

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

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

Институт «Энергетики и машиностроения»

Кафедра «Энергетика»

Сулейменова Зарема Маратовна

«Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии в распределительные сети».

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6B07101– «Энергетика»

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

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

Институт «Энергетики и машиностроения»

Кафедра «Энергетика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой «Энергетика»,
канд. техн. наук, доцент, профессор
Е.А.Сарсенбаев
«16» _____ 2023г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломной работе

«Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии в распределительные
сети»

6B07101 - «Энергетика»

Выполнили: Сулейменова З.М.

Рецензент
канд. техн. наук, ст. преподаватель
НАО «АУЭИС им. Г.Даукеева»
С.А.Юсупова

«12» _____ 2023 г

Научный руководитель,
магистр, ст. преподаватель
Ж.К.Бекболатова

«15» _____ 2023г

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

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

Институт «Энергетики машиностроения»

Кафедра «Энергетики »

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой «Энергетика»,
PhD, ассоц профессор

 Е.А.Сарсенбаев
« 16 » 01 2023г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающимся Сулейменова Зарема Маратовна

Тема: «Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии в
распределительные сети»

Утверждена приказом проректора

Срок сдачи законченной работы «__» _____ 2023г

Исходные данные к работе: Напряжение сети 220 кВ, длина участка
70,100,110,120,105 км, мощность 100,55,80,65 МВт

Перечень подлежащих разработке вопросов или краткое содержание дипломной
работы: Проектирование электрической сети

Краткое содержание дипломной работы:

а) Расчет режимов электрических сетей

б) ТЭР

в) Подключение ВИЭ на участок

Перечень графического материала: представлены 15 слайдов презентации
работы

Рекомендуемая литература: из 6 наименований

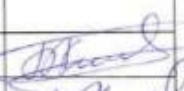
ГРАФИК

подготовки дипломной работы

Наименования разделов, перечень рассматриваемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Основная часть	16.01.2023 - 30.03.2023	—
Техническая часть	1.04.2023 - 30.05.2023	—

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	15.06.2023	
Техническая часть	Ж.К.Бекболатова	15.06.2023	
Нормоконтроль	А. О. Бердибеков, магистр, старший преподаватель	15.06.2023	

Научный руководитель  Бекболатова Ж.К.
(подпись)

Задание принял к исполнению обучающийся  Сулейменова З.М.
(подпись)

Дата «16» 01 2023 г

АНДАТПА

Бұл аннотация таратушы электр желілерін есептеу мен жобалауға, сондай-ақ оларға Энергияны сақтаудың аккумуляторлық жүйелерін біріктіруге арналған зерттеудің қысқаша шолуын ұсынады. Зерттеудің мақсаты энергияны сақтау жүйелерін қосудың электр желісінің жұмысына әсерін зерттеу және оның тұрақты жұмыс істеуін қамтамасыз ету болды. Зерттеу энергияны жинақтау жүйелері қосылған электр тарату желілерінің жұмыс режимдерінің ерекшеліктерін жақсы түсінуге және жинақтау жүйелерін қолданыстағы инфрақұрылымға тиімді интеграциялау бойынша ұсыныстар жасауға мүмкіндік береді.

АННОТАЦИЯ

Данная аннотация представляет краткий обзор исследования, посвященного расчету и проектированию распределительных электрических сетей, а также интеграции к ним аккумуляторных систем хранения энергии. Цель исследования заключалась в изучении влияния подключения систем аккумулирования энергии на работу электрической сети и обеспечении ее стабильного функционирования. Исследование позволяет лучше понять особенности режимов работы распределительных электрических сетей с подключенными системами аккумулирования энергии и разработать рекомендации для эффективного интегрирования систем аккумулирования в существующую инфраструктуру.

ANNOTATION

This abstract provides a brief overview of the research devoted to the calculation and design of distribution electrical networks, as well as the integration of battery energy storage systems to them. The purpose of the study was to study the effect of connecting energy storage systems on the operation of the electrical network and ensuring its stable functioning. The study makes it possible to better understand the features of the operating modes of distribution electric networks with connected energy storage systems and develop recommendations for the effective integration of storage systems into the existing infrastructure.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1.1	Использование технологии аккумулирования энергии для решения сетевых проблем и подключения Казахстана.	9

1.2	Сравнительный анализ различных аккумуляторных технологий: всесторонний обзор.	10
1.3	Тренд цены на аккумуляторные батареи в мире.	13
2	Исходные данные схемы электрической сети	15
2.1	Расчет схемы электрической сети	16
2.1.1	Выбор номинальных напряжений воздушных линий электропередач	16
2.2	Распределение мощностей по линии электропередач	16
2.3	Выбор трансформаторов на подстанциях	17
2.4	Расчет потерь в трансформаторах	19
2.5	Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для замкнутой схемы	24
2.6	Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для разомкнутой схемы	28
2.7	Технико-экономический расчет	30
2.8	Потери напряжения и мощности в ЛЭП	34
2.9	Падение напряжения в трансформаторе	36
2.10	Расчет напряжения стороне потребителя	37
2.11	Расчет тока короткого замыкания на подстанции	38
2.12	Выбор оборудования для трансформаторной подстанции 1	42
3	Интеграция аккумуляторных систем к сети	45
	Заключение	49
	Список литературы	51

ВВЕДЕНИЕ

Современные энергетические системы представляют собой сложные сети, состоящие из множества взаимосвязанных элементов, оказывающих влияние друг на друга. Проектирование такой комплексной системы, охватывающей электростанции и конечных потребителей, с учетом уникальных характеристик каждого элемента и одновременного решения многочисленных задач, оказывается нереальной задачей. Следовательно, всеобъемлющая глобальная цель должна быть разделена на локальные задачи, сосредоточенные на разработке отдельных элементов в системе. Эти задачи проектирования должны учитывать существенные условия совместной работы элементов, влияющих на конкретную часть проектируемой системы. Запланированные варианты конструкции должны соответствовать таким требованиям, как надежность, эффективность, простота использования, качество энергии и возможности будущего развития.

Процесс проектирования направлен на развитие самостоятельной творческой работы, навыков проведения инженерных расчетов и способности выполнять технический и экономический анализ. Примечательно, что конкретный аспект этой работы связан с интеграцией аккумуляторных систем в распределительную сеть, включая тщательные расчеты для определения оптимальных мест установки и требуемых параметров системы накопления энергии.

Отличительной особенностью проектирования электрических систем и сетей является тесная взаимосвязь технических и экономических расчетов. Первоначальный опыт в области проектирования часто указывает на недостаточность приобретенных знаний и способностей расчета сети для успешного завершения проектов. Задачи проектирования, связанные с электрическими сетями, часто не имеют однозначного решения. Выбор наиболее оптимального варианта электрической сети опирается не только на теоретические расчеты, но и на различные соображения. Таким образом, процесс проектирования обеспечивает платформу для получения практического опыта проектирования и развития необходимых навыков.

Такие факторы, как интеграция возобновляемых источников энергии, оптимизация существующей инфраструктуры и внедрение технологий хранения энергии, играют ключевую роль в продвижении устойчивого развития энергетики Казахстана. Дипломная работа направлена на изучение аспектов проектирования электрических систем и сетей акцентом на различные проблемы и возможности, связанные с энергетическим сектором.

Изучая местный контекст и используя передовой международный опыт, эта работа призвана внести свой вклад в развитие энергетического сектора Казахстана, способствовать инновациям и вооружить будущих инженеров необходимыми знаниями и навыками для удовлетворения растущих энергетических потребностей страны.

Благодаря всестороннему анализу технических и экономических соображений данное исследование направлено на предоставление информации и рекомендаций по проектированию эффективных, надежных и устойчивых электрических систем и сетей в Казахстане.

1.1 Использование технологии аккумулирования энергии для решения сетевых проблем и подключения Казахстана.

Внедрение технологий аккумулирования энергии, в частности аккумуляторных систем хранения энергии, может решить ряд проблем в электрических сетях Казахстана. Некоторые из проблем, которые могут быть эффективно решены с помощью технологии накопления энергии в контексте Казахстана, включают:

Стабильность сети и регулирование частоты: системы накопления энергии могут предоставлять вспомогательные услуги, такие как регулирование частоты, контроль напряжения и стабилизация сети. В Казахстане, где растет интеграция возобновляемых источников энергии, накопление энергии может помочь смягчить прерывистость и изменчивость этих источников, обеспечив стабильное и надежное энергоснабжение потребителей.

Управление пиковыми нагрузками и реагирование на спрос: системы накопления энергии могут накапливать избыточную энергию в периоды низкого спроса и разряжать ее в часы пик, когда спрос высок. Это может снизить нагрузку на сеть, уменьшить потребность в дорогостоящей модернизации инфраструктуры и запустить программы реагирования на спрос, в которых потребители могут активно управлять своим потреблением энергии и способствовать более эффективной и сбалансированной работе сети.

Интеграция возобновляемых источников энергии: Казахстан обладает значительным потенциалом для производства возобновляемой энергии, особенно энергии ветра и солнца. Однако прерывистый характер этих источников создает проблемы для их плавной интеграции в энергосистему. Системы накопления энергии могут хранить избыточную возобновляемую энергию в периоды высокой выработки и высвобождать ее, когда возобновляемая выработка низкая, обеспечивая более стабильное и надежное энергоснабжение из возобновляемых источников.

Устойчивость сети и приложения микросети. Системы накопления энергии могут повысить устойчивость сети, обеспечивая резервное питание во время сбоев и отключений электроэнергии. В удаленных или автономных районах микросети, поддерживаемые накопителями энергии, могут улучшить доступ к энергии и надежность, особенно в регионах с ограниченной сетевой инфраструктурой.

Интеграция электромобилей: По мере роста внедрения электромобилей в Казахстане системы накопления энергии могут играть решающую роль в управлении зарядной инфраструктурой и влиянии электромобилей на сеть. Они могут помочь сбалансировать нагрузку от зарядных станций, оптимизировать схемы зарядки и предоставлять сетевые услуги, используя емкость аккумуляторов электромобилей, когда они не используются.

Экспорт и импорт возобновляемой энергии: Казахстан может стать крупным экспортером возобновляемой энергии в соседние страны. Системы хранения энергии могут способствовать эффективному управлению экспортом/импортом возобновляемой энергии, обеспечивая стабильный и надежный поток электроэнергии через границы и позволяя интегрировать возобновляемую энергию в региональные энергетические рынки.

Используя технологию накопления энергии для решения этих проблем, Казахстан может создать более устойчивую, надежную и эффективную энергетическую систему. Развертывание систем хранения энергии в стране может способствовать сокращению выбросов парниковых газов, повышению стабильности сети, поддержке интеграции возобновляемых источников энергии и укреплению энергетической независимости.

1.2 Сравнительный анализ различных аккумуляторных технологий.

Выбор наиболее подходящей аккумуляторной технологии играет решающую роль в различных приложениях, от портативной электроники до электромобилей и систем хранения энергии в масштабе сети. Каждая аккумуляторная технология имеет свои уникальные характеристики, рабочие параметры и ограничения. Оценивая и сравнивая эти технологии, мы можем получить ценную информацию об их пригодности для различных приложений и принять обоснованные решения при выборе оптимальной аккумуляторной технологии.

Литий-ионные батареи:

Литий-ионные батареи являются одной из наиболее распространенных и широко используемых технологий батарей. Они работают на основе процесса обратимой интеркаляции лития между анодом и катодом в электролите. При зарядке, литий-ионы перемещаются из катода в анод, а при разрядке происходит обратный процесс. Этот принцип обеспечивает электрическую энергию, которая может быть использована для питания различных устройств.

