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 ЭССиС
Умбеткулов Е.К. к.т.н. доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
(подпись) «17» 06 **2016 г.**

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Средства и способы снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях городского типа

Специальность 5В071800 Электроэнергетика

Выполнил (а) Наконечный М.С.
(Фамилия и инициалы) группа

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

Консультанты:
по экономической части: Жакупов Н.Н. к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «29» 05 2016 г.

по безопасности жизнедеятельности:
Байзакова С.М. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «25» 05 2016 г.

Нормоконтролер: Тергеусизова М.Н. доцент АУЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «10» 06 2016 г.

Рецензент: Нухадиева Н.С. Вед. инженер упр. ПО "АЭС"
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «_____» _____ 20__ г.

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Наконечный Н.С.
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Средства и способы снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях городского типа

утверждена приказом ректора № ___ от «___» _____ 20___ г.

Срок сдачи законченной работы «30» мая 2016 г.

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

Принципиальная схема соединения ПС 62/6 Капшагайская.
Параметры линий и трансформаторов ТП 10/0,4 кВ.
Активные и реактивные нагрузки ТП на летний и зимний сезоны

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

1. Введение
2. Средства и способы снижения потерь в распред сетях
3. Общие сведения о КРМ.
4. Состояние и анализ распред сетей 6(10) кВ
5. Расчет режимов работы без УКРМ
6. Выбор компенсирующих устройств.
7. Экономическая часть
8. БЖД
9. Заключение

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Принципиальная схема соединения ПС 62А Каменлайская
2. Схема подстанции 62А Каменлайская.
3. Схема отходящего фидера № 13
4. Схема замещения фидера № 13

Рекомендуемая основная литература

1. Е.А Конюхина Ремонты напряжений и компенсации реактивной мощности в электрических сетях
2. Г.О. Мизин Реактивная мощность
3. Б.А Константинов, Г.З. Зайцев. Компенсация реактивной мощности
4. С.Е. Соколов. Регулирование реактивной мощности и напряжения в электрических сетях

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БНД	Байзакова С. Н.	25.05.2016г.	
Эконом. часть	Жакупов А.А.	29.05.2016г.	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Теоретическая часть	30.02.2016	Выполнено
1.1	Мероприятия по снижению потерь	07.02.2016	Выполнено
1.2	Общие сведения о КРМ	15.09.2016	Выполнено
1.3	Общие сведения об Ишимской РЭС	28.02.2016	Выполнено
2	Расчет режимов работы выбранной электрической сети	20.03.2016	Выполнено
2.1	Расчет режимов работы без КРМ	05.03.2016	Выполнено
2.2	Выбор компенсирующих устройств	15.03.2016	Выполнено
2.3	Расчет режимов работы эл. сети с КРМ	20.04.2016	Выполнено
3.	Экономическая часть	27.05.2016	Выполнено
4.	Безопасность жизнедеятельности	20.05.2016	Выполнено

Дата выдачи задания «___»_____20___ г.

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

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

Задание принял к исполнению
студент _____ Наконечный М.С.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В работе рассмотрены средства и способы снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях городского типа с помощью размещения компенсирующих устройств на одном из фидеров (Ф-13) отходящих от ПС 62А в Илийском РЭС. Описан общие сведения об Илийском РЭС, о подстанции 62А Ф-13. На выбранном участке рассчитан общие параметры сети линий, трансформаторов, проведен расчет с нагрузками на период 2015 года и на перспективу 2020 года для летнего и зимнего сезонов, проанализированы полученные значения – годовые потери активной мощности, отклонения напряжений. Выбран компенсирующие устройства и проведен расчет с компенсацией реактивной мощности, результаты которых, показывает что при компенсации реактивной мощности потери мощности в сети значительно уменьшаются, а уровни напряжения поднимаются до допустимых по стандартам значений.

Аңдатпа

Дипломдық жұмыста Іле АЭТ 62 А ҚС шығатын (Ф 13) фидерінің біреуінде қарымталаушы құрылғыларды орнату арқылы қалалық типтегі таратушы тораптарда электр энергияның шығынын төмендету әдістері мен тәсілдері қарастырылған. Іле АЭТ туралы және 62 А Ф-13 ҚС туралы жалпы мәліметтер қарастырылған. Таңдалған телімде желі тораптарының, трансформаторлардың параметрлері, есептелінген, сонымен қатар 2015 жылдан бастап 2020 жылға дейінгі келешекте қысқы және жәазғы мерзімдер үшін жүктемелерге есептеу жүргізілген, алынған мәндерге – кернеудің ауытқуына, активті қуаттың жылдық шығынына талдау жүргізілген. Қарымталаушы құрылғылар таңдалған және реактивті қуатты қарымталауға есептеу жүргізілген, олардың нәтижесі бойынша тораптағы қуат шығыны төмендейді, ал кернеудің деңгейі рұқсат етілген стандартқа дейін көтеріледі.

Abstract

Facilities and methods of decline of losses of electric power are in-process considered in the distributive networks of city type by placing of compensating devices on one of fiderov (F-13) of outgoing from PS 62A in Iliyskom RES. Described general information about Iliyskom RES, about substation of 62A F-13. On the chosen area expected general parameters of network of lines, transformers, a calculation is conducted with loadings on a period 2015 years and on a prospect 2020 years for summer and winter seasons, the got is analysed.

Содержание

Введение……..7
1 Средства и способы снижения потерь в распределительных сетях……...14
1.1 Потери в городских электрических сетях…….....19
2 Общие сведения о компенсации реактивной мощности…….24
2.1 Реактивная мощность – «физический смысл»……...24
2.2 Способы и средства компенсации реактивной мощности……24
2.3 Проблемы компенсации реактивной мощности в городских распределительных сетях……..26
2.4 Постановка задачи……27
3 Состояние и анализ распределительных сетей Илийского РЭС…….34
3.1 Общие сведения об Илийском РЭС……34
3.2 Общие сведения о подстанции 62А Капчагайская……35
3.3 Структура и анализ нагрузок……...35
4 Расчет режимов работы сети без компенсации реактивной мощности…….37
4.1 Выбор метода и способа расчета……37
4.2 Описание возможностей программного продукта «RastrWin3»……...37
4.3 Подготовка данных для расчета……..38
4.4 Расчет при нагрузках на 2015 год Ф-13……..40
4.5 Расчет при нагрузках на 2020 год Ф-13……..38
5 Выбор конденсаторных установок на Ф-13……...42
5.1 Выбор компенсирующих устройств……42
5.2 Расчет режима для Ф-13 с компенсацией реактивной мощности по существующим нагрузкам……..43
5.3 Расчет режима для Ф-13 с компенсацией реактивной мощности по перспективным нагрузкам……47
6 Экономическая часть……...51
6.1 Расчет эффективности установки компенсации реактивной мощности….51
6.2 Характеристика компенсирующих устройств……53
6.3 Характеристика потерь электроэнергии……54
6.4 Расчет капитальных вложений……55
7. Безопасность жизнедеятельности……..58
7.1 Анализ условий труда на подстанции……58
7.2 Расчет заземления трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ……..58
7.3 Расчет искусственного освещения в щитовом помещении……..62
Заключение……..65
Список литературы……66

Введение

Проблема снижения потерь в городских распределительных сетях является на сегодняшний день особенно актуальной. В данной работе рассматривалась задача снижения потерь путем компенсации реактивной мощности в сети.

На сегодняшний день городские электрические сети представляют собой замыкающее звено системы, обеспечивающей потребителей электрической энергией. Города характеризуются высокой плотностью электрических нагрузок с большим количеством потребителей расположенных на ограниченной территории, что обуславливает увеличения потерь электроэнергии.

Компенсация реактивной мощности в электрических сетях путем установки источников реактивной мощности в узлах нагрузки позволяет уменьшит ее передачу по сети от источника до потребителя тем самым снижая нагрузочные потери в линиях и трансформаторах распределительной сети. Такая постановка задачи является особенно актуальной, если учесть что городские сети в данный момент имеют высокую степень загрузки, а строительство новых линии очень дорого, т.е. компенсация реактивной мощности позволяет решить несколько задач одновременно, и это не только увеличение пропускной способности линии.

Соответственно в данной работе будет рассмотрено пути снижения потерь электроэнергии в городских распределительных сетях.

1 Средства и способы снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях городского типа

Потери электроэнергии это «технологический расход электроэнергии на передачу по электрическим сетям» /1/.

Основная задача энергосистем (энергообъединений) – надежное 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 необходимым технологическим расходом на ее передачу. В связи с тем, что полезно отпущенная потребителям энергия $W_{n,o}$ меньше, чем энергия, отпущенная в сеть, $W_{o,c}$, технологический расход энергии на передачу обычно называют потерями ΔW_m (техническими потерями). К нереализованной энергии также относят производственные нужды $\Delta W_{n,н}$ – 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

$$W_{о,с} = W_{п,о} + \Delta W_{т} + \Delta W_{п,н} \pm \Delta W_{комм}, \qquad (1.1)$$

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 $\Delta W_{н}$ и потери холостого хода $\Delta W_{х}$. 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 естественным ростом нагрузок и изменением их распределения по территории постоянно реконструируются для обеспечения передачи энергии потребителям с наименьшими потерями. Уровень потерь энергии предопределяется на стадии проектирования,

основанные на определении экономической эффективов, влекаемых 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 опережающего роста пропускной способности сети или за счет экономически неоправданных капиталовложений на мероприятия по уменьшению потерь в сети. Но даже в этом случае энергосистема должна планировать 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 пропускной 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, как правило, 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 (1.1), кВт·ч,

$$\Delta W_{о} = W_{о,с} - \Delta W_{п,о} - \Delta W_{п,о}, \qquad (1.2)$$

или в процентах

$$W_{о} = \Delta W_{о} \cdot \frac{\Delta W_{о}}{\Delta W_{о,с}} \cdot 100. \qquad (1.3)$$

Как и другие показатели экономичности работы сети, потери энергии планируются, поэтому в дальнейшем в работе встречается понятие плановые потери — потери энергии, заданные на плановый период для ожидаемого режима работы системы.

Иногда высказывается мнение, что режим работы сети нужно вести при минимальных потерях энергии. Строго говоря, это справедливо лишь для распределительной сети при оптимизации её режимов в условиях эксплуатации. В сложнозамкнутых сетях энергосистем и объединений режим ведется при оптимизации затрат на выработку, передачу и распределение энергии при народнохозяйственных ограничениях (необходимости сжигания низкосортных видов топлива, обеспечения водотока по требованию других отраслей народного хозяйства и т. п.). В этом случае потери, не являясь определяющим показателем, могут отличаться от минимально возможных.

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

1) расчёт потерь энергии как показателя работы энергосистемы;
2) прогнозирование потерь в энергосистеме и планирование её сетевым предприятиям;
3) выявление очагов потерь и определение путей снижения потерь;
4) выбор эффективных мероприятий по снижению потерь энергии.

Как видно из сказанного, на различных этапах проектирования. развития сети, планирования 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. Относительные 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 необходимый 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 представлении 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.

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, позволяющих 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, поддерживающими 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%.

Около 25% всех потерь энергии составляют условно постоянные потери (потери холостого хода электрооборудования, в первую очередь трансформаторов). Следовательно, освоение промышленностью оборудования с меньшим расходом электроэнергии на холостой ход приведет к уменьшению потерь энергии.

Структура технических потерь в распределительных сетях имеет следующие основные составляющие:

1. нагрузочные потери в линиях, силовых трансформаторах ;
2. потери холостого хода в трансформаторах и автотрансформаторах;
3. расход электроэнергии на собственные нужды станций;
4. расход электроэнергии в компенсирующих устройствах - батарея

статических конденсаторов (БСК), синхронных компенсаторах (СК), генераторах, работающих в режиме СК, статических тиристорных компенсаторах (СТК);

5. потери в реакторах подстанции.

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

Влияние потерь холостого хода и расход на собственные нужды на режим городской сети в данной работе рассматриваться не будут.

Все мероприятия, направленные на снижение потерь электроэнергии, можно классифицировать по принципу:

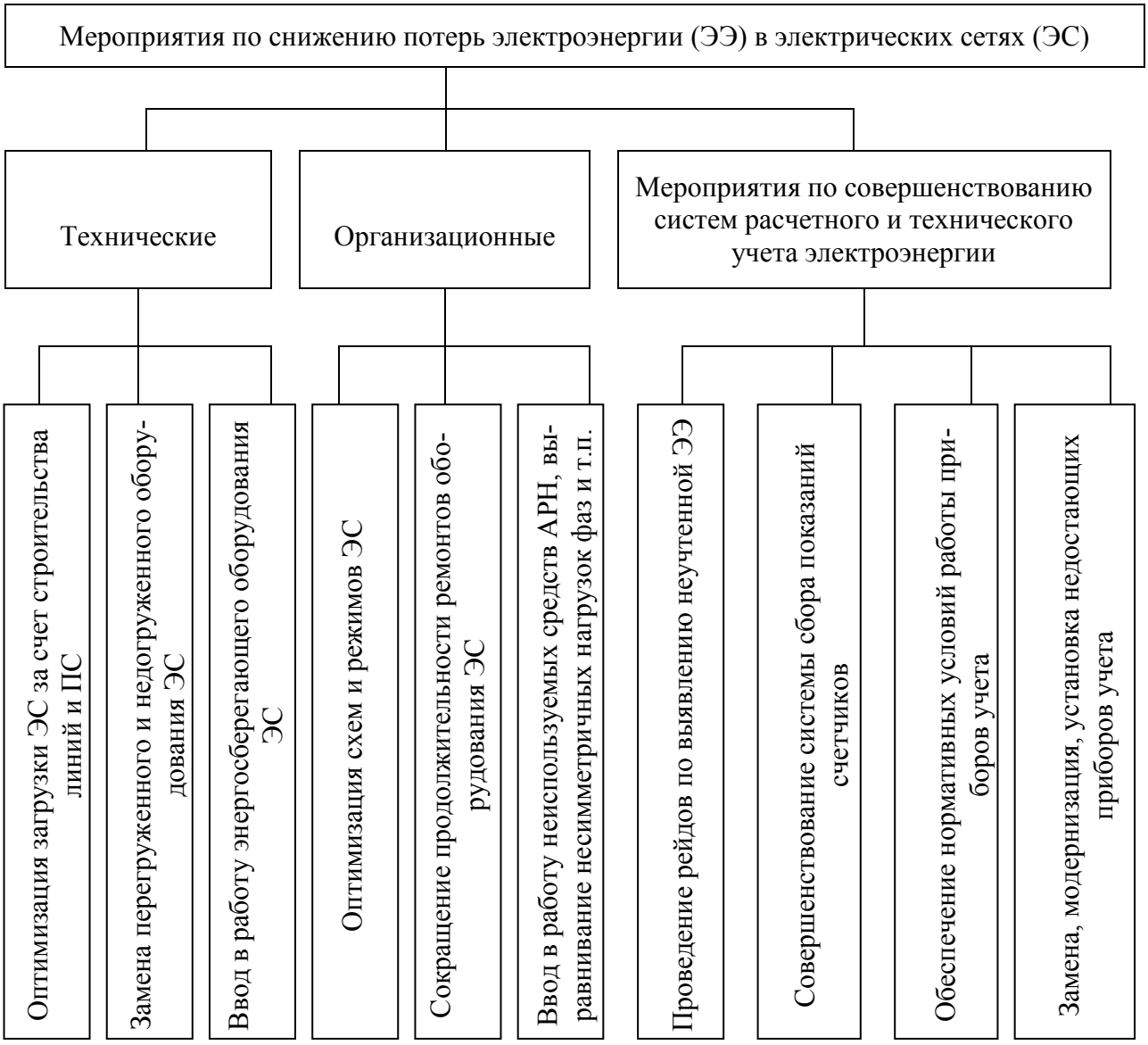


Рисунок 1.1 –Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях

Как показывает практика, около 10% всего необходимого снижения потерь может быть достигнуто за счет организационных мероприятий. Осталь-

ное 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.

