

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»

институт  
«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Г. Н Чистяков  
подпись \_\_\_\_\_ инициалы,  
фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Разработка и исследование эффективности мероприятий по  
повышению пропускной способности линий 35 кВ в ремонтных режимах  
ф. Т-5 – ф. Т-13

тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

доцент каф. ЭЭ, к.т.н.  
должность, ученая степень

А.В. Коловский  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.А. Коновалов  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2018

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка и исследование эффективности мероприятий по повышению пропускной способности линий 35 кВ в ремонтных режимах ф. Т-5 – ф. Т-13» содержит 57 страниц текстового документа, 32 рисунка, 11 таблиц, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, ГРАДИЕНТНЫЙ МЕТОД, ОПТИМИЗАЦИЯ, СЕТИ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ, КОМПЕНСАЦИЯ, РЕМОНТНЫЙ РЕЖИМ.

Объект исследований – параметры режимов участка электрической сети 35 кВ ПС Сора – ПС Райково.

Предмет исследований – возможность повышения качества напряжения при помощи компенсации реактивной мощности и увелечения сечений головных участков линий.

Методы исследования – статистические методы оптимизации.

Научная новизна – использование программного обеспечения Excel и RastrWin для решения оптимизационных задач и проверки эффективности мероприятий.

Цель работы заключается в рассмотрении возможности повышения качества напряжения с помощью установки компенсирующих устройств и увеличения сечений линий.

Значимость работы обусловлена тем, что исследование направлено на решение важной для филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго» задачи по повышению пропускной способности транзита электроэнергии Сора – Райково.

Задачи выпускной квалификационной работы: смоделировать и проанализировать различные режимы работы участка ПС «Сора» - ПС «Райково»; определить оптимальные мощности и места установки компенсирующих устройств; оптимальные сечения головных участков линий; проверить эффективность мероприятий.

В результате проработки проекта были найдены оптимальные места расположения компенсирующих устройств, их мощности и сечения участков линий с учетом различных критериев.

## ABSTRACT

Graduation qualification work on the topic "Development and study of efficiency of measures to increase the capacity of 35 kV lines in repair modes. T-5 - f. T-13" contains 59 pages of a text document, 32 figures, 11 tables, 25 used sources, 3 sheets of graphic material.

CAPACITY, REACTIVE POWER, GRADIENT METHOD, OPTIMIZATION, BILLS NETWORK, COMPENSATION, REPAIR MODE.

The object of research is the parameters of the regimes of the section 35 kV SS Sora - SS Raykovo.

The subject of research is the possibility of improving the quality of voltage by compensating reactive power and increasing the cross sections of the head sections of the lines.

Research methods - statistical optimization methods.

Scientific novelty is the use of Excel and RastrWin software to solve optimization problems and verify the effectiveness of measures.

The purpose of the work is to improve the quality of the compensating devices and increasing the cross-sections of the lines.

The significance of the work is due to the fact that the study is aimed at the solution for the branch of PJSC "MRSK of Siberia" - "Khakasenergo" - to assess the capacity of the transit of electricity Sora - Raykovo.

The tasks of the final qualifying work: to simulate and analyze the various operating modes of the section SS "Yugachi" - SS "Askiz"; determine the optimum power and installation location of compensating devices; optimal sections of the head sections of the lines; check the effectiveness of activities.

As a result of the development of the project, the optimal options for allocating funds, their capacity and their power and cross sections of the lines were found, taking into account various criteria.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Теоретическая часть.....	7
1.1 Обзор методов расчета и моделирования.....	7
режимов электрических сетей .....	7
1.2 Обзор мероприятий по повышению пропускной способности линий....	8
1.3 Компенсирующие устройства и их влияние на пропускную способность линий и напряжение в узлах энергосистемы .....	9
1.3.1 Обзор компенсирующих устройств .....	10
1.3.1.1 Синхронные компенсаторы .....	11
1.3.1.2 Статические тиристорные компенсаторы .....	11
1.3.1.3 Шунтирующие реакторы.....	13
1.3.1.4 Батареи конденсаторов.....	13
1.3.1.5 Установки продольной компенсации .....	14
1.4 Методы решения оптимизационных задач.....	15
2 Аналитическая часть.....	19
2.1 Моделирование нормального режима работы участка сети .....	19
2.1.1 Описание моделируемого участка сети.....	19
2.1.2 Разработка модели участка сети в программе RastrWin.....	23
2.2 Моделирование послеаварийных режимов работы.....	30
2.2.1 Отключение линии Л-13.....	30
2.2.2 Отключение линии Л-5 (Отключение ЛЭП Райково – Доможаково).....	32
2.2.3 Отключение трансформатора Райково. ....	33
2.2.4 Обобщение итогов моделирования. ....	34
2.3 Разработка вариантов повышения пропускной способности ЛЭП и обеспечения качества напряжения в узлах энергосистемы.....	37
2.3.1 Обеспечение качества напряжения для варианта отключения линии Т-5. ....	37
2.3.2 Обеспечение качества напряжения для варианта отключения трансформатора Райково.....	41
3 Практическая часть.....	45
3.1 Проверка эффективности разработанных мероприятий моделированием в RastrWin.....	45
3.1.1 Анализ режимов работы сети после установки компенсирующих устройств.....	45
3.2 Расчет укрупненных показателей затрат на реализацию предложенных мероприятий .....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	56

## ВВЕДЕНИЕ

Современный мир невозможно представить себе без использования электрической энергии. Ее потребление непрерывно растет, что обусловлено постоянным ростом числа и мощности потребителей. При этом необходимо соблюдение баланса между потребляемой и генерируемой как активной, так и реактивной мощности. Дефицит первой приводит к снижению частоты напряжения в сети и может нарушить устойчивость энергосистемы, дефицит второй же приводит к снижению напряжения в узловых точках сети.

В работе **объектом исследования** являются параметры режимов работы участка электрической сети 35 кВ ПС Сора - ПС Райково «Хакасэнерго» – филиала ПАО «МРСК Сибири». На данном участке сети в результате роста мощности приемников электроэнергии в режимах максимального потребления отключение одного из головных участков сети приводит к недопустимому снижению напряжения на шинах 10 кВ подстанций. Причем диапазона регулирования РПН и ПБВ для обеспечения требуемого уровня напряжения становится недостаточно.

Единственным способом обеспечить качество напряжения остается отключение части электропотребителей. Таким образом для электрических сетей является **актуальной задачей** повышения пропускной способности ЛЭП в ремонтных режимах. Под ремонтным понимается режим, в котором в силу некоторых причин отключен один из головных участков, а питание всего участка обеспечивается только от одной подстанции.

Одним из очевидных решений задачи повышения пропускной способности ЛЭП является замена проводов на провода большего сечения, что снижает сопротивление ЛЭП, а следовательно и потери мощности и напряжения сети [1]. Установка компенсирующих устройств позволяет разгрузить ЛЭП от передачи реактивной мощности и тем самым повысить пропускную способность по активной [2].

При решении вопроса компенсации реактивной мощности встает задача оптимизации данного мероприятия [3], то есть необходимость найти наиболее выгодный вариант использования компенсирующих устройств, при котором при минимальных затратах можно получить максимальный эффект [4].

**Целью работы** является разработка возможных мероприятий для обеспечения качества напряжения в узловых точках и повышения пропускной способности в линиях с двусторонним питанием при отключении одного из головных участков сети.

Для достижения поставленной цели необходимо **решить следующие задачи:**

- Смоделировать и проанализировать различные режимы работы участка 35 кВ ПС Сора - ПС Райково в программе RastrWin;
- При помощи программы Excel методом сопряженных градиентов

определить оптимальные мощности и места установки компенсирующих устройств, необходимых для поддержания требуемого уровня напряжения в ремонтных или аварийных режимах;

– Рассмотреть достаточность замены проводов головных участков на проводники большего сечения;

– Проверить эффективность мероприятий по компенсации реактивной мощности с помощью моделирования.

**Идея данного исследования** заключается в использовании программного обеспечения RastrWin и Microsoft Excel для решения поставленной задачи при помощи математических методов оптимизации.

**Актуальность работы** обусловлена тем, что исследование направлено на решение важной для филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго» задачи по повышению пропускной способности транзита электроэнергии Сора – Райково, и ее результаты могут быть использованы для технико-экономического сравнения нескольких мероприятий по решению рассматриваемой задачи.

## **1 Теоретическая часть**

### **1.1 Обзор методов расчета и моделирования режимов электрических сетей**

При исследовании электрических сетей всегда встает задача их моделирования. Математическое моделирование позволяет получить информацию о параметрах того или иного режима и его допустимости с точки зрения выполнимости режимно - технических ограничений. Зачастую это проведение физически экспериментов требует дорогостоящего оборудования и много времени на создание достоверной модели сети. Проведение же испытаний на самой сети зачастую просто недопустимо.

Основой для моделирования режимов электрических сетей являются математические методы и законы для анализа электрических цепей. Однако, в отличие от расчета электрических цепей требуется не столько определить токи и напряжения на элементах цепи, как потоки мощности через элементы сети, напряжения в узловых точках, потери мощности и напряжений в элементах сети, представляемых в расчетах эквивалентными схемами замещения.

Для моделирования режимов работы электрических сетей возможно использовать математические пакеты как: Mathcad [5], Matlab, Microsoft Excel [6], а также специализированные программы для расчета режимов (RastrWin, IndorElectra). Mathcad, Matlab а также Microsoft Excel универсален, но необходимость большого количества операций и учёт особенностей расчета электрических режимов делают решение задачи моделирования режимов чрезмерно трудоемким. Специализированное программное обеспечение подходит лучше для решения данной задачи. Программа IndorElectra позволяет смоделировать до десяти тысяч узлов схемы, но доступна только полная версия, а её цена для частных лиц превышает сто тысяч рублей [7]. Программный комплекс RastrWin, который предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Данный программный комплекс используется более чем в 260 системных и диспетчерских организациях, а также в проектных и научно-исследовательских институтах на территории России и стран СНГ [8]. Расчет в программе осуществляется с помощью метода итерации.

Существует три типа лицензии для работы с RastrWin:

- а) Ознакомительная (не требует регистрации и позволяет работать с тестовой схемой без сохранения результатов на диск);
- б) Студенческая (требует бесплатной регистрации и позволяет работать с любой схемой объемом до 60 узлов без ограничений);
- в) Коммерческая (обеспечивает выполнение заказанных функций без ограничений).

Существенным достоинством этой программы является легкость анализа режимов на модели после переключений в сети (отключение узлов, линий), а также легкость в получении студенческой лицензии.

## **1.2 Обзор мероприятий по повышению пропускной способности линий**

Под повышением пропускной способности электропередачи понимается наибольшая активная мощность трёх фаз электропередачи, которую можно передать в длительном установившемся режиме с учётом режимно-технических ограничений. Наибольшая передаваемая активная мощность электропередачи ограничена условиями статической устойчивости генераторов электрических станций, передающей и приёмной части электроэнергетической системы, и допустимой мощностью по нагреву проводов линии с допустимым током [9].

Способы повышения пропускной способности линий:

- Замена проводов на большие поперечные сечения – эффективное мероприятие, однако оказывается не всегда возможным, поскольку сталеалюминиевый провод большего сечения обладает повышенной массой, что при заданных стрелах провеса, ветровых и гололёдных воздействиях создаёт повышенные нагрузки на элементы опор, на которые старые опоры часто не рассчитаны. Возникает необходимость в установке дополнительных опор ЛЭП. Однако установка новых опор может обернуться серьёзными проблемами в густо - населённых районах, районах частных земель, в национальных парках, заповедниках и других зонах с запретом на строительство.

- Повышение класса напряжения линии (Реконструкция ПС) – перевод линии на более высокое напряжение. строительство дополнительных ВЛ требует значительных капиталовложений, временных затрат и получения разрешений на строительство.

- Расщепление фазы – Применяется на ВЛ классом напряжения 110 кВ и выше. Расщепление фазы на несколько проводов позволяет значительно снизить индуктивное сопротивление и повысить пропускную способность токопровода

- Установка поперечных компенсирующих устройств (синхронные компенсаторы, конденсаторные батареи, шунтирующие реакторы и т.п.) - параллельное включение компенсирующих устройств в электрическую систему в целях изменения реактивных параметров линий электропередачи (ЛЭП) переменного тока и реактивной мощности, потребляемой в системе [10, 11]

- Установка продольных компенсирующих устройств – последовательное включение конденсаторов с нагрузкой через вольтодобавочный или разделительный трансформаторы, что позволяет достичь автоматического регулирования напряжения в зависимости от



текущей величины тока нагрузки. При продольной компенсации неизбежны и аварийные режимы, причинами которых могут стать расшунтирование конденсаторов, могущее вызвать перенапряжение, повреждения конденсаторов изнутри.

Также возможен вариант для повышения качества отклонения напряжения с оптимизацией потоков мощности и перекоммутацией энергосистемы.

### **1.3 Компенсирующие устройства и их влияние на пропускную способность линий и напряжение в узлах энергосистемы**

Под компенсацией реактивной мощности в общем случае понимается снижение циркуляции между источником и приемником потоков реактивной мощности.

В отличие от активной, реактивная мощность вырабатывается не только генераторами, но и другими источниками, и потери ее в сети могут достигать значений, соизмеримых с реактивной мощностью, потребляемой электроприемниками. Отсюда следует, что передача реактивной мощности по сети от генератора к потребителям на большие расстояния обуславливает рост потерь напряжения в линиях, что приводит к снижению уровня напряжения у конечных потребителей [12].

Помимо потерь напряжения, реактивная мощность вызывает и другие негативные последствия, такие как ухудшение качества электроэнергии, загрузка элементов электрической сети и уменьшения их пропускной способности. Кроме того, нежелательная перегрузка элементов сети (трансформаторов, ЛЭП и др.) уменьшает срок их службы.

Включение устройств компенсации вблизи индукционных приемников, потребляющих реактивную мощность, приводит к разгрузке элементов сети. Таким образом, использование компенсирующих устройств позволяет улучшить качество электроэнергии, уменьшить потери и, следовательно, повысить экономические показатели сети

Существует несколько различных способов компенсации, различающихся между собой местами установки компенсирующих устройств. Среди них централизованная, групповая и индивидуальная компенсация [2].

На рисунке 1.1 представлены способы установки компенсирующих устройств. Под буквой а изображена централизованная компенсация на стороне высшего напряжения; под б — централизованная на стороне низшего напряжения; в — групповая; г — индивидуальная.

В большинстве случаев централизованная компенсация на стороне высокого напряжения применяется при наличии на объекте высоковольтных электродвигателей. При таком виде компенсации конденсаторная установка подключается к шинам 6/10кВ. Этот вид компенсации позволяет снизить активные потери в трансформаторах 110(35)/10(6) кВ и токоведущих кабелях

на стороне низкого напряжения.

При централизованной компенсации на стороне низкого напряжения конденсаторная установка подсоединяется к шинам 0,4 кВ трансформаторной подстанции и позволяет разгрузить от реактивной мощности сети 10 кВ и трансформаторы.

Групповая компенсация на стороне низкого напряжения применяется при наличии группы однородных потребителей и позволяет снизить активные потери в трансформаторах и питающих линиях. Аналогичного эффекта позволяет достичь и индивидуальная компенсация на стороне низкого напряжения. Ее применяют в тех случаях, когда имеется мощный потребитель, коммутируемый отдельным выключателем. Компенсирующее устройство присоединяется непосредственно у такого приемника.

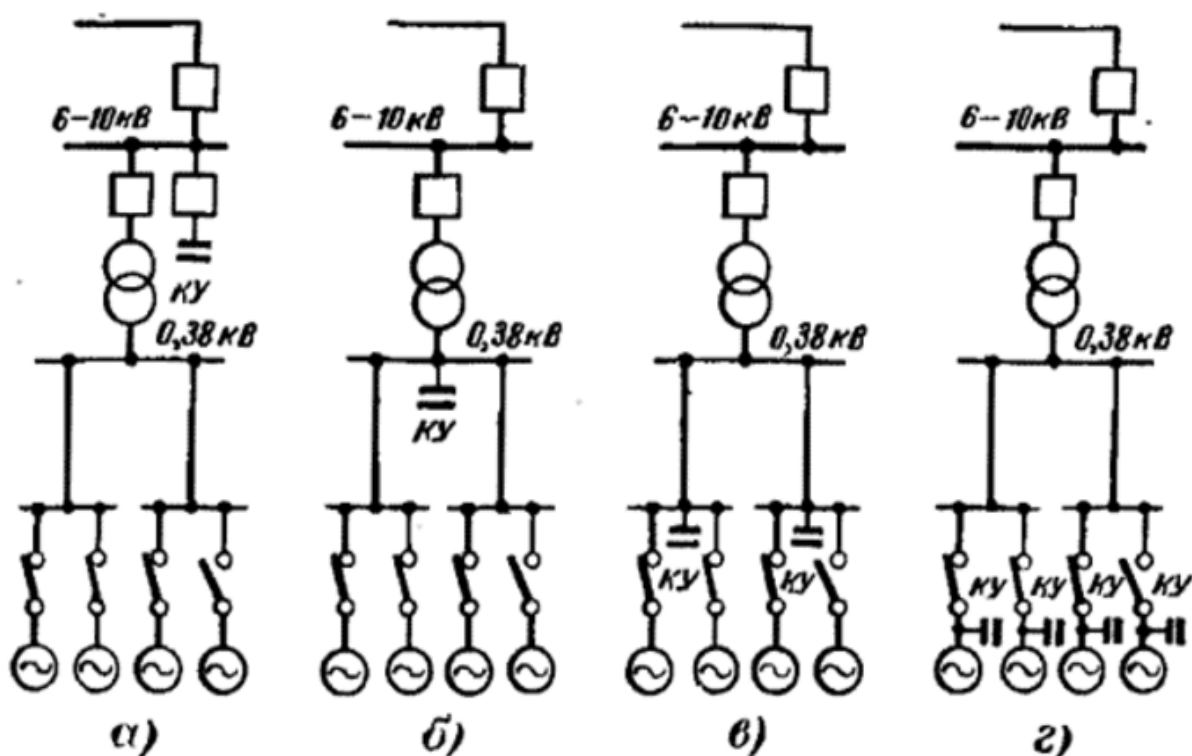


Рисунок 1.1 – Способы установки компенсирующих устройств

Помимо различий в способах установки, различаются также виды используемых устройств компенсации.

