является возможность постепенного увеличения их мощности путем присоединения новых секций по мере роста потребления реактивной мощности в сети.

Все эти преимущества за последние годы обеспечили значительный прирост мощности установленных в сетях батареи конденсаторов.

Недостатки конденсаторных батарей: пожароопасность, наличие остаточного заряда, повышающего опасность при обслуживании; чувствительность к перенапряжениям и толчкам тока; возможность только ступенчатого, а не плавного регулирования мощности.

В свою очередь БК могут быть как регулируемыми (РБК), так и нерегулируемыми (НБК).

В настоящий время в Республике Казахстан единственным производителем конденсаторных установок является АО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод». Данный завод имеет широкий номенклатурный список способные компенсировать реактивную мощность в распределительных сетях 6-10кВ.

Данное предприятие выпускает ряд модернизированных конденсаторных установок высокого напряжения предназначенных для повышения коэффициента мощности электроустановок промышленных предприятии и распределительных сетей напряжением 0,4 – 10 кВ частоты 50 Гц.

3 Состояние и анализ распределительных сетей Уйгентасской РЭС

3.1 Схема сетей Уйгентасской РЭС и ее описание

Уйгентасское РЭС был образован в 1965 году. В настоящее время РЭС обслуживает Алакольский район, а именно 1087 юридических абонентов и 29743 физических абонентов.

Основное оборудование:

- ТП - 148 шт;
- КЛ 6 кВ - 198,62 км;
- КЛ 10 кВ – 87,154 км;
- КЛ 0,4 кВ – 152,83 км;
- ВЛ 6 кВ – 43,14 км;
-ВЛ 0,4 кВ – 214,59 км.

Приоритетные направления РЭС-6 считает и использует обеспечение населения надежными услугами. В компании используется богатый опыт работы проверенный годами и общими усилиями, накопленный разными департаментами и подразделениями, что позволяет решать самые сложные задачи, РЭС - 6 всегда стремится к тому, чтобы ее деятельность гармонично сочеталась с окружающей средой и обществом, где она представлена проектами сокращение коммерческих и технических потерь в электрических сетях улучшение технических показателей работы основного оборудования подстанций соблюдение необходимых мер безопасности труда соблюдение правил охраны окружающей среды.

Обслуживает: физических и юридических лиц общим числом - 5500 абонентов. Имеет большой набор высококачественных технических средств, используемый в повседневном обслуживании оборудования. Имеет огромную базу спецтехники такие как краны, ямобуры, автоматические грузовые подъемники, передвижные лаборатории для испытания оборудования, тралы, бульдозеры.

3.2 Выбор фидера для оценки потерь энергии

В распределительном пункте №5 выбрали фидер № 4. От фидера отходят ТП-300, ТП-301, ТП-302, ТП-303, ТП-304, ТП-305, ТП-306,

ТП-307, ТП-308, 309, ТП-310, ТП-311. На этом фидере питаются жилые дома, магазины, автозаправки, развлекательные центры, торговые дома. Схема РП-5, фидера №4 на рисунке 3.1

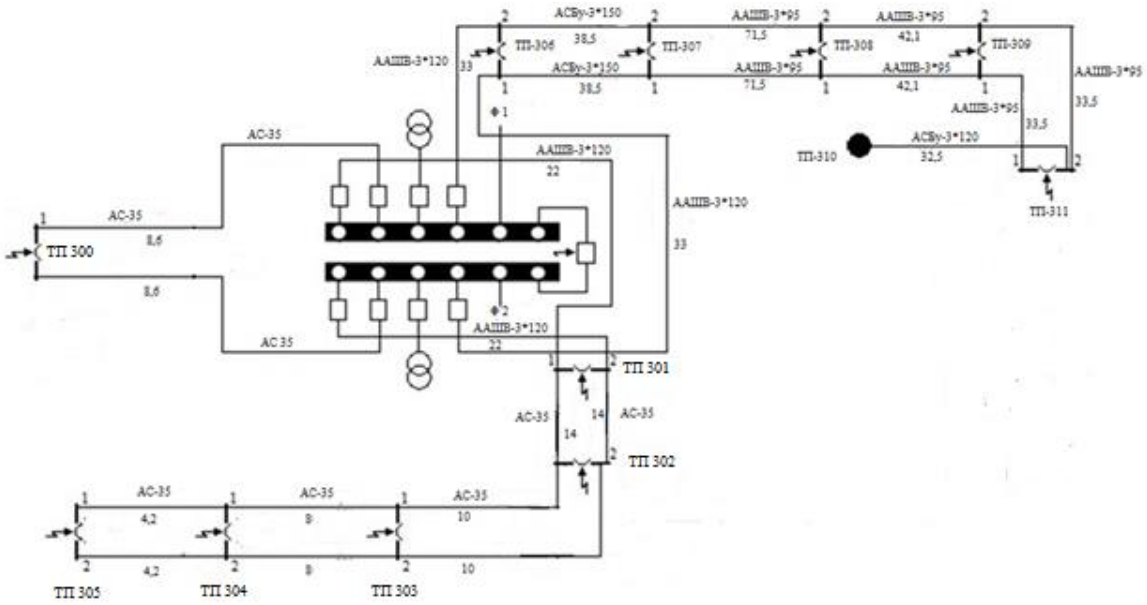


Рисунок 3.1 – Схема РП-5

3.3 Составление схемы замещения и расчет параметров сети

Для начала расчета и ввода данных параметров сети необходимо их рассчитать по справочным и исходным данным. Расчет следует начать с составления схемы замещения, после чего рассчитать сопротивления линий и трансформаторов, а затем уже нагрузку на узлах.

Активное сопротивление линий (Ом) определяется как:

$$R = r_0 \cdot l \,, \tag{3.1}$$

где l – длина линии, км;

r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление линий (Ом) определяется как:

$$X = x_0 \cdot l \,, \tag{3.2}$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Удельные величины r_0, x_0 при этом определяются в зависимости от марки провода из Л-3. В таблице 3.1 показаны марки проводов линий.

Таблица 3.1 – Параметры кабельных линий

Участок	Марка	Длина, км	R_0, Ом	X_0, Ом
1_2	ААШВ 3*120	22	0,258	0,081
2_4	ААШВ 3*120	22	0,258	0,081
2_5	ААШВ 3*120	14	0,258	0,081
5_7	АСБ 3*120	42,5	0,258	0,081
7_9	ААШВу 3*120	38	0,258	0,081
9_11	ААШВу 3*120	4,2	0,258	0,081
13_15	ААШВ 3*120	10	0,258	0,081
1_17	АСБ 3*120	8,5	0,258	0,081
4_17	АСБ 3*120	8,5	0,258	0,081
1_23	АСБ 3*120	33	0,258	0,081
4_23	АСБ 3*120	33	0,258	0,081
23_25	АСБу 3*150	38,5	0,206	0,079
25_27	ААШВ 3*95	71,5	0,326	0,083
27_29	ААШВ 3*95	42,1	0,326	0,083
29_31	ААШВ 3*95	53,5	0,326	0,083
37_39	АСБ 3*150	35,5	0,206	0,079

Произведем расчет для участка
КЛ 1-2: Погонные параметры
кабеля:
Удельное активное сопротивление кабеля:

$$r_0=0,258 \text{ Ом/км}.$$

Удельное реактивное сопротивление кабеля:

$$x_0=0,081 \text{ Ом/км}.$$

Активное сопротивление кабеля:

$$R_{1\text{-}2}=0,258\cdot 22=0,5676 \text{ Ом}.$$

Реактивное сопротивление кабеля:

$$X_{1\text{-}2}=0,081\cdot 22=0,1782 \text{ Ом}.$$

Внесем полученные данные в таблицу 3.2

Таблица 3.2- Расчетные параметры кабельных линий

Участок	Марка	Длина, км	R_0, Ом	X_0, Ом
1_2	ААШВ 3*120	22	0,5676	0,178
2_4	ААШВ 3*120	22	0,5676	0,178
2_5	ААШВ 3*120	14	1,032	0,324
5_7	АСБ 3*120	42,5	1,0965	0,344
7_9	ААШВу 3*120	38	0,9804	0,308
9_11	ААШВу 3*120	4,2	2,064	0,648
1_15	ААШВ 3*120	10	0,387	0,122
4_15	АСБ 3*120	8,5	1,5738	0,494
15_17	АСБ 3*120	8,5	1,5738	0,494
1_21	АСБ 3*120	33	0,8514	0,267
21_23	АСБ 3*120	33	0,8514	0,267
2_23	АСБу 3*150	38,5	0,7931	0,304
23_25	ААШВ 3*95	71,5	2,3309	0,593
25_27	ААШВ 3*95	42,1	1,37246	0,349

Параметры трансформаторов находим по справочным даным величины номинальных напряжений на обмотке низкого напряжения $U_{нн}$ и высокого напряжения $U_{вн}$, номинальную мощность трансформатора $S_н$ и напряжение короткого замыкания $U_к$. А также, значения тока холостого хода $I_{хх}$, потерь холостого хода $P_х$ и короткого замыкания $P_к$. Далее, на основании этих справочных параметров рассчитываются активное и реактивное сопротивления трансформаторов по следующим выражениям:

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_т = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S^2}, \quad (3.3)$$

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

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

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$X_т = \frac{U_{кз} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S}, \quad (3.4)$$

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

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

Параметры трансформаторов расчетной схемы приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Параметры трансформаторов

Тип	Справочные данные							Расчетные параметры	
	Uнн	Uвн	$S_н$	$U_к$	Iхх	$\Delta P_{хх}$	$\Delta P_{кз}$	$R_т$	$X_т$
	кВ	кВ	кВА	%	%	кВт	кВт	Ом	Ом
ТМ-400/10	0,4	10	400	4,5	2,1	0,95	5,5	3,4375	11,25
ТМ-630/10	0,4	10	630	5,5	2,0	1,5	7,6	1,9148	8,7302
ТМ-250/10	0,4	10	250	4,6	2,3	1,05	3,7	5,92	18,4
ТМ-100/10	0,4	10	100	3,6	6,5	0,4	16,5	1,2	6,5

На основании справочных данных найдем активное и реактивное сопротивление трансформаторов.

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_т = \frac{3{,}2 \cdot 10000^2}{100^2} = 3{,}2 Ом.$$

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$X_т = \frac{3{,}2 \cdot 10000^2}{100 \cdot 100} = 32 Ом.$$

Аналогично рассчитаем активное и реактивное сопротивления на других ТП и приведем в таблицу 3.4.

Далее определим нагрузку на период 2015 года (зима и лето). Реактивная мощность, единица измерения кВАр

$$Q = S \cdot \sin\phi . \quad (3.5)$$

Полная мощность единица измерения кВА

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} , \quad (3.6)$$

где : P - активная мощность;

Q - реактивная мощность.

Полученные данные сводим в таблицу 3.4 и 3.5

Таблица 3.4 – Нагрузки узлов сети

№ ТП	$S_{ном.тр}$,кВА	S ,кВА	P ,кВт	Q ,кВАр	№ участка, узлы
301	2х100	109,1	92,88	56,808	3
302	2х 250	369,93	315,54	193,07	6
303	630,400	797,8	680,4	416,34	8
304	2х 100	70,6	51,624	31,59	10
305	2х 400	482,99	403,45	246,82	12
300	2х 400	526,41	440,51	269,5	18
306	2х 630	880,9	742,86	454,46	24
307	2х 400	407,6	339,17	207,49	26
308	2х 400	395,6	320,4	196,02	28
309	2х 400	501,44	419,22	256,46	30
311	2х 630	736,6	595,26	416,7	32
310	250	210,3	178,47	109,26	34

Таблица 3.5 – Нагрузки узлов сети

№ ТП	$S_{ном.тр}$,кВА	S ,кВА	P ,кВт	Q ,кВАр	№ участка, узлы
301	2х100	81,4	60,912	37,26	3
302	2х 250	237,6	210,73	128,88	6
303	630,400	418,87	217,8	356,04	8
304	2х 100	63,55	53,773	32,904	10
305	2х 400	218,81	171,29	104,78	12
300	2х 400	392,57	343,39	210,06	18
306	2х 630	549,6	434,7	265,93	24
307	2х 400	383,32	335,52	205,25	26
308	2х 400	395,58	320,38	196,02	28
309	2х 400	622,3	521,91	319,28	30
311	2х 630	891,6	751,59	459,79	32
310	250	234	205,18	132,78	34

4 Расчет режимов работы РП-5

4.1 Краткое описание работы программы «RASTR»

Приведем краткое описание расчетной части программы “RASTR”. Комплекс программы RASTR предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с нею. RASTR позволяет производить расчет, эквивалентирование и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, также предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами.

RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы, и в настоящее время предельный объем схемы составляет 1200-1500 узлов (в зависимости от конфигурации схемы) при минимальном числе резидентных программ.

Формат данных "Узлы":

1) Район - номер района, к которому относится узел;

2) Номер - номер узла на схеме замещения;

3) N - номер статической характеристики;

4) O - не заданы;

5) 1.2 - стандарты (зашиты в программу);

6) Название - название узла (0-12 символов);

7) Uном - номинальное напряжение узла или модуль узла (определяется по стандартной шкале напряжения);

8) Рнаг, Qнаг - активная и реактивная нагрузка узла (определяется по контрольным замерам, либо используются расчетные данные);

9) Рген, Qген - активная и реактивная генерация узла, задаются также по контрольным замерам для тех узлов, где есть генерация;

10) Qmin, Qmax - минимально и максимально возможные пределы изменения генерации реактивной мощности узла (определяются по техническим возможностям оборудования). Задание пределов позволяет программе определить оптимальную генерацию по реактивной мощности для данного узла.

Формат данных "Ветви":

1) Nнач , Nкон - номера узлов ограничивающих линию;

2) R, X - сопротивление;

3) B - проводимость (мкСм) для ЛЭП - полная проводимость шунтов "П"-образной схемы (< 0) , для трансформатора - проводимость "Г"-образной схемы (> 0);

4) Кт в Кт/м - вещественная и мнимая составляющая коэффициента

трансформации.

Сопротивление ветви должно быть приведено к напряжению $U_{нач}$, а коэффициент трансформации определяется как отношение $U_{кон}/U_{нач}$.

Формат данных "Районы":

Номер - номер района;

Название - название района;

Команда "Результат";

Подкоманда "Узлы".

Результаты расчета представляются в форме таблицы, при просмотре которой пользуемся клавишами PGUP, PGDN для листания таблицы вперед и назад по страницам, стрелками для перемещения по одному узлу. На экране всегда показываются все связи узла (если они не умещаются на экране, то узел не показывается целиком). Для прямого перехода на интересующий узел необходимо набрать его номер и нажать Enter (номер > па высвечивается на первой строке экрана).

Подкоманда "Потери"

Предназначена для вывода структурного анализа потерь активной мощности по заданному району или по всей сети. Для печати таблицы - F8.

Технические характеристики программы RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы. Расчет памяти сделан в предположении, что не установлены резидентные программы, использующие расширенную память. В процессе работы программой могут создаваться три типа файлов:

1) *.rge содержат информацию об исходных данных и режиме схемы и требуют 1 Кбайт дисковой памяти на 10 узлов схемы ;

2) *.uk содержат информацию о траектории утяжеления;

3) *.схе содержат информацию о графическом образе схемы.

Описание расчетной части пакета программ RASTR. Главное меню:

После загрузки RASTR Вы попадаете в главное меню комплекса, в котором отображаются основные команды. Для перемещения по меню используйте:

а) клавиши перемещения курсора, <ENTER> - для входа в выбранную команду, <ESC> - для выхода.

б) функциональные клавиши – нажатие клавиши ALT одновременно с выделенной цветом буквой горизонтального меню приводит к попаданию в это меню, где бы Вы не находились.

Нажатие выделеной цветом буквы вертикального меню приводит к началу выполнения этой команды (используйте клавиши на которые нанесены русские буквы независимо от наличия кириллицы и регистра). Например: ALT_Д/В/У – приведет к попаданию в таблицу "Узлы" из любого места программы. Клавиши F1 - F10 используются для выполнения команд, не входящих в меню, справка по ним – последняя строка экрана, справка по

клавишам ALT_F1 - F10 может быть получена путем нажатия клавиши ALT.

в) мышь – используется двухкнопочная мышь с иннверсным курсором (выделенное цветом знакоместо), перемещение курсора мыши и нажатие левой клавиши мыши приводит к перемещению программного курсора в заданное место, быстрое двойное нажатие левой клавиши ("клик") приводит к выполнению выбранной команды (аналогично ENTER) нажатие левой клавиши в последней строке экрана приводит к выполнению соответствующей команды (в зависимости от нажатия кнопки ALT). Правая клавиша мыши используется как клавиша ESC.

4.2 Расчет режимов работы существующей схемы сети

Расчеты будем производить при помощи программы RASTR для максимального(зима) и минимального (лето) режимов. Произведем расчет максимального режима. Для ввода данных в программу RASTR используем данные, представленные в п.2. Результаты расчета в максимальном режиме приведены на рисунках 4.1 – 4.5

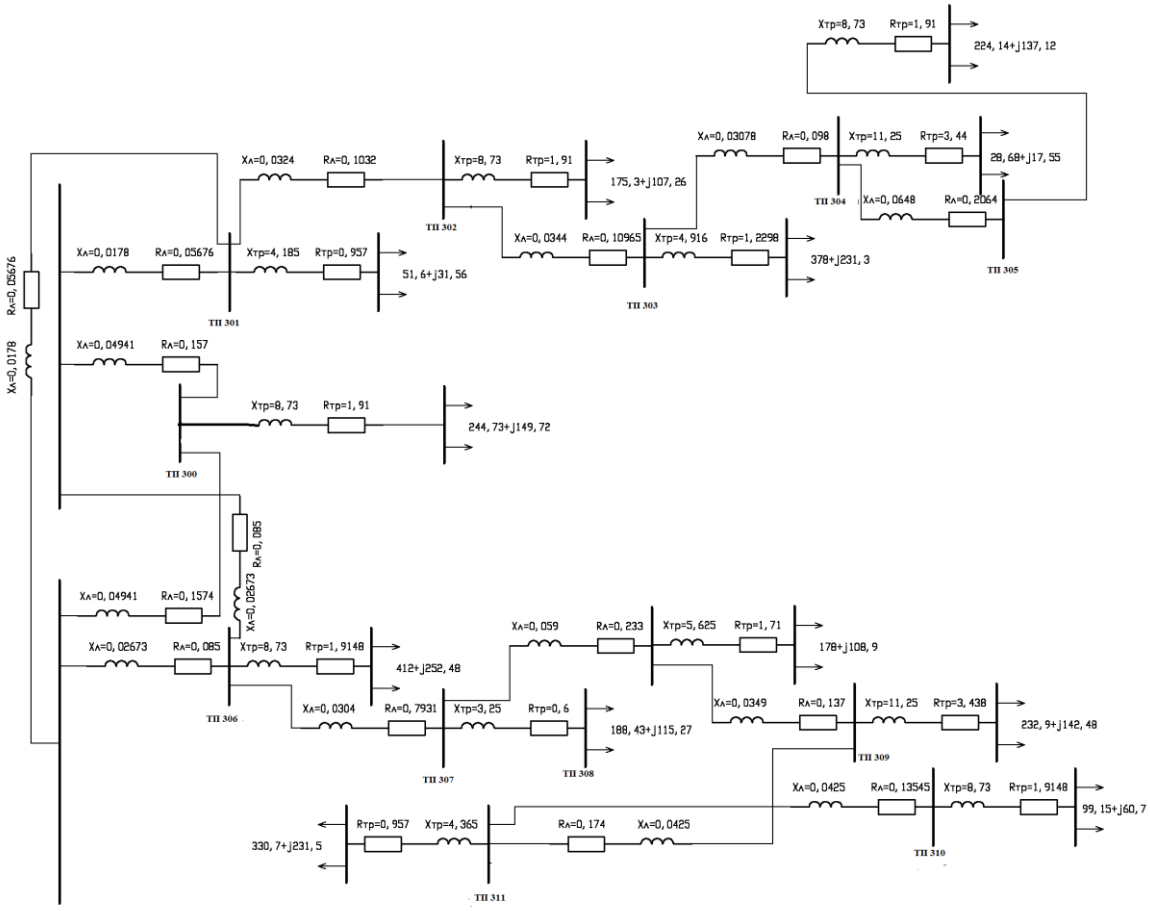


Рисунок 4.1 — Схема замещения РП – 5

Таблица 4.1 – Полученные данные расчета зимнего режима работы «Узлы» данной сети

	Тип	Номер	Название	$U_{ном}$	$P_н$	$Q_н$	$P_г$	$Q_г$	$V_{зд}$	Q_{min}	Q_{max}	$B_ш$	U_{max}	V	Delta
1	База	1	РП- 5-1	10.5			6.15	-7.388	10.5	-100	100			10.5	
2	Нагр	2	ТП-301	10					10					10.49	-0.14
3	Нагр	3		0.38	0.0929	0.0568			0.38					0.4	-0.31
4	Нагр	4	РП-5-2	10.5				11.693	10.5	-100	100			10.5	-0.31
5	Нагр	5	ТП-302	10					10					10.47	-0.08
6	Нагр	6		0.38	0.3155	0.1931			0.38					0.39	-1.36
7	Нагр	7	ТП-303	10					10					10.45	-0.06
8	Нагр	8		0.38	0.6804	0.4163			0.38					0.39	-1.57
9	Нагр	9	ТП-304	10					10					10.45	-0.05
10	Нагр	10		0.38	0.0516	0.0316			0.38					0.4	-0.3
11	Нагр	11	ТП-305	10					10					10.44	-0.03
12	Нагр	12		0.38	0.4035	0.2468			0.38					0.39	-1.68
13	Нагр	13	ТП-300	10					10					10.49	-0.13
14	Нагр	14		0.38	0.4405	0.2695			0.38					0.39	-1.92
15	Нагр	15	ТП-306	10					10					10.49	-0.14
16	Нагр	16		0.38	0.7429	0.4545			0.38					0.38	-3.23
17	Нагр	17	ТП-307	10					10					10.32	0.29
18	Нагр	18		0.38	0.3392	0.2075			0.38					0.39	-0.24
19	Нагр	19	ТП-308	10					10					10.28	0.35
20	Нагр	20		0.38	0.3204	0.196			0.38					0.38	-0.46
21	Нагр	21	ТП-309	10					10					10.25	0.38
22	Нагр	22		0.38	0.4192	0.2565			0.38					0.37	-1.81
23	Нагр	23	ТП-311	10					10					10.23	0.41
24	Нагр	24		0.38	0.5953	0.4167			0.38					0.38	-0.83
25	Нагр	25	ТП-310	10					10					10.23	0.41
26	Нагр	26		0.38	0.1785	0.1083			0.38					0.38	-0.34

Таблица 4.2 – Полученные данные расчета летнего режима работы «Узлы» данной сети

	Тип	Номер	Название	$U_{ном}$	$P_н$	$Q_н$	$P_г$	$Q_г$	$V_{зд}$	Q_{min}	Q_{max}	$B_ш$	U_{max}	V	Delta
1	База	1	РП- 5-1	10.5			5.75	-7.64	10.5	-100	100			10.5	
2	Нагр	2	ТП-301	10					10					10.49	-0.14
3	Нагр	3		0.38	0.0609	0.0373			0.38					0.4	-0.25
4	Нагр	4	РП-5-2	10.5				11.211	10.5	-100	100			10.5	-0.3
5	Нагр	5	ТП-302	10					10					10.48	-0.09
6	Нагр	6		0.38	0.2107	0.1289			0.38					0.39	-0.94
7	Нагр	7	ТП-303	10					10					10.47	-0.07
8	Нагр	8		0.38	0.2178	0.356			0.38					0.39	-0.4
9	Нагр	9	ТП-304	10					10					10.47	-0.07
10	Нагр	10		0.38	0.0538	0.0329			0.38					0.4	-0.33
11	Нагр	11	ТП-305	10					10					10.46	-0.06
12	Нагр	12		0.38	0.1713	0.1048			0.38					0.39	-0.75
13	Нагр	13	ТП-300	10					10					10.49	-0.14
14	Нагр	14		0.38	0.343	0.2101			0.38					0.39	-1.52
15	Нагр	15	ТП-306	10					10					10.49	-0.14
16	Нагр	16		0.38	0.4347	0.2659			0.38					0.39	-1.9
17	Нагр	17	ТП-307	10					10					10.3	0.34
18	Нагр	18		0.38	0.3355	0.2052			0.38					0.39	-0.19
19	Нагр	19	ТП-308	10					10					10.25	0.41
20	Нагр	20		0.38	0.3204	0.196			0.38					0.38	-0.4
21	Нагр	21	ТП-309	10					10					10.22	0.45
22	Нагр	22		0.38	0.5219	0.3192			0.38					0.37	-2.32
23	Нагр	23	ТП-311	10					10					10.2	0.48
24	Нагр	24		0.38	0.7516	0.4598			0.38					0.38	-1.13
25	Нагр	25	ТП-310	10					10					10.19	0.49
26	Нагр	26		0.38	0.3152	0.1928			0.38					0.38	-0.86

