МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Выбор рационального напряжения и конфигурации распределительной сети

Специальность 5В071800 – „Электроэнергетика"

Выполнил (а) Жумадилова А.С. Гр. Эу-13 (В)
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Орманова Ж.К., к.т.н., профессор
Орманова Ж.К., к.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Жакупов А.А., к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «26» 05 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Байзакова Сая Мухтаровна, старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «27» 05 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Терегулова Марьям Абдулликовна, доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «06» 06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: Сулейменова Д.Т., глав. спец. отдела техн. подг. АО "АПК"
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20___ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 – „Электроэнергетика"
Кафедра Электрических станций, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Жумадилова Айгуль Сахаевна
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Выбор рационального напряжения и конфигурации распределительной сети

утверждена приказом ректора № 49 от «08» апреля 2016 г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Обзор литературных и нормативных источников по существующей проблеме
Постановка цели работы и задач исследования
Напряжение распределительных сетей
Разработка основных разделов и сбор графического материала
Выполнение необходимых расчетов

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
Состояние проблемы эксплуатации распределительных электрических сетей 6-35 кВ
Развитие системы эксплуатации сетей
Выбор рационального напряжения и конфигурации распределительной сети
Выбор экономически обоснованного сечения проводов и жил кабелей
Факторы, влияющие на значение экономической плотности тока
Расчет городских распределительных сетей
Охрана труда и безопасность жизнедеятельности
Экономическое обоснование и мероприятие по повышению эффективности работы подстанций

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Рекомендуемая основная литература

Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989.

Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1985.

Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2009. - 392 с.: ил.

Марин технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35 - 750 кВ. - 3-е изд., перераб. и доп. № 13865. Т. 1. - М.: ВГПИ и НИИ Энергосетьпроект, 1991.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Безопасность жизнедеятельности	Байзакова С.М.	27.05.2016	
Основная часть	Ертанова Ж.К.	30.05.2016	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Определение тематики дипломной работы	19.10.2015	
2.	Обзор литературных и нормативных источников по существующей проблеме.	16.11.2015	
3.	Постановка цели работы и задач исследования	30.11.2015	
4.	Разработка основных разделов и сбор графического материала	7.12.2015	
5.	Состояние проблемы эксплуатации распределительных электрических сетей 6-35кВ (Раздел 1)	7.01.2016	
6.	Выбор экономически обоснованного сечения проводов и типа кабелей (Раздел 2)	10.02.2016	
7.	Расчет городских распределительных сетей (Раздел 3)	23.03.2016	
8.	Охрана труда и безопасность жизнедеятельности	11.04.2016	
9.	Экономическое обоснование и мероприятие по повышению эффективности работ подстанций	18.04.2016	
10.	Оформление пояснительной записки	02.06.2016	
11.	Оформление графической части	16.05.2016	
12.	Сдача работы в учебную часть	30.05.2016	

Дата выдачи задания «19» 10 2016 г.

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

Руководитель _____ Ержанова Ж.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Жумадилова А.С.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмыста таратқыш желінің рационалды кернеуі мен кескіндемесінің таңдауы қарастырылды. Таратқыш электр желісінің пайдалану жағдайы бойынша талдау жүргізілді.

Бүгінгі жағдайда өткізгіштердің қимасы мен таратқыш электр желісінің рационалды кернеуін таңдауға бағытталған сұрақтар қарастырылды.

Сонымен қатар, экономикалық негізделген өткізгіш қималары мен әуе желілерінің ұзындығын таңдауы меншікті электрқуатын тасымалдау шығындарының төмендеуіне мүмкіншілік туғызатындықтан, 6-10, 20 и 35 кВ кернеулі өткізгіш қималары мен кабель тарамдарының мәндері анықталған.

Еңбекті қорғау мен тіршілік қауіпсізідігі бөлімдерінде электр желісінде электр тоғымен зақымдалу қауіптілік мәселесі зерттелген.

Экономикалық бөлімде қосалқы станциялардың жұмыс тиімділігін көтеру іс-шаралары негізделген.

Аннотация

В данной дипломной работе рассматривается выбор рационального напряжения и конфигурации распределительной сети. Проведен анализ текущего состояния эксплуатации распределительных электрических сетей.

Рассмотрены вопросы, направленные для решения задач по выбору сечений проводников и рациональных напряжений распределительных электрических сетей в современных условиях.

Определены значения сечения проводов и жил кабелей напряжением 6-10, 20 и 35 кВ, т.к. выбор экономически обоснованных сечений проводов и длин воздушных линий электропередачи способствует снижению собственных издержек на транспорт электроэнергии.

В разделе охраны труда и безопасность жизнедеятельности разработаны вопросы опасности поражения электрическим током в электрических сетях.

В экономической части обоснованы мероприятия по повышению эффективности работы подстанций.

Annotation

Rational voltage selection and distribution circuit configuration is considered in this graduation work. The analysis of the current state of power distribution network operation is performed.

There are considered some questions intended to solve the problem of choosing the conductor section and efficient voltage of power distribution network.

The values of the wire cross-section and cable cord for the voltage 6-10, 20 and 35 kV are determined, as the choice of economically justified wire cross-section and the lengths of overhead power lines helps to reduce the electrical power transportation.

In labor and health safety section there are developed some questions on the risk of electric shock in power electric system.

There activities on electrical substations efficiency improvement are justified in the economic part.

Содержание

Введение	7
1 Состояние проблемы эксплуатации распределительных электрических сетей 6-35 кВ	8
1.1 Анализ текущего состояния распределительных электрических сетей	8
1.2 Развитие системы эксплуатации сетей	12
1.3 Номинальные напряжения разных стран	13
1.4 Выбор рационального напряжения и конфигурации распределительной сети	16
2 Выбор экономически обоснованного сечения проводов и жил кабелей	19
2.1 Определение параметров сечения проводов и жил кабелей	19
2.2 Факторы, влияющие на значение экономической плотности тока	22
2.3 Передача электроэнергии по воздушным линиям 10-35 кВ	27
2.4 Передача электроэнергии по кабельным линиям 10-35 кВ	34
2.5 Передача электроэнергии по кабельным линиям 10-35 кВ	42
3 Расчет городских распределительных сетей	46
4 Охрана труда и безопасность жизнедеятельности	50
4.1 Анализ условий труда в рабочей зоне	50
4.2 Анализ опасности поражения электрическим током в электрических сетях	51
4.3 Трехфазная четырех проводная сеть с глухо заземленной нейтралью	53
4.4 Разработка мер электрической безопасности	55
5 Экономическое обоснование и мероприятия по повышению эффективности работы подстанций	57
Заключение	65
Список литературы	66

Введение

Сегодня в Казахстане строится много новых городских районов, коттеджных поселков, линий электропередачи в сельской местности, производится реконструкция сетей, т.к. существующие в большинстве городов кабельные и воздушные линии электропередач напряжением 6 (10) кВ не справляются с возросшей нагрузкой и во многих случаях физически изношены. Современные мировые тенденции в развитии электрических сетей свидетельствуют о стремлении многих развитых стран к внедрению более высоких классов напряжения, например 20 кВ, что позволит уменьшить объем использования цветного металла, уменьшить потери электрической энергии и увеличить дальность ее передачи.

При проектировании электрических сетей производится обработка большого объема разнообразной информации. Трудоемкость проектирования резко возрастает при определении оптимальных параметров схем и их режимов.

Выбор экономически обоснованных сечений проводов и длин воздушных линий электропередачи способствует снижению собственных издержек на транспорт электроэнергии. Традиционный метод экономически обоснованного выбора сечения проводов и кабелей основан на использовании экономической плотности тока ($j_{эк}$). Приведенные в ПУЭ значения $j_{эк}$ были получены 50 лет назад. Использование устаревших значений экономической плотности тока приводит к неверному выбору сечений проводников и номинального напряжения сети. В дипломной работе, рассмотрены вопросы, направленные для решения задач по выбору сечений проводников и рациональных напряжений распределительных электрических сетей в современных условиях.

Современные значения экономической плотности тока для выбора проводов и кабелей напряжением 6-10, 20 и 35 кВ отсутствуют. Приведенные в ПУЭ значения не учитывают факта появления проводов СИП, кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и существенного изменения стоимости электрической энергии. Этим обоснуется необходимость исследования $j_{эк}$ для сетей 6-35 кВ в зависимости от изменившейся стоимости электрической энергии, номенклатуры кабельно-проводниковой продукции, роста электрической нагрузки во времени.

1 Состояние проблемы эксплуатации распределительных электрических сетей 6-35 кВ

1.1 Анализ текущего состояния распределительных электрических сетей

АО «АЖК» – крупная энергетическая система на юге республики по передаче и распределению электрической энергии для населения, промышленных и сельскохозяйственных предприятий в зоне своей деятельности – г.Алматы и Алматинской области. Обслуживание сетей осуществляется 6-ю РЭС по г.Алматы и 9-ю РЭС по Алматинской области.

В распределительных электрических сетях АО «АЖК», используются сети напряжением 0,4 кВ; 6-10 кВ; 35-110 кВ; 35-220 кВ.

По данным АО «АЖК» балансовая принадлежность включает: воздушные линии (ВЛ) 220 кВ протяженностью 306,41 км; ВЛ 110 кВ протяженностью 2769,013 км; 35 кВ – ВЛ и КЛ общей протяженностью 2673,572 км; линии электропередач напряжением 0,4 кВ протяженностью 10256,775 км. Подстанции 35-220 кВ и трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ; 207 электрических подстанции напряжением 35 кВ и выше, с количеством трансформаторов 357 шт. и установленной мощностью 5 993,52 МВт; 6897 трансформаторных подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ, с количеством трансформаторов 8 161 шт. и установленной мощностью 2 203,591 МВт. Площадь территории обслуживания – 102032 кв./км.

К настоящему времени около 30 % воздушных линий и трансформаторных подстанций отработали свой нормативный срок. В распределительных сетях имеет место рост абсолютных и относительных потерь электрической энергии. Их относительная величина достигла 20 %. Отсутствие необходимых инвестиций в электросетевой комплекс в последние 20 лет привело к значительному физическому и технологическому устареванию электрических сетей.

Основными факторами роста технических потерь являются:

− физическая изношенность электрооборудования;

− использование морально устаревших типов электрооборудования;

− несоответствие используемого электрооборудования существующим электрическим нагрузкам;

− режимы работы распределительных электрических сетей с не нормативными уровнями напряжения и реактивной мощности.

Основными факторами роста коммерческих потерь являются:

− погрешности измерений, возникающие в результате несоответствия приборов учета требуемым классам точности;

− несоответствие нагрузочных характеристик трансформаторов тока и существующих нагрузок, подключаемых к их вторичным обмоткам;

− нарушение сроков поверки и неисправности приборов учета электроэнергии;

− использование расчета количества отпущенной электроэнергии при отсутствии приборов учета;

− несовершенство методов снятия показаний с приборов учета;

− несанкционированный доступ к электрическим сетям.

В распределительных электрических сетях, находящихся под управлением АО «АЖК» обозначился круг проблем, от решения которых во многом зависит надежное и эффективное функционирование распределительного сетевого комплекса в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Основным решением имеющихся проблем является потребность в существенном увеличении объемов технического перевооружения, реконструкции и нового строительства распределительных электрических сетей на основе применения современных инновационных подходов с целью преодоления продолжающегося процесса старения сетей и снижения степени их физического износа, который составляет около 69%.

Значительное количество объектов распределительных электрических сетей находится в эксплуатации более 30 лет, что говорит о их низкой эксплуатационной надежности, управляемости и несоответствии современным нормативным требованиям.

Основной прирост объема оборудования в условных единицах идет за счет строительства и приемки на баланс распределительных сетей, а также за счет средств диспетчерского и технологического управления.

За последние 25 – 30 лет при постоянном росте электропотребления в среднем на 2% в год, динамика ввода мощностей трансформаторных подстанций (центров питания и потребительских подстанций) сохранилась на уровне конца 80-х годов прошлого века, а темпы строительства линий электропередачи сократились в среднем в 10 раз.

Согласно долгосрочному прогнозу, среднегодовой темп роста спроса на электрическую энергию и мощность в базовом варианте составит 2,2%, а в максимальном варианте 3,1% в период до 2030 года.

Данный темп роста электропотребления на фоне недостаточного объема нового строительства, технического перевооружения и реконструкции электросетевых объектов, вызванного стагнацией объемов финансирования может привести к дальнейшему увеличению уровня физического износа основных фондов и как следствие к повышению аварийности сетей, увеличению потерь электрической энергии и снижению сетевой надежности.

Необходимо также решение задач по совершенствованию принципов построения электрических сетей, призванных обеспечить требуемую пропускную способность без их коренной перестройки на протяжении всего срока эксплуатации, а также оптимизация сетей по уровням напряжения и принципам исполнения.

Одной из первоочередных задач является повышение уровня автоматизации и управляемости сетей, а также их наблюдаемости

(мониторинга) за процессом распределения электроэнергии с учетом региональных особенностей.

Наряду с вышеперечисленными проблемами, в распределительном электросетевом комплексе потребуется решение следующих задач:

− минимизация (устранение) возникающих несоответствий между требованиями потребителей и возможностями операционных компаний в части обеспечения заявленной мощности, надежности электроснабжения и обеспечения качества поставляемой потребителям электроэнергии;

− сокращение потерь электрической энергии (в основном коммерческих потерь) в сетях напряжением 0,4 и 6-10 кВ;

− внедрение в управление электрическими сетями устройств микропроцессорной техники при одновременном обеспечении требований по электромагнитной совместимости.

Продолжающийся рост количества морально устаревшего электротехнического оборудования, находящегося в эксплуатации и имеющего высокую степень износа вызывает необходимость ежегодного увеличения эксплуатационных затрат, а также затрат на ремонтные работы, что в свою очередь снижает эффективность функционирования распределительного электросетевого комплекса.

Планируемые объемы модернизации и реновации основных фондов потребуют создания центров по аттестации, сертификации и испытанию оборудования, изделий, материалов и технологий, а также разработки технических требований к продукции, предлагаемой отечественными и зарубежными производителями.

Повышение надежности и эффективности работы электрических сетей должно производиться с использованием инновационных технических решений и технологий, современного оборудования, новых подходов к планированию и реализации процессов реконструкции и технического перевооружения при обеспечении необходимыми инвестиционными ресурсами.

Решение вышеперечисленных проблем и задач позволит уже в ближайшем периоде развития распределительного электросетевого комплекса, обеспечить формирование распределительных электрических сетей нового поколения, соответствующих уровню сетей в технически развитых странах.

Рассматривая состояние и перспективы развития электроэнергетики в Казахстане, следует отметить следующее:

− в основных отраслях экономики (строительство, промышленность, предприятия по переработке и хранению сельскохозяйственной продукции и др.) намечается рост установленных мощностей и рост потребления электрической энергии;

− потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе имеет устойчивую тенденцию роста и может составить около 5% в год.

Руководствуясь прогнозными показателями роста электрических нагрузок на среднесрочный и долгосрочный периоды, а также учитывая недостаточное техническое оснащение электросетевых объектов и высокий уровень износа основного оборудования, в перспективе предстоит выполнить большой объем работ по техническому перевооружению и новому строительству объектов.

В этой связи, в распределительных электрических сетях необходимо осуществить следующие мероприятия:

− провести комплексный технический аудит и диагностику технического состояния распределительных электросетевых объектов, находящихся на балансе АО «АЖК»;

− разработать Схемы развития распределительных электрических сетей напряжением 35-110 кВ и 6-10 кВ;

− разработать и реализовать Программу по уменьшению потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях.

Стратегически правильным вариантом решения этой проблемы является ускоренное строительство новых ПС 35-110кВ с одновременной реконструкцией участков прилегающей сети 10-110кВ на основе высоконадёжного оборудования нового поколения, вывод из работы устаревшего, отработавшего сверх нормативного срока оборудования находящихся по настоящее время в эксплуатации ПС 35-110кВ.

Частичная реконструкция или восстановление распределительных электросетевых объектов с использованием неэффективных схемных и технических решений, а также применение морально устаревшего оборудования, имеющего небольшой срок службы, низкий уровень надежности, управляемости, автоматизации и наблюдаемости должны быть запрещены.

При анализе текущего состояния распределительных электрических сетей напряжением 0,4-110 кВ стало очевидным, что наиболее слабым звеном в системе передачи электроэнергии от магистральных электрических сетей до потребителей являются сети напряжением 6-10 кВ.

С целью снижения числа аварийных отключений и их продолжительности в электрических сетях напряжением 6-10 кВ, потребуется, в первую очередь, реализовать в сетях данного класса напряжения магистральный принцип построения, предусматривающий организацию сетевого резервирования потребителей, локализацию аварийных участков питающей сети и как следствие, снижение показателей недоотпуска электрической энергии.

Строительство магистралей должно осуществляться одновременно с оборудованием их пунктами АВР, секционирующими пунктами и другим оборудованием, предусмотренным в схемах развития районов распределительных электрических сетей.

Такой подход к восстановлению электросетевых объектов обеспечит в рассматриваемом среднесрочном периоде времени ускоренный переход всего

распределительного электросетевого комплекса на более высокую ступень технического развития.

1.2 Развитие системы эксплуатации сетей

Перевод действующих электрических сетей на более высокий класс напряжения должен производиться с целью увеличения их пропускной способности, уменьшения потерь электрической энергии в элементах сети, обеспечения качества электроэнергии у потребителя. Данные задачи рассматриваются при разработке Схем развития электроэнергетики региона, а также Схем распределительных электрических сетей 6-20 кВ с проведением технико-экономического обоснования. На вновь сооружаемых воздушных линиях электропередачи напряжением 6-20 кВ, которые в соответствии с утвержденными Схемами развития должны переводиться в перспективе на более высокий класс напряжения, рекомендуется применять опоры и изоляцию соответствующую следующему (более высокому) по ступени классу напряжения. Вышеуказанный принцип должен применяться при выборе класса изоляции на вновь прокладываемых кабельных линиях.

Критерием выбора класса напряжения при реконструкции или техническом перевооружении распределительных электрических сетей должны являться суммарные затраты в сетях всех классов напряжений. При сравнении вариантов электрических сетей с разными классами напряжений, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся между собой на величину не превышающую 10%, приоритет должен отдаваться варианту развития сетей с более высоким классом напряжения распределительной электрической сети. В настоящее время доминирующее развитие получили сети 35 кВ, требуется выполнение объемов работ по реконструкции и техническому перевооружению действующих сетей 6-20 кВ.

Спрос на электрическую энергию в Казахстане значительно смещается между регионами и населенными пунктами. Наряду со снижением потребления электрической энергии в сельской местности многих регионов происходит его значительный рост в крупных городах. В свою очередь, внутри городов снижение электропотребления в промышленных зонах компенсируется его ростом в районах, где строятся объекты офисной и коммерческой недвижимости или жилье.

Восстановление (реконструкция) сетей в прежних параметрах и полном объеме по экономическим и техническим причинам сегодня нецелесообразно. Новые условия изменили требования, предъявляемые к сетям, возникла необходимость в коренном обновлении распределительных сетей, создании сетей нового поколения, отвечающих экономико-экологическим требованиям и современному техническому уровню распределения энергии в соответствии с потребностями пользователей.