### 1.3.1 Обзор компенсирующих устройств

Для оптимизации потоков реактивной мощности используются генераторы электростанций и синхронные двигатели, а также дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства: синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов и специальные статические устройства реактивной мощности. Далее подробнее рассмотрены каждый из типов компенсирующих устройств.

### **1.3.1.1 Синхронные компенсаторы**

Устройства представляют собой синхронные двигатели, работающие в режиме холостого хода, но, в отличие от обычных синхронных двигателей, синхронные компенсаторы имеют меньшую массу и габариты и изготавливаются с облегченным валом.

Синхронные компенсаторы являются регулирующими установками, влияющими на режим работы электрической сети тем, что вырабатывают и потребляют реактивную мощность [13]. Генерация реактивной мощности происходит при перевозбуждении данных устройств. При недовозбуждении синхронный компенсатор работает в режиме потребления. Изменение значения потребляемой или генерируемой мощности достигается путем регулирования его возбуждения.

Кроме того, они предназначены для стабилизации напряжения в точке подключения и его регулирования в необходимых пределах.

Целесообразна установка данных устройств в тех точках системы, где график нагрузки элементов имеет широкие пределы изменения, так как это существенно влияет на баланс реактивной мощности. Чаще всего это подстанции 330-500 кВ и выше. Устанавливаются синхронные компенсаторы на шинах низкого напряжения.

### **1.3.1.2 Статические тиристорные компенсаторы**

Основными элементами данных установок являются конденсаторы и дроссели. Они служат для накопления электромагнитной энергии. Тиристоры служат для ее быстрого преобразования.

В зависимости от режима работы и вида схемы статические тиристорные компенсаторы могут как потреблять, так и генерировать реактивную мощность. Они имеют возможность работы по принципу косвенной или прямой компенсации.

При прямой компенсации генерирование реактивной мощности производится статическим компенсатором. При этом бывает плавное и ступенчатое регулирование. В первом случае используются преобразователи частоты и преобразователи с наличием искусственной коммутации тириستоров. Для такого регулирования применяют непосредственные преобразователи частоты. Такой компенсатор является нерегулируемым генератором высокой частоты, который включается через преобразователь. В зависимости от соотношения напряжения сети и напряжения на выходе непосредственного преобразователя частоты компенсатор может потреблять или генерировать реактивную мощность [2].

При наличии ступенчатого регулировании необходимое количество секций батареи конденсаторов подключается тиристорными ключами по мере увеличения потребления реактивной мощности электроприемниками.

Чем больше число ступеней батареи конденсаторов, тем более плавным становится регулирование реактивной мощности.

На рисунке 1.2 изображена схема установки прямой компенсации со ступенчатым регулированием.

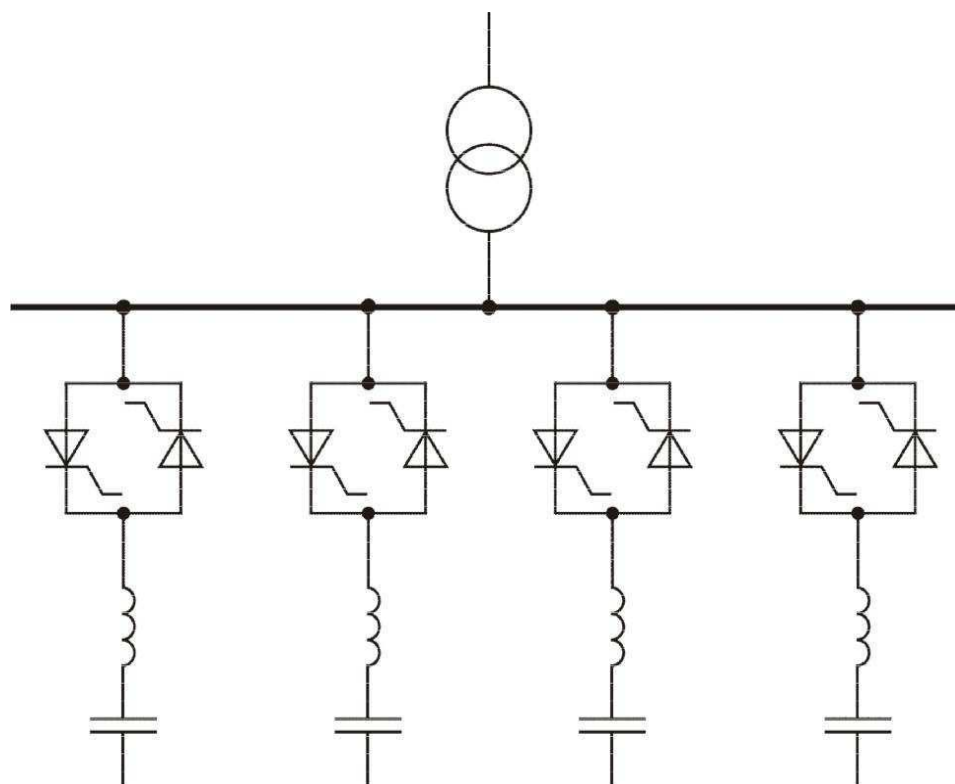


Рисунок 1.2 – Схема установки прямой компенсации реактивной мощности со ступенчатым регулированием

Отличие косвенной компенсации состоит в том, что стабилизатор реактивной мощности включают параллельно нагрузке, тем самым обеспечивая неизменную величину суммарной реактивной мощности.

При этом в качестве источника реактивной мощности тоже используются стабилизаторы с наличием тиристорных ключей. Схема такого стабилизатора изображена на рисунке 1.2.

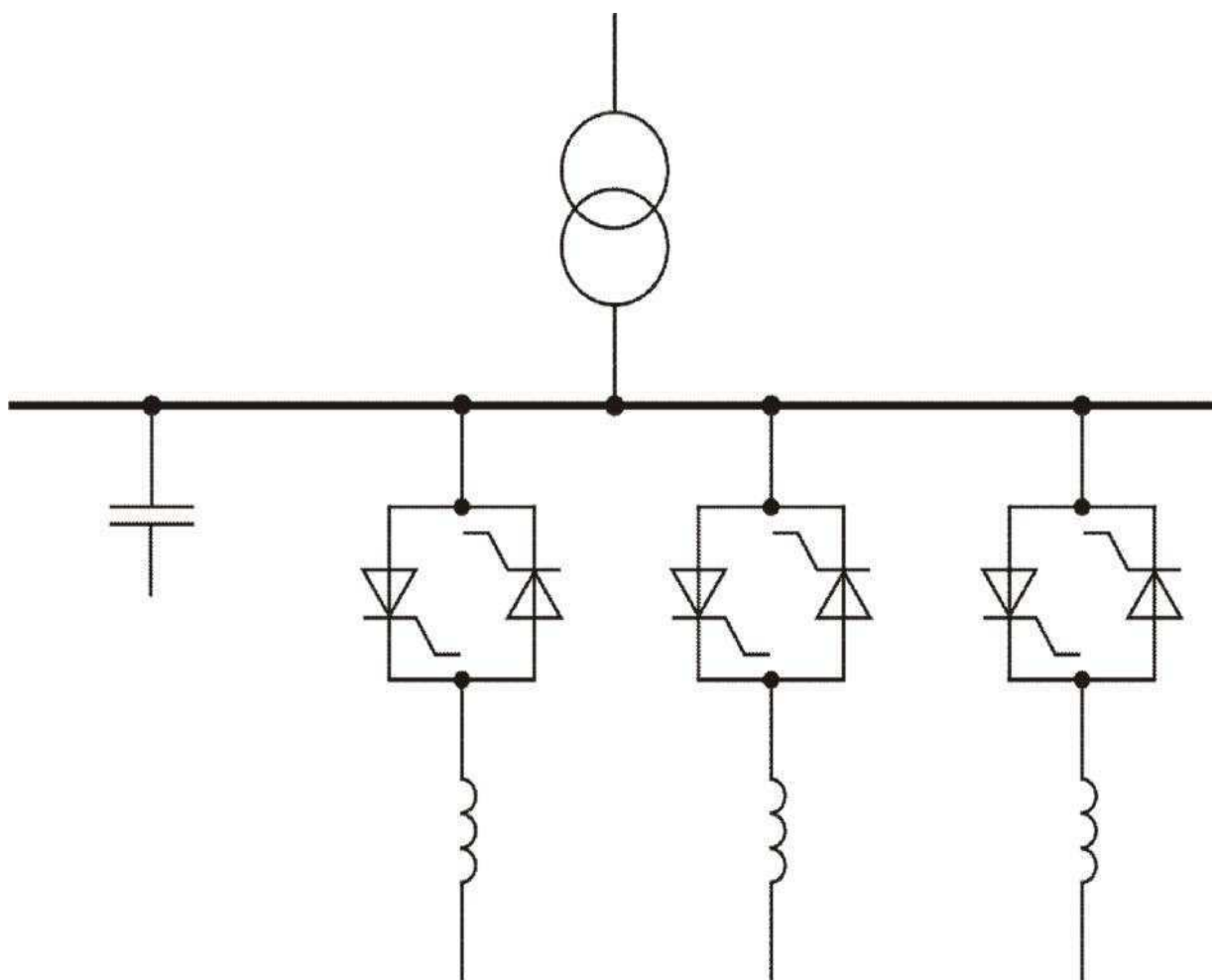


Рисунок 1.3 - Схема стабилизатора реактивной мощности с синхронизированными тиристорными ключами

Данный вид компенсирующих устройств подключается, как правило, непосредственно к шинам потребителя и используется чаще всего при наличии потребителей с неравномерным графиком нагрузки (дуговые сталеплавильные печи, тяговые подстанции).

### 1.3.1.3 Шунтирующие реакторы

Шунтирующие реакторы являются устройствами, потребляющими излишнюю реактивную мощность. Они выполняются в виде трехфазных и однофазных катушек без ответвлений с ненасыщенным магнитопроводом [1].

Данные устройства применяются для стабилизации напряжения и увеличения пропускной способности сети. Они могут подключаться к шинам подстанции, или же к самой линии.

Чаще всего шунтирующие реакторы применяются в сетях 110-1150 кВ.

### 1.3.1.4 Батареи конденсаторов

Батареи конденсаторов представляют собой конденсаторы, соединенные между собой последовательно или параллельно. Они бывают в

трехфазном и в однофазном исполнении и изготавливаются на различные номинальные мощности и напряжения.

Мощность батареи конденсаторов зависит от типа соединения фаз. При соединении фаз в треугольник ее мощность оказывается в три раза больше, чем при соединении в звезду.

На рисунке 1.4 показаны варианты соединения фаз батареи конденсаторов. Соединение в звезду изображено слева, справа – соединение фаз в треугольник.

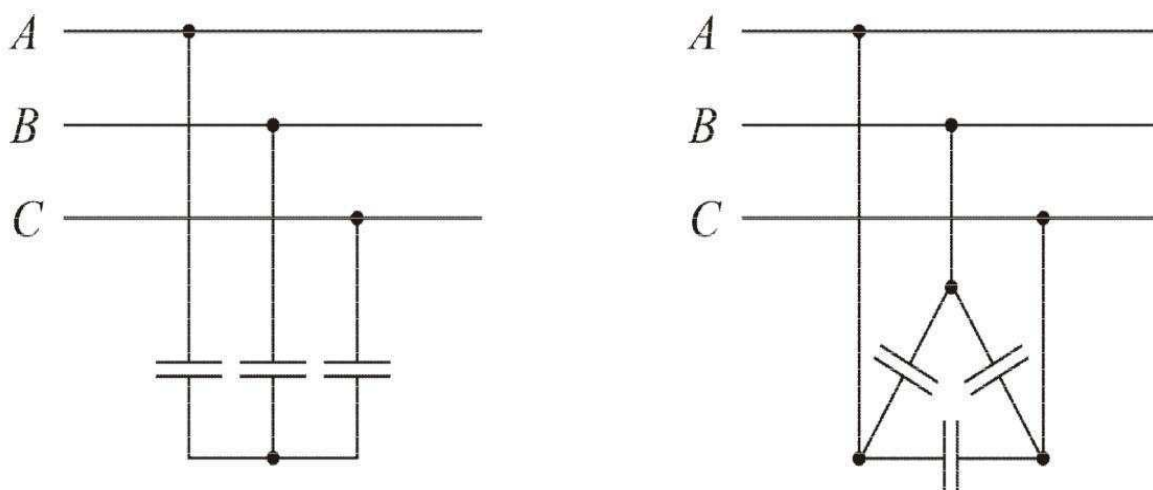


Рисунок 1.4 – Способы соединения фаз батареи конденсаторов

Как средство компенсации реактивной мощности, батареи конденсаторов получили наиболее широкое распространение на промышленных предприятиях.

Данные устройства работают только в режиме генерации реактивной мощности.

Конденсаторная установка – батарея конденсаторов, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления.

На сегодняшний день промышленность выпускает конденсаторные установки широкого диапазона номинальных мощностей, при этом большинство из них имеет возможность многоступенчатого регулирования мощности [14].

### 1.3.1.5 Установки продольной компенсации

Данные установки служат для изменения реактивного сопротивления линий, тем самым они регулируют уровень напряжения на ее приемном конце.

В основном они применяются для повышения пропускной способности линии [1], но из-за сравнительно высокой стоимости данные установки не получили широкого распространения, не выдержав конкуренции с другими видами компенсирующих устройств.

## 1.4 Методы решения оптимизационных задач

При проектировании и эксплуатации энергетических систем, и выборе компенсирующих устройств в частности, приходится решать задачи поиска наилучшего решения из множества допустимых. Такое решение является оптимальным, а его поиск – оптимизацией.

Естественным состоянием человека является стремление к оптимальному решению для экономии запасов ресурсов и времени. Следовательно, и стремление действовать для получения оптимального результата – есть естественное поведение человека.

При рассмотрении задач оптимизации компенсации реактивной мощности их можно разделить на 2 группы [6,11]:

– проектные, связанные с установкой новых компенсирующих устройств;

– эксплуатационные, решающие задачу выбора оптимальных режимов работы уже установленных компенсирующих устройств.

Компенсирующие устройства в рассматриваемой сети не установлены, поэтому в работе уделено внимание только проектным задачам.

Решение проектной задачи в общем случае сводится к поиску наиболее наилучших мест установки компенсирующих устройств, а также их оптимальных мощностей. Для этого существует множество различных методов и алгоритмов.

Наиболее примитивным методом решения задачи по поиску оптимальных мест установки компенсирующих устройств и нахождения их мощности, при которой будет достигнут наибольшей эффект, является метод перебора. Но иногда этот метод затруднителен в силу наличия огромного количества различных комбинаций. Это делает данный метод самым простым, но не самым точным. Для получения более точного результата принято использовать математические методы.

Наиболее простой вариант решения задачи оптимизации компенсации реактивной мощности – однокритериальная оптимизация, при использовании которого в роли критерия экономического эффекта рассматривается минимум суммарных капиталовложений [15, 16]. Потери мощности можно не учитывать, так как компенсирующие устройства включаются лишь на ремонтные режимы, что занимает относительно небольшие промежутки времени. Целевая функция выглядит как сумма капиталовложений на компенсирующие устройства и на выключатели для компенсирующих устройств:

$$C = C_k + \dots \quad (1.1)$$

где  $C$  – суммарные капиталовложения на компенсирующие устройства, руб;

$C_k$  – капиталовложения на установку компенсирующих установок,

коммутационного оборудования и прочее, руб.

Большинство оптимизационных задач решаются методом математического программирования, который позволяет найти экстремальное значение функции. Как правило, этот метод представляет собой многократно повторяющуюся математическую процедуру, приводящую в итоге к искомому оптимальному решению [17].

Если между переменными имеются только линейные зависимости, пользуются методом линейного программирования, при нелинейных зависимостях оптимизационные задачи являются нелинейными [18].

В настоящее время множество статей посвящено описанию различных методов оптимизации. Так например в статье В. В. Дабарова [19] описан метод генетического алгоритма, заключающегося в поиске оптимального решения методом формирования последовательностей. Этот метод позволяет учитывать не только расчетную нагрузку, но и переходные процессы в сети.

Также существуют эволюционные алгоритмы, по принципу схожие с генетическим, но в отличие от него оптимизирующие одновременно и независимо друг от друга несколько параметров, превращая заданные ограничения в новые целевые функции. При этом метод позволяет найти обширное множество оптимальных решений, давая возможность выбрать лучший компромисс различных особенностей [20].

В своей статье В. Г. Ягуп [19] описал метод поисковой оптимизации, позволяющий с помощью решения сложной системы нелинейных уравнений найти точные значения емкостей, обеспечивающих полную оптимизацию. Данный метод отлично реализуется в системе MathCAD, что обусловлено возможностью простой обработки комплексных чисел, а также наличием в данной программе простого средства поисковой оптимизации, реализуемой операторами «given» и «find».

Но наиболее распространенными методами решения нелинейных задач являются методы неопределенных множителей Лагранжа и градиентные методы.

Градиентный метод решения задачи предполагает использование понятия градиентного вектора.

Градиентом функции  $Z(x_1, x_2, \dots)$  называется вектор

$$\vec{\text{grad}}Z = \frac{\partial Z}{\partial x_1} \vec{i} + \frac{\partial Z}{\partial x_2} \vec{j} + \dots + \frac{\partial Z}{\partial x_n} \vec{k}, \quad (1.2)$$

где  $\vec{i}, \vec{j}, \dots, \vec{k}$  - единичные векторы.