Эти основные характеристики делают литий-ионные батареи популярными в различных областях, включая портативные электронные устройства, электромобили и стационарные системы хранения энергии. Однако, следует отметить, что литий-ионные батареи также имеют свои ограничения, такие как ограниченный ресурс жизни и высокую стоимость производства.

Свинцово-кислотные (СК) батареи, также известные как аккумуляторы с закрытыми пластинами, являются одной из самых старых и широко распространенных технологий аккумуляторных батарей. Они состоят из свинцовых пластин, погруженных в серную кислоту в качестве электролита. СК-батареи характеризуются надежностью, низкой стоимостью и широким спектром применений.

Свинцово-кислотные батареи, несмотря на свои ограничения, широко применяются в различных областях, где их низкая стоимость и надежность перевешивают их более низкую плотность энергии и мощности. Непрерывное исследование и разработка направлены на улучшение производительности и экологической устойчивости свинцово-кислотных батарей для будущих применений.

Никель-металлогидридные (NiMH) батареи являются популярной технологией аккумуляторов, которая обеспечивает улучшенную плотность энергии по сравнению с свинцово-кислотными батареями. Они состоят из положительного электрода с никелевым оксигидроксидом, отрицательного электрода с водородосодержащим сплавом и щелочного электролита.

Натрий-ионные батареи - это новое поколение аккумуляторов, которые используют натрий-ионную технологию хранения энергии. Они представляют собой альтернативу литиевым батареям, которые являются широко распространенными, но имеют ограниченные ресурсы и высокую стоимость.

Натрий-ионные батареи обладают потенциалом для применения в различных областях, включая энергосистемы, транспортные средства и стационарные хранилища энергии. Их высокая плотность энергии, длительный срок службы и безопасность делают их привлекательным вариантом для будущих энергетических решений.

Воздушно-цинковые батареи используют цинковый анод, кислород из воздуха и щелочную электролитическую среду для хранения и выдачи энергии.

Они обладают высокой плотностью энергии, длительным сроком хранения, низкой стоимостью и хорошей экологической совместимостью. Однако, они имеют ограниченное количество циклов зарядки и разрядки и могут быть подвержены саморазряду.

Поточные батареи, также известные как горячие батареи, используют специальные химические реакции для преобразования топлива в электрическую энергию. Они обладают высокой энергетической плотностью, быстрым зарядом и возможностью непрерывной работы без необходимости перезарядки. Однако, они имеют ограниченный ресурс и требуют специальных топливных источников.

Твердотельные батареи используют твердые электролитические материалы для проведения ионов между анодом и катодом.

Они обладают высокой стабильностью, надежностью и безопасностью. Твердотельные батареи имеют высокую плотность энергии и мощности, длительный срок службы и могут работать при широком диапазоне температур. Однако, они могут быть более дорогостоящими и труднодоступными в производстве.

Литий-серные батареи используют литий-металлический анод и серный катод для хранения энергии. Литий-серные батареи могут быть использованы в широком спектре приложений, включая электромобили и стационарные системы хранения энергии. Однако, они могут быть чувствительны к высоким температурам и требуют управления тепловым режимом.

Таблица 1.2-Сравнительная таблица различных типов батарей.

Тип батареи	Плотность энергии (Втч/кг)	Плотность мощности (Вт/кг)	Срок службы	Эффективность зарядки	Безопасность	Воздействие на окружающую среду
Литий-ионные батареи	150-250	150-300	500-1000	90-95%	Умеренная	Умеренная
Свинцово-кислотные батареи	30-50	150-250	200-500	70-85%	Высокая	Высокая
Никель-металлогидридные батареи (NiMH)	60-100	100-200	500-1000	60-70%	Умеренная	Умеренная
Натрий-ионные батареи	80-120	80-150	1000-3000	80-85%	Высокая	Низкая
Воздушно-цинковые батареи	250-400	70-100	300-500	50-60%	Высокая	Низкая

Продолжение таблицы 1.2

Тип батареи	Плотность энергии (Втч/кг)	Плотность мощности (Вт/кг)	Срок службы	Эффективность зарядки	Безопасность	Воздействие на окружающую среду
Поточные батареи	20-40	20-50	5000+	70-80%	Высокая	Умеренная
Твердотельные батареи	200-400	200-400	1000-3000	95-98%	Высокая	Низкая
Литий-серные батареи	350-500	100-200	300-500	95-98%	Умеренная	Низкая

1.3 Тренд цены на аккумуляторные батареи в мире.

Тенденции мировых цен на аккумуляторы претерпели значительные изменения в последние годы. Снижение стоимости аккумуляторных технологий сыграло важную роль во внедрении систем накопления энергии, электромобилей и интеграции возобновляемых источников энергии. Несколько факторов способствовали нисходящей

траектории цен на батареи, включая технологические достижения, экономию за счет масштаба, эффективность производства и усиление конкуренции на рынке.

Литий-ионные аккумуляторы, которые широко используются в различных приложениях, значительно подешевели за последнее десятилетие. Стоимость киловатт-часа (кВтч) литий-ионных аккумуляторов снизилась примерно на 90% с 2010 года, что сделало их более доступными и привлекательными для широкого применения. Это снижение цен на батареи сыграло ключевую роль в росте популярности электромобилей и расширении проектов по хранению энергии в масштабе сети.

Например, литий-ионные батареи являются наиболее распространенным типом, используемым в различных приложениях, включая электромобили (EV) и системы хранения возобновляемой энергии. За последнее десятилетие цены на литий-ионные аккумуляторы неуклонно снижались. По данным BloombergNEF, средняя цена литий-ионных аккумуляторов упала примерно на 98% в период с 1991 по 2020 год, при этом среднегодовое снижение составило 18%.

Рассмотрим цены на аккумуляторы для электромобилей: Стоимость аккумуляторов является одним из основных факторов, влияющих на доступность электромобилей. По данным BloombergNEF, с 2010 по 2020 год средняя цена аккумуляторных батарей для электромобилей снизилась примерно на 87%. Это снижение цен сыграло решающую роль в повышении конкурентоспособности электромобилей по сравнению с автомобилями с двигателями внутреннего сгорания.

Системы накопления энергии на батареях (BESS) используются для хранения возобновляемой энергии и помогают сбалансировать электросеть. Стоимость систем хранения энергии также снижается благодаря таким факторам, как экономия за счет масштаба, технологические достижения и увеличение производства. Однако цены могут варьироваться в зависимости от приложения, емкости и используемой технологии.

Важно отметить, что на цены на аккумуляторы влияют различные факторы, в том числе стоимость сырья (например, лития, кобальта, никеля), производственных процессов, эффекта масштаба и достижений в технологии производства аккумуляторов. Динамика рынка, государственная политика и дисбаланс между спросом и предложением также играют роль в колебаниях цен.

Более того, достижения в производственных процессах, такие как разработка высокопроизводительных производственных мощностей и улучшенный химический состав аккумуляторов, способствовали снижению затрат. Увеличение объемов производства и оптимизация цепочек поставок также сыграли решающую роль в снижении цен на аккумуляторы.

Снижение стоимости аккумуляторных технологий имеет серьезные последствия для энергетического сектора и не только. Это способствовало интеграции возобновляемых источников энергии, обеспечивая эффективное хранение энергии, тем самым снижая зависимость от производства электроэнергии на основе ископаемого

топлива и повышая стабильность сети. Кроме того, более низкие цены на батареи ускорили электрификацию транспорта, сделав электромобили более доступными для более широкого круга потребителей.

Хотя ожидается, что тенденция к снижению цен на батареи продолжится, важно отметить, что точная траектория может варьироваться в зависимости от химического состава батарей и технологий.

2. Вводные данные схемы электрической сети

Таблица 2 – Данные напряжения, длин линий и мощности участков.

S_{min}	U_H , кВ	L_1 , Км	L_2 , км	L_3 , км	L_4 , км	L_5 , км	P_1 , МВт	P_2 , МВт	P_3 , МВт	P_4 , МВт
0.6 S_{max}	220	70	100	110	120	105	100	55	80	65

Предоставленная таблица содержит данные о напряжении, длине линий и мощности участков в электрической сети:

S_{min} : Минимальный допустимый уровень напряжения.

U_H : Номинальное напряжение, равное 220 кВ.

L_1, L_2, L_3, L_4, L_5 : Длины линий, измеряемые в километрах, для пяти участков сети.

P_1, P_2, P_3, P_4 : Мощность участков, измеряемая в мегаваттах, для четырех участков сети.

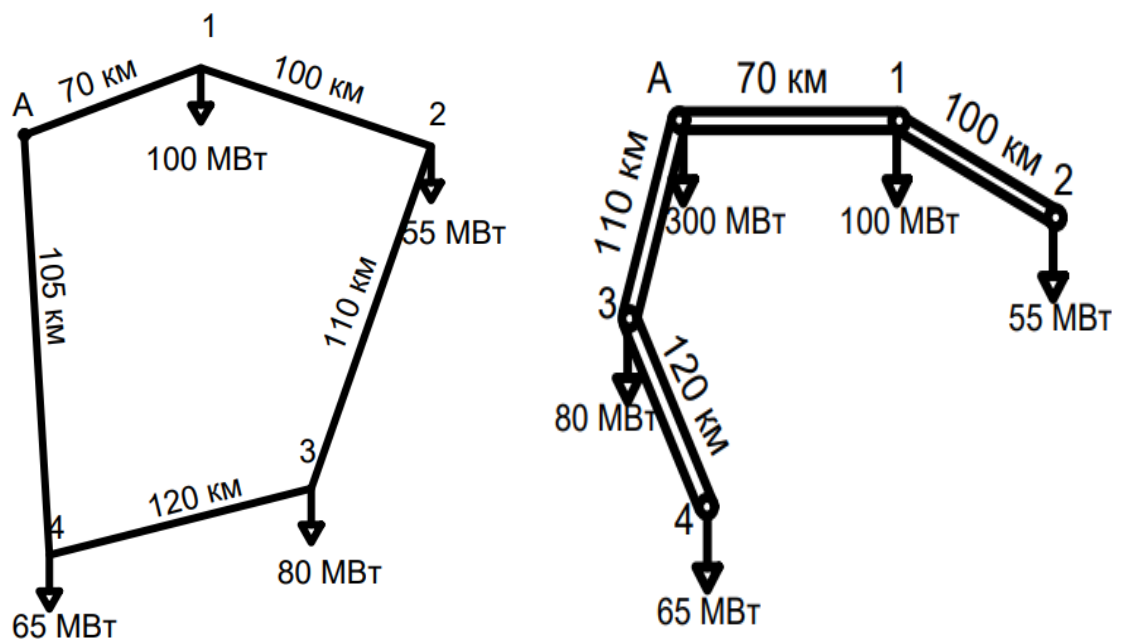


Рисунок 1 – Замкнутая и разомкнутая схема подключения участков.

2.1 Расчетсхемы электрической сети

2.1.1 Выбор номинальных напряжений воздушных линии электропередач

Наивыгоднейшие напряжения отдельных участков сети относительно экономических и технических факторов рассчитывается по формуле А.М Залесского

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P \cdot (100 + 15\sqrt{L})}. \quad (2.1.1)$$

где, L – длина, км;

P – передаваемая активная мощность, МВт.