Развитие распределительных электрических сетей должно быть направлено на повышение надежности, обеспечение качества и

экономичности энергоснабжения потребителей путем постоянного совершенствования сетей.

Для реализации стоящих перед электросетевым комплексом задач сформирована и утверждена единая техническая политика, направленная на развитие электросетевого комплекса на основе применения современного оборудования и материалов, обладающих высокой надежностью, низкими эксплуатационными затратами, а также на основе использования эффективных систем управления процессом передачи и распределения электрической энергии.

Достичь цели можно или через обновление сетей, вкладывая инвестиции в оборудование подстанций и линий среднего напряжения, или через развитие системы эксплуатации сетей.

Общие принципы построения распределительных сетей включает:

− выбор уровня напряжения для распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки схем перспективного развития на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок. При этом не должны подвергаться развитию сети 6 кВ, которые в перспективе необходимо переводить на уровень напряжения 10 и 20 кВ;

− внедрение современной кабельной продукции – использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и самонесущих изолированных проводов (СИП);

− на ВЛ 6 - 35 кВ должны внедряться современные технологии, способствующие бесперебойному питанию потребителей, имеющие высокую надежность, ремонтопригодность;

− для повышения надежности работы ВЛ 10-20 кВ необходимо применение автоматических пунктов секционирования участков ВЛ 10-20 кВ, что позволяет реализовать возможности автоматического переключения сети, осуществления автоматического отключения (выделения) поврежденного участка, выполнять АПВ включение линии, производить автоматический сбор информации о параметрах режимов работы сети и передавать данные о состоянии сети с применением телемеханики и SCADA систем, применять микропроцессорные системы РЗА.

В дипломной работе рассматривается вопрос выбора рационального напряжения сети.

1.3 Номинальные напряжения разных стран

Современный энергетический рынок требует совершенствование и техническое инновационное перевооружение передающих и распределительных систем электроснабжения. Номинальные напряжения передающих электрических систем возросли в десятки раз.

В Европе существует два основных подхода к системам напряжений: английский (0,4/11/33/66/132/275/400 кВ) и немецкий (0,4/10/35/110/220/400 кВ). Передача электроэнергии от подстанций (электростанций) до потребителей осуществляется распределительными компаниями.

Распределительные городские сети относятся к сетям средних напряжений (СН).

Развитие зарубежных сетей СН, как и отечественных, характеризуется рядом особенностей. Постоянный рост спроса на электроэнергию определяет необходимость увеличения пропускной способности существующей сети, одним из решений этого вопроса является повышение номинального напряжения сети СН.

Германия. В сетях Берлина, Мюнхена, Дюссельдорфа, Кельна и других крупных городов в течение многих лет использовались несколько номинальных напряжений в диапазоне 5-25 кВ. С середины 60-х годов было признано целесообразным в крупных городах страны использовать структуру напряжений 110/10/0,4 кВ с прокладкой кабельных линий 10 кВ.

Франция. В центральных районах Парижа с большой плотностью застройки используют подстанции глубокого ввода с вторичным напряжением 20 кВ. Управление электрическими сетями Парижа отмечает, что отсутствие планов застроек жилых районов, а также очередности освоения и характера предприятий, создает трудности при развитии распределительной сети 20 кВ.

Нидерланды. В распределительной сети СН крупных городов используется напряжение 10 кВ. Низкие темпы роста нагрузок и постоянно повышающаяся стоимость электроэнергии определяют стратегию развития сети, направленную на рост протяженности линий 10 кВ и увеличение количества трансформаторов, присоединенных к одной линии.

США. В сетях СН крупнейших городов страны широко используются сети напряжением 4,6-13,8 кВ или, по принятой в США рубрикации номинальных напряжений, 5-15 кВ. Вводы сетей напряжением 15 кВ носят превалирующий характер и в целом по стране составляют около 80% общих объемов строительства сетей СН. Характерной особенностью развития сетей городов США является отказ от использования сетей низкого напряжения. Для домов повышенной этажности (высотных зданий) сети СН прокладываются внутри зданий. Например, питание электрической нагрузки крупнейшего в мире здания (106 этажей, 442м), расположенного в деловом районе Чикаго выполнено от ПС 138/12,5 кВ 200 МВА, расположенного в подвальных этажах. Разводка линий по этажам выполнена кабелем 12,5 мм^2 . Начиная с 70-х годов, в распределительных сетях США часто используются кабельные линии взамен ВЛ. Такие системы электорснабжения получили название Underground residential distribution (URD). Система предусматривает, установку отдельного ТП у каждого абонента. В питающей сети используются кабели с номинальным напряжением 3-25 кВ.

Система напряжений СССР и СНГ. Исторически в сетях СН Советского Союза получили распространение напряжения 6 и 10 кВ. Внедрение напряжения 10 кВ в электрических сетях было еще в 30-х годах прошлого века. Основным преимуществом кабелей 10 кВ над кабелями 6 кВ является более высокая пропускная способность при практически одинаковой конструкции.

В большинстве крупных городов получили развитие сети 6 кВ, это объясняется тем, что это напряжение использовались в системах электроснабжения промышленных предприятий, от подстанций которых, питались потребители городской сети. Использование напряжения 6 кВ на промпредприятиях определялось отсутствием электродвигателей 10 кВ во всем диапазоне мощностей, а также небольшими размерами территории промпредприятий.

Нетрадиционное для СССР напряжение 20 кВ существовало в Латвии. Однако в 70-80х годах прошлого столетия в республике активно начали развивать напряжение 10 кВ. Это было связано с тем, что кабели более высокого напряжения были очень тяжелыми, дорогими, имели много технических ограничений при прокладке. Сегодня напряжение 15 кВ сохранилось в России (Калининград). Однако оно не развивается, а постепенно вытесняется напряжением 10 кВ.

В конце 50-х годов в ПУЭ был внесен пункт о необходимости исполнения сетей СН на номинальном напряжении 10 кВ и сокращении зоны действия сетей напряжением 6 кВ. Указанное требование было внесено в нормативные документы.

Перевод существующей сети 6 кВ на 10 кВ является актуальной задачей. Использование вместо номинального напряжения 10 кВ повышенного напряжения 20 кВ, происходит в деловом центре «Москва-сити». При этом обязательно должны проводиться технико-экономическое обоснование при применении напряжения 15-20 кВ. Применение повышенного напряжения в сетях СН может быть оправдано только при очень больших нагрузках.

Переход на напряжение 20 кВ связан с расчетами по определению уровня рациональных напряжений, позволяет сократить число трансформаций, увеличивает радиус обслуживания подстанций и сокращает число крупных узловых подстанций, а также резко сокращается расход цветного металла.

Для выполнения перехода на построение городских сетей классом напряжения 20 кВ необходимо выполнение ряда обязательных условий:

− разработка нормативно-технической базы;

− наличие на питающих центрах 220–110 кВ резервов мощности на уровне напряжения 20 кВ;

− разработка концепции развития сетей 20 кВ на территории конкретного города. Выполнение технико-экономического обоснования построения сетей;

− наличие на рынке оборудования и кабельной продукции 20 кВ.

Исходя из приведенных требований на сегодняшний день только г. Москва может реализовать масштабный проект перехода на построение сетей 20 кВ, получая шанс ликвидировать нарастающее отставание уровня и качества развития городских сетей.

Возможность использования достижений науки и промышленности в области нанотехнологий, очевидно, даст возможность в ближайшей

перспективе приступить к разработке и широкому внедрению проводников из композиционных материалов. В более отдалённой перспективе представляется привлекательным применение перспективных линий и оборудования с использованием высокотемпературных сверхпроводников, которые позволят существенно увеличить пропускную способность сетей в городах, что наиболее актуально для мегаполисов. В случае их широкого внедрения удастся снизить остроту вопросов, связанных с недостаточной пропускной способностью существующей сети и необходимостью прокладки большого количества кабельных трасс для покрытия возрастающих нагрузок в мегаполисах.

Применение напряжения 20 кВ в распределительных сетях позволит перейти на более высокий уровень электроснабжения городских потребителей, увеличить пропускную способность как минимум в 2–2,5 раза по сравнению с сетями 6–10 кВ в пределах той же территории, сократить количество трансформаторных мощностей, повысить качество электроэнергии и надёжность функционирования систем электроснабжения. Перечисленные мероприятия по применению сетей с использованием инновационных технологий (композитные и ВТСП-материалы) позволят заметно уменьшить объёмы прокладки кабельных линий. Использование малогабаритных типовых РП и ТП высокой заводской готовности приведёт к уменьшению их стоимости. Все вышеприведённые мероприятия одновременно сокращают сроки построения распределительных сетей.

1.4 Выбор рационального напряжения и конфигурации распределительной сети

Рост потребления электроэнергии в жилом и промышленном секторах требует наращивания мощности электроснабжающих подстанций. Потери при передаче электроэнергии напрямую связаны с применяемым напряжением сети. Поэтому при проектировании сетей стремятся применить экономически целесообразное напряжение с учетом нагрузки и организации сети [1, 2].

При разработке рациональной схемы электроснабжения возникает необходимость в определении оптимального числа ступеней трансформации между высоким (220/110 кВ) и низким (0,38кВ) напряжением. Непосредственная трансформация высокого напряжения в низкое, вследствие значительной технической трудности, нецелесообразна, необходимо применять несколько ступеней трансформации [3, 4]. С экономической точки зрения (с учетом длины распределительной сети и затрат на распределительные устройства) отношение величин напряжения на ступенях трансформации принимают от 3:1 до 4:1. С этой точки зрения стандартные напряжения 10 и 20 кВ являются напряжениями одного класса. Тогда возможны такие ступени трансформации: 110/6/0,38; 110/10/0,38; 110/20/0,38; 220/20/0,38 [3].

Трансформаторные подстанции 10(6) – 20/0,38 кВ выполняются с одним и двумя понижающими трансформаторами. В зданиях девять этажей и более

может быть экономически обоснованным применение двухтрансформаторных ТП с трансформаторами мощностью по 400 или 630 кВА. При жилых зданиях 17 этажей и выше и наличии крупных общественных зданий, относящихся к первой категории, по требованиям надежности электроснабжения должны применяться ТП мощностью 2х630 кВА и в отдельных случаях 2х1000 кВА.

Анализ и определение экономической мощности ТП осуществляются при учете технико-экономических показателей не только ТП, но и распределительных сетей напряжением до 1 кВ, питающихся от ТП, и участка сетей 10(6) – 20 кВ.

Основной исходной информацией, определяющей экономическую мощность ТП, является поверхностная плотность электрических нагрузок, конструктивное выполнение ТП и линий напряжением до 1 кВ [5].

Применение нового напряжения 20 кВ может быть экономически оправдано по оценке [6] при стоимости основного электрооборудования (включая кабели) не более 130 % стоимости электрооборудования при 10 кВ; питании новых районов городов от генераторов номинальным напряжением 20 кВ; поверхностной плотности электрических нагрузок не менее 30 МВт/км^2, в малых городах в составе сельскохозяйственных районов с электрическими сетями 20 кВ при воздушных линиях с неизолированными или самонесущими проводами.

Переход на напряжение 20 кВ позволяет снизить затраты на эксплуатацию линий благодаря тому, что в сетях на 20 кВ используется режим работы с резистивно-заземленной нейтралью, в таких сетях однофазное короткое замыкание отключается с маленькой выдержкой времени. Восстановление работы сети после короткого замыкания требует меньше ресурсов, что является большим эксплуатационным плюсом.

Дополнительным фактором, поддерживающим переход на напряжение 20 кВ, является использование в городах двухлучевых схем, при которых нет необходимости продолжать работу кабельной линии при однофазном коротком замыкании. С точки зрения эксплуатации и безопасности обслуживания использование режима работы с заземленной нейтралью более предпочтительно.

С точки зрения режима работы сетей 20 кВ и 6(10) кВ первому отдается предпочтение по времени срабатывания релейной защиты.

В связи со сложностью решаемого комплекса задач по обоснованию рациональной конфигурации систем электроснабжения, многие частные задачи не нашли еще своего детального рассмотрения и решения. К этим задачам относятся: задача оптимального размещения единичного ИП с учетом произвольных ограничений на местности в случае радиальной электрической сети; задача оптимального закрепления потребителей за несколькими ИП; задача оптимального размещения нескольких ИП (разных типоразмеров) и одновременного закрепления потребителей за этими источниками питания; задача о соединении нескольких трансформаторных подстанций (ТП) в схему петлевой структуры [7,8].

Топология электрических сетей развивается в соответствии с географическими условиями, распределением нагрузок и размещением источников энергии. Многообразие и несхожесть этих условий приводят к большому количеству конфигураций и схем электрической сети, обладающих разными свойствами и технико-экономическими показателями. Оптимальное решение может быть найдено путем технико-экономического сравнения вариантов. Составление наиболее целесообразных вариантов схемы является достаточно сложной задачей, так как при большом количестве пунктов питания и узлов нагрузок количество возможных вариантов получается очень большим. Известно, что полный перебор всех вариантов сети уже при минимальном количестве распределительных пунктов даже с применением ЭВМ представляет значительные трудности. Однако в современных условиях поиск оптимальных решений становится обязательным.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют следующий способ: по существующему расположению потребителей намечают несколько вариантов и на основе технико-экономического сравнения выбирают лучший. Современные электрические системы характеризуются большим числом трансформаторов и значительной длиной линий различных напряжений. При такой структуре системы возникает задача выбора элементов и расчёта основных параметров сети исходя из условия минимума затрат на создание, эксплуатацию и максимума надёжности. При проектировании схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими нормативными документами. В первую очередь необходимо рассматривать работоспособность действующих сетей при перспективном уровне электрических нагрузок с учетом физического и морального износа линий и ПС и их возможной реконструкции. Развитие сети должно предусматриваться на основе целесообразности использования технически и экономически обоснованного минимума схемных решений, обеспечивающих построение сети из типовых унифицированных элементов в соответствии с нормативно-технической документацией по проектированию подстанций и линий.

Схема электрической сети должна быть гибкой и обеспечивать сохранение принятых решений по ее развитию при возможных небольших отклонениях: уровней электрических нагрузок и балансов мощности от планируемых; трасс линий электропередачи и площадок трансформаторных подстанций от намеченных. При проектировании развития сети рекомендуется предусматривать комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности. При этом рекомендуется учитывать нагрузки других потребителей, расположенных в рассматриваемом районе, а также намечаемых на рассматриваемую перспективу.

Особо важным требованием к схеме является обеспечение необходимой надежности, под которой понимается способность выполнять заданные функция, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах.

2 Выбор экономически обоснованного сечения проводов и жил кабелей

2.1 Определение параметров сечения проводов и жил кабелей

Экономически обоснованный выбор сечения проводов и кабелей основан на показателях экономической плотности тока (ЭПТ) и экономических токовых интервалов (ЭТИ). С увеличением сечения возрастает стоимость ЛЭП, но снижаются потери электроэнергии и соответственно затраты на потерянную электроэнергию.

Сечение выбирается по критерию минимума суммарных затрат на сооружение линии и потери в течение определенного периода ее эксплуатации (2.1).

$$З = K + \sum_{t=t_0}^{T_p} И \cdot (1+E)^{-t} \rightarrow \min, \qquad (2.1)$$

где K – капитальные вложения на сооружение ЛЭП, тыс.тенге;

T_p – расчетный период, годы;

t_0 – год ввода в эксплуатацию относительно начала расчетного периода;

$И$ – эксплуатационные издержки, или операционные затраты, включая стоимость потерь электроэнергии, тыс.тенге/год;

E – норма дисконта.

Основное отличие нового подхода к оценке эффективности заключается в отсутствии нормативных показателей экономической эффективности и срока окупаемости, а также в составе эксплуатационных затрат. При расчетах капитальных вложений в сооружение ЛЭП их, как правило, моделируют линейной функцией, содержащей две составляющие: независящую от сечения; пропорциональную сечению (2.2)

$$K = bL + aSL = (b + aS)L, \qquad (2.2)$$

где L – длина ЛЭП, км;

b – коэффициент, тыс.тенге/км;

a – часть удельных капитальных вложений, пропорциональная сечению провода, $тыс.тенге/км \cdot мм^2$;

S – сечение провода (кабеля), $мм^2$.

Для кабельных ЛЭП стоимость строительства кабельных эстакад или траншейной прокладки кабелей практически не зависит от сечения кабелей, особенно для ближайших смежных сечений, о которых идет речь при экономическом обосновании выбора. Зависимость стоимости кабеля от его сечения может быть получена интерполяций фактических значений цены кабелей различного сечения с дифференциацией по их конструктивному исполнению. При изменении сечения провода могут изменяться конструктивные параметры ВЛ: длины пролетов, число, закрепление опор и др. Таким образом, стоимость строительства ВЛ в большей степени, чем кабельных, зависит от сечения проводов. Эксплуатационные издержки И в выражении (2.1) включают в общем случае затраты на техническое обслуживание и ремонт ЛЭП, также стоимость потерь электроэнергии. Последние могут быть рассчитаны с использованием времени потерь электроэнергии τ, которое в свою очередь определяется в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки $T_м$ по известной формуле:

$$\tau = \left(0{,}124 + T_м \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760, ч \qquad (2.3)$$

Учет в составе операционных затрат амортизационных отчислений, пропорциональных капитальным вложениям, существенно искажает реальное распределение денежных потоков: завышает величину эксплуатационных издержек и соответственно смещает экономически обоснованное сечение в область меньших значений.

Одна из методически сложных задач – учет изменения графика электрической нагрузки по годам расчетного периода. В ПУЭ отсутствуют общие рекомендации по определению расчетной нагрузки, на основе которой определяется экономически выгодное сечение проводников. Рекомендовано для ВЛ 35 кВ в сельской местности расчетную нагрузку при выборе сечений проводов принимать на перспективу 5 лет, считая от года ввода ВЛ в эксплуатацию.

С точки зрения рационального выбора сечений проводов и жил кабелей ЛЭП потребители электроэнергии могут быть разделены на две группы:

– отдельные электроприемники, например, электродвигатели насосных установок, блочные технологические установки и др.;

– крупные технологические площадки и комплексы.

Для первой группы потребителей электрическая нагрузка определяется достаточно точно по технологическим параметрам работы установки и практически не меняется.

Выбор сечения проводников необходимо осуществлять по некоторому расчетному значению тока, учитывающему изменение нагрузки по годам расчетного периода.

Расчетный ток, А

$$I_p = I_0(1+q\cdot t), \tag{2.4}$$

где I_0 – расчетный ток, соответствующий начальному периоду, А;

q – коэффициент, учитывающий динамику роста нагрузки, о.е.;

t – расчетный период, год.

Стоимость электроэнергии

$$C = C_0(1+z\cdot t), \tag{2.5}$$

где C_0 – стоимость электроэнергии, соответствующая начальному расчетному периоду, тенге/кВтч;

z – коэффициент, учитывающий динамику роста электроэнергии, о.е.;

t – расчетный период, год.