Величина этого вектора определяется следующим выражением:

$$|\vec{\text{grad}}Z| = \sqrt{\left(\frac{\partial Z}{\partial x_1}\right)^2 + \left(\frac{\partial Z}{\partial x_2}\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial Z}{\partial x_n}\right)^2} \quad (1.3)$$

Физический смысл градиентного вектора в том, что он показывает направление и скорость наибольшего изменения функции в рассматриваемой



точке. Если в какой-либо точке градиентный вектор равен нулю, точка соответствует экстремуму.

Для применения градиентного метода необходимо ввести целевые функции, учитывающие параметры, на основании которых будет решаться вопрос о выборе компенсирующих устройств и их установки. Одной из целевых функций будет являться минимум суммарных капиталовложений. Данная функция учитывает стоимость компенсирующих устройств, выключателей, капитальные затраты на их установку и стоимость.

Но, так как данный критерий позволяет решить поставленную задачу только с точки зрения экономической эффективности и не учитывает технологических аспектов, необходимо ввести дополнительный критерий. Таким критерием будет являться минимум суммарных потерь напряжения. Данный критерий позволяет учесть пропускную способность элементов сети, а также свести к минимуму потери напряжения в линиях и трансформаторах.

Метод позволяет отыскать оптимальные значения переменных при которых данные целевые функции будут принимать минимальное значение.

Для осуществления поиска решения необходимо составление схемы замещения. Далее на основании схемы замещения составляется целевая функция для поиска оптимального решения, используя в качестве переменных мощности компенсирующих устройств.

Целевая функция, учитывающая суммарные капиталовложения, в общем случае выглядит следующим образом:

$$C = c_k \cdot \sum Q_k + c \quad (1.4)$$

где  $Q_k$  – мощность устанавливаемого компенсирующего устройства;  
 $c_k$  – капиталовложения на компенсирующие устройства и коммутационную аппаратуру;  
 $c$  – капиталовложения на установку компенсирующих установок, коммутационного оборудования и прочее

Капиталовложения можно определить согласно статье В. М. Ефременко. В своей статье он [16] приводит анализ стоимости компенсирующих устройств различной мощности, и строит зависимости величины приведенных затрат от мощности компенсирующих устройств. На основании этих зависимостей и с учетом инфляции задаем среднюю величину удельных приведенных затрат, равную 500 руб/кВАр.

Для рассматриваемой целевой функции градиентный вектор имеет вид:

$$\text{grad}Z = \nabla Z = \left[ \frac{\partial Z}{\partial Q_{k1}}, \frac{\partial Z}{\partial Q_{k2}}, \dots, \frac{\partial Z}{\partial Q_{kn}} \right], \quad (1.5)$$

Точка, в которой  $|\text{grad} Z| = 0$  соответствует экстремуму функции. Поиск экстремума начинается с некоторой произвольной точки.

Целевая функция для исследуемой сети по критерию капиталовложений, составленная на основании формулы (3.2) имеет следующий вид:

$$C = Z_0 \cdot (Q_{k1} + Q_{k2} + Q_{k3} + Q_{k4} + Q_{k5}) + Z_1 \cdot (Q_{k1} + Q_{k2} + Q_{k3} + Q_{k4} + Q_{k5})$$

Таким же образом в качестве целевой функции можно выбрать суммарные потери напряжения в сети при использовании компенсирующих устройств. В этом случае будут найдены такие мощности КУ, при которых суммарные потери напряжения в сети будут минимальными.

Целевая функция выглядит как сумма потерь напряжения в каждой линии и потерь в трансформаторе на ПС7:

$$\Delta U = \Delta U_{л23} + \Delta U_{л22} + \Delta U_{л69} + \Delta U_{л69'} + \Delta U_{л69''} + \Delta U_{л37} + \Delta U_{л65} + \Delta U_{л65'} + \Delta U_{Т1} \quad (1.6)$$

где потери напряжения в линиях равны:

$$\Delta U_{ли} = \frac{\sum P_n \cdot R_{ли} + (\sum Q_n - \sum Q_{ку}) \cdot X_{ли}}{U_{ном}}, \quad (1.7)$$

потери в трансформаторе:

$$\Delta U_{Тi} = \frac{\sum P_n \cdot R_{Тi} + (\sum Q_n - \sum Q_{ку}) \cdot X_{Тi}}{U_{ном}}. \quad (1.8)$$

Для всех тех случаев решение будет найдено с учетом необходимых ограничений. Такими ограничениями будут являться:

а) Мощности компенсирующих устройств должны иметь неотрицательные значения:

$$Q_k \geq 0. \quad (1.9)$$

б) Отклонение напряжения в узлах сети должно находиться в диапазоне от -0,1 до 0,1 о.е. :

$$\left| \frac{U_{ист} - (U_{ист} - \Delta U)}{U_{ном}} \right| \leq 0,1. \quad (1.10)$$

в) Ток в линиях не должен превышать максимально допустимый ток для данного проводника.

$$\frac{\sqrt{\sum P^2 + (\sum Q - \sum Q_k)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_{доп}. \quad (1.11)$$

где  $I_{доп}$  – допустимый ток для каждой линии в соответствии со справочными данными [20].

г) В аварийном режиме трансформаторы не должны быть перегружены более, чем на 40%:

$$\frac{\sqrt{\sum P^2 + (\sum Q - \sum Q_k)^2}}{S_{т ном}} \leq 1,4, \quad (1.12)$$

где  $S_{т ном}$  – номинальная мощность трансформатора в соответствии с паспортом трансформаторов.

Для реализации метода подходит программа Microsoft Excel, имеющая возможность поиска решения методом сопряженных градиентов и учитывающая при этом все заданные ограничения.

## 2 Аналитическая часть

### 2.1 Моделирование нормального режима работы участка сети

Моделирование участка сети выполнено в программе RastrWin. Создание модели требует задание узлов и линий электрической сети, а также типов и параметров узлов и линий. Параметрами узлов являются их номинальные напряжения, присоединенные мощности и проводимости присоединенных шунтов. Линии в модели – это участки сети между двумя узлами, которые могут являться выключателями, ЛЭП, токоограничивающими реакторами и трансформаторами. К параметрам линий относятся сопротивления, проводимости начала и конца линии, а также коэффициент трансформации если линия модели является трансформатором. Параметры трансформаторов должны быть приведены к напряжению первичной обмотки трансформатора с учетом положения устройств ПБВ и РПН.

Поэтому первым этапом моделирования электрической сети является определение параметров ее элементов и расчет параметров схемы замещения этих элементов по известным из курса электрических сетей выражениям.

#### 2.1.1 Описание моделируемого участка сети

Рассматриваемый участок берет начало от подстанции Сора 35 кВ и проходит до подстанции Райково 35 кВ, запитывая при этом потребителей на

восьми других подстанциях. Данный участок является кольцевым и имеет несколько ответвлений (Майская, Майрыхская, Аршаново, Кирба).

На рисунке 2.1 изображено географическое расположение подстанций и протяженность связывающих их линий электропередач.

ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО

Рисунок 2.1 – Расположение подстанций на местности

Длина линий кольцевого участка без учета ответвлений составляет приблизительно 98,94 км; с учетом ответвлений – 157,43 км, что говорит о значительной протяженности, а следовательно, о немалых потерях на данном участке.

Ниже приведены параметры линий, соединяющих между собой подстанции на данном участке:

Таблица 2.1 – Параметры ВЛ

ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО

Структурная схема описываемого участка представлена на рисунке 2.2. Названия подстанций заменены номерами (далее в работе будет использована аналогичная нумерация). Соответствие названий подстанций номерам представлены ниже:

ИЗЪЯТО  
ИЗЪЯТО

Почти все подстанции являются двухтрансформаторными (исключение: ПС Доможаково, ПС Майская, ПС Майрыхская).

На подстанции Сора, являющейся двухтрансформаторной, рассмотрен только один трансформатор, запитанный по линии Д-66 от ПС Абакан-Районная, так как трансформаторы работают отдельно, секционный выключатель находится в разомкнутом состоянии. Второй трансформатор запитан отдельно и не является частью кольцевого участка.

Параметры трансформаторов представлены в таблице 2.2

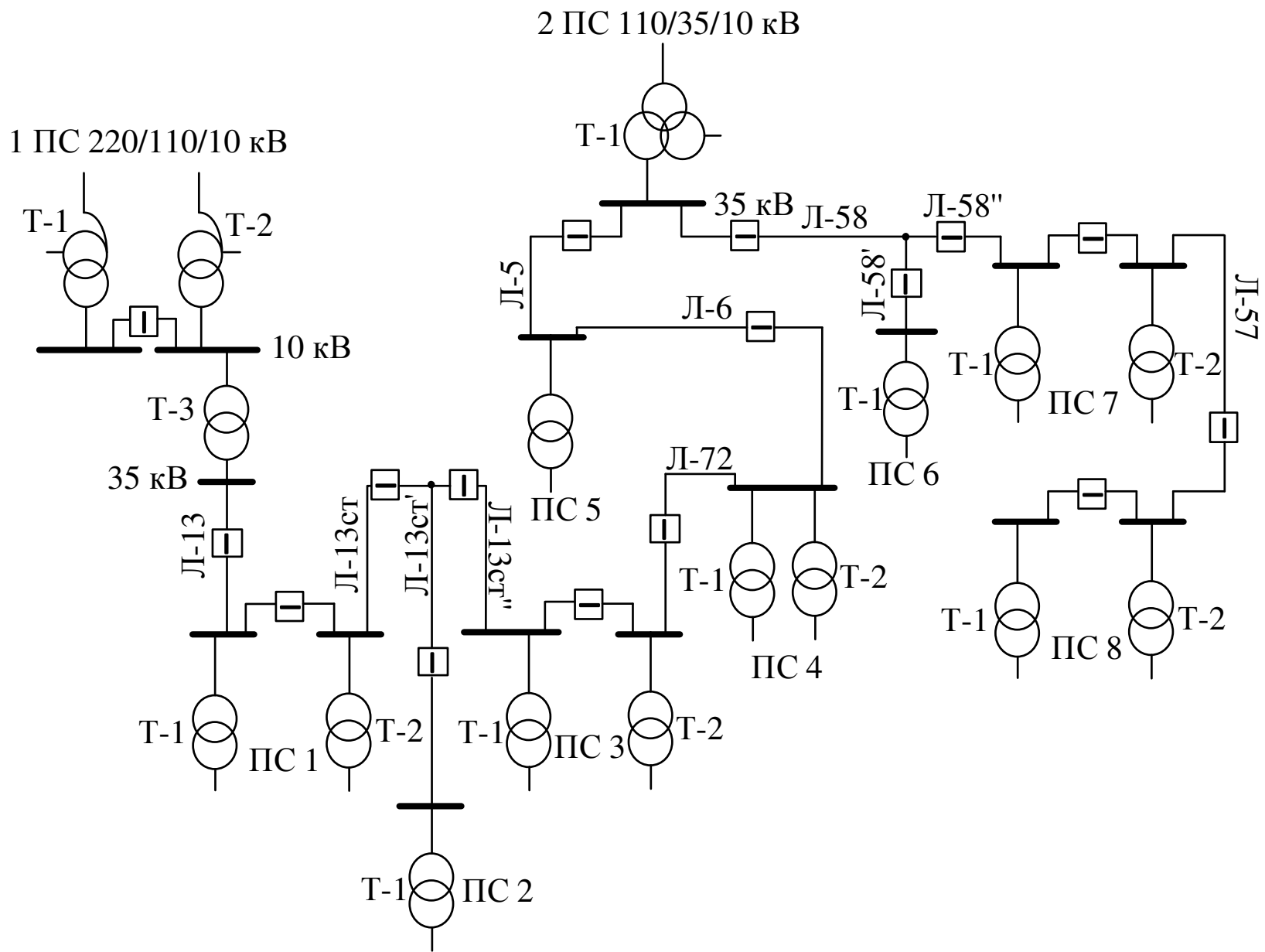


Рисунок 2.2 – Структурная схема участка сети

Таблица 2.2 – Параметры трансформаторов

Подстанция	Тип	Кт	РПН	Гт, мкСм	Вт, мкСм	Рв, Ом	Хв, Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
Сора	АТДЦТН- 63000/220/110- 78У1	0,5261; 0,046	$\pm 8 \times 1,5\%$	0,784	11,88	2,08	101,39
	ТМН-6300/35	3,5	$\pm 4 \times 2,5\%$	7,67	468,5	0,14	1,38
УЛПХ	ТМН- 1600/35У1	0,286	$\pm 2 \times 2,5\%$	1,71	5,21	7,89	48,12
	ТМН- 1600/35У1	0,286	$\pm 2 \times 2,5\%$	1,71	6,43	7,89	47,89
Майская	ТМ-1600/35	0,171	$\pm 2 \times 2,5\%$	2,2	12,87	6,93	49,27
Степная	ТМН-4000/35	0,286	$\pm 4 \times 2,5\%$	5,88	35,43	2,82	25,07
	ТМН-4000/35	0,286	$\pm 4 \times 2,5\%$	4,89	23,99	2,51	22,02
Капчалы	ТМ-1600/35	0,286	$\pm 2 \times 2,5\%$	2,24	16,83	7,89	46,42
	ТМ-1600/35	0,286	$\pm 2 \times 2,5\%$	2,24	16,83	7,89	46,42
Доможаково	ТМ-3150/35	0,286	$\pm 2 \times 2,5\%$	8,32	141,2	3,3	23,09
Райково	ТДТН- 16000/110	0,318; 0,091	$\pm 9 \times 1,7\%$ $\pm 2 \times 2,5\%$	2,117	9,07	3,02	83,67
Майрыхская	ТМ-4000/35	0,286	$\pm 2 \times 2,5\%$	2,2	12,87	6,93	49,27
Аршаново	ТМН-1600/35	0,286	$\pm 6 \times 1,5\%$	2,69	18,08	8,61	51,34
	ТМ-1600/35	0,286	$\pm 2 \times 2,5\%$	2,69	13,97	8,61	47,84
Кирба	ТМ-6300/35	0,286	$\pm 2 \times 2,5\%$	7,67	45,64	1,43	14
	ТМН-6300/35	0,286	$\pm 4 \times 2,5\%$	7,04	31,09	1,39	13,16

### 2.1.2 Разработка модели участка сети в программе RastrWin

При создании модели в программе RastrWin определяющими являются параметры ветвей (трансформаторы, ЛЭП, выключатели) и параметры узлов (генераторы, нагрузка).

Под нормальным режимом работы понимается такой режим, когда питание исследуемого участка осуществляется от обоих питающих центров (ПС Сора и ПС Райково). При этом значения напряжений на шинах потребителей находятся в допустимых пределах.

Расчет параметров был выполнен на основании данных, предоставленных филиалом ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго». Данные по нагрузкам были взяты по результатам контрольных замеров 21.12.17 в 20ч, что соответствует режиму максимальных нагрузок.

Согласно инструкции по проведению контрольных замеров: «Контрольные замеры нагрузок и напряжений в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» проводятся дважды в год: в

третью среду июня и декабря. Они необходимы для анализа режима работы электрических сетей и отдельных участков.»

Достоверность полученной модели проверена, сравнением данных, полученные в результате моделирования, с данными контрольных замеров, а именно, сравним показатели напряжения на шинах низкого напряжения трансформаторов.

На момент проведения контрольных замеров кольцо Сора – Райково находится в разомкнутом состоянии. Достоверность модели будет подтверждена по соответствию показателей режима работы с разомкнутым секционным выключателем.

При моделировании участка необходимо учесть, что для задания параметров повышающего трансформатора ТЗ 10/35 кВ необходимо ввести коэффициент трансформации, равный отношению высшего напряжения к низшему в отличие от остальных, и его параметры привести к ступени 35 кВ.

Данные, взятые из контрольных замеров, представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Напряжения на шинах низкого напряжения и нагрузки по результатам контрольных замеров

№ ПС	ПС1		ПС2	ПС3		ПС4		ПС5	ПС6	ПС7		ПС8	
	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
U,кВ	10,6	10,6	6,08	10,2	10,2	10,7	10,7	10,9	10,71	10,2	10,3	10,2	10,4
P, МВт	0,2	0	0,73	0,63	0,59	0,19	0,71	0,47	0,63	1,37	0,84	0,5	0,95
Q, Мвар	0,01	0	0,32	0,2	0,16	0,02	0,04	0,14	0,63	0,37	0,33	0,36	0,21

Модель создается путем внесения в таблицы параметров узлов и ветвей, как показано на рисунках 2.3 и 2.4. Также задаются параметры трансформаторов и анцапф для создания удобного управления РПН и ПБВ (рис. 2.5 и 2.6).