Таблица 4.3 – Полученный расчетные данные расчета зимнего режима работы «Ветви» данной сети

	Тип	$N_{нач}$	$N_{кон}$	Название	R	X	B	$k_т$	$P_{нач}$	$Q_{нач}$
1	ЛЭП	1	2	РП-5-1-ТП-301	0.057	0.0178			-2.5307	4
2	Тр-р	2	3	ТП-301	0.957	4.185		0.038	-0.0933	-0
3	ЛЭП	2	4	ТП-301- РП-5-2	0.057	0.0178			-0.4346	6
4	ЛЭП	2	5	ТП-301-ТП-302	0.103	0.0324			-2.0296	-2
5	Тр-р	5	6	ТП-302	1.915	8.73		0.038	-0.3187	-0
6	ЛЭП	5	7	ТП-302-ТП-303	0.11	0.0344			-1.1092	-1
7	Тр-р	7	8	ТП-303	1.28	4.9157		0.038	-0.6884	-0
8	ЛЭП	7	9	ТП-303-ТП-304	0.098	0.0308			-0.4522	-0
9	Тр-р	9	10	ТП-304	3.438	11.25		0.038	-0.0518	-0
10	ЛЭП	9	11	ТП-304-ТП-305	0.206	0.0648			-0.4114	-0
11	Тр-р	11	12	ТП-305	1.915	8.73		0.038	-0.4078	-0
12	ЛЭП	1	13	РП-5-1-ТП-300	0.157	0.049			-1.2058	1
13	ЛЭП	4	13	РП-5-2-ТП-300	0.157	0.0494			-0.144	-2
14	Тр-р	13	14	ТП-300	1.915	8.7318		0.038	-0.4455	-0
15	ЛЭП	1	15	РП-5-1-ТП-306	0.085	0.0267			-2.4145	2
16	ЛЭП	4	15	РП-5-2-ТП-306	0.085	0.0267			-0.4475	-4
17	Тр-р	15	16	ТП-306	1.915	8.73		0.038	-0.7576	-1
18	ЛЭП	15	17	ТП-306-ТП-307	0.793	0.0304			-2.1095	-1
19	Тр-р	17	18	ТП-307	0.6	3.25		0.038	-0.3398	-0
20	ЛЭП	17	19	ТП-307-ТП-308	0.233	0.0593			-1.8011	-1
21	Тр-р	19	20	ТП-308	1.71	5.6253		0.038	-0.3226	-0
22	ЛЭП	19	21	ТП-308-ТП-309	0.137	0.0349			-1.5977	-1
23	Тр-р	21	22	ТП-309	3.438	11.25		0.038	-0.4277	-0
24	ЛЭП	21	23	ТП-309-ТП-311	0.174	0.0444			-1.2645	-1
25	Тр-р	23	24	ТП-311	0.957	4.365		0.038	-0.6	-0
26	ЛЭП	23	25	ТП-311-ТП-310	0.135	0.0425			-0.2096	-0
27	Тр-р	25	26	ТП-310	1.915	8.73		0.038	-0.1792	-0

Таблица 4.4 – Полученный расчетные данные расчета летнего режима работы «Ветви» данной сети

	Тип	$N_{нач}$	$N_{кон}$	Название	R	X	B	$k_т$	$P_{нач}$	$Q_{нач}$
1	ЛЭП	1	2	РП-5-1-ТП-301	0.057	0.0178			-2.2714	4
2	Тр-р	2	3	ТП-301	0.957	4.185		0.038	-0.0608	-0
3	ЛЭП	2	4	ТП-301- РП-5-2	0.057	0.0178			-0.6588	5
4	ЛЭП	2	5	ТП-301-ТП-302	0.103	0.0324			-1.4822	-1
5	Тр-р	5	6	ТП-302	1.915	8.73		0.038	-0.2119	-0
6	ЛЭП	5	7	ТП-302-ТП-303	0.11	0.0344			-0.5113	-1
7	Тр-р	7	8	ТП-303	1.28	4.9157		0.038	-0.22	-0
8	ЛЭП	7	9	ТП-303-ТП-304	0.098	0.0308			-0.2364	-0
9	Тр-р	9	10	ТП-304	3.438	11.25		0.038	-0.0539	-0
10	ЛЭП	9	11	ТП-304-ТП-305	0.206	0.0648			-0.1659	-0
11	Тр-р	11	12	ТП-305	1.915	8.73		0.038	-0.1721	-0
12	ЛЭП	1	13	РП-5-1-ТП-300	0.157	0.049			-1.0996	1
13	ЛЭП	4	13	РП-5-2-ТП-300	0.157	0.0494			-0.0501	-2
14	Тр-р	13	14	ТП-300	1.915	8.7318		0.038	-0.3459	-0
15	ЛЭП	1	15	РП-5-1-ТП-306	0.085	0.0267			-2.3794	2
16	ЛЭП	4	15	РП-5-2-ТП-306	0.085	0.0267			0.4354	-4
17	Тр-р	15	16	ТП-306	1.915	8.73		0.038	-0.4395	-0
18	ЛЭП	15	17	ТП-306-ТП-307	0.793	0.0304			-2.3706	-1
19	Тр-р	17	18	ТП-307	0.6	3.25		0.038	-0.336	-0
20	ЛЭП	17	19	ТП-307-ТП-308	0.233	0.0593			-2.0574	-1
21	Тр-р	19	20	ТП-308	1.71	5.6253		0.038	-0.3226	-0
22	ЛЭП	19	21	ТП-308-ТП-309	0.137	0.0349			-1.8551	-1
23	Тр-р	21	22	ТП-309	3.438	11.25		0.038	-0.5355	-0
24	ЛЭП	21	23	ТП-309-ТП-311	0.174	0.0444			-1.4154	-1
25	Тр-р	23	24	ТП-311	0.957	4.365		0.038	-0.7587	-0
26	ЛЭП	23	25	ТП-311-ТП-310	0.135	0.0425			-0.3491	-0
27	Тр-р	25	26	ТП-310	1.915	8.73		0.038	-0.3176	-0

