

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И МАШИНОСТРОЕНИЯ ИМ.А. БУРКИТБАЕВА

Кафедра «Энергетика»

Баймаханов Ерлан Анарулы

«Повышение пропускной способности существующих линий электропередачи в РК»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6B07101– Энергетика

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный
исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения им.А. Буркитбаева

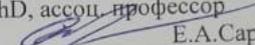
Кафедра «Энергетика»

6B07101– Энергетика

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
«Энергетика»

PhD, ассоц. профессор

 Е.А.Сарсенбаев

« 25 » 01 2024г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающейся Баймаханов Ерлан Анарулы

Тема: Повышение пропускной способности существующих линий электропередачи в РК

Утверждена приказом проректора № 548-П/В от 04 июля 2023г.

Срок сдачи законченной работы 30 мая 2024г.

Исходные данные к работе: $L_1 = 14,4$ км, $L_2 = 19,2$ км, $L_3 = 12,6$ км, $L_4 = 28$ км,
 $L_5 = 27,3$ км $P_1 = 2500$ кВА, $P_2 = 2 \times 2500$ кВА, $P_3 = 2 \times 4000$ кВА, $P_4 = 2 \times 4000$ кВА

Краткое содержание дипломной работы:

а) Расчет потерь в трансформаторах:

б) Расчет параметров сети:

в) выбор мощности установки КУ;

г) технико-экономический расчет;

Перечень графического материала: представлены 11 слайдов презентации работы

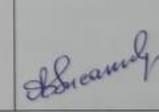
Рекомендуемая литература: из 13 наименований

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

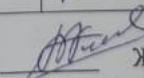
Наименования разделов, перечень рассматриваемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Теоретический обзор	24.02.2024	Нет
Основная часть	10.04.2024	Нет
Технико-экономический расчет	15.05.2024	Нет

Подписи

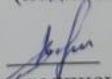
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Основной раздел	Ж.К. Бекболатова, магистр техн. наук, ст. Преподаватель	10.04.2024	
Специальный Раздел	Ж.К. Бекболатова, магистр техн. наук, ст. Преподаватель	15.05.2024	
Технико-экономический расчет	Ж.К. Бекболатова, магистр техн. наук, ст. преподаватель	15.05.2024	
Нормоконтроль	А.О. Бердибеков, магистр техн. наук, ст. преподаватель	10.07.2024	

Научный руководитель


(подпись) Ж.К. Бекболатова

Задание принял к исполнению обучающаяся


(подпись) Е.А. Баймаханов

Дата

«24» 06 2024 г.

АННОТАЦИЯ

Дипломная работа посвящена исследованию и разработке методов повышения пропускной способности существующих линий электропередачи в регионе Республики Казахстан. Учитывая постоянный рост энергопотребления и необходимость обеспечения надежного электроснабжения, вопрос повышения эффективности существующих линий передачи электроэнергии является актуальным и стратегически важным для страны. В работе проведен анализ текущих возможностей сети электропередачи. На основе этого анализа разработаны методы по увеличению пропускной способности линий передачи, применению новых технологий. Предложенный способ может быть использован для повышения эффективности работы электроэнергетической системы региона и обеспечения стабильного электроснабжения населения и промышленных предприятий.

АҢДАТПА

Дипломдық жұмыс Қазақстан Республикасы аймағындағы қолданыстағы электр желілерінің өткізу қабілетін арттыру әдістерін зерттеуге және әзірлеуге арналған. Энергияны тұтынудың тұрақты өсуін және сенімді электрмен жабдықтауды қамтамасыз ету қажеттілігін ескере отырып, қолданыстағы электр беру желілерінің тиімділігін арттыру мәселесі ел үшін өзекті және стратегиялық маңызды болып табылады. Жұмыста электр жеткізу желісінің ағымдағы мүмкіндіктері талданады. Осы талдау негізінде электр жеткізу желілерінің өткізу қабілетін арттыру және жаңа технологияларды қолдану әдістері әзірленді. Ұсынылған әдісті аймақтың электр энергетикалық жүйесінің тиімділігін арттыру және халықты және өнеркәсіптік кәсіпорындарды тұрақты электрмен жабдықтауды қамтамасыз ету үшін пайдалануға болады.

ANNOTATION

The thesis is devoted to the research and development of methods for increasing the capacity of existing power lines in the region of the Republic of Kazakhstan. Given the constant growth in energy consumption and the need to ensure reliable power supply, the issue of increasing the efficiency of existing electricity transmission lines is relevant and strategically important for the country. The work analyzes the current capabilities of the power transmission network. Based on this analysis, methods have been developed to increase the capacity of transmission lines and use new technologies. The proposed method can be used to improve the efficiency of the region's electrical power system and ensure stable power supply to the population and industrial enterprises.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Теоретическая часть	8
1.1. Способы повышения пропускной способности линии электропередач	8
1.2. Виды компенсации реактивной мощности	10
1.3. Основные типы компенсирующих устройств	13
1.4. Воздушная линия электропередачи	17
1.5. Характеристики и конструкция высокотехнологичного провода АСВТ	21
2. Основная часть	22
2.1. Климатические условия Алматинской области	22
2.2. Расчет параметров и режимов существующей сети	24
2.3. Расчет потерь в трансформаторах	26
3. Расчет параметров сети	30
3.1. Расчет параметров провода АС	30
3.2. Рассматриваем марку АСВТ	34
3.3. Выбор мощности установки компенсирующих устройств	36
4. Техничко-экономический расчет	40
4.1. Расчет затрат для провода АС	40
4.2. Расчет затрат для провода АСВТ	43
4.3. Расчет стоимости устройств КРМ	45
5. Таблица характеристик проводов марки АС и АСВТ	48
6. Однолинейная схема сети	51
Заключение	52
Список используемой литературы	53

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире электроэнергия имеет важное значение в обеспечении стабильного развития экономики и общества.

Республика Казахстан в последние десятилетия переживает быстрый экономический рост и развитие, что привело к увеличению спроса на электроэнергию. Этот рост потребности в электроэнергии требует нас обновлять и модернизировать существующую сетевую инфраструктуру, включая линии электропередач. Одним из главных факторов, определяющих эффективность и надежность энергосистемы, является пропускная способность линий электропередач.

В условиях динамично меняющейся энергетической среды и стремительного технологического развития, проблема повышения пропускной способности существующих ЛЭП становится все более актуальной и значимой. Эффективное управление пропускной способностью является важным и необходимым условием для обеспечения стабильной работы энергосистемы и удовлетворения потребностей разнообразных потребителей.

Цель дипломной работы заключается в анализе текущего состояния линий электропередач и рассмотреть методы по повышению их пропускной способности с учетом специфики региональных особенностей и требований современной энергетики. Для достижения этой цели предстоит изучить технические аспекты эксплуатации существующих линий, также оценить экономическую целесообразность предлагаемых мероприятий.

В данной дипломной работе рассмотрены следующие задачи:

- произвели расчет активной и реактивной мощности трансформаторов и линий электропередач;
- рассчитали мощность установки компенсирующих устройств;
- произвели сравнения характеристик проводов АС и АСВТ;
- произвели технико-экономический расчет;

1 Теоретическая часть

1.1 Способы повышения пропускной способности линии электропередач

Технические ограничения пропускной способности

Технические ограничения пропускной способности ЛЭП (линий электропередачи) определяются рядом факторов, которые могут повлиять на их работу. Вот некоторые из основных технических ограничений:

Допустимому нагреву: Передача электроэнергии через ЛЭП вызывает нагрев проводов. Если температура повышается и становится слишком высоким, это может привести к перегреву проводов и их повреждению.

Механические нагрузки: ЛЭП также подвержены механическим нагрузкам, таким как ветер, снег, лед и т. д. Слишком сильный ветер или нагрузка от гололеда могут вызвать разрыв проводов или повреждение опор, что также ограничивает пропускную способность ЛЭП.

Допустимая сила тока и напряжения: ЛЭП имеют ограничения по максимальному напряжению и току, которые они могут выдерживать. Превышение этих значений может привести к электрическим разрядам, повреждению оборудования и снижению надежности системы.

Электромагнитная совместимость (ЭМС): Неконтролируемые электромагнитные помехи, такие как электромагнитные поля от высоковольтных линий передачи или радиочастотные помехи, могут оказывать влияние на работу электронного оборудования и снижать пропускную способность ЛЭП.

Геометрия и конфигурация ЛЭП: Физические параметры линий передачи, такие как длина, высота опор, диаметр проводов и расстояние между ними, также оказывают влияние на их пропускную способность. Неправильное планирование или конфигурация ЛЭП может привести к неэффективному использованию доступной мощности.

Управление этими техническими ограничениями важно для обеспечения надежности и эффективности работы электроэнергетических систем. Технические ограничения пропускной способности учитываются при проектировании, эксплуатации и обновлении ЛЭП.

Под пропускной способностью понимается максимальная мощность, которая может быть передана по линии с учетом всех технических ограничений. К таким ограничениям относятся ограничения по:

- произвели расчет активной и реактивной мощности трансформаторов и линий электропередач;
- рассчитали мощность установки компенсирующих устройств;
- произвели сравнения характеристик проводов АС и АСВТ;
- произвели технико-экономический расчет;

Рассмотрим методы увеличения пропускной способности.

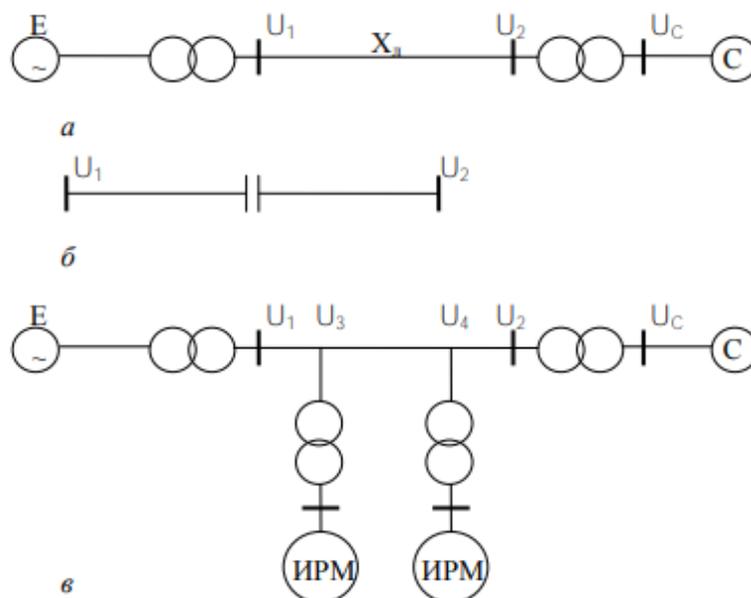


Рисунок 1.1 - Схема систем электропередач (а), линии с продольной компенсацией (б) и с промежуточными подстанциями (в)

$$P = \frac{U_1 U_2}{X_{\text{Л}}}, \quad (1.1)$$

Из уравнения можно выделить следующие стратегии для повышения пропускной способности системы электропередачи путем воздействия на ее составные части, в частности, на линии электропередачи:

- 1) *Повышение номинального напряжения линии.*
- 2) *Снижение индуктивного сопротивления линии.* Это можно достичь с помощью применения расщепленных фаз, существенно на длинных линиях. Также возможно применение различных возможных вариантов воздушных компактных ЛЭП.
- 3) *Применение продольной КР сопротивления линии,* что позволяет увеличить пропускную способность.
- 4) *Использование управляемых источников реактивной мощности (ИРМ) на промежуточных подстанциях.* ИРМ могут включать статические тиристорные компенсаторы, синхронные компенсаторы и другие устройства. Держать заданные напряжения расположенных между двумя точками линий позволяет разделить линию на несколько участков, увеличивая тем самым пропускную способность.

Допустимая сила тока по нагреванию проводников

Пропускная способность линии ограничивается максимально допустимым током, который может протекать через проводники, не вызывая их перегрева, определяется по выражению

$$P = \sqrt{3}UI_{\text{доп}}\cos\varphi, \quad (1.2)$$

U — напряжение;

$I_{\text{доп}}$ — допустимая сила тока по нагреву;

$\cos\varphi$ — коэффициент мощности.

1.2 Виды компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности играет важную роль в качественной работе электрических сетей, помогая решать вопросы по энергосбережению, уменьшению нагрузок на сеть и увеличению пропускной способности.

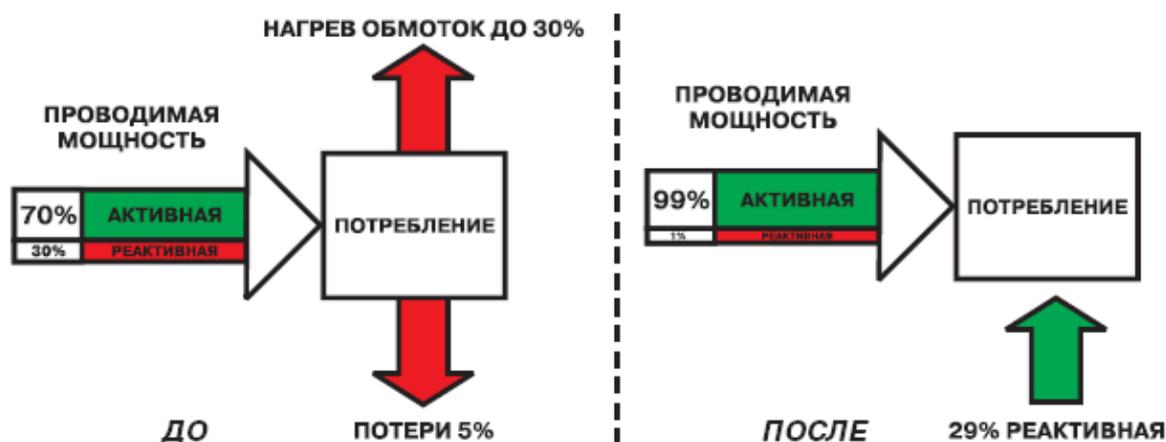


Рисунок 1.2 - Принцип работы КРМ

- под компенсирующими устройствами понимаются установки, которые выполняют две функции: это КРМ потребителей, а также КР составляющей сопротивления элементов электрической сети. Уменьшение потерь: КРМ позволяет снизить потери энергии в системе. Это включено за счет снижения токов РМ, которые приводят к тепловым потерям в проводах и других элементах сети.

- повышение эффективности использования ресурсов: повышение пропускной способности линий позволяет более эффективно использовать доступные ресурсы. Это особенно важно в периоды пикового солнечного света, когда возможности передачи энергии могут быть ограничены.

- улучшение качества электроснабжения: Повышение пропускной способности линий позволяет более надежно обеспечивать потребителей электроэнергией. Это обеспечивает сокращение возможностей отключений и повышение общего качества электроснабжения.

- экономическая эффективность: Эффективное использование реактивной мощности позволяет снизить затраты за счет потерь энергии и повысить эффективность работы электроэнергетических систем.

- *снижение значения на оборудование*: увеличение пропускной способности позволяет снизить нагрузку на оборудование, так как для передачи той же мощности требуется меньший ток. Это соглашение продлевает срок службы оборудования и снижает риск отказов.

Таким образом, компенсация реактивной мощности является эффективным методом ограничения пропускной способности линий электропередачи, который обеспечивает эффективность и надежность работы электроэнергетических систем.