Расчет участка А-1

$$U_{\text{ном } 1} = \sqrt{100 \cdot (100 + 15\sqrt{70})} = 150 \text{ кВ},$$

Аналогично для последующих участков

$$U_{\text{ном } 2} = 117 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ном } 3} = 143 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ном } 4} = 128 \text{ кВ}.$$

Выбираем стандартное $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

2.2 Распределение мощностей по линии электропередач

Расчет распределения активной мощности в ЛЭП

$$P_A = \frac{\sum P \cdot l}{\sum l}. \quad (2.2.1)$$

$$P_A = \frac{(100 \cdot 70) + (55 \cdot 170) + (80 \cdot 280) + (65 \cdot 400)}{70 + 100 + 110 + 120 + 105} = 132.4 \text{ МВт},$$

$$P_{A'} = \frac{(65 \cdot 105) + (80 \cdot 225) + (55 \cdot 335) + (100 \cdot 435)}{70 + 100 + 110 + 120 + 105} = 167.6 \text{ МВт}.$$

Проверка:

$$P_A + P_{A'} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4. \quad (2.2.2)$$

$$167.6 + 132.4 = 100 + 55 + 80 + 65 = 300 \text{ МВт}.$$

Нормативный коэффициент мощности на шинах высокого напряжения подстанций принимается равным $\cos\varphi_n = 0.8$, что соответствует $\text{tg}\varphi = 0.75$.

$$Q = P \cdot \text{tg}\varphi. \quad (2.2.3)$$

$$Q_1 = 100 \cdot 0.75 = 75 \text{ МВар},$$

Аналогично для последующих участков

$$Q_2 = 41.25 \text{ МВар},$$

$$Q_3 = 60 \text{ МВар},$$

$$Q_4 = 48.75 \text{ МВар}.$$

Расчет распределения реактивной мощности в ЛЭП

$$Q_A = \frac{\sum Q * l}{\sum l} . \quad (2.2.4)$$

$$Q_A = \frac{(75 * 70) + (41.25 * 170) + (60 * 280) + (48.75 * 400)}{70 + 100 + 110 + 120 + 105} = 99.4 \text{ МВар},$$

$$Q_{A'} = \frac{(48.75 * 105) + (60 * 225) + (41.25 * 335) + (75 * 435)}{70 + 100 + 110 + 120 + 105} = 125.6 \text{ МВар}.$$

Проверка:

$$Q_A + Q_{A'} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 . \quad (2.2.5)$$

$$99.4 + 125.6 = 75 + 41.25 + 60 + 48.75 = 225 \text{ МВар},$$

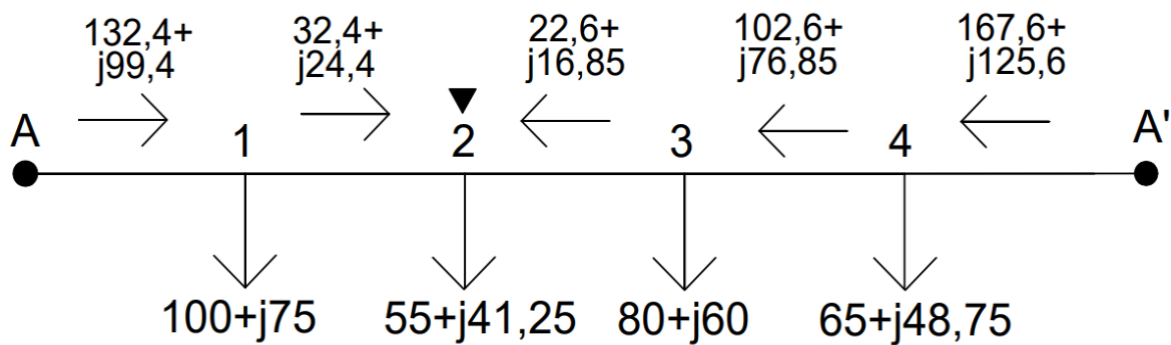


Рисунок 2.1.1 – Схема распределения мощности по замкнутой сети.

2.3 Выбор трансформаторов на подстанциях

Рассчитываем полную мощность участка

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} . \quad (2.3.1)$$

$$S_1 = \sqrt{100^2 + 75^2} = 125 \text{ МВА},$$

Аналогично для последующих участков

$$S_2 = 68.75 \text{ МВА},$$

$$S_3 = 100 \text{ МВА},$$

$$S_4 = 81.25 \text{ МВА}.$$

Выбор числа трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требования надежности электроснабжения питающихся подстанций потребителей и является технико-

экономической задачей. В проекте выбор числа и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях рассматривается с общих позиций и режимы их работы детально не прорабатываются.

Количество трансформаторов (автотрансформаторов), устанавливаемых на подстанциях всех категорий, принимается, как правило, не более двух.

На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше для связи электрических сетей и их элементов с различным номинальным напряжением, как правило, устанавливаются автотрансформаторы, которые обладают рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньший вес, стоимость и потери при той же мощности).

При установке двух трансформаторов (автотрансформаторов) и отсутствии резервирования по сетям среднего и низшего напряжений мощность каждого из них выбирается с учетом нагрузки трансформатора не более 70% суммарной максимальной нагрузки подстанций в номинальном режиме, и из условия покрытия нагрузки потребителей при выходе из работы одного трансформатора с учетом допустимой перегрузки до 40 %. Согласно ПУЭ /I/ трансформаторы в аварийных режимах допускают перегрузку до 140% на время максимума нагрузки не более 6 часов в течение 5 суток. Таким образом, желаемая мощность трансформатора выбирается по выражению:

$$S_{н.тр} = \frac{S_{max}}{n * k_3} . \quad (2.3.2)$$

где, S_{max} – полная максимальная мощность нагрузки данной подстанции, МВА;

n – количество трансформаторов;

k_3 – коэффициент трансформации ($k_3=0,7$).

$$S_{н.тр 1} = \frac{125}{2 * 0.7} = 89 \text{ МВА},$$

Аналогично для последующих участков

$$S_{н.тр 2} = 49 \text{ МВА},$$

$$S_{н.тр 3} = 71 \text{ МВА},$$

$$S_{н.тр 4} = 58 \text{ МВА}.$$

По расчетным данным выбираем трансформаторы из справочника [2] АТДЦТН 125000/220/110, ТРДЦН 63000/220 ТДЦ 80000/220 (табл. 2.3.1)

Таблица 2.3.1 – Паспортные данные трансформаторов

Марка ТП	АТДЦТН125 000/220/110	ТРДЦН63 000/220	ТДЦ80 000/220
$S_{ном}$, МВА	125	63	80
Вид и диапазон регулирования	РПН±8х1.5	РПН±8х1.5	РПН±10х1.5

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	ВН	230	230	242
	СН	121	-	-
	НН	11	11	10.5
$U_{\text{к}}, \%$	ВН	11	12	11
	СН	31		
	НН	19		
$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	ВН	290	300	320
	СН	-		
	НН	-		
$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$		85	82	105
$\Delta Q_{\text{х}}, \text{кВар}$		625	504	480
$R_{\text{т}}, \text{Ом}$	ВН	0,5	3.9	2.9
	СН	0,5		
	НН	1		
$X_{\text{т}}, \text{Ом}$	ВН	48.6	100.7	80.5
	СН	0		
	НН	82.5		

2.4 Расчет потерь в трансформаторах

В трехобмоточных автотрансформаторах нагрузочная мощность распределяется по средней и низшей обмотка не равномерно, а именно 60% и 40% соответственно.

Подстанция 1 – 2 х АТДЦТН125000/220/110

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном.тр}}^2} * R_{\text{тр}}, \quad (2.4.1)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном.тр}}^2} * X_{\text{тр}}. \quad (2.4.2)$$

где P – Активная мощность, МВт;

Q - Реактивная мощность, МВар;

$U_{\text{ном.тр}}$ – Номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$R_{\text{тр}}$ – Активное сопротивление, Ом;

$X_{\text{тр}}$ – Реактивное сопротивление, Ом.

Потери на низшей обмотке

$$\Delta P_{\text{тр.н}} = \frac{40^2 + 30^2}{220^2} * 1 = 0.05 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр.н}} = \frac{40^2 + 30^2}{220^2} * 82.5 = 4.26 \text{ Мвар},$$

$$P' + jQ' = P + jQ + \Delta P_{\text{тр}} + j\Delta Q_{\text{тр}} . \quad (2.4.3)$$

$$P'_H + jQ'_H = 40 + j30 + 0.05 + j4.26 = 40.05 + j34.26 \text{ МВА.}$$

Потери на средней обмотке

$$\Delta P_{\text{тр.с}} = \frac{60^2 + 45^2}{220^2} * 0.5 = 0.06 \text{ МВт,}$$

$$\Delta Q_{\text{тр.с}} = \frac{60^2 + 45^2}{220^2} * 0 = 0 \text{ Мвар ,}$$

$$P'_c + jQ'_c = 60 + j45 + 0.06 + j0 = 60.06 + j45 \text{ МВА.}$$

Сумма потерь на средней и низшей обмотках

$$\Sigma P' + j\Sigma Q' = 40.05 + j34.26 + 60.06 + j45 = 100.11 + j79.26 \text{ МВА.}$$

Потери на высшей обмотке

$$\Delta P_{\text{тр.в}} = \frac{100.11^2 + 79.26^2}{220^2} * 0.5 = 0.16 \text{ МВт ,}$$

$$\Delta Q_{\text{тр.в}} = \frac{100.11^2 + 79.26^2}{220^2} * 48.6 = 16.3 \text{ Мвар .}$$

$$P'_B + jQ'_B = 100.11 + j79.26 + 0.16 + j16.3 = 100.27 + j95.56 \text{ МВА.}$$

Полные потери мощности

$$P'' + jQ'' = P' + jQ' + \Delta P_{\text{хх}} + j\Delta Q_{\text{хх}} . \quad (2.4.4)$$

где $\Delta P_{\text{х}}$ – Активные потери холостого хода, МВт;

$\Delta Q_{\text{хх}}$ – Реактивные мощности холостого хода, МВар.

$$P'' + jQ'' = 100.27 + j95.56 + 0.85 + j0.625 = 101.12 + j96.185 \text{ МВА ,}$$

Рассчитанные значения внесены в таблицу – 2.4.1,

Таблица 2.4.1 –Рассчитанные значения по ТР

Напряжение	230	121	11
Обмотка	Высшая	Средняя	Низшая
$R_{\text{тр}}$, Ом	0.5	0.5	1
$X_{\text{тр}}$, Ом	48.6	0	82.5
$\Delta P_{\text{х}}$, МВт	0.85		

ΔQ_x , МВар	0.625		
Нагрузка		60%	40%
P, МВт	100.11	60	40
Q, МВар	79.26	45	30
Расчеты			
$\Delta P_{тр}$, МВт	0.16	0.06	0.05
$\Delta Q_{тр}$, МВар	16.3	0	4.26
P', МВт	100.27	60.06	40.05
Q', МВар	95.56	45	34.26
P'', МВт	101.12		
Q'', МВар	96.185		

На рисунке 2.4.1, представлены все нагрузки, сопротивления, потери мощности.