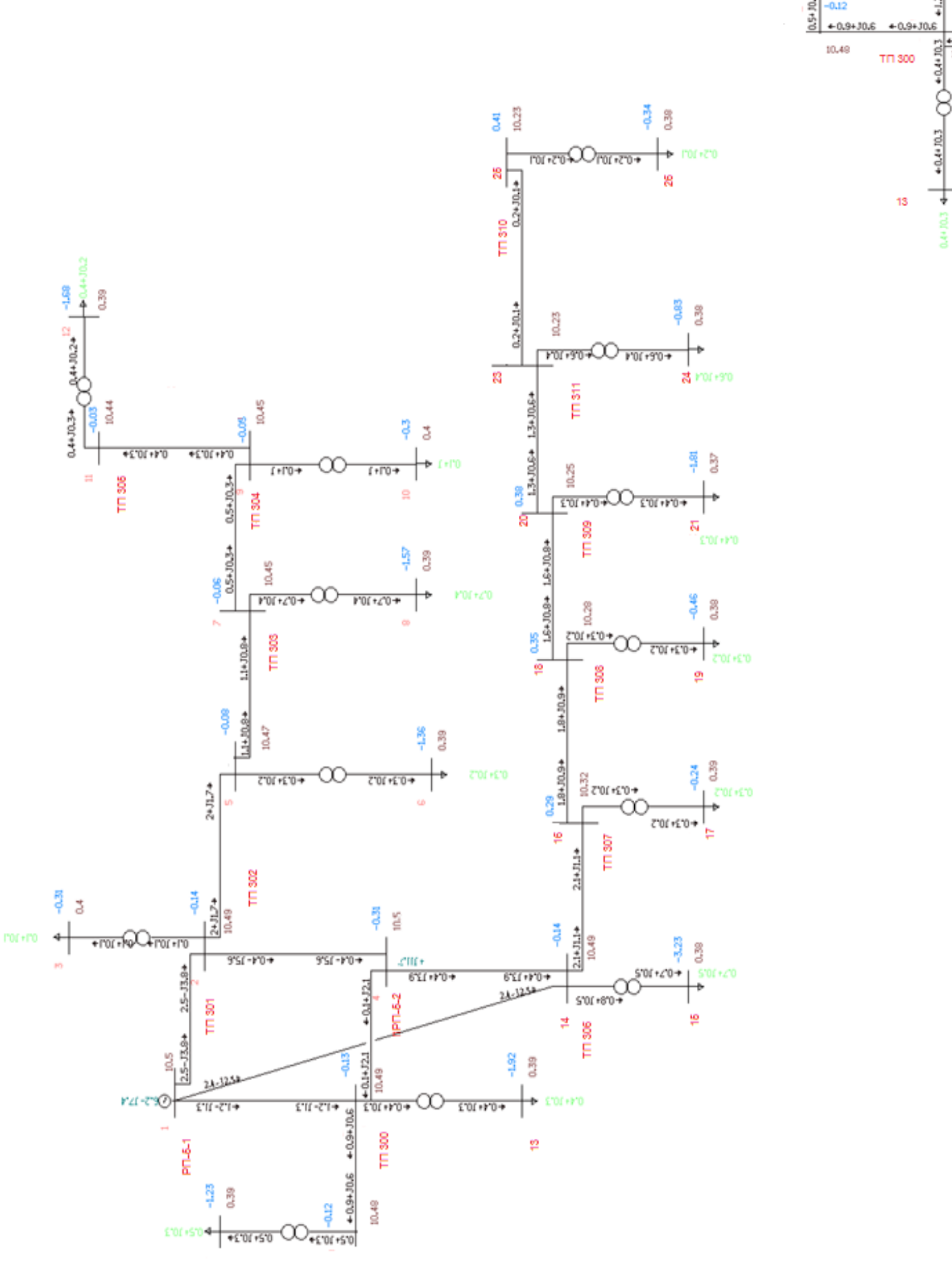


Рисунок 4.2 – Схема замещения РП-5 в зимнем режиме

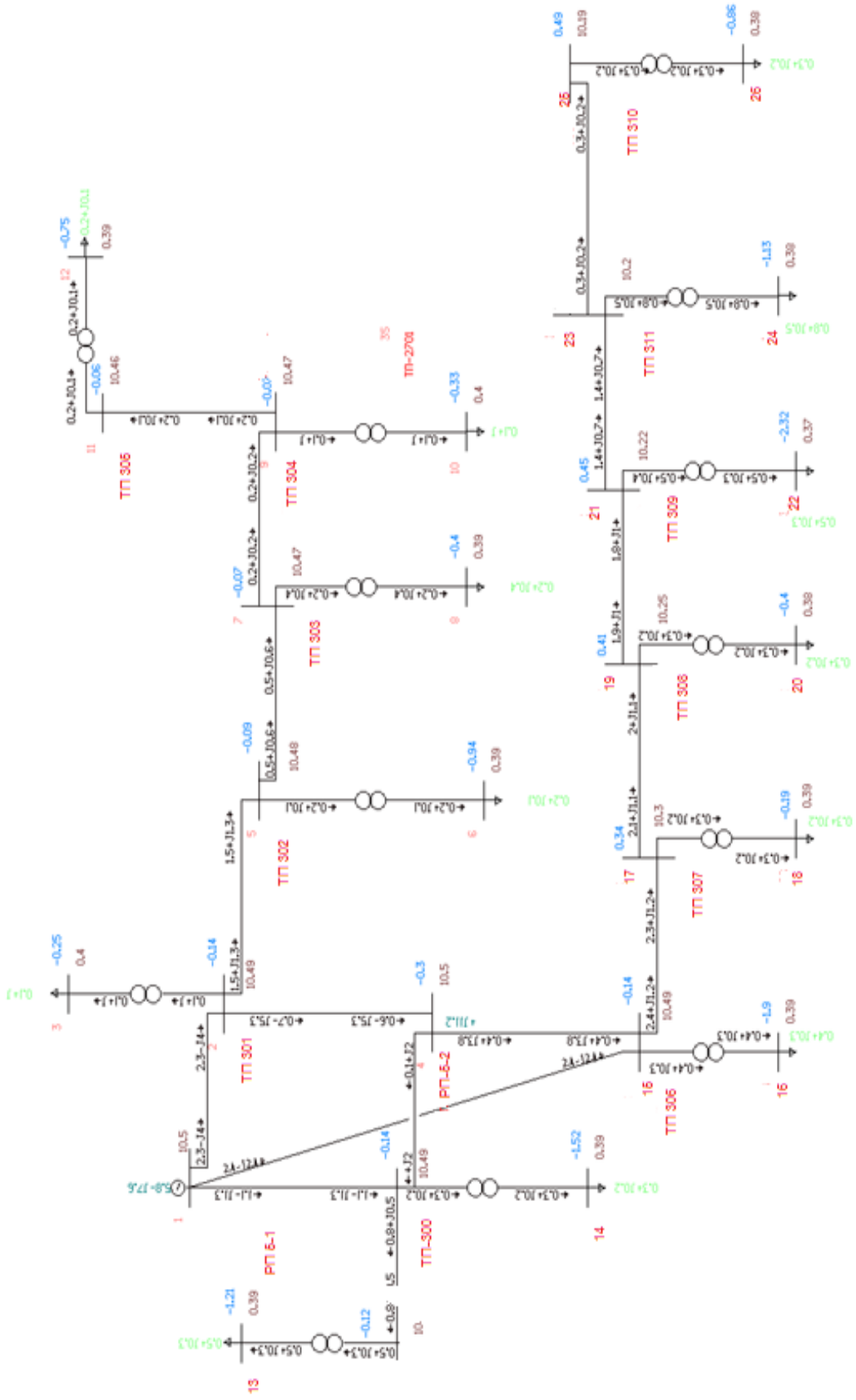


Рисунок 4.3 – Схема замещения РП-5 в летнем режиме

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
10		10		0.4	0.4	-1.08
11		11	ТП 305	10	10.46	4.62
12		12		0.4	0.39	-1.76
15		15	ТП 306	10	0.39	-3.37
16		16		0.4	0.37	-8.3
23		23	ТП 311	10	10.2	1.96
24		24		0.4	0.38	-5.79
25		25	ТП 310	10	10.19	1.91
26		26		0.4	0.38	-5.4

Рисунок 4.4 – Отклонения напряжения в узлах для зимнего сезона

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
10		10		0.4	0.4	-1.23
11		11	ТП 305	10	10.44	4.39
12		12		0.4	0.39	-3.62
15		15	ТП 306	10	0.38	-5.68
16		16		0.4	0.37	-6.86
23		23	ТП 311	10	10.23	2.3
24		24		0.4	0.38	-5.12
25		25	ТП 310	10	10.23	2.26
26		26		0.4	0.38	-4.08

Рисунок 4.5 – Отклонения напряжения в узлах для летнего сезона

Районы+Потери

	↓p+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1				0.24523	0.16457	0.08066

Рисунок 4.6 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (зима)

Районы+Потери Q

	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр
	U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр
1			0.34937	0.03299	0.31638

Рисунок 4.7 – Суммарные потери реактивной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (зима)

Районы+Потери

	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1			0.23942	0.1516	0.08781

Рисунок 4.8 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (лето)

Районы+Потери Q

	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр
	U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр
1			0.37776	0.03237	0.34539

Рисунок 4.9 – Суммарные потери реактивной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (лето)

Вывод: Напряжения на 12 трансформаторных подстанциях не соответствуют стандартам ±5% . Потери активной мощности в кабельных линиях составили 164,57 кВт и 151 кВт, в трансформаторах составили 80,66 кВт и 87,81 кВт, в нагрузке у потребителя 245,23 и 239,42 кВт соответственно зимнему и летнему режимам. Потери реактивной энергии составили в кабельных линиях 32,99 кВАр и 32,38 кВАр, в трансформаторах 316,38 кВАр и 345,39 кВАр, у потребителей в нагрузке составили 349,37 кВАр и 377,76 кВАр. Общее количество потерь активной мощности ΔP_1=490 кВт и ΔP_2=479 кВт.

5 Выбор мощности, типа, количества КУ

5.1 Выбор компенсирующих устройств

Расчёт и выбор конденсаторных установок производится на основании задания энергосистемы и в соответствии с «Руководящими указаниями по компенсации».

Потребляемая мощность КУ выбирается с учётом наибольшей входной реактивной мощности, кВАр, которая может быть передана из сетей энергосистемы. В общем виде должно соблюдаться следующее условие:

$$Q_P - Q_K \le Q_Э, \qquad (5.1)$$

где Q_P – потребляемая потребителем реактивная мощность, квар;

Q_K - реактивная мощность, которую надо скомпенсировать у потребителя (т.е. мощность *КУ*).

Энергосистемой задаётся режим потребляемой реактивной мощности у потребителя с учётом его расчётных максимальных нагрузок Q_P и P_P . Это требование заключается в том, что задаются значения $Q_{Э1}$ – реактивной мощности, выдаваемой энергосистемой предприятию в течении получаса в период максимальных активных нагрузок энергосистемы, и $Q_{Э\ 2}$ –средней реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы или генерируемой в сеть энергосистемы в период её наименьшей нагрузки.

Практически во всех случаях $Q_{Э2}=0$. С учётом этого выражения приобретается вид:

$$Q_{к.мах} = Q_{р.мах} - Q_{Э1}, \qquad (5.1)$$

$$Q_{к.мин} = Q_{р.мин} - Q_{Э1}, \qquad (5.2)$$

где $Q_{K\,max}$ и $Q_{K\ min}$ – сответственно необходимая мощность КУ в режиме максимальных и минимальных нагрузок;

$Q_{p.\,max}$ и $Q_{p.\,min}$ – сответственно расчётная реактивная мощность потребителя в режиме максимальных и минимальных (в ночную смену, в праздничные дни нагрузок.

После определения оптимального значения мощности компенсирующих устройств решается вопрос об их размещении в электрических сетях у потребителя. Наибольший эффект достигается при установке компенсирующих устройств вблизи приемника с наибольшим потреблением реактивной мощности, так как это приводит к максимальному снижению потерь мощности и электроэнергии.

Таблица 5.1 – Перечень регулируемых конденсаторных установок

Типономинал	Номинальная мощность, кВар	Количество и мощность ступеней	ГОСТ
УКМ58М-0,4-50-25 У3	50	2×25	ТУ6310 РК
УКМ58М-0,4-100-25 У3	100	4×25	-00213457-
УКМ58М-0,4-200-33,3 У3	200	6×33,3	ОАО-015-2003

В нашем случае установка конденсаторных батарей производится на стороне низкого напряжения на шинах 0,4 кВ. Это делается путем установки конденсаторных устройств в отведенных им шкафах, которые в свою очередь монтируются в трансформаторную подстанцию и соединяются сторону низкого напряжения.

Из рисунка 4.1 видно что напряжения на транформаторных подстанциях не соответствуют обще принятому стандарту, тогда я после анализа нагрузок и потерь мощности выбрал из таблицы 5.1 подходящие по мощности регулируемые конденсаторные установки и установил их в ниже приведенные трансформаторные подстанции в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Перечень выбранных конденсаторных установок

№ ТП	Типономинал	Количество и мощность ступеней
ТП-301	УКМ58М-0,4-50-25 У3	2×25
ТП-302	УКМ58М-0,4-100-25 У3	4×25
ТП-303	УКМ58М-0,4-200-33,3 У3	6×33,3
ТП-304	УКМ58М-0,4-50-25 У3	2×25
ТП-305	УКМ58М-0,4-100-25 У3	4×25
ТП-300	УКМ58М-0,4-100-25 У3	4×25
ТП-306	УКМ58М-0,4-200-33,3 У5	6×33,3
ТП-307	УКМ58М-0,4-100-25 У3	4×25
ТП-308	УКМ58М-0,4-100-25 У3	4×25
ТП-309	УКМ58М-0,4-100-25 У3	4×25
ТП-311	УКМ58М-0,4-200-33,3 У9	6×33,3
ТП-310	УКМ58М-0,4-50-25 У3	2×25

На трансформаторных подстанциях указанных в таблице 6 предполагается установить КУ типа УКМ58М-0,4 мощностью 50 и 100кВАр, имеющие 2 и 4 ступени регулирования.

5.2 Расчет компенсированного режима сети

Данные вводим в программу RASTR, схема замещения представлена на рисунке 5.3

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	РП-5-1	10.5			6.452	-8.279	10.5	-100	100			10.5	
2			Нагр	2	ТП- 301	10					10					10.49	-0.15
3			Нагр	3		0.4	0.0929	0.0068			0.4					0.4	-0.35
4			Ген	4	РП- 5-2	10.5				11.636	10.5	-100	100			10.5	-0.32
5			Нагр	5	ТП- 302	10					10					10.47	-0.1
6			Нагр	6		0.4	0.3155	0.0676			0.4					0.39	-1.5
7			Нагр	7	ТП- 303	10					10					10.45	-0.1
8			Нагр	8		0.4	0.6804	0.2163			0.4					0.39	-1.74
9			Нагр	9	ТП- 304	10					10					10.45	-0.1
10			Нагр	10		0.4	0.0516	0.0066			0.4					0.4	-0.39
11			Нагр	11	ТП- 305	10					10					10.44	-0.1
12			Нагр	12		0.4	0.4035	0.0713			0.4					0.39	-1.91
13			Нагр	13	ТП- 300	10					10					10.49	-0.16
14			Нагр	14		0.4	0.4405	0.094			0.4					0.39	-2.1
15			Нагр	15	ТП- 306	10					10					10.49	-0.15
16			Нагр	16		0.4	0.7429	0.2545			0.4					0.38	-3.39
17			Нагр	17	ТП- 307	10					10					10.31	0.25
18			Нагр	18		0.4	0.3392	0.082			0.4					0.39	-0.32
19			Нагр	19	ТП- 308	10					10					10.26	0.31
20			Нагр	20		0.4	0.3204	0.0705			0.4					0.39	-0.62
21			Нагр	21	ТП- 309	10					10					10.23	0.34
22			Нагр	22		0.4	0.4192	0.083			0.4					0.38	-2.15
23			Нагр	23	ТП-311	10					10					10.21	0.37
24			Нагр	24		0.4	0.5953	0.2167			0.4					0.38	-0.96
25			Нагр	25	ТП-310	10					10					10.21	0.37
26			Нагр	26		0.4	0.1785	0.0343			0.4					0.39	-0.46

Рисунок 5.1 – Полученные данные расчета зимнего режима работы «Узлы» данной сети

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	РП-5-1	10.5			6.851	-9.656	10.5	-100	100			10.5	
2			Нагр	2	ТП-301	10					10					10.49	-0.17
3			Нагр	3		0.4	0.0609	0.0012			0.4					0.4	-0.38
4			Ген	4	РП-5-2	10.5				11.693	10.5	-100	100			10.5	-0.34
5			Нагр	5	ТП-302	10					10					10.47	-0.18
6			Нагр	6		0.4	0.21	0.0288			0.4					0.39	-1.61
7			Нагр	7	ТП-303	10					10					10.46	-0.19
8			Нагр	8		0.4	0.2178	0.156			0.4					0.39	-1.86
9			Нагр	9	ТП-304	10					10					10.45	-0.19
10			Нагр	10		0.4	0.0538	0.0079			0.4					0.4	-0.49
11			Нагр	11	ТП-305	10					10					10.44	-0.2
12			Нагр	12		0.4	0.1713	0.0298			0.4					0.39	-2.04
13			Нагр	13	ТП-300	10					10					10.49	-0.18
14			Нагр	14		0.4	0.3434	0.0346			0.4					0.39	-2.17
15			Нагр	15	ТП-306	10					10					10.48	-0.17
16			Нагр	16		0.4	0.434	0.0904			0.4					0.39	-3.53
17			Нагр	17	ТП-307	10					10					10.29	0.23
18			Нагр	18		0.4	0.3355	0.0798			0.4					0.39	-0.34
19			Нагр	19	ТП-308	10					10					10.23	0.29
20			Нагр	20		0.4	0.32	0.0705			0.4					0.39	-0.64
21			Нагр	21	ТП-309	10					10					10.2	0.32
22			Нагр	22		0.4	0.5219	0.1193			0.4					0.36	-2.12
23			Нагр	23	ТП-311	10					10					10.17	0.35
24			Нагр	24		0.4	0.7516	0.2598			0.4					0.37	-0.97
25			Нагр	25	ТП-310	10					10					10.17	0.35
26			Нагр	26		0.4	0.3152	0.0673			0.4					0.36	-0.45