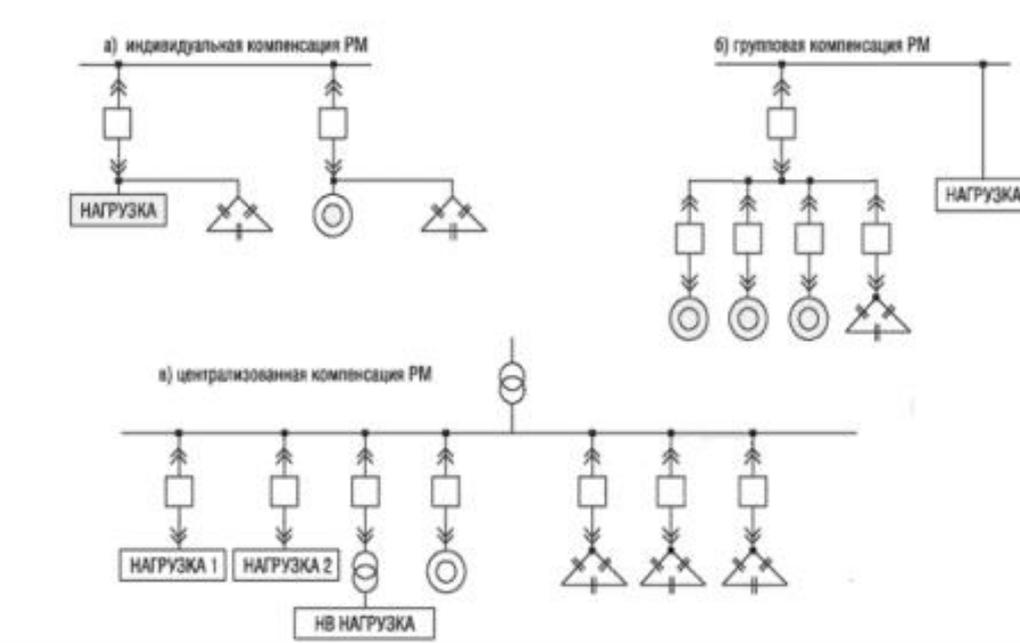


Рисунок 1.3 - Виды схем компенсации реактивной мощности

Компенсирующие устройства разделяются на две группы в зависимости от их назначения: *поперечную компенсацию* и *продольную компенсацию*.

Поперечная компенсация реактивной мощности — это метод КРМ, при котором КУ подключаются параллельно нагрузке или группе нагрузок. Этот метод направлен на уменьшение РМ, потребляемой нагрузкой, и улучшение коэффициента мощности системы.

В контексте ЛЭП поперечная КРМ может быть достигнута путем установки КУ, таких как конденсаторы, параллельно к загрузкам в различных точках системы. Эти КУ генерируют РМ, противоположную по знаку к реактивной мощности, потребляемой нагрузкой, что позволяет снизить общий уровень реактивной мощности в системе.

Поперечная КРМ помогает улучшить коэффициент мощности системы, снизить потери энергии и улучшить эффективность передачи электроэнергии. Этот метод также способствует увеличению пропускной способности линий электропередачи за счет уменьшения нагрузки на систему и улучшения стабильности напряжения.

Поперечная КРМ осуществляется несколькими способами:

- 1) Применение синхронных ЭД которые потребляют как АМ, так и РМ.
- 2) Установка статических конденсаторов в сеть параллельно линии. Они принимают на себя часть реактивной мощности (заряжаются) и отдают в сеть эл. энергию, когда появляется недостаток активной мощности.

3) Применение реакторов (катушек индуктивности) с управлением насыщения самих обмоток. Аналог конденсаторным установкам.

Применение установок смешенного типа (конденсаторы и реакторы).

Продольная компенсация реактивной мощности — это метод компенсации реактивной мощности, при котором компенсирующие устройства подключаются последовательно к линии электропередачи или к элементам системы передачи электроэнергии. Этот метод направлен на уменьшение реактивной мощности, протекающей через линии передачи электроэнергии, и улучшение коэффициента мощности системы.

В контексте линий электропередачи продольная компенсация реактивной мощности может быть достигнута путем установки компенсирующих устройств, таких как индуктивности или синхронные компенсаторы, в серию с линией передачи электроэнергии. Эти компенсирующие устройства генерируют или поглощают реактивную мощность таким образом, чтобы сделать фазовый угол между током и напряжением близким к нулю.

Продольная компенсация реактивной мощности помогает улучшить коэффициент мощности системы, снизить потери энергии и улучшить эффективность передачи электроэнергии. Этот метод также способствует увеличению пропускной способности линий электропередачи за счет улучшения стабильности напряжения и снижения нагрузки на систему.

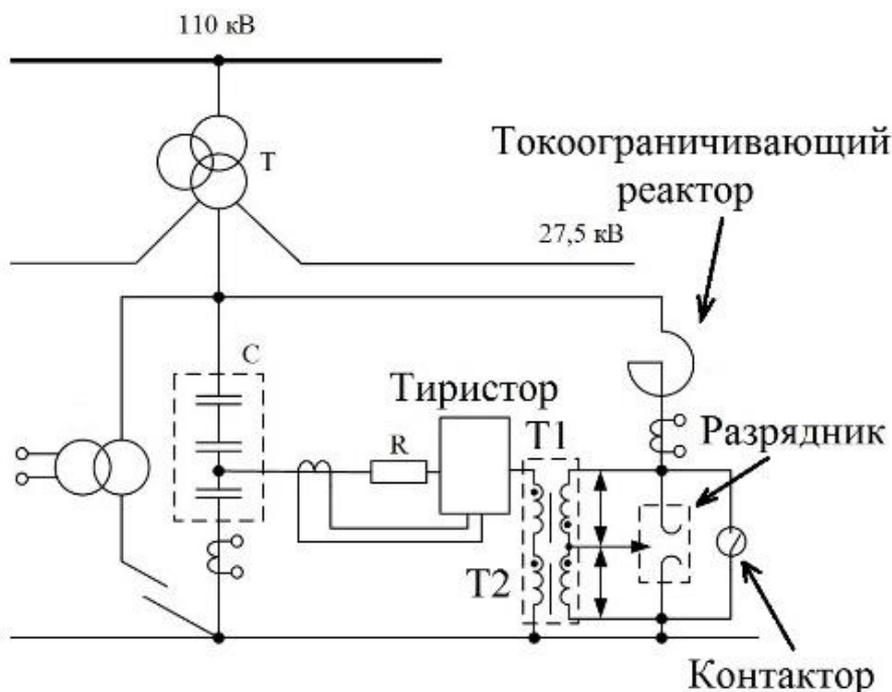
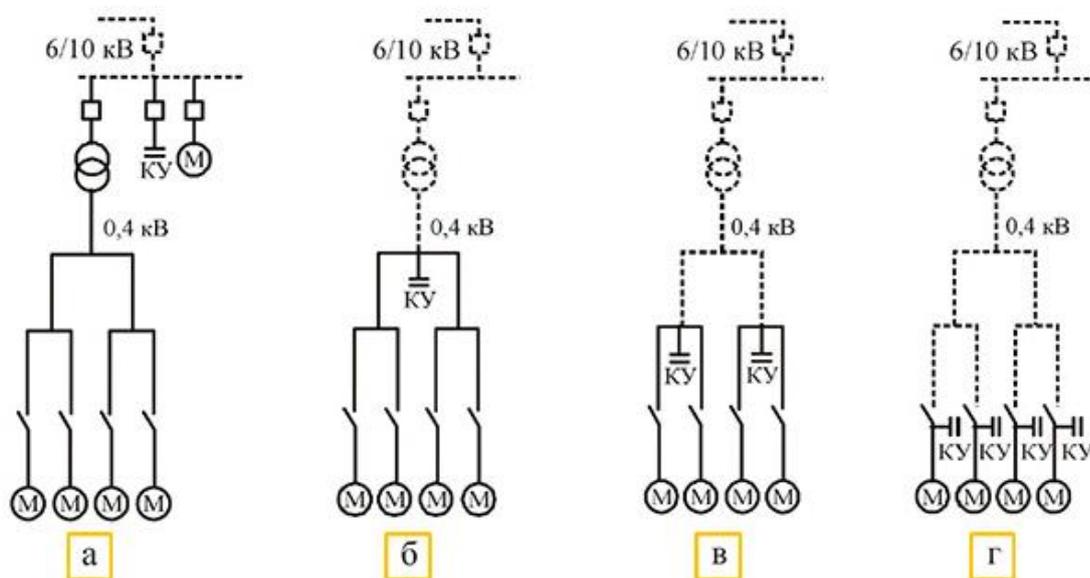


Рисунок 1.4 - Схема продольной компенсации

На рисунке приведена схема, где использована одна секция конденсаторов ПК а на самом деле их 3 подключенных параллельно между собой.



а) централизованная на стороне ВН; б) централизованная на стороне НН;
в) групповая; г) индивидуальная; где штрих они разгружены от перетоков реактивной мощности;

Рисунок 1.5 - Способы КРМ

1.3 Основные типы компенсирующих устройств

Батареи статических конденсаторов состоят из несколько параллельно и последовательно соединенных конденсаторов

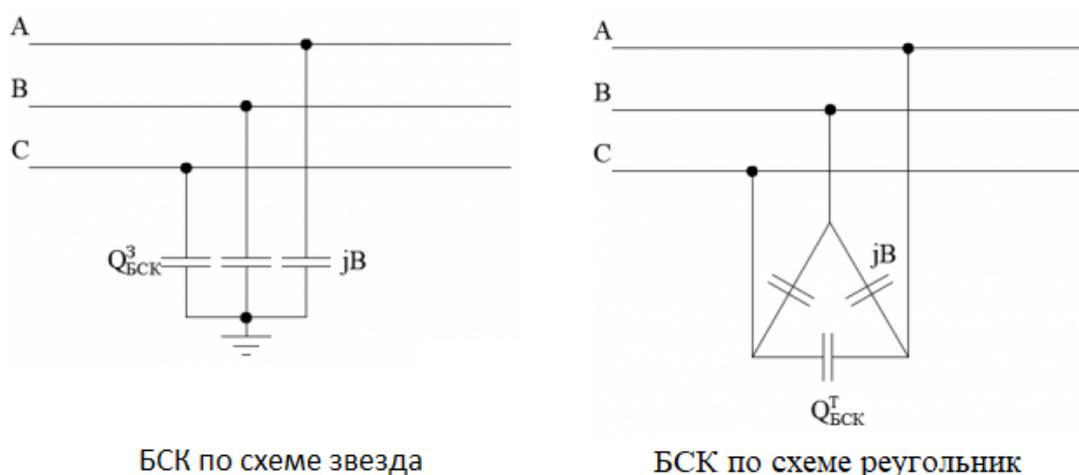


Рисунок 1.6 - БСК схемы подключения звезды и треугольника

Достоинства БСК:

- улучшение коэффициента мощности: Батареи статических конденсаторов компенсируют реактивную мощность, что улучшает коэффициент мощности системы. Это может снизить потери в сети и улучшить эффективность энергопотребления.

- повышение эффективности системы: за счет компенсации реактивной мощности батареи статических конденсаторов способствуют повышению эффективности работы электрической системы.

- улучшение качества электропитания: Эти батареи могут помочь снизить колебания напряжения и улучшить стабильность электропитания, особенно в системах с высокой долей индуктивных нагрузок.

- экономические выгоды: Улучшение коэффициента мощности может снизить стоимость электроэнергии за счет сокращения штрафов за низкий коэффициент мощности и повышения эффективности использования энергии.

Недостатки:

- инсталляционные и эксплуатационные расходы: Установка и обслуживание батареи статических конденсаторов могут потребовать значительных инвестиций и ресурсов.

- потребление энергии: Батареи статических конденсаторов требуют энергии для своей работы. В некоторых случаях это может привести к увеличению потребления электроэнергии и, следовательно, к дополнительным расходам.

- риск перенапряжения: Неправильная работа или неправильное управление батареями статических конденсаторов может привести к перенапряжению в электрической сети, что может повредить оборудование и увеличить риск аварий.

- ограничения по применению: Некоторые ситуации или типы нагрузок могут не подходить для компенсации реактивной мощности с помощью батареи статических конденсаторов. Например, в некоторых случаях более эффективным может быть использование других методов компенсации реактивной мощности.

Фильтрокомпенсирующие устройства, иногда также называемые активными фильтрами или гибридными компенсаторами, представляют собой современные системы управления электропитанием, которые используют комбинацию пассивных (например, конденсаторов и катушек) и активных (например, силовых транзисторов) компонентов для компенсации реактивной мощности и улучшения качества электропитания.

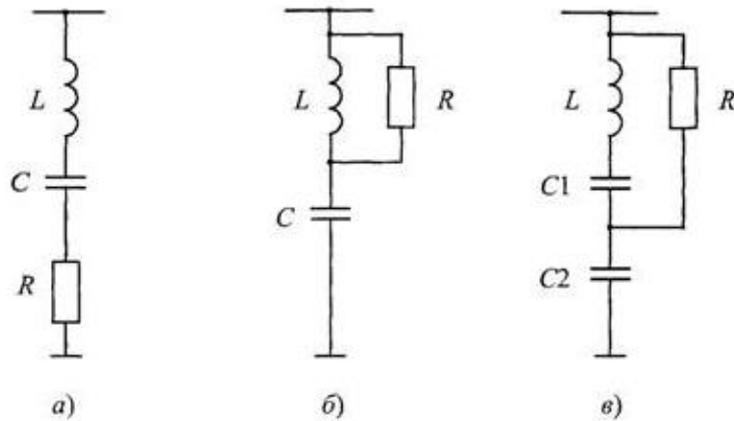


Рисунок 1.7 - Схемы фильтров а) узкополосный; б) широкополосный; в) - С типа

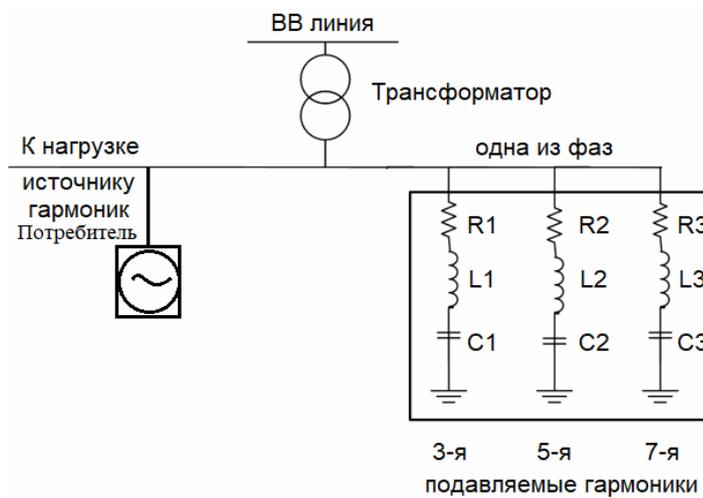


Рисунок 1.8 - Схема подключения ФКУ

Вот некоторые особенности и преимущества фильтрокомпенсирующих устройств:

Достоинства:

- компенсация реактивной мощности: Фильтрокомпенсирующие устройства способны эффективно компенсировать реактивную мощность в электрической сети, что позволяет улучшить коэффициент мощности и снизить потери энергии.

- подавление гармоник: они могут эффективно снижать уровень гармоник в электрической сети, что важно для предотвращения повреждений оборудования и обеспечения надлежащей работы систем управления.

- улучшение качества электропитания: Фильтрокомпенсирующие устройства способны улучшить стабильность напряжения и снизить искажения, что способствует повышению качества электропитания и защищает чувствительное оборудование.

- гибкость и управляемость: они обычно обладают возможностью адаптивного управления, что позволяет им эффективно реагировать на изменяющиеся условия нагрузки и электрической сети.

Недостатки:

- высокая стоимость: Фильтрокомпенсирующие устройства могут быть дорогими в установке и обслуживании, что может быть проблемой для малых предприятий или бюджетов.

- сложность проектирования и установки: Их установка и настройка требует опыта и квалификации специалистов, что может увеличить общие затраты на проект.

- потребление энергии: Фильтрокомпенсирующие устройства потребляют энергию для своей работы, что может увеличить общий энергопотребление системы.

- риск неисправностей: Неправильная работа или неправильное управление фильтрокомпенсирующими устройствами может привести к непредвиденным проблемам в электрической сети или повреждению оборудования.

Синхронные компенсаторы также известный как синхронный компенсатор переменного тока, представляет собой устройство для компенсации реактивной мощности в электрической сети. Он использует синхронный генератор, подключенный к сети через силовой трансформатор, для генерации или поглощения реактивной мощности в зависимости от требований сети.