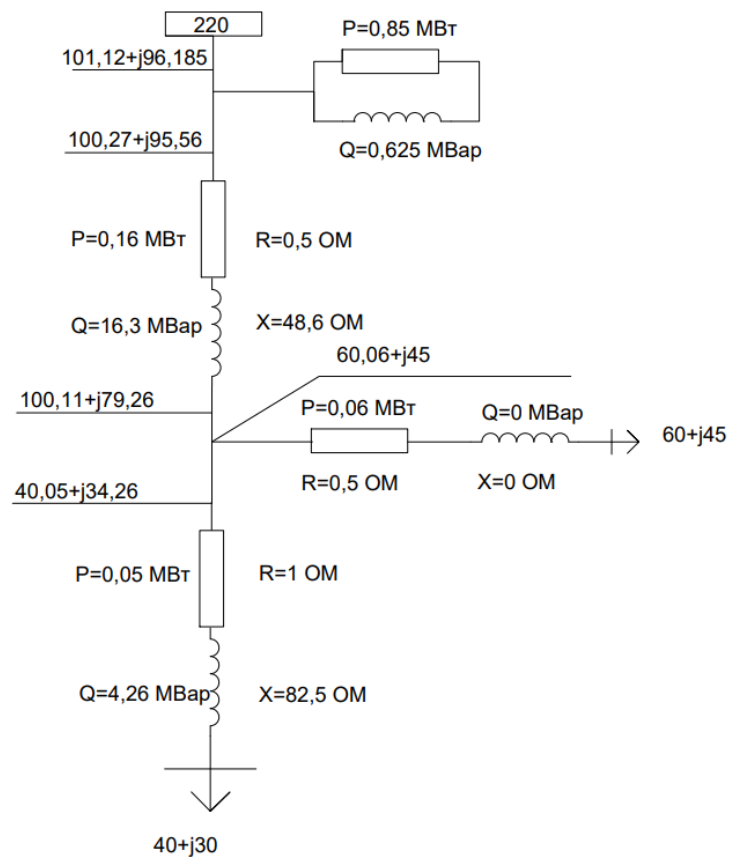


Рисунок 2.4.1 – Схема замещения автотрансформатора
Подстанция 2 – 2хТРДЦН63000/220

Таблица 2.4.2 – Рассчитанные значения

Напряжение	220
$R_{тр}$, Ом	3.9
$X_{тр}$, Ом	100.7
ΔP_x , МВт	0.82
ΔQ_x , МВар	0.504

Нагрузка	100%
P, МВт	55
Q, МВар	41.25
Расчеты	
$\Delta P_{тр}$, МВт	0.38
$\Delta Q_{тр}$, МВар	9.8
P', МВт	55.38
Q', МВар	51.05
P'', МВт	56.2
Q'', МВар	51.54

На рисунке 2.4.2, представлены все нагрузки, сопротивления, потери мощности.

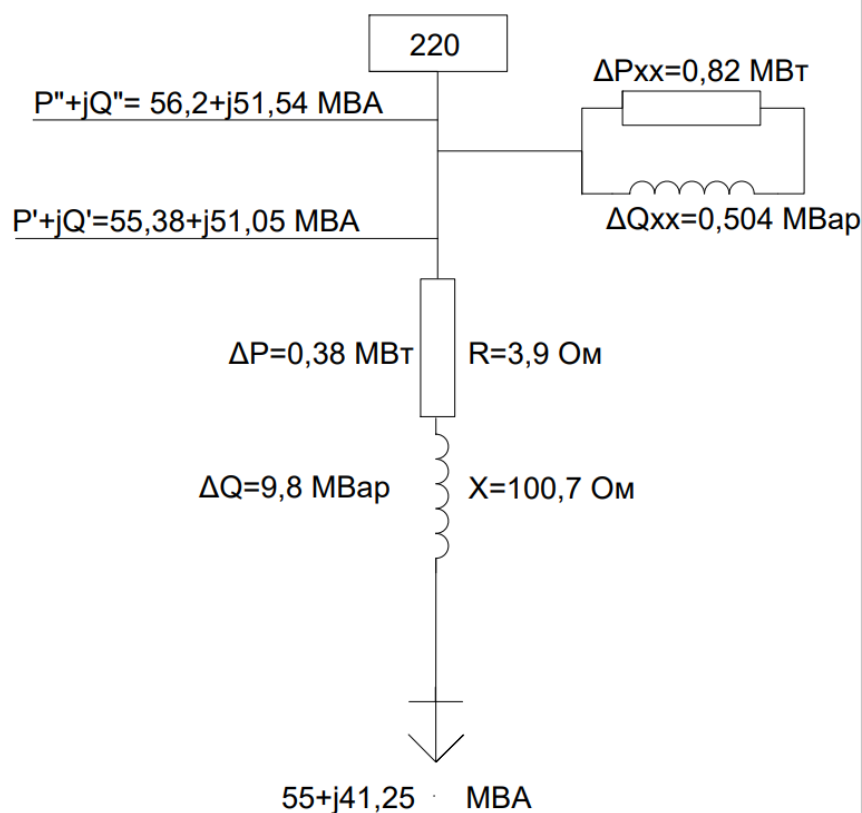


Рисунок 2.4.2 – Схема замещения трансформатора
Подстанция 3 – 2хТДЦ80000/220

Таблица 2.4.3 – Рассчитанные значения

Напряжение	220
$R_{тр}$, Ом	2.9
$X_{тр}$, Ом	80.5
ΔP_x , МВт	0.105
ΔQ_x , МВар	0.480
Нагрузка	100%
P, МВт	80

Q, МВар	60
Расчеты	
$\Delta P_{тр}$, МВт	0.59
$\Delta Q_{тр}$, МВар	16.6
P' , МВт	80.59
Q' , МВар	76.6
P'' , МВт	80.695
Q'' , МВар	77.008

Подстанция 4 – 2хТРДЦН 63000/220

Таблица 2.4.4 – Рассчитанные значения

Напряжение	220
$R_{тр}$, Ом	3.9
$X_{тр}$, Ом	100.7
ΔP_x , МВт	0.82
ΔQ_x , МВар	0.504
Нагрузка	100%
P, МВт	65
Q, МВар	48.75
Расчеты	
$\Delta P_{тр}$, МВт	0.53
$\Delta Q_{тр}$, МВар	13.7
P' , МВт	65.53
Q' , МВар	62.45
P'' , МВт	66.35
Q'' , МВар	62.954

2.5 Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для замкнутой схемы

Выбор сечений проводов заданной сети и расчетные токовые нагрузки линий для замкнутой схемы:

$$I_{max} = \frac{S_{уч}}{\sqrt{3} * U_{ном}} = \frac{\sqrt{P_{уч}^2 + Q_{уч}^2}}{\sqrt{3} * U_{ном}}. \quad (2.5.1)$$

где $S_{уч}$ – полная мощность, протекающая по участку линии, МВА;
 $U_{ном}$ – Номинальное напряжение, кВ;
 $P_{уч}$ – активная мощность, протекающая по участку линии, МВт;
 $Q_{уч}$ – реактивная мощность, протекающая по участку линии, МВар;

Расчетная токовая нагрузка линии:

$$I_p = I_{max} * \alpha_i * \alpha_T . \quad (2.5.2)$$

где, I_{max} – максимальный рабочий ток на пятый год эксплуатации линии, соответствующая мощность приведена в исходных данных;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициент ее попадания в максимум нагрузки энергосистемы.

Для высоковольтной линии 110–330 кВ принимают $\alpha_i=1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Коэффициент α_T выбирают из справочника[1], принять равным $\alpha_T=1,3$.

Сечения проводов выбирают по справочнику [2]. Выбранные сечения проверяются по значениям допускаемого тока нагрева, механической прочности, условиям короны.

Участок А-1

$$I_{max A-1} = \frac{\sqrt{132.4^2 + 99.3^2}}{\sqrt{3} * 220} = 0.43 \text{ кА} ,$$

$$I_{pA-1} = 0.43 * 1.05 * 1.3 = 0.58 \text{ кА} ,$$

Аналогично для последующих участков.

Участок 1-2

$$I_{max 1-2} = 0.10 \text{ кА} , \quad I_{p 1-2} = 0.13 \text{ кА} ,$$

Участок 2-3

$$I_{max 2-3} = 0.07 \text{ кА} , \quad I_{p 2-3} = 0.09 \text{ кА} ,$$

Участок 3-4

$$I_{max 3-4} = 0.33 \text{ кА} , \quad I_{p 3-4} = 0.45 \text{ кА} ,$$

Участок 4-А'

$$I_{max 4-A} = 0.54 \text{ кА} , \quad I_{p 4-A} = 0.73 \text{ кА} .$$

Определяем сечение по экономической плотности тока:

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{ЭКВ}}} . \quad (2.5.3)$$

где, $j_{\text{ЭКВ}}$ – экономическая плотность тока, $j_{\text{ЭКВ}} = 1,3$ для Казахстана.

$$F_{\text{ЭКВ}(A-1)} = \frac{0.58}{1.3} = 0.44 \text{ м}^2 = 440 \text{ мм}^2,$$

Аналогично для последующих участков.

$$F_{\text{ЭКВ}(1-2)} = 100 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(2-3)} = 60 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(3-4)} = 340 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(4-A')} = 560 \text{ мм}^2 .$$

Выбираем сечение провода по методу токовых интервалов:

Таблица 2.5.2 – Марка провода на участках

Участок линии	Марка провода
A-1	АС 400
1 –2	АС 240
2 –3	АС 240
3 –4	АС 400
4-A	2хАС 240

Выбранные сечения следует проверить по условиям короны, механической прочности и допустимому току нагрева в послеаварийных режимах:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{д.д}} . \quad (2.5.4)$$

где $I_{\text{д.д}}$ – допустимо длительный ток, А.

$$\text{Участок A – 1} \quad 430 \leq 705 ,$$

$$\text{Участок 1 – 2} \quad 100 \leq 505 ,$$

$$\text{Участок 2 – 3} \quad 70 \leq 505 ,$$

$$\text{Участок 3 – 4} \quad 330 \leq 705 ,$$

$$\text{Участок 4 – A} \quad 540 \leq 1410 .$$

Определяем параметры линии по участкам:

$$R = r_0 * l , \quad (2.5.5)$$

$$X = x_0 * l , \quad (2.5.6)$$

$$b = b_0 * l , \quad (2.5.7)$$

$$Q = q_0 * l . \quad (2.5.8)$$

где, l – длина линии, км;

r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км;

x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км;

b_0 – удельная емкостная проводимость, 10^{-6} См/км;

q_0 – удельная емкостная проводимость, МВар/км.

Участок А-1

$$R = 0,075 * 70 = 5.25 \text{ Ом} ,$$

$$X = 0,42 * 70 = 29.4 \text{ Ом} ,$$

$$b = 0.027 * 70 = 1.89 \text{ См} ,$$

$$Q = 0,144 * 70 = 5.04 \text{ Мвар} .$$

Аналогично для последующих участков. Расчетные данные внесены в таблицу 2.5.2.

Таблица 2.5.2 – Параметры проводов по участкам для замкнутой схемы

	Марка провода	L, км	r_0 , Ом/км	r , Ом	x_0 , Ом/км	x , Ом	b_0 , См 10^{-6} /км	b , 10^{-6} См	q_0 , МВар/км	QМВар
А-1	АС 400	70	0.075	5.25	0.42	29.4	0.027	1.89	0.144	5.04
1 –2	АС 240	100	0.12	12	0.435	43.5	0.026	2.6	0.139	6.95
2 –3	АС 240	110	0.12	13.2	0.435	47.85	0.026	2.86	0.139	7.645
3 –4	АС 400	120	0.075	9	0.42	50.4	0.027	3.24	0.144	8.64
4-А	2хАС 240	105	0.12	12.6	0.435	45.6	0.026	2.73	0.139	7.3

2.6 Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для разомкнутой схемы

Выбор сечений проводов заданной сети и расчетные токовые нагрузки линий для разомкнутой схемы по формуле (2.5.1)

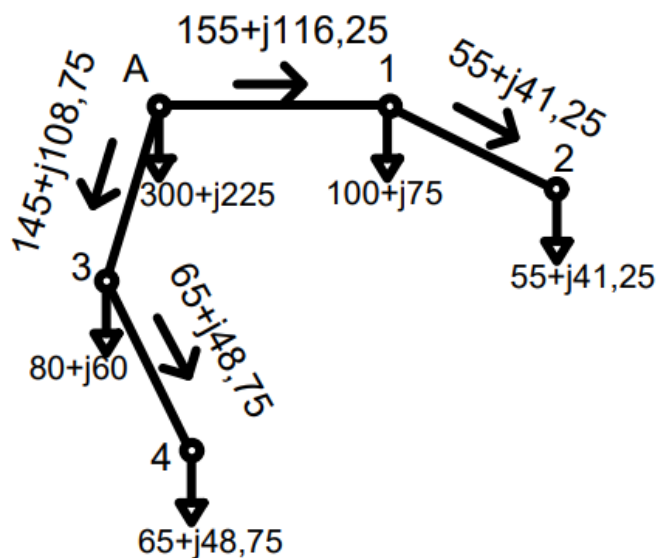


Рисунок 2.6.1 – Схема распределения мощности по разомкнутой сети.