Использование установок компенсации реактивной мощности (УКРМ) позволяет

- уровень технических потерь электроэнергии;
- разгрузить питающие ЛЭП, силовые трансформаторы и распределительные устройства;
- улучшить качество электроэнергии в сети;

снизить расходы на оплату электроэнергии и общие затраты на энергопотребление

- подключить дополнительную активную нагрузку, без увеличения мощности силового трансформатора и без увеличения сечения питающего кабеля.
- увеличить срок службы электрооборудования;

Экономический эффект от использования УКРМ выражается в значительной экономии энергоресурсов предприятиями, снижением расходов на ремонты и аварии, а также прямой выгодой в виде снижения платы за потребляемую электроэнергию.

1.1 Потери в городских электрических сетях

Основной объем электропотребления приходятся на городские распределительные электрические сети, что обуславливает нагрузочные потери электроэнергии, рост которых ежегодно составляет 0,5-1%. В связи с этим снижения потерь в данной области является первоначальной задачей.

Городские распределительные электрические сети 6-10 кВ входят в систему электроснабжения всего города и представляют собой отдельную область для исследования проблемы оптимального функционирования режима электрической сети /1/.

Система электроснабжения города состоит из:

1. Сетей внешнего электроснабжения напряжением 35-110кВ и выше, которые связаны с системными подстанциями;
2. Распределительные сети напряжением 6-10кВ.
3. Распределительные сети напряжение 0,4кВ.

Распределительная сеть города представляет собой совокупность распределительных линий 6 - 10 кВ и трансформаторных подстанции 6 - 10 кВ. По распределительной линий 6 - 10 кВ производится питание трансформаторных подстанций (ТП), которые, в свою очередь, могут использоваться для питания распределительной сети до 1кВ. Распределительная сеть 6—10 кВ выполняется, как правило, единой, и находится в ведении предприятия городской сети. /1/.

Конструктивное выполнение городских распределительных сетей 6-10кВ прежде всего зависит от количества и мощности ТП (не более 0,5-1 МВт на одно ТП) и длины ЛЭП (не более 5км) /1/. В городах распределительные сети всех напряжений обычно выполнены кабельными линиями электропередач, РП и ТП сооружены в отдельных зданиях. В основном применяются двухтрансформаторные ТП.

Проектирование городских сетей предусматривало применение следующих схем электроснабжения потребителей:

- радиальный тип без резервирования, в которых при повреждении любого линейного участка происходит полное отключение /1/;
- замкнутый тип, работающий в разомкнутом режиме, в которых при повреждении какого-либо участка сети, восстановление электроснабжения осуществляется вручную после отыскания и отключения поврежденного участка;
- разомкнутый тип с автоматическим вводом резерва для всех ответвлений потребителей;
- распределительные сети, подключенные непосредственно к центрам питания, либо к распределенным пунктам.

Однако современная практика показывает, что в основном в городских распределительных сетях схемы электроснабжения выполняются по радиальному типу с двухсторонним питаниям, разомкнутой перемычкой и автоматическим выключателем резерва /1/.

К распределительной сети предъявляются следующее основные требования. Сеть должна обеспечивать требуемую надежность и удовлетворительное качество электроэнергии. Качество электроэнергии на шинах электроприемников регламентируется в соответствии с ГОСТ.

Застройка городов обуславливает необходимость соответствующего развития распределительных электрических сетей, которые являются важнейшим элементом системы электроснабжения любого населенного пункта /2/. Однако современные темпы развития в сферах экономики, промышленности, строительства новых жилых зданий, торговых домов и инфраструктуры города в целом предопределило дальнейшее развитие электрических сетей, и при этом сложился ряд особенностей, характерных только для городских сетей.

В структуре городских электрических сетей напряжений 0,4-110кВ основная часть ЛЭП приходится на протяженные распределительные линии 6-10/0,4кВ более 80% /4/. В связи с относительно большой протяженностью основная доля нагрузочных потерь приходится на сети данного класса напряжения /4/.

В таблице 1.1.1 показана структура потерь электроэнергии распределительных городских сетей 6-10кВ /5/.

Таблица 1.1 - Структура потерь электроэнергии в городских сетях

Потери нагрузочные в ЛЭП	55%
Потери нагрузочные в трансформаторах	15%
Потери холостого хода в трансформаторах	30%
Всего	100%

Из таблицы видно, что нагрузочные потери электроэнергии в распределительных сетях составляют 70%, потери холостого хода в трансформаторах - 30% от общего объема.

Такое соотношение потерь в городских сетях, обусловлено:

- во первых тем, что активная составляющая сопротивления в линиях электропередач больше чем в трансформаторах;
- во вторых высокой загрузкой электросетевого оборудования полным током нагрузки .

Городская черта в основном застраивается с учетом выгодного месторасположения земельных участков. К застройкам жилых массивов пристроено большое количество универсальных магазинов, предприятий малого и среднего бизнеса, крупные торговые дома, развлекательные заведений. Проектирование и последующее строительства новых ТП, ВЛ, КЛ не успевает за темпами вновь вводимых зданий в эксплуатацию, помимо этого ежегодный прирост электропотребления к существующей нагрузки города составляет 7% /2/. В связи с этим городские электрические распределительные сети характеризуются:

1) высокой загрузкой по току воздушных и кабельных линий;
2) высокой загрузкой по току трансформаторов;
3) несимметричной загрузкой фаз трансформаторов, кабельных и воздушных линий;
4) разноудаленностью потребителей от ТП и РП;

За последнее время значительно поменялась и структура электропотребления городской нагрузки /3/.

В настоящее время в городе потребляемая реактивная мощность составляет около 60-70% от максимальной потребляемой активной мощности нагрузки и имеет тенденцию дальнейшего роста.

Реактивная мощность как непроизводительная часть мгновенной мощности загружает сеть дополнительным током, вызывая дополнительные активные потери, уменьшая пропускную способность линий электропередач и оказывая негативное влияние на режимы работы и уровни напряжения /1,2,3,4,5/.

Оптимальный уровень дополнительной мощности конденсаторных установок (КУ) зависит от числа ступеней трансформации, протяжённнсти сетей, стоимости КУ, себестоимости выработки реактивной мощности различными источниками, загрузки сетей активной мощностью и определён в различных странах на уровне 0,4 - 1 квар/кВт.

Повышение степени компенсации до 0,4 квар/кВт является одним из наиболее эффективных мероприятий, которое может снизить потери на десятки млрд. при одновременном повышении качества электроэнергии по основному показателю - отклонению напряжения.

Проведенный анализ структуры потерь электроэнергии, мероприятий по их снижению, состояния городских электрических сетей, устройств по компенсации реактивной мощности показывают, что из всех существующих мероприятий наиболее эффективным мероприятием по снижению потерь является компенсация реактивной мощности путем установки конденсаторных батарей в узлах нагрузки.

Таким образом, очевидно, что компенсация реактивной мощности в узлах нагрузки является обоснованным и целесообразным решением.

Вопрос о компенсации реактивной мощности представляет собой комплекс важных проблем, правильное решение которых означает в масштабах страны большую экономию денежных и материальных ресурсов. Наиболее эффективным способом снижения потерь активной мощности, электроэнергии и потерь напряжения в электрических сетях является установка конденсаторных установок у потребителей. Оптимальное решение соответствующей проблемы не только создает возможность существования максимальных режимов работы электрических систем за счет обеспечения баланса реактивной мощности как по системе в целом, так и в отдельных ее узлах, но и существенно дополнительно уменьшает все перечисленные потери, а также приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию сетей. На современном этапе развития электроэнергетики необходим форсированный переход к энергосберегающим технологиям общественного производства и различным способам снижения потерь электрической мощности и электроэнергии. При этом повышаются требования к обеспечению устойчивой экономичной работы электроэнергетических систем, улучшению качества отпускаемой потребителям электроэнергии. Решающее значение для выполнения устойчивой и экономичной работы электроэнергетических систем, улучшению качества отпускаемой потребителям электроэнергии имеют компенсирующие и регулирующие устройства, их выбор и размещение в электрических сетях и системах. Выбор рациональных средств и методов регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности представляет собой сложную технико-экономическую задачу, требующую для своего решения обширной информации о параметрах электрической сети и характерных установившихся режимов электрической системы.

Компенсация реактивной мощности является самым экономичным и одновременно самым эффективным средством повышения технико-экономических показателей электрических систем, уменьшая все виды потерь и капиталовложения на сетевые объекты и электростанции. Выбор компенсирующих устройств заключается в определении их вида, номинальной мощности и мест установки в электрической сети при одновременном оптимальном использовании уже имеющихся источников реактивной мощности. К по-

следним относятся электростанции, синхронные компенсаторы, системные батареи силовых конденсаторов, линии электропередачи, синхронные двигатели. Проблема компенсации реактивной мощности - ярко выраженная системная проблема, предусматривающая и необходимый охват расчетом практически всех сетевых уровней энергосистем, и взаимосвязь процессов компенсации с целым рядом смежных проблем регулированием напряжения, повышением качества электроэнергии, надежностью работы энергосистем. В части необходимого рассмотрения всей сети данная проблема не имеет аналогов в электроэнергетике.

Физическая взаимосвязь вопросов компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения учитывалась всегда, но в последнее время в связи с закономерно понижающимися уровнями напряжения (низкая оснащенность сетей компенсирующими устройствами, при относительном удлинении линий электропередачи), возникла настоятельная необходимость учитывать и вопросы надежности при вынужденном учете статических характеристик нагрузок, обеспечивающих положительный регулирующий эффект напряжению. Это распространенное явление, называемое местным дефицитом реактивной мощности, сопровождается недоотпуском электроэнергии в часы максимальных нагрузок, что вполне может быть приравнено к аварийным ситуациям.

Таким образом, достижение желаемого технического и экономического эффектов с минимальными затратами должно производиться путем взаимосвязаного выбора средств компенсации реактивных нагрузок и регулирования напряжения.

В данной работе рассмотрены общие понятия о реактивной мощности, рассмотрены проблемы компенсации реактивной мощности, проведен выбор конденсаторный установок их мощность и размещение в узлах потребителей, выбран метод для расчета сети с конденсаторными установками, проведены расчеты с разными режимами сети, даны общие выводы по проделанной работе.

2 Общие сведения о компенсации реактивной мощности

2.1 Реактивная мощность – «физический смысл»

Реактивная мощность характеризует энергию, преобразуемую в энергию электрических и магнитных полей. Устройства, которые целенаправленно участвуют в этом процессе, называют источниками реактивной мощности. Такими устройствами могут быть генераторы, трансформаторы, реакторы, электродвигатели, лампы освещения – люминесцентные лампы дневного освещения, все эти элементы электрической цепи разделены воздушными промежутками не имеющими электрической связи между собой, - это могут быть трансформаторы у которых обмотки не имеют электрической связи между собой, и энергия передается за счет протекания тока по первичным обмоткам создающими магнитный поток который циркулирует по магнитопроводу – электротехнической стали наводя электродвижущую силу в другой обмотке, это генератор или электродвигатель у которых между статором и ротором есть воздушное пространство, люминесцентные лампы у которых электрические контакты в колбе расположены на значительном расстоянии между собой все эти промежутки у элементов электрической цепи представляют собой воздушный диэлектрик через который ток не проходит.

Но все же, электрическая энергия передается через это воздушное пространство посредством электромагнитных полей, как известно полям воздух не преграда. Это происходит под действием переменного тока сопровождаемого переменным магнитным полем в элементах индуктивности это трансформаторы, реакторы, дроссели, компенсаторы а под действием переменного напряжения сопровождаемого переменным электрическим полем в емкости - это могут быть статические конденсаторы, силовые кабели.

Реактивная мощность это составляющая часть полной мощности в связи с активной мощностью. Реактивная мощность по сравнению с активной не выполняет никакой полезной энергии в том плане что она не может как активная превращаться в другие виды энергии такие как механическую, химическую, тепловую, в общем - выполнять полезную действенную работу. Но все же, без реактивной мощности нельзя, так как без нее не работали бы трансформаторы, электродвигатели.

Так как в понятии физики работа и энергия тождественны, то грубо говоря, словосочетание реактивная энергия бессмысленно. Тем не менее, применение на практике этого условного понятия удобно. Раз уж возникает дополнительный ток называемый реактивным то произведение его на напряжение вроде бы дает мощность, а интегрирование мощности по времени можно назвать энергией.

Более того чтобы определить существует ли вообще реактивная мощность люди создали счетчик реактивной мощности, путем сдвига обмотки счетчика на 90º градусов, и они обнаружили существование реактивной энергии. Реактивный ток никакой полезной работы не приносить а наоборот толь-

ко отнимает у активного тока часть пропускной способности сети, и еще на прохождение реактивного тока затрачивается часть активной энергии – это нагрев проводов в линии электропередачи у которых индуктивное сопротивление больше во много раз в 4 - 5 раз чем активное сопротивление что приводит к прохождению реактивного тока который приводит к снижению напряжения на всем участке линии, в недогруженных трансформаторах, или при трансформаторах работающих на холостом ходу, при не загруженности свыше 70% вызывают большие потери мощности, при недогрузке асинхронных двигателей которые загружены всего на 40% или работают в режиме холостого хода что тоже вызывает большие потери и потребление реактивной мощности.

Прохождение через сеть сдвинутого тока – реактивного тока можно сравнить с продвижением людей через проход, пропускная способность которого составляет 10 человек одновременно. При этом в восьми рядах люди все время идут в одном направлении, а в двух рядах одни и те же люди то идут, то возвращаются. В результате число людей, прошедших на другую сторону, следует считать исходя с пропускной способности восьми человек, а проход все время загружен десятью рядами.

Аналогична ситуация и с пропускной способностью электрической сети. Разница лишь в том, что активная и реактивная составляющие тока складываются не арифметически, а в квадрате, поэтому реактивная составляющая в меньшей степени занимает сечение. Для полноты сравнения можно считать, что два ряда людей ходят боком и поэтому занимают меньше места.

Для того что бы разобраться как же компенсировать реактивную мощность которая вызывает столько нежелательных и более значимых хлопот такие как: потери электроэнергии, уменьшение пропускной способности, нагрев провода, изнашивание изоляции, мы должны понять одно что же такое в самом деле реактивная мощность и откуда она берется.

Реактивная мощность это составляющая полной мощности которая получается при произведении реактивного тока на напряжение которое приложено или действует на элементах сети. Эти элементы могут быть индуктивного характера или емкостного характера. Это такие элементы которые при протекании тока отстают или опережают вектор напряжение на определенный угол, тем самым создавая реактивную мощность отрицательную или положительную.

Как правило, отрицательную которая отстает от вектора напряжения реактивную мощность создают такие элементы сети как конденсаторы, перегруженные синхронные двигатели, компенсаторы, генераторы, положительную же реактивную мощность потребляют трансформаторы, асинхронные двигатели, реакторы, дроссели, люминесцентные лампы дневного света. В идеальном конденсаторе вектор тока отстает от вектора напряжения на угол девяносто градусов, а в индуктивности опережает.

Из выше сказанного, можно привести к равенству двух составляющих - реактивных токов положительного и отрицательного. Это выполняется путем

включения в сеть конденсаторов - статических компенсирующих устройств, предназначенных для компенсации реактивной мощности тем самым компенсировать, улучшить показатели электроэнергии такие как напряжение в узлах промышленных или городских подстанций, пропускную способность линии электропередачи, снизить потери в элементах сети – трансформаторах, линиях или у приемников электроэнергии.

С точки зрения генерации и потребления между реактивной и активной мощностью существуют значительные различия. Если большая часть активной мощности потребляется приемниками и лишь незначительная теряется в элементах сети и электрооборудования, то потери реактивной мощности в элементах сети могут быть соизмеримы с реактивной мощностью, потребляемой приемниками электроэнергии.

Из 100 % реактивной мощности, вырабатываемой в энергосистеме, 22 % теряется в повышающих трансформаторах электростанций и в автотрансформаторах повышения напряжения на подстанциях 110-750 кВ энергосистемы, 6,5 % теряется в линиях районных сетей системы, 13,5 % составляют потери в понижающих трансформаторах и лишь 58 % из всей выработанной реактивной мощности приходятся на шины 6-10 кВ потребителей.

Активную мощность электрической сети получают от генераторов электрических станций, которые являются единственным источником активной мощности.

Полная мощность, вырабатываемая генератором, включает активную и реактивную составляющие.