	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	Система Сора	220					24,1	43,0	230,0				230,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	101	Средняя точка	220											229,67	-0,05
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	102	СН тр-ра	110			23,1	11,9							110,94	-8,01
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	103	НН тр-ра	10											10,47	-0,22
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	104	НН Сора	10											10,46	-0,24
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	105	ВН Сора 35 кВ	35											35,40	-2,01
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	УЛПХ 35 кВ	35											35,08	-2,07
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	УЛПХ 10 кВ	10			0,2	0,0							10,51	-2,51
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	УЛПХ 10 кВ	10											10,52	-2,08
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Майская 35 кВ	35											34,79	-2,18
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Майская 6 кВ	6			0,7	0,3							6,15	-3,75
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Степная 35 кВ	35											35,32	-3,48
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Степная 10 кВ	10			0,6	0,2							10,26	-4,29
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Степная 10 кВ	10			0,6	0,2							10,28	-4,15
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Капчалы 35 кВ	35											35,88	-3,13
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Капчалы 10 кВ	10			0,1	0,0							10,75	-3,31
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Капчалы 10 кВ	10			0,2	0,0							10,74	-3,51
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Доможаково 35 кВ	35											36,61	-2,71
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Доможаково 10 кВ	10			0,5	0,1							10,94	-3,16
20	<input type="checkbox"/>		База	2	Система Райково	110					7,9	4,8	120,0				120,00	
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	201	Средняя точка 2	110											116,67	-2,63
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	202	СН тр-ра 2	35											37,07	-2,54
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	203	НН тр-ра	10			1,3	0,3							10,58	-2,92
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	204	ПС Райково	35											37,07	-2,54
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Майрыхская 35 кВ	35											36,06	-3,15
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Майрыхская 10 кВ	10			0,6	0,6							10,68	-3,72
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Аршаново 35 кВ	35											35,79	-3,39
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Аршаново 10 кВ	10			1,4	0,4							10,14	-6,98
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Аршаново 10 кВ	10			0,8	0,3							10,28	-5,10
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Кирба 35 кВ	35											35,38	-3,71

выбрано 34 записи из 34

Рисунок 2.3 – Параметры узлов в программе RastrWin

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/r	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	101			Система Сора - Средняя ...	1,28	2,65	494,2	1,000			-24	-43		124
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	101	102			Средняя точка - СН тр-ра	1,24	290,95		0,526			-23	-16		71
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	101	103			Средняя точка - НН тр-ра	0,80	179,27		0,046			-1	0		3
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	103	104			НН тр-ра - НН Сора	0,10	0,10	0,1				-1	0		55
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	104	105			НН Сора - ВН Сора 35 кВ	1,21	5,10	290,3	3,500			-1	-1		52
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	105	10			ВН Сора 35 кВ - УЛПХ 35 кВ	8,70	7,98	56,8				-1	-1		16
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	11			УЛПХ 35 кВ - УЛПХ 10 кВ	7,90	48,13	27,3	0,300			0	0		3
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	12			УЛПХ 35 кВ - УЛПХ 10 кВ	7,90	47,89	27,3	0,300			0	0		1
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	31			УЛПХ 35 кВ - оп. 103	4,98	4,57	32,5				-1	0		13
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	13			оп. 103 - Майская 35 кВ	4,38	4,27	28,6				-1	0		14
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	14			Майская 35 кВ - Майская...	6,94	49,28	35,2	0,180			-1	0		13
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	15			оп. 103 - Степная 35 кВ	2,82	2,25	18,4				-1	0		11
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	16			Степная 35 кВ - Степная...	3,26	28,98	35,4	0,292			-1	0		11
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	17			Степная 35 кВ - Степная...	2,90	25,46	24,0	0,292			-1	0		10
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	18			Степная 35 кВ - Капчал...	11,80	10,88	77,0				1	0		22
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	19			Капчалы 35 кВ - Капчал...	7,90	46,42	16,8	0,300			0	0		2
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	20			Капчалы 35 кВ - Капчал...	7,90	46,42	16,8	0,300			0	0		3
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	21			Капчалы 35 кВ - Доможа...	12,05	11,55	78,6				2	1		27
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			Доможаково 35 кВ - Дом...	3,30	23,10	141,2	0,300			0	0		9
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	204			Доможаково 35 кВ - ПС Р...	5,50	5,03	35,9				2	1		37
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	201			Система Райково - Сред...	3,03	83,68	9,1	1,000			-8	-5		44
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	201	202			Средняя точка 2 - СН тр...	1,82	-2,03		0,318			-6	-4		37
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	201	203			Средняя точка 2 - НН тр...	2,02	52,70		0,091			-1	0		7
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	202	204			СН тр-ра 2 - ПС Райково	0,01	0,01					-7	-4		118
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	204	32			ПС Райково - оп. 87	4,67	5,99	41,3				-4	-3		82
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	23			оп. 87 - Майрыхская 35 кВ	0,17	0,16	1,1				-1	-1		17
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	25			оп. 87 - Аршаново 35 кВ	1,71	2,23	15,7				-4	-2		66
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	26			Аршаново 35 кВ - Аршан...	9,95	59,34	18,1	0,292			-1	0		24
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	27			Аршаново 35 кВ - Аршан...	8,61	47,85	14,0	0,293			-1	0		15
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	28			Аршаново 35 кВ - Кирба ...	6,10	7,77	55,8				-1	-1		27

выбрано 33 записи из 33

Рисунок 2.4 – Параметры ветвей в программе RastrWin

№	И	Название	Марка	Тип	С_ном	U_B	U_C	U_H	dP_xх	I_xх	Uк_BC	Uк_ВН	Uк_СН	мин Uк В-С	макс Uк В-С	dP_кз(В-С)	dP_кз(В-Н)	dP_кз(С-Н)
1	1	АТ Сора	АТДЦТН-6...	АТ	63	230	121	10,5	10,8	41,50	35,0	21,7	56,0			189,0	156,0	153,0
2	2	Сора 10/35 кВ	ТМН-6300...	2х-оби	6	35		11,0	9,7	0,94		7,2					46,5	
3	3	УЛПХ 35/10 кВ	ТМН-1600...	2х-оби	2	35		10,5	3,2	2,10		6,4					16,5	
4	4	УЛПХ 35/10 кВ 2	ТМН-1600...	2х-оби	2	35		10,5	3,2	2,10		6,3					16,5	
5	5	Майская 35/10 кВ	ТМН-1600...	2х-оби	2	35		6,3	3,1	2,70		6,5					14,5	
6	6	Стелная 35/10 кВ	ТМН-4000...	2х-оби	4	35		11,0	7,2	1,10		8,2					36,8	
7	7	Стелная 35/10 кВ 2	ТМН-4000...	2х-оби	4	35		11,0	6,0	0,75		7,2					32,8	
8	8	Капчалы 35/10 кВ	ТМН-1600...	2х-оби	2	35		10,5	2,8	1,30		6,2					16,5	
9	9	Капчалы 35/10 кВ 2	ТМН-1600...	2х-оби	2	35		10,5	2,8	1,30		6,2					16,5	
10	10	Доможаково 35/10 кВ	ТМН-4000...	2х-оби	3	35		10,5	10,2	5,50		6,0					26,8	
11	11	3-х об. Райково	ТДТН-160...	3х-оби	16	115	38	11,0	28,0	0,77	9,8	16,5	6,0		93,8	97,6	74,2	
12	12	Майрыхская 35/10 кВ	ТМН-4000...	2х-оби	4	35		10,5	3,4	5,30		7,5					33,5	
13	13	Аршаново 35/10 кВ	ТМН-1600...	2х-оби	2	35		11,0	3,3	1,40		6,8					18,0	
14	14	Аршаново 35/10 кВ 2	ТМН-1600...	2х-оби	2	35		10,5	3,3	1,09		6,4					18,0	
15	15	Кирба 35/10 кВ	ТМН-6300...	2х-оби	6	35		10,5	9,4	0,90		7,2					46,5	
16	16	Кирба 35/10 кВ 2	ТМН-6300...	2х-оби	6	35		11,0	8,6	0,62		6,8					45,4	

Рисунок 2.5 – Параметры трансформаторов в программе RastrWin

И_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	РПН Сора	% +	РПН	СН	1	230,0	121,0	8	-1,500	8	1,500				
2	2	РПН Райково	% +	РПН	ВН	1	38,5	115,0	9	-1,778	9	1,778				
3	3	ПБВ Райково	% +	ПБВ	СН	1	115,0	38,5	2	-2,500	2	2,500				
4	4	ПБВ 10,5	% +	ПБВ	ВН	1	10,5	35,0	2	-2,500	2	2,500				
5	5	ПБВ 11	% +	ПБВ	ВН	1	11,0	35,0	2	-2,500	2	2,500				
6	6	РПН 4	% +	РПН	ВН	1	11,0	35,0	4	-2,500	4	2,500				
7	7	РПН 6	% +	РПН	ВН	1	11,0	35,0	6	-1,500	6	1,500				
8	8	ПБВ 6,3	% +	ПБВ	ВН	1	6,3	35,0	2	-2,500	2	2,500				

Рисунок 2.6 – Параметры анцапф в программе RastrWin

После внесения в программу всех данных, необходимых для моделирования схемы рассматриваемой сети начинается построение графического отображения модели. Для этого необходимо перейти в режим «Графика» и с помощью мышки выбрать необходимые места расположения вводимых узлов. Процесс создания модели изображен на рисунке 2.7.



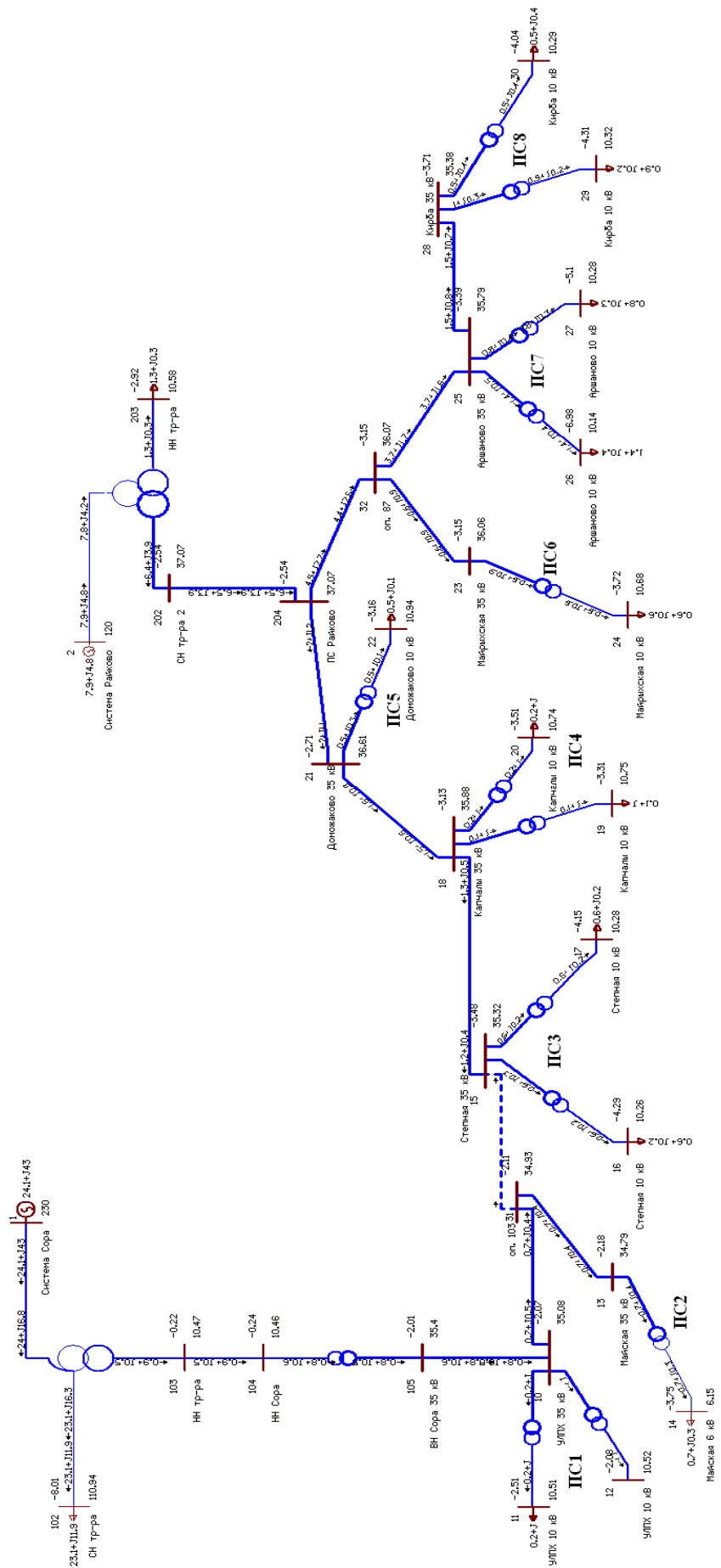


Рисунок 2.8 – Модель нормального режима

Модель нормального режима работы, полученная в результате моделирования, представлена на рисунке 2.2. Номера подстанций указаны в соответствии со структурной схемой, изображенной на рисунке 2.2.

Смоделированный режим работы соответствует тому режиму, в котором находилась сеть в момент контрольных замеров (21.12.17 в 20.00), а именно, была отключена линия Т-13ст''. А также коэффициенты трансформации были заданы с учетом РПН и ПБВ.

На основании модели была составлена сравнительная таблица 2.4, сопоставляющая результаты контрольных замеров с результатами моделирования.

Таблица 2.4 – Сравнение результатов моделирования с контрольными замерами.

№ ПС	ПС1		ПС2	ПС3		ПС4		ПС5	ПС 6	ПС7		ПС8	
	Т1	Т 2	Т 1	Т 1	Т 2	Т 1	Т 2	Т 1	Т 1	Т 1	Т 2	Т 1	Т 2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Контрольн ые замеры U,кВ	10,6	10,6	6,0 8	10,2	10,2	10,7	10,7	10,9	10,7 1	10,2	10,3	10,2	10,4
Моделиров а- ние U,кВ	10,5 1	10,5 2	6,1 5	10,2 6	10,2 8	10,7 5	10,7 4	10,9 4	10,6 8	10,1 4	10,2 8	10,3 2	10,2 9

По результатам таблицы 2.4 построена диаграмма, наглядно показывающую соотношение между данными, полученными при моделировании и результатами контрольных замеров.

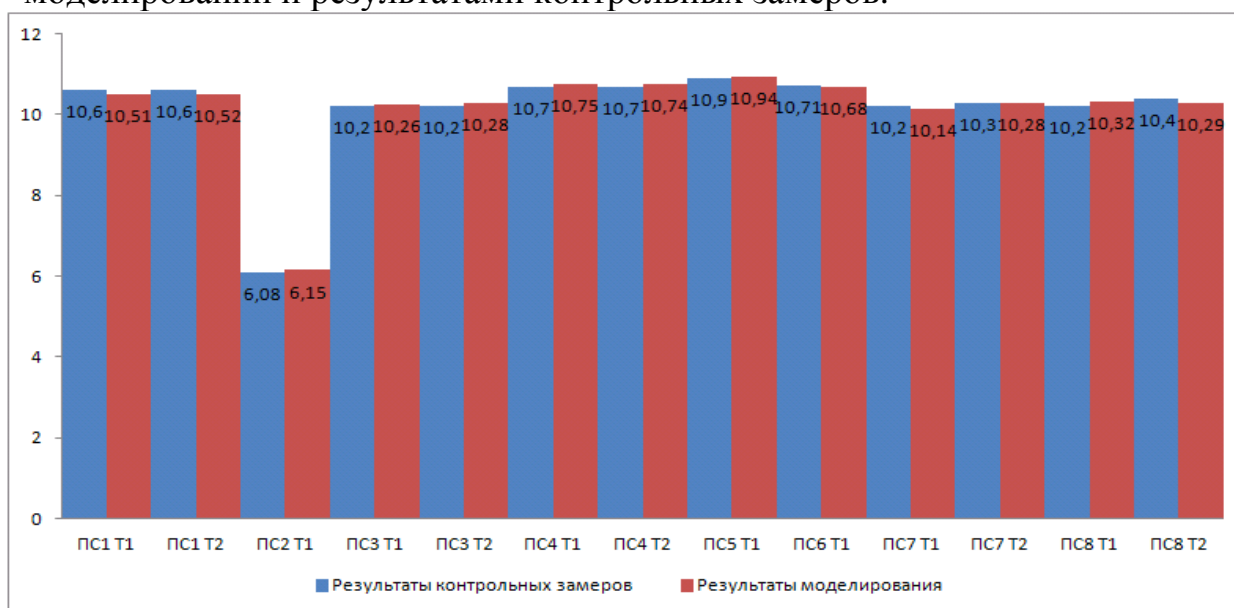


Рисунок 2.9– Сравнительная диаграмма

Сравнив результаты моделирования с результатами контрольных

замеров, можно сделать вывод о достоверности результатов моделирования, а, следовательно, о возможности проведения дальнейших исследований на основе разработанной модели.

## **2.2 Моделирование послеаварийных режимов работы**

В магистральных сетях с двусторонним питанием нередки случаи, когда из-за аварий или проведения ремонтных работ сеть начинает получать питание только от одного питающего центра. Иногда это сопровождается значительным падением напряжения у конечных потребителей, что недопустимо.

Для того, чтобы выяснить насколько опасны подобные аварии в исследуемом участке сети, смоделируем режимы работы при обрыве линии Т-13 и линии Т-5; обрыв линии или отключение трансформатора на подстанции Райково. проанализируем полученные результаты. А также проведем анализ возможности решения данной проблемой с помощью РПН и ПБВ трансформаторов. Диапазоны РПН и ПБВ для каждого из трансформаторов указаны в таблице 2.2.

### **2.2.1 Отключение линии Л-13**

Смоделировав наиболее тяжелые режимы работы сети, мы сможем судить об обеспечении потребителей достойным качеством электроэнергии.

На рисунке 2.10 представлена схема работы сети с отключенной линией. Как можно увидеть из данных, представленных в таблице 2.5, регулирование РПН и ПБВ не требуется, отклонение напряжения находится в допустимых пределах.



## 2.2.2 Отключение линии Л-5 (Отключение ЛЭП Райково – Доможаково)

На рисунке 2.11 представлена схема работы сети с отключенной линией. Из данных, представленных в таблице 2.5, использование регулирования РПН и ПБВ на трансформаторах не позволяют получить допустимые отклонения напряжения на всех подстанциях.