Рисунок 5.2 – Полученные данные расчета летнего режима работы «Узлы» данной сети

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	pyr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			РП-5-1-ТП-301	0.057	0.0178			-2.6782	4	
2			Тр-р	2	3			ТП-301	0.957	4.185		0.038	-0.0933	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-301-РП-5-2	0.057	0.0178			-0.4174	6	
4			ЛЭП	2	5			ТП-301-ТП-302	0.103	0.0324			-2.1696	-1	
5			Тр-р	5	6			ТП-302	1.915	8.73		0.038	-0.3181	-0	
6			ЛЭП	5	7			ТП-303-ТП-304	0.11	0.0344			-1.1375	-0	
7			Тр-р	7	8			ТП-304	1.28	4.9157		0.038	-0.6871	-0	
8			ЛЭП	7	9			ТП-304-ТП-305	0.098	0.0308			-0.4553	-0	
9			Тр-р	9	10			ТП-305	3.438	11.25		0.038	-0.0519	-0	
10			ЛЭП	9	11			РП-5-1-ТП-300	0.206	0.0648			-0.4063	-0	
11			ЛЭП	11	12			ТП-300-РП-5-1	1.915	8.73		0.038	-0.4069	-0	
12			Тр-р	1	13			ТП-300	1.915	8.7318		0.038	-0.4442	-0	
13			ЛЭП	4	13			РП-5-1-ТП-306	0.085	0.0267			-2.5472	3	
14			ЛЭП	13	14			РП-5-2-ТП-306	0.085	0.0267			-0.4935	-4	
15			Тр-р	1	15			ТП-306	1.915	8.73		0.038	-0.7545	-0	
16			ЛЭП	4	15			ТП-306-ТП-307	0.793	0.0304			-2.2846	-1	
17			Тр-р	15	16			ТП-307	0.6	3.25		0.038	-0.3402	-0	
18			ЛЭП	15	17			ТП-307-ТП-308	0.233	0.0593			-1.9602	-1	
19			Тр-р	17	18			ТП-308	1.71	5.6253		0.038	-0.3225	-0	
20			ЛЭП	17	19			ТП-308-ТП-309	0.137	0.0349			-1.7308	-1	
21			Тр-р	19	20			ТП-309	3.438	11.25		0.038	-0.4256	-0	
22			ЛЭП	19	21			ТП-309-ТП-311	0.174	0.0444			-1.3782	-1	
23			Тр-р	21	22			ТП-311	0.957	4.365		0.038	-0.5995	-0	
24			ЛЭП	21	23			ТП-311-ТП-310	0.135	0.0425			-0.2029	-0	
25			Тр-р	23	24			ТП-310	1.915	8.73		0.036	-0.1794	-0	

Рисунок 5.3 – Полученные данные расчета зимнего режима работы «Ветви» данной сети

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	·pyr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			РП-5-1-ТП-301	0.057	0.0178			-2.8161	5	
2			Тр-р	2	3			ТП-301	0.957	4.185		0.038	-0.093	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-301-РП-5-2	0.057	0.0178			-0.5036	6	
4			ЛЭП	2	5			ТП-301-ТП-302	0.103	0.0324			-2.2142	-1	
5			Тр-р	5	6			ТП-302	1.915	8.73		0.038	-0.3173	-0	
6			ЛЭП	5	7			ТП-303-ТП-304	0.11	0.0344			-1.1416	-0	
7			Тр-р	7	8			ТП-304	1.28	4.9157		0.038	-0.6864	-0	
8			ЛЭП	7	9			ТП-304-ТП-305	0.098	0.0308			-0.4576	-0	
9			Тр-р	9	10			ТП-305	3.438	11.25		0.038	-0.0517	-0	
10			ЛЭП	9	11			РП-5-1-ТП-300	0.206	0.0648			-0.4069	-0	
11			ЛЭП	11	12			ТП-300-РП-5-1	1.915	8.73		0.038	-0.4065	-0	
12			Тр-р	1	13			ТП-300	1.915	8.7318		0.038	-0.444	-0	
13			ЛЭП	4	13			РП-5-1-ТП-306	0.085	0.0267			-2.7668	3	
14			ЛЭП	13	14			РП-5-2-ТП-306	0.085	0.0267			-0.5645	-4	
15			Тр-р	1	15			ТП-306	1.915	8.73		0.038	-0.7531	-0	
16			ЛЭП	4	15			ТП-306-ТП-307	0.793	0.0304			-2.5598	-1	
17			Тр-р	15	16			ТП-307	0.6	3.25		0.038	-0.3408	-0	
18			ЛЭП	15	17			ТП-307-ТП-308	0.233	0.0593			-2.2238	-1	
19			Тр-р	17	18			ТП-308	1.71	5.6253		0.038	-0.3221	-0	
20			ЛЭП	17	19			ТП-308-ТП-309	0.137	0.0349			-1.9627	-1	
21			Тр-р	19	20			ТП-309	3.438	11.25		0.038	-0.5393	-1	
22			ЛЭП	19	21			ТП-309-ТП-311	0.174	0.0444			-1.5854	-1	
23			Тр-р	21	22			ТП-311	0.957	4.365		0.038	-0.5993	-0	
24			ЛЭП	21	23			ТП-311-ТП-310	0.135	0.0425			-0.1955	-0	
25			Тр-р	23	24			ТП-310	1.915	8.73		0.036	-0.1794	-0	

Рисунок 5.4 – Полученные данные расчета летнего режима работы «Ветви» данной сети

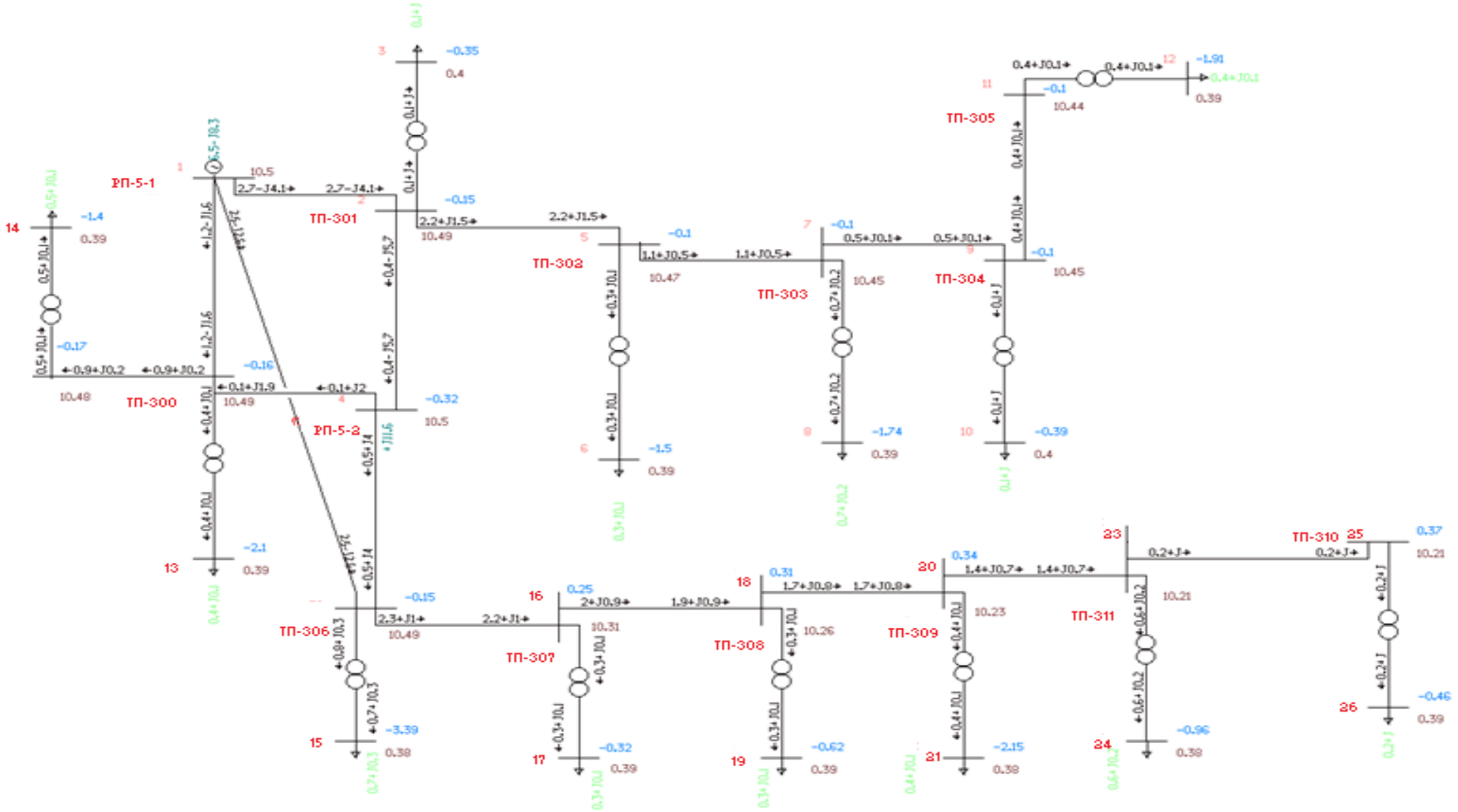


Рисунок 5.5 – Схема замещения РП-5 в зимнем режиме при установке НКБ на шины 0,4 кВ

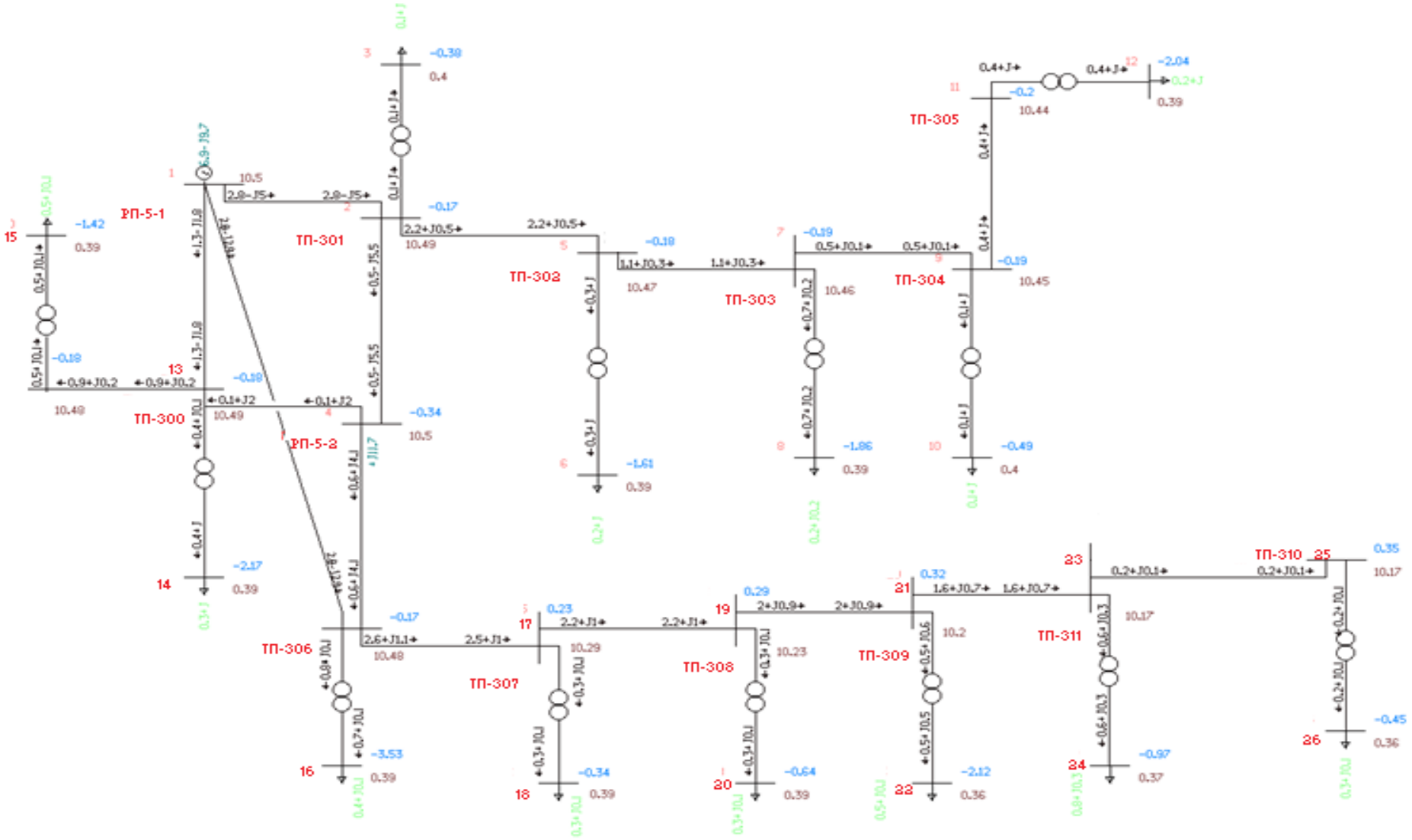


Рисунок 5.6 – Схема замещения РП-5 в летнем режиме при установке НКБ

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
10		10		0.4	0.4	-0.97
11		11	ТП-305	10	10.44	4.4
12		12		0.4	0.39	-2.15
15		15	ТП-306	10	0.38	-3.97
16		16		0.4	0.38	-5.12
23		23	ТП-311	10	10.21	2.08
24		24		0.4	0.38	-4.49
25		25	ТП-310	10	10.21	2.05
26		26		0.4	0.39	-3.66