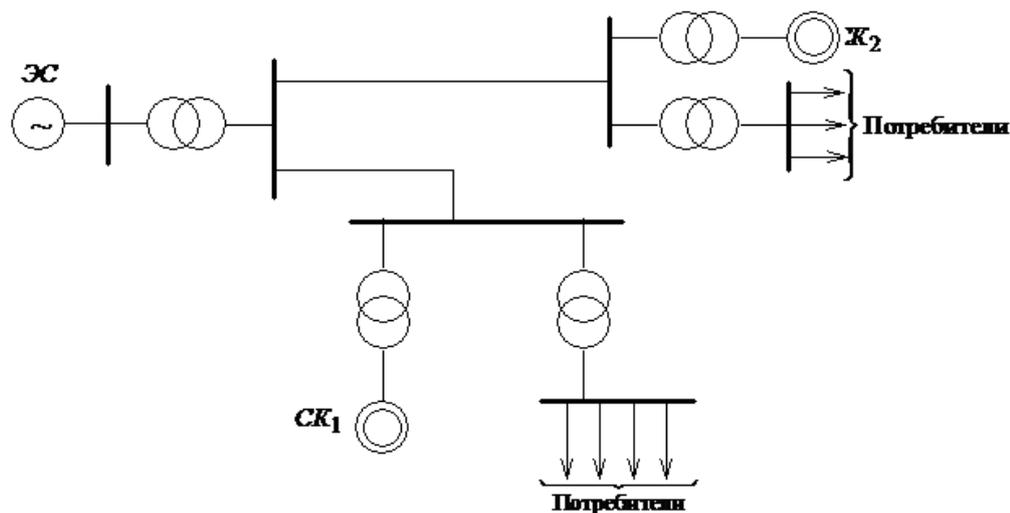


Рисунок 1.9 - Схема подключения СК

Особенности:

- синхронный генератор: Основой синхронного компенсатора является синхронный генератор, который может генерировать или поглощать реактивную мощность в зависимости от потребностей сети.

- подстройка реактивной мощности: Синхронный компенсатор может быстро реагировать на изменения нагрузки или условий сети, подстраивая реактивную мощность для поддержания стабильного напряжения в электрической сети.

- гибкость управления: Он обычно обладает возможностью точного и быстрого управления реактивной мощностью, что позволяет эффективно регулировать работу сети.

- высокая эффективность: Синхронные компенсаторы обычно имеют высокую эффективность в компенсации реактивной мощности и поддержании стабильного напряжения, что способствует оптимальной работе электрической сети.

Преимущества:

- быстрое действие: Синхронные компенсаторы могут быстро реагировать на изменения нагрузки и сетевых условий, обеспечивая стабильное электрическое питание.

- высокая точность: они обладают высокой точностью регулирования и могут поддерживать требуемый уровень реактивной мощности и напряжения в электрической сети.

- надежность: Синхронные компенсаторы обычно надежны в работе и имеют длительный срок службы при правильном обслуживании.

Недостатки:

- высокая стоимость: Синхронные компенсаторы могут быть дорогими в установке и обслуживании, что может стать проблемой для малых предприятий или бюджетов.

- сложность управления: Их установка и настройка требует опыта и квалификации специалистов, что может увеличить общие затраты на проект.

- потребление топлива: Синхронные компенсаторы, использующие синхронные генераторы, могут потреблять топливо или другие ресурсы для своей работы, что может увеличить операционные расходы.

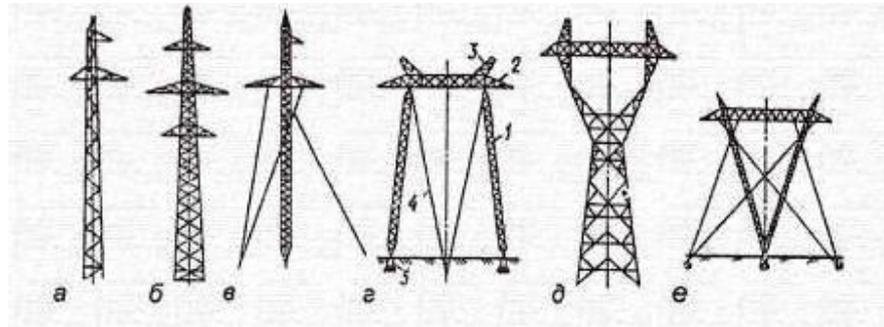
- размер и вес: они часто требуют больших размеров и веса из-за использования синхронных генераторов, что может потребовать дополнительного пространства и инфраструктуры для установки.

1.4 Воздушная линия электропередачи

ВЛЭ предназначенное для передачи или распределения электрической энергии по проводам с защитной изолирующей оболочкой (ВЛЗ) или неизолированным проводам (ВЛ), находящимся на открытом воздухе и прикрепленным с помощью траверс (кронштейнов), изоляторов и линейной арматуры к опорам или другим инженерным сооружениям (мостам, путепроводам). Главными элементами ВЛ являются:

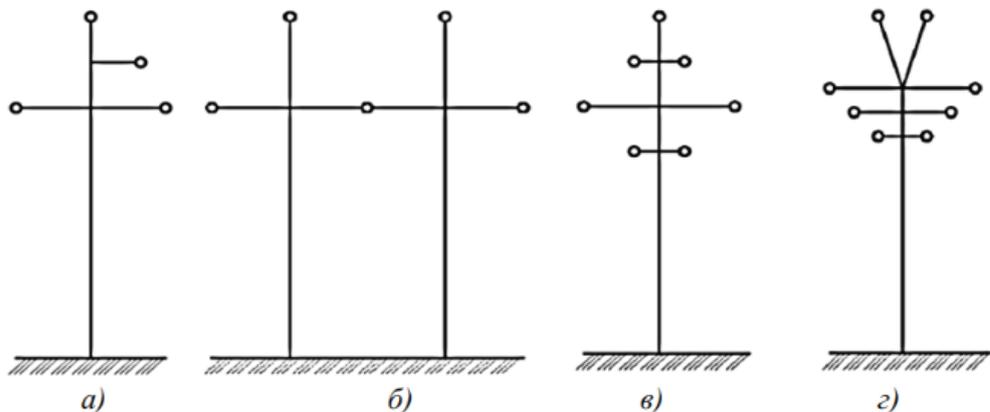
- провода;
- защитные тросы;

- опора, поддерживающая провода и тросы на определенной высоте над уровнем земли или воды;
- изоляторы, изолирующие провода от тела опоры;
- линейная арматура.



- а – промежуточная одноцепная башенного типа 35-330 кВ;
- б – промежуточная двухцепная башенного типа 35-330 кВ;
- в – промежуточная одноцепная на оттяжках на 110-330 кВ;
- г – промежуточная порталная на оттяжках на 330-500 кВ;
- д – промежуточная свободно стоящая на 500-750 кВ;
- е – промежуточная на оттяжках типа “набла” 750 кВ;

Рисунок 1.10 - Применение металлических опор на ВЛ и тип опоры



- а – треугольное; б – горизонтальное; в – шестиугольное «бочкой»; г – обратной «елкой»

Рисунок 1.11 - Примеры расположения фазных проводов и грозозащитных тросов на опорах

Классификация воздушных линий электропередач

ЛЭП бывают:

- переменного тока
- постоянного тока

Часто используют переменный ток и делятся по мощности:

- переменный ток - 0,4; 6; 10; 35; 110; 150; 220; 330; 400; 500; 750; 1150 (кВ);

- постоянный ток применяют один вид напряжения – 400 кВ

Таблица 1.1 - Таблица техничекй параметров и габаритов ЛЭП

Ном. напряжение ВЛ, кВ	Расстояние между фазными проводами, м	Длина пролета, м	Высота опоры, м	Габарит линии, м
Менее 1	0,5	40 – 50	8 – 9	6 – 7
6 – 10	1,0	50 – 80	10	6 – 7
35	3	150 – 200	12	6 – 7
110	4 – 5	170 – 250	13 – 14	6 – 7
150	5,5	200 – 280	15 – 16	7 – 8
220	7	250 – 350	25 – 30	7 – 8
330	9	300 – 400	25 – 30	7,5 – 8
500	10 – 12	350 – 450	25 – 30	8
750	14 – 16	450 – 750	30 – 41	10 – 12
1150	12 – 19	—	33 – 54	14,5– 17,5

Элементы воздушной линии электропередачи (ЛЭП) включают в себя:

1) Провода (фазные проводники): переносят электрический ток от одной точки к другой. Обычно они состоят из алюминиевых или сталеалюминиевых проводников для обеспечения необходимой прочности и проводимости.

2) Опоры (стойки, башни): Конструкции, которые поддерживают провода в воздухе. Они могут быть выполнены из металла, бетона или дерева в зависимости от требований нагрузки и местных условий.

3) Изоляторы: используются для разрыва электрической цепи между проводами и опорами, чтобы предотвратить короткое замыкание. Обычно они изготавливаются из керамики или композитных материалов.

4) Перекрестные поперечные поддерживающие изоляторы (ПППИ): используются для поддержания расстояния между фазными проводами на различных фазах линии.

5) Заземляющие провода и заземляющие устройства: используются для защиты линии от молнии и обеспечения безопасности персонала и оборудования.

6) Тросы подвески и анкерные тросы: помогают поддерживать опоры и обеспечивают дополнительную прочность линии.

7) Распределительные и трансформаторные подстанции: используются для подключения линии к источникам электроэнергии и потребителям, а также для изменения уровня напряжения через трансформаторы.

Транспозицию проводов

Транспозиция проводов применяется для снижения взаимного влияния между проводами в линии электропередачи. Это делается путем изменения расположения проводов внутри жилы линии, чтобы минимизировать эффекты электрических и магнитных полей, вызываемые токами, проходящими через провода. Транспозиция проводов помогает снизить индуктивные и емкостные потери, уменьшить электромагнитные помехи и повысить эффективность передачи электроэнергии.

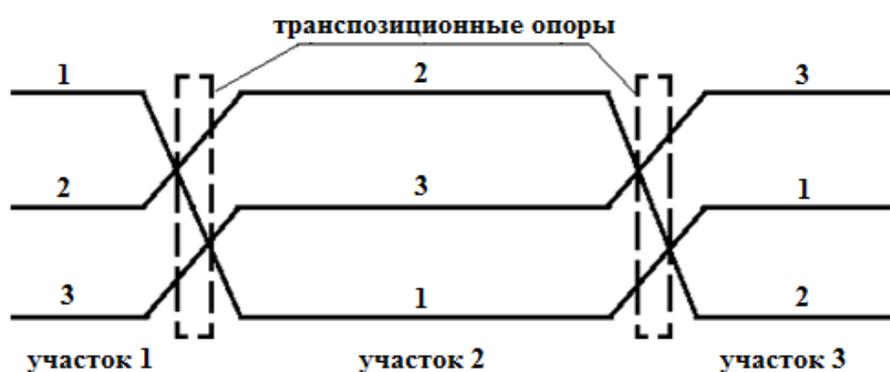


Рисунок 1.12 - Схема транспозиция воздушной линии электропередачи: 1, 2, 3 – фазные провода

Существует несколько типов классификации линий электропередачи (ЛЭП) в зависимости от нейтрали:

1) Трехфазные сети с незаземленной нейтралью. Этот тип сетей обычно используется для передачи электроэнергии с напряжением от 3 до 35 кВ, где токи нейтрали невелики.

2) Трехфазные сети с нейтралью, заземленной через индуктивность. Это известно как резонансно-заземленный тип. В таких ЛЭП применяется напряжение от 3 до 35 кВ, и здесь проходят более высокие токи.

3) Трехфазные сети с полностью заземленной нейтралью (эффективно-заземленные). Этот режим работы нейтрали применяется в ЛЭП со средним и сверхвысоким напряжением. Важно отметить, что в таких сетях требуется использование трансформаторов, а не автотрансформаторов, где нейтраль полностью заземлена.

4) Сети с глухозаземленной нейтралью. Этот тип используется в ЛЭП с напряжением ниже 1,0 кВ или выше 220 кВ.

Механическая часть воздушных линий

Проектирование механической части воздушных линий электропередачи включает следующие основные этапы:

- оценка механических нагрузок, действующих на элементы линии.
- выбор компонентов линии (опор, изоляторов, фурнитуры и других элементов).
- расчет механической прочности выбранных компонентов линии.
- планировка расположения опор вдоль трассы линии.
- разработка переходов через различные инженерные сооружения (например, наземные трубопроводы).
- расчет и определение монтажных стрел для установки проводов и тросов.

1.5 Характеристики и конструкция высокотехнологичного провода АСВТ

Конструкции высокотемпературных проводов

Для решения проблемы увеличения пропускной способности ЛЭП требует разработки новых технологий проводов и сердечников, которые позволяют продолжительно функционировать при больших температурах больше 100 °С

Высокотемпературный провод АСВТ

Провода бывают в двух исполнениях АСВП (высокопрочные) и АСВТ (высокотемпературные), которые мы рассматриваем в работе он изготовлен из сталеалюминия, используется в основном для передачи электрической энергии по линиям электропередачи с напряжением от 35 до 1150 кВ.

Эксплуатационные параметры АСВП/АСВТ значительно превышают стандартные АС, при этом их стоимость сопоставима с АС, в том числе в высокотемпературном исполнении.



Рисунок 1.13 - Провод АСВТ

Преимущества:

- обладает высокой стойкостью разряда от молнии
- стойкий к токам КЗ при однофазных и двухфазных КЗ на землю

- рабочая температура провода 160°C предельно допустимая 210°C
- стоимость не выше, чем с обычными проводами
- низкие нагрузки на опоры от ветра и мокрого снега
- из-за повышенной механической прочности (на 10-76%), позволяет снизить стрелы провеса или уменьшить количество опор ВЛ.
- при увеличении пропускной способности существующих линий без их полной реконструкции (на старых опорах)
- провод марки АСВТ обладают большей прочностью и значительно более высоким длительно допустимым током по сравнению с проводами АЕРО-Z. Они также имеют высокую пропускную способность, чем провода того же диаметра.

Провод, изготовленный по СТО 71915393-ТУ 120-2013 ОАО «Северсталь-Метиз», испытан в системе «провод-арматура».

Рекомендации по использованию проводов типов АСВТ и АСВП были Техническим Советом ПАО «Россети», на основе НИОКР (Протоколы №1ТС 2017 и №1ТС 2020), эти рекомендации учитывают экспериментально подтвержденное снижение нагрузок от гололеда, ветра и вибрации на все элементы ВЛЭП.

Линейка проводов АСВТ позволяет увеличить эффективность ЛЭП при заменах, учитывая возможность стыковки с проводами АС, практически равные нагрузки на опоры

2 Основная часть

2.1 Климатические условия Алматинской области

Алматинская область, расположенная в южной части Казахстана, характеризуется разнообразными климатическими условиями в зависимости от рельефа и высоты над уровнем моря.