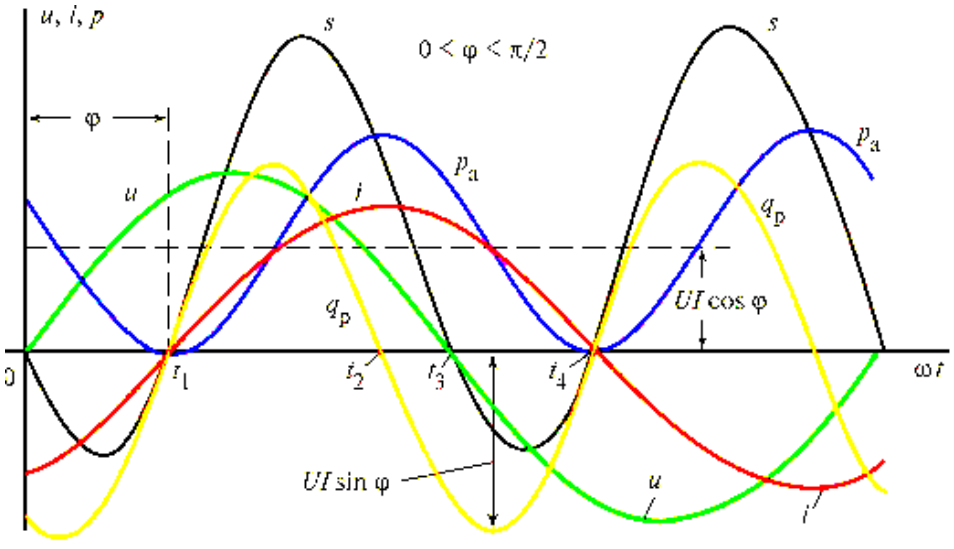


Рисунок 2.1 – Изменения мгновенных значений полной s, активной p_a, и реактивной q_p мощностей в цепи с активно индуктивной нагрузкой

$(0<\varphi<\pi/2)$

Величины S, P, Q применяются при расчетах режимов в электроэнергетических системах, проектировании и выборе электрооборудования. Значения этих величин принимаются как независимые от времени, что позволяет существенно упростить расчеты.

Фактически же по цепи протекает переменный ток, мгновенное значение которого определяется выражением $i = I_m \sin(\omega t - \varphi)$. Под действием этого тока на элементах цепи устанавливается напряжение $u_a = U_m \cos\varphi \sin(\omega t - \varphi)$ - активная составляющая и $u_p = U_m \sin\varphi \sin(\omega t - \varphi \pm \pi/2)$ - реактивная составляющая. Здесь U_m и I_m - амплитуды синусоидальных напряжения и тока. При этом мощность, потребляемая активными элементами электрической цепи, определяется как функция времени выражением $p_a = iu_a = UI \cos\varphi [1 - \cos(2\omega t - \varphi)]$, а реактивная мощность, потребляемая (генерируемая) реактивными элементами.

Амплитуды активной и реактивной мощностей, изменяющихся по синусоидальному закону с двойной частотой (2ω), соответственно составляют $P = UI \cos\varphi$ и $Q = UI \sin\varphi$, т.е. те самые значения мощностей, которыми пользуются при расчетах режимов и выборе оборудования. При этом мгновенные значения «потребляемой» в индуктивных элементах и «генерируемой» в емкостных элементах реактивной мощности в каждый момент времени имеют противоположный знак, в чем, как было отмечено выше, и проявляется их взаимокомпенсирующее действие.

При снижении активной мощности в сравнении с номинальным значением возможна выдача увеличенной реактивной мощности сверх номинальной. Возможность увеличения реактивной мощности за счет уменьшения активной допустимо использовать в случае избытка активной мощности, т.е. в режиме минимума активной нагрузки. В этом случае некоторая часть генераторов, несущих активную нагрузку, может переводиться на работу с пониженным коэффициентом мощности.

Увеличение же генерируемой реактивной мощности в режиме наибольших нагрузок за счет уменьшения генерации активной мощности экономически нецелесообразно. Эффективнее вместо снижения активной мощности генераторов электростанций применять для выработки реактивной мощности компенсирующие устройства. Поэтому, как правило, в сетях для покрытия потребности в реактивной мощности применяют компенсирующие устройства.

Прохождение в электрических сетях реактивных токов обуславливает дополнительные потери активной мощности в линиях, трансформаторах, генераторах электростанций, потери напряжения, требует увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов, снижает пропускную способность всей системы электроснабжения. Большая загрузка реактивной мощностью электростанций приводит к перегрузке по току генераторов, к необходимости их использования специально для выработки реактивной мощности даже в те часы, когда по активной нагрузке часть генераторов

можно отключить в резерв. Реактивной мощностью дополнительно нагружаются питающие и распределительные сети предприятий, соответственно увеличивается общее потребление электроэнергии.

Концентрация производства реактивной мощности во многих случаях экономически нецелесообразна по следующим причинам.

1) При передаче значительной реактивной мощности возникают дополнительные потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной P и реактивной Q мощностей через элемент системы электроснабжения с сопротивлением R потери активной мощности составят:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p \qquad (2.1)$$

Таким образом, дополнительные потери активной мощности ΔP_p, вызванные протеканием реактивной мощности Q, пропорциональны ее квадрату.

2) Возникают дополнительные потери напряжения, которые особенно существенны в сетях районного значения. При передаче мощностей P и Q через элемент системы электроснабжения с активным сопротивлением R и реактивным X потери напряжения составят:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p, \qquad (2.2)$$

где ΔU_a - потери напряжения, обусловленные активной мощностью;

ΔU_p - потери напряжения, обусловленные реактивной мощностью.

Дополнительные потери напряжения увеличивают отклонение напряжения на зажимах приемника от номинального значения при изменениях нагрузок и режимов электросети. Это требует увеличения мощности, следовательно, и стоимости средств регулирования напряжения.

3) Загрузка реактивной мощностью систем промышленного электроснабжения и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечений проводов воздушных и кабельных линий, увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций и т.п.

Поскольку реактивная составляющая неизбежна при работе многих промышленных устройств, она не может быть исключена полностью. Однако

целесообразно применять средства, предназначенные для уменьшения ее потребления из питающей сети.

2.2 Способы и средства компенсации реактивной мощности

Самым энергоэффективным устройством является конденсаторная установка, получившая большое распространение, как в западных странах, так и на постсоветском пространстве - в наше время.

Конденсаторные батареи являются простым и надежным статическим устройством. Конденсаторные батареи собирают из отдельных конденсаторов, которые выпускаются на различные мощности и номинальные напряжения.

Конденсатор - это устройство, которое состоит из двух проводников, разделенных диэлектриком. Конденсатор, если к нему приложено напряжение, способен накапливать электрический заряд (заряжаться) и отдавать его (разряжаться). В пространстве между проводниками, которые могут иметь любую форму, при заряде конденсатора образуется электрическое поле. Заряд конденсатора тем больше, чем больше его емкость и приложенное к его проводникам напряжение. Емкость конденсатора, в свою очередь, тем больше, чем больше внутренняя поверхность проводников, образующих конденсатор, и чем меньше расстояние между этими проводниками.

Пространство между проводниками заполнено диэлектриком, т.е. материалом, обладающим высокими изоляционными свойствами или, можно сказать, очень низкой электропроводностью. К таким материалам относятся, например, воздух, конденсаторная бумага, керамика, синтетическая пленка. Диэлектрик, применяемый в конденсаторах, должен обладать высокой электрической прочностью, т.е. сохранять свои изолирующие свойства при высоком напряжении и небольшой толщине (10-15 мкм). Качество диэлектрика для конденсаторов тем выше, чем выше его диэлектрическая проницаемость, т.е. способность аккумулировать электрический заряд. Например, относительная диэлектрическая проницаемость конденсаторной бумаги, пропитанной маслом, составляет 3,5-4, а полистирольной пленки — 2,5-2,7. Таким образом, емкость конденсатора, измеряемая в микрофарадах (мкФ), составляет:

$$C=\varepsilon \cdot S \cdot 10^{-6}/d \qquad (2.3)$$

где ε - диэлектрическая проницаемость, Ф/м;

S - площадь поверхности обкладок (проводников) конденсатора, $м^2$;

d - расстояние между обкладками (толщина диэлектрика, разделяющего эти обкладки), $м \cdot 10^{-6}$.

Конденсатор, как и любой элемент электроэнергетической системы, характеризуется потерями активной мощности, которые приводят к его нагреву. Эти потери тем больше, чем выше приложенное напряжение, его частота и емкость конденсатора. Потери в конденсаторе зависят и от свойств диэлек-

трика, определяемых тангенсом угла диэлектрических потерь (tgφ) и характеризующих удельные потери (Вт/квар) в конденсаторе. В зависимости от типа и назначения конденсатора потери в них могут составлять от 0,5 до 4 Вт/квар.

В электроэнергетике для компенсации реактивной мощности применяют так называемые косинусные конденсаторы, предназначенные для работы при частоте напряжения 50 Гц. Их мощность, измеряемая в киловольт-амперах реактивных (КВАр), составляет от 10 до 100 КВАр.

Конструктивно конденсатор представляет собой металлический (стальной или алюминиевый) корпус, в котором размещаются секции (пакеты), намотанные из нескольких слоев алюминиевой фольги, проложенных конденсаторной бумагой или синтетической пленкой толщиной 10 – 15 мкм (0,01-0,015 мм). Соединенные между собой секции имеют выводы, расположенные снаружи корпуса, в его верхней части. Трехфазные конденсаторы имеют три фарфоровых вывода, однофазные - один.

Шкала номинальных напряжений конденсаторов от 230 В до 10,5 кВ, что позволяет собирать из них установки для сетей напряжением от 380 В и выше. Конденсаторы обладают хорошей перегрузочной способностью по току (до 30 % от номинального) и по напряжению (до 10 % от номинального). Группу конденсаторов, соединенных между собой параллельно или последовательно, или параллельно-последовательно, называют конденсаторной батареей.

Конденсаторная батарея, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления, образует конденсаторную установку.

Мощность, генерируемая конденсаторной батареей, при ее заданной емкости С пропорциональна квадрату приложенного напряжения и его частоте $Q_{КБ} = U^2\omega C$.

Поэтому нерегулируемые конденсаторные батареи обладают отрицательным регулирующим эффектом, что, в отличие от синхронных компенсаторов, является их недостатком. Это значит, что мощность конденсаторной батареи снижается со снижением приложенного напряжения, тогда как по условиям режима эту мощность необходимо увеличивать.

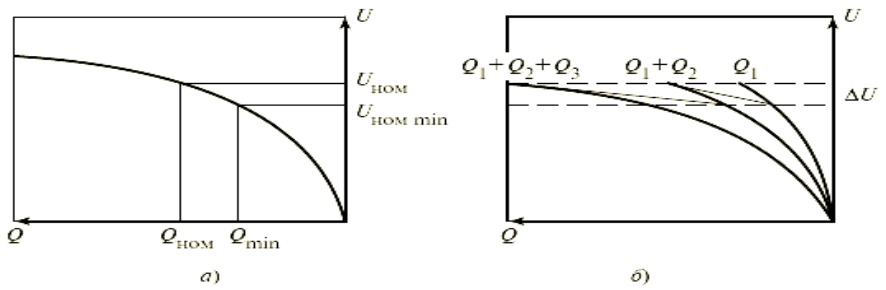


Рисунок 2.2 – Статические характеристики конденсаторной установки:
а – состоящей из одной секции; б – состоящей из трех секций

Регулирующий эффект конденсаторной установки по реактивной мощности показан на рисунке. 2, а, а конденсаторную установку, состоящей из нескольких секций, — на рисунке. 6, б. Как видно из рисунка. 2, а, при снижении напряжения от $U_{ном}$ до U_{min} реактивная мощность снижается пропорционально квадрату напряжения от $Q_{ном}$ до Q_{min}.

Преодоление этого недостатка находят в формировании конденсаторной батареи из нескольких секций, каждая из которых, управляемая регулятором напряжения и/или мощности, подключается к сети через свой выключатель, наращивая таким образом емкость батареи в целом. Это и позволяет увеличивать суммарную мощность конденсаторной батареи при снижении напряжения. Так мощность конденсаторной установки при снижении напряжения возрастает ступенями Q_1, $Q_1 + Q_2$, $Q_1 + Q_2 + Q_3$, для конденсаторной установки, состоящей из трех секций конденсаторных батарей.

Включение конденсаторной установки сопровождается бросками тока, а отключение — перенапряжением, что отрицательно сказывается на сроке службы конденсаторов и коммутационной аппаратуры. Поэтому конденсаторную установку, оборудованную выключателями (контакторами), не рекомендуется включать-выключать более 2—4 раз за сутки. Для ограничения бросков тока конденсаторы перед включением обязательно должны быть разряжены с помощью разрядных резисторов R или трансформаторов напряжения TV (рисунок 3). Обычно эти устройства постоянно подключены к конденсаторам, а резисторы могут быть встроены внутри конденсатора.

2.3 Проблемы компенсации реактивной мощности в городских распределительных сетях

В течение длительного времени не уделялось должное внимание проблемам компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 10(6)–0,4 кВ. Объяснялось это тем, что коммунально-бытовая нагрузка носила преимущественно активный характер из-за особенностей используемых электроприемников (лампы накаливания, электроплиты, электронагреватели).

В настоящее время характер коммунально-бытовой нагрузки кардинально изменился в результате широкого распространения новых типов электроприемников (микроволновых печей, кондиционеров, морозильников, люминесцентных светильников, стиральных и посудомоечных машин, персональных компьютеров), потребляющих из питающей сети наряду с активной мощностью также и значительную реактивную мощность. Еще в 1987 году Министерством энергетики и электрификации СССР была установлена степень компенсации реактивной мощности в размере $\cos\varphi = 0{,}858$ ($\operatorname{tg}\varphi = 0{,}6$). При этом по различным экспертным оценкам коэффициент мощности в распределительных электрических сетях имеет значение примерно 0,8–0,85 ($\operatorname{tg}\varphi = 0{,}75–0{,}62$). В Казахстане же $\cos\varphi = 0{,}92$ и допустимый наименьший 0,88.

Как известно, применение компенсации реактивной мощности позволяет значительно улучшить технико-экономические показатели работы распределительных электрических сетей напряжением 10(6)–0,4 кВ за счет:

1) уменьшения потерь активной мощности;

2) увеличения пропускной способности понижающих трансформаторов и ЛЭП 10(6)/0,4 кВ

Компенсация реактивной мощности в городских сетях сейчас пока глубоко не рассматривается, в связи с отсутствием закрепленных методик, знаний, рекомендаций по расчету, наладке и монтажу в узлах потребителей – в городских сетях. Потребители мало понимают, и не хотят понимать каково значение реактивной энергии в сети и каков ее ущерб, и зачем ее компенсировать, ведь у них и так все хорошо, свет горит, электроприборы работают. В связи с этим у них возникает представление, что им поставляют два вида энергии. В связи с этим возникает куча вопросов и споров между потребителями и энергоснабжающими организациями, эти вопросы решаются кругом лиц не энергетического профиля (юристы, менеджеры, и.т.д.). В России в 2009 году вышел закон об энергосбережении, в Казахстане он вышел в 2012 году, энергосбережение это меры по снижению потерь энергии, будь то тепловой, электрической, в которых предусматривается целенаправленное потребление с наименьшими потерями в цепи и во всех отраслях производственного и не производственного спектра деятельности, или энергоэффективности. Под энергоэффективностью понимается – характеристика, отражающая отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенных в целях получения такого эффекта.

2.4 Постановка задачи

В наше время состояние городских сетей находится в плачевном состоянии, сейчас необходимо принимать меры по восстановлению рабочих характеристик до стандартных значений. Причиной неудовлетворительных характеристик служит резкое возрастание нагрузки потребителя, а также из-за оборудования которое еще не прошло полного обновления что сказывается на постоянных отключениях потребителя, недоучет энергии в связи с незаконным подключением и большие потери в распределительных сетях 10 - 6/0,4 кВ (воздушных или кабельных линиях).