I_p рассчитывается по формуле (2.5.2)

Участок А-1

$$I_{\max A-1} = \frac{\sqrt{155^2 + 116,25^2}}{\sqrt{3} * 220} = 0,25 \text{ кА},$$

$$I_{pA-1} = 0,25 * 1,05 * 1,3 = 0,34 \text{ кА}.$$

Аналогично для последующих участков.

Участок 1-2

$$I_{\max 1-2} = 0,09 \text{ кА}, \quad I_{p 1-2} = 0,12 \text{ кА},$$

Участок А-3

$$I_{\max A-3} = 0,235 \text{ кА}, \quad I_{p A-3} = 0,32 \text{ кА},$$

Участок 3-4

$$I_{\max 3-4} = 0,105 \text{ кА}, \quad I_{p 3-4} = 0,143 \text{ кА}.$$

Определяем сечение по экономической плотности тока по формуле (2.5.3)

$$F_{\text{ЭКВ}(A-1)} = \frac{0,34}{1,3} = 0,26 \text{ м}^2 = 260 \text{ мм}^2,$$

Аналогично для последующих участков.

$$F_{\text{ЭКВ}(1-2)} = 90 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(A-3)} = 245 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(3-4)} = 110 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сечение провода по методу токовых интервалов:

Таблица 2.6.1 – Марка провода на участках

Участок линии	Марка провода
A – 1	2хАС 240
1 – 2	2хАС 240
A– 3	2хАС 240
3– 4	2хАС 240

Выбранные сечения следует проверить по условиям короны, механической прочности и допустимому току нагрева в послеаварийных режимах по формуле (2.5.4)

Участок A – 1 $500 \leq 1010$,

Участок 1 – 2 $180 \leq 1010$,

Участок 2 – 3 $470 \leq 1010$,

Участок 3 – 4 $210 \leq 1010$.

Определяем параметры линии по участкам, по формулам (2.5.5 – 2.5.8)

Участок A-1

$R = 0.12 * 70 = 4.2 \text{ Ом}$,

$X = 0.435 * 70 = 15.2 \text{ Ом}$,

$b = 0.026 * 70 = 0.91 \text{ См}$,

$Q = 0.139 * 70 = 4.865 \text{ Мвар}$.

Аналогично для последующих участков. Расчетные данные внесены в таблицу 2.6.2.

Таблица 2.6.2 – Параметры линии по участкам для разомкнутой схемы

	Марка провода	L, км	r0, ом/км	r, Ом	x0, ом/км	x, Ом	b0, См 10 ⁻⁶ /км	b, 10 ⁻⁶ См	q0, МВар/км	QMВар
A-1	2хАС 240	70	0.12	4.2	0.435	15.2	0.026	0.91	0.139	4.865
1 - 2	2хАС 240	100	0.12	6	0.435	21.75	0.026	1.3	0.139	6.95
1- 3	2хАС 240	110	0.12	6.6	0.435	23.925	0.026	1.43	0.139	7.645
1- 4	2хАС 240	120	0.12	7.2	0.435	26.1	0.026	1.56	0.139	8.34

2.7 Технико-экономический расчет

К основным техническим показателям относятся: надёжность электроснабжения и долговечность объекта в целом и отдельных его частей, условия обслуживания, количество обслуживающего персонала, расход цветного металла на провода, величина номинального напряжения сети.

Сравнение вариантов по таким показателям как надёжность электроснабжения, оперативная гибкость схемы, качество напряжения обычно не проводится, так как по этим показателям рассматриваемые варианты должны удовлетворять в одинаковой степени. В сравнении также не учитываются трансформаторы и потери в них, распределительные устройства низшего напряжения, так как они в обоих вариантах одинаковые.

2.7.1 Для замкнутой схемы.

Район по гололёду- I-II (электрический справочник книга 3 страница 368)

Таблица 2.7.1.1 – удельная стоимость ЛЭП

Участок	Район	Тип опоры	Провод	Цена, Тг
A-1	I	Одноцепная	АС 400	23800 000
1-2	I	Одноцепная	АС 240	21000 000
2-3	I	Одноцепная	АС 240	21000 000
3-4	I	Одноцепная	АС 400	23 800 000
4-A'	I	Двухцепная	2хАС 240	34400 000

Капитальные вложения линии

$$K_{\text{л}} = c_0 * l . \quad (2.7.1.1)$$

где, c_0 – удельная стоимость линии, тг/км;

l – длина линии, км.

Таблица 2.7.1.2 – Расчетные значения $K_{\text{л}}$

	$K_{\text{л}}$, тг	$C_{\text{уд}}$, тг/км	L , км
A-1	900 000 000	23800 000	70
1-2	1 260 000 000	21000 000	100
2-3	1 386 000 000	21000 000	110
3-4	1 713 000 000	23800 000	120
4-A'	2 167 000 000	34400 000	105

Капитальные вложения подстанции

$$K_{\text{п}} = c_0 * n_{\text{тр}} . \quad (2.7.1.2)$$

где, c_0 – удельная стоимость трансформатора, тг;

$n_{\text{тр}}$ – число трансформаторов.

Таблица 2.7.1.3 – Расчетные значения $K_{\text{п}}$

$S_{\text{тп}}$	$K_{\text{п}}$, тг	$C_{\text{уд}}$, тг/шт	$n_{\text{тп}}$
125	240 000 000	200 000 000	2
63	188 400 000	157 000 000	2

80	182 000 000	152 000 000	2
----	-------------	-------------	---

Издержки линии

$$И_{\text{л}} = K_{\text{л}}(\alpha_{\text{амор}} + \alpha_{\text{р}} + \alpha_{\text{обс}}), \quad (2.7.1.3)$$

$$И_{\text{л}} = K_{\text{л}} \left(\frac{2.8 + 2}{100} \right). \quad (2.7.1.3.1)$$

Таблица 2.7.1.4 – Расчетные значения $И_{\text{л}}$

	И _л , тг	К _л , тг
A-1	43 200 000	900 000 000
1-2	60 500 000	1 260 000 000
2-3	66 500 000	1 386 000 000
3-4	82 200 000	1 713 000 000
4-A'	104 000 000	2 167 000 000

Издержки подстанции

$$И_{\text{п}} = K_{\text{п}}(\alpha_{\text{амор}} + \alpha_{\text{р}} + \alpha_{\text{обс}}), \quad (2.7.1.4)$$

$$И_{\text{п}} = K_{\text{п}} \left(\frac{8.4 + 3.5}{100} \right). \quad (2.7.1.4.1)$$

Таблица 2.7.1.5 – Расчетные значения $И_{\text{п}}$

	И _п , тг	К _п , тг
125	31 440 000	240 000 000
63	24 700 000	188 400 000
80	23 800 000	182 000 000

Максимальные потери мощности

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3I^2(R_{\text{л}} + R_{\text{тр}}). \quad (2.7.1.5)$$

где, I – ток в линии, А;

$R_{\text{л}}$ – сопротивление линии, Ом;

$R_{\text{тр}}$ – сопротивление трансформатора, Ом.

Таблица 2.7.1.6 - Расчетные значения $\Delta P_{\text{макс}}$

	$\Delta P_{\max}$, Вт	I, А	$R_{\text{л}}$, Ом	$R_{\text{тп}}$, Ом
A-1	2 000 000	430	2.625	0.5
1-2	153 000	100	6	3.9
2-3	62 000	70	6.6	2.9
3-4	2 700 000	330	4.5	3.9
4-A'	1 100 000	540	6.3	0

Постоянные потери мощности

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кор}} * l. \quad (2.7.1.6)$$

где, $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{\text{кор}}$ – потери на корону, кВт.

Таблица 2.7.1.7 - Расчетные значения $\Delta P_{\text{пост}}$

	$\Delta P_{\text{пост}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кор}}$, кВт	L, км
A-1	189.85	0.85	2.7	70
1 2	270.82	0.82	2.7	100
2 3	297.105	0.105	2.7	110
3 4	324.82	0.82	2.7	120
4 A'	0	0	0	105

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\max}}{10^{-4}} \right)^2 \cdot 8760. \quad (2.7.1.7)$$

где, $T_{\max}$ – часы максимальной нагрузки, ч.

$$\tau = \left(0.124 + \frac{3000}{10^{-4}} \right)^2 \cdot 8760 = 1574.8$$

Издержки на потери энергии

$$I_{\Delta W} = \beta_0 (\tau * \Delta P_{\max} + 8760 * \Delta P_{\text{пост}}). \quad (2.7.1.8)$$

где, β_0 – удельная стоимость потерянной Электроэнергии, кВт/ч.

τ – Время максимальных потерь, ч.

Таблица 2.7.1.8 – расчетные значения $I_{\Delta W}$

	$I_{\Delta W}$, тг	β_0	τ , ч	$\Delta P_{\max}$, кВт	$\Delta P_{\text{потс}}$, кВт
A-1	3 368880	0.7	1574.8	2 000	189.85
1 2	1 829 821	0.7	1574.8	153	270.82

2 3	1 890 194	0.7	1574.8	62	297.105
3 4	4 968 168	0.7	1574.8	2 700	324.82
4 А'	1 212 596	0.7	1574.8	1 100	0

Минимальные затраты

$$Z_{min} = \Sigma K * P_n + \Sigma И. \quad (2.7.1.9)$$

где, ΣK – сумма капитальных вложений

P_n – нормативный коэффициент экономической эффективности

$\Sigma И$ – сумма издержек

Таблица 2.7.1.9 – расчетные значения Z_{min}

Z_{min} , тг	ΣK , тг	P_n	$\Sigma И$, тг
1 497 116 000	8 524 800 000	0.12	474 140 000

2.7.2 Для разомкнутой схемы

Район по гололёду- I

Таблица 2.7.2.1 – удельная стоимость ЛЭП

Участок	Район	Тип опоры	Провод	Цена, тг
А-1	I	Двухцепная	2хАС 240	34 400 000
1-2	I	Двухцепная	2хАС 240	34 400 000
А-3	I	Двухцепная	2хАС 240	34 400 000
3-4	I	Двухцепная	2хАС 240	34 400 000

Капитальные вложения линии рассчитываются по формуле(2.7.1.1)

Таблица 2.7.2.2 – Расчетные значения K_L

	K_L , тг	$C_{уд}$, тг/км	L, км
А-1	1 445 000 000	34 400 000	70
1-2	2 064 000 000	34 400 000	100
А-3	2 270 000 000	34 400 000	110
3-4	2 477 000 000	34 400 000	120

Капитальные вложения подстанции рассчитываются по формуле(2.7.1.2)

Таблица 2.7.2.3 – Расчетные значения $K_{п}$

$S_{пп}$	$K_{п}$, тг	$C_{уд}$, тг/шт	$n_{пп}$
125	240 000 000	200 000 000	2
63	188 400 000	157 000 000	2
80	182 000 000	152 000 000	2