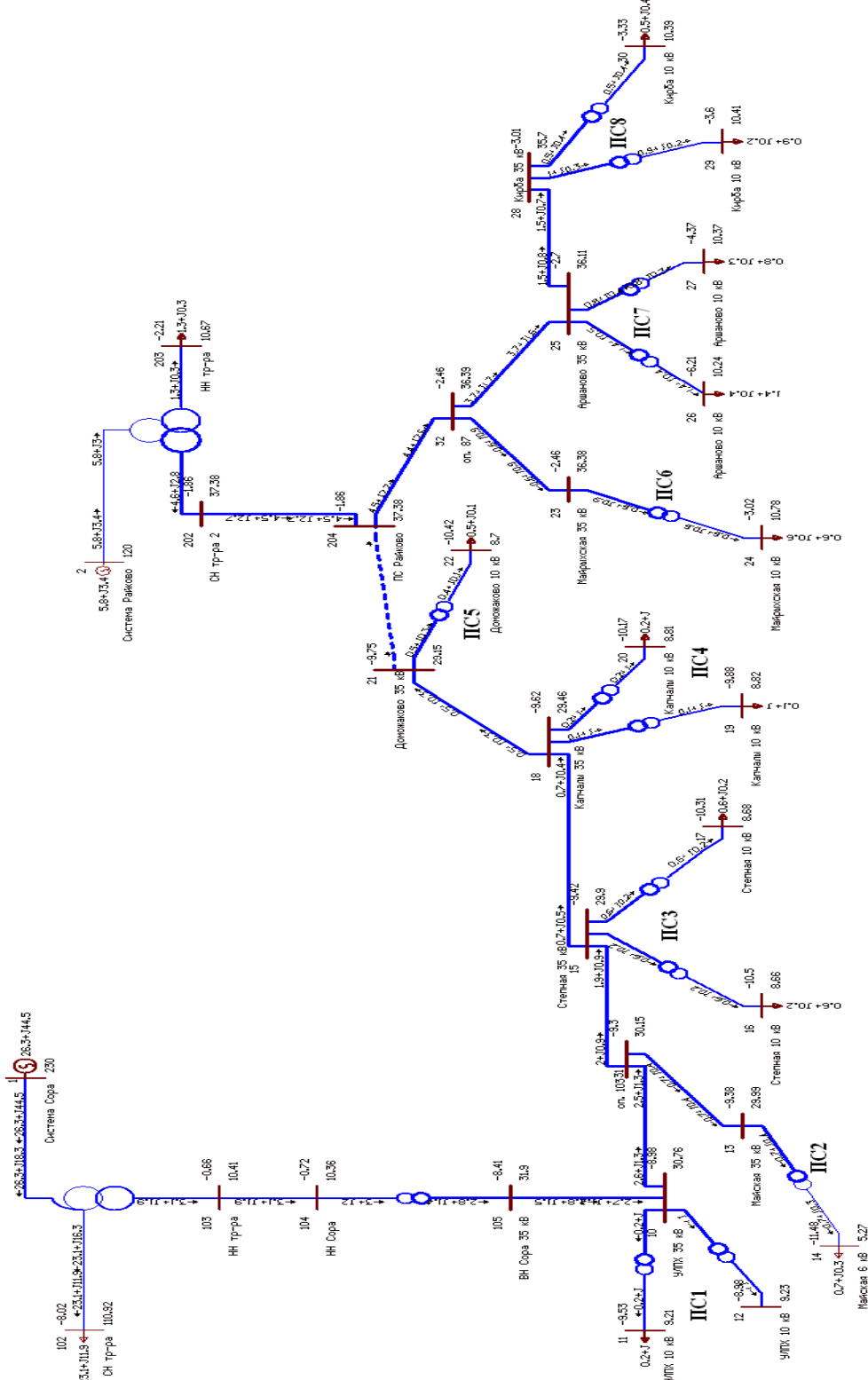
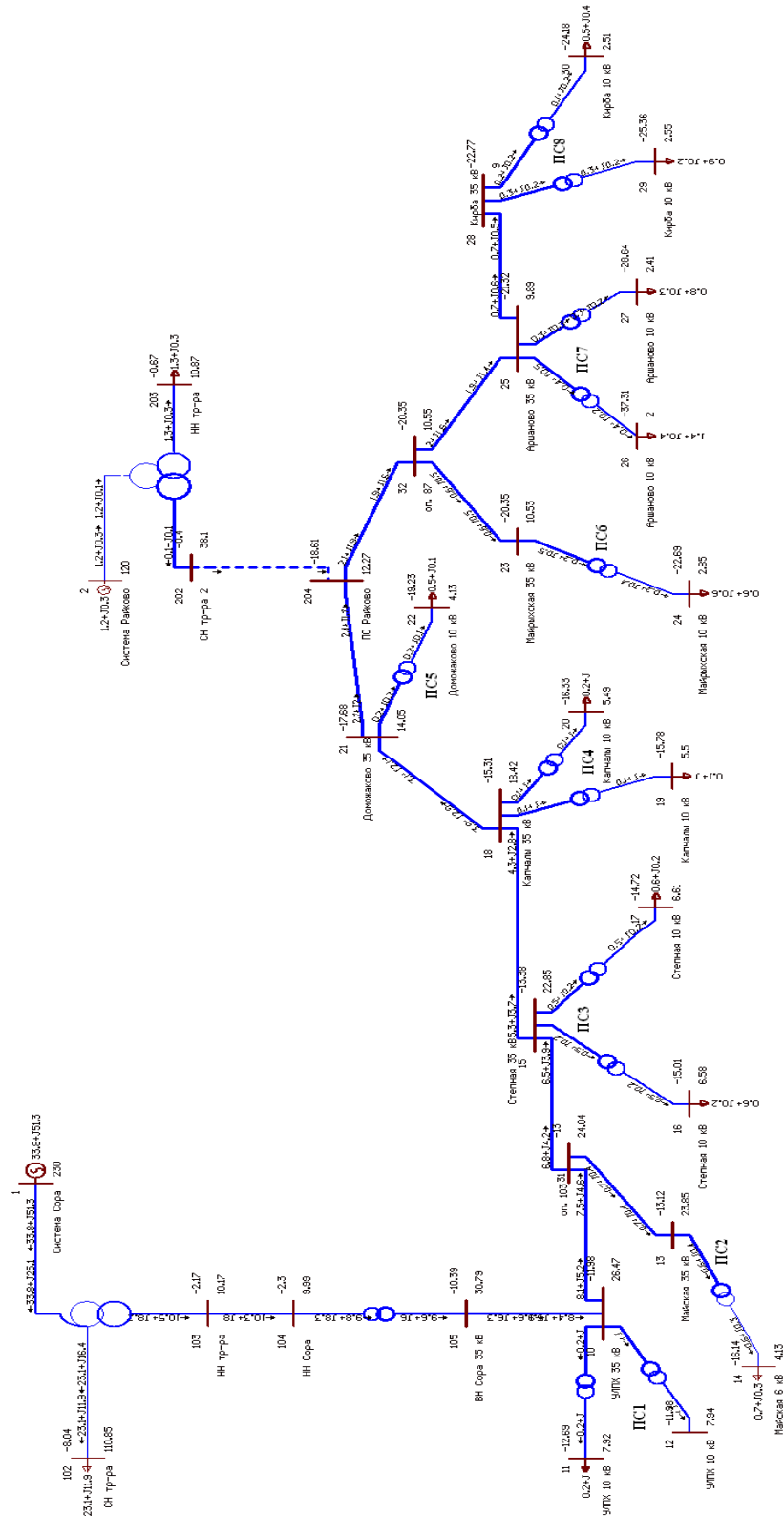


Рисунок 2.11 – Отключение линии Т-5



## 2.2.3 Отключение трансформатора Райково.

На рисунке 2.12 представлен наиболее тяжелый режим работы сети. Отключение трансформатора Сора вызывает наибольшие проблемы для снабжения необходимым уровнем напряжения практически на всех подстанциях.



### Рисунок 2.12 – Отключение трансформатора Райково

При анализе режима с отключенным трансформатором на Райково обнаружались серьезные недостатки структуры сети. При обрыве одноцепной линии электропередачи Л-58 без какой-либо подачи напряжения остаются подстанции Майрыхская, Кирба, Аршаново. На последних двух подстанциях по линии 10 кВ стоят трансформаторы связи, способные запитать подстанции и взять часть нагрузки на себя, однако большую часть нагрузки придется отключить. Так как подстанция Майрыхская питает угольный разрез, а следовательно является II категорией потребителей, не выполняются условия обеспечения необходимой надежности. Также на подстанции Райково стоит лишь один трехобмоточный трансформатор, что делает невозможным его отключение для вывода в ремонт или иных профилактических работ. А при аварийном отключении трансформатор не имеет резервирования, что грозит целый участок электроснабжения без электроэнергии.

#### 2.2.4 Обобщение итогов моделирования.

Результаты моделирования сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты моделирования аварийных режимов

№ ПС	ПС1		ПС2	ПС3		ПС4		ПС5	ПС6	ПС7		ПС8	
	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Обрыв Т-13 U,кВ	10,2 7	10,2 9	6,0 4	10	10,0 2	10,5 9	10,5 9	10,8 8	10,6 6	10,1 2	10,2 6	10,3	10,2 7
Обрыв Т-5 U,кВ	9,21	9,23	5,2 7	8,6 6	8,68	8,82	8,81	8,7	10,7 8	10,2 4	10,3 7	10,4 1	10,3 9
Отключение ПС Райково	7,92	7,94	4,1 3	6,5 8	6,61	5,5	5,49	4,13	2,85	2	2,41	2,55	2,51
С учетом РПН и ПБВ													
Обрыв Т-13 U,кВ	10,2 7	10,2 9	6,0 4	10	10,0 2	10,5 9	10,5 9	10,8 8	10,6 6	10,1 2	10,2 6	10,3	10,2 7
Обрыв Т-5 U,кВ	9,21	9,23	5,3 1	9,6 9	9,71	8,82	8,81	8,7	10,7 8	10,2 4	10,3 7	10,4 1	10,3 9
Отключение ПС Райково	7,92	7,94	4,1 3	7,6 7	7,7	5,5	5,49	4,13	2,85	2,8	2,41	2,55	2,96

Для большей наглядности результаты моделирования представлены в виде диаграмм, где визуализируются уровни напряжения для каждого из случаев, а так же возможность поднятия напряжения с помощью переключения РПН и ПБВ.

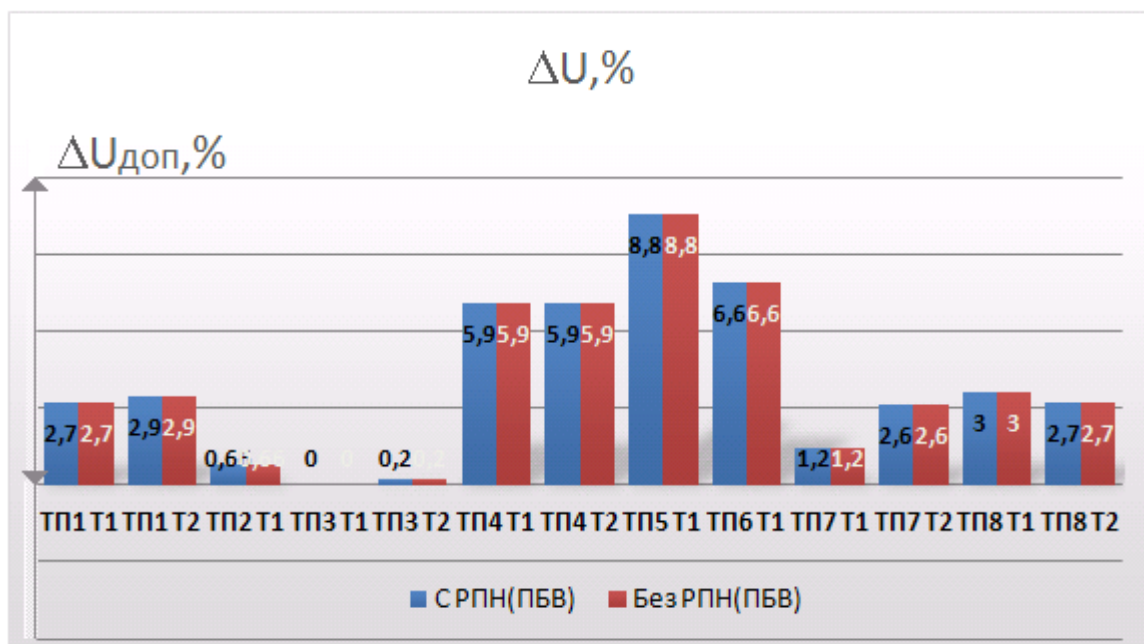


Рисунок 2.13 – Отклонение напряжения на шинах низкого напряжения при обрыве линии Т-13

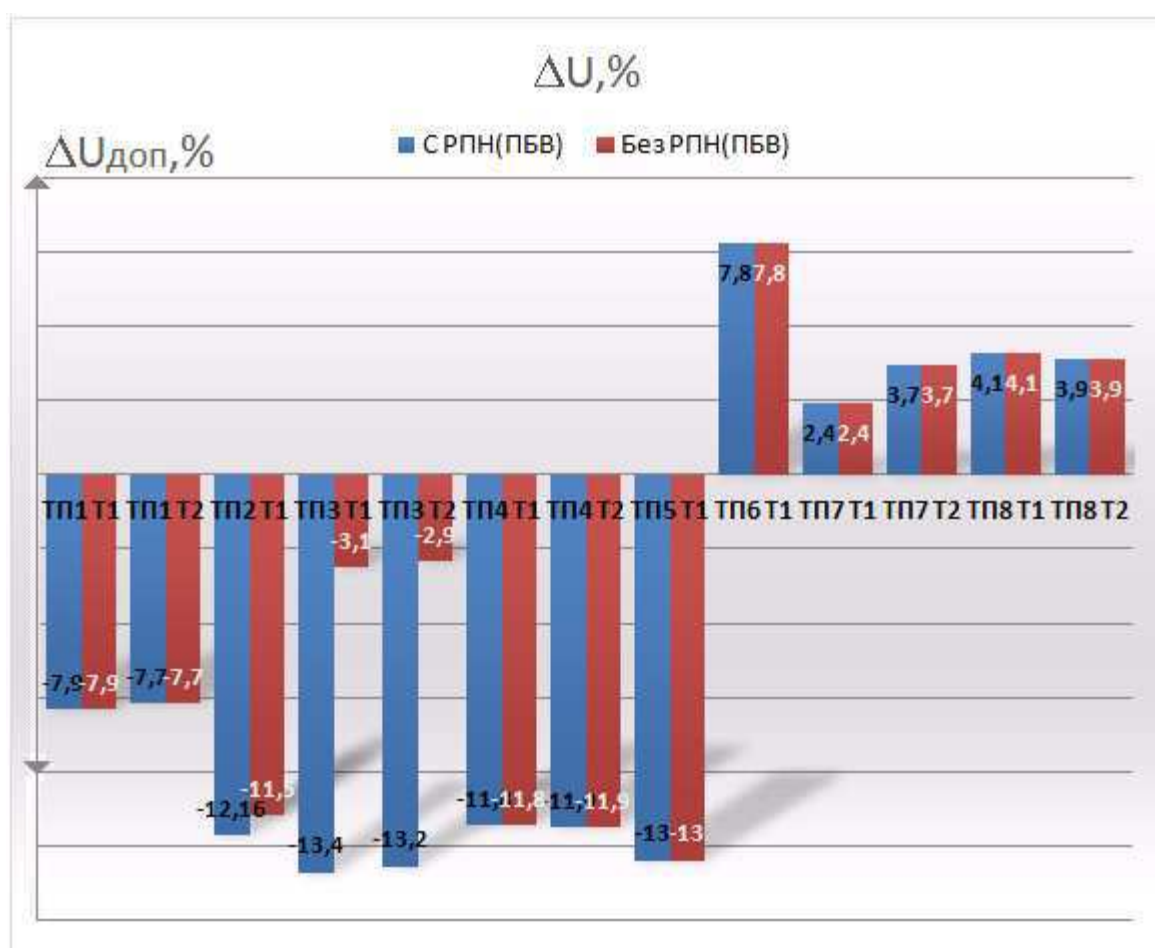


Рисунок 2.14 – Отклонение напряжения на шинах низкого напряжения при обрыве линии Т-5

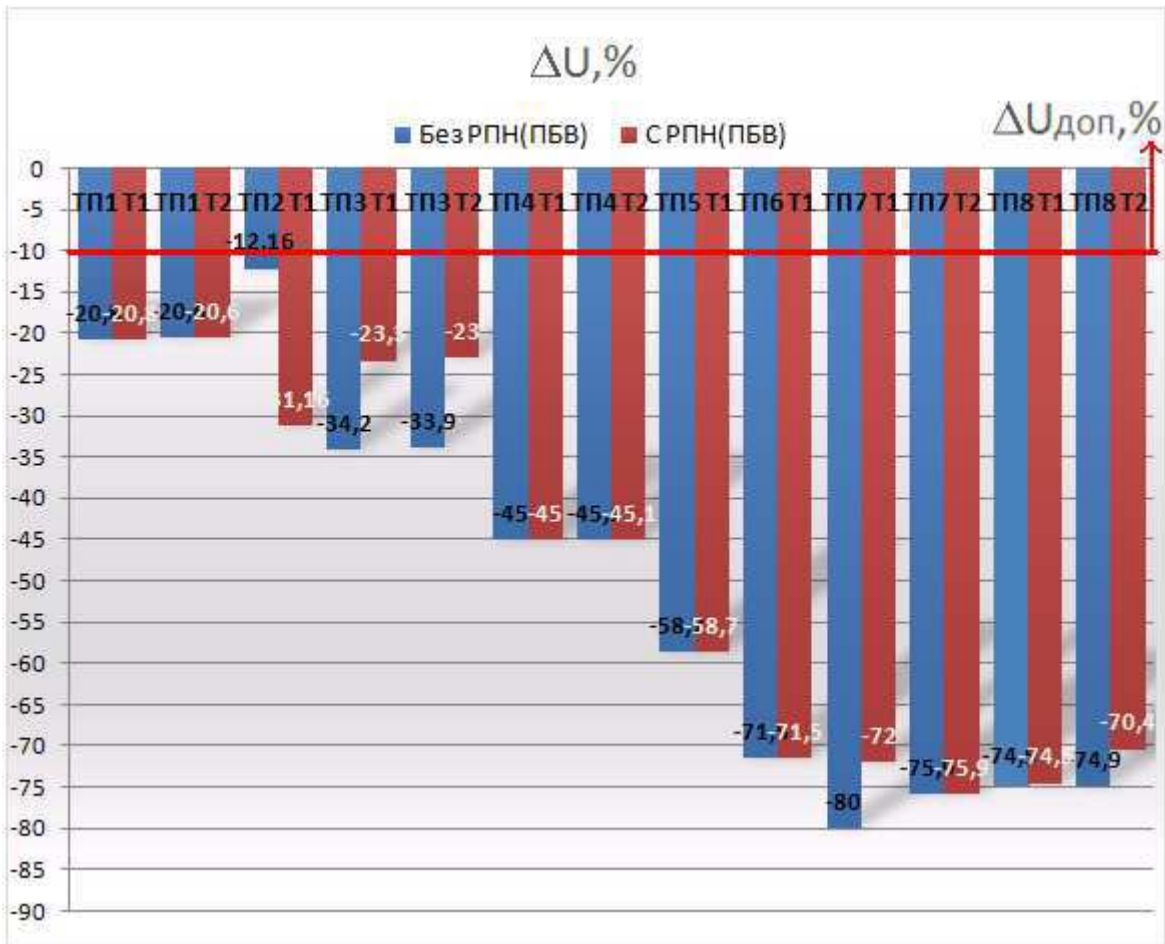


Рисунок 2.15 – Напряжения на шинах низкого напряжения при отключении трансформатора Райково

Как видно из диаграмм, изображенных на рисунках 2.13, 2.14 и 2.15 при обрыве одной из линий напряжение на шинах низкого напряжения некоторых подстанций снижается до значений, являющихся недопустимыми [22]. Но, в случае отключения линии Т-13, соединяющей рассматриваемый кольцевой участок и ПС Сора отклонений не наблюдается; отклонения напряжения составляют 0 - 9% от номинального напряжения, при этом диапазон РПН трансформаторов этих подстанций позволяет решить проблему в полной мере, а в случае обрыва линии Т-5, запитывающей магистраль от ПС Райково, отклонения наблюдаются на всех подстанциях, кроме ПС УЛПХ, запитанной непосредственно от ПС Сора. Кроме того, отклонения являются значительными и диапазона РПН недостаточно для поддержания напряжения на требуемом уровне. При обрыве или отключении трансформатора Райково напряжение всей магистрали падает до недопустимых значений, даже на ближайших к источнику подстанциях, РПН и ПБВ также неспособны решить проблему, нужны комплексные мероприятия.