В данной работе рассматриваются средства и способы снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях городского типа с помощью размещения компенсирующих устройств на одном из фидеров (Ф-13) отходящих от ПС 62А в Илийском РЭС.

Для этого предполагается выполнить следующее:

1. Произвести анализ сетей выбранного фидера ПС 62А для оценки состояния режимов работы;

2. Произвести анализ существующих и перспективных нагрузок данного участка;

3. Произвести расчет режимов работы фидера №13, ПС 62А с учетом существующих и перспективных нагрузок для летнего и зимнего сезонов:

4. Выбрать способ расчета режимов работы;

6. Составить схему замещения для расчета;

7. Подготовить данные для расчета, определить параметры кабельных линий и параметры силовых трансформаторов;

8. Проанализировать полученные результаты расчета;

9. Выбрать мощность, тип, количество и оптимальные места размещения КУ;

10. Произвести расчет режимов работы сети с КУ;

11. Дать критический анализ полученных результатов и рекомендации к размещению КУ для фидера №13 ПС 62А.

3 Состояние и анализ распределительных сетей Илийского РЭС

3.1 Общие сведения об Илийском РЭС

Илийский район электрических сетей организован в 1971 году и является структурным подразделением АО АЖК. В состав Илийского РЭС входят пять мастерских участков в г.Капшагай, с.Жетыген, п.Акши, п.Шенгельды, п.Заречный. Персонал мастерских участков занимается планово-предупредительными ремонтами, эксплуатационными и текущими ремонтами распределительных сетей. Обслуживание и ремонт оборудования ПС-220/110/35/10/6 кВ и ЦРП-10/6кВ осуществляется персоналом групп ремонта ПС и группы РЗА.

Профилактические, плановые, предпусковые испытания защитных средств и приспособлений производит группа изоляции и защиты от перенапряжения.Плановые, текущие и капитальные ремонты ВЛ-110,35 кВ производит группа линий 35кВ и выше.

Площадь электрических сетей, обслуживаемых Илийским РЭС - это площадь Илийского административного района г.Капшагай. Средний радиус обслуживания составляет 75 км., численность персонала по состоянию на 01.01.2014 -187 чел., в том числе ИТР-36 чел.

Основной задачей, стоящей перед районом, является бесперебойное и качественное обслуживание электроэнергией потребителей, занятых в сфере сельскохозяйственного направления, промышленных и коммунально-бытовых потребителей Капшагайского региона и населенных пунктов Илийского района. Для выполнения этой основной задачи, персонал решает ряд частных, а именно:

а) содержание сетей 10;6; 0,4; ПС-35/10, ПС-220/110/10, ТП, ЦРП и другого оборудования района в надлежащем состоянии, согласно требований ПУЭ, ТПЭ, ППБ и других директивных указаний;

в) выполнение капитального ремонт воздушных и кабельных линий 110,35, 6, 0,4 кВ, ТП-6/10 кВ и обслуживание ПС-220/110/10кВ, находящихся на балансе Илийского РЭС.

в) выполнение по снижению потерь в электросетях

г) выполнение мероприятий по надежности, по технике безопасности и пожарной безопасности.

Илийский район - административная единица на юге Алматинской области Казахстана. Административный центр - посёлок Отеген-Батыр.

Область расположена в центральной части Алматинской области и граничит на северо-востоке в области Балхаша, на Западе с областями Карасай и Жамбыл, на юго-востоке - городские земли Алматы, на востоке с Талгарским районом.

В пределе 82% региона расположено в пустынной и пустынно-степной зонах: пески Сартаукум и Плато Караой. Плато Караой используется под богарное земледелие. Пески Сартаукум - это зимние и весенне-осенние пастби-

ща. Рельеф характеризуется наличием грядовых и грядо-бугристых песчаных образований[27].

Климат области резко континентальное. Средняя температура зимы −7-9 °С, лето 22-25 °С. Годовое количество атмосферных осадков составляет 200-3500 мм[27]. По территории этого региона протекают реки - Или, Каскелен, проложен Большой Алматинский канал, на севере к территории райо-на примыкает Капчагайское водохранилище.

3.2 Общие сведения о подстанции 62А Капчагайская

Подстанция 62А работает с двухсторонним питанием, с одной стороны Капчагайская ГЭС а с другой ПС 134А Робот, от них приходят линии с напряжением 220 кВ на подстанцию 62А на ввода силовых трансформаторов 220/110/10 кВ мощностью по 63 МВА каждый. Каждый трансформатор подключен к секциям. Трансформаторы работают в параллели, при выводе из строя одного из трансформаторов, срабатывает межсекционный включатель и потребитель остается с беспрерывным потреблением электрической энергии. От секций подстанции 62 А отходят фидер 13 которые питают распределительные пункты №-110, №-111, №-112, №-116, и трансформаторные подстанции № 1354, 1355, 1365, 1358, 1372, 1357, 1360, 1363.

Схема ПС-62А представлена на рисунке 4. На ПС 62А, Ф-13 нагрузки городского типа это – люминесцентные лампы, электроплиты, стиральные машины, холодильники, кондиционеры и.т.д, параметры воздушных и кабельных линий, питающих трансформаторов не равнозначные. Схема отходящего фидера Ф-13 представлена на рисунке 3.2.1.

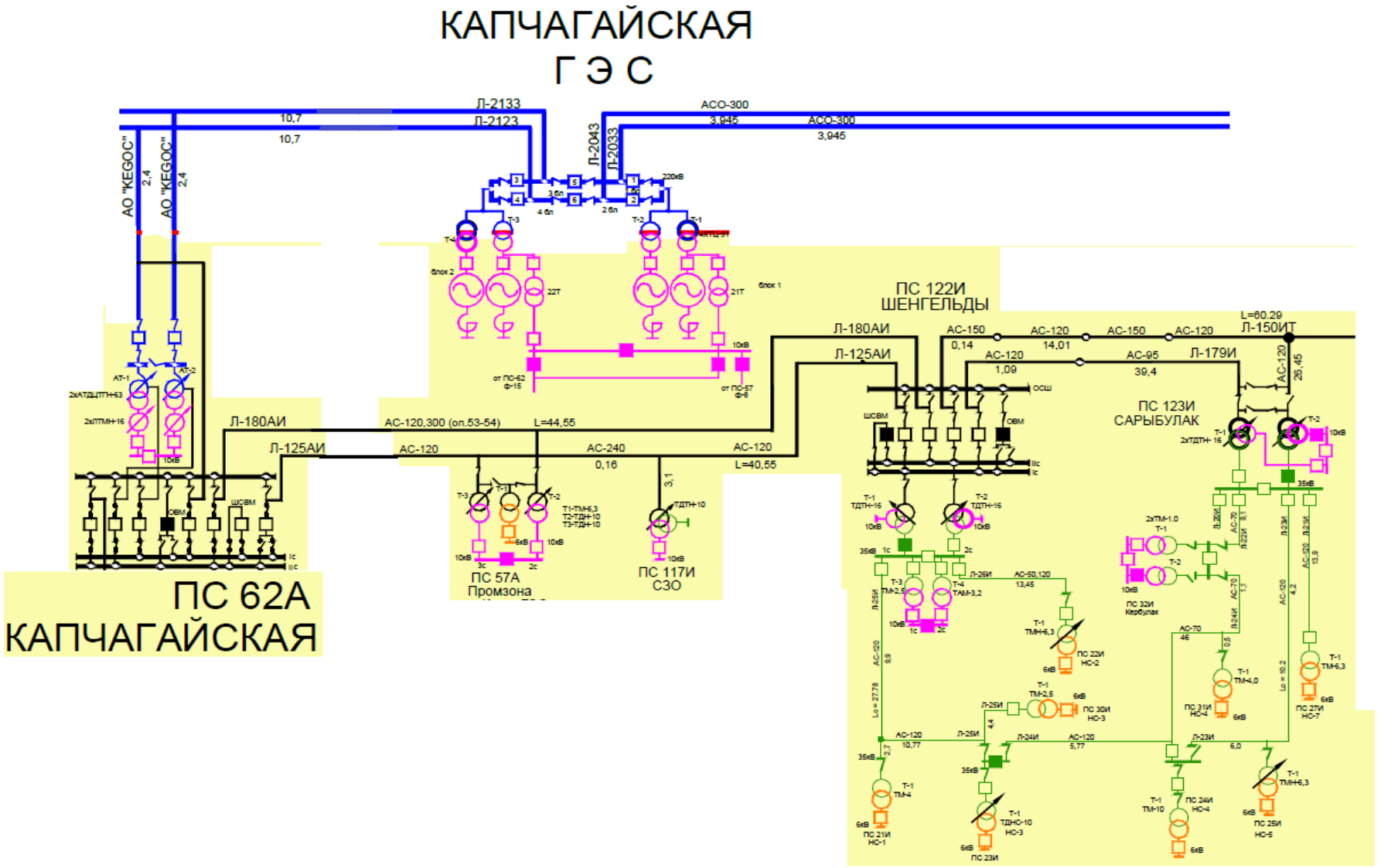


Рисунок 3.1 - Принципиальная электрическая схема соединений ПС 62А Капчагайская

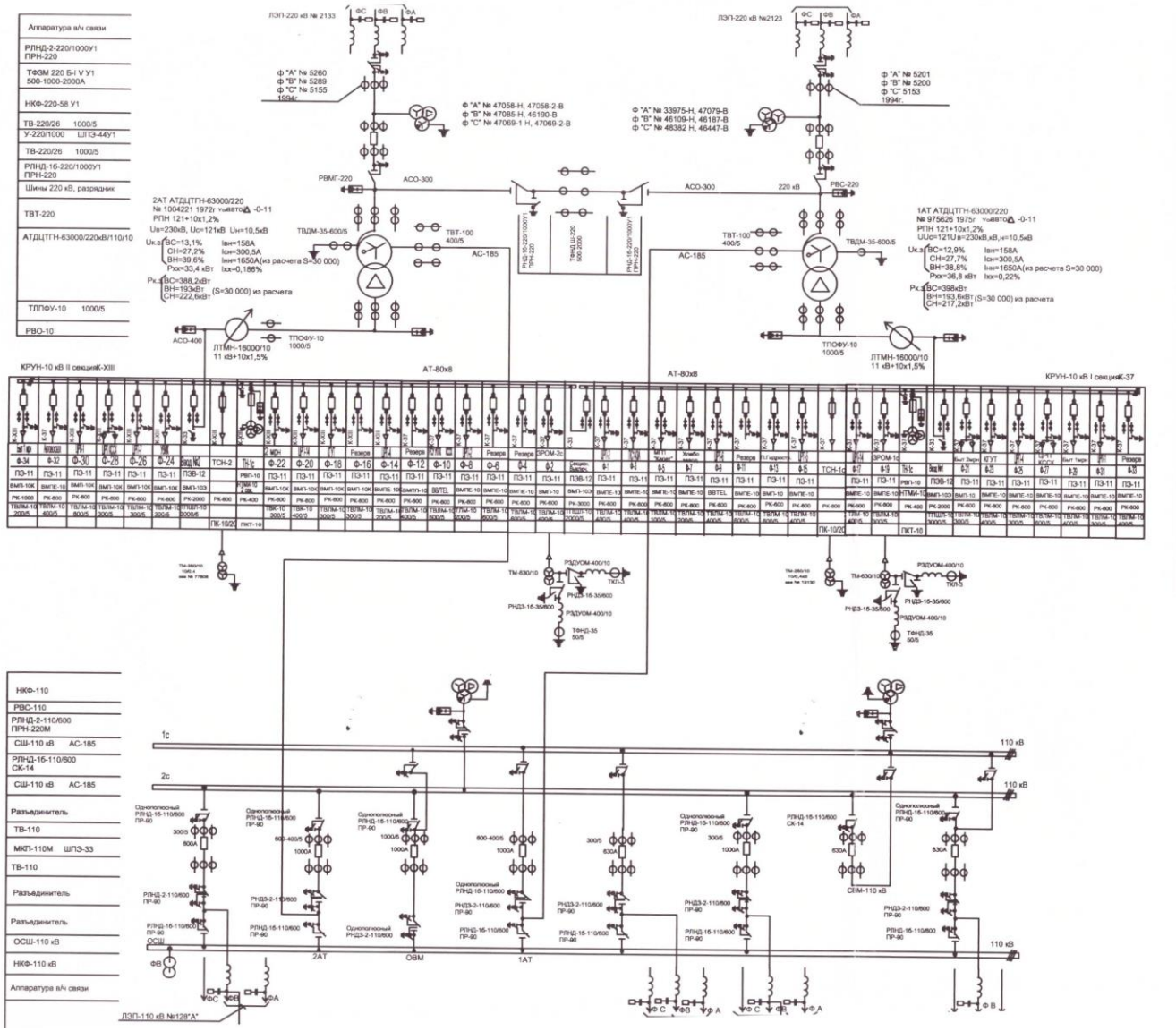


Рисунок 3.2 – Схема подстанции 62А Капчагайская

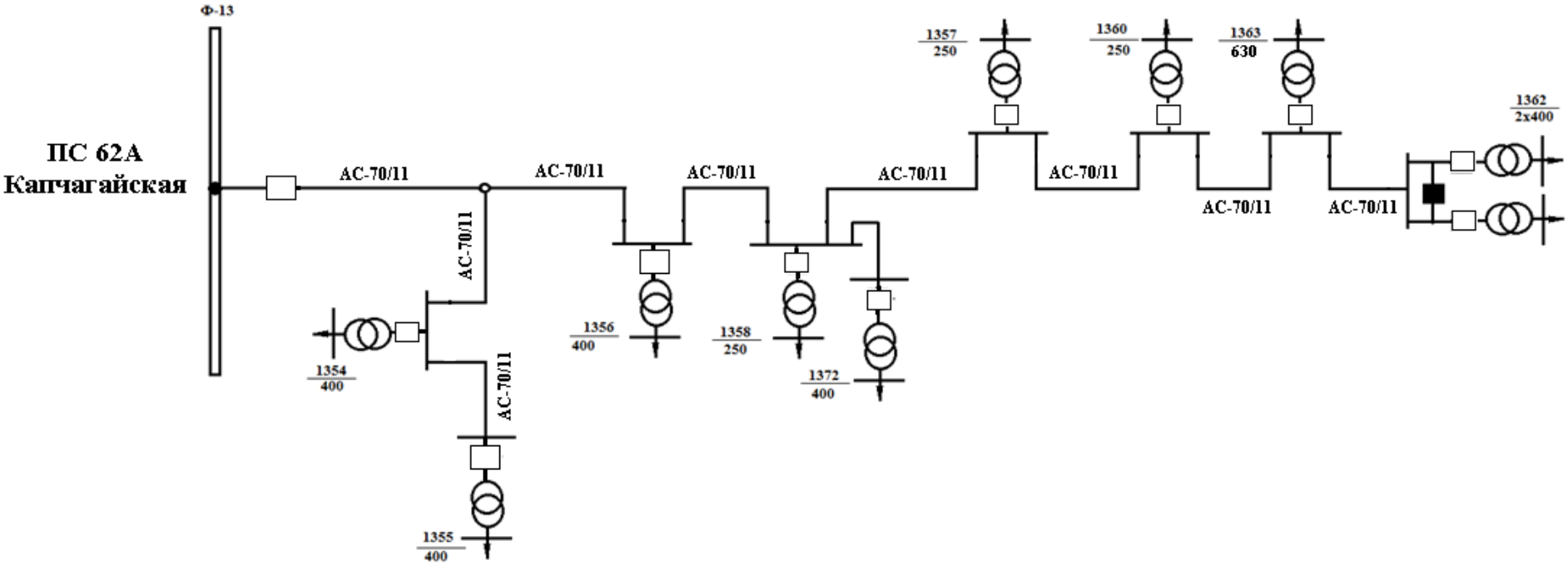


Рисунок 3.3 – Схема отходящего фидера №13

3.3 Структура и анализ нагрузок

С каждым годом в городах за счет местного и иностранных инвестиций строятся новые дома, парки, аттракционы, развивается малый и средний бизнес, увеличивается рост потребления электроэнергии, в таблицах 3.3.1 -3.3.4 приведены минимальные летние нагрузки на период 2015 года и на перспективу 2020 года, нагрузки имеют разнохарактерный вид. Нагрузки рассчитанные на зимний сезон примем за максимальный режим, и учитывая динамику увеличения потребления электроэнергии в зимний сезон, увеличим летние нагрузки на 30%.