Издержки линии рассчитываются по формуле(2.7.1.3;2.7.1.3.1)

Таблица 2.7.2.4 – Расчетные значения $I_{л}$

	$I_{л}$, тГ	$K_{л}$, тГ
A-1	69 300 000	1 445 000 000
1-2	99 000 000	2 064 000 000
A-3	108 900 000	2 270 000 000
3-4	118 900 000	2 477 000 000

Издержки подстанции рассчитываются по формуле(2.7.1.4;2.7.1.4.1)

Таблица 2.7.2.5 – Расчетные значения $I_{п}$

	$I_{п}$, тГ	$K_{п}$, тГ
125	31 400 000	240 000 000
63	24 600 000	188 400 000
80	23 800 000	182 000 000

Максимальные потери мощности рассчитываются по формуле(2.7.1.5)

Таблица 2.7.2.6 - Расчетные значения $\Delta P_{\max}$

	$\Delta P_{\max}$, Вт	I , А	$R_{л}$, Ом	$R_{тп}$, Ом
A-1	172 000	250	2.1	0.5
1-2	109 000	90	3	3.9
A-3	590 000	235	3.3	2.9
3-4	152 800	105	3.6	3.9

Постоянные потери мощности рассчитываются по формуле(2.7.1.6)

Таблица 2.7.2.7 - Расчетные значения $\Delta P_{\text{пост}}$

	$\Delta P_{\text{пост}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кор}}$, кВт	L , км
A-1	189.85	0.85	2.7	70
1-2	270.82	0.82	2.7	100
A-3	297.105	0.105	2.7	110
3-4	324.82	0.82	2.7	120

Время максимальных потерь рассчитываются по формуле(2.7.1.7)

$$\tau = \left(0.124 + \frac{3000}{10^{-4}} \right)^2 \cdot 8760 = 1574.8$$

Издержки на потери энергии рассчитываются по формуле(2.7.1.8)

Таблица 2.7.2.8 – расчетные значения $I_{\Delta W}$

	$I_{\Delta W}$, тГ	β_0	τ , ч	$\Delta P_{\max}$, кВт	$\Delta P_{\text{потс}}$, кВт
A-1	1 353 766	0.7	1574.8	172	189.85
1-2	1 780 825	0.7	1574.8	109	270.82
A-3	2 472 241	0.7	1574.8	590	297.105
3-4	2 160 237	0.7	1574.8	152.8	324.82

Минимальные затраты рассчитываются по формуле(2.7.1.9)

Таблица 2.7.2.9 – расчетные значения $Z_{\min}$

$Z_{\min}$, тГ	ΣK , тГ	R_H	ΣI , тГ
1 594 776 000	9 054 800 000	0.12	508 200 000

В заключении выбираем замкнутую схему, так как по всем технико-экономическим показателям это наиболее выгодный вариант.

2.8 Потери напряжения и мощности в ЛЭП

Потери мощности на участках ЛЭП

$$\Delta P = \frac{P_{\text{кон}}^2 + Q_{\text{кон}}^2}{U_{\text{нач}}^2} * R, \quad (2.8.1)$$

$$\Delta Q = \frac{P_{\text{кон}}^2 + Q_{\text{кон}}^2}{U_{\text{ном}}^2} * X. \quad (2.8.2)$$

где, $P_{\text{кон}}$ – активная мощность в конце участка, МВт;

$Q_{\text{кон}}$ – реактивная мощность в конце участка, МВар;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;

R – активное сопротивление линии, Ом;

X – реактивное сопротивление линии, Ом.

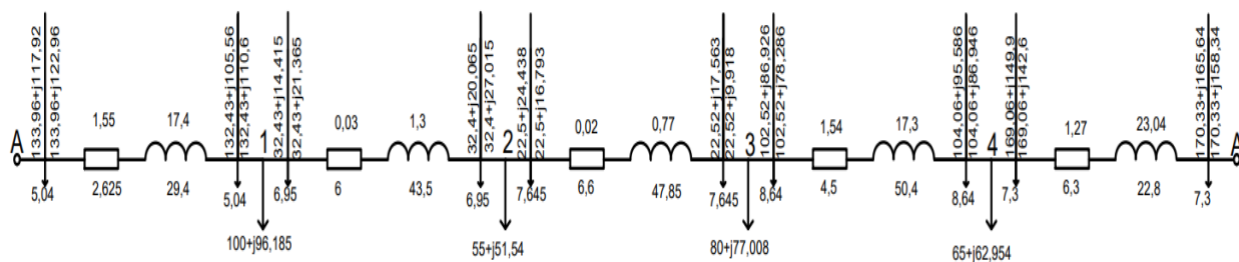


Рисунок 2.8.1 – Схема замещения ЛЭП

Потери напряжения на участках ЛЭП

$$\Delta U = \frac{P_{\text{нач}} R + Q_{\text{нач}} X}{U_{\text{нач}}} . \quad (2.8.3)$$

где, $P_{\text{нач}}$ – активная мощность в начале участка, МВт;

$Q_{\text{нач}}$ – реактивная мощность в начале участка, МВар

**при расчете стоит учитывать зарядную мощность ($Q_{\text{нач}} + Q_c$);*

$U_{\text{нач}}$ – напряжение в начале участка, кВ.

Поперечные потери напряжения

$$\delta U = \frac{P_{\text{нач}} X - Q_{\text{нач}} R}{U_{\text{нач}}} . \quad (2.8.4)$$

Результирующее (конечное) напряжение

$$U_{\text{кон}} = \sqrt{U^2 + \Delta \delta U^2} . \quad (2.8.5)$$

Проведем расчет по участку линии А-1

$$\Delta P_{A-1} = \frac{132.43^2 + 105.56^2}{242^2} * 2.625 = 1.55 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{A-1} = \frac{132.43^2 + 105.56^2}{242^2} * 29.4 = 17.4 \text{ МВар}$$

$$\Delta U_{A-1} = \frac{133.98 * 2.625 + 122.96 * 29.4}{242} = 16.4 \text{ кВ},$$

$$\delta U_{A-1} = \frac{133.98 * 29.4 - 105.56 * 2.625}{242} = 15 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{кон А-1}} = \sqrt{225.6^2 + 15^2} = 226 \text{ кВ}.$$

Аналогично для последующих участков. Расчетные данные приведены в таблице 2.8.1 и описаны на рисунке 2.8.1

Таблица 2.8.1 – параметры ЛЭП

	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$P, \text{МВт}$	$Q, \text{МВар}$	$r, \text{Ом}$	$x, \text{Ом}$	$Q_c, \text{МВар}$	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta Q, \text{МВар}$
--	-----------------------------	-----------------	------------------	----------------	----------------	--------------------	------------------------	-------------------------

A-1	242	100	96.185	2.625	29.4	5.04	1.55	17.4
1-2	242	55	51.54	6	43.5	6.95	0.03	1.3
2-3	242	80	77.008	6.6	47.85	7.645	0.02	0.77
3-4	242	65	62.954	4.5	50.4	8.64	1.54	17.3
4-A'	242	-	-	6.3	22.8	7.3	1.27	23.04

	$P_{\text{кон}},$ МВт	$Q_{\text{кон}},$ МВар	$P_{\text{нач}},$ МВт	$Q_{\text{нач}},$ МВар	$\Delta U,$ кВ	$\delta U,$ кВ	$U_{\text{кон}},$ кВ	$S,$ М
A-1	132.43	105.56	133.96	117.92	16.4	15	226	169
1-2	32.4	20.065	32.43	14.415	4.28	6.13	221.8	38
2-3	22.5	24.438	22.52	17.563	4.27	5.18	199.5	33.
3-4	102.52	86.926	104.06	95.586	23.4	21.3	203.7	134
4-A'	169.06	149.9	170.33	165.64	16.5	15.2	226	225

2.9 Падение напряжения в трансформаторе

Подстанция 1

Падение напряжения на сопротивлении трансформатора Т1

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}, \quad (2.9.1)$$

$$\delta U = \frac{PX - QR}{U}, \quad (2.9.2)$$

$$U_{\text{кон}} = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \delta U^2}. \quad (2.9.3)$$

где, Р – активная мощность участка, МВт;

Q – реактивная мощность участка, МВар;

R – активное сопротивление трансформатора, Ом;

X – индуктивное сопротивление трансформатора, Ом;

U – напряжение пришедшее с ВЛЭП, кВ.

Расчет падения напряжения на подстанции 1

$$\Delta U_1 = \frac{101.12 * 1 + 96.185 * 82.5}{226} = 35.5 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1 = \frac{101.12 * 82.5 - 96.185 * 1}{226} = 36.5 \text{ кВ},$$

$$U_{1\text{кон}} = \sqrt{(226 - 35.5)^2 + 36.5^2} = 194.$$

Аналогично на последующих подстанциях. Расчетные данные приведены в таблице 2.9.1

Таблица 2.9.1 – расчетные данные падения напряжения трансформаторных подстанциях

№ТП	1	2	3	4
P, МВт	101.12	56.2	80.695	66.35
Q, МВар	96.185	51.54	77.008	62.954
R, Ом	1	3.9	2.9	3.9
X, Ом	82.5	100.7	80.5	100.7
U, кВ	226	199.5	203.7	226
ΔU , кВ	35.5	27.1	31.5	29.2
δU , кВ	36.5	27.3	30.8	28.4
$U_{\text{кон}}$, кВ	194	174.5	175	199

2.10 Расчет напряжения стороне потребителя

С учетом коэффициента трансформации реальное напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора Т1:

$$U = U \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} . \quad (2.10.1)$$

$$U = 194 \frac{11}{230} = 9.28 \text{ кВ} .$$

В режиме максимальных нагрузок желаемое напряжение должно быть на 5% выше номинального. Пусть $U_{\text{ж}} = 10.5$ кВ. Реальное напряжение ниже, поэтому необходимо использовать какие-либо средства для повышения напряжения. В данном случае возможно применение регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). У выбранного трансформатора Т1 есть 8 регулировочных ступеней вверх от средней отпайки и 8 регулировочных ступеней вниз. Каждая ступень составляет 1.5% от $U_{\text{вн}}$ или:

$$230 * 1.5\% = 3.45 \text{ кВ}$$

Таким образом, стандартные напряжения ответвления, в зависимости от номера отпайки, составляют ряд (приведен ряд только вниз от средней отпайки):

Ориентировочное напряжение ответвления:

$$U = U \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{ж}}} . \quad (2.10.2)$$

$$U = 194 \frac{11}{10.5} = 203 \text{ кВ} .$$

Выбираю отпайку №8 (202.4кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения: 226.5 - 202.4 кВ

$$U_{\text{н}} = U \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{отв.ст}}} . \quad (2.10.3)$$

$$U_H = 194 \frac{10,5}{202,4} = 10,1 \text{ кВ}.$$

Таким образом, напряжение на стороне потребителя близко к желаемому.