Рисунок 5.7 – Отклонения напряжения в узлах для зимнего сезона

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
10		10		0.4	0.4	-0.94
11		11	ТП-305	10	10.44	4.44
12		12		0.4	0.39	-1.78
15		15	ТП-306	10	0.39	-2.62
16		16		0.4	0.36	2.89
23		23	ТП-311	10	10.17	1.73
24		24		0.4	0.37	-1.78
25		25	ТП-310	10	10.17	1.7
26		26		0.4	0.36	-3.69

Рисунок 5.8 – Отклонения напряжения в узлах для летнего сезона

Районы+Потери

	№р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1				0.21629	0.12874	0.08755

Рисунок 5.9 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (зима)

Районы+Потери Q

	№р-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр
1				0.37277	0.02838	0.34439

Рисунок 5.10 – Суммарные потери реактивной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (зима)

Районы+Потери

	Np-p	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1				0.20557	0.13921	0.06636

Рисунок 5.11 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (лето)

Районы+Потери Q

	Np-p	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр
1				0.29163	0.03017	0.26146

Рисунок 5.12 – Суммарные потери реактивной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах (лето)

Вывод: Напряжения на всех 12 трансформаторных подстанциях соответствуют стандартам ±5% . Потери активной мощности в кабельных линиях составили 128,74 кВт и 139,21 кВт, в трансформаторах составили 87,55 кВт и 66,36 кВт, в нагрузке у потребителя 216,29 кВт и 205,57 кВт соответственно зимнему и летнему режимам. Потери реактивной энергии составили в кабельных линиях 28,38 кВАр и 30,17 кВАр, в трансформаторах 344,39 кВАр и 261,46 кВАр, у потребителей в нагрузке составили 372,77 кВАр 291,63 кВАр. Общее количество потерь активной мощности ΔP_1=433 кВт ΔP_2=411 кВт.

Зимние потери энергии до компенсации реактивной мощности

$$\Delta W_з = \Delta P_{\sum} \cdot К_и \cdot 24 \cdot 165, \quad (5.5)$$

$$\Delta W_з = 490 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 165 = 1455300 \text{ кВтч}.$$

Летние потери энергии до компенсации реактивной мощности

$$\Delta W_л = \Delta P_{\sum} \cdot К_и \cdot 24 \cdot 200, \quad (5.6)$$

$$\Delta W_л = 479 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 200 = 1724400 \text{ кВтч}.$$

Годовые потери энергии до компенсации реактивной мощности

$$\Delta W_{год} = \Delta W_з + \Delta W_л , \quad (5.7)$$

$$\Delta W_{год}=1455300+1724400=3179700 \text{ кВтч.}$$

Зимние потери энергии после компенсации реактивной мощности

$$\Delta W_з = \Delta P_{\sum} \cdot К_и \cdot 24 \cdot 165, \quad (5.8)$$

$$\Delta W_з = 433 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 165 = 1286010 \text{ кВтч.}$$

Летние потери энергии после компенсации реактивной мощности

$$\Delta W_л = \Delta P_{\sum} \cdot К_и \cdot 24 \cdot 200, \quad (5.9)$$

$$\Delta W_л = 411 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 200 = 1479600 \text{ кВтч.}$$

Годовые потери энергии после компенсации реактивной мощности

$$\Delta W_{год} = \Delta W_з + \Delta W_{л,} \quad (5.9)$$

$$\Delta W_{год} = 1286010 + 1479600 = 2765610 \text{ кВтч.}$$

После компенсации реактивной мощности заметили снижение потерь на 414090 кВтч, отклонения напряжения осталось в допустимых пределах ±5%, срок оккупаемости конденсаторных батарей представлен в экономической части.

При расчете нагрузок получились следующие годовые потери W=3179700 кВт ч, после установки батареи конденсаторов на 12 ТП максимальное снижение годовых потерь W=2765610 кВт ч наблюдаются при установке НКБ на шины 0,4 кВ.

Таким образом проанализировав результаты можно сделать очевидный вывод: компенсация у потребителя, то есть установка НКБ на шинах 0,4 кВ, намного выгоднее.

Что касается стоимости то при капитальных затратах на сумму 6586000 тенге мы получаем прибыль – экономию средств на сумму 6594705тенге в год. Срок окупаемости проекта 1 год.

$$Т = \frac{\sum К}{\Delta Э} = \frac{6586000}{6594705} = 1 \text{ год}$$

6 Охрана труда и безопасность жизнедеятельности

6.1 Система автоматического пожаротушения

В качестве огнетушащего вещества применяется комбинированный углекислотно—хладоновый состав.

Расчетная масса комбинированного углекислотно - хладонового состава m_d кг, для объемного пожаротушения определяется по формуле:

$$m_d = k \cdot g_n \cdot V, \tag{6.1}$$

где k = 1,2 — коэффициент компенсации не учитываемых потерь;

$g_п$ = 0,4 — нормативная массовая концентрация;

V – объем помещения.

$$v = a \cdot b \cdot h, \tag{6.2}$$

где a=6 м — длина помещения;

b=6 м — ширина помещения;

h=2,5 м — высота помещения;

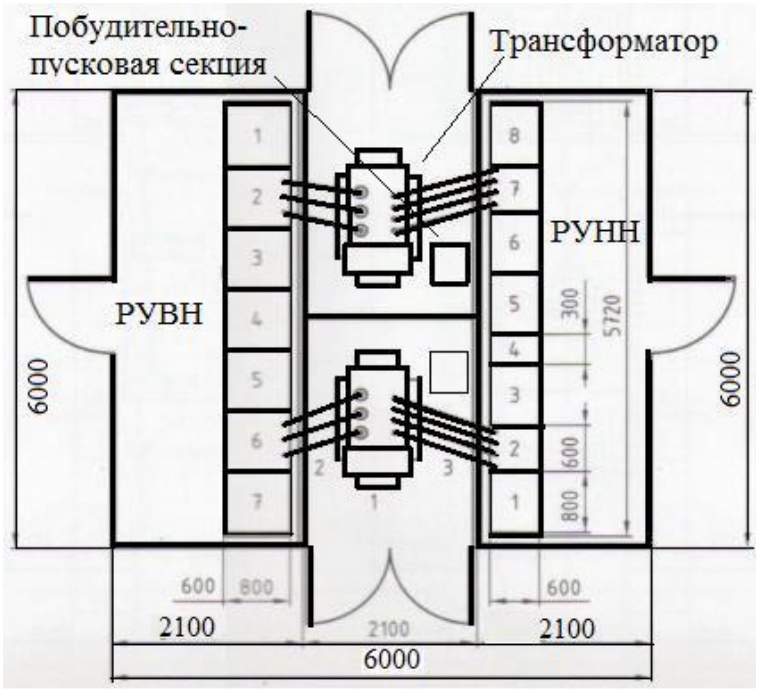
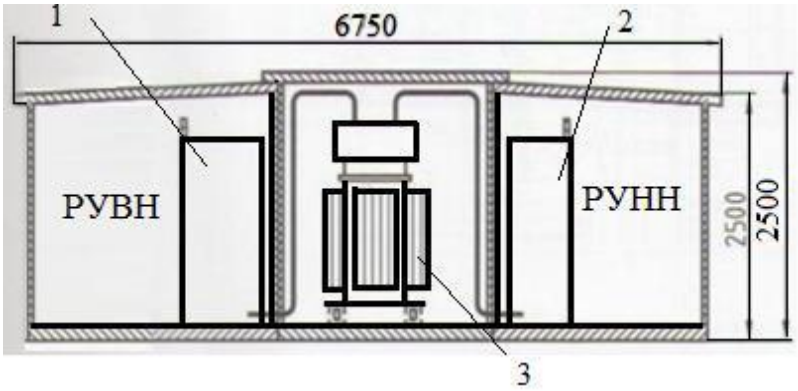


Рисунок 6.1 — Вид сверху, компоновка и габаритные размеры трансформаторной подстанции



1-распределительное устройство высокого напряжения; распределительное устройство низкого напряжения; 3- трансформатор

Рисунок 6.2 - Вид спереди, компоновка и габариты трансформаторной подстанции

$$v = 6 \cdot 6 \cdot 2{,}5 = 90\ м^3\ ,$$

$$m_d = 1{,}2 \cdot 0{,}4 \cdot 90 = 43\ кг.$$

При наличии постоянно открытых проемов, площадь которых составляет то 1% до 10% площади ограждающих конструкций помещений,

следует принять дополнительный расход углекислотно-хладонового состава, равный 5 кг на 1 м^2 площади проемов.

Расчетное число баллонов ε определяется из расчета вместимости в 40 — литровый баллон 25 кг углекислотно-хладонового состава.

Внутренний диаметр трубопровода d_i , *мм* , определяется по формуле:

$$d_i = 12 \cdot \sqrt{2} = 17\ мм.$$

Эквивалентная длина трубопровода l_2 , *м* определяется по формуле:

$$l_2 = k_1 \cdot l, \qquad (6.3)$$

где $k_1 = 1{,}2$ — коэффициент увеличения длины трубопровода;

$l = 33\ м$ — длина трубопровода по проекту, тогда

$$l_2 = 1{,}2 \cdot 33 = 40\ м.$$

Площадь сечения выходного отверстия оросителя A_3, *мм*, определяется по формуле:

$$A_3 = \frac{S}{\varepsilon_1}, \tag{6.4}$$

где S — площадь сечения трубопровода, мм^2;
ε — число оросителей;

$$A_3 = \frac{3{,}14 \cdot 8{,}5^2}{3} = 75\ мм^2.$$

Расход углекислотно—хладонового состава Q, *кг / с*, в зависимости от эквивалентной длины и диаметра трубопровода равна 1,4 кг/с.