Таблица 3.1 – Данные существующих нагрузок Ф-13 (лето) на 2015 год.

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	S, кВА	P, кВт	Q,кВАр	№ участка, узлы
1354	400	120	102	62,4	1
1355	400	120	102	62,4	2
1356	400	120	102	62,4	3
1358	250	75	63,75	39	4
1372	400	120	102	62,4	5
1357	250	75	63,75	39	6
1360	250	75	63,75	39	7
1363	630	252	214,2	131,04	8
1362	400	120	102	62,4	9

Таблица 3.2 – Данные существующих нагрузок Ф-13 (зима) на 2015 год.

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	S, кВА	P, кВт	Q,кВАр	№ участка, узлы
1354	400	156	132	82	1
1355	400	156	132	82	2
1356	400	156	132	82	3
1358	250	97	83	50	4
1372	400	156	132	82	5
1357	250	97	83	50	6
1360	250	97	83	50	7
1363	630	320	280	170	8
1362	400	156	132	82	9

Таблица 3.3 –Данные перспективных нагрузок Ф-13(лето) на 2020 год.

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	S, кВА	P, кВт	Q,кВАр	№ участка, узлы
1354	400	240	204	124,8	1
1355	400	280	238	145,6	2
1356	250	175	148,75	91	3
1358	250	175	148,75	91	4
1372	400	280	238	145,6	5
1357	250	175	148,75	91	6
1360	250	175	148,75	91	7
1363	630	441	374,85	229,32	8
1362	400	280	238	145,6	9

Таблица 3.4 –Данные перспективных нагрузок Ф-13(зима) на 2020 год.

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	S, кВА	P, кВт	Q ,кВАр	№ участка, узлы
1354	400	312	265	162	1
1355	400	312	265	162	2
1356	250	227	193	118	3
1358	250	227	193	118	4
1372	400	312	265	162	5
1357	250	378	193	118	6
1360	250	227	148,75	118	7
1363	630	570	374,85	297	8
1362	400	312	238	162	9

4 Расчет режимов работы сети без компенсации реактивной мощности

4.1 Выбор метода и способа расчета

На данный момент существует огромное количество методов и программ для расчета режима сетей – это RastrWin3, Mustang, Matlab7.
Самым популярным считается RastrWin3, он более прост в выполнении сложных задач.

Для расчета пользуемся программным комплексом RastrWin3, он предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

4.2 Описание возможностей программного продукта «RastrWin3»

Особенности программного комплекса.

Расчетные модули:

1. Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
2. Расчет установившихся режимов с учетом частоты; проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
3. Эквивалентирование электрических сетей;
4. Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
5. Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
6. Учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;
7. Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
8. Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
9. Проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
10. Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
11. Моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;
12. Моделирование зависимостей Qmax(V) генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;
13. Моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;

14. Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

15. Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров;

16. Расчет агрегатной информации (потребление, генерация, внешние перетоки) по различным территориальным и ведомственным подразделениям;

17. Сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

4.3 Подготовка данных для расчета

Перед проведением расчетов по программе подготовим исходные данные по схеме, нагрузкам электрической сети в форме, понятной RastrWin3.

Подготовленные данные для расчетов представлены в таблице 7

Расчет параметров линий для участка 1-2 и трансформаторов на ТП 1354.

Для трансформаторов и кабельных линий определяем сопротивление $R + jX$, в моем случае провели расчет, коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы);

Активное сопротивление трансформатора

$$R_т = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2_{ном}}{S^2} \qquad (4.1)$$

где $\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания, $U_{ном}$ - напряжение со стороны высокого напряжения

$$R_т = \frac{3{,}7 \cdot 6000^2}{250^2} = 6{,}5\,Ом$$

Реактивное сопротивление трансформатора

$$X_т = \frac{U_{кз} \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S} \qquad (4.2)$$

где $U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания, $U_{ном}$ - напряжение со стороны высокого напряжения

$$X_т = \frac{6,5 \cdot 6000^2}{100 \cdot 250} = 9,36\,Ом$$

Активное сопротивление кабельной линии определяется по формуле

$$R_л = r_0 \cdot l \qquad (4.3)$$

$$R_л = 0,152 \cdot 0,302 = 0,046\,Ом$$

где r_0 - удельное сопротивление кабеля с медными жилами, l длина кабеля

Реактивное сопротивление кабельной линии определяется по формуле

$$X_л = x_0 \cdot l \qquad (4.4)$$

$$X_л = 0,072 \cdot 0,302 = 0,022\,Ом$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление кабеля с медными жилами, l длина кабеля

Активная мощность, единица измерения кВт

$$P = S \cdot \cos\varphi \qquad (4.5)$$

где S – полная мощность

Реактивная мощность, единица измерения кВАр

$$Q = P \cdot \sin\varphi \qquad (4.6)$$

Полная мощность единица измерения кВА

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \qquad (4.7)$$

где - P активная мощность, Q реактивная мощность

Для остальных линий и трансформаторов расчет параметров проводились аналогично и занесены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Расчетные данные для Ф-13.

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	$R_{ТР}$, Ом	$X_{ТР}$, Ом	$R_{лин}$, Ом	$X_{лин}$, Ом	№ участка, узлы
1354	400	0,77	3,14	0,046	0,046	2-4
1355	400	6,5	9,36	0,029	0,021	4-6
1356	250	0,77	3,14	0,013	0,008	6-8
1358	250	3,44	11,2	0,018	0,005	8-10
1372	400	0,77	3,14	0,013	0,006	10-12
1357	630	0,77	3,14	0,027	0,016	12-14
1360	250	3,44	11,2	0,078	0,038	14-16
1363	630	3,44	11,2	0,035	0,021	16-18
1362	400	3,44	11,2	0,013	0,0068	18-20

Суммарные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta W=\sum \Delta P \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot T \text{ кВт}, \quad (4.8)$$

где ΔР – активные потери, кВт/ч;

$K_{И}$ – коэффициент использования максимума;

Т – количество дней лето или зимы;

24 – количество часов в сутках.

Суммируя потери за лето и зиму получим годовые потери, кВт

$$\Delta W = \Delta W_{л} + \Delta W_{з} . \quad (4.9)$$

Составим схему замещения Ф-13 (рисунок 4.3.1).

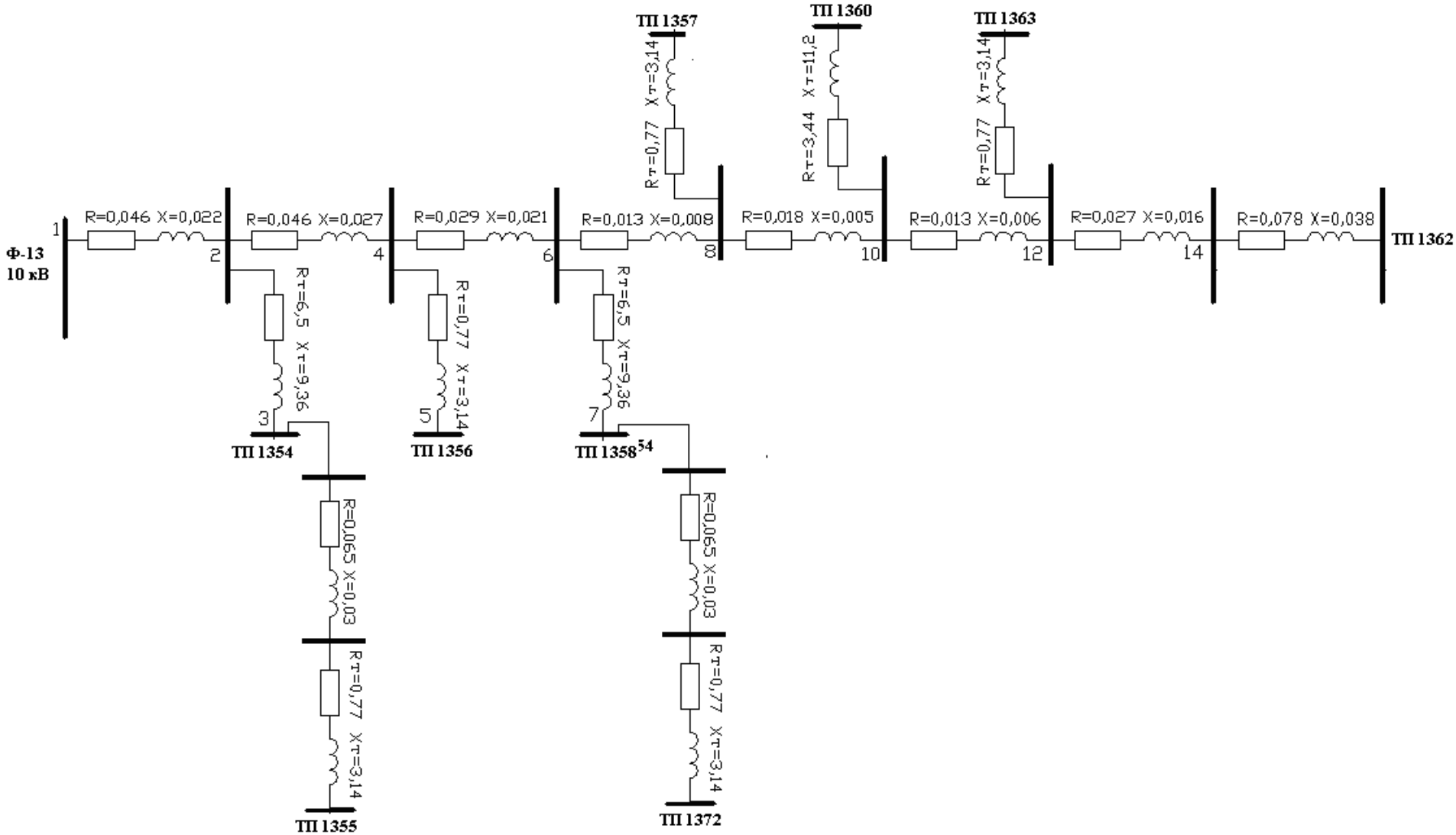


Рисунок 4.1 –Схема замещения фидера 13

4.4 Расчет при нагрузках на 2015 год Ф-13

По подготовленным данным из таблицы 4.1 и 4.2 ввели значения в программу RAstrWin3 для расчета режима сети. Данные по узлам, ветвям приведены на рисунках 4.1, 4.2.

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1			База	1		6			0.8	1.5	6.3	-100	100	6.3	
2			Нагр	2		6					6			6.289	0.078
3			Нагр	3	ТП 1354	0.38	0.063	0.039			0.38			0.388	-0.419
4			Нагр	4		6					6			6.277	0.15
5			Нагр	5	ТП 1355	0.38	0.214	0.131			0.38			0.39	-0.694
6			Нагр	6		6					6			6.271	0.193
7			Нагр	7	ТП 1356	0.38	0.063	0.039			0.38			0.387	-0.307
8			Нагр	8		6					6			6.268	0.213
9			Нагр	9	ТП 1358	0.38	0.214	0.13			0.38			0.389	-0.634
10			Нагр	10		6					6			6.266	0.242
11			Нагр	11	ТП 1372	0.38	0.102	0.064			0.38			0.384	-1.142
12			Нагр	12		6					6			6.265	0.263
13			Нагр	13	ТП 1357	0.38	0.214	0.139			0.38			0.389	-0.575
14			Нагр	14		6					6			6.263	0.303
15			Нагр	15	ТП 1360	0.38	0.16	0.09			0.38			0.39	-0.336
16			Нагр	16		6					6			6.261	0.418
17			Нагр	17	ТП 1363	0.38	0.136	0.083			0.38			0.38	-1.46
18			Нагр	18		6					6			6.261	0.531
19			Нагр	19	ТП 1362	0.38	0.102	0.062			0.38			0.384	-0.864

Рисунок 4.1 – Ввод данных и расчет Ф-13 по узлам для летнего сезона

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2	-	0.046	0.022		-0.777	-1.541
2			Тр-р	2	3	- ТП 1354	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
3			ЛЭП	2	4	-	0.046	0.027		-0.709	-1.5
4			Тр-р	4	5	- ТП 1355	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.136
5			ЛЭП	4	6	-	0.029	0.021		-0.489	-1.364
6			Тр-р	6	7	- ТП 1356	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
7			ЛЭП	6	8	-	0.013	0.008		-0.424	-1.322
8			Тр-р	8	9	- ТП 1358	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.135
9			ЛЭП	8	10	-	0.018	0.005		-0.211	-1.181
10			Тр-р	10	11	- ТП 1372	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.068
11			ЛЭП	10	12	-	0.013	0.006		-0.109	-1.116
12			Тр-р	12	13	- ТП 1357	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.144
13			ЛЭП	12	14	-	0.027	0.016		0.105	-0.975
14			Тр-р	14	15	- ТП 1360	0.77	3.14	0.063	-0.161	-0.093
15			ЛЭП	14	16	-	0.078	0.038		0.263	-0.881
16			Тр-р	16	17	- ТП 1363	3.44	11.2	0.063	-0.138	-0.091
17			ЛЭП	16	18	-	0.078	0.038		0.404	-0.788
18			Тр-р	18	19	- ТП 1362	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.066

Рисунок 4.2 – Ввод данных и расчет Ф-13 по ветвям для летнего сезона

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1				0.09	0.03	0.06

Рисунок 4.3 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах для летнего сезона

Исходя из полученных значений расчета минимального режима работы Ф-13 можно сделать следующие выводы:

- потери в линиях составляют 0,03 МВт, а потери в трансформаторах 0,06 МВт.

Суммарные потери за лето:

$\Delta W_л = 9 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 190 = 30780$, 2 кВтч.

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1			База	1		6			0.8	1.5	6.3	-100	100	6.3	
2			Нагр	2		6					6			6.289	0.078
3			Нагр	3	ТП 1354	0.38	0.063	0.039			0.38			0.388	-0.419
4			Нагр	4		6					6			6.277	0.15
5			Нагр	5	ТП 1355	0.38	0.214	0.131			0.38			0.39	-0.694
6			Нагр	6		6					6			6.271	0.193
7			Нагр	7	ТП 1356	0.38	0.063	0.039			0.38			0.387	-0.307
8			Нагр	8		6					6			6.268	0.213
9			Нагр	9	ТП 1358	0.38	0.214	0.13			0.38			0.389	-0.634
10			Нагр	10		6					6			6.266	0.242
11			Нагр	11	ТП 1372	0.38	0.102	0.064			0.38			0.384	-1.142
12			Нагр	12		6					6			6.265	0.263
13			Нагр	13	ТП 1357	0.38	0.214	0.139			0.38			0.389	-0.575
14			Нагр	14		6					6			6.263	0.303
15			Нагр	15	ТП 1360	0.38	0.16	0.09			0.38			0.39	-0.336
16			Нагр	16		6					6			6.261	0.418
17			Нагр	17	ТП 1363	0.38	0.136	0.083			0.38			0.38	-1.46
18			Нагр	18		6					6			6.261	0.531
19			Нагр	19	ТП 1362	0.38	0.102	0.062			0.38			0.384	-0.864

Рисунок 4.4 – Ввод данных и расчет Ф-13 по узлам для зимнего сезона

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2	-	0.046	0.022		-0.777	-1.541
2			Тр-р	2	3	- ТП 1354	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
3			ЛЭП	2	4	-	0.046	0.027		-0.709	-1.5
4			Тр-р	4	5	- ТП 1355	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.136
5			ЛЭП	4	6	-	0.029	0.021		-0.489	-1.364
6			Тр-р	6	7	- ТП 1356	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
7			ЛЭП	6	8	-	0.013	0.008		-0.424	-1.322
8			Тр-р	8	9	- ТП 1358	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.135
9			ЛЭП	8	10	-	0.018	0.005		-0.211	-1.181
10			Тр-р	10	11	- ТП 1372	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.068
11			ЛЭП	10	12	-	0.013	0.006		-0.109	-1.116
12			Тр-р	12	13	- ТП 1357	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.144
13			ЛЭП	12	14	-	0.027	0.016		0.105	-0.975
14			Тр-р	14	15	- ТП 1360	0.77	3.14	0.063	-0.161	-0.093
15			ЛЭП	14	16	-	0.078	0.038		0.263	-0.881
16			Тр-р	16	17	- ТП 1363	3.44	11.2	0.063	-0.138	-0.091
17			ЛЭП	16	18	-	0.078	0.038		0.404	-0.788
18			Тр-р	18	19	- ТП 1362	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.066

Рисунок 4.5 – Ввод данных и расчет Ф-13 по ветвям для зимнего сезона

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		17	ТП-1356	0.38	0.38	0.047
2		21	ТП-1354	0.38	0.38	0.051

Рисунок 4.6 – Отклонения напряжения в узлах

Районы+Потери

	№р+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1				0.14	0.06	0.08

Рисунок 4.7 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах для зимнего сезона

Исходя из полученных значений расчета максимального режима работы одного Ф-13 можно сделать следующие выводы:

- потери в линиях составляют 0,06 МВт, а потери в трансформаторах 0,08 МВт.