## 2.3 Разработка вариантов повышения пропускной способности ЛЭП и обеспечения качества напряжения в узлах энергосистемы

### 2.3.1 Обеспечение качества напряжения для варианта отключения линии Т-5.

Для решения проблемы связанной с обрывом линии Т-5 составим схему замещения электрической сети.

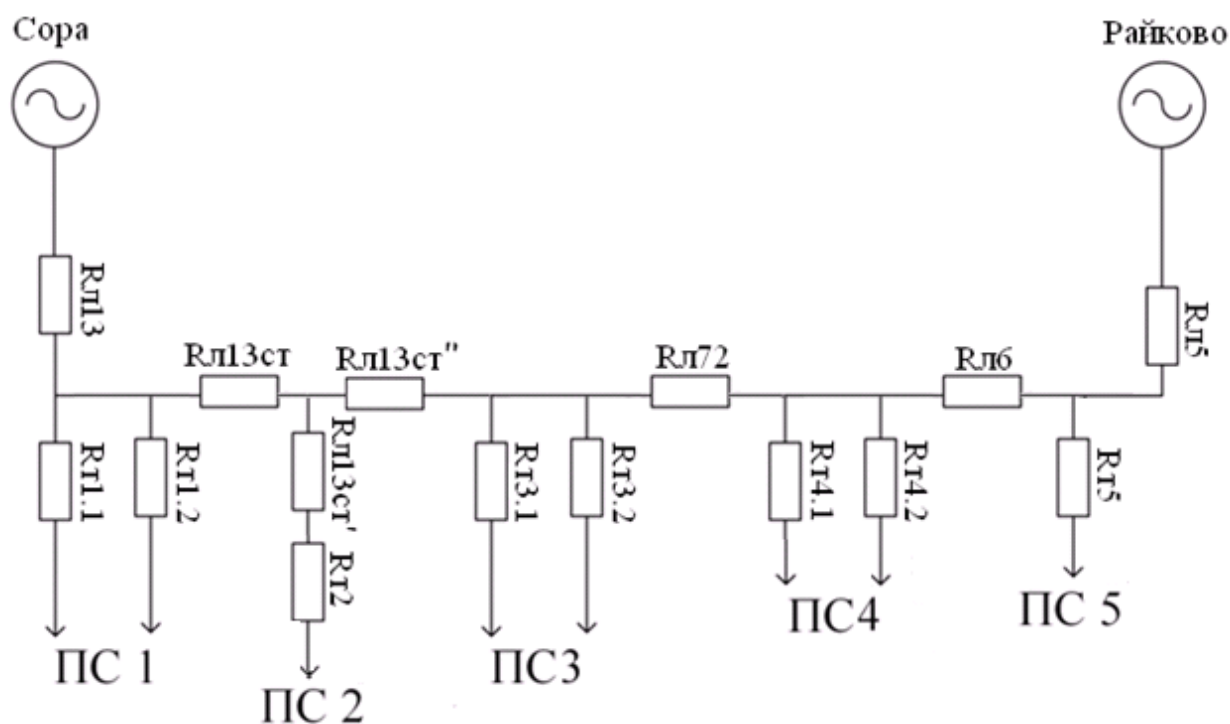


Рисунок 2.16 – Схема замещения электрической сети.

Для решения данной проблемы можно попробовать рассмотреть вариант применения компенсирующих устройств с критерием минимальных капиталовложений.

Программа Excel имеет возможность отыскать минимальное значение данной функции при заданных параметрах. Сначала в программу заносятся активные и реактивные сопротивления линий, трансформаторов. Также рассчитываются величины потерь напряжения по линиям, и в трансформаторах. Задаются нагрузки по подстанциям, находим максимальное отклонение напряжения в кВ. Устанавливается целевая функция, задаются все необходимые ограничения. Следующим шагом нужно активировать модуль «Поиск решения» в программе Excel, если он не активирован по умолчанию.

	3-Т	Т-13	Т-13 ст	Т-13 ст''	Т-72Кпч	Т-6	Т-13 ст'	целевая функция
Rл	0,03225	8,7	4,98	2,83	11,8	12,04	4,38	Z= 0,00
Хл	0,01875	7,98	4,57	2,58	10,88	11,55	4,26	DU 1,61
Потери U	0,006276429	2,530384643	3,0268475	3,242873214	3,897273214	4,105153214	3,157150357	
	Т-3	Т-1	Т-2	Т-1	Т-2	Т-1	Т-1	
RT	1,21	7,89	7,89	2,51	7,89	7,89	6,93	
Xт	5,1	48,12	47,89	22,02	46,42	23,09	49,27	
Потери U	1,6111675	0,776766	0,759115393	1,01575425	1,183226	1,18998911	0,675388607	
QH	870	10	200	160	20	140	320	
PH	2900	200	0	590	90	470	730	
		K1	K2	K3	K4	K5		
Qк	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Переменные
с учетом ^2 зависимости	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	
Макс откл	1,61							
Уист	10	Umin	8,3888325					
макс. потери U	1,6111675	0						
z0=	400							
c0	3							
Tэ	200							
V	0,153444524							
отклонение напряжения, кВ	1,61	0,78	0,76	1,02	1,18	1,19	0,68	
		Qk1>=0	Qk2>=0	Qk3>=0	Qk4>=0	Qk5>=0		

Рисунок 2.17 –Решение задач оптимизации в программе Excel

Решение будет найдено с учетом всех заданных ограничений. В данном случае ограничениями будут являться соотношения (1.9), (1.10), (1.11) и (1.12).

После внесения вышеуказанных соотношений в соответствующие ячейки, они указываются на настройке параметров функции «Поиск решения», что показано на рисунке 2.18. В то же время кроме ограничений также задаются ячейки, значения которых являются переменными и выбирается ячейка с целевой функцией.

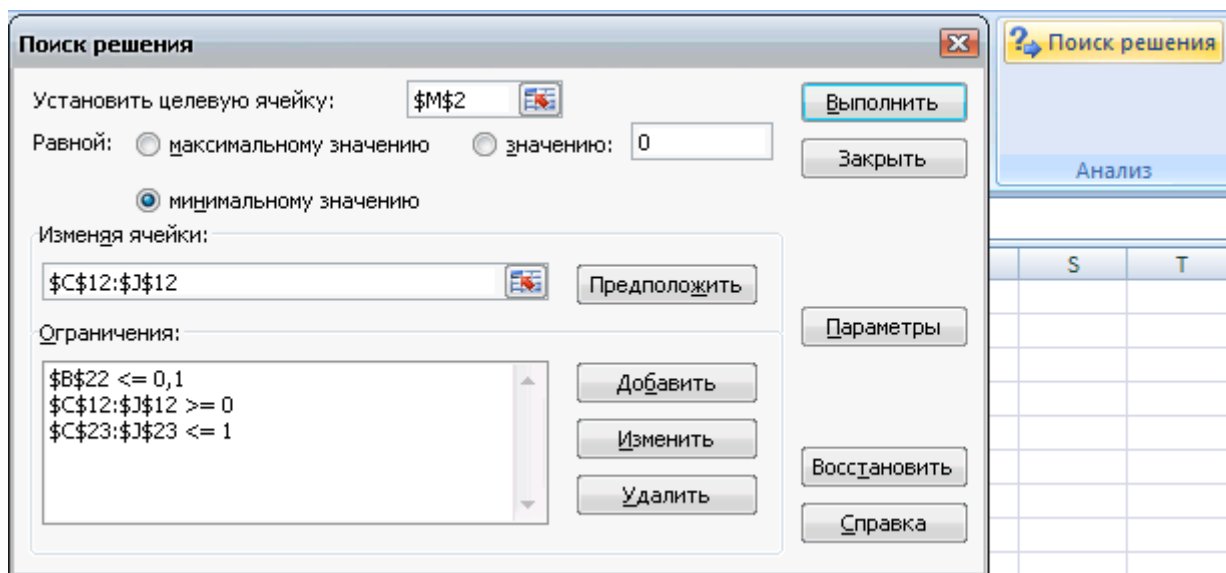


Рисунок 2.18 – Внесение параметров для поиска решения

Сам расчетный файл, сформированный в Excel, представлен на рисунке 2.19.

В ячейку M2 занесена целевая функция минимума суммарных капиталовложений, описанная в пункте 1.4. Параметры учитываемые в формуле – удельная стоимость КУ (Рубль/Квар), мощности компенсирующих устройств, а также прочие затраты на выключатели, установку и фильтры.

Ограничения, описанные выше, занесены в таблицы того же файла. Искомые мощности компенсирующих устройств являются переменными, номера компенсирующих устройств определяют места их установки. (Если в таблице под номером компенсирующего устройства после поиска минимальной целевой функции высвечивается 0 – установка КУ не требуется). Далее при помощи функции «Поиск решения» находится минимальное значение целевой функции и значений переменных, при которых оно достигается.

Таким образом, программа находит наиболее оптимальное решение, при котором суммарные капиталовложения минимальны, и задача решается в полной мере. Решение, полученные для случая с линией Т-5, указаны в таблице 2.6.



	3-T	T-13	T-13 ст	T-13 ст"	T-7ЖПЧ	T-6	T-13 ст'	целевая функция
Rл	0,03225	8,7	4,98	2,83	11,8	12,04	4,38	Z= 2160592,50
Xл	0,01875	7,98	4,57	2,58	10,88	11,55	4,26	DU 1,61
Потери U	0,005568651	2,226677241	2,55063109	2,669266591	2,912966797	3,120846797	2,680933942	
	T-3	T-1	T-2	T-1	T-1	T-2	T-1	
Rт	1,21	7,89	7,89	2,82	7,89	7,89	6,93	
Xт	5,1	48,12	47,89	25,07	46,42	46,42	49,27	
Потери U	1,608690278	0,685653	0,668003172	0,82339447	0,887934	0,89469718	0,589669652	
Qн	870	10	0	200	160	20	320	
Рн	2900	200	0	630	590	90	790	
	к1	к2	к3	к4	к5			
Qк	0	0,00	0,00	0,00	780,20	540,99	0,00	Переменные
с учетом *2 зависимости	0	0	0	0	928,2884	652,090328	0	
1500000	0	0	0	0	1500000	0	0	
Макс откл	0,98							
Uмст	10	Umin	9,022743675					
макс. потери U	0,977256325	0						
Z0=	400							
c0	3							
Tэ	200							
V	0,093072031							
отклонение напряжения, кВ	1,61	0,69	0,67	0,82	0,89	0,89	0,59	
		Qk1>=0	Qk2>=0	Qk3>=0	Qk4>=0	Qk5=0		

Рисунок 2.19 – Решение задачи оптимизации в программе Excel



Таблица 2.6 – Расчетные мощности компенсирующих устройств.

Критерий	Q <sub>кУ1</sub> , кВАр	Q <sub>кУ2</sub> , кВАр	Q <sub>кУ3</sub> , кВАр	Q <sub>кУ4</sub> , кВАр	Q <sub>кУ5</sub> , кВАр	З, млн.руб	ΔU, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
Минимум суммарных капиталовложений	0	0	0	1580,37	0	2,16	0,98

### 2.3.2 Обеспечение качества напряжения для варианта отключения трансформатора Райково.

Для варианта когда отключен трансформатор Райково режим наиболее тяжелый. Поэтому только установкой компенсирующих устройств проблему не решить.

Необходимо для одноцепной линии Л-58 добавить вторую цепь. Это решит ряд вопросов, связанных как с обеспечением необходимой категории надежности подстанции Майрыхская, так и расширит сечение головного участка, что напрямую способствует решению нашей задачи.

Как известно, увеличение сечения линии головных участков повышает пропускную способность линии [23]. Поэтому для наиболее тяжелого режима работы рассмотрены варианты замены сечения линий на участке Л-13 – Л-58 с АС-70 до АС-90 и АС-120, а также для достижения нужного эффекта добавить компенсирующие установки. Комплексный подход позволит решить проблемы возникающие в наиболее сложных режимах.

В таблице 2.7 представлены значения сопротивлений и проводимости линий при замене проводов на более крупные сечения. Опоры типа ПБ-35-1т и ПБ-35-2т выдерживают сталеалюминевый провод до сечения типа АС-120 [24].

Таблица 2.7 – Расчетные параметры ЛЭП с различными сечениями проводов.

№ п/п	13	13ст	13ст''	72	6	5	58
Точки присоединения	ПС УЛПХ	ПС УЛПХ – оп. 103	оп. 103 – ПС Степная	ПС Степная – ПС Капчалы	ПС Капчалы – ПС Доможаково	ПС Доможаково – ПС Райково	ПС Райково – оп. 87
Для АС-70:							
R	8,7	4,98	2,83	11,8	12,04	5,5	-
X	7,98	4,57	2,58	10,88	11,55	5,03	-
B	56,78	32,52	18,45	77,01	78,62	35,9	-
Для АС-95:							
R	6,2	4,45	2,62	8,41	8,76	3,92	2,33
X	7,7	4,41	2,42	10,44	11,02	4,47	3,49
B	58,8	33,68	19,1	79,75	81,42	37,18	85,6

Окончание таблицы 2.7

№ п/п	13	13ст	13ст''	72	6	5	58
Точки присоединения	ПС УЛПХ	ПС УЛПХ – оп. 103	оп. 103 – ПС Степная	ПС Степная – ПС Капчалы	ПС Капчалы – ПС Доможаково	ПС Доможаково – ПС Райково	ПС Райково – оп. 87
Для АС-120:							
R	5,05	4,13	2,13	6,84	6,97	3,19	1,83
X	7,57	3,96	2,33	9,99	10,66	4,19	2,51
B	59,81	34,25	19,43	81,13	82,82	37,82	87,7

На рисунках 2.19 и 2.20 изображен поиск решения для каждого из сечений. Результаты сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Расчетные мощности компенсирующих устройств.