Исходя из методики определения дисконтированных затрат получается:

$$З = К + \sum_{t=t_0}^{T_p} \frac{И_{о.р} + И_{пот}}{(1+E)^t} = \rightarrow \min, \tag{2.6}$$

где $К$ – капитальные затраты на сооружение ЛЭП, тыс.тенге;

T_p – расчетный период, годы;

$И_{о.р}$ – издержки на обслуживание и ремонт объекта, тенге;

$И_{пот}$ – издержки на возмещение потерь энергии, тенге;

E – норма дисконта.

Капитальные вложения в линии электропередачи моделируются линейной функцией, содержащей две функции – не зависящую от сечения и пропорциональную сечению

$$К = \lambda L + \gamma FL = L(\lambda + \gamma F), \tag{2.7}$$

где λ – часть удельных капитальных затрат, учитывающая расходы на подготовку трассы и монтаж линии электропередачи, тыс.тенге;

L – длина ЛЭП, км;

γ – часть удельных капитальных затрат, пропорциональная сечению провода, $тыс.тенге/км\cdot мм^2$;

F – сечение провода (кабеля), $мм^2$.

$$З = \lambda L + \gamma FL + \sum_{t=t_0}^{T_p} \frac{\alpha_{обсл}(\lambda L + \gamma FL) + \dfrac{3C_0 \cdot I_{расч}^2 \cdot \tau \cdot \rho \cdot Д}{F}}{(1+E)^t} = \to \min, \qquad (2.8)$$

где $\alpha_{обсл}$ – коэффициент отчислений от капитальных вложений на обслуживание и ремонт линии, о.е./год;

ρ – удельное сопротивление материала провода, $Ом \cdot мм^2 / м$;

τ – время наибольших потерь;

E – ставка дисконтирования.

При составлении технико-экономической модели экономической плотности тока принимаются следующие допущения:

− линейная зависимость стоимости сооружения 1 км линии (K_0) от сечения;

− отличием погонного активного сопротивления от омического можно пренебречь.

Экономическая плотность тока определяется:

$$j_{эк} = \frac{I_{расч}}{F_{экон}}, \qquad (2.9)$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток, соответствующий начальному расчетному периоду, принимается $I_{расч} = I_0, A.$

$$I_{расч} = \frac{I_0}{F_{экон}} = I_0 \cdot \sqrt{\frac{\gamma\left(1 + \sum_{t=t_0}^{T_p} \alpha_{обсл}(1+E)^{-t}\right)}{3 \cdot \rho \cdot \sum_{t=t_0}^{T_p} \tau \cdot (I_0 \cdot (1+q \cdot t))^2 \cdot \left(C_0 \cdot (1+z \cdot t) \cdot (1+E)^{-t}\right)}} =$$

$$= \sqrt{\frac{\gamma\left(1 + \sum_{t=t_0}^{T_p} \alpha_{обсл}(1+E)^{-t}\right)}{3 \cdot \rho \cdot \sum_{t=t_0}^{T_p} \tau \cdot (1+q+t)^2 \cdot \left(C_0 \cdot (1+z \cdot t) \cdot (1+E)^{-t}\right)}}. \qquad (2.10)$$

2.2 Факторы, влияющие на значение экономической плотности тока

Экономическая плотность тока зависит от конструктивного исполнения линии электропередачи, материала проводов или жилы кабеля, времени использования максимума нагрузки, деловой политики и экономического состояния страны (стоимости электроэнергии, отчислений на обслуживание и ремонт, нормы дисконта).

Спрос на электроэнергию характеризуется показателями электропотребления и максимума электрической нагрузки, динамика которых за ряд отчетных лет приведена ниже в таблице 2.1.

В таблице 2.2 приведены перспективные уровни электропотребления и электрических нагрузок.

Динамика изменения уровней электропотребления и максимума электрической нагрузки Алматинской области на перспективу до 2030 г. приведена ниже на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 – Спрос на электроэнергию млрд. кВт. ч/ МВт

Наименование	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011г.
Алматинская область							
1 Электропотребление	7,09	7,70	8,31	8,63	8,44	8,76	9,33
2 Среднегодовые темпы роста (%)	12,6	8,5	8,0	-2,2	3,8	3,8	6,5
3 Максимум электрической нагрузки (собств.)	1412	1494	1555	1675	1600	1625	1827

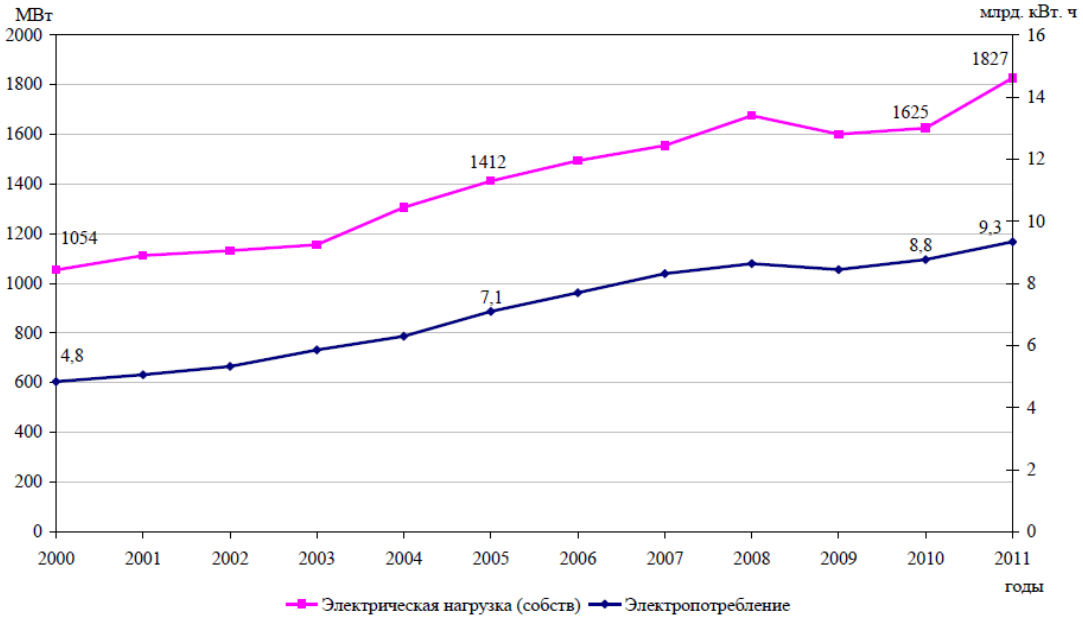


Рисунок 2.1 - Динамика электропотребления и электрических нагрузок Алматинской области за 2000-2011 гг.

Динамика электропотребления и электрических нагрузок по Алматинской области приведена ниже на рисунке 2.2.

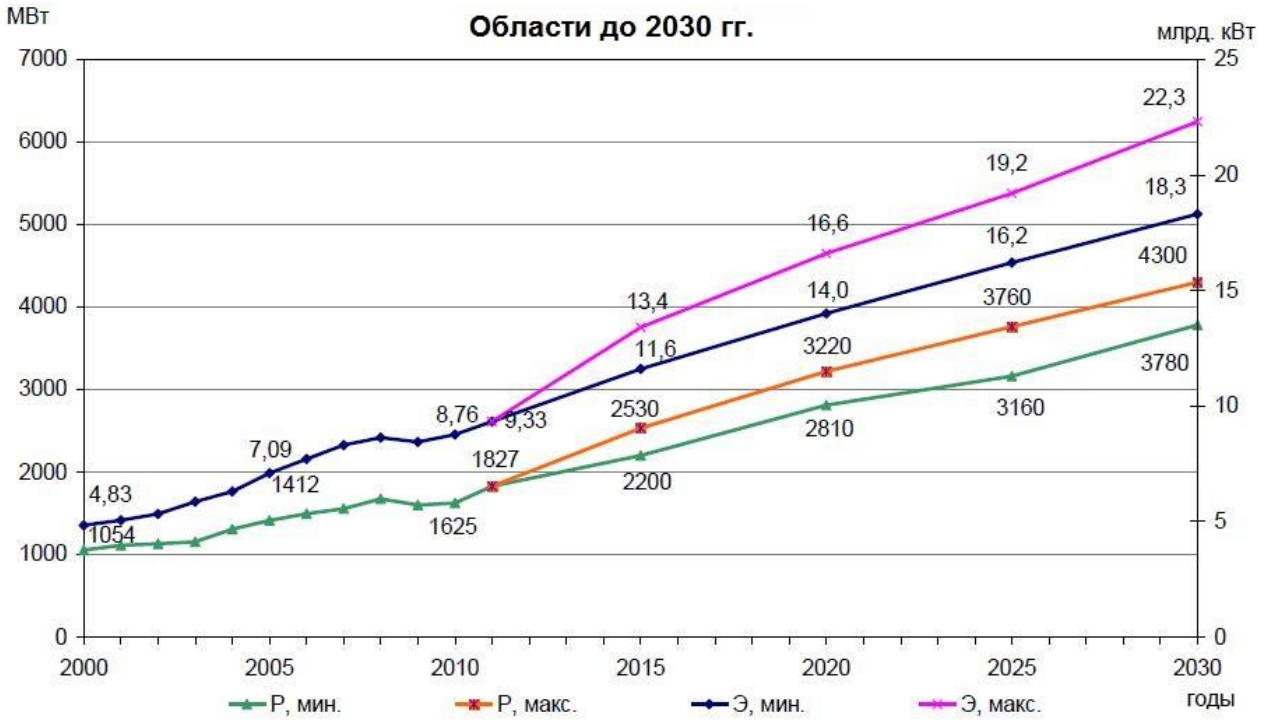


Рисунок 2.2 - Динамика электропотребления и электрических нагрузок Алматинской области до 2030 гг

Таблица 2.2 – Динамика электропотребления и электрических нагрузок по Алматинской области

Наименование	2011	2015		2020		2025		2030	
	Отчет	прогноз							
		ин.	акс.	ин.	акс.	ин.	акс.	ин.	акс.
Алматинская область									
1.Электропотребление млрд. кВт.ч	9,33	11,6	13,4	14,0	16,6	16,2	19,2	18,3	22,3
2.Среднегодовые темпы роста (%%)	6,5	5,6	9,5	3,8	4,4	3,0	3,0	2,5	3,0
3.Максимум электрической нагрузки(собств), МВт	1827	2200	2530	2810	3220	3160	3760	3780	4300

В условиях конкретного проектирования величина экономической плотности существенно отличается от нормированной величины. Так, например, значение экономической плотности тока, приведенное в ПУЭ, для неизолированных алюминиевых проводов и шин при Тм = 1000…3000 часов составляет $j_{эк}$ = 1,3. Значение экономической плотности тока, рассчитанное на основе реальной стоимости проводников и электроэнергии составляет $j_{эк}$ = 0,746. Значение экономической плотности тока, рассчитанное с учетом динамики роста нагрузки и стоимости электрической энергии составляет $j_{эк}$ = 0,816. Полученные новые значения экономической плотности тока ближе к значениям, которые приняты в странах с развитой рыночной экономикой.

На рисунке 2.3 и в таблице 2.3 приведена зависимость $j_{эк}=f(T_{н.б})$ для неизолированных алюминиевых проводов и шин.

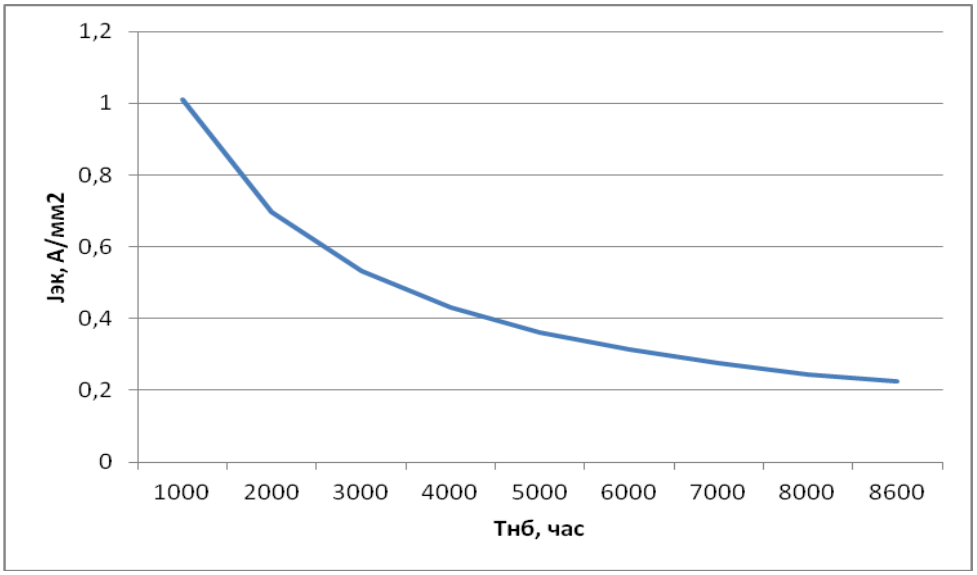


Рисунок 2.3- Зависимость экономической плотности тока от времени наибольших нагрузок

Таблица 2.3 – Значения $j_{эк}=f(T_{н.б})$

$T_{н.б}$, час	jэк, А/мм2
1000	1,009063
2000	0,697624
3000	0,53309
4000	0,431355
5000	0,362228
6000	0,312196
7000	0,274308
8000	0,244621
8600	0,22603

В таблице 2.4 и на рисунке 2.4 приведена зависимость значений экономической плотности тока от длительности расчетного периода с учетом динамики роста нагрузки и стоимости электроэнергии.

Таблица 2.4 – Зависимость экономической плотности тока от длительности расчетного периода

Т, год	$j_{эк}$, А/мм^2	%
1	0,882	100
2	0,763	86,95
3	0,758	85,941
4	0,742	84,127
5	0,697	79,025

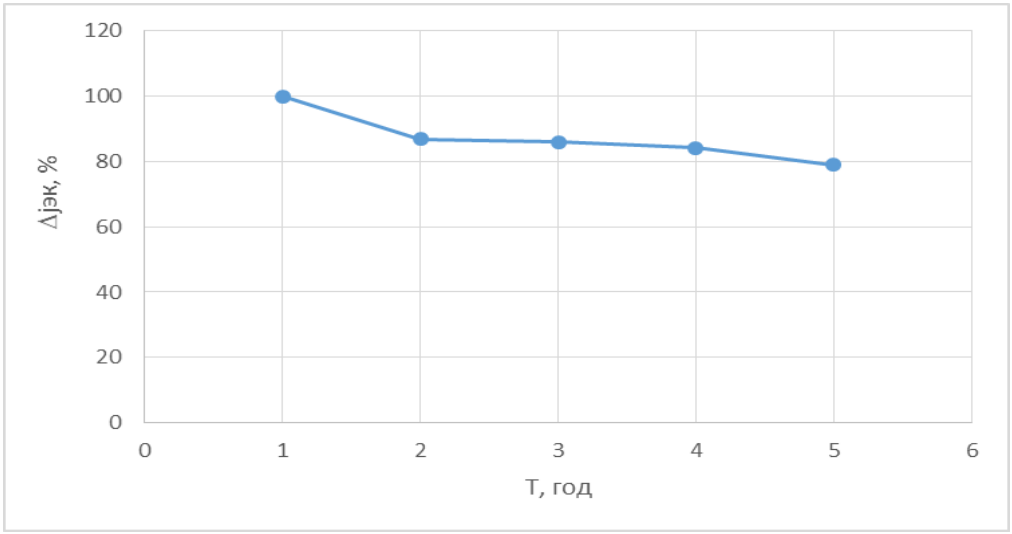


Рисунок 2.4 - Зависимость экономической плотности тока от длительности расчетного периода

Для использования традиционных методик выбора экономически обоснованного сечения проводов и кабелей на основе экономической плотности тока должны быть пересчитаны таблицы показателей экономической плотности тока для различных вариантов исходных данных. Однако неопределенность большинства технических и экономических показателей, влияющих на экономически обоснованное значение сечения проводников, постоянное изменение стоимости кабельно-проводниковой продукции и строительства ЛЭП, цены на электроэнергию не позволяют рассчитать экономическую плотность так, чтобы они были актуальны в течение длительного периода. Произведенные расчеты показали [7], что за пять лет значения экономической плотности тока изменяются на 21%. Поэтому эти таблицы периодически должны обновляться в соответствии с изменением исходных данных.

Существующая тенденция к увеличению цены на электроэнергию, а так же стоимости кабельных и воздушных ЛЭП, еще больше снижает значение экономической плотности тока, оправдывая применение больших сечений для эффективного использования электроэнергии. Учет реального значения экономической плотности тока при проектировании кабельных и воздушных линий электропередачи повышает обоснованность принятых решений.

Капитальные затраты на линии 10, 20 и 35 кВ имеют разные значения, следовательно, значения экономической плотности тока для различных напряжений не могут быть одинаковыми.

Стоимость электрической энергии влияет на значения экономической плотности тока, а т.к. цены на электроэнергию во всех регионах Казахстана разные, следовательно, значения экономической плотности тока должны быть дифференцированы по конкретным регионам.

2.3 Передача электроэнергии по воздушным линиям 10-35 кВ

При передаче электрической энергии по линиям электропередач существуют технические ограничения. К ним относятся:

- допустимые потери напряжения;
- допустимые потери мощности.

Потери напряжения в линиях должны быть такими, чтобы выполнялись нормы ГОСТ. Так как потребители подключены к напряжению 0,4 кВ, то на этих шинах должно обеспечиваться встречное регулирование напряжения. В режиме максимальных нагрузок напряжение на шинах рекомендуется поддерживать +5% от номинального напряжения сети. Максимальная надбавка (конструктивная надбавка и ПБВ трансформатора) может быть получена +10%. Следовательно, на зажимах первичной обмотки трансформаторов в режиме максимальных нагрузок должно быть не ниже -5%. Таким образом, допустимая потеря напряжения в линии составит

$$\Delta U_{доп} = U_0 - 0{,}95U_{ном}, \qquad (2.11)$$

где U_0 – напряжение на источнике питания.

Если напряжение на источнике питания в режиме максимальных нагрузок поддерживается на уровне +5%, то допустимая потеря напряжения в линии составит 10%. (Так как потребители подключены к шинам 0,4 кВ трансформаторной подстанции, потери напряжения в линии с учетом конструктивной надбавки в режиме максимальных нагрузок могут составлять 10%).

Расчет ведем для участка воздушной линии без ответвлений длиной 1 км. Принимается, что линия выполнена на промежуточных железобетонных опорах [9], с подвесными полимерными изоляторами [9], неизолированными сталеалюминиевыми проводами [9]. По механической прочности на линиях применяются провода сечением не менее 25 мм^2 и не более 70 мм^2 [9].

Проводится анализ затрат на передачу электроэнергии по воздушным линиям 10, 20 и 35 кВ, расчет максимальной длины линий электропередачи по допустимой потере напряжения, потерям мощности и электрической энергии в воздушных линиях различных номинальных напряжений.