Суммарные потери за зиму составят:

$\Delta W_з$=12,78·0,75·24·175=40257 кВтч.

Годовые потери:

ΔW=30301,2+40257=70558, 2 кВтч.

4.5 Расчет при нагрузках на 2020 год Ф-13

По подготовленным данным из таблиц 4.3 и 4.4 ввели значения в программу RAstrWin3 для расчета режима сети.

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1			База	1		6			0.8	1.5	6.3	-100	100	6.3	
2			Нагр	2		6					6			6.289	0.078
3			Нагр	3	ТП 1354	0.38	0.063	0.039			0.38			0.388	-0.419
4			Нагр	4		6					6			6.277	0.15
5			Нагр	5	ТП 1355	0.38	0.214	0.131			0.38			0.39	-0.694
6			Нагр	6		6					6			6.271	0.193
7			Нагр	7	ТП 1356	0.38	0.063	0.039			0.38			0.387	-0.307
8			Нагр	8		6					6			6.268	0.213
9			Нагр	9	ТП 1358	0.38	0.214	0.13			0.38			0.389	-0.634
10			Нагр	10		6					6			6.266	0.242
11			Нагр	11	ТП 1372	0.38	0.102	0.064			0.38			0.384	-1.142
12			Нагр	12		6					6			6.265	0.263
13			Нагр	13	ТП 1357	0.38	0.214	0.139			0.38			0.389	-0.575
14			Нагр	14		6					6			6.263	0.303
15			Нагр	15	ТП 1360	0.38	0.16	0.09			0.38			0.39	-0.336
16			Нагр	16		6					6			6.261	0.418
17			Нагр	17	ТП 1363	0.38	0.136	0.083			0.38			0.38	-1.46
18			Нагр	18		6					6			6.261	0.531
19			Нагр	19	ТП 1362	0.38	0.102	0.062			0.38			0.384	-0.864

Рисунок 4.8 – Ввод данных и расчет Ф-13 по узлам для летнего сезона

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/r	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2	-	0.046	0.022		-0.777	-1.541
2			Тр-р	2	3	- ТП 1354	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
3			ЛЭП	2	4	-	0.046	0.027		-0.709	-1.5
4			Тр-р	4	5	- ТП 1355	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.136
5			ЛЭП	4	6	-	0.029	0.021		-0.489	-1.364
6			Тр-р	6	7	- ТП 1356	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
7			ЛЭП	6	8	-	0.013	0.008		-0.424	-1.322
8			Тр-р	8	9	- ТП 1358	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.135
9			ЛЭП	8	10	-	0.018	0.005		-0.211	-1.181
10			Тр-р	10	11	- ТП 1372	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.068
11			ЛЭП	10	12	-	0.013	0.006		-0.109	-1.116
12			Тр-р	12	13	- ТП 1357	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.144
13			ЛЭП	12	14	-	0.027	0.016		0.105	-0.975
14			Тр-р	14	15	- ТП 1360	0.77	3.14	0.063	-0.161	-0.093
15			ЛЭП	14	16	-	0.078	0.038		0.263	-0.881
16			Тр-р	16	17	- ТП 1363	3.44	11.2	0.063	-0.138	-0.091
17			ЛЭП	16	18	-	0.078	0.038		0.404	-0.788
18			Тр-р	18	19	- ТП 1362	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.066

Рисунок 4.9 – Ввод данных и расчет Ф-13 по ветвям для летнего сезона

Районы+Потери

	Up+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1				0.23	0.01	0.22

Рисунок 4.10 - Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах для летнего сезона

Исходя из полученных значений расчета минимального режима работы Ф-13 можно сделать следующие выводы:

– потери в линиях составляют 0,01 МВт, а потери в трансформаторах 0,022 МВт.

Суммарные потери за лето:

$\Delta W_л = 32 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 190 = 69015{,}6$ кВтч.

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1			База	1		6			0.8	1.5	6.3	-100	100	6.3	
2			Нагр	2		6					6			6.289	0.078
3			Нагр	3	ТП 1354	0.38	0.063	0.039			0.38			0.388	-0.419
4			Нагр	4		6					6			6.277	0.15
5			Нагр	5	ТП 1355	0.38	0.214	0.131			0.38			0.39	-0.694
6			Нагр	6		6					6			6.271	0.193
7			Нагр	7	ТП 1356	0.38	0.063	0.039			0.38			0.387	-0.307
8			Нагр	8		6					6			6.268	0.213
9			Нагр	9	ТП 1358	0.38	0.214	0.13			0.38			0.389	-0.634
10			Нагр	10		6					6			6.266	0.242
11			Нагр	11	ТП 1372	0.38	0.102	0.064			0.38			0.384	-1.142
12			Нагр	12		6					6			6.265	0.263
13			Нагр	13	ТП 1357	0.38	0.214	0.139			0.38			0.389	-0.575
14			Нагр	14		6					6			6.263	0.303
15			Нагр	15	ТП 1360	0.38	0.16	0.09			0.38			0.39	-0.336
16			Нагр	16		6					6			6.261	0.418
17			Нагр	17	ТП 1363	0.38	0.136	0.083			0.38			0.38	-1.46
18			Нагр	18		6					6			6.261	0.531
19			Нагр	19	ТП 1362	0.38	0.102	0.062			0.38			0.384	-0.864

Рисунок 4.11 – Ввод данных и расчет Ф-13 по узлам для зимнего сезона

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2	-	0.046	0.022		-0.777	-1.541
2			Тр-р	2	3	- ТП 1354	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
3			ЛЭП	2	4	-	0.046	0.027		-0.709	-1.5
4			Тр-р	4	5	- ТП 1355	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.136
5			ЛЭП	4	6	-	0.029	0.021		-0.489	-1.364
6			Тр-р	6	7	- ТП 1356	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
7			ЛЭП	6	8	-	0.013	0.008		-0.424	-1.322
8			Тр-р	8	9	- ТП 1358	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.135
9			ЛЭП	8	10	-	0.018	0.005		-0.211	-1.181
10			Тр-р	10	11	- ТП 1372	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.068
11			ЛЭП	10	12	-	0.013	0.006		-0.109	-1.116
12			Тр-р	12	13	- ТП 1357	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.144
13			ЛЭП	12	14	-	0.027	0.016		0.105	-0.975
14			Тр-р	14	15	- ТП 1360	0.77	3.14	0.063	-0.161	-0.093
15			ЛЭП	14	16	-	0.078	0.038		0.263	-0.881
16			Тр-р	16	17	- ТП 1363	3.44	11.2	0.063	-0.138	-0.091
17			ЛЭП	16	18	-	0.078	0.038		0.404	-0.788
18			Тр-р	18	19	- ТП 1362	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.066

Рисунок 4.12 - Ввод данных и расчет Ф-13 по ветвям для зимнего сезона

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		3	ТП 1354	0.38	0.36	-5.44
2		7	ТП 1372	0.38	0.35	-6.88
3		11	ТП 1363	0.38	0.34	-9.27
4		17	ТП 1358	0.38	0.35	-8.28
5		19	ТП 1362	0.38	0.34	-9.53
6		21	ТП 1355	0.38	0.35	-8.92

Рисунок 4.13 – Отклонения напряжения в узлах

Районы+Потери

	Ip+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1				0.3	0.03	0.27

Рисунок 4.14 - Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах для зимнего сезона

Исходя из полученных значений расчета максимального режима работы одного Ф-13 можно сделать следующие выводы:

- напряжения на ТП 1363, ТП1358, ТП 1362 и ТП1355 превышает пределы допустимых значений ±5%;
- потери в линиях составляют 0,03 МВт, а потери в трансформаторах 0,27 МВт.

Суммарные потери за зиму:

$\Delta W_з = 30 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 175 = 90468$ кВтч.

Таким образом, годовые потери:

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

5 Выбор конденсаторных установок на Ф-13

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 $Q_Э$, кВАр, которая может быть передана из сетей энергосистемы. В общем виде должно соблюдаться следующее условие:

$$Q_Р - Q_К \le Q_Э, \tag{5.1}$$

где $Q_Р$-расчётная (потребляемая) потребителем реактивная мощность, кВар;

$Q_К$ - 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 $Q_Р$ и $P_Р$. 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 $Q_{Э2}$-средней реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы или генерируемой в сеть энергосистемы в период её наименьшей нагрузки. Практически во всех случаях $Q_{Э2} \approx 0$. С учётом изложенного выражения (15) приобретается вид:

$$Q_{K\,max} = Q_{P\,max} - Q_{Э1} \tag{5.2}$$

$$Q_{K\,min} = Q_{P\,min} - Q_{Э2} \tag{5.3}$$

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

$Q_{P\,max}$ и $Q_{P\,min}$-соответственно расчётная реактивная мощность потребителя в режиме максимальных и минимальных (в ночную смену, в праздничные дни) нагрузок.

Таблица 5.1 – Перечень нерегулируемых конденсаторных установок

Тип/номинал	Номинальная мощность, кВар	ГОСТ
УКМ58М-0,4-35-25 У3	35	ТУ6310 РК - 00213457-ОАО-015-2003
УКМ58М-0,4-50-25 У3	50	
УКМ58М-0,4-150-33,3 У3	150	
УКМ58М-0,4-200-50 У3	200	

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. В моем случае установка конденсаторных батарей производится на стороне низкого напряжения на шинах 380 В. Это делается путем установки конденсаторных устройств в отведенных им шкафах, которые в свою очередь монтируются в трансформаторную подстанцию и соединяются сторону низкого напряжения.

Выпуском конденсаторных установок занимается Усть-Каменогорский конденсаторный завод. Мощность устанавливаемых БК выбирались в соответствии с реактивной нагрузкой каждого ТП и номенклатурой выпускаемых БК Усть-Каменогорского конденсаторного завода.

Таблица 5.2 – Перечень конденсаторных установок

№ ТП	Реактивная нагрузка на ТП	Тип/номинал	Номинальная мощность, кВАр
ТП-1354	82	УКМ58М-0,4-50-25 У3	50
ТП-1355	82	УКМ58М-0,4-50-25 У3	50
ТП-1356	82	УКМ58М-0,4-50-25 У3	50
ТП-1358	50	УКМ58М-0,4-35-25 У3	35
ТП-1372	82	УКМ58М-0,4-50-25 У3	50
ТП-1357	50	УКМ58М-0,4-35-25 У3	35
ТП-1360	50	УКМ58М-0,4-35-25 У3	35
ТП-1363	170	УКМ58М-0,4-150-33,3 У3	150
ТП-1362	82	УКМ58М-0,4-50-33,3 У3	50

На каждой трансформаторной подстанции указанной в таблице 5.1.1 предполагается установить конденсаторную установку мощностью от 35 кВАр до 150 кВАр, наилучшим и экономичным местом установки является у потребителя.

Схема размещения конденсаторных батареи на фидере Ф-13 приведена на рисунке 5.1.1.

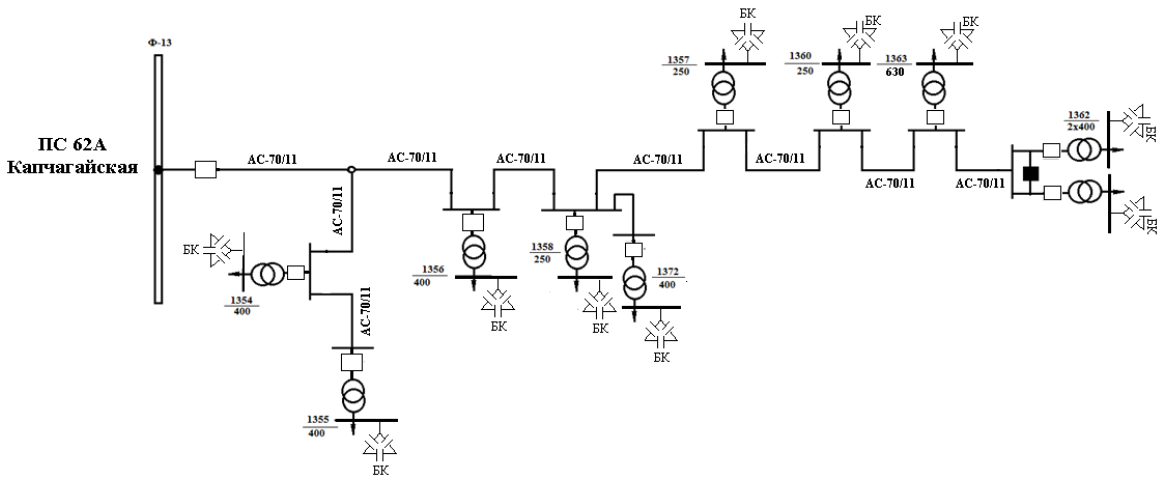


Рисунок 5.1 - Схема размещения конденсаторных батареи на фидере Ф-13

5.2 Расчет режима для Ф-13 с компенсацией реактивной мощности по существующим нагрузкам

По подготовленным данным из таблицы 5.1 и 5.2 ввели значения в программу RAstrWin3 для расчета режима сети. Данные по узлам , ветвям приведены на рисунках 5.1, 5.2.

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1			База	1		6			0.8	1.5	6.3	-100	100	6.3	
2			Нагр	2		6					6			6.289	0.078
3			Нагр	3	ТП 1354	0.38	0.063	0.039			0.38			0.388	-0.419
4			Нагр	4		6					6			6.277	0.15
5			Нагр	5	ТП 1355	0.38	0.214	0.131			0.38			0.39	-0.694
6			Нагр	6		6					6			6.271	0.193
7			Нагр	7	ТП 1356	0.38	0.063	0.039			0.38			0.387	-0.307
8			Нагр	8		6					6			6.268	0.213
9			Нагр	9	ТП 1358	0.38	0.214	0.13			0.38			0.389	-0.634
10			Нагр	10		6					6			6.266	0.242
11			Нагр	11	ТП 1372	0.38	0.102	0.064			0.38			0.384	-1.142
12			Нагр	12		6					6			6.265	0.263
13			Нагр	13	ТП 1357	0.38	0.214	0.139			0.38			0.389	-0.575
14			Нагр	14		6					6			6.263	0.303
15			Нагр	15	ТП 1360	0.38	0.16	0.09			0.38			0.39	-0.336
16			Нагр	16		6					6			6.261	0.418
17			Нагр	17	ТП 1363	0.38	0.136	0.083			0.38			0.38	-1.46
18			Нагр	18		6					6			6.261	0.531
19			Нагр	19	ТП 1362	0.38	0.102	0.062			0.38			0.384	-0.864

Рисунок 5.2 – Ввод данных и расчет Ф-13 по узлам для летнего сезона

По подготовленным данным из таблицы 4.3.1 и 4.3.2 ввели значения в программу RAstrWin3 для расчета режима сети

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2	-	0.046	0.022		-0.777	-1.541
2			Тр-р	2	3	- ТП 1354	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
3			ЛЭП	2	4	-	0.046	0.027		-0.709	-1.5
4			Тр-р	4	5	- ТП 1355	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.136
5			ЛЭП	4	6	-	0.029	0.021		-0.489	-1.364
6			Тр-р	6	7	- ТП 1356	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
7			ЛЭП	6	8	-	0.013	0.008		-0.424	-1.322
8			Тр-р	8	9	- ТП 1358	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.135
9			ЛЭП	8	10	-	0.018	0.005		-0.211	-1.181
10			Тр-р	10	11	- ТП 1372	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.068
11			ЛЭП	10	12	-	0.013	0.006		-0.109	-1.116
12			Тр-р	12	13	- ТП 1357	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.144
13			ЛЭП	12	14	-	0.027	0.016		0.105	-0.975
14			Тр-р	14	15	- ТП 1360	0.77	3.14	0.063	-0.161	-0.093
15			ЛЭП	14	16	-	0.078	0.038		0.263	-0.881
16			Тр-р	16	17	- ТП 1363	3.44	11.2	0.063	-0.138	-0.091
17			ЛЭП	16	18	-	0.078	0.038		0.404	-0.788
18			Тр-р	18	19	- ТП 1362	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.066

Рисунок 5.3 – Ввод данных и расчет Ф-13 по ветвям для летнего сезона

Районы+Потери

	№р+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1				0.04	0.02	0.02

Рисунок 5.4 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах для летнего сезона

Исходя из полученных значений расчета минимального режима работы одного Ф-13 можно сделать следующие выводы:

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

- потери в линиях составляют 0,02 МВт, а потери в трансформаторах 0,02 МВт.