Аналогично для последующих подстанций. Расчетные данные приведены в таблице 2.10.1

Таблица 2.10.1 – расчетные данные напряжения на стороне потребителя

Подстанция	1	2	3	4
U, кВ	194	174.5	175	199
U _ж , кВ	10.5	10.5	10.5	10.5
U _{ном} , кВ	220	220	220	220
U _{вн} , кВ	230	230	230	230
U _{нн} , кВ	11	11	10,5	11
U _{отв} , кВ	202.4	202.4	195.5	202.4
U _{нн} без учета РПН, кВ	9.28	8.3	7.6	9.5
U _{нн} с учетом РПН, кВ	10.1	9.05	9.4	10.3

2.11 Расчет тока короткого замыкания на подстанции

Сопротивление системы

$$x_c^* = \frac{S_6}{S_{кз}}. \quad (2.11.1)$$

где, S_6 – базисная мощность, МВА;

$S_{кз}$ – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_c^* = \frac{100}{1200} = 0,083.$$

Сопротивление высоковольтной линии

$$x_{вл}^* = x_0 * l * \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (2.11.2)$$

где, x_0 – удельно индуктивное сопротивление линии, Ом;

l – длина линии, км;

U_6 – базисное напряжение, $U_6 = 1,05 * U_{ном}$ кВ.

$$x_{вл}^* = 0,294 * 70 * \frac{100}{230^2} = 0,039.$$

Сопротивление трансформатора

$$x_{\text{трв}}^* = \frac{u_{\text{кз.в}}}{100} * \frac{S_6}{S_{\text{н.тр}}} . \quad (2.11.3)$$

где, $u_{\text{кз.в}}$ – напряжение короткого замыкания высшей обмотки Тр, %;
 $S_{\text{н.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$x_{\text{тр}}^* = \frac{11.5}{100} * \frac{100}{125} = 0.092 .$$

$$x_{\text{трн}}^* = \frac{u_{\text{кз.н}}}{100} * \frac{S_6}{S_{\text{н.тр}}} . \quad (2.11.4)$$

где, $u_{\text{кз.н}}$ – напряжение короткого замыкания низшей обмотки Тр, %;

$$x_{\text{тр}}^* = \frac{19.5}{100} * \frac{100}{125} = 0.156 .$$

Результирующее сопротивление в точек К-1

$$x_{\text{рез.к-1}} = x_c^* + x_{\text{вл}}^* . \quad (2.11.5)$$

$$x_{\text{рез.к-1}} = 0.083 + 0.039 = 0.122$$

Результирующее сопротивление в точек К-2

$$x_{\text{рез.к-2}} = x_c^* + x_{\text{вл}}^* + x_{\text{тр.в}}^* + x_{\text{тр.н}}^* . \quad (2.11.6)$$

$$x_{\text{рез.к-2}} = 0.083 + 0.039 + 0.092 + 0.156 = 0.37 .$$

Базисный ток в точках К-1, К-2

$$I_{\text{бк1}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} . \quad (2.11.7)$$

$$I_{\text{б.к-1}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 230} = 0.25 \text{ кА} .$$

$$I_{\text{бк2}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{\text{б.нн}}} . \quad (2.11.8)$$

где, $U_{\text{б.нн}}$ – базисное низшее напряжение, кВ

$$I_{\text{б.к-2}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 11} = 5.24 \text{ кА} .$$

Ток короткого замыкания в точках К-1, К-2

$$I_{\text{кз.к-1}} = \frac{I_{\text{б.к-1}}}{x_{\text{рез.к-1}}} . \quad (2.11.9)$$

$$I_{\text{кз.к-1}} = \frac{0.25}{0.122} = 2.05 \text{ кА} .$$

$$I_{\text{кз.к-2}} = \frac{I_{\text{б.к-2}}}{X_{\text{рез.к-2}}}. \quad (2.11.10)$$

$$I_{\text{кз.к-2}} = \frac{5.24}{0.37} = 14.1 \text{ кА}.$$

Определение ударного тока в точке К-1, К-2

$$i_{\text{уд.к-1}} = \sqrt{2} * k_{\text{уд}} * I_{\text{кз.к-1}}. \quad (2.11.11)$$

где, $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент.

$$i_{\text{уд.к-1}} = \sqrt{2} * 1,8 * 2.05 = 5.21 \text{ кА}.$$

$$i_{\text{уд.к-2}} = \sqrt{2} * k_{\text{уд}} * I_{\text{кз.к-2}}. \quad (2.11.12)$$

$$i_{\text{уд.к-2}} = \sqrt{2} * 1,6 * 14.1 = 31.9 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс

$$B_{\text{к-1}} = I_{\text{кз}}^2 * (t_{\text{пр}} + T_{\text{оп}}). \quad (2.11.13)$$

где, $t_{\text{пр}}$ – время срабатывания защиты, с;

$T_{\text{оп}}$ – время затухания апериодической составляющей КЗ, с.

$$B_{\text{к-1}} = 2.05^2 * (1 + 0,185) = 4.97 \text{ кА}^2 * \text{с}.$$

$$B_{\text{к-2}} = I_{\text{кз}}^2 * (t_{\text{пр}} + T_{\text{оп}}). \quad (2.11.14)$$

$$B_{\text{к-2}} = 14.1^2 * (0,5 + 0,185) = 136.2 \text{ кА}^2 * \text{с}.$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\text{кз.к-1}} = \sqrt{3} * U_{\text{б}} * I_{\text{кз.к-1}}. \quad (2.11.15)$$

$$S_{\text{кз.к-1}} = \sqrt{3} * 230 * 2.05 = 817 \text{ МВА}.$$

$$S_{\text{кз.к-2}} = \sqrt{3} * U_{\text{б.нн}} * I_{\text{кз.к-2}}. \quad (2.11.16)$$

$$S_{\text{кз.к-2}} = \sqrt{3} * 11 * 14.1 = 269 \text{ МВА}.$$

Расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}}. \quad (2.11.17)$$

$$I_{\text{расч-1}} = \frac{125000}{\sqrt{3} * 220} = 328 \text{ А}.$$

$$I_{\text{расч-2}} = \frac{125000}{\sqrt{3} * 10} = 7217 \text{ А}.$$

Аналогично на последующих участках. Расчетные данные приведены в таблице 2.11.1

Таблица 2.11.1 – Расчетные данные токов короткого замыкания

Участок		А –1	
$S_{Б}, \text{МВА}$	$S_{КЗ}, \text{МВА}$	100	1200
$U_{Б}, \text{кВ}$	$U_{БНН}, \text{кВ}$	230	11
$X_0, \text{Ом}$	$L, \text{км}$	29.4	70
$U_{К.В}, \text{кВ}$	$U_{К.Н}, \text{кВ}$	11.5	19.5
$S_{Н.тр}, \text{МВА}$		125	
X_c^*	$X_{вл}^*$	0.083	0.039
$X_{тр.в}^*$	$X_{тр.н}^*$	0.092	0.156
$X_{резК1}$	$X_{резК2}$	0.122	0.37
$I_{бК1}, \text{кА}$	$I_{бК2}, \text{кА}$	0.25	5.24
$I_{КЗ1}, \text{кА}$	$I_{КЗ2}, \text{кА}$	2.05	14.1
K_y	K_y'	1.8	1.6
$i_{К1}, \text{кА}$	$i_{К2}, \text{кА}$	5.21	31.9
$B_{К1}, \text{кА}$	$B_{К2}, \text{кА}$	4.97	136.2
$S_{КЗ1}, \text{МВА}$	$S_{КЗ2}, \text{МВА}$	817	269
$I_{расч1}, \text{А}$	$I_{расч2}, \text{А}$	328	7217

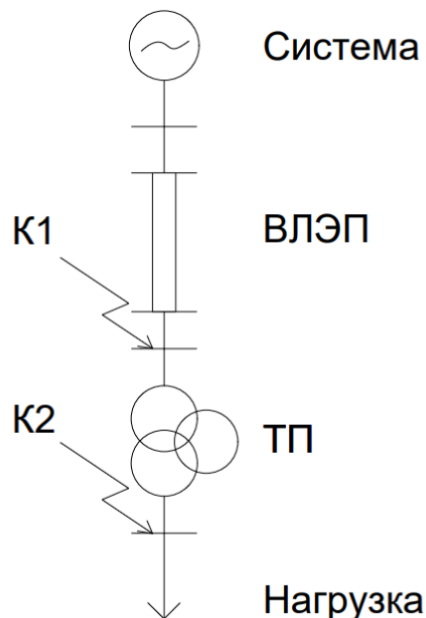


Рисунок 2.11.1 – Однолинейная схема точек КЗ

2.12 Выбор оборудования для 1 точки КЗ

Таблица 2.12.1 – Коммутационные аппараты для первой точки КЗ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель 242 РМР	Разъединитель РДЗ-220
$U_{уст} \geq U_{сети}$	$U_H=220$ кВ	$U_H=220$ кВ	$U_H=220$ кВ
$I_{ном} \geq I_{расч}$	$I_{расч} = 328$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном}=1000$ А
$I_{отк} \geq I_{кз}$	$I_{кз.к-1} = 2.05$ кА	$I_{ном.отк} = 40$ кА	—
$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 5.21$ кА	$I_{дин} = 102$ кА	$I_{дин} = 100$ кА
$I_{тер} \geq B_k$	$B_k = 4.97$ кА	$I_{тер}^2 = 40 \text{ кА}^2 * c$	$I_{тер}^2 = 40^2 * 3, \text{кА}^2 * c$

Таблица 2.12.2 – Трансформатор напряжения первой точки КЗ

Тип	$U_{ном}$		$S_{ном}$	S_{max}
	Первичное, кВ	Вторичное, В	0.5	
НКФ-220-58	$220/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	400	2000

Таблица 2.12.3 – Трансформатор тока первой точки КЗ

Тип	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{ном}, \text{А}$		$i_{дин}, \text{кА}$	$I_{тер}, \text{кА}$
		первичный	вторичный		
ТФЗМ220-У1	220	1000	1	100	39.2

Таблица 2.12.4 – Коммутационные аппараты для второй точки КЗ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель МГУ-20-90	Разъединитель РВП-20
$U_{уст} \geq U_{сети}$	$U_H=10$ кВ	$U_H=20$ кВ	$U_H=20$ кВ
$I_{ном} \geq I_{расч}$	$I_{расч} = 7217$ А	$I_{ном} = 9500$ А	$I_{ном}=12500$ А
$I_{отк} \geq I_{кз}$	$I_{кз.к-1} = 14,1$ кА	$I_{ном.отк} = 90$ кА	—
$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 31,9$ кА	$I_{дин} = 125$ кА	$I_{дин} = 490$ кА
$I_{тер} \geq B_k$	$B_k = 136,2$ кА	$I_{тер}^2 = 105 \text{ кА}^2 * c$	$I_{тер}^2 = 180^2 * 2, \text{кА}^2 * c$

Таблица 2.12.5 – Трансформатор напряжения второй точки КЗ

Тип	$U_{ном}$	$S_{ном}$	S_{max}
-----	-----------	-----------	-----------

	Первичное, кВ	Вторичное, В	0.5	
НОМ-10-66	10	100	75	630

Таблица 2.12.6 – Трансформатор тока второй точки КЗ

Тип	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А		i _{дин} , кА	I _{тер} , кА
		Первичный	вторичный		
ТШВ-15	15	8000	5	81	20 ² * 3

Расчеты, которые я провела, имеют целью проектирование и оптимизацию работы электрической сети. Давайте рассмотрим каждый расчет и его назначение:

1) Расчет схемы электрической сети: Этот расчет включает определение структуры и конфигурации электрической сети, включая подстанции, линии электропередачи и точки подключения потребителей. Расчет схемы позволяет определить необходимые компоненты и параметры сети для обеспечения требуемого электроснабжения.

2) Выбор номинальных напряжений воздушных линий электропередач: В этом расчете выбираются оптимальные значения номинальных напряжений для воздушных линий передачи электроэнергии. Выбор основывается на требованиях к пропускной способности линии, потерях мощности и стоимости оборудования.

3) Распределение мощностей по линии электропередач: В этом расчете определяются распределение мощностей между различными участками линии электропередачи. Целью является обеспечение равномерного распределения нагрузки и соблюдение допустимых значений токов и напряжений на линии.