Выбор экономически целесообразного напряжения для передачи определенной мощности производится путем сравнения дисконтированных затрат. Критерием экономичности является минимум дисконтированных затрат на 1 км воздушной линии для передачи энергии потребителю на различных номинальных напряжениях.

Экономическое сечение, $мм^2$,

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \qquad (2.12)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, $\frac{A}{мм^2}$, принимается по таблице 2.4 [9]; $j_{эк} = 0{,}746\frac{A}{мм^2}$ для воздушных линий с алюминиевыми жилами и $T_{нб} = 1000 - 3000ч$;

I_p – расчетный ток воздушной линии, А, вычисляется по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \tag{2.13}$$

где S_p – мощность, передаваемая по линии, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

Выбранное сечение проверяется по нагреву в нормальном режиме

$$I_p \le I_{доп}, \tag{2.14}$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток провода, А.

Потеря напряжения в воздушной линии, %,

$$\Delta U = \frac{S_p \cdot \cos\varphi r_0 + S_p \cdot \sin\varphi x_0}{U_{ном}^2} \cdot l \cdot 100\%, \tag{2.15}$$

где r_0, x_0 – погонные активные и индуктивные сопротивления линии, Ом/км;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки, принимается для воздушной линии $\cos\varphi = 0{,}95$ с учетом компенсации реактивной мощности потребителем;

l – длина линии, км, l=1км.

Максимальная длина воздушной линии, км

$$L_{доп} = \frac{\Delta U_{доп}}{\Delta U_{ВЛ}}, \tag{2.16}$$

где $\Delta U_{доп}$ – допустимая потеря напряжения в линии, %, принимается $\Delta U_{доп} = 10\%$ (получено из расчета, что в конце линии установлен трансформатор, потерю напряжения можно компенсировать с учетом конструктивной надбавки и ПБВ трансформаторов 6-35/0,4кВ).

Дисконтированные затраты, тыс.тенге

$$З = К_{Л} + \sum_{t=1}^{T_р} \frac{И_{о.р} + И_{пот}}{(1+E)^t}, \quad (2.17)$$

где $К_{Л}$ – капитальные вложения в воздушную линию на 1 км, тыс.тенге;

$T_р$ – расчетный период, за который объект проходит весь инвестиционный цикл, принимается $T_р = 5 лет$;

$И_{о.р}$ – издержки на обслуживание и ремонт объекта на шаге *t*, тыс.тенге;

$И_{пот}$ – издержки на возмещение потерь энергии на шаге *t*, тыс.тенге;

Е – норма дисконта или ставка сравнения, представляет собой минимально необходимую норму прибыли на капитал, о.е.

Капитальные вложения в воздушную линию, тыс.тенге

$$К_{Л} = К_{опор} \cdot n + 3 \cdot К_{изол} \cdot n + 3 \cdot К_{пр} \cdot l, \quad (2.18)$$

где $К_{опор}$ – стоимость одной опоры для воздушной линии, тыс.тенге/шт;

$К_{изол}$ – стоимость одного изолятора для линии, тыс.тенге/шт;

$К_{пр}$ – стоимость провода, тыс.тенге /км;

n – количество опор воздушной линии, шт, принимается для воздушной линии 10кВ и 20кВ *n=14шт*, для 35 кВ *n=7шт.*

Издержки на обслуживание и ремонт воздушной линии, тыс.тенге /год

$$И_{о.р} = \frac{\alpha_{ор}}{100} \cdot К_{Л}, \quad (2.19)$$

где $\alpha_{ор}$ – норма отчислений на обслуживание и ремонт, %, принимается для воздушной линии 10 кВ $\alpha_{ор} = 0{,}3\%$, для 20 кВ $\alpha_{ор} = 0{,}3\%$, для 35 кВ $\alpha_{ор} = 0{,}4\%$.

Потери мощности в воздушной линии, кВт

$$\Delta P = 3 \cdot I_р \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}. \quad (2.20)$$

Потери электроэнергии за год в воздушной линии, МВтч

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (2.21)$$

где τ – число часов максимальных потерь, ч, определяется по формуле

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{нб}}{10^4}\right) \cdot 8760, \qquad (2.22)$$

где $T_{нб}$ – число часов максимума нагрузки, ч, принимается $T_{нб} = 2500ч.$

Издержки на возмещение потерь энергии в воздушной линии, тыс.тенге /год

$$И_{пот} = \Delta W \cdot C_0, \qquad (2.23)$$

где C_0 – стоимость электроэнергии, тыс.тенге /МВтч.

Расчет для передачи 500 кВА на напряжении 10 кВ.
I_p – расчетный ток воздушной линии, А,

$$I_p = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 28{,}87.$$

Экономическое сечение, $мм^2$,

$$F_{эк} = \frac{28{,}87}{0{,}746} = 38{,}699.$$

Выбирается стандартное ближайшее сечение 35 $мм^2$, марка провода АС-35.

Выбранное сечение проверяется по нагреву в нормальном режиме,

$$I_p = 28{,}87 \le 165A.$$

Условие допустимого нагрева провода выполняется.
Потеря напряжения в воздушной линии, %,

$$\Delta U_{ВЛ} = \frac{500 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}85 + 500 \cdot \sqrt{1 - 0{,}95^2} \cdot 0{,}429}{10^2} \cdot 1 \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0{,}559.$$

Допустимая длина воздушной линии, по потерям напряжения, км

$$L_{доп} = \frac{10}{0{,}559} = 17{,}89.$$

Капитальные вложения в воздушную линию, тыс.тенге

$$K_{Л} = 6520 \cdot 14 + 3 \cdot 550 \cdot 14 + 3 \cdot 11632 \cdot 1 = 149276.$$

Издержки на обслуживание и ремонт воздушной линии, тыс.тенге/год

$$И_{о.р} = \frac{0,3}{100} \cdot 149276 = 447,83.$$

Издержки на амортизацию воздушной линии, тыс.тенге/год

$$И_{о.р} = \frac{3,6}{100} \cdot 149276 = 5373,94.$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт

$$\Delta P = 3 \cdot 28,87^2 \cdot 1,1521 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 2,881.$$

Число часов максимальных потерь, ч,

$$\tau = \left(0.124 + \frac{2500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 1225.$$

Потери электроэнергии за год в воздушной линии, МВтч

$$\Delta W = 2,881 \cdot 1225\tau \cdot 10^{-3} = 3,529.$$

Издержки на возмещение потерь энергии в воздушной линии, тыс.тенге/год

$$И_{пот} = 3,529 \cdot 2585,66 = 9124,79.$$

Дисконтированные затраты, тыс.тенге

$$З = 149276 + \sum_{t=1}^{5} \frac{447,83 + 9124,79}{(1 + 0,14)^t} = 248,27.$$

Аналогично производятся расчеты для всего диапазона передаваемых мощностей на напряжении 10 кВ. Расчет для напряжения 20 и 35 кВ аналогичен. Для определения экономически целесообразного диапазона передаваемых мощностей на напряжении 10, 20 и 35 кВ на основании расчетов получены зависимости.

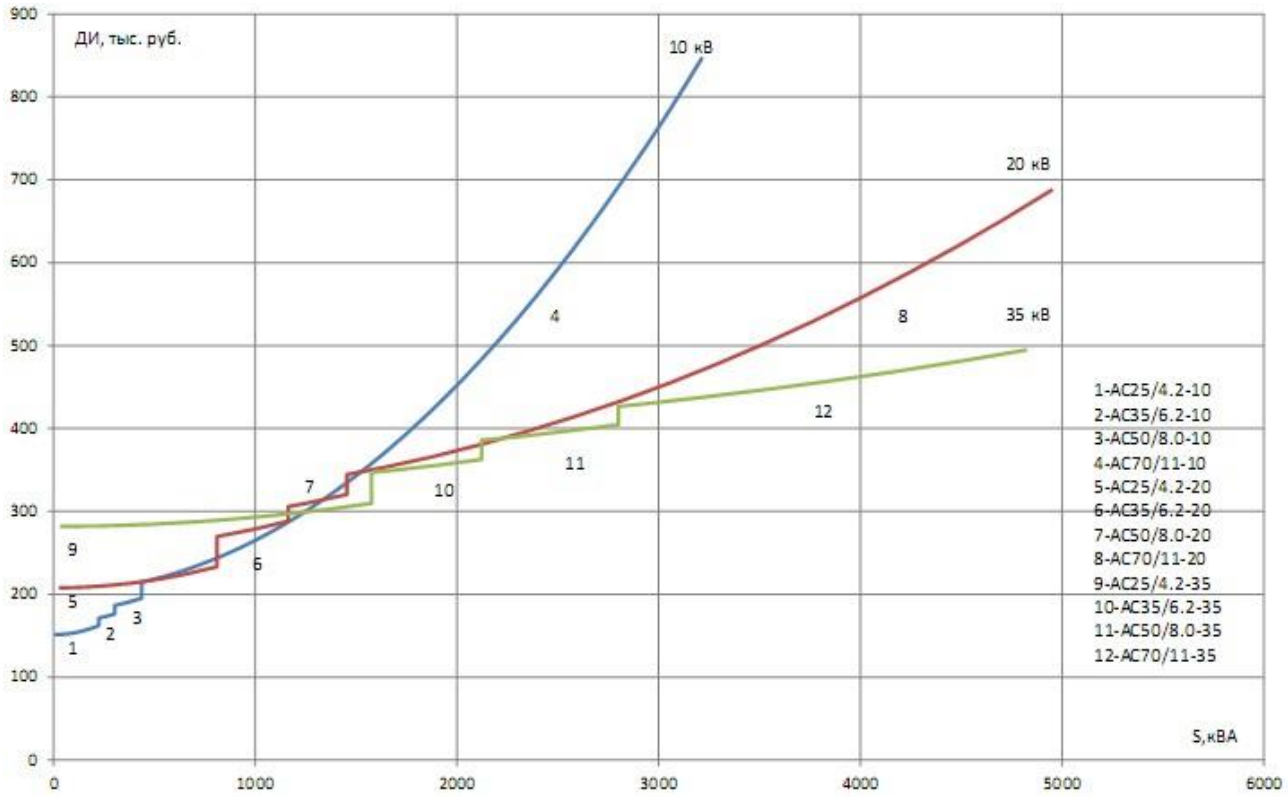


Рисунок 2.5 - Зависимость дисконтированных затрат на 1 км воздушной линии от передаваемой мощности и напряжения

Анализ зависимостей (рисунок 2.5) показывает, что использование воздушных линий 20 кВ по сравнению с 10 кВ экономически целесообразно практически на всем диапазоне рассматриваемых мощностей. Это обусловлено возможностью применения одинаковых опор для 10 и 20 кВ, но при этом устанавливаются провода меньшего сечения для передачи той же мощности. Увеличение стоимости воздушной линии связано лишь с применением более дорогих изоляторов. Таким образом, уже начиная с мощности 100 кВА, использование 20 кВ экономически целесообразно по сравнению с 10 кВ, и до 600 кВА по сравнению с 35 кВ. Однако при расчете дисконтированных затрат не были учтены стоимости оборудования подстанций. Оборудование на 35 кВ значительно дороже в 2-3 раза, и его использование для распределительной сети существенно увеличит стоимость схемы электроснабжения. Поэтому окончательные выводы о применении напряжения 20 кВ следует делать с учетом стоимости оборудования подстанции.

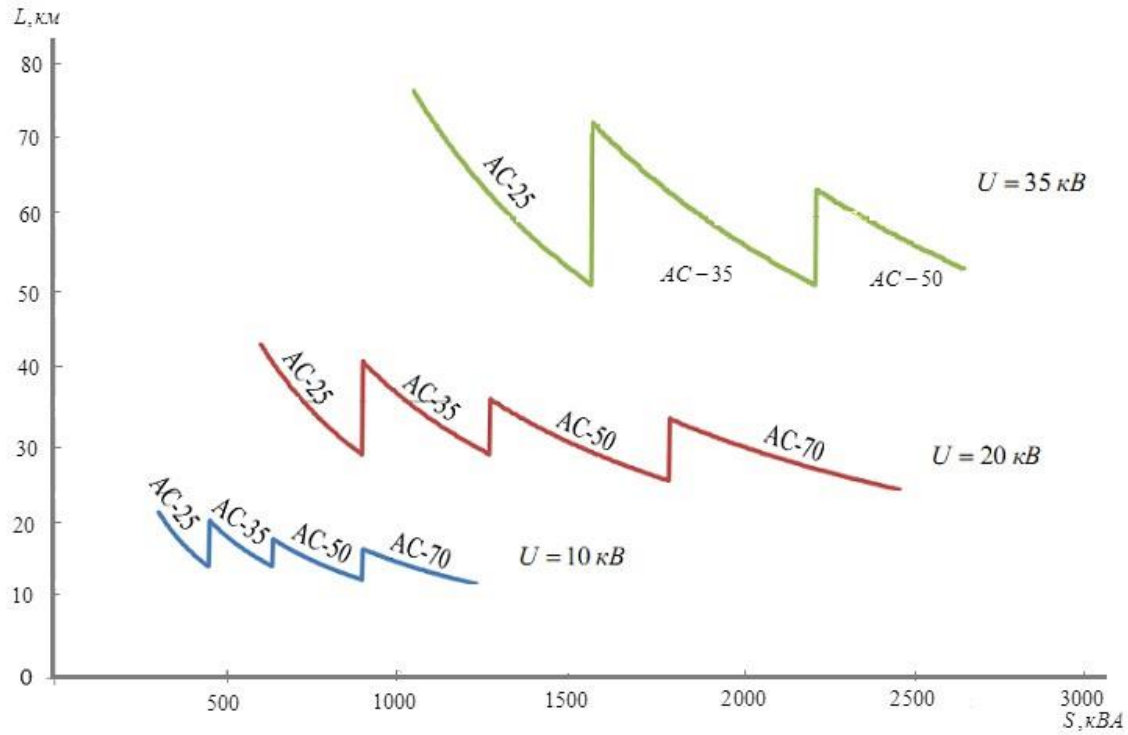


Рисунок 2.6 - Зависимость возможной длины воздушной линии от передаваемой мощности и напряжения

Путем выполнения численных исследований выполнена оценка области применения линий 10 – 35 кВ, и получены номограммы, позволяющие выбрать сечение проводов в зависимости от передаваемой мощности при выполнении технических ограничений по допустимой потере напряжения и мощности (см.рисунок 2.6). За счет применения напряжения 20 кВ взамен 10 кВ, возможно увеличение длины распределительной сети СН-II в 1,5-2 раза, при этом значительно уменьшится сечение воздушной линии, а потери напряжения сохранятся на прежнем уровне. Радиус охвата воздушными линиями 20 кВ составляет около 25 км (против 10 кВ – 15 км). Таким образом, можно увеличить зону обслуживания потребителей, что позволит уменьшить количество понизительных подстанций 110/10, заменив их меньшим количеством 110/20.

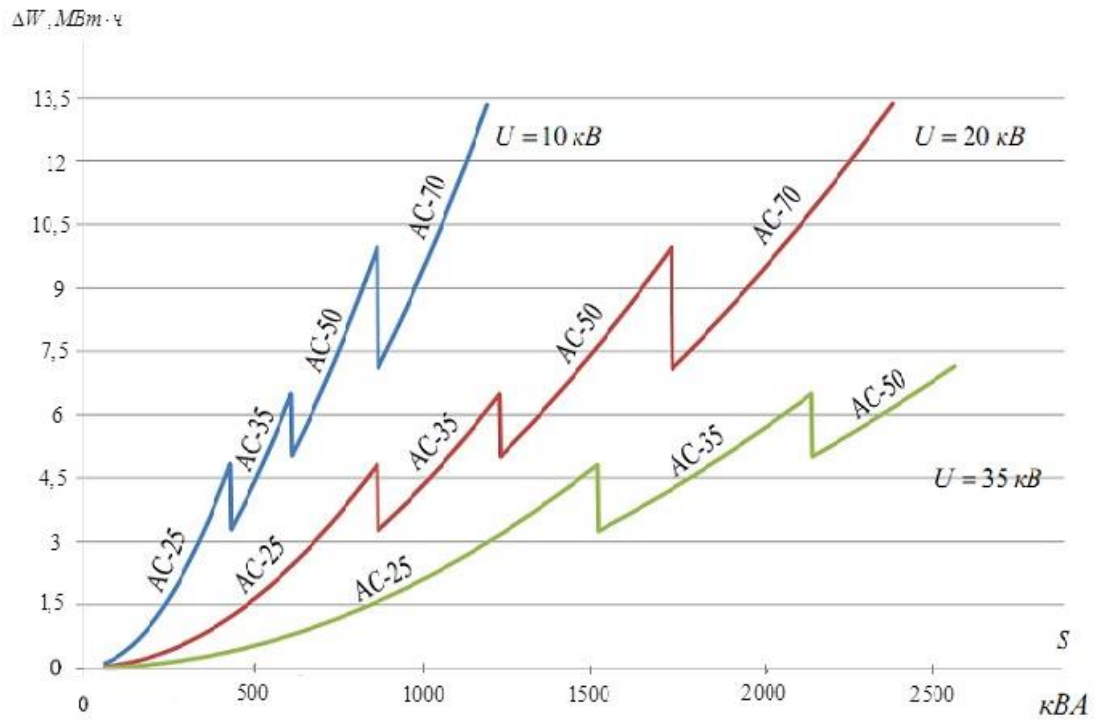


Рисунок 2.7 - Зависимость потерь электрической энергии в воздушной линии от передаваемой мощности и напряжения

Анализ рисунка 2.7 показывает, что потери энергии уменьшаются при переходе на более высокое номинальное напряжение. Поэтому применение 20 кВ для воздушных линий в сельской местности позволит существенно уменьшить потери электрической энергии по сравнению с 10 кВ при передачи одной и той же мощности, но по проводу меньшего сечения. В зависимости от передаваемой мощности потери активной мощности в линиях 20кВ по сравнению с линиями 10 кВ уменьшаются в 2-3 раза. Таким образом, по линиям можно передать больше мощности потребителю. Однако наименьшими потери активной мощности будут иметь место при передаче энергии на напряжении 35 кВ.

2.4 Передача электроэнергии по кабельным линиям 10-35 кВ

Выбираем для анализа участок кабельной линии длиной 1 км. Считаем, что линия выполнена из трех однофазных кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена [10], комплектов концевых муфт для внутренней установки [11].

Проводится анализ затрат на передачу электроэнергии по кабельным линиям 10, 20 и 35 кВ, расчет максимальной длины линий по допустимой потере напряжения, потерям мощности и электрической энергии в кабельных линиях различных номинальных напряжений.

Выбор экономически целесообразного напряжения для передачи определенной мощности производится путем сравнения дисконтированных затрат. Критерием экономичности является минимум дисконтированных

затрат на 1 км кабельной линии для передачи энергии потребителю на различных номинальных напряжениях.