Расчетное время подачи углекислотно—хладонового состава t, *мин*, определяется по формуле:

$$t = \frac{m_d}{60 \cdot Q}, \tag{6.5}$$

$$t = \frac{43}{60 \cdot 1,4} = 0,5\ мин.$$

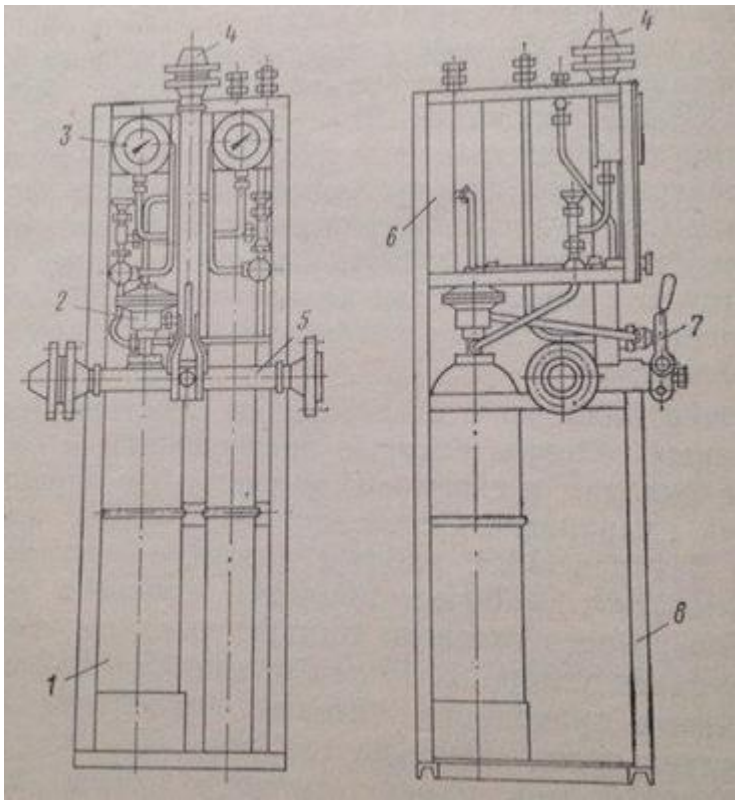
Масса основного запаса углекислотно-хладонового состава m, *кг*, определяется по формуле:

$$m = 1,1 \cdot m_d \cdot \left(1 + \frac{k_2}{k}\right) \tag{6.6}$$

где $k_2 = 0,2$ — коэффициент учитывающий остаток углекислотно-хладонового состава в баллонах и трубопроводах;

$$m = 1,1 \cdot 43 \cdot \left(1 + \frac{0,2}{1,2}\right) = 55\ кг.$$

После расчетов по [10] выбираем систему автоматического пуска углекислотно-хладонового состава.



1-пусковой баллон; 2-пусковой воздушный клапан;3- манометры;4 – трубопровод для транспортировки огнетушащего заряда

Рисунок 6.3 — Побудительно-пусковая секция типа ПСР-50

Из полученных результатов сделаю вывод, что для обеспечения нормального функционирования системы автоматического пожаротушения потребуется 2 баллона углекислотно-хладонового состава вместимостью 40 литров, с массой смеси 25 кг и рабочим давлением 12,5 Мпа.

Побудительно-пусковая секция типа ПСР (рисунок 5.3) предназначена для комплектования установок тушения пожаров газовыми составами, имеющих пневматическую систему пуска. Секции ПСР автоматически включают установки и подают огнетушащий заряд в помещение, где возник пожар.

В состав секции входят пусковой баллон с пусковым воздушным клапаном и побудительная труба с системой трубок для подсоединения манометров, пускового воздушного клапана, побудительной системы и т.п. Пусковой баллон соединен с распределительным клапаном и пусковым баллоном батареи БАП. От клапана вверх выведены трубопроводы для транспортирования огнетушащего заряда в защищаемое помещение. Число секций ПСР соответствует числу защищаемых установкой помещений.

Основные технические характеристики секций ПСР-
50 Рабочее давление, МПА:

— в пусковом баллоне 2,5;

— в побудительном трубопроводе 0,2;

— в коллекторе 12,5.

Число пусковых баллонов вместимостью 40 л—1, габариты — 655х745х1885, масса(без заряда), кг —195.

Автоматические установки газового пожаротушения имеют устройства для автоматического пуска в соответствии с ГОСТ 12,4.009-83.

Магистральные и распределительные трубопроводы выполняются из стальных труб ГОСТ 8734-75.

Кроме того в помещении находятся ручные огнетушители, плакаты, запрещающие использование открытого пламени, пожарные щиты, а также плакаты запрещающие курение, так как в помещении установлен дымовой извещатель ионизационного вида, размещенный под потолком на высоте 2,45 м.

Установка работает следующим образом: при возникновении пожара срабатывает электрический импульс, который подается на щит управления и приёмную станцию пожарной сигнализации, включается световая и звуковая сигнализация. Командный сигнал управления поступает на включение пускового клапана. Клапан приводит в действие установку, далее газ заполоняет помещение и тем самым, не допуская кислород к месту возгорания.

6.2 Расчет искусственного освещения

Для искусственного освещения помещений следует использовать люминесцентные лампы, у которых высокая световая отдача (до 80 лм/Вт и более), продолжительный срок службы (до 10000 ч), малая яркость светящейся поверхности, близкий к естественному, спектральный состав излучаемого света, что обеспечивает хорошую цветопередачу. Вместе с тем учитываем и недостатки этих ламп: высокая пульсация светового потока, необходимость применения специальной пускорегулирующей аппаратуры, сложность их утилизации из-за наличия в лампах паров ртути.

Для помещений, в которых предусматривается общее равномерное освещение горизонтальных поверхностей, освещение рассчитывают методом коэффициента использования светового потока.

Рассчитаем общее освещение трансформаторной подстанции длиной 6 м, шириной 6 м, высотой 2,5 м. Нормируемая освещенность равна 300 лк.

Таблица 5.2 – Тип светильника

Тип помещения	Трансформаторная подстанция
Тип светильника	HBX 250M
Цоколь	E40
Тип лампы	Osram HQL 250W E40
Коэф. использования, %	60
Cosφ	0.85
Световой поток, лм	13000

Мощность 65 Вт, W = 12,8 Вт/м^2.

Индекс помещения, определяется соотношением размеров освещаемого помещения

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A + B)} \quad , \tag{6.7}$$

Высота подвеса светильников над рабочей поверхностью:

$$h = H - h_P = 2{,}5 - 1{,}3 = 1{,}2 \text{ , м.} \tag{6.8}$$

Тогда индекс помещения определим как:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{6 \cdot 6}{1{,}2 \cdot (6 + 6)} = 2{,}5. \tag{6.9}$$

Световой поток:

$$\Phi = \frac{E \cdot K_З \cdot S \cdot z}{\eta} \quad , \tag{6.10}$$

$$\Phi = \frac{E \cdot K_З \cdot S \cdot z}{\eta} = \frac{300 \cdot 1{,}5 \cdot 6 \cdot 6 \cdot 1{,}1}{0{,}6} = 29700 \ лм.$$

где E – нормируемая освещенность;

$K_З$ = 1,5 – коэффициент запаса при искусственном освещении;

S - освещаемая площадь.

Количество светильников:

$$N = \frac{\Phi}{\Phi_л} = \frac{29700}{13000} = 2{,}28 \text{ шт.}.$$

Тогда расчетный световой поток будет определяться по формуле:

$$\Phi_p = \frac{E \cdot K_з \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 1{,}5 \cdot 6 \cdot 6 \cdot 1{,}1}{2 \cdot 0{,}6} = 14400 \text{ лм.}$$

$$\Delta\Phi = \frac{\Phi - \Phi_p}{\Phi} = \frac{13000 - 14400}{13000} \cdot 100\% = -10\%.$$

Полученная величина находится в пределах $-10\% \le \Delta F \le +20\%$, значит перерасчёт светового потока не требуется.

Проверка светового потока:

Частным случаем метода коэффициента использования светового потока является расчет по методу удельной мощности(w).

Метод расчета по удельной мощности используется в следующих случаях: для предварительного определения установленной мощности осветительной установки; для приблизительной оценки правильности проведения светотехнического расчета; при проектрировании освещения небольших и средних помещений, не требующих точных работ.

Мощность лампы находится по формуле:

$$P = \frac{W \cdot S}{N}. \qquad (6.11)$$

Так как нам известны полная и удельная мощность лампы найдем количество ламп.

$$N = \frac{W \cdot S}{P} = \frac{12.8 \cdot 36}{250} = 1.9.$$

Окончательное количество ламп берем-2.

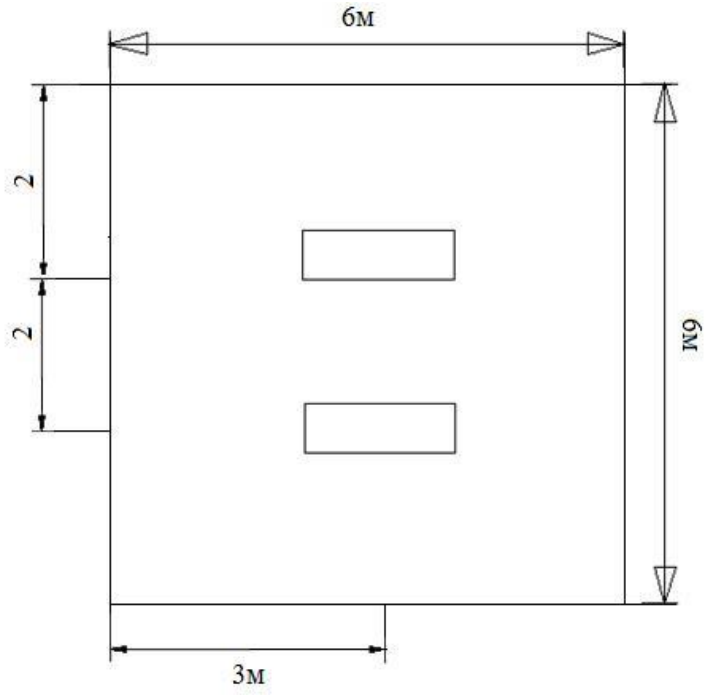


Рисунок 6.4 – Схема люминесцентных ламп в трансформаторной подстанции

7 Расчет эффективности установки компенсации реактивной мощности в сетях 6-10 кВ

7.1 Характеристика потребителей

Основными потребителями электроэнергии на промышленных предприятиях и в городских сетях являются такие индуктивные приемники, как современная электробытовая техника, асинхронные электродвигатели и трансформаторы, электронные приборы, лампы ДРЛ, люминесцентные лампы. Их работа связана с потреблением реактивной энергии для создания электромагнитных полей. Реактивная энергия не производит полезной работы, а циркулируя между приемником и источником тока, приводит к дополнительной загрузке линий электропередачи и генераторов и, следовательно, снижает коэффициент мощности сети. Все это увеличивает потери электроэнергии на нагревание кабелей и проводов сети, а также обмоток электрических машин, ведет к необходимости повышения кажущейся мощности генераторов и трансформаторов на станциях, увеличивает колебания напряжения сети, а также влечет за собой неполное использование мощности первичных двигателей.

Генерирование реактивной мощности у потребителя обычно называют компенсацией реактивной мощности, а наиболее удобным и экономичным источником ее являются силовые косинусные конденсаторы, выполняющие функции энергосберегающего и повышающего качество электроэнергии оборудования.

Сниженный в течение последнего десятилетия уровень энергопотребления в ЕЭС РК, длительный, в течение 1990-1999 гг., период отсутствия финансирования средств на модернизацию энергооборудования, а также некоторые специфические особенности системы электрических сетей Казахстана, в частности - высокая протяженность высоковольтных линий электропередачи, генерирующих большие объёмы некомпенсированной реактивной мощности, резкие колебания перетоков на транзитных передачах, сильно осложняют задачи оптимального управления режимами и обеспечения надёжного снабжения качественной электроэнергией потребителей энергорынка Казахстана.

Таблица 6.1 –рабочее напряжение Уйгунтавской РЭС

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Максимальное отклонение напряжения
10	12	(-5% до +5%)
6	7,2	(-5% до +5%)

Основной целью является оценка экономической целесообразности внедрения компенсирующих устройств, с помощью которых решено привести качество напряжения в районных сетях к должному уровню и сократить потери мощности.

В настоящее время состояние районных сетей находится в том положении, когда необходимо принимать меры по восстановлению рабочих характеристик до стандартных значений. Причиной этого служит резкое возрастание нагрузки потребителя, также старение оборудования, несанкционированные подключения и большие потери в распределительных сетях 6 - 10/0,4 кВ (воздушных или кабельных линиях).

Системы электроснабжения и электроприемники выполняются такими, чтобы наилучшее функционирование достигалось при питании их от однофазной или симметричной трехфазной системы напряжением заданной амплитуды и синусоидальной формы частотой 50 Гц. Однако в реальных электрических сетях возникают отклонения от идеальных параметров, что приводит к ухудшению работы установок потребителей электроэнергии, проявляющемуся в технико-экономическом ущербе.

Невнимание к качеству электроэнергии в процессе эксплуатации энергосистемы приводит к прогрессирующим нарушениям работы электроприемников а также к крупным авариям.

Отклонения от идеальных показателей должны ограничиваться. Поэтому существуют нормы на допустимые отклонения, зафиксированные в государственных стандартах на качество электроэнергии.

Эти нормы приняты во всех развитых странах, и учитывая опыт и развитие систем электроснабжения и электропотребления, постепенно изменяются применительно к реальным условиям.