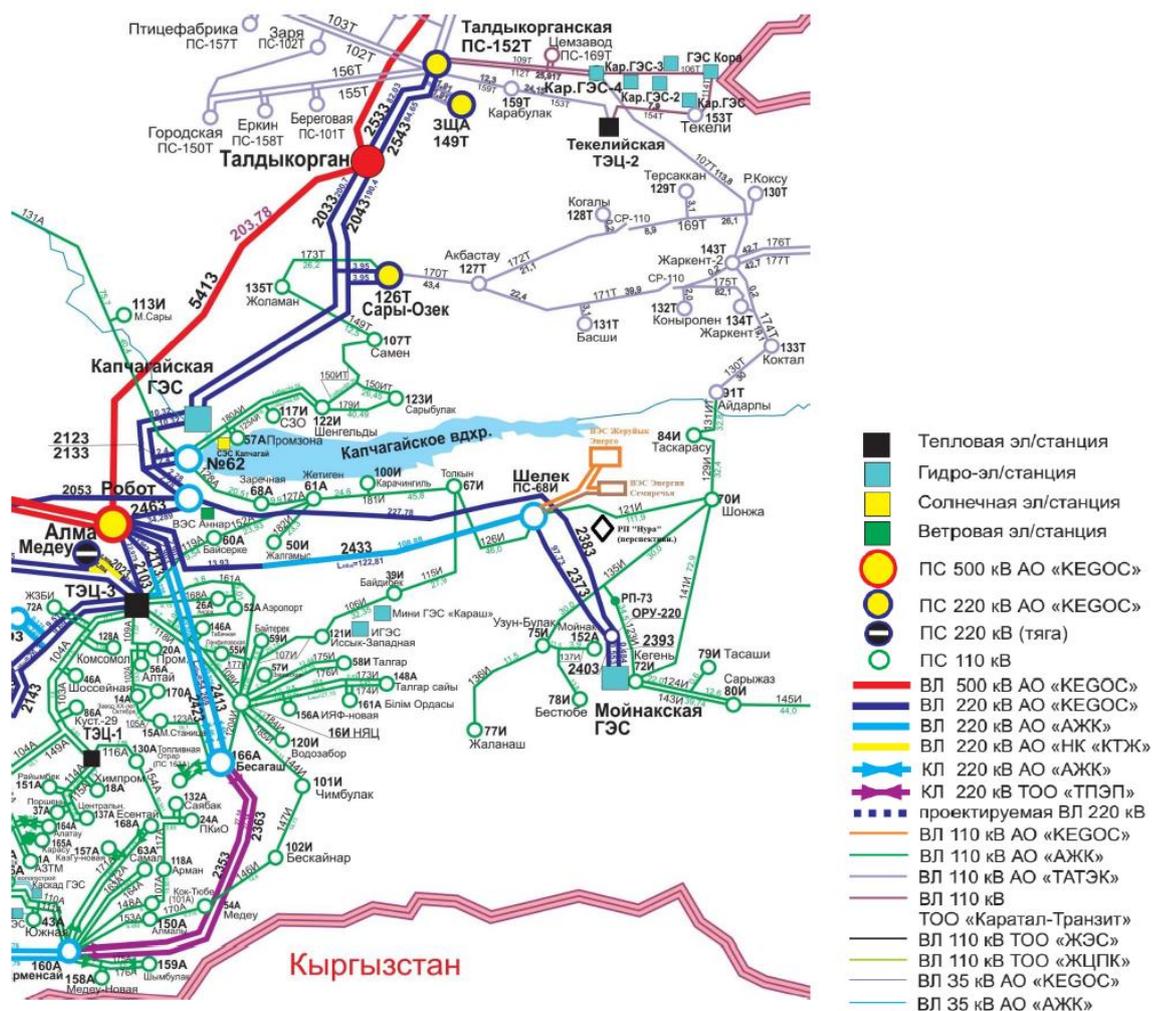


Рисунок 2.1 - Карта-схема линий электропередачи Алматинской области

Основные черты климата области включают:

Континентальный климат: Большая часть области имеет континентальный климат с холодными зимами и жаркими летами. Зимы прохладные, средняя температура в январе колеблется от -5°C до -15°C , но иногда могут быть и более низкие значения. Лето жаркое, средняя температура в июле составляет около $+24,5^{\circ}\text{C}$, но может достигать и более высоких значений.

Таблица 2.1 - Климатические показатели Алматинской области

Температура воздуха:	
абсолютный максимум	+42°C
минимум	- 41,5°C
среднегодовая	+10,4°C
средняя температура наиболее жаркого месяца	+24,5°C
средняя температура наиболее холодного месяца	-8,1°C
Макс. скорость ветра	34 м/с

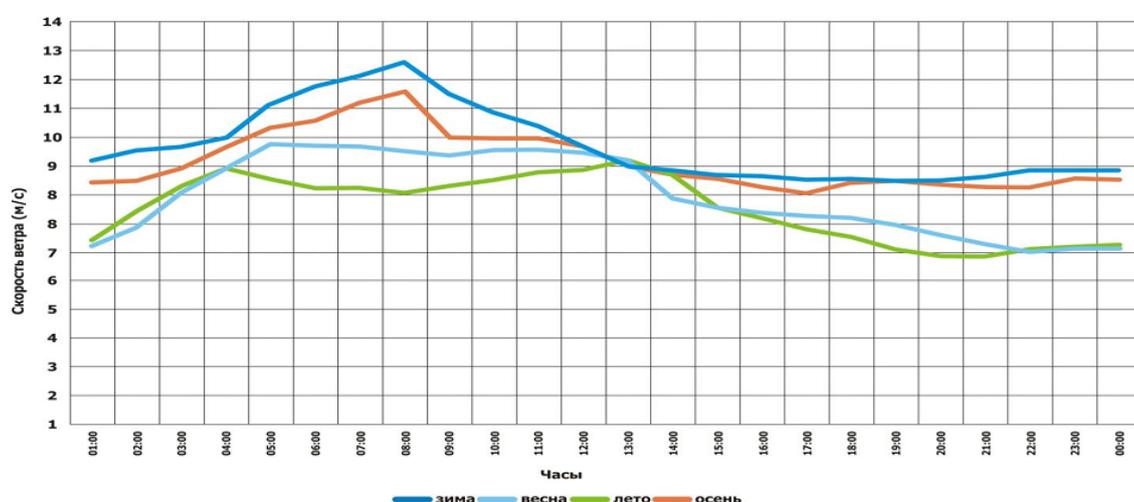


Рисунок 2.2 - Скорость ветра по сезону и суточное. [1]

Таблица 2.2 - Количество осадков

Среднегодовое количество осадков	200 мм
В холодное время	65 мм
В теплое время	135 мм
Среднегодовая влажность	60%
средняя температура наиболее жаркого месяца	+24,5°C
средняя температура наиболее холодного месяца	-8,1°C
Базовая скорость ветра	34 м/с

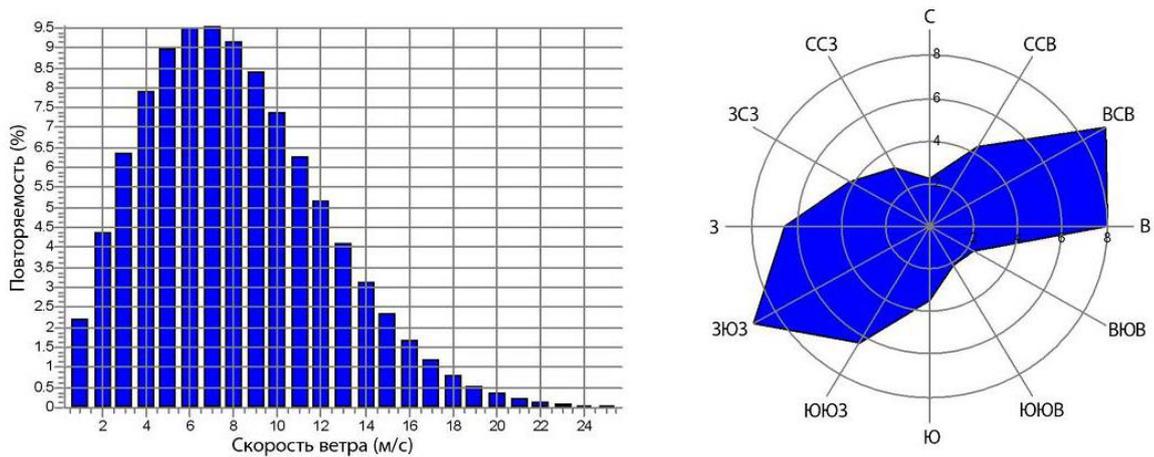


Рисунок 2.3 - Скорость ветра по Вейбулу и роза ветров. [1]

2.2 Расчет параметров и режимов существующей сети

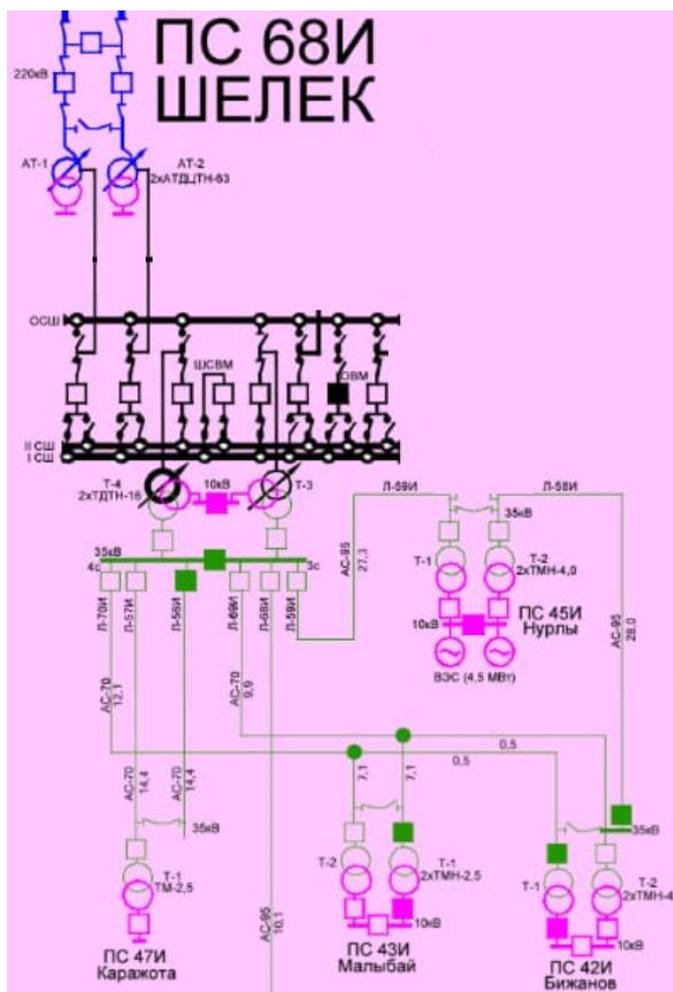


Рисунок 2.4 - Схема ПС 68 И Шелек

Таблица 2.3 – Параметры трансформаторов

№ узла, ПС	47И Каражота		43И Малыбай		42И Бижанов		ПС 45И Нурлы	
	Марка ТП	ТМН-2500/35/10		2хТМН-2500/35/10		2хТМН-4000/35/10		
S _{НОМ} , кВА	2500		2500		4000			
Вид и диапазон рег.	РПН ±4*2,5 %		РПН ±4*2,5 %		РПН ±4*2,5 %			
U _{НОМ} ,кВ	ВН	35	ВН	35	ВН	35		
	НН	10,5	НН	10,5	НН	10,5		
U _к , %	6,5		6,5		7,5			
I _{хх} , %	1		1		0,9			
ΔP _{кз} ,кВт	22		22		32			
ΔP _{хх} ,кВт	3,5		3,5		5			
ΔQ _х ,кВар	25		25		36			
R _Т , Ом	4,3		4,3		2,5			
X _Т , Ом	31,9		31,9		34,7			

2.3 Расчет потерь в трансформаторах

Подстанция I - ТМН-2500/35/10

ТП1: P_{кз} = 0,8; N = 1. Тогда потери активной мощности равны

$$\Delta P_T = N(\Delta P_x + \Delta P_{кз} * \Delta K_3^2), \quad (2.1)$$

$$\Delta P_T = 1(3,5 + 22 * 0,8^2) = 17,58 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе рассчитываются по формуле:

$$\Delta Q_T = N \left(\frac{I_{xx} \times S_H}{100} + \frac{U_{кз} \times S_H \times K_3^2}{100} \right), \quad (2.2)$$

$$\Delta Q_T = 1 \left(\frac{1 \times 2500}{100} + \frac{6,5 \times 2500 \times 0,8^2}{100} \right) = 129 \text{ кВар},$$

ТП2, ТП3:

$$\Delta P_T = 2(3,5 + 22 * 0,75^2) = 31,75 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \left(\frac{1 \times 2500}{100} + \frac{6,5 \times 2500 \times 0,75^2}{100} \right) = 232,8 \text{ кВар}$$

ТП4, ТП5: $N = 2$

По формуле (2.1)

$$\Delta P_T = 2(5 + 32 * 0,75^2) = 46 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 2 \left(\frac{0,9 \times 4000}{100} + \frac{7,5 \times 4000 \times 0,75^2}{100} \right) = 409,5 \text{ кВар}$$

ТП6, ТП7: $N = 2$

$$\Delta P_T = 2(5 + 32 * 0,72^2) = 43,18 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 2 \left(\frac{0,9 \times 4000}{100} + \frac{7,5 \times 4000 \times 0,72^2}{100} \right) = 383 \text{ кВар}$$

Таблица 2.4 – Информация по ТП

Трансформаторная подстанция	K_3	N	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар
<u>ТП1</u>	0,8	1	17,58	129
<u>ТП2, ТП3</u>	0,75	2	31,75	232,8
<u>ТП4, ТП5</u>	0,75	2	46	409,5
<u>ТП6, ТП7</u>	0,72	2	43,18	383

Суммарные потери во всех трансформаторах:

$$\Sigma \Delta P_T = 17,58 + 31,75 + 46 + 43,18 = 138,51 \text{ кВт},$$

$$\Sigma \Delta Q_T = 129 + 232,8 + 409,5 + 383 = 1154,3 \text{ кВар}.$$

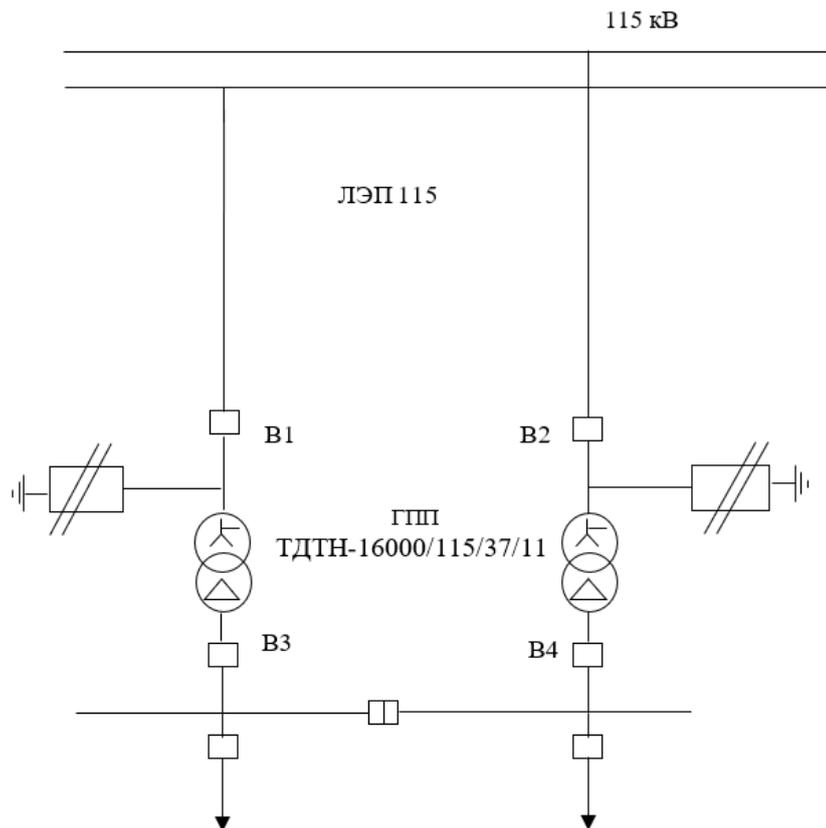


Рисунок 2.5 - Схема главной питающей подстанции

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_p}{2 * 0,7} = 0,7 * S_p, \quad (2.3)$$

$$S_{\text{тр}} = 0,7 * 23500 = 16450 \text{ кВА}$$

2 трансформатора мощностью 16000 кВА:

$$K_3 = \frac{S_{p.\text{гпп}}}{2 * S_{\text{ном.тр}}}, \quad (2.4)$$

$$K_3 = \frac{23500}{2 * 16000} = 0,7 \leq 0,85$$

Таблица 2.5 – Технические характеристики трансформатора

Трансформатор ГПП	$S_{\text{н.тр}}$, кВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$\Delta P_{\text{х.х.}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к.з.}}$, кВт	$U_{\text{к.з.}}$, %	$I_{\text{х.х.}}$, %
ТДТН-16000/115/37	16000	35	11	14	100	10,5	0,95

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{\text{т.гпп}} = N(\Delta P_x + \Delta P_{\text{кз}} * \Delta K_3^2), \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{\text{т.гпп}} = 2(14 + 100 * 0,7^2) = 126 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{тр.гпп}} = 2 * \left(\frac{I_x \cdot S_H}{100} + \frac{U_k \cdot S_H \cdot K_3^2}{100} \right), \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_{\text{тр.гпп}} = 2 * \left(\frac{0,95 \cdot 16000}{100} + \frac{10,5 \cdot 16000 \cdot 0,7^2}{100} \right) = 1950,4 \text{ квар}$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{т гпп}} = 2 * (\Delta P_x * \text{Твкл} + \tau * \Delta P_{\text{кз}} * K_3^2), \text{ кВт ч}, \quad (2.7)$$

$$\Delta W_{\text{т гпп}} = 2 * (14 * 5000 + 3410 * 100 * 0,7^2) =$$

474180 кВт ч

где τ – число часов использования максимума потерь и зависит от числа часов использования максимума нагрузки:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 * 8760, \quad (2.8)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5000}{10000} \right)^2 * 8760 = 3410 \text{ ч}$$

3. Расчет параметров сети

3.1 Расчет параметров провода АС

Определение сечений проводов воздушных ЛЭП включает в себя процесс выбора оптимальных размеров проводов для передачи электроэнергии с учетом требований к пропускной способности, напряжению и другим параметрам системы.