Экономическое сечение, $мм^2$,

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \tag{2.24}$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, $\frac{A}{мм^2}$, принимается по таблице 2.4 [9]; $j_{эк} = 0{,}614\frac{A}{мм^2}$ для кабельных линий с алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена $T_{нб} = 3000 - 5000ч$;

I_p – расчетный ток кабельной линии, А, вычисляется по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \tag{2.25}$$

где S_p – мощность, передаваемая по линии, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

Выбранное сечение проверяется по нагреву в нормальном режиме

$$I_p \le I_{доп}, \tag{2.26}$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток кабеля, А.

$$I_{доп} = I_{табл} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3, \tag{2.27}$$

где $I_{табл}$ – длительный ток для кабеля [9], А;

k_1 – поправочный коэффициент на температуру воздуха или земли [9], принимается $k_1 = 1$;

k_2 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, проложенных рядом [9], принимается $k_2 = 1$;

k_3 – поправочный коэффициент на удельное сопротивление земли, [9], принимается $k_3 = 1$.

Выбранное сечение проверяется по нагреву от токов короткого замыкания

$$I_{КЗ} \le I_{КЗдоп},, \tag{2.28}$$

где $I_{КЗ}$ – ток короткого замыкания, кА, принимаем по номинальному току отключения выключателя ВВ/TEL [11] для 35 кВ – $I_{КЗ}^{35} = 20кА$; для 20 кВ – $I_{КЗ}^{20} = 16кА$; для 10 кВ – $I_{КЗ}^{10} = 12{,}5кА$;

$I_{КЗдоп}$ – допустимый ток короткого замыкания кабеля, кА, вычисляется по формуле

$$I_{КЗдоп} = K \cdot I_{КЗ1с}, \tag{2.29}$$

где $I_{КЗ1с}$ – допустимый ток односекундного короткого замыкания кабеля [9], кА;

K – коэффициент для продолжительности короткого замыкания, отличающейся от 1 секунды, рассчитывается по формуле

$$K = \frac{1}{\sqrt{t}}, \tag{2.30}$$

где t – продолжительность короткого замыкания, с.

Для сечения 50 $мм^2$, $K = \frac{1}{\sqrt{0{,}055}} = 4{,}26$; $I_{КЗдоп} = 4{,}26 \cdot 4{,}7 = 20{,}02$; $I_{КЗ} = 20 \le 20{,}02$.

Условие допустимого нагрева проводов короткого замыкания выполняется.

Выбор минимальных сечений по нагреву токами короткого замыкания для напряжений 10, 20 и 35 кВ приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Выбор минимальных сечений по нагреву токами короткого замыкания

$U_{ном}$, $кВ$	$I_{КЗ}$, $кА$	$I_{КЗ\,доп}$, кА	Минимальное сечение, $мм^2$
10	20	20,02	50
20	16	20,02	50
35	12,5	14,06	35

Минимальное сечение для кабеля 35 кВ принимается 50 $мм^2$

Потеря напряжения в кабельной линии, %,

$$\Delta U_{КЛ} = \frac{S_p \cdot \cos\varphi r_0 + S_p \cdot \sin\varphi x_0}{U_{ном}^2} \cdot l \cdot 100\%, \tag{2.31}$$

где r_0, x_0 – погонные активные и индуктивные сопротивления линии, Ом/км;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки, принимается для кабельной линии $\cos\varphi = 0{,}95$ с учетом компенсации реактивной мощности потребителем;

l – длина линии, км, l=1км.

Максимальная длина кабельной линии, км

$$L_{доп} = \frac{\Delta U_{доп}}{\Delta U_{КЛ}}, \tag{2.32}$$

где $\Delta U_{доп}$ – допустимая потеря напряжения в линии, %, принимается $\Delta U_{доп} = 10\%$ (получено из расчета, что в конце линии установлен трансформатор, потерю напряжения можно компенсировать с учетом конструктивной надбавки и ПБВ трансформаторов 6-35/0,4кВ).

Дисконтированные затраты, тыс.тенге

$$З = К_{Л} + \sum_{t=1}^{T_р} \frac{И_{о.р} + И_{пот}}{(1+E)^t}, \tag{2.33}$$

где $К_{Л}$ – капитальные вложения в кабельную линию на 1 км, тыс.тенге;

$T_р$ – расчетный период, за который объект проходит весь инвестиционный цикл, принимается $T_р = 5 лет$;

$И_{о.р}$ – издержки на обслуживание и ремонт объекта на шаге t, тыс.тенге;

$И_{пот}$ – издержки на возмещение потерь энергии на шаге t, тыс.тенге;

Е – норма дисконта или ставка сравнения, представляет собой минимально необходимую норму прибыли на капитал, о.е.

Капитальные вложения в кабельную линию, тыс.тенге

$$К_{Л} = З \cdot К_{каб} \cdot l + 2 \cdot К_{м}, \tag{2.34}$$

где $К_{каб}$ – стоимость кабеля, тыс.тенге/км;

$К_{м}$ – стоимость муфты, тыс.тенге.

$К_{пр}$ – стоимость провода, тыс.тенге /км;

Издержки на обслуживание и ремонт кабельной линии, тыс.тенге /год

$$И_{о.р} = \frac{\alpha_{ор}}{100} \cdot К_{Л}, \tag{2.35}$$

где $\alpha_{ор}$ – норма отчислений на обслуживание и ремонт, %, принимается для кабельной линии 10 кВ $\alpha_{ор} = 2\%$, для 20 кВ $\alpha_{ор} = 2\%$, для 35 кВ $\alpha_{ор} = 2\%$.

Потери мощности в кабельной линии, кВт

$$\Delta P = 3 \cdot I_p \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}. \quad (2.36)$$

Потери электроэнергии за год в кабельной линии, МВтч

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (2.37)$$

где τ – число часов максимальных потерь, ч, определяется по формуле

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{нб}}{10^4}\right) \cdot 8760, \quad (2.38)$$

где $T_{нб}$ – число часов максимума нагрузки, ч, принимается для городской местности $T_{нб} = 5000ч.$

Издержки на возмещение потерь энергии в кабельной линии, тыс.тенге/год

$$И_{пот} = \Delta W \cdot C_0, \quad (2.39)$$

где C_0 – стоимость электроэнергии, тыс.тенге /МВтч.

Расчет для передачи 500 кВА на напряжении 10 кВ.

I_p – расчетный ток воздушной линии, А,

$$I_p = \frac{0{,}5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 34{,}641.$$

Экономическое сечение, $мм^2$,

$$F_{эк} = \frac{34{,}641}{0{,}614} = 56{,}419.$$

Выбирается стандартное ближайшее сечение 50 $мм^2$, марка кабеля 3хАПвП1х50/16-10.

Выбранное сечение проверяется по нагреву в нормальном режиме,

$$I_{доп} = 170 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 170A;$$

$$I_p = 34{,}641 \le 170 A.$$

Условие допустимого нагрева провода выполняется.

Потеря напряжения в кабельной линии, %,

$$\Delta U_{ВЛ} = \frac{1{,}5 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}641 + 1{,}5 \cdot \sqrt{1 - 0{,}95^2} \cdot 0{,}1}{10^2} \cdot 1 \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0{,}32.$$

Допустимая длина кабельной линии, по потерям напряжения, км

$$L_{доп} = \frac{10}{0{,}32} = 31{,}25.$$

Капитальные вложения в кабельную линию, тыс.тенге

$$К_Л = 3 \cdot 166841 \cdot 1 + 2 \cdot 3697{,}97 = 507918{,}94.$$

Издержки на обслуживание и ремонт кабельной линии, тыс.тенге/год

$$И_{о.р} = \frac{2}{100} \cdot 507918{,}94 = 10158{,}38.$$

Потери мощности в кабельной линии, кВт

$$\Delta P = 3 \cdot 34{,}641^2 \cdot 0{,}625 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 2{,}25.$$

Число часов максимальных потерь, ч,

$$\tau = \left(0.124 + \frac{5000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3411.$$

Потери электроэнергии за год в кабельной линии, МВтч

$$\Delta W = 2{,}25 \cdot 3411 \cdot 10^{-3} = 7{,}675.$$

Издержки на возмещение потерь энергии в кабельной линии, тыс.тенге/год

$$И_{пот} = 7{,}675 \cdot 2585{,}66 = 19844{,}294.$$

Дисконтированные затраты, тыс.тенге

$$З = 507918{,}94 + \sum_{t=1}^{5} \frac{10158{,}4 + 19844{,}294}{(1+0{,}12)^{t}} = 616{,}07.$$

Аналогично производятся расчеты для всего диапазона передаваемых мощностей на напряжении 10 кВ. Расчет для напряжения 20 и 35 кВ аналогичен. Для определения экономически целесообразного диапазона передаваемых мощностей на напряжении 10, 20 и 35 кВ на основании расчетов получены зависимости.

Анализ зависимостей (см.рисунок 2.8) показывает, что использование кабельных линий 20 кВ по сравнению с 10 кВ экономически целесообразно на всем диапазоне рассматриваемых мощностей. Это обусловлено меньшими потерями и использованием меньшего сечения для передачи той же мощности. Соответственно, передача мощности на напряжении 35 кВ наиболее выгодна, однако при расчете дисконтированных затрат не были учтены стоимость оборудования подстанций.

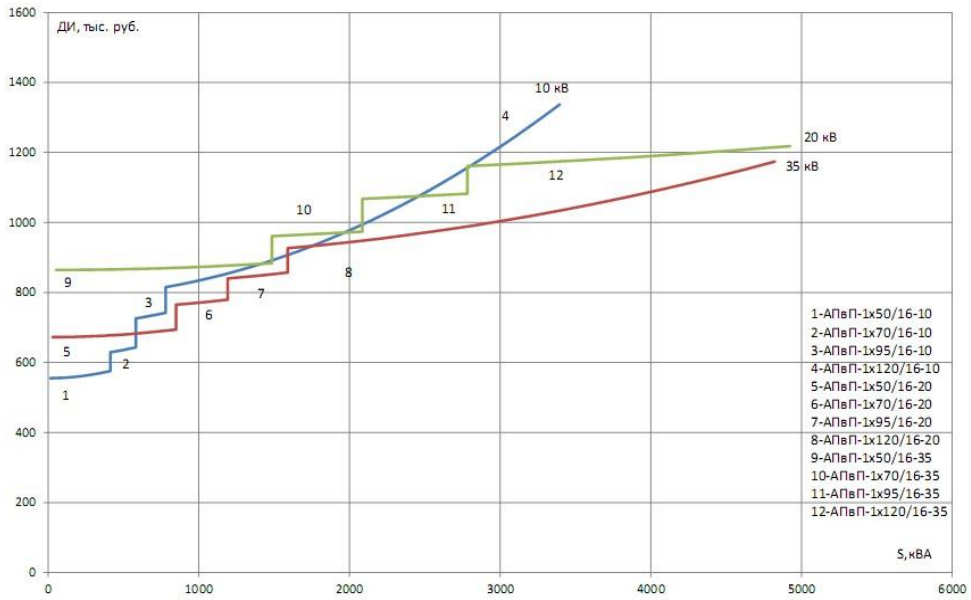


Рисунок 2.8 - Зависимость дисконтированных затрат на 1 км кабельной линии от передаваемой мощности и напряжения

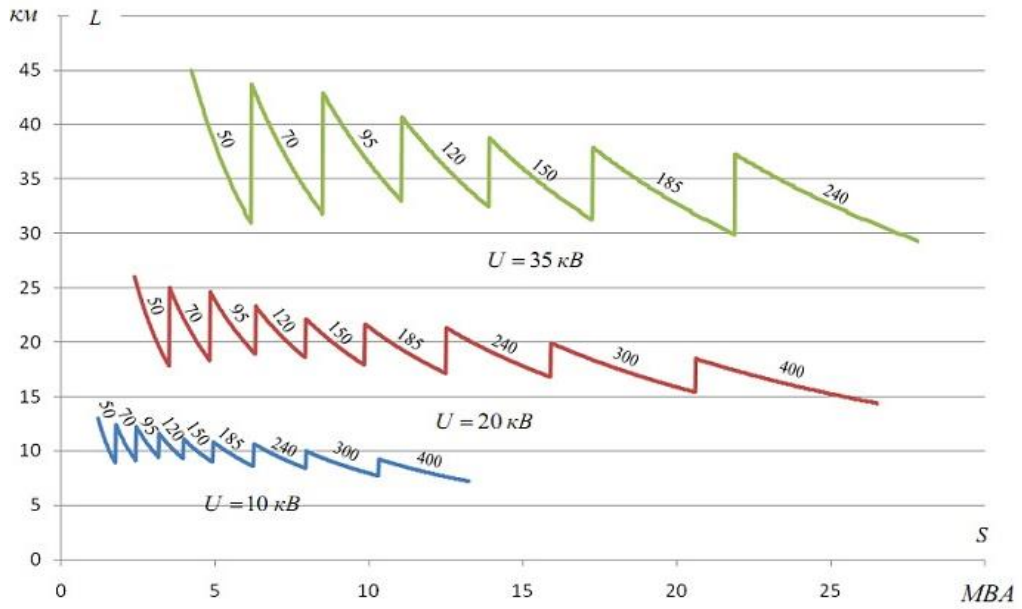


Рисунок 2.9 - Зависимость возможной длины кабельной линии от передаваемой мощности и напряжения

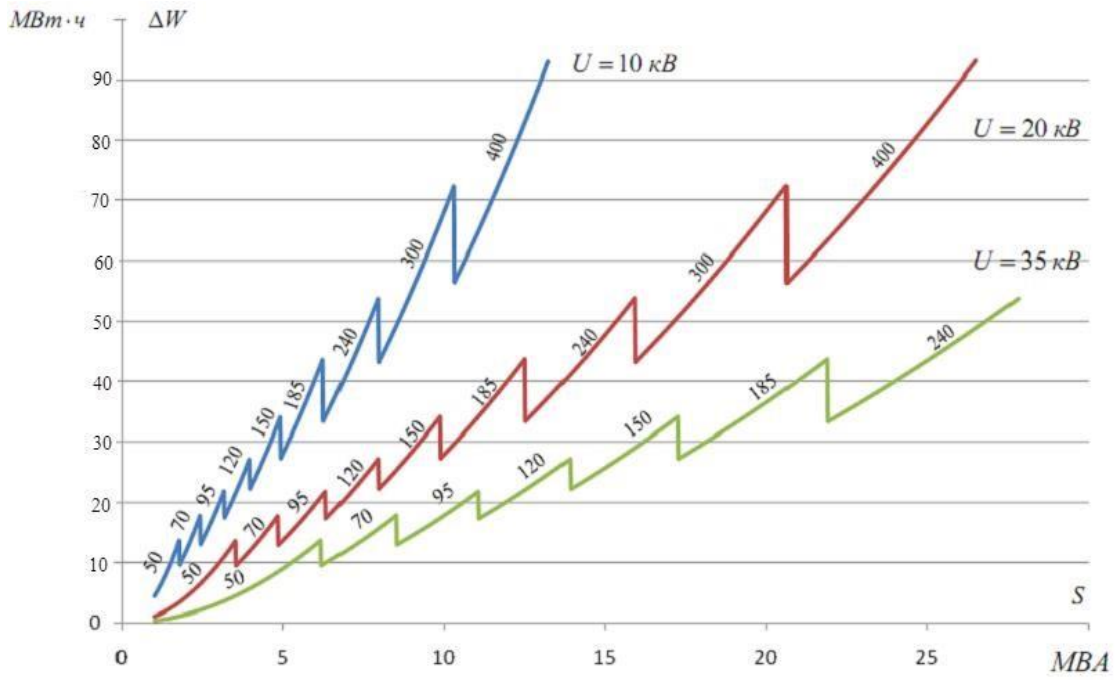


Рисунок 2.10 - Зависимость потерь электрической энергии в кабельной линии от передаваемой мощности и напряжения

Анализ зависимостей рисунка 2.9 показывает, что используя напряжение 20 кВ взамен 10 кВ, возможно увеличение длины распределительной сети СН-II в 1,5-2 раза, при этом значительно уменьшится сечение кабельной линии, а потери напряжения сохранятся на прежнем уровне. Радиус охвата кабельными линиями 20 кВ составляет около 25 км

(против 10 кВ – 15 км). Таким образом можно увеличить зону обслуживания потребителей, что позволит уменьшить количество понизительных подстанций 110/10, заменив их меньшим количеством 110/20. Это особенно необходимо в условиях плотной городской застройки с высокой стоимостью земли.

Анализ зависимостей рисунка 2.10 показывает, что потери энергии уменьшаются при переходе на более высокое номинальное напряжения. Поэтому применение 20 кВ для кабельных линий в городской сети позволит существенно уменьшить потери электрической энергии по сравнению с 10 кВ при передачи одной и той же мощности, но по кабелю меньшего сечения. В зависимости от передаваемой мощности потери активной мощности в линиях 20 кВ по сравнению 10 кВ уменьшатся в 2-3 раза. Таким образом, по линиям можно передать больше мощности потребителю. Однако наименьшие потери активной мощности будут иметь место при передаче на напряжении 35 кВ.

2.5 Передача электроэнергии по кабельным линиям 10-35 кВ

В качестве примера для расчета примем, что участок возлушной линии без ответвлений длиной 1 км, выполняется на промежуточных железобетонных опорах, с подвесными полимерными изоляторами, самонесущими изолированными проводами. По механической прочности применяются провода сечением не менее 25 $мм^2$ и не более 70 $мм^2$.

Пранализируем затраты на передачу электроэнергии по воздушным линиям выполненным проводом СИП 10, 20 и 35 кВ, расчет максимальной длины линий электропередачи по допустимой потере напряжения, потери мощности и электрической энергии в воздушных линиях различных номинальных напряжений.

Выбор экономически целесообразного напряжения для передачи определенной мощности производится путем сравнения дисконтированных затрат. Критерием экономичности является минимум дисконтированных затрат на 1 км воздушной линии для передачи энергии потребителю на различных номинальных напряжениях.

Расчет для передачи мощности 1500 кВА на напряжении 20 кВ.

I_p – расчетный ток воздушной линии, А,

$$I_p = \frac{1500}{\sqrt{3} \cdot 20} = 43{,}301.$$

Экономическое сечение, $мм^2$,

$$F_{эк} = \frac{43{,}301}{0{,}773} = 56{,}017.$$

Выбирается стандартное ближайшее сечение 50 $мм^2$, марка провода СИП-3 1х50 20кВ.

Выбранное сечение проверяется по нагреву в нормальном режиме,

$$I_p = 43{,}301 \le 195A.$$

Условие допустимого нагрева провода выполняется.