Суммарные потери за лето:

$\Delta W_л = 4 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 190 = 20301{,}2$ кВтч.

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1			База	1		6			0.8	1.5	6.3	-100	100	6.3	
2			Нагр	2		6					6			6.289	0.078
3			Нагр	3	ТП 1354	0.38	0.063	0.039			0.38			0.388	-0.419
4			Нагр	4		6					6			6.277	0.15
5			Нагр	5	ТП 1355	0.38	0.214	0.131			0.38			0.39	-0.694
6			Нагр	6		6					6			6.271	0.193
7			Нагр	7	ТП 1356	0.38	0.063	0.039			0.38			0.387	-0.307
8			Нагр	8		6					6			6.268	0.213
9			Нагр	9	ТП 1358	0.38	0.214	0.13			0.38			0.389	-0.634
10			Нагр	10		6					6			6.266	0.242
11			Нагр	11	ТП 1372	0.38	0.102	0.064			0.38			0.384	-1.142
12			Нагр	12		6					6			6.265	0.263
13			Нагр	13	ТП 1357	0.38	0.214	0.139			0.38			0.389	-0.575
14			Нагр	14		6					6			6.263	0.303
15			Нагр	15	ТП 1360	0.38	0.16	0.09			0.38			0.39	-0.336
16			Нагр	16		6					6			6.261	0.418
17			Нагр	17	ТП 1363	0.38	0.136	0.083			0.38			0.38	-1.46
18			Нагр	18		6					6			6.261	0.531
19			Нагр	19	ТП 1362	0.38	0.102	0.062			0.38			0.384	-0.864

Рисунок 5.5 – Ввод данных и расчет Ф-13 по узлам для зимнего сезона

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2	-	0.046	0.022		-0.777	-1.541
2			Тр-р	2	3	- ТП 1354	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
3			ЛЭП	2	4	-	0.046	0.027		-0.709	-1.5
4			Тр-р	4	5	- ТП 1355	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.136
5			ЛЭП	4	6	-	0.029	0.021		-0.489	-1.364
6			Тр-р	6	7	- ТП 1356	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
7			ЛЭП	6	8	-	0.013	0.008		-0.424	-1.322
8			Тр-р	8	9	- ТП 1358	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.135
9			ЛЭП	8	10	-	0.018	0.005		-0.211	-1.181
10			Тр-р	10	11	- ТП 1372	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.068
11			ЛЭП	10	12	-	0.013	0.006		-0.109	-1.116
12			Тр-р	12	13	- ТП 1357	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.144
13			ЛЭП	12	14	-	0.027	0.016		0.105	-0.975
14			Тр-р	14	15	- ТП 1360	0.77	3.14	0.063	-0.161	-0.093
15			ЛЭП	14	16	-	0.078	0.038		0.263	-0.881
16			Тр-р	16	17	- ТП 1363	3.44	11.2	0.063	-0.138	-0.091
17			ЛЭП	16	18	-	0.078	0.038		0.404	-0.788
18			Тр-р	18	19	- ТП 1362	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.066

Рисунок 5.6 – Ввод данных и расчет Ф-13 по ветвям для зимнего сезона

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1				0.07	0.01	0.06

Рисунок 5.7 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах для зимнего сезона

Исходя из полученных значений расчета максимального режима работы одного Ф-13 можно сделать следующие выводы:

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

- потери в линиях составляют 0,01 МВт, а потери в трансформаторах 0,06 МВт.

Суммарные потери за зиму составят:

$\Delta W_з = 7 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 175 = 28257$ кВтч.

Годовые потери:

$\Delta W = 20301{,}2 + 28257 = 48558{,}2$ кВтч.

5.3 Расчет режима для Ф-13 с компенсацией реактивной мощности по перспективным нагрузкам

По подготовленным данным из таблицы 5.3.1 и 5.3.2 ввели значения в программу RAstrWin3 для расчета режима сети. Данные по узлам , ветвям приведены на рисунках 5.3.1, 5.3.2.

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1			База	1		6			0.8	1.5	6.3	-100	100	6.3	
2			Нагр	2		6					6			6.289	0.078
3			Нагр	3	ТП 1354	0.38	0.063	0.039			0.38			0.388	-0.419
4			Нагр	4		6					6			6.277	0.15
5			Нагр	5	ТП 1355	0.38	0.214	0.131			0.38			0.39	-0.694
6			Нагр	6		6					6			6.271	0.193
7			Нагр	7	ТП 1356	0.38	0.063	0.039			0.38			0.387	-0.307
8			Нагр	8		6					6			6.268	0.213
9			Нагр	9	ТП 1358	0.38	0.214	0.13			0.38			0.389	-0.634
10			Нагр	10		6					6			6.266	0.242
11			Нагр	11	ТП 1372	0.38	0.102	0.064			0.38			0.384	-1.142
12			Нагр	12		6					6			6.265	0.263
13			Нагр	13	ТП 1357	0.38	0.214	0.139			0.38			0.389	-0.575
14			Нагр	14		6					6			6.263	0.303
15			Нагр	15	ТП 1360	0.38	0.16	0.09			0.38			0.39	-0.336
16			Нагр	16		6					6			6.261	0.418
17			Нагр	17	ТП 1363	0.38	0.136	0.083			0.38			0.38	-1.46
18			Нагр	18		6					6			6.261	0.531
19			Нагр	19	ТП 1362	0.38	0.102	0.062			0.38			0.384	-0.864

Рисунок 5.8 – Ввод данных и расчет Ф-13 по узлам для летнего сезона

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2	-	0.046	0.022		-0.777	-1.541
2			Тр-р	2	3	- ТП 1354	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
3			ЛЭП	2	4	-	0.046	0.027		-0.709	-1.5
4			Тр-р	4	5	- ТП 1355	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.136
5			ЛЭП	4	6	-	0.029	0.021		-0.489	-1.364
6			Тр-р	6	7	- ТП 1356	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
7			ЛЭП	6	8	-	0.013	0.008		-0.424	-1.322
8			Тр-р	8	9	- ТП 1358	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.135
9			ЛЭП	8	10	-	0.018	0.005		-0.211	-1.181
10			Тр-р	10	11	- ТП 1372	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.068
11			ЛЭП	10	12	-	0.013	0.006		-0.109	-1.116
12			Тр-р	12	13	- ТП 1357	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.144
13			ЛЭП	12	14	-	0.027	0.016		0.105	-0.975
14			Тр-р	14	15	- ТП 1360	0.77	3.14	0.063	-0.161	-0.093
15			ЛЭП	14	16	-	0.078	0.038		0.263	-0.881
16			Тр-р	16	17	- ТП 1363	3.44	11.2	0.063	-0.138	-0.091
17			ЛЭП	16	18	-	0.078	0.038		0.404	-0.788
18			Тр-р	18	19	- ТП 1362	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.066

Рисунок 5.9 – Ввод данных и расчет Ф-13 по ветвям для летнего сезона

Районы+Потери

	ψp+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1				0.14	0.06	0.08

Рисунок 5.10 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах для летнего сезона

Исходя из полученных значений расчета минимального режима работы Ф-13 можно сделать следующие выводы:

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

- потери в линиях составляют 0,06 МВт, а потери в трансформаторах 0,08 МВт.

Суммарные потери за лето:

$\Delta W_{Л}=9\cdot0,75\cdot24\cdot175=28350$ кВтч.

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1			База	1		6			0.8	1.5	6.3	-100	100	6.3	
2			Нагр	2		6					6			6.289	0.078
3			Нагр	3	ТП 1354	0.38	0.063	0.039			0.38			0.388	-0.419
4			Нагр	4		6					6			6.277	0.15
5			Нагр	5	ТП 1355	0.38	0.214	0.131			0.38			0.39	-0.694
6			Нагр	6		6					6			6.271	0.193
7			Нагр	7	ТП 1356	0.38	0.063	0.039			0.38			0.387	-0.307
8			Нагр	8		6					6			6.268	0.213
9			Нагр	9	ТП 1358	0.38	0.214	0.13			0.38			0.389	-0.634
10			Нагр	10		6					6			6.266	0.242
11			Нагр	11	ТП 1372	0.38	0.102	0.064			0.38			0.384	-1.142
12			Нагр	12		6					6			6.265	0.263
13			Нагр	13	ТП 1357	0.38	0.214	0.139			0.38			0.389	-0.575
14			Нагр	14		6					6			6.263	0.303
15			Нагр	15	ТП 1360	0.38	0.16	0.09			0.38			0.39	-0.336
16			Нагр	16		6					6			6.261	0.418
17			Нагр	17	ТП 1363	0.38	0.136	0.083			0.38			0.38	-1.46
18			Нагр	18		6					6			6.261	0.531
19			Нагр	19	ТП 1362	0.38	0.102	0.062			0.38			0.384	-0.864

Рисунок 5.11 – Ввод данных и расчет Ф-13 по узлам для зимнего сезона

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	Кт/r	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2	-	0.046	0.022		-0.777	-1.541
2			Тр-р	2	3	- ТП 1354	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
3			ЛЭП	2	4	-	0.046	0.027		-0.709	-1.5
4			Тр-р	4	5	- ТП 1355	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.136
5			ЛЭП	4	6	-	0.029	0.021		-0.489	-1.364
6			Тр-р	6	7	- ТП 1356	6.5	9.36	0.063	-0.064	-0.04
7			ЛЭП	6	8	-	0.013	0.008		-0.424	-1.322
8			Тр-р	8	9	- ТП 1358	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.135
9			ЛЭП	8	10	-	0.018	0.005		-0.211	-1.181
10			Тр-р	10	11	- ТП 1372	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.068
11			ЛЭП	10	12	-	0.013	0.006		-0.109	-1.116
12			Тр-р	12	13	- ТП 1357	0.77	3.14	0.063	-0.215	-0.144
13			ЛЭП	12	14	-	0.027	0.016		0.105	-0.975
14			Тр-р	14	15	- ТП 1360	0.77	3.14	0.063	-0.161	-0.093
15			ЛЭП	14	16	-	0.078	0.038		0.263	-0.881
16			Тр-р	16	17	- ТП 1363	3.44	11.2	0.063	-0.138	-0.091
17			ЛЭП	16	18	-	0.078	0.038		0.404	-0.788
18			Тр-р	18	19	- ТП 1362	3.44	11.2	0.063	-0.103	-0.066

Рисунок 5.12 – Ввод данных и расчет Ф-13 по ветвям для зимнего сезона

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр
1				0.09	0.03	0.06

Рисунок 5.13 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах для зимнего сезона

Исходя из полученных значений расчета максимального режима работы одного Ф-13 можно сделать следующие выводы:

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

- потери в линиях составляют 0,03 МВт, а потери в трансформаторах 0,06 МВт.

Суммарные потери за зиму:

$\Delta W_з$=14·0,75·24·190=47880 кВтч.

Таким образом, годовые потери:

ΔW=28350+47880=76230 кВтч.

Вывод: До установки конденсаторных батарей в ТП-1354 было 359В - отклонения от номинального напряжения составили 5,44%, после установки напряжение повысилось до допустимого 364В – отклонения составили 4,31%; в ТП-2784 до установки конденсаторных батарей было 354В – отклонения от номинального составили 6,88%, после установки напряжение повысилось до 363В – отклонения составили 4,53%; в ТП-1358 до установки напряжение было 345В – отклонение от номинального составили 9,27%, после установки конденсаторных батарей 362В – отклонения составили 4,71%; в ТП-1356 до установки было 350В – отклонения составили 8,28%, после установки напряжение повысилось до 370В – отклонения составили 3,7%; в ТП-1357 напряжение было 341В – отклонения от номинального 9,53%, после установки конденсаторов повысилось до 365В – отклонения составили 4,79%; в ТП-1362 напряжение было 352В – отклонения составили 8,92%, после установки напряжение повысилось до 365В – отклонения составили 4,23%.

В данном расчете мы видим, что до установки конденсаторных установок напряжения в узлах потребителя были недопустимыми, не соответствовали уровням по стандарту ±5%, после установки конденсаторных батареей напряжения установились до допустимого по стандарту значения ±5%.

Таблица 5.3 – Сводная таблица расчетов по всем режимам:

№ п/п	Режимы электрических сетей		Потери активной мощности, кВтч		
			Лето	Зима	Годовые
1	До компенсации реактивной мощности	Существующая нагрузка на 2015 г.	30 780, 2	40 257,1	70 558, 2
		Перспективная нагрузка на 2020 г.	69 015,6	90 468,5	159 483,6
2	После компенсации реактивной мощности	Существующая нагрузка на 2015 г.	20 301, 2	28 257,3	48 558, 2
		Перспективная нагрузка на 2020 г.	28 350,8	47 880,2	76 230,9

6 Экономическая часть

6.1 Расчет эффективности установки компенсации реактивной мощности

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 2010-2015 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 Илийского РЭС

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

Таблица 6.2 – Динамика роста потребления электроэнергий с 2010 – 2015 гг.

Регион (область)	Потребление электроэнергии (млн.кВт.ч)					
Годы	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Алматинский энергоузел	4391.2	4231	4474.9	4726.6	5350.2	5529.3

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

В настоящее время состояние городских 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. Использова-

ние стабилизаторов вызывает потери энергии в стали и потребление значительной реактивной мощности, вызывающей как дополнительные потери энергии на ее передачу, так и отклонение напряжения в сети.

6.2 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 дополнитель-

ным 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.

6.3 Характеристика потерь электроэнергии

Конденсаторные установки проектируется установить на трансформаторных подстанциях:

ТП-1354 - 50 кВАр 10/0,4В,
ТП- 1355- 50 кВАр 10/0,4В,
ТП-1356 - 50 кВАр 10/0,4В,
ТП-1358 - 35 кВАр 10/0,4В,
ТП-1372 - 50 кВАр 10/0,4В,
ТП-1357 - 35 кВАр 10/0,4В,
ТП-1360 - 35 кВАр 10/0,4В,
ТП-1363 - 150 кВАр 10/0,4В,
ТП-1362 - 50 кВАр 10/0,4В кВ.

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

Реальные потери на Ф-13 до установки компенсирующих устройств составили:

- суммарные потери в Ф-13 активной мощности в кабельных линиях, трансформаторах и в узлах нагрузки составили: $\Delta P_{Ф-13} = 280$ кВт $\cdot$ ч;

- суммарные потери в Ф-13 реактивной мощности в кабельных линиях, трансформаторах и в узлах нагрузки составили $\Delta Q_{Ф-13} = 600$ кВАр $\cdot$ ч;

Полные потери мощности составляют

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2} \qquad (6.1)$$

$$\Delta S = \sqrt{280^2 + 600^2} = 662 \text{кВА}$$

6.4 Расчет капитальных вложений

Капитальные вложения в расчет определения отклонений напряжения в сетях включают в себя две составляющих: стоимость оборудования и прочие расходы.