Сопротивление сети: проводника АС

Активное сопротивление линий

$$R = r_0 * l, \quad (3.1)$$

Реактивное сопротивление линий

$$X = x_0 * l, \quad (3.2)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление,

l – длина линии, км;

x_0 – удельное индуктивное сопротивление.

По формуле (3.1) рассчитаем активное сопротивление линии

Для участка 1-2, ПС 68И Шелек - ПС 47И Каржота:

$$R_1 = r_0 \cdot L_{1-2} = 0,422 \cdot 14,4 = 6,365, \text{ Ом/км};$$

Для участка 2 – 3, ПС 43И Малыбай:

$$R_2 = r_0 \cdot L_{2-3} = 0,422 \cdot 19,2 = 8,102, \text{ Ом/км};$$

Для участка 3 – 4, ПС 42И Бижанов:

$$R_3 = r_0 \cdot L_{3-4} = 0,422 \cdot 12,6 = 5,317, \text{ Ом/км};$$

Для участка 4 – 5, ПС 45И Нурлы:

$$R_4 = r_0 \cdot L_{4-5} = 0,301 \cdot 28 = 8,428, \text{ Ом/км};$$

Для участка 5 – 1, ПС 45И Нурлы- ПС 68И Шелек:

$$R_5 = r_0 \cdot L_{5-1} = 0,301 \cdot 27,3 = 8,217, \text{ Ом/км};$$

По формуле (3.2) рассчитаем реактивное сопротивление линии

для участка 1-2, ПС 68И Шелек - ПС 47И Каржота:

$$X_1 = x_0 \cdot L_{1-2} = 0,432 \cdot 14,4 = 6,221 \text{ Ом/км};$$

Для участка 2 – 3, ПС 43И Малыбай:

$$X_2 = x_0 \cdot L_{2-3} = 0,432 \cdot 19,2 = 8,294 \text{ Ом/км};$$

Для участка 3 – 4, ПС 42И Бижанов:

$$X_3 = x_0 \cdot L_{3-4} = 0,432 \cdot 12,6 = 5,443 \text{ Ом/км};$$

Для участка 4 – 5, ПС 45И Нурлы:

$$X_4 = x_0 \cdot L_{4-5} = 0,421 \cdot 28 = 11,788 \text{ Ом/км};$$

Для участка 5 – 1, ПС 45И Нурлы- ПС 68И Шелек:

$$X_5 = r_0 \cdot L_{5-1} = 0,421 \cdot 27,3 = 11,493 \text{ Ом/км};$$

Таблица 3.1 - Параметры линий электропередачи

Название	№ участка	Длина, км	Марка провода	r_0 , Ом	x_0 , Ом	R, Ом	X, Ом
ПС 68И Шелек - ПС 47И Каржота	1,2	14,4	АС-70/11	0,42 2	0,43 2	6,36 5	6,22 1
ПС43И Малыбай	2,3	19,2	АС-70/11			8,10 2	8,29 4
ПС 42И Бижанов	3,4	12,6	АС-70/11			5,31 7	5,44 3
ПС 45И Нурлы	4,5	28	АС-95/16	0,30 1	0,42 1	8,42 8	11,7 88
ПС 45И Нурлы- ПС 68И Шелек	5,1	27,3	АС-95/16			8,21 7	11,4 93

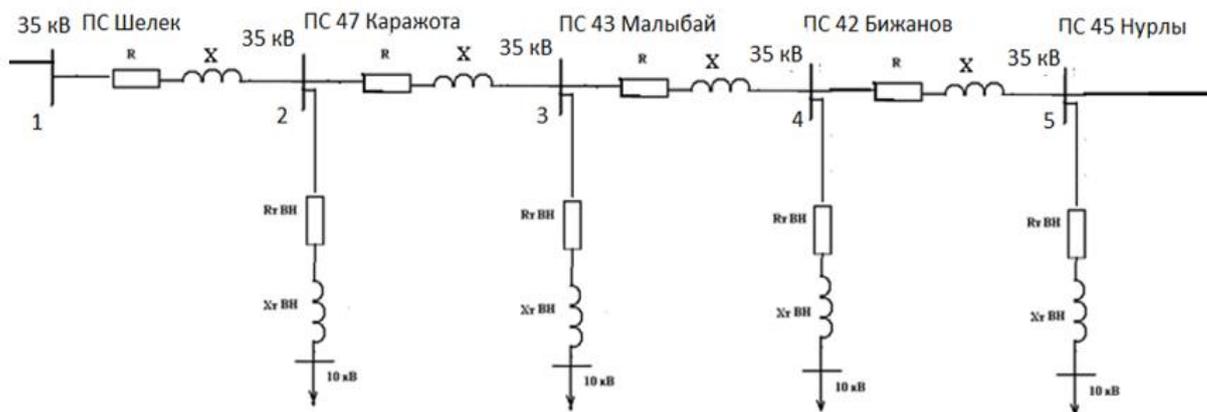


Рисунок.3.1 Схема замещения

Таблица 3.2 – Параметры схемы замещения участков сети

Номер участка а	Марка провода	Длина, км	Удельные параметры $r_0 + jx_0$ Ом/км	$R + jX$ Ом/км
1,2	АС-70/11	14,4	0.422+j0.432	6,365+j6.221
2,3	АС-70/11	19.2		8,102+j8.294
3,4	АС-70/11	12.6		5,317+j5.443
4,5	АС-95/16	28	0.301+j0.421	8,217+j11.493
5,1	АС-95/16	27.3		8,428+j11.788

Токи протекания по участкам

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} * U_2}, \quad (3.3)$$

$$I = \frac{\sqrt{2000^2 + 1500^2}}{1,73 * 35} = 41.3 \text{ A}$$

$$I = \frac{\sqrt{4000^2 + 2600^2}}{1,73 * 35} = 78.8 \text{ A}$$

$$I = \frac{\sqrt{6400^2 + 4160^2}}{1,73 * 35} = 126,1 \text{ A}$$

$$I = \frac{\sqrt{6400^2 + 4160^2}}{1,73 * 35} = 126,1 \text{ A}$$

Потери напряжения ВЛЭП определяется

$$\Delta U = \frac{(P * R + Q * X) * l}{U}, \quad (3.4)$$

где P, Q - активная (кВт) и реактивная (кВАр) мощность.

R - активное сопротивление трансформатора, Ом;

X - индуктивное сопротивление трансформатора, Ом;

$$\Delta U = \frac{(2000 * 0,422 + 1500 * 0,432) * 14,4}{35} = 614 \text{ В}$$

$$\Delta U = \frac{(4000 * 0,422 + 2600 * 0,432) * 19,2}{35} = 1542 \text{ В}$$

$$\Delta U = \frac{(6400 * 0,422 + 2600 * 0,432) * 12,6}{35} = 1377 \text{ В}$$

$$\Delta U = \frac{(6400 * 0,301 + 4160 * 0,421) * 28}{35} = 2942 \text{ В}$$

$$\Delta U = \frac{(6400 * 0,301 + 4160 * 0,421) * 27,3}{35} = 2869 \text{ В}$$

Суммарные потери $\sum \Delta U = 9381 \text{ В}$

Рассмотрим замену проводов серии АС на АСВТ.

3.2 Рассматриваем марку сталеалюминевые неизолированные провода АСВТ (высокотемпературный)

Выбираем сечение провода по методу токовых интервалов:

Таблица 3.3 – Марка провода на участках

Участок линий	Марка провода
1,2	АСВТ 81/9
2,3	АСВТ 81/9
3,4	АСВТ 81/9
4,5	АСВТ 112/13
5,1	АСВТ 112/13

Выбор проводов воздушных ЛЭП

По формуле (3.1) рассчитаем активное сопротивление линии

Для участка 1-2, ПС 68И Шелек - ПС 47И Каржота:

$$R_1 = r_0 \cdot L_{1-2} = 0,34 \cdot 14,4 = 3,744, \text{ Ом/км};$$

Для участка 2 – 3, ПС 43И Малыбай:

$$R_2 = r_0 \cdot L_{2-3} = 0,34 \cdot 19,2 = 4,992, \text{ Ом/км};$$

Для участка 3 – 4, ПС 42И Бижанов:

$$R_3 = r_0 \cdot L_{3-4} = 0,34 \cdot 12,6 = 3,276, \text{ Ом/км};$$

Для участка 4 – 5, ПС 45И Нурлы:

$$R_4 = r_0 \cdot L_{4-5} = 0,26 \cdot 28 = 7,28, \text{ Ом/км};$$

Для участка 5 – 1, ПС 45И Нурлы- ПС 68И Шелек:

$$R_5 = r_0 \cdot L_{5-1} = 0,26 \cdot 27,3 = 7,098, \text{ Ом/км};$$

По формуле (3.2) рассчитаем реактивное сопротивление линии

Для участка 1-2, ПС 68И Шелек - ПС 47И Каржота:

$$X_1 = x_0 \cdot L_{1-2} = 0,429 \cdot 14,4 = 6,178 \text{ Ом/км};$$

Для участка 2 – 3, ПС 43И Малыбай:

$$X_2 = x_0 \cdot L_{2-3} = 0,429 \cdot 19.2 = 8,237 \text{ Ом/км};$$

Для участка 3 – 4, ПС 42И Бижанов:

$$X_3 = x_0 \cdot L_{3-4} = 0,429 \cdot 12.6 = 5,405 \text{ Ом/км};$$

Для участка 4 – 5, ПС 45И Нурлы:

$$X_4 = x_0 \cdot L_{4-5} = 0,418 \cdot 28 = 11.704 \text{ Ом/км};$$

Для участка 5 – 1, ПС 45И Нурлы- ПС 68И Шелек:

$$X_5 = r_0 \cdot L_{5-1} = 0,418 \cdot 27,3 = 11,411 \text{ Ом/км};$$

Аналогично для последующих участков. Расчетные данные внесены в таблицу

Таблица 3.4 – Параметры проводов по участкам

№	Марка провода	L, км	r_0 , ом/км	г, Ом	x_0 , ом/км	x, Ом
1,2	АСВТ 81/9	14,4	0,34	3,744	0,429	6,178
2,3	АСВТ 81/9	19.2		4,992	0,429	8,237
3,4	АСВТ 81/9	12.6		3,276	0,429	5,405
4,5	АСВТ 112/13	28	0,26	7,28	0,418	11.704
5,1	АСВТ 112/13	27.3		7,098	0,418	11,411

Таблица 3.5 – Параметры схемы замещения участков сети

Номер участка	Марка провода	Длина, км	Удельные параметры $r_0 + jx_0$ Ом/км	$R + jX$ Ом/км
1,2	АСВТ 81/9	14,4	0.34+j0.429	3,744+j6.178
2,3	АСВТ 81/9	19.2		4,992+j8.237
3,4	АСВТ 81/9	12.6		3,276+j5.405
4,5	АСВТ 112/13	28	0.26+j0.418	7,28+j11.704
5,1	АСВТ 112/13	27.3		7,098+j11.411

Сравним характеристики существующих проводов АС на провода АСВТ

Таблица 3.6 - Характеристики проводов АС и АСВТ

Проводник	R Ом/км	Вес 1 км, кг	Разрывное усилие, Н	I, 70°С	I _{д.д} 150°С
АС-70/11	0,422	276	24130	265	-
АСВТ 81/9	0,34	299	29077	296	465
АС-95/16	0,301	385	33369	330	-
АСВТ 112/13	0,26	404	38960	374	576

Потери напряжения ВЛЭП определяется по формуле (3.4)

$$\Delta U = \frac{(2000 * 0,34 + 1500 * 0,429) * 14,4}{35} = 545 \text{ В}$$

$$\Delta U = \frac{(4000 * 0,34 + 2600 * 0,429) * 19,2}{35} = 1358 \text{ В}$$

$$\Delta U = \frac{(6400 * 0,34 + 2600 * 0,429) * 12,6}{35} = 1185 \text{ В}$$

$$\Delta U = \frac{(6400 * 0,26 + 4160 * 0,418) * 28}{35} = 2722 \text{ В}$$

$$\Delta U = \frac{(6400 * 0,26 + 4160 * 0,418) * 27,3}{35} = 2654 \text{ В}$$

3.3 Выбор мощности установки компенсирующих устройств

Выбор КУ проводится по двум условиям. Необходимо определить мощности конденсаторных батарей по условию баланса реактивной мощности.

$$Q = P * \text{tg}\varphi, \text{ квар} \quad (3.5)$$

Таблица 3.7 – РМ

Трансформаторная подстанция	P, кВт	tanφ	Q _{нб,1} , квар
<u>ТП1</u>	2000	0.75	1500
<u>ТП2, ТП3</u>	4000		2600
<u>ТП4, ТП5</u>	6400		4160
<u>ТП6, ТП7</u>	6400		4160

Определим мощности (расчетные) конденсаторных установок, предусматриваемых на каждой ПС:

$$Q_{k.1,2,3,4} = P_{нб.1,2,3,4}(tg\varphi_1 - tg\varphi), \quad (3.6)$$

Предположим, что у нас начальный коэффициент мощности $\cos\varphi = 0.8$, где $\tan\varphi = 0.75$ и мы хотим улучшить до $\cos\varphi = 0.95$ где $\tan\varphi = 0.328$

$$Q_{k.1,2,3,4} = 2000(0,75 - 0,328) = 844 \text{ квар}$$

Таблица 3.8 - Компенсирующие устройства

№ узла	Q, квар	Количество КУ	Тип КУ
1	844	2	УКЛ – 10,5 – 450 УКЛ – 10,5 – 450
2	1688	2	УКЛ – 10,5 – 1350 УКЛ – 10,5 – 450
3	3150	2	УКЛ – 10,5 – 1350 УКЛ – 10,5 – 1800
4	2700	2	УКЛ – 10,5 – 1350 УКЛ – 10,5 – 1350
5	2700	2	УКЛ – 10,5 – 1350 УКЛ – 10,5 – 1350

Затем уточняем суммарную установленную реактивную мощность конденсаторных установок (КУ) $Q_{k,i}$ на каждой ПС.