Потеря напряжения в воздушной линии, %,

$$\Delta U_{ВЛ} = \frac{1500 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}822 + 1500 \cdot \sqrt{1 - 0{,}95^2} \cdot 0{,}299}{20^2} \cdot 1 \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0{,}328.$$

Допустимая длина воздушной линии, по потерям напряжения, км

$$L_{доп} = \frac{10}{0{,}328} = 30{,}502.$$

Капитальные вложения в воздушную линию, тыс.тенге

$$K_Л = 6520 \cdot 14 + 3 \cdot 550 \cdot 14 + 3 \cdot 21870 \cdot 1 = 136250.$$

Издержки на обслуживание и ремонт воздушной линии, тыс.тенге/год

$$И_{о.р} = \frac{0{,}3}{100} \cdot 136250 = 408{,}750.$$

Издержки на амортизацию воздушной линии, тыс.тенге/год

$$И_{о.р} = \frac{3{,}6}{100} \cdot 149276 = 5373{,}94.$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт

$$\Delta P = 3 \cdot 43{,}30^2 \cdot 0{,}8221 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 4{,}624.$$

Число часов максимальных потерь, ч,

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{2500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 1225.$$

Потери электроэнергии за год в воздушной линии, МВтч

$$\Delta W = 4{,}624 \cdot 1225 \cdot 10^{-3} = 5{,}666.$$

Издержки на возмещение потерь энергии в воздушной линии, тыс.тенге/год

$$И_{пот} = 5{,}666 \cdot 2585{,}66 = 14649{,}72.$$

Дисконтированные затраты, тыс.тенге

$$З = 136250 + \sum_{t=1}^{5} \frac{408{,}750 + 14649{,}172}{(1+0{,}14)^{t}} = 264{,}427.$$

Аналогично производятся расчеты для всего диапазона передаваемых мощностей на напряжении 10 кВ. Расчет для напряжения 20 и 35 кВ аналоги-

по сравнению с 10 кВ экономически целесообразно на всем диапазоне рассматриваемых мощностей. Это обусловлено возможностью применения одинаковых опор для 10 и 20 кВ, но при этом подвешиваются провода меньшего сечения для передачи той же мощности. Увеличение стоимости воздушной линии связано лишь с применением более дорогих изоляторов. Использование СИП 35 кВ экономически целесообразно на всем диапазоне рассматриваемых мощностей. Однако, оборудование на 35 кВ значительно дороже, и его использование для распределительной сети существенно увеличит стоимость схемы электроснабжения. Поэтому окончательные выводы следует делать с учетом стоимости оборудования подстанции.

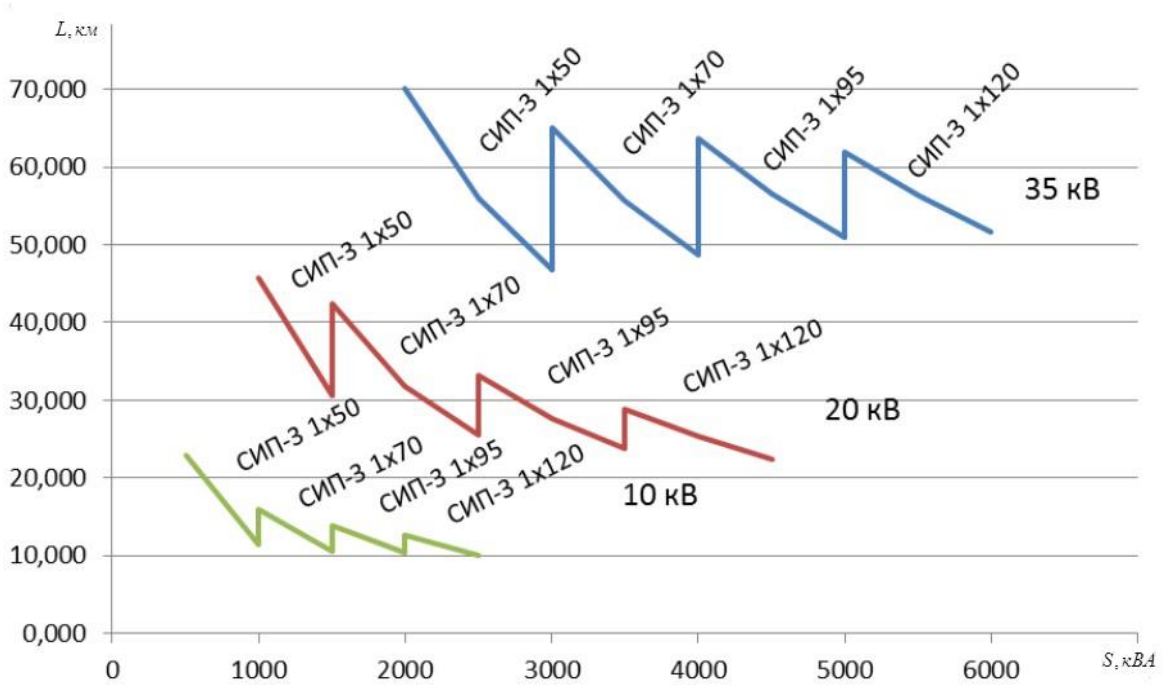


Рисунок 2.11 - Зависимость возможной длины воздушной линии, выполненной проводом СИП от передаваемой мощности и напряжения

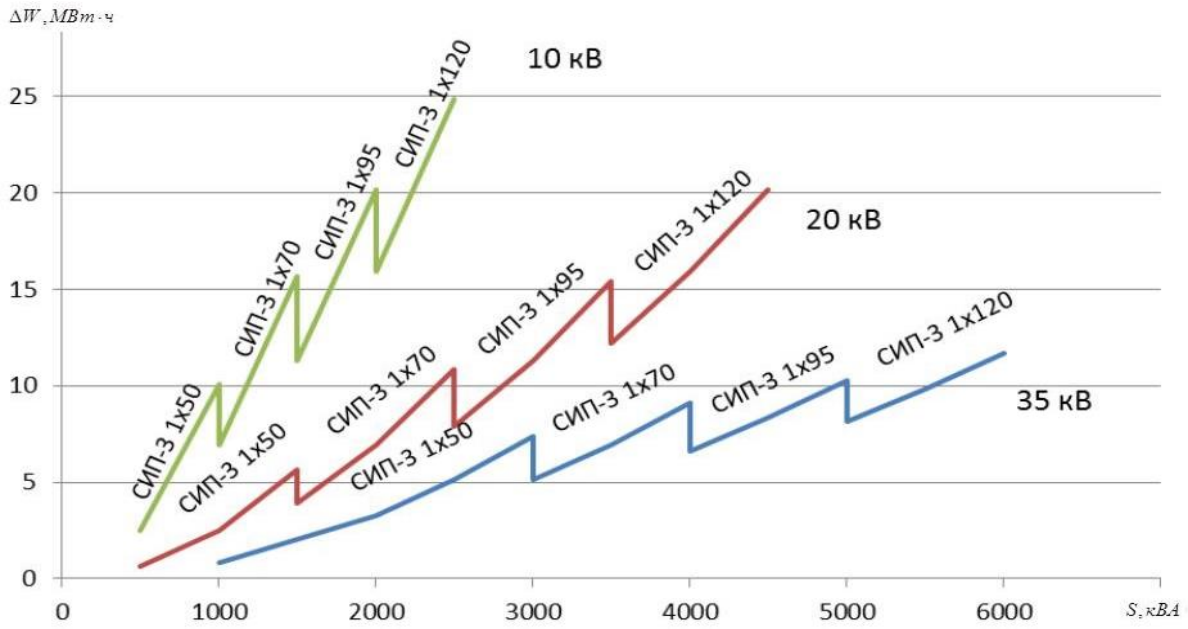


Рисунок 2.12 - Зависимость потерь электрической энергии в воздушной линии, выполненной проводом СИП от передаваемой мощности и напряжения

Путем выполнения численных исследований выполнена оценка области применения линий, выполненных проводами СИП 10 – 35 кВ, и получены номограммы, позволяющие выбрать сечение проводов в зависимости от передаваемой мощности при выполнении технических ограничений по допустимой потере напряжения и мощности. Анализ зависимостей (см.рисунок 2.11) показывает, что используя напряжение 20 кВ взамен 10 кВ, возможно увеличение длины распределительной сети СН-II в 1,5-2 раза, при этом значительно уменьшится сечение воздушной линии, а потери напряжения сохранятся на прежнем уровне. Таким образом можно увеличить зону обслуживания потребителей, что позволит уменьшить количество понизительных подстанций 110/10, заменив их меньшим количеством 110/20. Все это особенно актуально для сельской местности с большим расстоянием между потребителями.

Анализ зависимостей (см.рисунок 2.12) показывает, потери энергии в линиях, выполненных самонесущими изолированными проводами несколько меньше по сравнению с неизолированными проводами одинаковых сечений. Потери энергии уменьшаются при переходе на более высокое номинальное напряжение. Поэтому применение СИП 20 кВ в сельской местности позволит существенно уменьшить потери электрической энергии по сравнению с 10 кВ при передачи одной и той же мощности, но по проводу меньшего сечения. В зависимости от передаваемой мощности потери активной мощности в линиях 20 кВ по сравнению с линиями 10 кВ уменьшаются в 2-3 раза. Таким образом, по линиям можно передать больше мощности потребителю. Однако наименьшими потери активной мощности будут иметь место при передачи энергии на напряжении 35 кВ.

3 Расчет городских распределительных сетей

Выбор рационального напряжения распределительных электрических сетей является одной из основных задач. При условии роста электрических нагрузок во времени, что характерно для большинства распределительных сетей, номинальное напряжение сетей будет оптимальным только в течение определенного периода (при одном значении нагрузки), и рано или поздно может оказаться целесообразным переход на повышение напряжения с целью увеличения пропускной способности. Поэтому при проектировании распределительных электрических сетей с учетом динамики важную роль приобретают зависимости, позволяющие оценить эффективность принятой системы напряжений с учетом роста электрических нагрузок во времени.

Для исследования экономической целесообразности применения 20 кВ проводится расчет дисконтированных затрат в городской сети.

Для этого создается модель городской электрической сети (таблица 3.1, рисунок 3.1). Питание происходит от двух трансформаторов ТДН-16000/110. Принимается, что распределительная сеть может осуществлять питание потребителей на 10 кВ или на 20 кВ.

Таблица 3.1 - Электрические параметры модели

Сравниваемые параметры	Модель сети
Трансформатор 110 кВ	2хТДН-16000/110
Количество фидеров	12
Протяженность КЛ, м	57600
Сечения КЛ, $мм^2$	От 50 до 240
Количество трансформаторов 10(20)-0,4 шт	130
Мощность трансформаторов, кВА	От 160 до 1000
Суммарная мощность трансформаторов, кВА	59300
Количество метров кабеля на один трансформатор, м/тр	443,08
Средняя мощность трансформатора, кВА	456,2
Коэффициент загрузки трансформаторов 110 кВ	0,7
Коэффициент загрузки трансформаторов 10(20)/0,4 кВ	0,38

В расчете учитываются главная понизительная подстанция, воздушные линии 110 кВ, питающие подстанцию, кабельная линия, подстанции у потребителей, потери в трансформаторах и линии.

Выбор экономически целесообразного напряжения для модели городской сети производится путем сравнения дисконтированных затрат. Критерием экономичности является минимум дисконтированных затрат, с помощью которого определяется наиболее эффективное капиталовложение для создания сети.

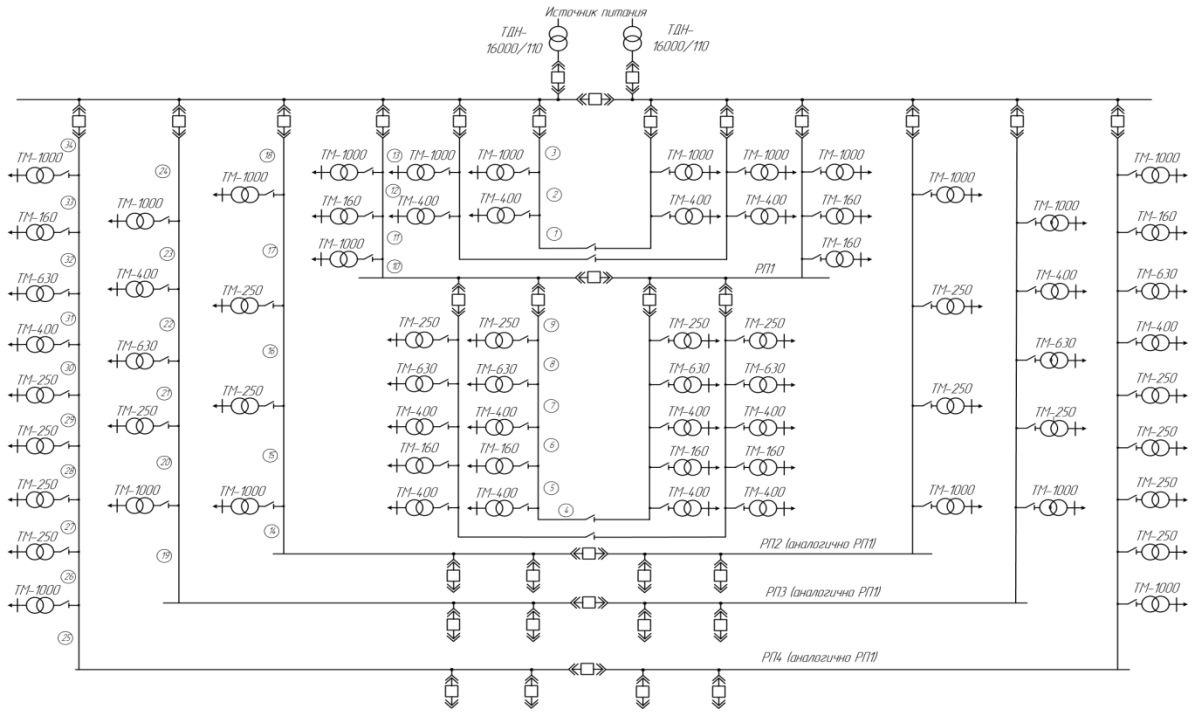


Рисунок 3.1 - Модель участка городской электрической сети

В таблице 3.2 приведены результаты расчета по сравнению дисконтированных затрат на классы напряжения 10, 20, 35 кВ.

Таблица 3.2 – Результаты расчета по сравнению дисконтированных затрат

Напряжение $U_{ном}$, *кВ*	Дисконтированные затраты З, тыс.тенге
10	373145,388
20	402526,995
35	472302,481

Из таблицы видно, что дисконтированные затраты на напряжение 10 кВ на 7,29% меньше, чем на 20 кВ, а затраты на напряжение 35 кВ на 14,77% больше, чем для 20 кВ.

На рисунке 3.2 представлено взаимное расположение подстанций 110/10, при этом распределительная сеть 10 кВ каждой подстанции имеет вид модели городской сети (см.рисунок 3.3). На подстанциях установлены трансформаторы ТДН-16000/110/10. Так как в сети на напряжение 20 кВ зона обслуживания в два раза больше, чем в сети 10 кВ, то две подстанции 110/10 заменяются одной подстанцией 110/20. При этом количество колец отходящих от подстанции 110/10 становится больше в два раза. Обычно, в городах средние расстояния между подстанциями 110/10 составляет 2 км. В связи с этим длину колец отходящих от подстанции 110/20 увеличивается на 1 км. На подстанции 110/20 устанавливаются трансформаторы ТРДН-40000/110/20.

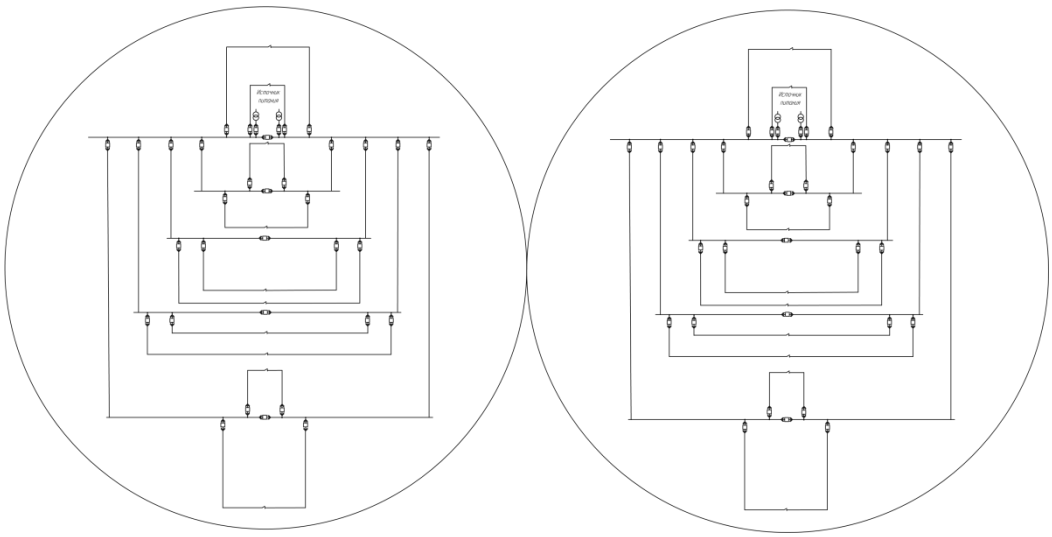


Рисунок 3.2 - Модель городской электрической сети 110/10

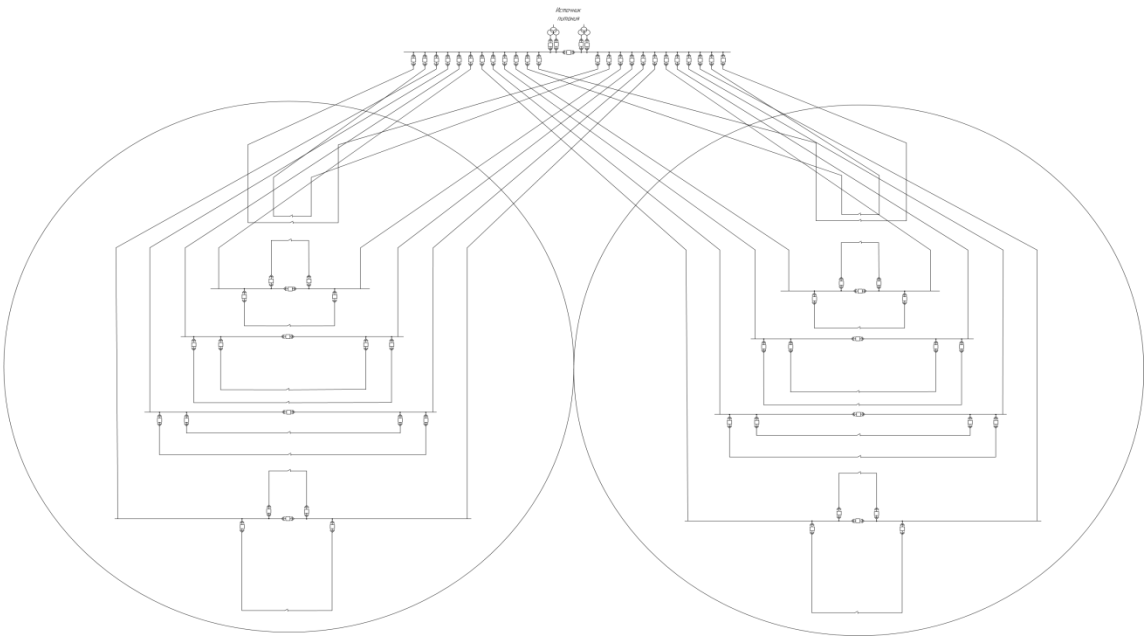


Рисунок 3.3 - Модель городской электрической сети 110/20

Выбор оптимальной конфигурации распределительной сети производится на примере участка городской сети. К рассмотрению принимаются два варианта схем электроснабжения:

1) питание участка городской сети осуществляется по кольцевой схеме от двух трансформаторных подстанций 110/20 кВ (см. рисунок 3.4). В данной схеме предусматриваются места нормального разрыва (деления) сети, в которых коммутационные аппараты (разъединители и выключатели) постоянно отключены. Они включаются по необходимости подачи электроэнергии от резервной линии или ее отключения для ремонта.