Таблица 6.3 - Место установки и стоимость конденсаторных установок

№ ТП	Тип номинал	Стоимость в тенге
ТП-1354	УКМ58М-0,4-50-25 У3	150000
ТП-1355	УКМ58М-0,4-50-25 У3	150000
ТП-1356	УКМ58М-0,4-50-25 У3	150000
ТП-1358	УКМ58М-0,4-35-25 У3	80000
ТП-1372	УКМ58М-0,4-50-25 У3	150000
ТП-1357	УКМ58М-0,4-35-25 У3	80000
ТП-1360	УКМ58М-0,4-35-25 У3	80000
ТП-1363	УКМ58М-0,4-150-33,3 У3	290000
ТП-1362	УКМ58М-0,4-50-33,3 У3	150000
Итого		1490000

Общая сумма капитальных вложений (ΣК) рассчитывается по формуле:

$$\sum К = К_{пр} + К_{дос} + К_{мон}$$

$К_{пр}$ – капитальные вложения на прочие расходы. Они составляют 25% от стоимости приобретения оборудования:

$$К_{пр} = 0{,}25 \cdot 1490000 = 372500 \text{ тенге} \quad (6.2)$$

Стоимость доставки составляет 20%:

$$К_{дос} = 1490000 \cdot 0{,}20 = 298000 \text{ тенге} \quad (6.3)$$

Стоимость монтажа 40%:

$$К_{мон} = 1490000 \cdot 0{,}40 = 596000 \text{ тенге} \quad (6.4.)$$

Общие капиталовложения:

$$\sum К=1490000+372500+298000+596000=2756500 \text{тенге} \quad (6.5)$$

Окончательным расчетным показателем в ТЭО является эффективность капитальных вложений (Эк). Она выражается отношением полученного эффекта (Э) к капитальным вложениям (ΣК), вызвавшим этот эффект. Эффективность капитальных вложений измеряется набором показателей, в который входит общий эффект капитальных вложений, норма их доходности, срок окупаемости, сравнительная эффективность. Показатели экономической эффективности капитальных вложений используются для сопоставления альтернативных инвестиционных проектов и выбора оптимального проекта.

Итак, экономическая эффективность капитальных вложений рассчитывается по формуле:

$$Эк=Э/ΣК \quad (6.6)$$

Полученный от капитальных вложений эффект (Э), есть не что иное как экономия годовых эксплуатационных расходов энергопредприятия (ΔЭ) и/или дополнительный доход (ΔД) от осуществляемого проектирования.

т.е. формула может иметь следующий вид:

$$Эк=ΔЭ/ΣК \quad (6.7)$$

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 $\Delta S = \Delta P$

Потери мощности Ф-13 составляют: ΔР=70 558,2 кВт/час.

$$\Delta A_1=8760 \cdot \Delta P=618088,08 \text{ кВт} \quad (6.8)$$

Тариф для конечных потребителей за 1 кВт/ч в Алматы за 2015 год составляет 20,28 тенге, тогда стоимость потерь электроэнергии будет равна:

$$Э_1=\Delta A_1 \cdot t=618088,08 \cdot 20,28=12534826,2 \text{ тенге/год.} \quad (6.9)$$

Далее рассчитаем стоимость потерь электроэнергии после установки компенсирующих устройств.

Потери мощности ТП после установки компенсирующих устройств.

составляют: ΔР=48 558,2 кВт/час

Потери электроэнергии составляют:

$$\Delta A_2=8760 \cdot \Delta P=425368,08 \text{кВт} \quad (6.10)$$

Стоимость потерь электроэнергии составят:

$$Э_2=\Delta A_2 \cdot t=10626464,6 \text{ тенге} \quad (6.11)$$

Экономия годовых эксплуатационных расходов на Ф-13 составит:

$$\Delta Э=Э_1-Э_2=12534826,2-10626464,6=1531138,8 \text{ тенге} \quad (6.12)$$

Срок окупаемости показывает период, за который энергопредприятие в нашем случае Илийском РЭС, осуществляя свою основную деятельность, освоит вложенные в проект средства. Срок окупаемости установки конденсаторных батареи будет равен:

$$Т=\frac{\sum К}{\Delta Э}=\frac{2\,756\,500}{1531138.8}=1,8 \text{ года} \quad (6.13)$$

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 2756500 тенге мы получаем экономию за счет снижения потерь в размере 1 531 138,8 тенге в год.

7. Безопасность жизнедеятельности

7.1 Анализ условий труда на подстанции

Для обслуживания КУ требуется 1 человек, он занимается переключением регулятора. Особые защитные приспособления для переключения не требуются. Постоянного нахождения обслуживающего персонала не требуется. Освещение места, где проводится переключение, освещается люминесцентной лампой мощностью 40 Вт, лампа находится на щите управления конденсаторной установки.

Конденсаторная установка рассчитана на напряжение 0,380 кВ.

Назначение установки – компенсация реактивной мощности, стабилизация уровня напряжения в узлах потребителей.

Конденсаторная установка подключается к щиту распределения энергии, нулевой провод отсутствует. Заземление установки производится путем приваривания стальной ленты размерами (ширина 2см, толщина 4мм длина 1м) от корпуса конденсаторной установки к заземлению трансформаторной подстанции как это указано на рисунке 7.1.1.

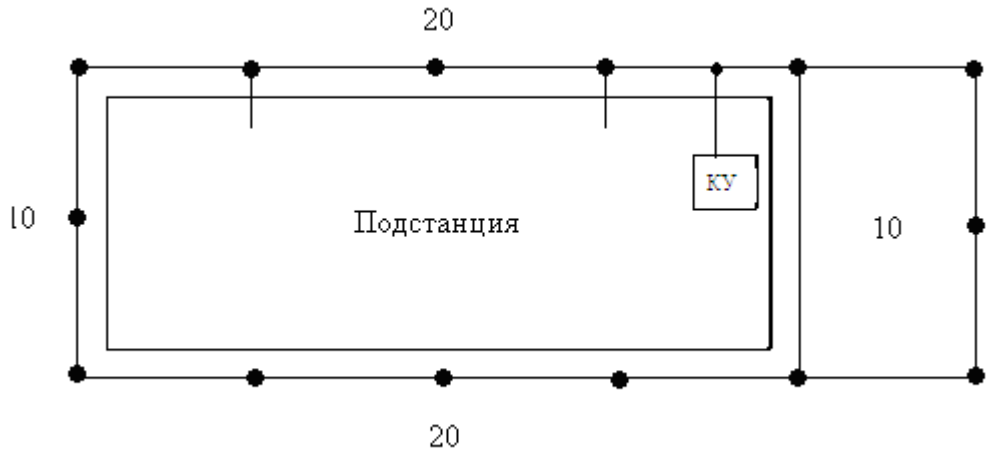


Рисунок 7.1 – Место установки КУ

7.2 Расчет заземления трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

Требуется рассчитать заземление подстанции, с трансформаторами 6/0,4 кВ с изолированной нейтралью на стороне 6 кВ и заземленной на стороне 0,4 кВ. Расчетный емкостной ток на стороне 6 кВ 40 А. Естественных заземлителей нет.

Сопротивление заземляющего устройства нейтрали трансформатора на стороне 400 В согласно [9] должно быть не более 4 Ом. С другой стороны, необходимое сопротивление заземляющего устройства должно удовлетворять требованию Правил для установок 6 кВ

$$R_з \le \frac{U}{I_з}, \qquad (7.1)$$

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

где U - потенциал заземлителя, В;

$I_з$ - расчетный ток замыкания на землю, А.

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

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

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

$$\rho_{расч} = к_С \cdot к_2 \cdot \rho_{изм}, \text{ Ом} \cdot \text{м}., \qquad (7.2)$$

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

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

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

для вертикальных электродов длиной 5 м

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



Рисунок 7.1 – Контур заземления подстанции с размещением электродов

При известных длине и ширине защищаемого здания (площадь), можно определить общую длину горизонтальных электродов (полос). Общая длина составляет 60 м (рисунок 7.1).

Сопротивление растекания горизонтального полосового электрода определяется по формуле:

$$r_г = \frac{0{,}366 \cdot \rho}{l} \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, \text{ Ом}, \tag{7.3}$$

где l - длина полосы, м;
b - ширина полосы, м;
t - глубина заложения, м.

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

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

$$r_в = \frac{0{,}366 \cdot \rho}{l} \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \text{ Ом}, \tag{7.4}$$

где d - внешний диаметр электрода, м
t - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м.

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

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

Сопротивление группы вертикальных электродов:

$$r_г = \frac{r_в}{\eta_в \cdot n_в}, \text{ Ом}, \tag{7.5}$$

где $\eta_в$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей;

$n_в$ - число вертикальных электродов.

Тогда число вертикальных электродов будет равно:

$$n_в = \frac{r_в}{R_з \cdot \eta_в}, \tag{7.6}$$

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

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

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

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

Необходимое сопротивление стержней

$$R_в = \frac{r_г \cdot R_з}{r_г - R_з}, \text{ Ом}, \tag{7.7}$$

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

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

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

Таким образом, к заземлителю в виде прямоугольника (рисунок 7.1) необходимо добавить два стержня и соответственно 15 м полос. Уменьшение сопротивления заземлителя с добавлением длины полос не учитываем.

7.3 Расчет искусственного освещения в щитовом помещении.

В щитовом помещении подстанции расположены щиты релейной защиты и щит управления. Так как напряженная зрительная работа в данном помещении выполняется непрерывно более половины рабочего дня, то применением освещенность 200 лк.

Микроклимат помещения:

- температура 18 ^{0}С;
- влажность 40 %;
- шум 30 дБ.

Для производственных помещений при содержании в воздухе пыли дыма меньше 5 мг/м^3 значения коэффициента запаса составляет 1.5.

Систему общего освещения осуществляем люминесцентными лампами второй группы ЛД, мощностью 65 Вт световой поток $Ф_л$ =3570 лм.

При размещений осветительных приборов в производственных помещениях необходимо учитывать следующие основные условия: создания нормированной освещенности наиболее экономичным путем; соблюдения требования к качеству освещения; безопасный и удобный доступ для обслуживания; наименьшую протяженность и удобства монтажей групповой сети, надежность крепления.

Расположения светильников общего освещения в помещений определяется: H - высота помещения, h - высота подвеса под рабочей поверхностью, L - расстояние между соседними светильниками (рядами люменнисцентных светильников), I - расстояние от рядов светильников до стены.

Высота подвеса под рабочей поверхностью определяется

$$h = H - h_С - h_Р, \qquad (7.8)$$

где $h_С$ - расстояние от светильников до перекрытия, м;

$h_Р$ - высота рабочей поверхности под полом, м. с 1.2 - 1.4

$$L = 2 \cdot h, \qquad (7.9)$$

Расстояние от стен до ближайшего ряда светильников определяется

$$I = (0{,}25 - 0{,}3) \cdot L, \qquad (7.10)$$

$$H = 6 \text{ м}$$

$$h = 6 - (0.8 - 2) = 3{,}2 \text{ м}$$

$$L = 1{,}375 \cdot 3{,}2 = 4{,}4 \text{ м} \text{ - принимаем 5 м.}$$

$$I = 0{,}3 \cdot 4{,}4 = 1{,}32 \text{ м} \text{ - пренемаем 1.5 м}$$

Получаем два ряда светильников

Рассчитаем освещение щитового помещения методом коэффициента использования.

Определим индекс помещения

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \qquad (7.11)$$

где A - длина помещения, м;

B - ширина помещения, м;

h - расчетная высота, м.

$$i = \frac{20 \cdot 9}{3.2 \cdot (20 + 9)} = 1.93$$

Ориентировочное значение коэффициентов отражения составляет:

- свежепобеленный потолок - 70 %
- свежепобеленные стены с окнами без штор - 50 %
- пол - 30 %

Определяем коэффициент использования: η = 0.64% для помещения с индексом помещения i = 1.5

Необходимое количество светильников

$$N = \frac{E \cdot K_з \cdot S \cdot z}{n \cdot Ф_л \cdot \eta}, \qquad (7.12)$$

где E - заданная минимальная освещенность

$K_З$ - коэффициент замены

S - освещаемая площадь

Z - коэффициент неравномерности освещения, равный 1.1-1.2

n - количество моли в светильнике

$Ф_Л$ - световой поток выбираемой мощи

η - коэффициент использования

$$N = \frac{200 \cdot 1.5 \cdot (20 \cdot 9) \cdot 1{,}2}{1 \cdot 3570 \cdot 0{,}64} = 26.2 \text{ шт}$$

Принимаем N = 26 шт.

Определим число светильников в ряду

$$N_р = \frac{26}{2} = 13 \text{ шт},$$

Рассчитаем длину одного ряда светильников.

Длина одного светильника по штырькам составляет 1.51 м. Длина одного ряда $1.51 \cdot 13 = 19$ *м* .Принимаем ряд с равномерно распределенными вдоль него разрывами h = 0.15 м между светильниками. Проверочный расчет проведем по методу удельной мощности. Сущность этого метода заключается в том, что в зависимости от типа светильника и места его установки, высота подвеса над рабочей поверхностью, освещенности на горизонтальной поверхности и площади помещения определяется значения удельной мощности. Удельной мощностью называется отношение установленной мощности ламп к величине освещаемой площади Вт/м^2.

Затем зная число светильников, обеспечивающую равномерную освещенность, определяем мощность лампы

$$P = \frac{W \cdot S}{N}, \qquad (7.13)$$

где W – удельная мощность
S – площадь помещения
N – число светильников

Определяем значения удельной мощности для люминесцентных ламп второй группы ЛД мощностью 65 Вт, W = 6.4 Вт/м^2

Так как значение освещенности в щитовом помещений 200 лк, увеличим табличное значение удельной мощности, приведенное для освещенности 100 лк в два ряда. Получим W = 12.8 Вт/м^2

Нормативные значения коэффициентов отражения $P_Н$ = 50 %, $P_С$ = 30 %, $P_Р$ = 10 %. В щитовом помещений эти значения следующие: $P_Н$ = 70 % , $P_С$ = 50 % , $P_Р$ = 30 % , поэтому воспользуемся коэффициентами пересчета К = 0.84

$$W = 0.84 \cdot 12.8 = 10.152 \text{ Вт} / \text{м}^2,$$

Тогда P = 74 Вт

Заключение

В работе рассмотрены средства и способы снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях городского типа с помощью размещения компенсирующих устройств на одном из фидеров (Ф-13) отходящих от ПС 62А в Илийском РЭС. Описан общие сведения об Илийском РЭС, о подстанции 62А Ф-13. На выбранном участке рассчитан общие параметры сети линий, трансформаторов, проведен расчет с нагрузками на период 2015 года и на перспективу 2020 года для летнего и зимнего сезонов, проанализированы полученные значения – годовые потери активной мощности, отклонения напряжений.

Выбран компенсирующие устройства и проведен расчет с компенсацией реактивной мощности, результаты которых, показывает что при компенсации реактивной мощности потери мощности в сети значительно уменьшаются, а уровни напряжения поднимаются до допустимых по стандартам значений. Здесь можно сказать что самым эффективным устройством является конденсаторная установка с помощью которой можно не только уменьшить потери но и повысить напряжение а также увеличить пропускную способность всех элементов сети. Что касается стоимости то при капитальных затратах на сумму 2 756 500 тенге мы получаем прибыль – экономию средств на сумму 10 304 212,8 тенге.

Список литературы

1 Е.А. Конюхова Режимы напряжений и компенсация реактивной мощности в цеховых электрических сетях – М.: «Энергопрогресс», «Энергетик», 2000.

2 Г.П. Минин Реактивная мощность – Ленинград.: «Государственное энергетическое издание»,1963.

3 Б.А. Константинов, Г.З. Зайцев Компенсация реактивной мощности – Ленинград.: «Энергия», 1976.

4 Г.П. Минин Реактивная мощность – Москва.: «Энергия»,1978.

5 В.Н. Радкевич Расчет компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий: Учебное методическое пособие по курсовому дипломному проектированию – Минск.: 2004.

6 Техническая коллекция Schneider Electric, выпуск № 21, 2008.

7 Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова Основы управления режимами энергосистем по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности – Томск.: 2010.

8 Е. В. Аметистов Основы современной энергетики - Москва.: «МЭИ», 2004.

9 Ю.С. Железко Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов – Москва.: «ЭНАС», 2009, 456с.

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