Для 1-го Q_{k1} : УКЛ – 10,5 – 750 + УКЛ – 10,5 – 600 = 900 квар,

2-го Q_{k2} : УКЛ – 10,5 – 1350 + УКЛ – 10,5 – 450 = 1750 квар,

3-го Q_{k2} : УКЛ – 10,5 – 1350 + УКЛ – 10,5 – 1800 = 3150 квар

(4), (5)-го Q_{k3} : УКЛ – 10,5 – 1350 + УКЛ – 10,5 – 1350 = 2700 квар,

где $P_2 = 2100, 4200, 6700$ кВт ; $Q_2 = 600, 850, 1460$ квар

$$P = \frac{S}{\cos\varphi}, \quad (3.7)$$

$$P = \frac{2000}{0.95} = 2100 \text{ кВт}$$

Токи после компенсации РМ по формуле (3.3)

$$I = \frac{\sqrt{2100^2 + 600^2}}{1,73 * 35} = 36,1 \text{ A}$$

Потери напряжения ВЛЭП определяется по формуле (3.4)

$$\Delta U = \frac{(2100 * 0,422 + 600 * 0,432) * 14,4}{35} = 471 \text{ В}$$

Таблица 3.9. Ток до и после установки КУ

№	I, А	I, А	%	ΔU, В	ΔU, В	%
1	41.3	36,1	13,77	614	471	30,36
2	78.8	70,8	10,74	1542	1291	29,47
3	144	129,3	11,37	1377	1114	23,61
4	126.1	113,85	10,76	2942	2314	27,14
5	126.1	113,85	10,76	2869	2261	26,89

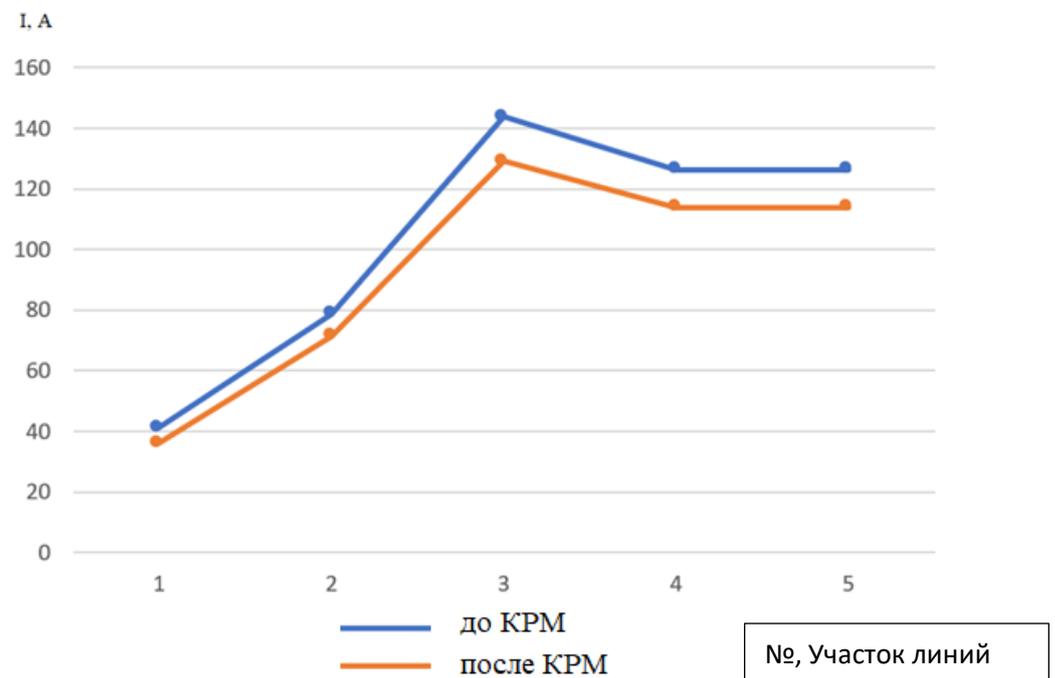


Рисунок 3.1 – График тока до и после компенсации реактивной мощности

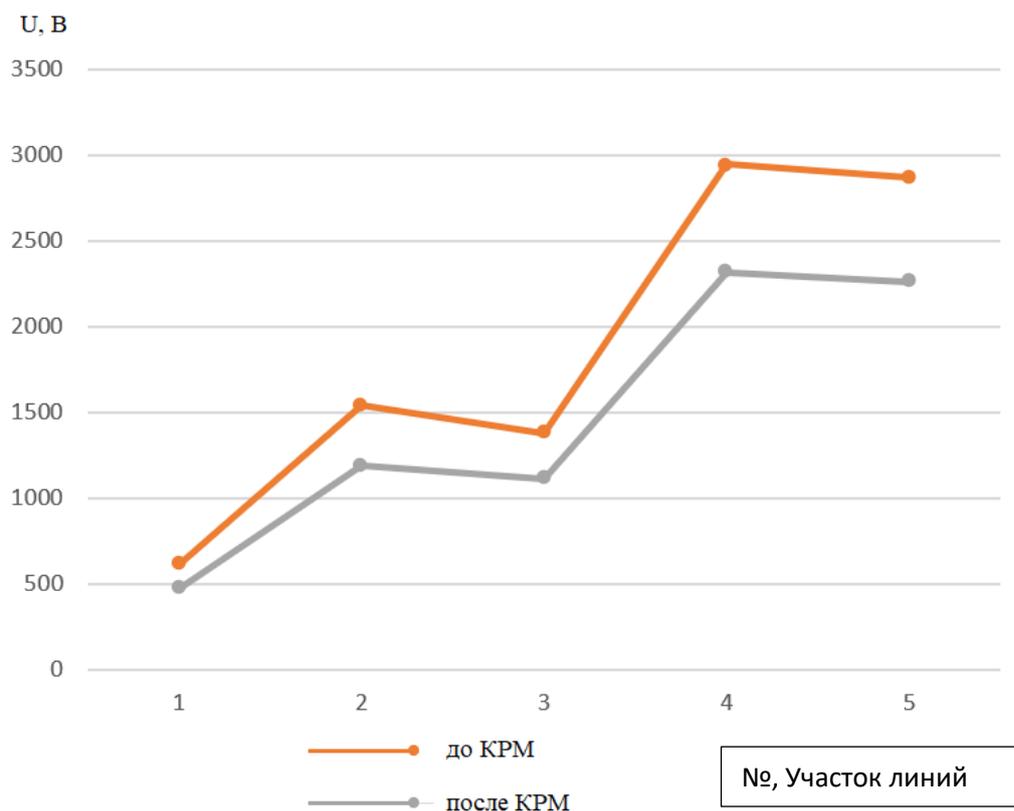


Рисунок 3.2 – График напряжения до и после компенсации реактивной мощности

В ходе реализации проекта по повышению пропускной способности линий электропередач была применена компенсация реактивной мощности, что позволило достичь значительных улучшений в параметрах сети. В частности, разница в токе после компенсации составила до 13,77%, а в напряжении до 30,36%. Эти результаты демонстрируют высокую эффективность использования устройств для компенсации реактивной мощности.

Снижение потерь в сети: КРМ уменьшила общие потери мощности в сети, что напрямую повлияло на снижение тока. Это способствует более эффективному использованию существующей инфраструктуры и повышению её долговечности.

Стабилизация напряжения: Устройства для компенсации реактивной мощности, такие как конденсаторные батареи, значительно улучшили стабильность напряжения в сети. Снижение колебаний напряжения до 30% позволило улучшить качество электроэнергии, что положительно сказалось на работе потребительского оборудования.

Увеличение пропускной способности: Стабилизация параметров сети и снижение потерь мощности привели к увеличению пропускной способности линий электропередач. Это позволило передавать больше электроэнергии по существующим линиям без необходимости их расширения или замены.

4 Технико-экономический расчет

4.1 Расчет затрат для провода АС

Капиталовложения на ЛЭП:

$$K_L = c_{уд.л} * l, \quad (4.2)$$

где, $c_{уд.л}$ – удельная стоимость линии, тг/км;
 l – длина линии, км.

Таблица 4.1 – Капиталовложения ЛЭП провода АС

Провод	Длина линий, l км	$c_{уд.л}$ тенге/ км,	Кл. Итог	Σ Кл. тенге
АС–70/11	14,4	560.000	8.064.000	63.264.000
АС–70/11	19.2	560.000	10.752.000	
АС–70/11	12.6	560.000	7.056.000	
АС–95/16	28	640.000	19.920.000	
АС–95/16	27.3	640.000	17.472.000	

Капитальные вложения подстанции.

$$K_P = c_{уд.т} * n_{тр}, \quad (4.3)$$

где, $c_{уд.т}$ – удельная стоимость трансформатора, тг;
 $n_{тр}$ – число трансформаторов.

Таблица 4.2 – Капиталовложения подстанции.

N	$S_{тп.}$	K_P	ΣK_P
<u>ТП1</u>	2500	10.000.000	106.000.000
<u>ТП2, ТП3</u>	2x2500	20.000.000	
<u>ТП4, ТП5</u>	2x4000	38.000.000	
<u>ТП6, ТП7</u>	2x4000	38.000.000	

Капитальные вложения подстанции и ЛЭП

$$\Sigma K_B = \Sigma K_P + \Sigma K_L, \quad (4.4)$$

$$\Sigma K_B = 106.000.000 + 63.264.000 = 169.264.000 \text{ тг.}$$

Издержки линии

$$I_L = K_L(a_{\text{амор}} + a_p + a_{\text{обс}}), \quad (4.5)$$

$$I_L = 8.064.000 \left(\frac{2,8 + 3}{100} \right) = 677.000 \text{ тг.}$$

Таблица 4.3 – Расчетные значения I_L

Провод	Длина линий, l км	I_L	Кл. Итого
АС–70/11	14,4	677.000	8.064.000
АС–70/11	19.2	624.000	10.752.000
АС–70/11	12.6	410.000	7.056.000
АС–95/16	28	1.155.000	19.920.000
АС–95/16	27.3	1.014.000	17.472.000
Σ		3.880.000	63.264.000

Издержки подстанции

$$I_{\text{п}} = K_{\text{п}}(a_{\text{амор}} + a_p + a_{\text{обс}}), \quad (4.6)$$

$$I_{\text{п}} = K_{\text{п}} \left(\frac{8,4 + 3,5}{100} \right), \quad (4.7)$$

$$I_{\text{п}} = K_{\text{п}} \left(\frac{8,4 + 3,5}{100} \right) = 1.190.000 \text{ тг.}$$

Таблица 4.4 – Расчетные значения издержки подстанции

№	$K_{\text{п}}$	$I_{\text{п}}$
<u>ТП1</u>	10.000.000	1.190.000
<u>ТП2, ТП3</u>	20.000.000	2.380.000
<u>ТП4, ТП5</u>	38.000.000	4.522.000
<u>ТП6, ТП7</u>	38.000.000	4.522.000
$\Sigma I_{\text{п}}$	106.000.000	12.614.000

Расчет потерь электроэнергии в линии

$$\Delta W = N * 3 * I^2 * R * 10^{-3} * \tau, \quad (4.8)$$

$$\Delta W_{\text{лэп } 35} = 2 * 3 * 41,3^2 * 6,365 * 10^{-3} * 3410 = 222128 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Таблица 4.5 – Расчет потерь электроэнергии в линии

№	Провод	Длина линий, <i>l</i> км	<i>R</i>	ΔW , кВт*ч
1,2	АС–70/11	14,4	6,365	222128
2,3	АС–70/11	19.2	8.102	1029319
3,4	АС–70/11	12.6	5.317	2255783
4,5	АС–95/16	28	8,428	2741960
5,1	АС–95/16	27.3	8,217	2673310
$\Delta W_{\Sigma \text{АС}} = 8.922.500 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$				

$$\Sigma I = \Sigma I_{\text{л}} + \Sigma I_{\text{п}} \quad (4.9)$$

$$\Sigma I = 12.614.000 + 3.880.000 = 16.494.000 \text{ тг}$$

Минимальные затраты

$$Z_{\text{min}} = \Sigma K P_{\text{н}} + \Sigma I, \quad (4.10)$$

где ΣK – сумма капитальных вложений

$P_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент экономической эффективности

ΣI – сумма издержек

$$Z_{\text{min}} = 169.264.000 * 0.12 + 16.494.000 = 36.805.680 \text{ тенге}$$

4.2 Расчет затрат провода АСВТ

Таблица 4.6 – Капиталовложения ЛЭП провода АСВТ (высокотемпературный)

Провод	Длина линий, l км	$C_{уд.л.}$ тенге/ км,	Кл. Итог
АСВТ 81/9	14,4	720.000	10.368.000
АСВТ 81/9	19.2	720.000	13.824.000
АСВТ 81/9	12.6	720.000	9.072.000
АСВТ 112/13	28	830.000	23.240.000
АСВТ 112/13	27.3	830.000	22.659.000
Σ			79.163.000

Капитальные вложения подстанции.

Таблица 4.7 – Капиталовложения подстанции.

N	$S_{тп.}$	Цена тенге	$\Sigma K_{п.}$
<u>ТП1</u>	2500	10.000.000	106.000.000
<u>ТП2, ТП3</u>	2x2500	20.000.000	
<u>ТП4, ТП5</u>	2x4000	38.000.000	
<u>ТП6, ТП7</u>	2x4000	38.000.000	

Капитальные вложения

$$\Sigma K_{в} = \Sigma K_{п} + \Sigma K_{л}, \quad (4.11)$$

$$\Sigma K_{в} = 106.000.000 + 79.163.000 = 185.163.000 \text{ тг.}$$

Издержки линии

$$I_{л} = K_{л}(a_{амор} + a_{р} + a_{обс}), \quad (4.12)$$

$$I_{л} = 10.368.000 \left(\frac{2,8 + 3}{100} \right) = 8.816.000 \text{ тг.}$$

Таблица 4.8 – Расчетные значения $I_{л}$

Провод	Длина линий, l км	Кл. Итог	$I_{л}$
АСВТ 81/9	14,4	10.368.000	601.344
АСВТ 81/9	19.2	13.824.000	801.800
АСВТ 81/9	12.6	9.072.000	526.180
АСВТ 112/13	28	23.240.000	1.348.000
АСВТ 112/13	27.3	22.659.000	1.314.000

$$\Sigma I_{л} = 4,557,324 \text{тг}$$

Издержки подстанции

$$I_{п} = K_{п}(a_{амор} + a_{р} + a_{обс}), \quad (4.13)$$

$$I_{п} = K_{п} \left(\frac{8,4 + 3,5}{100} \right) = 7.580.000 \text{тг.}$$

Таблица 4.9 – Издержки подстанции

№	$K_{п}$	$I_{п}$
<u>ТП1</u>	10.000.000	1.190.000
<u>ТП2, ТП3</u>	20.000.000	2.380.000
<u>ТП4, ТП5</u>	38.000.000	4.522.000
<u>ТП6, ТП7</u>	38.000.000	4.522.000
$\Sigma I_{п}$	106.000.000	12.614.000

Расчет потерь электроэнергии в линии

$$\Delta W = N * 3 * I^2 * R * 10^{-3} * \tau, \quad (4.14)$$

$$\Delta W_{л\text{ЭП}35} = 2 * 3 * 41,3^2 * 3,744 * 10^{-3} * 3410 = 130660 \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Таблица 4.10 - Расчет потерь электроэнергии в линии

№	Провод	R	ΔW , кВт*ч
1,2	АСВТ 81/9	3,744	130660
2,3	АСВТ 81/9	4,992	634209
3,4	АСВТ 81/9	3,276	1389871
4,5	АСВТ 112/13	7,28	2368466
5,1	АСВТ 112/13	7,098	2309250
$\Delta W_{\Sigma \text{АСВТ}} = 6.832.456 \text{ кВт} * \text{ч}$			

$$\Sigma И = \Sigma И_{л} + \Sigma И_{п} \quad (4.15)$$

$$\Sigma И = 4,557,324 + 12.614.000 = 17.171.354 \text{ тг}$$

Минимальные затраты

$$Z_{min} = \Sigma K P_n + \Sigma И, \quad (4.16)$$

где, ΣK – сумма капитальных вложений

P_n – нормативный коэффициент экономической эффективности

$\Sigma И$ – сумма издержек

$$Z_{min} = 185.163.000 * 0.12 + 17.171.354 = 39.390.914 \text{ тенге}$$

4.3 Расчет стоимости устройств КРМ

Таблица 4.11 – Стоимость КУ

Марка	Стоимость, тг	Кол-во	Итоговая стоимость, тг.
УКЛ – 10,5 – 450	1.250.000	3	3.750.000
УКЛ – 10,5 – 1350	1.950.000	6	11.700.000
УКЛ – 10,5 – 1800	2.250.000	1	2.250.000
В сумме: $\Sigma K_{уК} = 17.700.000 \text{ тг.}$			

Таблица 4.12 – Стоимость КУ

№ узла	Количество КУ	Тип КУ	Цена
1	2	УКЛ – 10,5 – 450 УКЛ – 10,5 – 450	2.500.000
2	2	УКЛ – 10,5 – 1350 УКЛ – 10,5 – 450	3.200.000
3	2	УКЛ – 10,5 – 1350 УКЛ – 10,5 – 1800	4.200.000
4	2	УКЛ – 10,5 – 1350 УКЛ – 10,5 – 1350	3.900.000
5	2	УКЛ – 10,5 – 1350 УКЛ – 10,5 – 1350	3.900.000

Полученные в результате анализа действующих цен у производителей комплектных КУ: $\sum K_{\text{уср}} = 2.100.000$