Отклонения напряжения от идеальных показаний отрицательно влияет на работу электроприемников потребителя, снижает их работоспособность, сокращается срок службы. Также отклонения напряжения сказываются на работе осветительных приборов. Сравнительно небольшие изменения напряжения мало сказываются на световом потоке ламп. При больших снижениях напряжения лампы или не загораются, или мигают, что резко сокращает их срок службы.

Освещенность рабочих мест существенно влияет на производительность труда. По имеющимся данным, снижение освещенности в 1,5 - 2 раза снижает производительность труда на 1 - 2 %. Кроме того, освещенность оказывает влияние на зрение, которое при понижении освещенности резко ухудшается. Учитывая, что освещенность зависит от напряжения, к нему предъявляются достаточно жесткие требования.

Существенно влияет отклонение напряжения на электротермические установки. Снижение напряжения приводит к увеличению длительности цикла технологического процесса. Большие отклонения напряжения в бытовых сетях приводят к массовому применению стабилизаторов

напряжения. На их изготовление расходуется дефицитная трансформаторная сталь. Использование стабилизаторов вызывает потери энергии в стали и потребление значительной реактивной мощности, вызывающей как дополнительные потери энергии на ее передачу, так и отклонение напряжения сети.

7.2 Характеристика компенсирующих устройств

Замена устаревшего оборудования, восстановление распределительных сетей в городских электрических сетях это очень длительный процесс, который требует не только больших затрат времени, но и нецелесообразных материальных вложений. Поэтому задачей данного проекта является осуществление мероприятия по внедрению компенсирующих устройств в городские распределительные сети 6-10/0,4 кВ.

В качестве компенсирующих устройств использованы конденсаторные установки низкого напряжения с автоматической ступенчатой регулировкой, типа УКМ58М-0,4-50-25 У3, УКМ58М-0,4-100-25 У3, УКМ58М-0,4-200-33,3 У3, УКМ58М-0,4-200-50 У3. Установка конденсаторной установки дает большую экономию времени, так как она укомплектована таким образом, что для ее установки требуется произвести реконструкцию помещения трансформаторной подстанции, установить и подключить к шинам 0,4 кВ.

Выпуском конденсаторных установок занимается Усть-Каменогорский конденсаторный завод.

Усть-Каменогорский конденсаторный завод-первенец электротехнической промышленности Рудного Алтая, он первым в СНГ освоил производство комплектных конденсаторных установок и имеет производственные мощности, позволяющие занимать ведущее место по объему выпуска силовых конденсаторов.

Строительство конденсаторного завода проектной мощностью 3 млн. условных кВАр было начато в сентябре 1953 года. Первая продукция выпущена заводом в мае 1959 года. В тесном сотрудничестве с различными научно-исследовательскими институтами и предприятиями проведены крупные работы по усовершенствованию технологии, модернизации оборудования, автоматизации и механизации трудоемких производственных процессов.

Завод производит косинусные конденсаторы низкого и высокого напряжения для компенсации реактивной мощности, широкую гамму комплектных конденсаторных установок, в том числе с автоматическим регулированием. Главное преимущество этих установок:

1. Потребитель получает уже готовую для эксплуатации установку, которая освобождает его от необходимости проектирования, закупки комплектующего оборудования и его монтажа. Достаточно установку

поставить в нужном месте и подключить;

В электроэнергетике высоковольтные линии электропередач могут быть использованы в качестве линий связи. С этой целью заводом выпускаются специальные конденсаторы для высокочастотной связи по высоковольтным линиям электропередач, которые также могут быть снабжены дополнительным элементом отбора мощности. Автоматизация машиностроения, как известно, основана на широком использовании электрических установок сварки и нагрева металлов и металлических деталей, для их плавления, закалки и других операций при повышенных частотах. Подобные установки имеют очень низкий коэффициент мощности и без конденсаторов работать не могут.

Завод производит конденсаторы для установок повышенной частоты до 10 кГц. Использование искусственного водяного охлаждения этих конденсаторов позволяет резко сократить их габариты. Высокие технические параметры, качество и надежность Усть-Каменогорских конденсаторов гарантируются всесторонними исследованиями, испытаниями и большим опытом производства, высокий уровень которого подтвержден сертификатами качества.

Конденсаторная установка выполнена в соответствии с нормативными показателями соответствующими техническим указаниям ТУ6310 РК - 00213457-ОАО-015-2003. Габаритные размеры 530х440х1675 соответственно длина, ширина, высота (мм). Масса 80 кг. Типы применяемых конденсаторов УКМ58М-0,4-50-25 У3 имеет 2 ступени регулирования, УКМ58М-0,4-100-25 У3 имеет 4 ступени регулирования, УКМ58М-0,4-200-33,3 У3 имеет 6 ступеней регулирования, УКМ58М-0,4-200-50 У3 имеет 4 ступени регулирования.

7.3 Расчет потерь электроэнергии

Конденсаторные установки проектируется установить на трансформаторных подстанциях ТП-301 50кВАр 10/0,4В, ТП-302 100кВАр 10/0,4В, ТП-303 200кВАр 10/0,4В, ТП-304 50кВАр 10/0,4В, ТП-305 100кВАр 10/0,4В, ТП-300 100кВАр 10/0,4В, ТП-306 200кВАр 10/0,4В кВ, ТП-307 100кВАр 10/0,4В кВ, ТП-308 100кВАр 10/0,4В кВ, ТП-309 100кВАр 10/0,4В кВ, ТП-311 200кВАр 10/0,4В кВ, ТП-310 50кВАр 10/0,4В кВ

Расчеты по потерям вывелись в специализированной программе RastrWin3 программа для расчета параметров сетей и систем.

Реальные потери на РП-5 до установки компенсирующих устройств составили:

- суммарные потери в РП-5 активной мощности в кабельных линиях, трансформаторах и в узлах нагрузки составили:; $Р_{рп5зима}$=490 кВт/ч и $Р_{рп5лето}$=478 кВт/ч;

- суммарные потери в РП-5 реактивной мощности в кабельных линиях,

трансформаторах и в узлах нагрузки составили $Q_{рп5зима}$=699 кВт/ч и $Q_{рп5лето}$=755кВт/ч.

Рассчитаем стоимость потерь электроэнергии до установки компенсирующих устройств.

Так как полная мощность в городских сетях не учитывается, а платим мы только за активную мощность регистрируемую счетчиками тогда $\Delta S = \Delta P$

Тариф для конечных потребителей за 1 кВт/ч в среднем берем равным 15 тенге, тогда стоимость потерь электроэнергии до установки конденсаторных батарей будет равна:

$$Э_1=\Delta W_1 \cdot t=3179700 \cdot 15=50897625 \text{ тенге/год.} \quad (7.1)$$

Далее рассчитаем стоимость потерь электроэнергии после установки компенсирующих устройств.

Потери мощности ТП после установки компенсирующих устройств составляют: $Р_{рп5зима}$=432 кВт и $Р_{рп5лето}$=411 кВт. Компенсированная мощность составляет 124кВт.

Стоимость потерь электроэнергии после установки батарей конденсаторов составят:

$$Э_2=\Delta W_2 \cdot t=2765610 \cdot 15=44302920 \text{ тенге/год.} \quad (7.2)$$

Экономия годовых эксплуатационных расходов в Уйгунтасской РЭС РП-5 составит:

$$\Delta Э= Э_1-Э_2=50897625-44302920=6594705 \text{ тенге/год.} \quad (7.3)$$

7.4 Расчет капитальных вложений

Общие капитальные вложения включают в себя: стоимость оборудования, капитальные вложения в инфраструктуру, капитальные вложения в доставку и монтажа.

$$\sum К=К_{инф}+К_{дос}+К_{мон} \quad (7.4)$$

$$\sum К_{кон} = 3560000 \text{ тенге.}$$

Общая сумма капитальных вложений (ΣК) рассчитывается по формуле; Кинф – капитальные вложения в инфраструктуру. Они составляют 25% от стоимости приобретения оборудования:

$$К_{инф} = 0,25 \cdot 3560000 = 890000 \text{ тенге.} \quad (7.5)$$

Капитальные вложения в доставку составляет 20%:

$$К_{дос}=3560000 \cdot 0{,}20 = 712000 \text{ тенге.} \quad (7.6)$$

Капитальные вложения в монтаж 40%:

$$К_{мон}=3560000 \cdot 0{,}40 = 1424000 \text{ тенге.} \quad (7.7)$$

Общие капиталовложения:

$$\sum К = 3560000+890000+712000+1424000 = 6586000 \text{тенге.} \quad (7.8)$$

Вывод

В данной дипломной работе экономия будет определена за счет сокращения потерь электроэнергии после устранения отклонений напряжения в сетях.

Расчет показывает, что эффективность внедрения компенсирующих устройств определяется величиной стоимости снижения потерь электроэнергии над капитальными вложениями в эти устройства.

Срок окупаемости показывает период, за который энергопредприятие в нашем случае Уйгунставское РЭС, осуществляя свою основную деятельность, освоит вложенные в проект средства. Срок окупаемости капитальных вложений будет равен:

$$Т = \frac{\sum К}{\Delta Э} = \frac{6586000}{6594705} = 1 \text{ год}$$

Вывод: Применение компенсирующих устройств это очень выгодное мероприятие которое быстро окупается, оно позволяет улучшить показатели электроэнергии такие как напряжения в узлах потребителей, снизить потери полной мощности в элементах сети, а также увеличить пропускную способность питающих линий и трансформаторов, при капиталовложениях в сумме 6586000 тенге мы получаем экономию за счет снижения потерь в размере 6594705 тенге в го

Заключение

В связи с ростом потребления реактивной электроэнергии, возникла проблема ее генерации и уменьшения потерь. Наиболее эффективным способом снижения потерь является использование батарей конденсаторов. В городских распределительных сетях экономически выгодно использование нерегулируемых батарей статических конденсаторов. Это обусловлено следующими факторами: график потребления реактивной мощностью по сравнению с активной имеет относительно постоянный характер потребления, что позволяет скомпенсировать значительную долю потребления реактивной энергии в узле нагрузки.

За последние годы проблеме компенсации реактивной мощности в городских распределительных сетях было посвящено огромное количество работ, в основу которых положена оптимизация режимов сетей путем выбора мощности и мест установки нерегулируемых и регулируемых батарей конденсаторов по критерию минимума потерь при одновременном обеспечении допустимых отклонений напряжения у потребителей.

В дипломном проекте на тему «Мероприятия по снижению потерь электоэнергии в сетях 6-10 кВ Алакольского района Алматинской облости» произведен анализ нагрузок электрических сетей Уйгунтасской РЭС РП-5. Описаны общие сведения о Уйгунтасской РЭС и о РП-5. Рассчитаны общие параметры сети (сопротивления линий и трансформаторов), построены суточные графики нагрузок для каждой ТП, проведен расчет режима с нагрузками на период 2015 года. Далее были выбраны мощности НКБ и места их установки. Расчет режимов после установки НКБ позволил вычислить моментальные потери активной мощности.

При расчете нагрузок получились следующие годовые потери W=3179700 кВт ч, после установки батареи конденсаторов на 12 ТП максимальное снижение годовых потерь W=2765610 кВт ч наблюдаются при установке НКБ на шины 0,4 кВ.

Таким образом проанализировав результаты можно сделать очевидный вывод: компенсация у потребителя, то есть установка НКБ на шинах 0,4 кВ, намного выгоднее.

Что касается стоимости то при капитальных затратах на сумму 6586000 тенге мы получаем прибыль – экономию средств на сумму 6594705тенге в год. Срок окупаемости проекта 1 год.

Список литературы

1 А.А. Герасименко, В.Т. Федин «Передача и распределение электрической энергии»: Учебное пособие/. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006.-720с.

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

3 Воротницкий В.Э., Калинкина М.А., Апряткин В.Н. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергосберегающих набжающих организациях. ЭСКО, электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы», №7 (19), июль 2003 г.

4 Телеушев О.М. «Исследование графиков нагрузок коммунально-бытовых потребителей». Магистерская диссертация, АУЭС, Алматы, 2013г.

5 http://www.zakon.kz/4583515-v-kazakhstanskikh-jelektrosetjakh.html

6 С.Е. Соколов «Регулирование реактивной мощности и наряжения в электрических сетях» – Алма-ата.: «АНА ТІЛІ», 1991, 135с.

7 http://www.ukkz.com/

7 Г.П. Минин «Реактивная мощность» – Ленинград.: «Государственное энерге-тическое издание»,1963.

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

9 Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин Электрооборудование станций и подстанций : Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.

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

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