Провод	Q <sub>ку1</sub> , кВАр	Q <sub>ку2</sub> , кВАр	Q <sub>ку3</sub> , кВАр	Q <sub>ку4</sub> , кВАр	Q <sub>ку5</sub> , кВАр	Q <sub>ку6</sub> , кВАр	Q <sub>ку7</sub> , кВАр	Q <sub>ку8</sub> , кВАр	З, млн.руб	ΔU, кВ
1	2	3	4	5	6				7	8
АС-90	1573,4	0	2774,76	0	0	3920,90	0	0	14,787	0,99
АС-120	966,22	0	1473,9	0	0	3482,52	0	0	13,828	0,97

	3-Т	Т-13	Т-13 ст+Т-13 ст"	Т-72кпч	Т-6	Т-5+Т-58+Т-58"	Т-57	Т-13 ст'	Т-58'	
Рл	0,03225	6,2	5,56	8,41	8,76	7,96	6,1	4,38	12,04	
Хл	0,01875	7,98	7,15	10,88	11,14	10,3	7,77	4,26	11,55	
Потери U	0,013231425	5,2482081	6,01266168	6,763400453	6,92594739	7,346057596	7,061792645	6,142569025	7,770677596	целевая функция
ал	1,57959E-05	0,003036735	0,002723265	0,004119184	0,004290612	0,003898776	0,002987755	0,002145306	0,005897143	
	Т-3	Т-1	Т-2	Т-1	Т-2	Т-1	Т-1	Т-2	Т-1	Т-1
Рт	1,21	7,89	2,82	7,89	3,3	7,86	1,44	1,14	6,93	2,56
Хт	5,1	48,12	47,89	25,07	22,02	46,42	47,85	14	49,27	22,83
Потери U	4,611685988	1,591397	1,573746243	1,86188499	0,042892286	2,043064	2,04982728	0,19739143	1,212763967	2,468309279
ат	0,00592653	0,003864	0,00386449	0,00138122	0,001229388	0,003864	0,00386449	0,004217143	0,000558367	0,001253878
	к1	к2	к3	к4	к5	к6	к7	к8		
Qн	2770	10	200	160	20	20	330	360	320	630
Рн	7190	200	630	590	90	190	840	500	730	630
Qк	0	1020,99	110,20	0,00	841,24	0,00	2236,29	411,22	0,00	0,00
суммой *2 зависимости	0	1412,738	160,653116	0	0	0	3509,676904	411,22	0	0
12000000	0	4000000	0	4000000	0	0	4000000	0	0	0
макс откл	0,99									
Уклт	10	Umin	9,01							
макс. потери U	4,611685988	0,042892								
z0=	400									
c0	3									
Tз	200									
V	0,094285714									
отклонение напряжения, кВ	4,61	1,59	1,86	2,04	2,12	2,44	2,16	1,21	2,47	
		Qk1>=0	Qk2>=0	Qk3>=0	Qk4>=0	Qk5>=0	Qk6>=0	Qk7>=0	Qk8>=0	

Рисунок 2.20 – Решение задачи оптимизации в программе Excel

	3-T	T-13		T-13 ст+T-13 ст"		T-72кпч		T-6	T-5+T-58+T-58"		T-57		T-13 ст'	T-58'	
		T-1	T-2	T-1	T-2	T-1	T-2		T-1	T-2	T-1	T-2			
Rл	0,03225	5,05	5,95	6,84	6,97	7,13	6,1	4,38	12,04						
Xл	0,01875	7,57	6,98	9,99	10,66	9,85	7,77	4,26	11,55						
Потери U	0,014258888	5,460853019	6,603986635	7,564211629	7,70048772	8,083665915	8,028964504	6,734289492	8,508285915						целевая функция
	T-3	T-1	T-2	T-1	T-2	T-1	T-2	T-1	T-2	T-1	T-2	T-1	T-2	T-1	
Rт	1,21	7,89	2,82	2,51	7,89	3,3	7,86	8,61	1,44	6,93	1,14	6,93	2,56		
Xт	5,1	48,12	47,89	25,07	46,42	23,09	46,83	47,85	14	10,67	49,27	22,83			Z=
Потери U	4,61286108	1,655906	2,03940113	0,042892286	2,283308	2,351136917	2,665916632	0,197339143	2,445615065	0,037810286	1,319273651	2,689591774			DU
QH	2770	10	200	160	20	20	370	330	210	360	320	630			
PH	7190	200	0	630	590	90	1370	840	950	500	730	630			
		K1	K2	K3	K4	K5	K6	K7	K8						
Qк	0	450,31	220,22	0,00	770,88	133,18	0,00	0,00	1202,22	880,20	0,00	0,00			
с учетом 2 зависимости	0	632,1961	334,563149	0	1254,553	218,904304	0	0	2024,532701	1482,252569	0	0	Переменные		
12000000	0	4000000	0	4000000	0	4000000	0	0	4000000	0	0	0			
макс откл	0,97														
цмст	10	Umin	8,680726349												
макс. потери U	1,319273651	0,042892													
z0=	400														
c0	3														
Tэ	200														
V	0,12564511														
тклонение напряжения, к	4,62	1,66	1,64	2,04	2,28	2,29	2,35	0,20	2,45	0,04	1,32	2,69			
		Qk1>=0	Qk2>=0	Qk3>=0	Qk4>=0	Qk5>=0	Qk6>=0	Qk7>=0	Qk8>=0						

Рисунок 2.21 – Решение задачи оптимизации в программе Excel

### 3 Практическая часть

#### 3.1 Проверка эффективности разработанных мероприятий моделированием в RastrWin

##### 3.1.1 Анализ режимов работы сети после установки компенсирующих устройств

Для компенсации реактивной мощности лучше всего подходят конденсаторные установки типа БСК. Устанавливаются данные устройства на шинах высокого напряжения трансформатора, и включаются только в ремонтных и послеаварийных режимах.

Установки имеют широкий ряд номинальных мощностей. Технические характеристики используемых компенсирующих устройств приведены в таблице 3.1 на основании сайта завода-изготовителя. У поставщика можно заказать компенсирующие установки мощностью, отличной от представленных в таблице 3.1. Условие поставки оговаривается отдельно.

Таблица 3.1 – Технические характеристики высоковольтных установок компенсации реактивной мощности

Наименование	Мощность, кВАр	Ток, А
БСК-1-35кВ	1000	20,6
БСК-2,5-35кВ	2500	41,2
БСК-5-35кВ	5000	82,5
БСК-10-35кВ	10000	165
БСК-12-35кВ	12000	198
БСК-15-35кВ	15000	247,4
БСК-17-35кВ	17000	280,4

Мощности компенсирующих устройств, используемые при моделировании, приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Мощности компенсирующих устройств

Место отключения	QКУ1, кВАр	QКУ2, кВАр	QКУ3, кВАр	QКУ4, кВАр	QКУ5, кВАр	QКУ6, кВАр	QКУ7, кВАр	QКУ8, кВАр
Линия Л-5	расчетная	0	0	0	1580,3	0	0	0
	реальная	0	0	0	1500	0	0	0
Трансформатор Райково (АС-90)	расчетная	1573,4	0	2774,7	0	0	3920,9	0
	реальная	1500	0	3000	0	0	4000	0
Трансформатор Райково (АС-120)	расчетная	966,22	0	1473,9	0	0	3482,5	0
	реальная	1000	0	1500	0	0	3000	0

Далее представлены на рисунках 3.2, 3.3 и 3.4 представлен вариант решения задачи оптимальной компенсации реактивной мощности. Мощности компенсирующих устройств, используемых при моделировании, взяты из реально существующего ряда, но при этом максимально приближены к значениям, полученным в п. 2.3.

Моделирование батарей статических конденсаторов в программе Rastrwin представлено на рисунке 3.1. Их схема замещения выглядит как шунт на землю, единица измерения микроСименсы.

Для пересчета значений в растр используется формула 3.1

$$B_{ш} = Q_{кУ} / U^2 \quad (3.1)$$

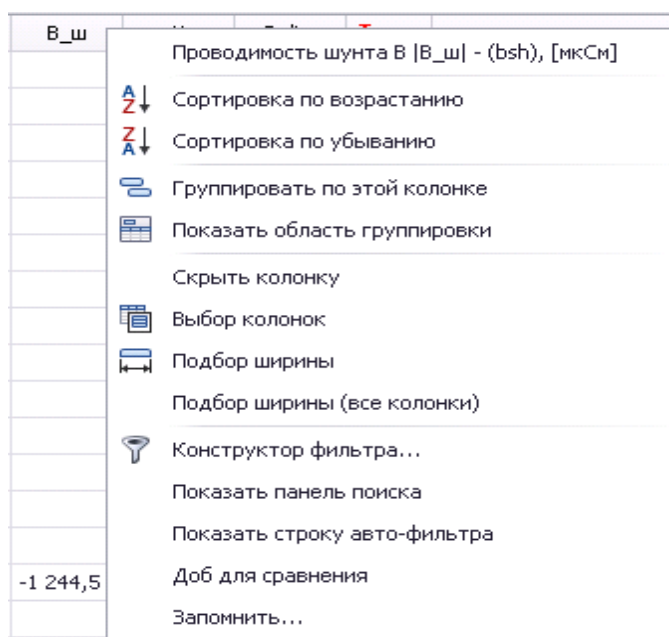


Рисунок 3.1 – Моделирование шунта

Подставляя значения шунтов, полученные ранее, смоделируем режим для каждого из режимов.



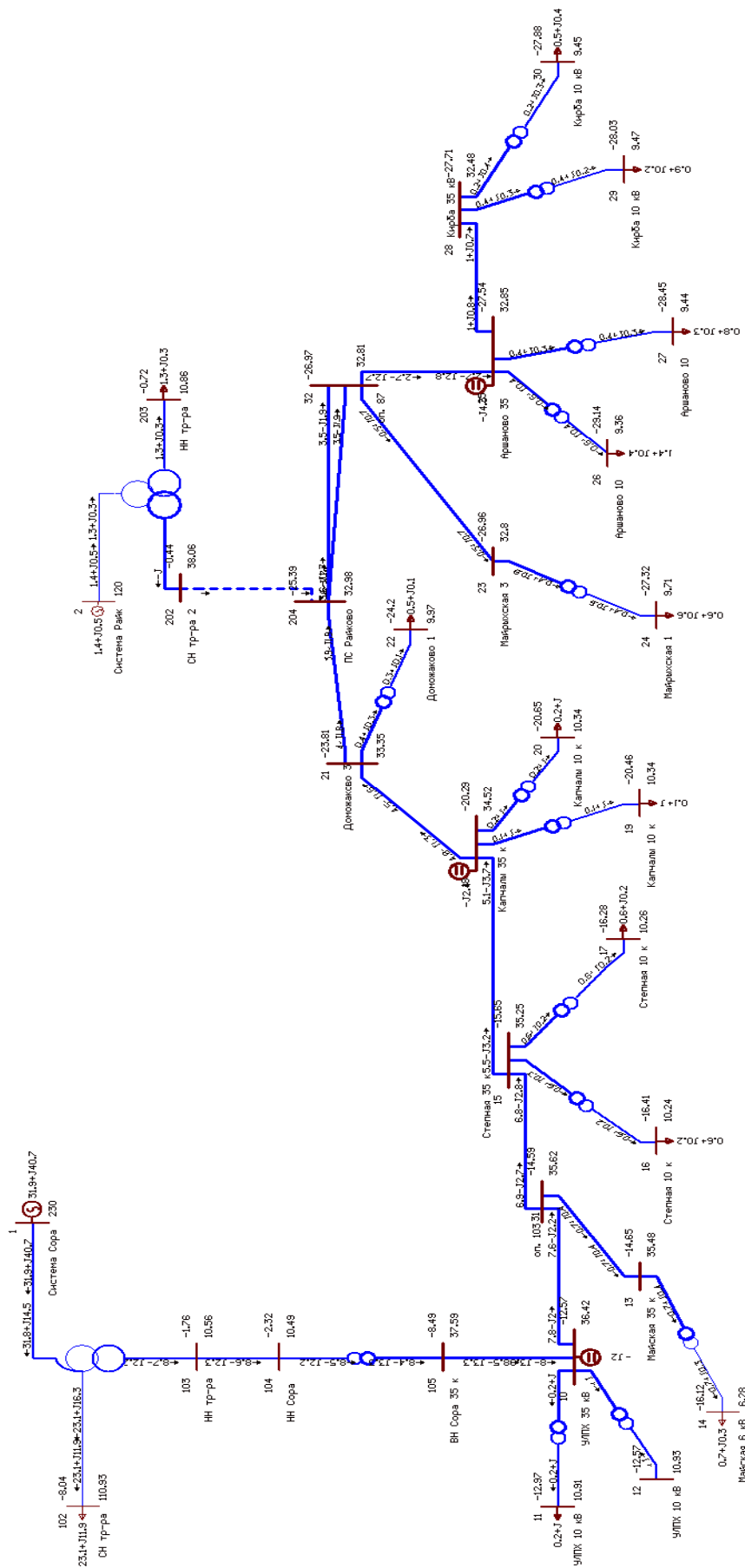


Рисунок 3.3 – Смоделированный режим с компенсацией при отключении трансформатора Райково (АС-90)



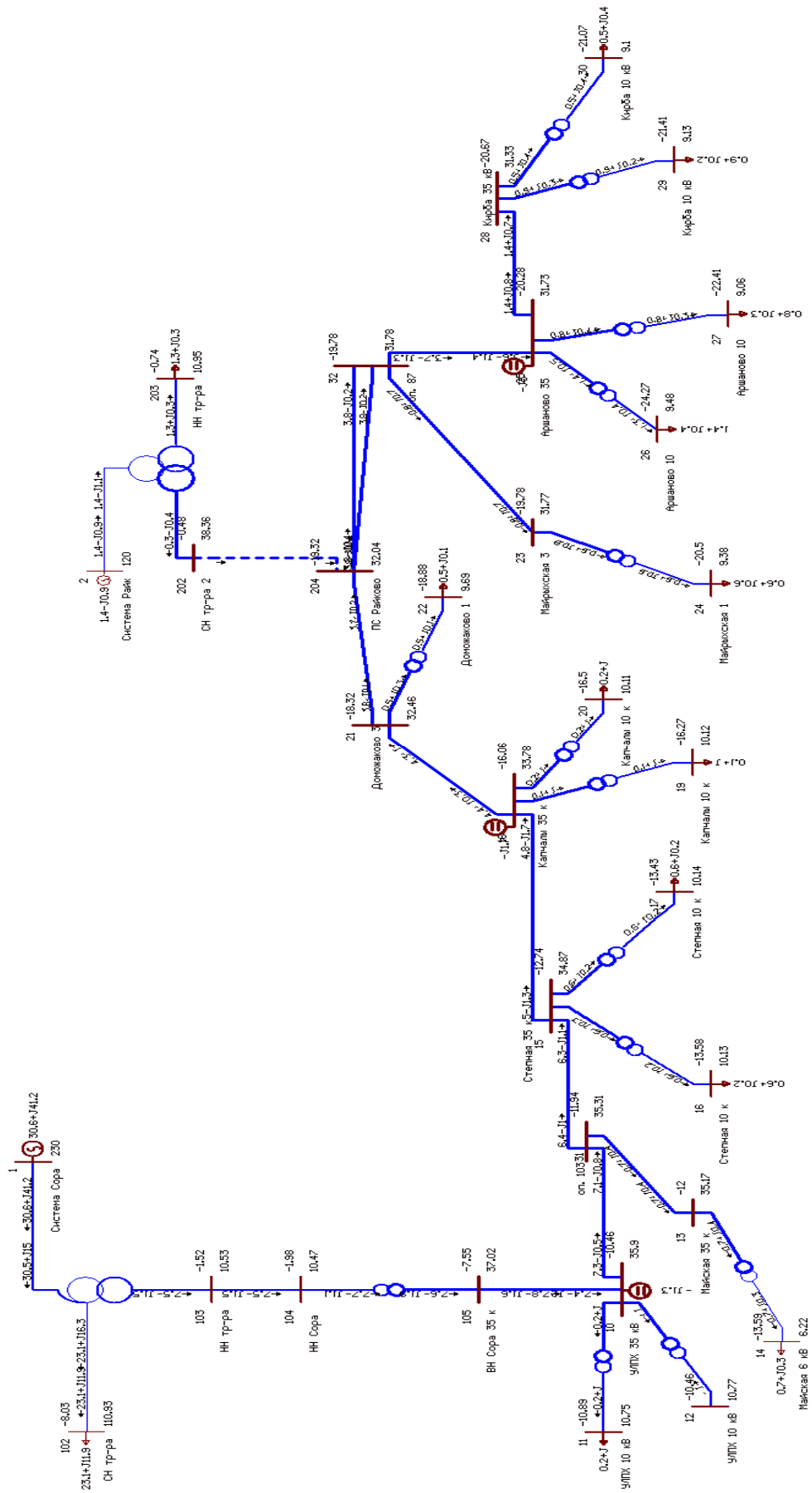


Рисунок 3.4 – Смоделированный режим с компенсацией при отключении

трансформатора Райково (АС-120)

Таблица 3.3 – Напряжения на шинах низкого напряжения трансформаторов после использования компенсирующих устройств и увеличения сечений линий

№ ПС	ПС1		ПС2	ПС3		ПС4		ПС5	ПС6	ПС7		ПС8	
	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Для варианта отключения линии Т-5	10,3 6	10,3 8	6,0 3	9,91	9,93	10,2 7	10,2 6	10,1 5	10,78	10,2 4	10,3 7	10,4 1	10,3 8
Для варианта отключения трансформатора Райково (АС-90)	10,9 1	10,9 3	6,2 8	10,2 4	10,2 6	10,3 4	10,3 4	9,97	9,71	9,36	9,44	9,47	9,45
Для варианта отключения трансформатора Райково (АС-120)	10,7 5	10,7 7	6,2 2	10,1 3	10,1 4	10,1 2	10,1 1	9,69	9,38	9,48	9,06	9,13	9,1

По результатам моделирования построены диаграмма. На диаграмме наглядно изображены отклонения напряжения на шинах низкого напряжения каждого из трансформаторов подстанций после установки компенсирующих устройств необходимой мощности.

Диаграммы позволяют проанализировать полученные данные и сделать вывод об эффективности проведенных мероприятий.