Минимальные затраты КУ

$$Z_{\min} = 17.700.000 * 0.12 + 2.100.000 = 4.224.000 \text{ тенге}$$

Потери электроэнергии ГПП:

$$\Delta W_{\text{T ГПП}} = 2 * (\Delta P_{\text{X}} * T_{\text{ВКЛ}} + \tau * \Delta P_{\text{КЗ}} * K_3^2), \text{ кВт ч}, \quad (4.19)$$

$$\Delta W_{\text{T ГПП}} = 2 * (14 * 5000 + 3410 * 100 * 0,7^2) = 474180 \text{ кВт ч}$$

Расчет постоянных годовых потерь в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{T}} = \Delta P_{\text{X}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{K}} \cdot \left(\frac{I}{S_{\text{НОМ.ТР}}} \right) \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{МАХ}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.20)$$

где n – количество трансформаторов

ΔP_{X} – потери на холостой ход в трансформаторе.

$$\Delta W_{\text{ТП1}} = 3.5 \cdot 8760 + 22 \cdot \left(\frac{41.3}{2500} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3410}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 30,672 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ТП2,3}} = 3.5 \cdot 8760 + 22 \cdot \left(\frac{78,8}{5000} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3410}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 30,67 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ТП4,5}} = 5 \cdot 8760 + 32 \cdot \left(\frac{144}{8000} \right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3410}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 43,82 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{тп6,7}} = 5 \cdot 8760 + 32 \cdot \left(\frac{126,1}{8000}\right)^2 \cdot \left(0,124 + \frac{3410}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 43,815 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\Sigma \text{тр}} = 148,977 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Сравним капиталовложение проводов марок АС и АСВТ

Потери электроэнергии в линии для марки провода АС

$$\Delta W_{\Sigma \text{АС}} = 8922500 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Минимальные затраты п

$$Z_{\min} = 169.264.000 \cdot 0.12 + 16.494.000 = 36.805.680 \text{ тенге}$$

Потери электроэнергии в линии для марки провода АСВТ

$$\Delta W_{\Sigma \text{АСВТ}} = 6.832.456 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Минимальные затраты

$$Z_{\min} = 185.163.000 \cdot 0.12 + 17.171.354 = 39.390.914 \text{ тенге}$$

Таблица 4.12 – Сравнение вариантов с КРМ и замена провода

№	ΔW , кВт*ч АС	ΔW , кВт*ч КРМ	ΔW , кВт*ч. АСВТ
1,2	222128	169714	130660
2,3	1029319	890929	634209
3,4	2255783	1818730	1389871
4,5	2741960	2232974	2368466
5,1	2673310	2177300	2309250
Σ	8.922.500	7.289.647	6.832.456

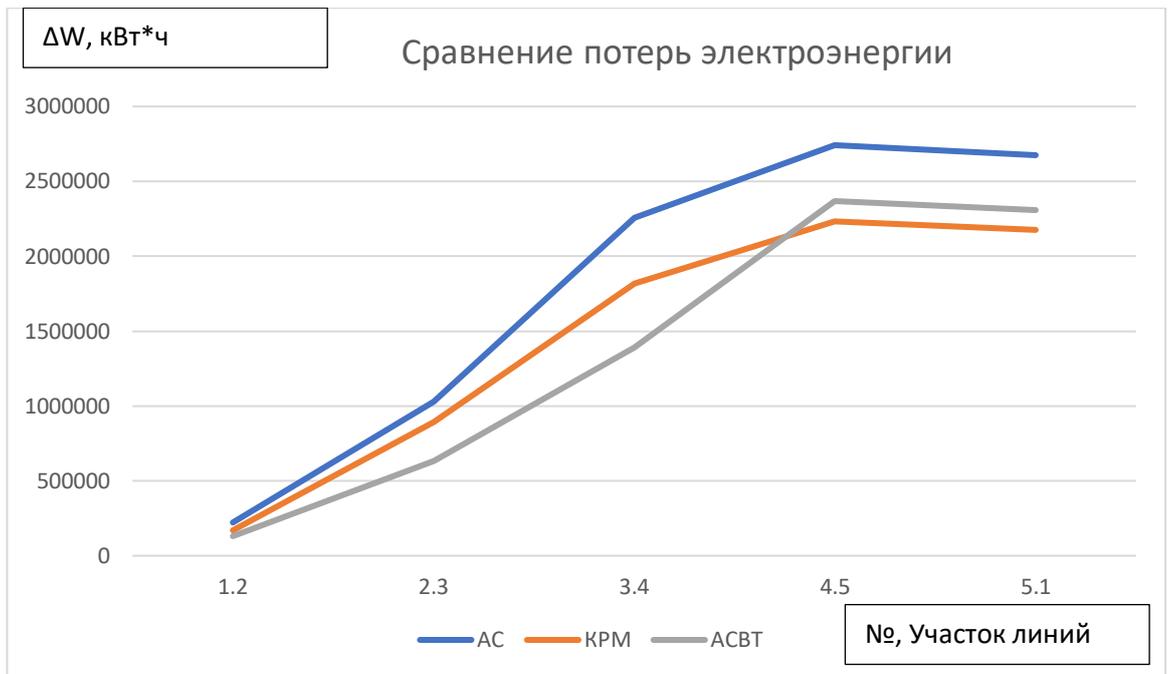


График 4.1 – Сравнение эффективности КРМ и замены проводов для повышения пропускной способности ЛЭП

Ежегодная экономия

При компенсации реактивной мощности

$$8922500 \text{ кВт*ч} - 7289647 \text{ кВт*ч} = 1,632,853 \text{ кВт*ч}$$

Ежегодная экономия: $1,632,853 \text{ кВт*ч} * 26 \text{ тенге/кВт*ч} = 42,454,178 \text{ тенге}$

При стоимости КУ $\sum K = 16.820.000 \text{ тенге}$.

$$T_{\text{окуп}} = \frac{21.924.000}{42.454.178} = 0,516 \text{ года} \approx 6 \text{ месяца}$$

Ожидаемое время окупаемости инвестиций составляет приблизительно 0.516 года, что эквивалентно примерно 6 месяцам.

При замене провода на марку АСВТ разница в потерях: $8922500 \text{ кВт*ч} - 6832456 \text{ кВт*ч} = 2,090,044 \text{ кВт*ч}$

Ожидаемое время окупаемости инвестиций составляет приблизительно 4 месяца.

Стоимость сэкономленной электроэнергии в год:

Ежегодная экономия при замене провода:

$$2,090,044 \text{ кВт*ч} * 26 \text{ тенге/кВт*ч} = 54,341,144 \text{ тенге}$$

$$T_{\text{окуп}} = \frac{79.163.000}{54,341,144} = 1,457 \text{ года} \approx 17,5 \text{ месяца}$$

Замена проводов на высокотемпературные во втором варианте позволяет значительно снизить потери в сети на 2,090,044 кВт*ч в год. Несмотря на более высокую стоимость проводов, экономия на потерях электроэнергии (54,341,144 тенге в год) делает этот вариант экономически выгодным.

Ожидаемое время окупаемости инвестиций составляет приблизительно 1,457 года или около 17,5 месяца. Таким образом, первый вариант с КРМ является предпочтительным как с технической, так и с экономической точки зрения, обеспечивая быстрый возврат инвестиций

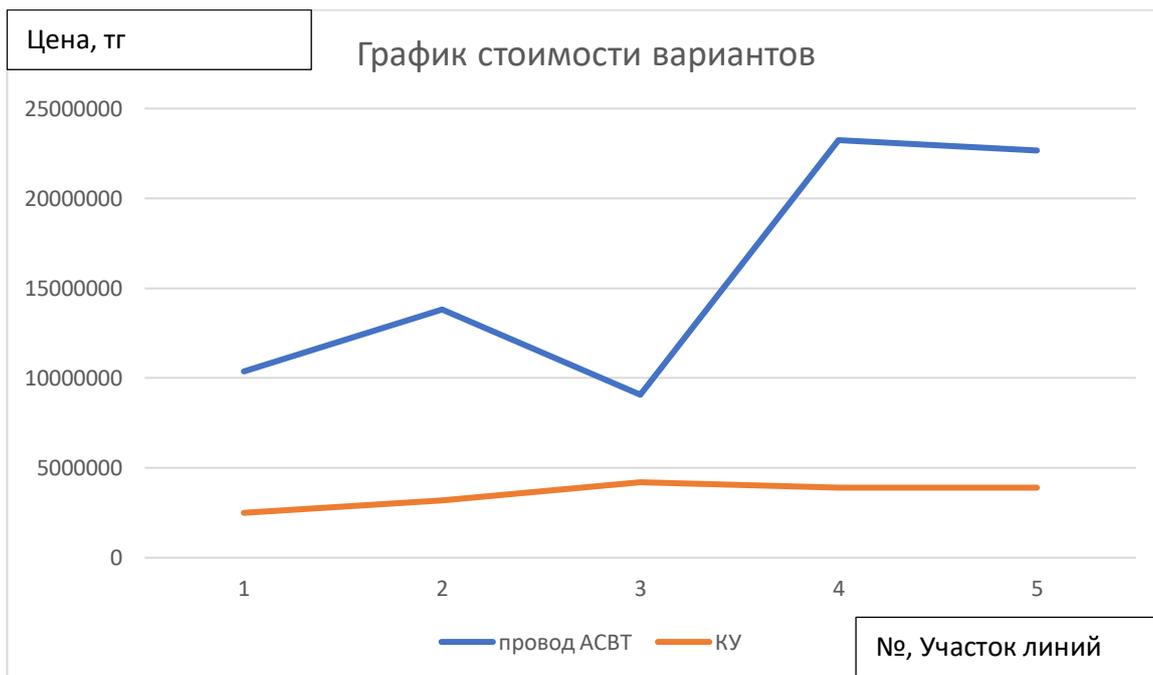


График 4.2 – Сравнение стоимости КРМ и замены проводов для повышения пропускной способности ЛЭП

Таблица 5 - Характеристики проводов марки АС и АСВТ

Уч. линий	Марка провода	l , км	Потер и U , В	%	R , Ом	X , Ом		
1,2	АС-70/11	14,4	614	12,66	6,365	6,221		
	АСВТ 81/9		545		3,744	6,178		
2,3	АС-70/11	19,2	1542	13,55	8.102	8.294		
	АСВТ 81/9		1358		4,992	8,237		
3,4	АС-70/11	12,6	1377	16,2	5.317	5.443		
	АСВТ 81/9		1185		3,276	5,405		
4,5	АС-95/16	28	2979	9,44	8,428	11.788		
	АСВТ 112/13		2722		7,28	11.704		
5,1	АС-95/16	27,3	2869	8,1	8,217	11,493		
	АСВТ 112/13		2654		7,098	11,411		
№	Марка провода	D , мм	I , А 70°C	$I_{д.д}$ А 150°C	r_0 , ом/км	Разрывное усилие, Н	Вес 1 км, кг	D мм
1	АС-70/11	11,4	265	-	0,422	24130	276	11,4
2	АСВТ 81/9	11,4	296	465	0,34	29077	299	11,4
3	АС-95/16	13,5	330	-	0,301	33369	385	13,5
4	АСВТ 112/13	13,5	374	576	0,26	38960	404	13,5