4) Выбор трансформаторов на подстанциях: Расчет позволяет выбрать подходящие трансформаторы напряжения и тока для каждой подстанции. Это включает определение номинальных значений трансформаторов, их мощности, соотношений преобразования и других параметров, основываясь на требуемых характеристиках и нагрузках.

5) Расчет потерь в трансформаторах: В этом расчете определяются потери энергии и мощности в трансформаторах. Целью является оценка эффективности трансформаторов и выбор наиболее энергосберегающих вариантов.

6) Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для замкнутой и разомкнутой схем: Расчет позволяет выбрать оптимальные сечения проводов на линиях электропередачи, основываясь на требуемых токовых нагрузках и потерях напряжения. Для замкнутой и разомкнутой схемы проводятся соответствующие расчеты.

7) Технико-экономический расчет: Этот расчет включает оценку технических и экономических показателей электрической сети, таких как инвестиционные затраты, эксплуатационные расходы, доходы от энергопотребления и другие факторы. Целью является определение оптимальных решений с точки зрения технических характеристик и экономической эффективности.

8) Потери напряжения и мощности в ЛЭП: Расчеты позволяют оценить потери энергии и напряжения при передаче электроэнергии по линиям передачи. Это важно для оценки эффективности работы системы, определения уровня потерь и принятия мер для их снижения.

9) Падение напряжения в трансформаторе: Этот расчет позволяет оценить падение напряжения в трансформаторе при передаче электроэнергии. Правильное определение падения напряжения помогает гарантировать стабильное напряжение на стороне потребителя.

10) Расчет напряжения на стороне потребителя: В этом расчете определяется напряжение, которое будет подаваться на сторону потребителя, учитывая потери в системе и падение напряжения на линиях передачи и трансформаторах.

11) Расчет тока короткого замыкания на подстанции: Этот расчет позволяет определить величину тока короткого замыкания на подстанции. Знание этого параметра важно для выбора и настройки защитных устройств и коммутационного оборудования.

12) Выбор оборудования для трансформаторной подстанции: Расчеты позволяют выбрать оптимальное коммутационное оборудование (выключатели, разъединители) для обеспечения безопасной и надежной работы трансформаторной подстанции.

3 Интеграция аккумуляторных систем в сеть.

Таблица 3.1 – Потребляемая мощность на узлах

	S, МВa
A-1	169.35
1-2	38.11
2-3	33.218
3-4	134.41
4-A'	225.95

Таблица 3.2 – Сравнение аккумуляторных батарей

Характеристика	Свинцово-кислотные (TPPL)	Литий-фосфатные	Литий-титанатные
Удельная энергоемкость, Вт*ч/кг	45-50	90-120	120-180
Количество циклов	650	2000	6000
Примерный саморазряд в месяц, %	1	3-5	3-5
Примерная цена за 55 А*ч, тг	110 000	320 000	640 000
Средний срок службы, лет	8-12	8-10	10-12
Срок окупаемости, лет (Стоимость 19.9 тг/кВт*ч)	0.46	1.33	2.67

Подключаем аккумулятор в самой загруженной точке, тем самым разгружая систему.

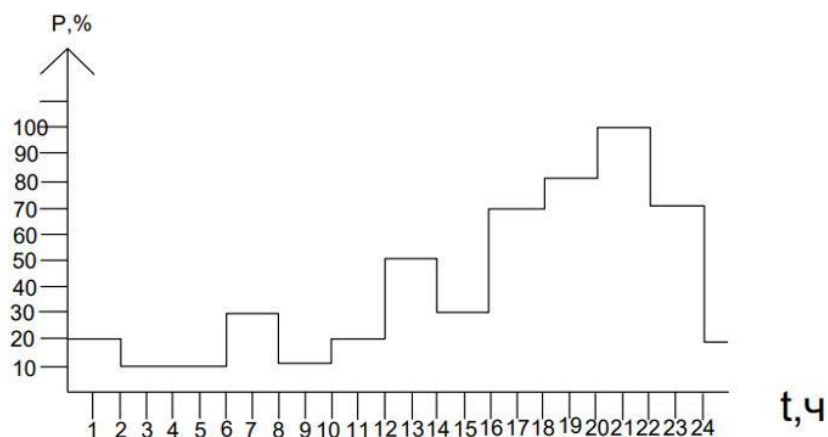


Рисунок 3.1 – Суточный график загрузки

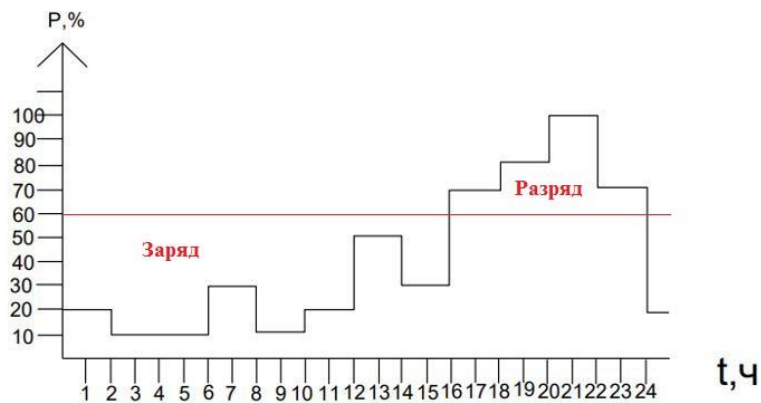


Рисунок 3.2 – Суточный график загрузки с учетом подключения АКБ

В данном случае $P_{\max}=180.76$ МВт , необходимо подключить аккумуляторную систему емкостью 820 А*ч.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключениидипломной работы по теме «Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии в распределительные сети»мы можем сделать вывод о том, что расчет и проектирование электроэнергетических сетей является важным этапом в создании надежной энергосистемы. Правильно проведенный расчет помогает определить необходимые технические решения, выбрать наиболее оптимальное оборудование и понизить расходы на содержание электроэнергетической системы.

В ходе нашего исследования мы рассмотрели важные аспекты расчета и проектирования электроэнергетических сетей, такие как выбор номинальных напряжений, распределение мощностей по линии электропередач, расчет потерь в трансформаторах, выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки, технико-экономический расчет, расчет потерь напряжения и мощности, падение напряжения в

трансформаторе, расчет напряжения схемы потребителей и расчет тока короткого замыкания на подстанции. Также было выяснено, что для достижения максимальной эффективности электроэнергетической системы необходимо учитывать различные технико-экономические факторы, такие как стоимость оборудования и строительных работ, амортизационные расходы, затраты на ремонт и обслуживание, потери напряжения, а также выбор оптимальных сечений проводов и трансформаторов.

Кроме того, конструктивный аспект системы питания не менее важен. Благодаря тщательному планированию и проектированию можно оптимизировать схему сети, определить наиболее подходящую конфигурацию оборудования и установить эффективные маршруты передачи электроэнергии. Этап проектирования также включает рассмотрение таких факторов, как резервирование системы, отказоустойчивость и регулирование напряжения, которые необходимы для поддержания стабильности и надежности энергосети.

Основной целью работы стало подключение аккумуляторной системы хранения энергии. Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии в распределительные сети является эффективным решением для улучшения энергоэффективности и повышения устойчивости работы электросетей. Однако, существуют сложности, связанные с выбором подходящей технологии, размером и мощностью установки, а также с экономической окупаемостью инвестиций. Необходимо также учитывать ограничения, установленные законодательством и техническими нормами, для обеспечения безопасности и устойчивости работы системы. Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии является одной из немногих перспективных технологий, которая может помочь разрешить проблему с хранением энергии в будущем. Поэтому дальнейшие исследования и практическое применение данного решения могут стать важным фактором развития энергетики и экономики в целом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. С.С.Ананичева, Е.Н.Котова. Проектирование электрических сетей: учеб.пособие – Екатеринбург: изд-во Урал. ун-та, 2017 год;
2. Алматы, ТОО «Литера-М», Сборник кейсов лучших практик использования ВИЭ в Казахстане, 2020 год;
3. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016 год;
4. С.С.Ананичева, П.Е.Мезенцев. Модели развития электроэнергетических систем: уч. Пособие – Екатеринбург: изд-во Урал.ун-та, 2013 год;
5. А.Л.Плиско, Проектирование электропередач, сетей и систем: практикум к курсовой работе – Ульяновск: УлГТУ, 2016 год.
6. Л.М.Четошникова. «Нетрадиционные возобновляемые источники энергии» Издательский центр ЮУрГУ, учебное пособие, 2010 г.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Сулейменова Зарема Маратовна

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии в распределительные сети

Научный руководитель: Жаннат Бекболатова

Коэффициент Подобия 1: 14.7

Коэффициент Подобия 2: 4.8

Микропробелы: 138

Знаки из других алфавитов: 103

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:

2023-06-15

Дата

Заведующий кафедрой Энергетики

Арсенбаев Е.А.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Сулейменова Зарема Маратовна

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии в распределительные сети

Научный руководитель: Жаннат Бекболатова

Коэффициент Подобия 1: 14.7

Коэффициент Подобия 2: 4.8

Микропробелы: 138

Знаки из других алфавитов: 103

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:

2023-06-15

Дата

Нуржан Балгаев

проверяющий эксперт

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу
(наименование вида работы)

Сулейменова Зарема Маратовна
(Ф.И.О. обучающегося)

6B07101- Энергетика
(шифр и образовательной программы)

на тему: Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии в
распределительные сети

Выполнено:

- а) графическая часть на __ листах
- б) пояснительная записка на __ страницах

Дипломная работа написана на тему «Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии в распределительные сети». Тема является важной, учитывая интерес и необходимость эффективного использования аккумуляторных систем хранения энергии.

Внимательно рассчитаны параметры распределительной сети, необходимые для подключения аккумуляторных систем хранения энергии.

Замечания к работе

Однако, несмотря на значимость темы исследования, стоит отметить, что в работе отсутствует описание методологии исследования и подробности использованных моделей. Эти аспекты могли бы обеспечить более глубокое понимание процессов и повысить достоверность результатов.

В целом, вопреки ограничениям, указанным выше, исследование оказывает значительный вклад в область интеграции аккумуляторных систем хранения энергии в электрические сети высокого напряжения.

Оценка работы

Дипломная работа заслуживает оценки «хорошо» (85%), а ее автор присвоения академической степени «бакалавр» по ОП6B07101 – «Энергетика».

Рецензент

канд.техн.наук, старший преподаватель
кафедры «Электроника и робототехника»
НАО «АУЭиС им. Г.Даукеева»,

С.А.Юсупова
(подпись)

«__» _____ 2023 г.



**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломную работу

Сулейменова Зарема Маратовна

6B07101 – Энергетика

Тема: **Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии в
распределительные сети**

Сулейменова Зарема не приступала к выполнению дипломной работы в течении отведенного времени, что не соответствовало графику выполнения дипломной работы.

Дипломная работа посвящена интеграции аккумуляторных систем хранения энергии в распределительные сети. В дипломной работе определены понятия аккумуляторных систем хранения энергии, сделан расчет электрической сети. Из-за отсутствия должного времени студент не раскрыл в полном объеме тему, не выполнил ряд требуемых расчетов. Однако, у Заремы есть потенциал, она умеет анализировать и делать соответствующие выводы. В будущем при определенных обстоятельствах, правильном «тайм менеджменте», и упорной работе Зарема может показать положительные результаты в профессии.

Считаю, что дипломная работа заслуживает оценки «удовлетворительно» - 70%, а ее автор присвоения академической степени «бакалавр» по специальности 6B07101 – «Энергетика».

Научный руководитель,
Магистр, ст. Преподаватель



Ж.К.Бекболатова

(подпись)

« 15 »

06

2023г