2) питание участка городской сети осуществляется от двух распределительных пунктов 20 кВ. Электроснабжения потребителей осуществляется по магистральной сквозной схеме (см. рисунок 3.5).

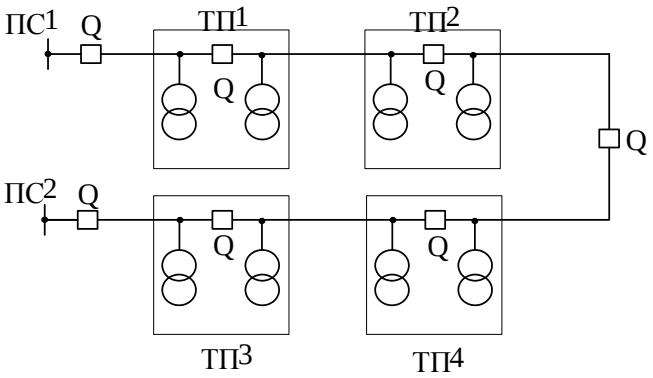


Рисунок 3.4 – Кольцевая схема электроснабжения

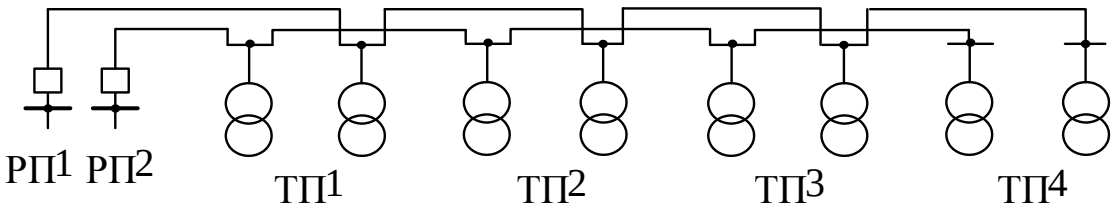


Рисунок 3.5 – Магистральная сквозная схема электроснабжения

Предполагается, что потребители рассматриваемого участка городской сети относятся ко 2 и 3 категории по надежности.

Применение напряжения 20 кВ в системе электроснабжения экономически целесообразно. Вместе с тем перевод городских распределительных сетей на повышенное напряжение 20кВ требует решения сложных экономических и технических задач.

В первую очередь проблема связана необходимостью замены практически всего трансформаторного хозяйства в системе электроснабжения города. Распределительная сеть в основном питается от линий 110 и 220 кВ. Прежде всего, необходимо изменить напряжение вторичных обмоток питающих трансформаторов 110 и 220 кВ, т.е. в питающих сетях необходимо установить трансформаторы 110/20 кВ или 220/20 кВ. Альтернативным вариантом такому дорогостоящему варианту является установка на питающей подстанции дополнительного трансформатора 10/20 кВ. Разработка и изготовление такого специального трансформатора значительно проще, чем трансформаторов 110/20 кВ или 220/20 кВ.

Выбор того или другого варианта электроснабжения может быть сделан только после проведения технико-экономических расчетов.

Распределение напряжения по распределительным пунктам или распределительным трансформаторным подстанциям осуществляется кабельными линиями. Перевод распределительной сети на 20 кВ требует

замены всего кабельного хозяйства на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на 20кВ. С учетом изношенности существующих кабельных сетей 6-10 кВ замена кабельных линий вне сомнения способствует повышению надежности электроснабжения.

Более значительный объем работ представляет замена оборудования распределительных подстанций, включая трансформаторы и все электротехническое оборудование на стороне высокого напряжения.

Возможность использования существующих зданий подстанций для установки оборудования 20 кВ прежде всего определяется возможностью установки основного оборудованием подстанции - силового трансформатора.

Как показал анализ номенклатуры силовых трансформаторов, основные габариты трансформаторов на (6) 10 и 20 кВ отличаются незначительно. Таким образом, габариты существующих подстанций позволяют установить в них трансформаторное оборудование класса напряжения 20 кВ без дополнительных затрат.

Аналогичный подход и при установке шкафов КРУ. В общем случае комплектное распределительное устройство представляет собой конструкцию, состоящую из отдельных металлических шкафов, соединенных между собой с помощью болтовых соединений. Металлический шкаф изготавливается, как правило, методом штамповки. Для целей унификации шкафы изготавливаются одинаковых размеров для классов напряжения 6,10,20 кВ.

Например, компания «Шнайдер Электрик» выпускает универсальные одинаковые шкафы с элегазовым выключателем на 10 и 20 кВ. Для обеспечения необходимой электрической прочности токопроводящих элементов класса 20 кВ относительно корпуса внутри шкафа предприняты дополнительные меры (применение шин с изоляционным покрытием, выравнивание электрического поля и др.).

Таким образом, анализ конструкций современных блочных КТП, анализ конструкций основного электротехнического оборудования показывает, что существующие компоновки зданий подстанций и их габариты позволяют установить в них высоковольтное оборудование класса напряжения 20 кВ.

4 Охрана труда и безопасность жизнедеятельности

4.1 Анализ условий труда в рабочей зоне

Согласно ГОСТу 12.1.005 – 88 «Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» выбираем IIа категорию работ для диспетчерской службы.

Даже при совершенной технологии и современном оборудовании не удается полностью исключить попадание в воздух производственного помещения вредных веществ. В этих случаях для защиты людей используется система вентиляции (организованный и регулярный воздухообмен в

производственном помещении, обеспечивающий создание благоприятных метеорологических условий и отвечающий требованиям технологического процесса).

Вентиляционные системы обеспечивают необходимые параметры микроклимата, а также заданный состав воздушной среды в производственных помещениях.

Показатели, характеризующие производственную среду рабочей зоны, относятся к санитарно – гигиеническим факторам.

Выбираем оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата по категории работ.

Таблица 4.1 - Оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата по категории работ

Период года	Категория работ	Температура		Относительная влажность		Скорость движения, м/с	
		Оптим.	Допуст.	Оптим.	Допуст.	Оптим.	Допуст.
Холодный	Средней тяжести IIа	18-20	15-24	40-60	75	0,2	Не более 0,3
Теплый	Средней тяжести IIа	21-23	17-23	40-60	65	0,3	0,2-0,4

4.2 Анализ опасности поражения электрическим током в электрических сетях

Все случаи поражения человека током в результате электрического удара являются следствием прикосновения человека не менее чем к двум точкам электрической цепи, между которыми существует некоторое напряжение.

Опасность такого прикосновения, оцениваемая, как известно, значением тока, проходящего через тело человека I_k, или напряжением, под которым оказывается человек, т.е. напряжением прикосновения $U_{пр}$, зависит от ряда факторов: схемы включения человека в электрическую цепь, напряжения сети, схемы самой сети, режима ее нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, а также от значения емкости токоведущих частей относительно земли и т.п.

Таким образом, указанная опасность не является однозначной: в одних случаях включение человека в цепь будет сопровождаться прохождением через него малых токов и окажется неопасным, в других – токи могут достигать больших значений, способных вызвать смертельное поражение человека. Здесь рассматриваются несколько схем электрических сетей с различными режимами нейтрали и определяются зависимости опасности включения человека в электрическую цепь, т.е. напряжения прикосновения и тока через человека, от перечисленных факторов. Эти зависимости необходимо знать при оценке той или иной сети по условиям техники безопасности, при выборе и расчете соответствующих мер защиты и, в

частности, заземления, защитного отключения, устройств контроля изоляции сети и пр.

Схемы включения человека в цепь тока могут быть различными.

Однако наиболее характерными являются две схемы включения: между двумя фазами электрической сети и между одной фазой и землей.

Разумеется, во втором случае предполагается наличие электрической связи между сетью и землей. Такая связь может быть обусловлена несовершенством изоляции проводов относительно земли, наличием емкости между проводами и землей и наконец заземлением нейтрали источника тока, питающего данную сеть.

Двухфазное прикосновение, как правило, более опасно, поскольку к телу человека прикладывается наибольшее в данной сети напряжение – линейное, а ток, проходящий через человека, оказываясь независимым от схемы сети, режима ее нейтрали и других факторов, имеет наибольшее значение, А;

$$I_h = \frac{U_л}{R_h} = \frac{U_ф\sqrt{3}}{R_h} \qquad (4.1)$$

где $U_л$ - линейное напряжение, В;

$U_ф$ – фазное напряжение, В;

R_h –сопротивление тела человека, Ом.

Случаи двухфазного прикосновения происходят очень редко. Они являются, как правило, результатом работы под напряжением в электроустановках до 1000 В – на щитах, сборках, на воздушных линиях (например, при замене сгоревшего предохранителя на вводе в здание) и т.п.; применения неисправных индивидуальных защитных средств – диэлектрических перчаток с проколами или разрывами резины, монтерского инструмента с поврежденной изоляцией рукояток и пр.; эксплуатации оборудования с неогражденными, голыми токоведущими частями (открытые рубильники, поврежденные штепсельные розетки,) провод с поврежденной изоляцией, незащищенные зажимы сварочных трансформаторов и т.п.).

Однофазное прикосновение является, как правило, менее опасным, чем двухфазное, поскольку ток, проходя через человека, ограничивается влиянием многих факторов.

Однако однофазное прикосновение возникает во много раз чаще. Поэтому в рассматриваемых нами сетях анализируются лишь случаи однофазного прикосновения. При этом в целях упрощения принимаем, что тело человека обладает лишь активным сопротивлением R_h а сопротивление растеканию ног человека $R_{oc} = 0$.

4.3 Трехфазная четырех проводная сеть с глухо заземленной нейтралью

Полная проводимость заземления нейтрали имеет значение:

$$Y_0 = \frac{1}{r_0}. \tag{4.2}$$

При нормальном режиме работы сети проводимости фазных и нулевого проводов относительно земли по сравнению с Y_0 имеют малые значения и с некоторым допущением могут быть приравнены к нулю, т.е.

$$Y_1 = Y_2 = Y_3 = Y_n = 0. \tag{4.3}$$

Так, напряжение прикосновения в действительной форме будет, В,

$$U_{np} = U_\phi \frac{Y_0}{Y_0 + Y_h} \tag{4.4}$$

или

$$U_{np} = \frac{U_\phi R_h}{R_h + r_0}, \tag{4.5}$$

а ток через человека, А,

$$I_h = \frac{U_\phi}{R_h + r_0}. \tag{4.6}$$

Согласно требованиям правил устройства электроустановок r_0 не должно превышать 10 Ом; сопротивление же тела человека R_h не опускается ниже нескольких сотен Ом. Следовательно, без большой ошибки в (4.2) и (4.3) можно пренебречь значением r_0 и считать, что при прикосновении к одной из фаз трехфазной четырех проводной сети с глухо заземленной нейтралью человек оказывается практически под фазным напряжением $U_ô$, а ток, проходящий через него, равен частному от деления $U_ô$ на R_h.

Пример 1. Человек прикоснулся к фазному проводу трехфазной четырех проводной сети 380/220 В с заземленной нейтралью.

Определить ток I_h, проходящий через человека. Дано: $r_0 = 4Ом$; $R_h = 1000Ом$; $r_1 = r_2 = r_3 = r_h = r = 10кОм$; $C_1 = C_2 = C_3 = C_n = C = 0{,}1мкФ$; $\left(X_c = 32кОм\right)$.

Решение. Поскольку полные проводимости каждой фазы и нулевого провода Y весьма малы по сравнению с проводимостью заземления нейтрали Y_0, т.е.

$$\left(\frac{1}{10^4}+j\frac{1}{32\cdot10^3}\right)\prec\frac{1}{4},$$

принимаем, что $Y_1=Y_2=Y_3=Y_i=0.$ Следовательно, мы вправе применить это выражение.

Тогда ток через человека: $\mathrm{I_h}=\dfrac{220}{100+4}\approx220$мА.

Очевидно, что и при других значениях r и C ток через человека будет иметь то же значение.

Из уравнения (4.4-4.5) вытекает еще один вывод: ток, проходящий через человека, прикоснувшегося к фазе трехфазной сети с заземленной нейтралью в период нормальной ее работы, практически не изменяется с изменением сопротивления изоляции и емкости проводов.

При аварийном режиме, когда одна из фаз сети, замкнута на землю через относительно малое активное сопротивление $r_{çì}$, ток через человека будет равен:

$$I_h=U_\phi\frac{r_{зм}+r_0\sqrt{3}}{r_{зм}r_0+R_h\left(r_{зм}+r_0\right)}. \qquad (4.7)$$

Однако в практических условиях сопротивления $r_{çì}$ и r_0 всегда больше нуля, поэтому напряжение, под которым оказывается человек, прикоснувшийся в аварийный период к исправному фазному проводу трехфазной сети с заземленной нейтралью, всегда меньше линейного, но больше фазного.

Пример 2. В сети, данные которой указаны в примере 1, человек прикоснулся к фазному проводу в период, когда другой провод был замкнут на землю через сопротивления $r_{зм}=100{,}50$ и 0,5Ом. Определить I_h, приняв $R_h=1000$ Ом.

Решение. Поскольку $Y\prec Y_{зм}$ т.е. $\left(\dfrac{1}{10^4}+j\dfrac{1}{32\cdot10^3}\right)\prec\dfrac{1}{100}$, принимаем проводимости всех проводов относительно земли равными нулю. Тогда ток через человека определится уравнением (4.7). При $r_{çì}=100$ Ом этот ток будет равен:

$$\mathrm{I_h}=220\frac{100+4\sqrt{3}}{100\cdot4+1000(100+4)}=226\text{мА}.$$

Таким образом, прикосновение человека к исправному фазному проводу сети с заземленной нейтралью в аварийный период более опасно, чем при нормальном режиме.

В процессе эксплуатации электроустановок нередко возникают условия, при которых даже самое совершенное конструктивное исполнение установок не обеспечивает безопасности рабочего, поэтому требуется применение специальных средств защиты- приборов, аппаратов, переносных приспособлений и устройств служащих для защиты персонала. К ним относятся:

Электрозащитные средства (перчатки, изолирующие штанги, изолирующие.

Электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические галоши и ковры, изолирующие подставки и т.п.)

В частности, с помощью этих средств обеспечивается безопасность работающего персонала.

4.4 Разработка мер электрической безопасности

Заземляющие устройства электроустановок выше 1кВ сети с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований либо к сопротивлению, либо к напряжению прикосновения, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве. Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкание на землю не должно превышать 10кВ. Напряжение выше 10кВ допускается на заземляющих устройствах, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановки. При напряжениях на заземляющем устройстве более 5кВ и до 10кВ должны быть предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы электроустановки.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории подстанции, занятой оборудованием, проложены продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединенные между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли и на расстоянии 0,08-1,0м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители проложены в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли. Расстояние между

ними увеличивается от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не превышают соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 16,0 и 20,0м. Размеры ячеек заземляющему устройству, не превышают 6х6м^2.

Горизонтальные заземлители проложены по краю территории, занимаемой заземляющим устройством, таким образом, что в совокупности они образуют замкнутый контур.

У входов и въездов на территории подстанции выравнивается потенциал путем установки двух вертикальных заземлителей у внешного горизонтального заземлителя напротив входов и въездов. Длина вертикальных заземлителей составляет 4 м, а расстояние между ними равно ширине входа или въезда.

Заземляющее устройство, которое выполнено с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, обеспечивает в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных. Сопротивление заземляющего устройстве и току замыкания на землю.

При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия было принято сумма времени действия защиты и полного времени отключения выключателя.

Размещение продольных и поперечных горизонтальных заземлителей определялось требованиями ограничения напряжений прикосновения до нормированных значений и удобством присоединения заземляемого оборудования. Расстояние между продольными и поперечными горизонтальными искусственными заземлителями не превышает 30 м, а глубина их заложения в грунт составляет 0,3 м. У рабочих мест заземлители проложены на меньшей глубине, при этом данное выполнение не снижает удобства обслуживания электроустановки и срока службы заземлителей. Для снижения напряжения прикосновения у рабочих мест выполнена подсыпка щебня слоем 0,1 м.

Заземляющего устройства для соблюдения требований, предъявляемых к его сопротивлению и к напряжению прикосновения, выполнялось с соблюдением следующих условии:

- заземляющие проводники, присоединяющие оборудование или конструкции к заземлителю, в земле прокладывалось на глубине не менее 0,3 м;

- вблизи мест расположения заземляемых нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей прокладывались продольные и поперечные горизонтальные заземлители в четырех направлениях.

При выходе заземляющего устройства за пределы ограждения электроустановки горизонтальные заземлители, находящиеся вне территории электроустановки, следует прокладывались на глубине не менее 1 м. Внешний контур заземляющего устройства при этом выполнялся в виде многоугольника с тупыми углами.

Ограда на электроустановках от которых отходят ВЛ 110 кВ, заземлена с помощью вертикальных заземлителей длиной 3 м, которые установлены у стоек ограды по всему периметру через 30 м.

Для исключения электрической связи внешней ограды с заземляющим устройством расстояние от ограды до элементов заземляющего устройства, расположенных вдоль нее с внутренней, с внешней или с обеих сторон, принято 2 м. Выходящие за пределы ограды горизонтальные заземлители, трубы и кабели с металлической оболочкой и другие металлические коммуникации проложены посередине между стойками ограды на глубине 0,5 м. В местах примыкания внешней ограды к зданиям и сооружениям, а также в местах примыкания к внешней ограде внутренних металлических ограждений выполнены кирпичные вставки длиной не менее 1 м.

При размещении электроприемников на внешней ограде их питание следует осуществить через разделительные трансформаторы. Линия, соединяющая вторичную обмотку разделительного трансформатора с электроприемником, расположенных на ограде, изолирована от земли.

Во избежание выноса потенциала питание электропроводников, находящихся за пределами заземляющих устройств электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью, осуществляться от трансформатора с изолированной нейтралью на стороне до 1 кВ по кабельной линии, выполненной кабелем без металлической оболочки и без брони, или по ВЛ.

5 Экономическое обоснование и мероприятия по повышению эффективности работы подстанций

Электроизоляционные материалы имеют чрезвычайно важное значение для электротехники. Эти материалы используются для создания электрической изоляции, которая окружает токоведущие части электрических устройств и разделяет друг от друга части, находящиеся под различными электрическими потенциалами. Назначение электрической изоляции — не допускать прохождения электрического тока по каким-либо нежелательным путям, помимо тех путей, которые предусмотрены электрической схемой устройства. Очевидно, что никакое, даже самое простое, электрическое устройство не может быть выполнено без использования электроизоляционных материалов. Кроме того, электроизоляционные материалы используются в качестве рабочих диэлектриков в конденсаторах. Наконец, к электроизоляционным материалам принадлежат и активные диэлектрики, т. е. диэлектрики с регулируемыми электрическими свойствами (сегнетоэлектрики, пьезоэлектрики, электреты и др.). В различных случаях применения к электроизоляционным материалам предъявляются самые разнообразные требования. Помимо электроизоляционных свойств большую роль играют механические, тепловые и другие физико-химические свойства, а также способность материалов подвергаться тем или иным видам обработки

при изготовлении из них необходимых изделий. Поэтому для различных случаев применения приходится выбирать и разные материалы.