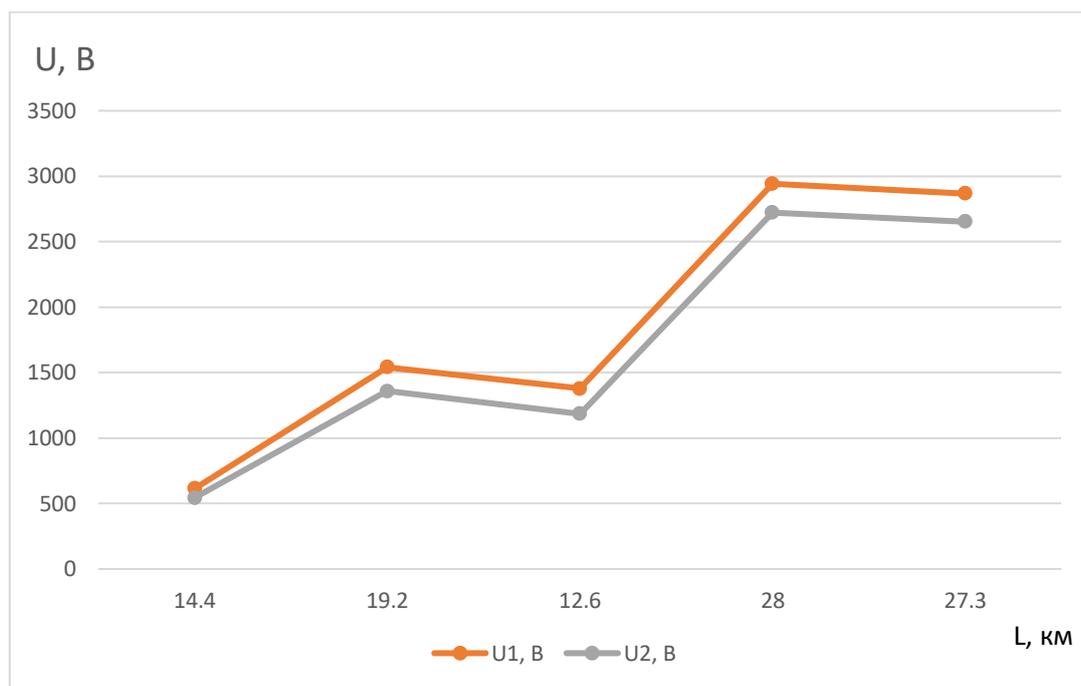


Рисунок 5.1 - График сравнения потерь ЛЭП проводов марки АС и АСВТ

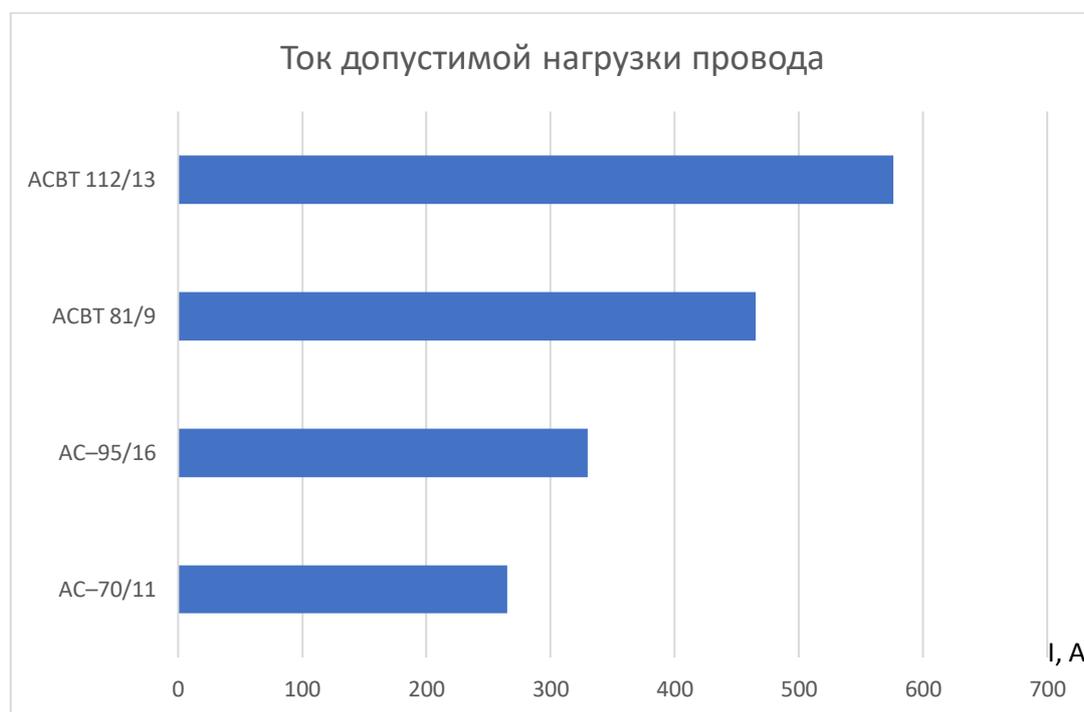


Рисунок 5.2 - Гистограмма сравнения допустимого тока проводов марки АС и АСВТ

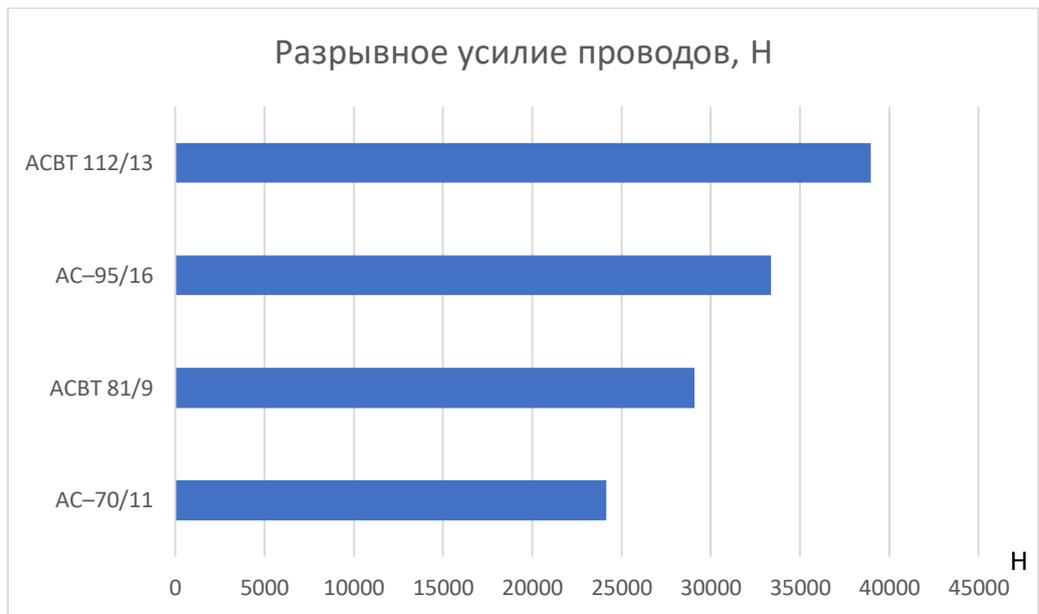


Рисунок 5.3 - Гистограмма прочности проводов марки AC и ACBT

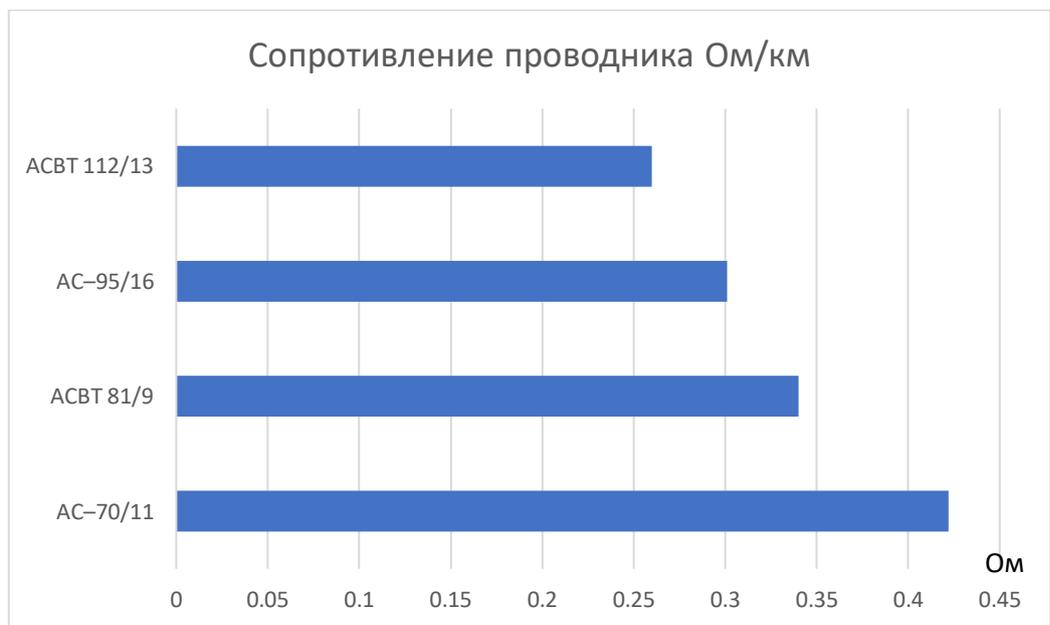
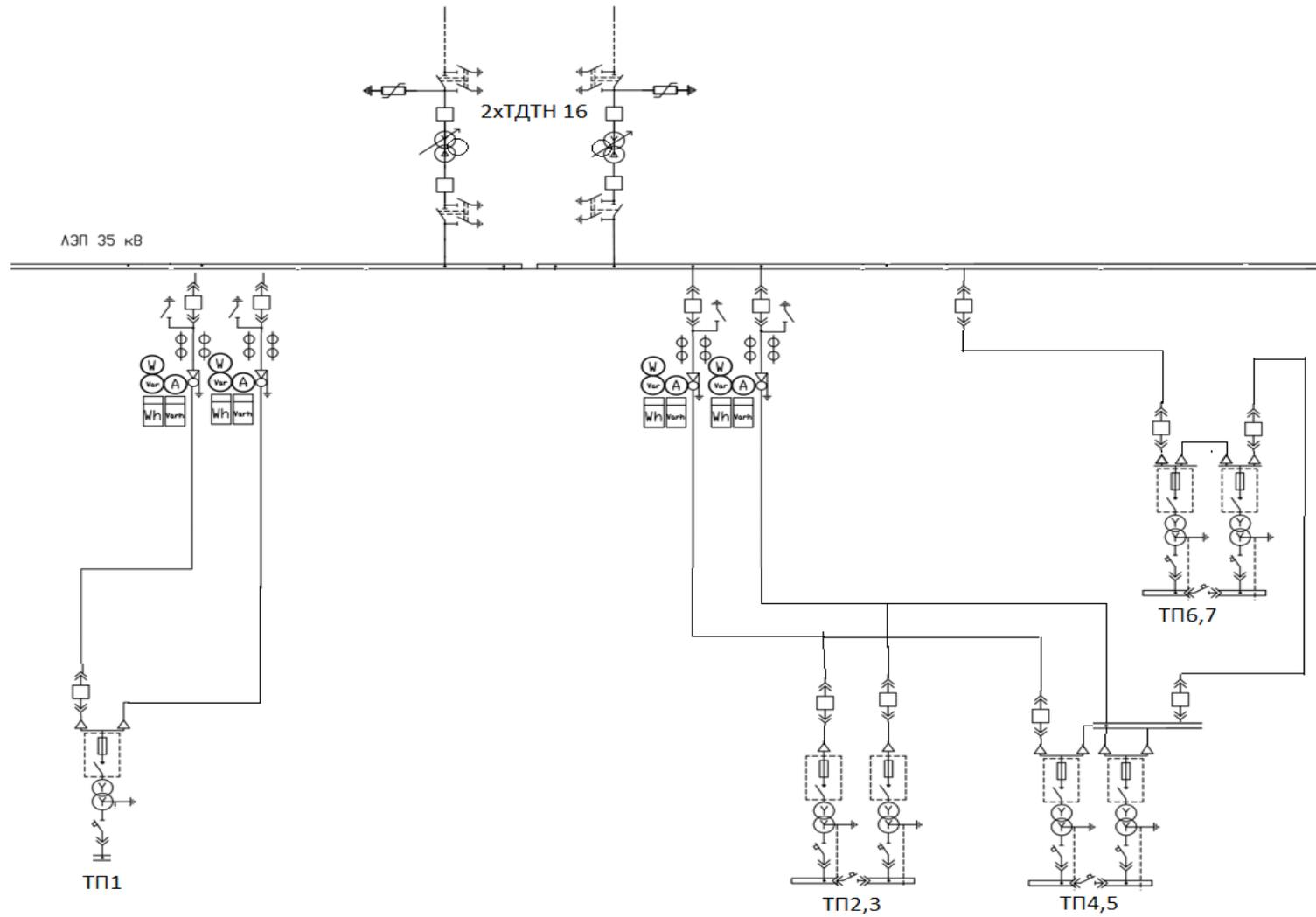


Рисунок 5.4 - Гистограмма сопротивление проводника AC и ACBT

Однолинейная схема сети



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Повышение пропускной способности линий электропередач в Республике Казахстан играет ключевую роль в развитии энергетического сектора и обеспечении энергетической безопасности страны. В ходе анализа существующей инфраструктуры и прогноза роста энергопотребления стало очевидно, что увеличение пропускной способности линий передач необходимо для удовлетворения потребностей как текущих, так и будущих поколений.

Реализация мер по повышению пропускной способности включает в себя модернизацию существующих линий передач, строительство новых высокоэффективных сетей и внедрение передовых технологий управления сетями. Эти усилия помогут улучшить надежность энергоснабжения, снизить потери энергии и обеспечить более эффективное использование ресурсов.

В первой части работы мы рассмотрели способы повышения пропускной способности линий электропередач.

Был произведен расчет КРМ, где произвел расчет тока и напряжения до компенсации и после установки УКЛ данные таблицы 3.9. и рис.3.1, рис 3.2 где можно сделать выводы что при компенсации повышается эффективность передачи электроэнергии и уменьшении потерь мощности в проводниках. Это ведет к увеличению надежности и устойчивости работы электрической сети. Более стабильной работе электрооборудования уменьшению риска его выхода из строя и снижению затрат на техническое обслуживание что является важным фактором в условиях растущих требований к надежности и эффективности работы электроэнергетических систем.

Далее я рассмотрел способ повышения пропускной способности при замене провода с марки АС на высокотемпературный АСВТ.

Данные представлены в таблице 5.1 и представлены рис.5.1-5.3 где мы сравнили потери напряжения при использовании марки АС и АСВТ, можно сделать заключение что замена проводов существенно повышает пропускную способность сети. Это улучшение позволяет передавать больше электроэнергии с меньшими потерями, что повышает общую эффективность и надежность электрической сети.

Благодаря повышению пропускной способности линий электропередач в Республике Казахстан, страна сможет поддерживать устойчивый экономический рост, привлекать инвестиции в энергетический сектор и обеспечивать комфортные условия жизни для населения.

В целом повышение пропускной способности линий электропередач представляет собой стратегически важный шаг для развития энергетической инфраструктуры Республики Казахстан, способствующий ее устойчивому и эффективному функционированию в долгосрочной перспективе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. <https://ecoportal.kz/Discussion/DisHearings/LoadFile/18907>
2. “Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий”, издательство “Томского политехнического университета”, А.В. Кабышев, 2012. - 198 с.
3. “Особенности конструкции и эксплуатации компактных воздушных линий нового поколения”, Соколов П. С. издательство “Молодой ученый”, 2016.
4. “Модели развития электроэнергетических систем”, Мезенцев П.Е. издательство "Урал", 2013. - 310 с.
5. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7. 2016.
6. СТ КазННТУ-09-2017. Общее требование к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. Работы учебные. Алматы: КазННТУ имени К.И.Сатпаева, 2023. – 47 с.
7. “Проектирование подстанции: учебное пособие для выполнения карового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» А.В. Ефанов– Ставрополь: АГРУС, 2014-70 с.
8. <http://metsbytservis.ru/attachments/3.-otrabotka-konstruktсии-provodov-s-trebov-rosstei.pdf>
9. “Практикум по электроэнергетике” Учеб.пособие. У.М. Матаев, А.А. Абдурахманов, Д.Т. Байниязов и др.; КазНАУ. - Алматы: КазНАУ, 2015. – 195 с.
10. "Электрические сети и системы" Учебное пособие для студентов технических специальностей. С. В. Ибрагимова. - Костанай, 2016. - 137 с.
11. “Основы проектирования энергосистем” 2 часть, В.Т.Федин, М.И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2009 – ч.2.-203с.
12. “Справочник по проектированию электрических сетей.” Д. Л.Файбисович - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 5-ое изд., 2017.
13. “Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии” А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев; Сибирский федеральный университет. – Красноярск (СФУ), 2012. – 218 с.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Баймаханов Ерлан Анарулы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Повышение пропускной способности существующих линий электропередачи в РК

Научный руководитель: Жаннат Бекболатова

Коэффициент Подобия 1: 10.8

Коэффициент Подобия 2: 3.3

Микропробелы: 87

Знаки из других алфавитов: 24

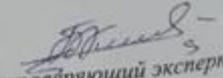
Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование:

Дата 21.05.2024


проверяющий эксперт

Университеттің жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаменті директорының ұқсастық есебіне талдау хаттамасы

Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры көрсетілген еңбекке қатысты дайындалған Плагиаттың алдын алу және анықтау жүйесінің толық ұқсастық есебімен танысқанын мәлімдейді:

Автор: Баймаханов Ерлан Анарулы

Тақырыбы: Повышение пропускной способности существующих линий электропередачи в РК

Жетекшісі: Жаннат Бекболатова

1-ұқсастық коэффициенті (30): 10.8

2-ұқсастық коэффициенті (5): 3.3

Дәйексөз (35): 0.8

Әріптерді ауыстыру: 24

Аралықтар: 0

Шағын кеңістіктер: 87

Ақ белгілер: 0

Ұқсастық есебін талдай отырып, Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры келесі шешімдерді мәлімдейді:

Ғылыми еңбекте табылған ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді. Осыған байланысты жұмыс өз бетінше жазылған болып санала отырып, қорғауға жіберіледі.

Осы жұмыстағы ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді, бірақ олардың шамадан тыс көптігі еңбектің құндылығына және автордың ғылыми жұмысты өзі жазғанына қатысты күмән тудырады. Осыған байланысты ұқсастықтарды шектеу мақсатында жұмыс қайта өңдеуге жіберілсін.

Еңбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плагиаттың белгілері болып саналады немесе мәтіндері қасақана бұрмаланып плагиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс қорғауға жіберілмейді.

Негіздеме:

Күні 20.05.2024

Кафедра меңгерушісі

Энергетика
Сарсембаев Е.А.



РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу
(наименование вида работы)

Баймаханов Ерлан Анарулы
(Ф.И.О. обучающегося)

6В07101 - Энергетика
(шифр и образовательной программы)

на тему: «Повышение пропускной способности существующих линий электропередачи в РК»

Выполнено:

- а) графическая часть на 11 листах
- б) пояснительная записка на 53 страницах

В дипломной работе рассматриваем ПС 68 И Шелек

Дипломная работа написана на тему «Повышение пропускной способности существующих линий электропередачи в РК». В первой части приведены расчеты потерь в трансформаторах, расчет параметров сети далее выбор мощности компенсирующих устройств и технико-экономический расчет.

Замечания к работе

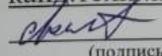
В качестве замечания можно отметить, что местами были допущены ошибки в выборе марок проводов для различных схем исполнения электрической сети. В общем, дипломная работа написана в соответствии с требованиями, и тема раскрыта полностью.

Оценка работы

Дипломная работа заслуживает оценки «хорошо» (85%), а ее автор присвоения академической степени «бакалавр» по ОП 6В07101 – «Энергетика».

Рецензент

канд. техн. наук, ст. преподаватель



(подпись)

Рецензент: Юсупова С.А

«14» 06 2024 г.

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ
на дипломную работу**

Баймаханов Ерлан Анарулы
6B07101 - Энергетика

Тема: **Повышение пропускной способности существующих линий
электропередачи в Республике Казахстан**

Дипломная работа посвящена актуальной проблеме повышения пропускной способности линий электропередач, что является важным аспектом современного энергетического инжиниринга в Казахстане. Автор исследования освещает различные аспекты, связанные с этой темой, включая технические и экономические аспекты увеличения эффективности работы линий электропередачи.

Автор обосновывает актуальность проблемы и демонстрирует необходимость повышения пропускной способности линий электропередач в условиях современного энергетического рынка и растущего потребления электроэнергии.

В работе приводится обзор существующих технологий и методов, направленных на повышение пропускной способности линий электропередач, включая современные математические модели и инженерные решения, также, автор анализирует полученные результаты и делает выводы об эффективности предложенных технологий.

Общее впечатление от работы положительное. Автор демонстрирует понимание предметной области и способен к научно-исследовательской работе, что подтверждается анализом и аргументацией представленных данных.

Рекомендуется для защиты с оценкой "отлично".

Научный руководитель
Магистр ст. преподаватель



Ж.К. Бекболатова

«21» 05 2024 г.

21.05.2024

проверяющий