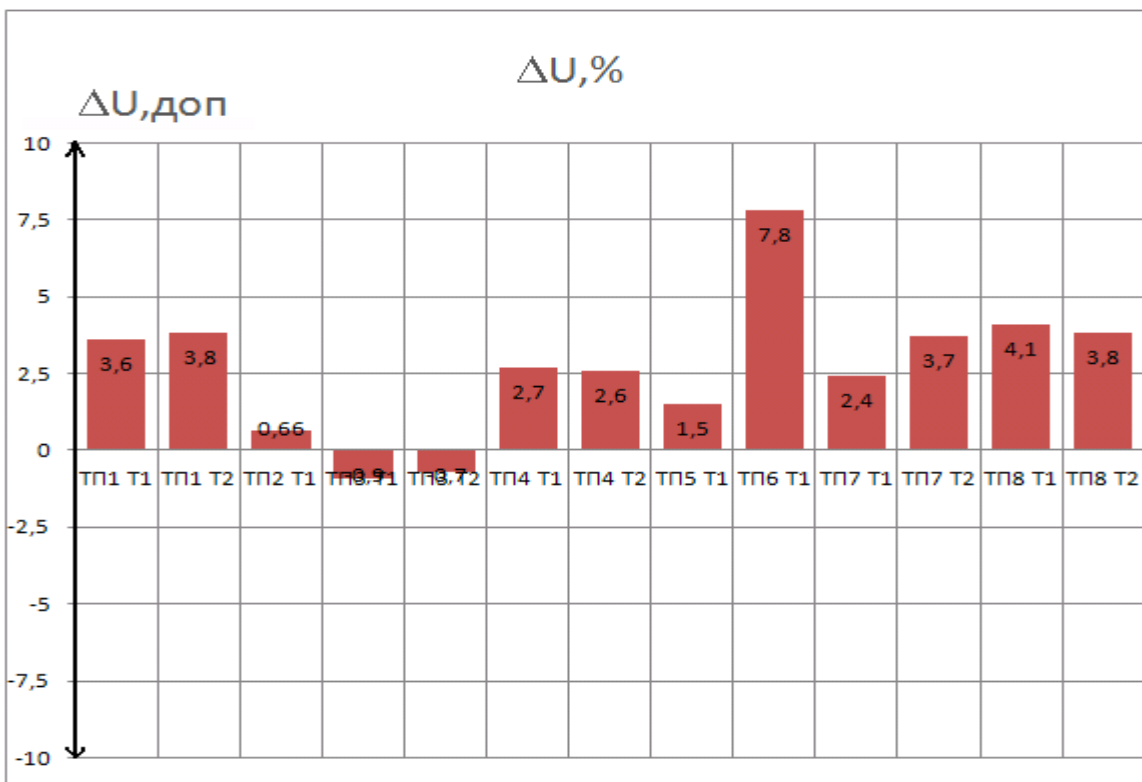


Рисунок 3.5 – Напряжения на шинах НН для случая отключения линии Л-5 при использовании компенсирующих устройств, найденных по критерию минимальных капиталовложений

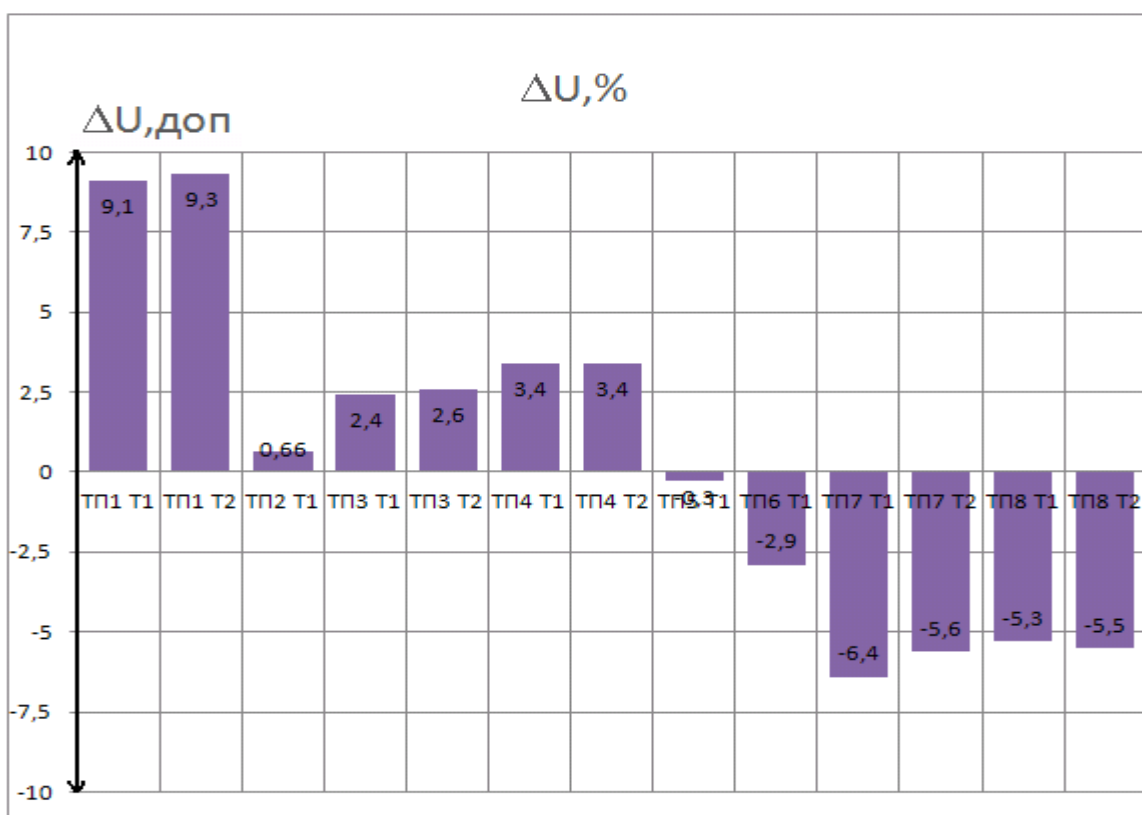


Рисунок 3.6 – Напряжения на шинах НН для случая отключения трансформатора Райково при использовании комплексных мероприятий (АС-90) найденных по критерию минимальных капиталовложений

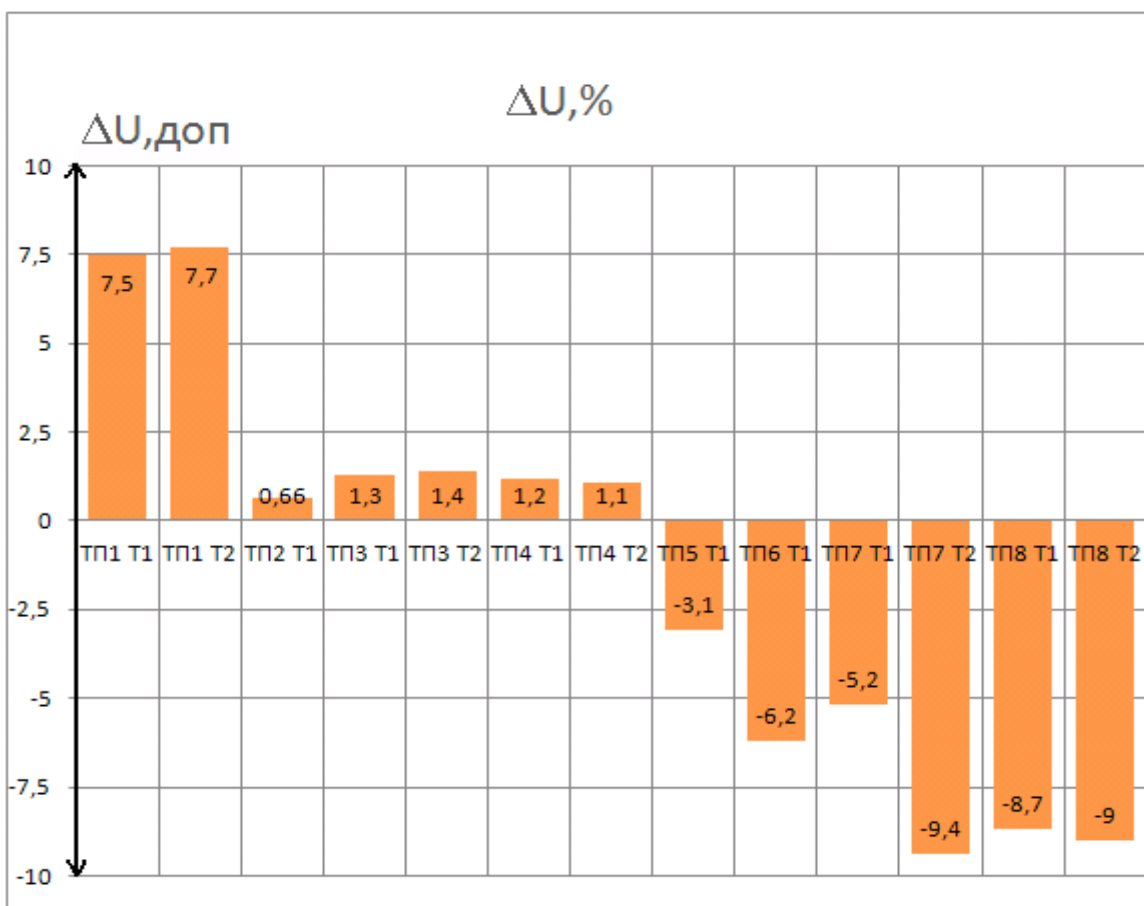


Рисунок 3.7 – Напряжения на шинах НН для случая отключения трансформатора Райково при использовании комплексных мероприятий (АС-120) найденных по критерию минимальных капиталовложений

Как видно из диаграмм, мероприятия оказались эффективные во всех трёх случаях. Необходимо решать вопрос с экономической точки зрения, где будут минимальные капиталовложения.

### 3.2 Расчет укрупненных показателей затрат на реализацию предложенных мероприятий

На основании предоставленных отделом дэТООиР филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» данных произведен расчет укрупненных показателей капиталовложений, на основании которых можно будет произвести технико-экономическое сравнение вариантов.

Во всех рассматриваемых вариантах необходимо строительство линии параллельной линии Л-58. Расчет укрупненных показателей капиталовложений на него осуществляется следующим образом:

$$C_{\text{стр}} = C_{\text{опор}} + C_{\text{проч}} + C_{\text{провод}} + C_{\text{монтаж}} = 1,4 \cdot C_{\text{опор}} + 2 \cdot C \quad (3.2)$$

где  $C_{\text{опор}}$  – стоимость опор, тыс. руб.;

$C_{\text{проч}}$  – стоимость доставки, монтажа и прочих работ для опор тыс. руб.;

$C_{\text{провод}}$  – стоимость провода, тыс. руб.;

$C$  – стоимость провода, тыс. руб.;

$C_{\text{монтаж}}$  – стоимость монтажа, доставки провода и прочих материалов, тыс. руб.;

Капиталовложения на увеличение сечения проводов линий рассчитываются по формуле (3.2):

$$C_{\text{ув}} = C_{\text{провод}} + C_{\text{монтаж}} + C_{\text{демонтаж}} = 2 \cdot C_{\text{провод}} + 0,5 \cdot C_{\text{стар}} \quad (3.3)$$

где  $C_{\text{провод}}$  – стоимость провода, тыс. руб.;

$C_{\text{монтаж}}$  – стоимость монтажа, доставки провода и прочих материалов, тыс. руб.

$C_{\text{демонтаж}}$  – стоимость демонтажа для старого провода, тыс. руб.;

Для варианта с отключением линии Т-5 капиталовложениями будут затраты на компенсирующие устройства, коммутационную и защитную аппаратуру и их установку. Стоимость рассчитывалась по формулам из пункта 1.4. Затраты на вариант представлены в таблице 2.6 и составляют 216 тыс. руб.

Для режима с отключенным трансформатором Райково решением будет постройка дополнительной линии Л-58, замена сечения провода с АС-70 на АС-90 или АС-120 и установка компенсирующих устройств. Капиталовложения будут выглядеть как:

$$C = C_{\text{стр}} + C_{\text{ув}} + C_{\text{ку}} \quad (3.4)$$

Согласно [25] средние ценовые показатели сталеалюминиевого провода и опор составляют:

АС-70 = 62 тыс. руб./ км;  
АС-95 = 87 тыс. руб./ км;  
АС-120 = 112 тыс. руб./ км;  
Стоимость опор ПБ-35-1 = 216 тыс. руб./ км.

Для варианта замены сечения АС-70 на АС-90 капиталовложения будут рассчитаны как:

$$C_{\zeta} = 1,4 \cdot 216 \cdot 15 + 3 \cdot 2 \cdot 87 \cdot 124 + 3 \cdot 0,5 \cdot 109 \cdot 62 + 14,19 = 94,358 \text{ тыс. руб}$$

Для варианта замены сечения АС-70 на АС-120 капиталовложения будут рассчитаны как:

$$C_{\zeta A} = 1,4 \cdot 216 \cdot 15 + 3 \cdot 2 \cdot 112 \cdot 139 + 3 \cdot 0,5 \cdot 109 \cdot 62 + 3 \cdot 0,5 \cdot 15 \cdot 87 + 13,828 \\ = 123866,5 \text{ тыс. руб}$$

По полученным показателям капиталовложений оптимально выгодным является вариант замены АС-70 на АС-90 с установкой компенсирующих устройств.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с поставленной целью в данной работе был произведен анализ различных режимов работы участка сети 35 кВ ПС Сора– ПС Райково с использованием программного обеспечения RastrWin. В результате исследований участка выяснилось, что при отключении линии Т-13 для обеспечения необходимого уровня напряжения достаточно повысить коэффициенты трансформации при помощи РПН, в случае, когда обрывается линия Т-5, а также при отключении трансформатора на ПС Райково диапазона РПН не достаточно для поднятия напряжения до допустимого уровня. Были рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности, увеличения сечений головных участков линий и решен вопрос поиска оптимального места расположения компенсирующих устройств и их мощности, а также найдены приемлемые сечения участков. Для решения данной задачи был использован градиентный метод, реализованный с помощью программы Microsoft Excel.

Для поиска решения были рассмотрен критерий минимума суммарных капиталовложений, с дополнительными ограничениями.

Для каждого случая были определены оптимальные места установок и мощности компенсирующих устройств. Для наиболее тяжелого режима были выбраны оптимальные места установки и величины сечений линий. Был выбран наиболее эффективный экономический вариант. Эффективность мероприятий была подтверждена с помощью моделирования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети [Текст]: учебное пособие / А. В. Лыкин. – Новосибирск: НГТУ, 2002. – 248 с.
2. Беляевский, Р. В. Вопросы компенсации реактивной мощности [Текст]: учебное пособие / Р. В. Беляевский. – Кемерово: КузГТУ, 2011 – 132 с.
3. Карагодин, В. В. Оптимизация размещения устройств компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях / В. В. Карагодин, Д. В. Рыбаков // Вопросы электромеханики. Труды ВНИИЭМ, 2015. - №17. С. 43-50.
4. Тарабин, И. В. Компенсация реактивной мощности как метод повышения качества электрической энергии и сокращения потерь на примере данных «МРСК СИБИРИ» / И. В. Тарабин, Р. Б. Скоков, И. А. Терехин // Фундаментальные исследования, 2015. - №2-22. С. 4876-4879.
5. Дьяконов, В. А. Mathcad [Текст]: учебный курс / В. А. Дьяконов – СПб.: Питер, 2009. – 592 с.
6. Костин, В.Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики [Текст]: учебное пособие / В. Н. Костин. – СПб.: Северо-Западный заочный технический университет, 2003. – 121 с.
7. Индорсофт. Разработка ПО для проектирования, строительства, эксплуатации автомобильных дорог и электрических сетей.: официальный сайт [Электронный ресурс]: – Режим доступа: : <http://www.indorsoft.ru/>
8. Программный комплекс RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/>
9. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: [учебное пособие] / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 5-е изд., стер. – СПб.: БХВ-Петербург, 2013. – 608 с.
10. Высоковольтные конденсаторные установки 6,3 - 10,5 кВ [Электронный ресурс]: Электротехнический завод «СлавЭнерго». – Режим доступа: [http://slavenergo.ru/kondensatornaja\\_ustanovka\\_visokovoltnaja](http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka_visokovoltnaja)
11. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии [Текст] / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
12. Василенко, Н. Е. Оптимизация электрической сети по реактивной мощности / Н. Е. Василенко, В. В. Плотников // Потенциал современной науки, 2016. - №4. С. 23-31.
13. Управление электропотреблением: курс лекций для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» [Электронный ресурс] / авт. – сост А.В. Сычев – Гомель : ГГТУ им. П.О. Сухого, 2006 -100 с.- режим доступа: <http://gstu.local/lib>.



14. Способы компенсации реактивной мощности - Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок [Электронный ресурс]: Энергетика. Оборудование и документация. – Режим доступа: <http://forca.ru/knigi/arhiv/avtomaticheskoe-regulirovanie-moschnosti-kondensatornyh-ustanovok-3.html>
15. Готман, В. И. Критерии оценки экономической эффективности компенсации реактивной мощности в электроснабжении / В. И. Готман // Электричество, 2009. - №12. С. 13-18.
16. Ефременко, В. М. Стоимостные показатели комплектных конденсаторных установок / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Вестник Кузбасского государственного технического университета, 2010. - №1. С. 104-107.
17. Готман, В. И. Оптимизация режима реактивной мощности дальних ЛЭП с промежуточными системами / В. И. Готман, А. В. Глазачев // Известия Томского политехнического Университета. Инженеринг георесурсов, 2010. - №4. С. 89-94.
18. Ягуп, В. Г. Расчет режима компенсации реактивной мощности в несимметричной системе электроснабжения методом поисковой оптимизации / В. Г. Ягуп, Е. В. Ягуп // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Електротехніка і енергетика, 2011. - №11. С. 449-454.
19. Дабаров, В. В. Применение генетического алгоритма для оптимизации параметров устройств компенсации реактивной мощности / В. В. Дабаров // Вестник Кузбасского государственного технического университета, 2012. - №3. С. 145-147.
20. Лоскутов, А. Б. Многоцелевая оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях / А. Б. Лоскутов, О. И. Еремин // Промышленная энергетика, 2014. - №6. С. 39-41.
21. Рокотян, С. С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем [Текст]. / С. С. Рокотян, И. М. Шапиро – 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
22. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – введ. 1.07.2014 г. – М.: Стандартинформ, 2009. – 15 с.
23. Портал по энергосбережению [Электронный ресурс]: Энергосовет. – Режим доступа: <http://www.energsovet.ru/>
24. Энергетика и промышленность России – информационный портал энергетика [Электронный ресурс]: информационный журнал режим доступа– <https://www.eprussia.ru/>
25. Электрокомплект сервис – поставщик кабельно-проводниковой продукции и электротехнической продукции [Электронный ресурс]: ООО «Электрокомплектсервис режим доступа– <https://www.e-kc.ru/>

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в одном экземпляре.

Библиография 25 наименований.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(ФИО)

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г. Н Чистяков  
подпись инициалы, фамилия

« 25 » 06 2018 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Разработка и исследование эффективности мероприятий по  
повышению пропускной способности линий 35 кВ в ремонтных режимах  
ф. Т-5 – ф. Т-13

тема

Руководитель Коловский 25.06.18 доцент каф. ЭЭ, к.т.н.  
подпись, дата должность, ученая степень

А.В. Коловский  
инициалы, фамилия

Выпускник Коновалов 25.06.18  
подпись, дата

А.А. Коновалов  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер Кычакова 25.06.18  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2018