Электроизоляционные материалы образуют наиболее многочисленный раздел электротехнических материалов вообще; количество отдельных видов конкретных электроизоляционных материалов, применяемых в современной электропромышленности, исчисляется многими тысячами.

Электроизоляционные материалы прежде всего могут быть подразделены по их агрегатному состоянию на газообразные, жидкие и твердые. В особую группу могут быть выделены твердеющие материалы, которые в исходном состоянии, во время введения их в изготовляемую изоляцию, являются жидкостями, но затем отвердевают и в готовой, находящейся в эксплуатации изоляции представляют собой твердые тела (например, лаки и компаунды).

Большое практическое значение имеет также разделение электроизоляционных материалов в соответствии с их химической природой на органические и неорганические.

Под органическими веществами подразумеваются соединения углерода (С), обычно они содержат также водород (Н), кислород (О), азот (N) или иные элементы. Прочие вещества считаются неорганическими; многие из них содержат кремний (Si), алюминий (A1) и другие металлы, кислород и т. п.

Многие органические электроизоляционные материалы обладают ценными механическими свойствами, гибкостью, эластичностью; из них могут быть изготовлены волокна, пленки и изделия других разнообразных форм, поэтому они нашли весьма широкое применение. Однако органические электроизоляционные материалы имеют относительно низкую нагревостойкость.

Неорганические электроизоляционные материалы в большинстве случаев не обладают гибкостью и эластичностью, часто они хрупки; технология их обработки сравнительно сложна. Однако, как общее правило, неорганические электроизоляционные материалы обладают значительно более высокой нагревостойкостью, чем органические, а потому они с успехом применяются в тех случаях, когда требуется обеспечить высокую рабочую температуру изоляции. В последние годы появились материалы со свойствами, промежуточными между свойствами органических и неорганических материалов, – это элементоорганические материалы, в молекулы которых, помимо атомов углерода, входят атомы других элементов, обычно не входящих в состав органических веществ и более характерных для неорганических материалов: Si, Al, P и др.

Поскольку величина допускаемой рабочей температуры изоляции имеет весьма существенное практическое значение, электроизоляционные материалы и их комбинации («электроизоляционные системы» электрических машин, аппаратов и др.) часто относят к тем или иным классам нагревостойкости.

Электроизоляционные, а также механические, тепловые, влажностные и другие характеристики электроизоляционных материалов заметно изменяются в зависимости от технологии получения и обработки материалов, наличия примесей, условий испытания и т. д..

Электроизоляционные материалы в большей или меньшей степени гигроскопичны, т. е. обладают способностью впитывать в себя влагу из окружающей среды, и влагопроницаемы, т.е. способны пропускать сквозь себя пары воды.

Вода является сильно дипольным диэлектриком с низким удельным сопротивлением, а поэтому попадание ее в поры твердых диэлектриков ведет к резкому снижению их электрических свойств. Особенно заметно воздействие влажности при повышенных температурах (30–40° С) и высоких значениях φв. близких к 98–100%. Подобные условия наблюдаются в странах с влажным тропическим климатом, причем в период дождей они могут сохраняться в течение длительного периода времени, что тяжело сказывается при эксплуатации электрических машин и аппаратов. В первую очередь воздействие повышенной влажности воздуха отражается на поверхностном сопротивлении диэлектриков. Для предохранения поверхности электро-изоляционных деталей из полярных твердых диэлектриков от действия влажности их покрывают лаками, не смачивающимися водой.

При экономическом сравнении вариантов схем сети определяют основные экономические показатели, характеризующие их строительство и эксплуатацию. Основными экономическими показателями электрической сети являются капитальные вложения на ее сооружения и ежегодные эксплуатационные издержки.

Расчет производим по методу среднегодового необходимого дохода (СНД).

$$СНД = К(И_{ПОСТ} + а + к_{Р} \cdot р) + И_{ПЕР}, \qquad (5.40)$$

где К - суммарные капиталовложения в строительство электрической сети;

$К_Р$ - поправочный коэффициент для нормативной рентабельности капитальных вложений:

$$к_{р} = 1 - \frac{к_{ам}}{к_{диск}} = 1 - \frac{1}{E_{диск} \cdot T} + \frac{1}{(1 + E_{диск})^{T} - 1}, \qquad (5.41)$$

где E диск - коэффициент дисконтирования, принимаем E диск = 0,14;

T - срок службы объекта;

$а$ - норма амортизации или реновации;

$р$ – норма прибыли (рентабельность), устанавливаемая

регулирующими органами для регулируемых энергокомпаний, принимаем p=12%;

$И_{\text{пост}}$ – постоянные издержки;

$И_{\text{пер}}$ – переменные издержки.

Срок службы ВЛ – 50 лет, РУ – 28,5 лет. Норма амортизации для ВЛ – 2%, для РУ – 3,5%. Постоянные издержки для ВЛ – 0,8%, для РУ – 4,9.

Рассчитаем поправочные коэффициенты к нормативной рентабельности для ВЛ и РУ соответственно:

$$\kappa_{pВЛ} = 1 - \frac{1}{0{,}14 \cdot 50} + \frac{1}{(1+0{,}14)^{50} - 1} = 0{,}86, \qquad (5.3)$$

$$\kappa_{pРУ} = 1 - \frac{1}{0{,}14 \cdot 28{,}5} + \frac{1}{(1+0{,}14)^{28{,}5} - 1} = 0{,}77. \qquad (5.42)$$

Принимаем нормативную рентабельность к капитальным вложениям 12%, тогда получим СНД при строительстве ВЛ и РУ:

$$СНД_{ВЛ} = К_{ВЛ}(0{,}008 + 0{,}02 + 0{,}86 \cdot 0{,}12) = 0{,}1312 К_{ВЛ}, \qquad (5.5)$$

$$СНД_{РУ} = К_{РУ}(0{,}049 + 0{,}035 + 0{,}77 \cdot 0{,}12) = 0{,}1764 К_{РУ}. \qquad (5.6)$$

Рассмотрим определение экономических показателей для варианта I.

Суммарные капиталовложения в ЛЭП сети.

$$К_{ВЛ1} = 57 \Sigma K_0 l = 57(14 \cdot 21 + 14 \cdot 17{,}89 + 10{,}5 \cdot 32 + 11{,}5 \cdot 40 + 14 \cdot 24 + 16{,}9 \cdot 32) = \\ = 128777{,}82 тыс.тенге.$$

Капитальные затраты на распределительные устройства (ОРУ, трансформаторы, компенсирующие устройства)

$$К_{РУ1} = 57(120 \cdot 4 + 36{,}3 \cdot 42 + 109 \cdot 2 + 84 \cdot 3 \cdot 2 + 63 \cdot 2 + 2{,}475 + 10 \cdot 5 + 9 \cdot 14 + \\ + 1{,}38 + 7{,}5 \cdot 4 + 8 \cdot 3{,}13) 92265{,}615 \ тыс.тенге.$$

Рассчитываем СНД:

$$СНД_1 = 0{,}1312 \ К_{ВЛ1} + 0{,}1764 \ К_{РУ1} = 0{,}1312 \cdot 128777{,}82 + 0{,}1764 \cdot 92265{,}615 = \\ = 33171{,}3 \ тыс.тенге/год.$$

Аналогично определяются капитальные затраты для вариант II.

$$K_{ВЛ2} = 57(14 \cdot 24 + 12{,}6 \cdot 17{,}89 + 10{,}5 \cdot 32 + 12{,}6 \cdot 57{,}67 + 16{,}9 \cdot 48 + 16{,}9 \cdot 32) =$$
$$= 169635{,}192 тыс.тенге$$

$$K_{РУ2} = 57(120 \cdot 3 + 42 + 36{,}3 \cdot 2 + 109 \cdot 2 + 84 \cdot 2 \cdot 3 + 63 \cdot 2 + 2.475 + 10 \cdot 5 + 9 \cdot 14 + 1.38 +$$
$$+ 7.5 \cdot 4 + 8 \cdot 3{,}13) = 88777{,}215 тыс.тенге$$

$$СНД_2 = 0{,}1312 K_{ВЛ2} + 0{,}1764 K_{РУ2} + \Delta WЦ = 0{,}1312 \cdot 169635{,}192 + 0{,}1764 \cdot 88777{,}215 +$$
$$+ 0{,}94 \cdot 5640963 = 5340422{,}15 тыс.тенге/год$$

где $\Delta W = \Delta W_{II} - \Delta W_{I} = 6251601{,}54 - 6106038{,}025$ - разность потерь электрической энергии, где ΔW_{I} - потери электрической энергии для первого варианта

$$\Delta W_1 = \Delta W_{ТР1} + \Delta W_{ЛЭП1} = 2\Delta P_X \cdot 8760 + \frac{1}{2}\Delta P_{КЗ}\left(\frac{S_i}{S_H}\right)\tau + \Delta P_{МАХ} \cdot \tau =$$

$$= 2(28{,}5 \cdot 3 + 39 + 21)8760 + \frac{1}{2}\left(120\left(\frac{30{,}4}{25}\right)^2 + 172\left(\frac{41{,}81}{40}\right)^2 + 120\left(\frac{32{,}48}{25}\right)^2 +\right.$$

$$\left. + 85\left(\frac{22}{16}\right)^2 + 120\left(\frac{24{,}9}{25}\right)^2 - \right)3521{,}13 + (68{,}84 + 51{,}16 + 40{,}84 + 30{,}16 + 12) \cdot 3521{,}13 =$$

$$= 6251601{,}54 тыс.тенге$$

$$\tau_1 = (0{,}124 + \frac{T_{МАХ}}{10^4})^2 8760 = \left(0{,}124 + \frac{5100}{10^4}\right)^2 8760 = 3521{,}13$$

где ΔW_{II} - потери электрической энергии для второго варианта:

$$\Delta W2 = \Delta W_{ТР1} + \Delta W_{ЛЭП} = 2\Delta P_X \cdot 8760 + \frac{1}{2}\Delta P_{КЗ}\left(\frac{S_i}{S_H}\right)\tau + \Delta P_{МАХ} \cdot \tau = 2(28{,}5 \cdot 3 + 39 + 21)8760 +$$

$$+ \frac{1}{2}\left(120\left(\frac{30{,}4}{25}\right)^2 + 172\left(\frac{41{,}81}{40}\right)^2 + 120\left(\frac{32{,}48}{25}\right)^2 + 85\left(\frac{22}{16}\right)^2 + 120\left(\frac{24{,}9}{25}\right)^2\right)3521{,}13 +$$

$$+ (64{,}56 + 35{,}44 + 35{,}56 + 4{,}44 + 12 + 10{,}5) \cdot 3521{,}13 = 6106038{,}025 \quad тыс.тенге$$

По критерию минимума СНД преимущество имеет вариант I. В связи с этим в дальнейшем вариант II не рассматривается, а расчет производится только для варианта I.

Бизнес-план

Для определения срока окупаемости проектируемой районной электросети нам необходимо составить бизнес-план, в котором будут указаны: сумма кредита, необходимой для создания электрической сети, величина процента за кредит, расценки за приобретаемую электроэнергию. В бизнес-плане описывается передвижение денежных средств предприятия

(финансовый план) и определяется его чистый годовой доход, который полностью идет на погашение долгосрочного кредита и процентов за него.

Данные:

Величина кредита – *К* – капиталовложения (из технико-экономического расчета): *К*=221043,44 т. тенге.

Численность персонала: *n*=30 чел.

Покупной тариф: $T_{покуп} = 4{,}7 тенге/кВт \times ч$

Средняя зарплата *W*=50000 тенге.

$T_{уст} = 5100 ч$

1. РЭС получает определенное количество электроэнергии по определенной цене:

$$П_{приоб} = T_{покуп} \sum N_{РЭС} T_{уст} = 4.7 \times 144 \times 5100 = 690336 т.тенге$$

где 144 – суммарная мощность потребляемая т. *А* в max режиме. $T_{уст}$ - время работы в max режиме: $T_{нб}$ (из данных) $П_{приоб}$ - стоимость приобретенной электроэнергии, т. тенге., $T_{покуп}$ - покупной тариф на электроэнергию, тенге/кВт×час, $\sum N_{РЭС}$ - мощность РЭС

2. Определение фонда оплаты труда и отчислений на социальные нужды:

$$ФОТ = 12 \times ЗП \times N,$$

где ЗП – зарплата работников, чел.

$$ФОТ = 12 \times 50000 \times 30 = 18000 \text{ т. тенге/год}$$

Отчисления на социальные нужды составляют 21% от ФОТ:

$$Q_{сн} = 0{,}21 \times 18000 = 3780 \text{ т. тенге.}$$

3. Отчисления на амортизацию:

$И_{ао} = 4420{,}87$ т. тенге (из технико-экономического расчета)

4. Затраты на эксплуатационные расходы на ЛЭП и силовое оборудование:

ЛЭП: 0,4% от $K_{ЛЭП}$ и равны 515,1 т. тенге

Силовое оборудование: 2% от $K_{ПС}$ и равны 1845,3 т. тенге
Всего затрат: З=2360,4 т. тенге

5. Определение тарифа на эл. энергию. По этому тарифу электроэнергия будет продаваться потребителю.

$$T_{реал} = 1{,}48 \text{ тенге} / \text{кВт} \times \text{час}$$

6. Реализованная эл. энергия: 792540 т. тенге
$П_{реал}$ - стоимость реализованной эл. энергии

7. Прочие расходы:

$$П_{пр} = 0{,}01 \times (П_{приоб} + ФОТ + Q_{сн} + И_{ао} + З) =$$
$$= 0{,}01 \times (691336 + 1800 + 640{,}8 + 4420{,}87 + 2360{,}4) = 6995{,}6 т.тенге$$

8. Налоги, относимые на себестоимость за год:
Налог на доходы: 13% от ФОТ – 234 т. тенге
Итого: $H_{с/с}$ = 234 т. тенге

9. Налоги, относимые на финансовые результаты:
Налог на имущество 2,2% от капиталовложений

$$H_{им} = 0{,}02 \times 221043{,}44 = 4862{,}96 \text{ т. тенге}$$

10. Балансовая прибыль:

$$П_{б} = П_{реал} - (П_{приоб} + ФОТ + Q_{сн} + И_{ао} + З + П_{пр} + H_{с/с}) = 1086912 - (690336 +$$
$$+ 1800 + 640{,}8 + 4420{,}87 + 2360{,}4 + 6995{,}6 + 234) = 857552{,}33 т.тенге$$

11. Налогооблагаемая прибыль:

$$П_{расч} = П_{б} - H_{ф} = 380124{,}33 - 4862{,}96 = 80889{,}37 \text{ т. тенге}$$

12. Налог на прибыль:

$$H_{пр} = 0{,}24 \times П_{расч} = 0{,}24 \times 375261{,}37 = 19413{,}45 \text{ т. тенге}$$

13. Чистая прибыль:

$$П_{чист} = П_{расч} - Н_{пр} = 80889{,}37 - 90062{,}7 = 61475{,}92 \text{ т. тенге}$$

14. Определение срока окупаемости:

$$T_{ОК} = \frac{К}{Э} = \frac{479455{,}842}{719752{,}47} \approx 1 \text{ год}$$

Таблица 5.1 - Расчет затрат на годовой отпуск электроэнергии предприятием

Статьи расходов	Сумма затрат, т. тенге
1. Стоимость приобретенной электроэнергии	690336
2. Прямые расходы на оплату труда:	18000
2.1. Зарплата	50.0
2.2. Отчисления на социальные нужды	3780
3. Амортизационные отчисления	4420,87
4. Прочие расходы	6995,6
5. Эксплуатационные расходы	719752,47
6. Срок окупаемости, год	1

Заключение

В распределительных электрических сетях, находящихся под управлением АО «АЖК» обозначился круг проблем, от решения которых во многом зависит надежное и эффективное функционирование распределительного сетевого комплекса в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Основным решением имеющихся проблем является потребность в существенном увеличении объемов технического перевооружения, реконструкции и нового строительства распределительных электрических сетей на основе применения современных инновационных подходов с целью преодоления продолжающегося процесса старения сетей и снижения степени их физического износа.

Повышение надежности и эффективности работы электрических сетей должно производиться с использованием инновационных технических решений и технологий, современного оборудования, новых подходов к планированию и реализации процессов реконструкции и технического перевооружения при обеспечении необходимыми инвестиционными ресурсами.

Решение вышеперечисленных проблем и задач позволит уже в ближайшем периоде развития распределительного электросетевого комплекса, обеспечить формирование распределительных электрических сетей нового поколения, соответствующих уровню сетей в технически развитых странах.

Список литературы

1 Выбор схем электрических соединений подстанций / С. Е. Кокин. - Екатеринбург: Издательство, 2001.

2 Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35 - 750 кВ. - 3-е изд., перераб. и доп. № 13865. Т.1. - М.: ВГПИ и НИИ Энергосетьпроект, 1991.

3 Ананичева С. С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Екатеринбург:, 1995.

4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989.

5 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под. ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1985.

6 Дукенбаев К.Д. Энергетика Казахстана. Пути ее интеграции в мировую экономику, Алматы: Ғылым, 1998.

7 Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / Под ред. Б. А. Князевского. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1983.

8 Новые главы в экономике: Учебное пособие / Н. К. Зайнашев, С. В. Ильин, Е. М. Сандомирский:, 1994.

9 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 2005.

10 Фёдоров А.А., Каменева В.В., Чернусский А.И., Стебунова Е.Д., Сидоров С.Т. Необходимость применения напряжения 20 кВ в распределительных сетях предприятий и городов // Электричество 1980 №8 с. 58-59.

11 Файбисович Д. Каким быть номинальному напряжению в распределительных сетях? // Новости электротехники. – 2009. – №3(57).

12 Тодирка С.Н. В большом мегаполисе за сетями 20 кВ – будущее.// Энергоэксперт. – 2010. - №5

13 Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. И доп.-М.: ЭНАС, 2009.- 392 с.: ил.

14 Разработка оборудования для перевода на повышенное напряжение (20 кВ вместо 10 кВ) систем отбора и распределения электроэнергии из «большой энергетики» для зданий и сооружений: Отчет о НИР (Этап 2). / Всероссийский эл. институт им В.И. Ленина; Руководитель В. В. Годулян; № ГР 01200957965. – Москва, 2009. –82 с.

15 Разработка экономического обоснования внедрения напряжения 20 кВ в системе распределения электроэнергии: Отчет о НИР / ГОУ ВПО «ВятГУ». – Киров, 2010. –135 с.

16 www.kegoc.kz/up_files/prog_razvitia.doc