МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системо

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Проектирование ПС 220/110/35 кВ в Алматинской региональной энергетической компании

Специальность 5В071800 - „Электроэнергетика"

Выполнил (а) Розлов Д.Н. Эу-13(б)
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Дүйсенова Ш.Т старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:
Жакупов А.А. к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «16» 05 20 16 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Балгазакова С.М. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «18» 05 20 16 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Тергеусизова М.А. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «01» 06 20 16 г.
(подпись)

Рецензент: Ахметова З.Б. нач. службы режимов ОДУ АО „НЭК"
(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 Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Фазолов Д.Н
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Проектирование ПС 220/110/35 кВ в Алматинской региональной энергетической компании

утверждена приказом ректора № 49 от «08» апреля 2016 г.

Срок сдачи законченной работы «30» мая 2016 г.

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

Схема электрической ПС 220 кВ Алмалинского района
Карта-схема участка эл. сети Алмалинской РЭК.
Варианты конфигурации развития сети Алмалинской РЭК

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

1. Составить и выбрать конфигурацию сети
2. Произвести выбор опор, сечений проводов, числа и мощности тр-в.
3. Тех.-экон. сравнение вариантов эл. сетей.
4. Произвести эл. расчет ремонтных работ выбранного варианта эл. сети
5. Расчет токов к.з для выбора основного оборудования ПС Новая

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта схема участка электрической сети Актюбинской РЭК
2. Вариант конфигурации развития сетей Актюбинской РЭК
3. Расчёт вариантов эл. сети
4. Тех. экономическое сравнение вариантов
5. Расчёт выбранного варианта развития эл. сетей
6. Мин режим, max режим.
7. Главная электрическая схема ПС Новая

Рекомендуемая основная литература

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в эл системах, 1985г.
2. Рук Ю.Б., Проектирование эл. части станции и подстанции, 1982.
3. ПУЭ РК, 2007г.
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем под ред. Рокотяна С.С.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
ЭНД	Байзакова С.М.	13.05.2016г.	
экономч. часть	Жакупов А.А	16.05.2016	
электрич часть	Дуйсенова Ш.Т		

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Сбор материалов по эл. части Алтайской РЭС	9.11.2015	выполнено
2	Составить и выбор конфигурацию сети	11.12.2015	выполнено
3.	произвести выбор, отбор, сечение проводов ЛЭП и мощности трансформаторов	10.02.2016	выполнено
4	тех. эк. сравнение вариантов	04.03.2016	выполнено
5	Произведение эл. расчёта режимов работы выбранного варианта эл. сети.	2.04.2016	выполнено
6.	расчёт т.к.з. для выбора оборудования ПС новой	20.05.2016	выполнено

Дата выдачи задания «19» 09 2015 г.

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

Руководитель _____ Дуйсенова М.Т.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Фозопов Д.Н.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада Ақмола қаласындағы 220/110/35 кВ РЭК-ің электр тораптарын жобалау мәселесі қарастырылған. Энергия жүйесінің үлкен қуатын талап ететін жаңа өндірістің пайда болуына, тұтынушылардың жүктемелерінің жылдам артуына, электр энергиясының тапшылық мәселесіне байланысты жаңа электр тарату желілерін және қосалқы стансаларды жобалаудың өзектілігі артып отыр. Жобада электр қосалқы жабдықтау өндірістік өңірі үшін қажетті барлық шаралар жасалды.

Аннотация

В данном дипломном работе рассматривается вопрос проектирования сети 220/110/35кВ Акмолинской РЭК. В связи с проблемой дефицита электроэнергии и быстрым увеличением нагрузок потребителей, появлением новых производств требующих больших мощностей от энергосистемы, назрела актуальность проектирования новых линий электропередач и подстанций. В проекте разработаны мероприятия необходимые для электроснабжения.

Annotation

B this diploma to work the question of development of network of Akmola 220/110/35 REK is examined. In connection with the problem of deficit of electric power and rapid increase of loading of consumers, by appearance of new productions of requiring high-powered from a grid, actuality of planning of new lines of electricity transmissions and substations came to a head. In a project events necessary are worked out for a power supply.

Содержание

	Введение……	7
1	О Электроэнергетики Республики Казахстан……	9
1.1	О состоянии электроэнергетики в Республике Казахстан…….	9
1.2	Характеристика сетей АО «Акмолинская РЭК»…….	18
2	Расчет вариантов электрической сети……	25
2.1	Составление и выбор конфигурации электрической сети…….	25
2.2	Предварительный расчет распределения мощностей…….....	27
2.3	Выбор сечения проводов ВЛ…….	32
2.4	Выбор числа и мощности трансформаторов……...	33
2.5	Составление схем электрических соединений……..	36
3	Техническое и экономическое сравнение вариантов……..	40
3.1	Определение капитальных вложений в первом варианте сети……..	41
3.2	Определение капитальных вложений во втором варианте сети……	41
3.3	Технико-экономическое сравнение вариантов……	42
4	Расчеты рабочих режимов выбранного варианта электрической сети……	44
5	Расчеты короткого замыкания и выбор оборудования для проектируемой ПС……..	48
5.1	Расчет токов короткого замыкания……	48
5.2	Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры……..	54
6	Безопасность жизнедеятельности……	58
6.1	*Анализ условий труда*……..	58
6.2	*Меры обеспечивающие электробезопасность*……..	59
6.3	*Меры безопасности при обслуживании электроустановок*……..	60
6.4	*Пожаробезопасность*……..	62
6.5	Правило безопасности при транспортировке и установке опор……	66
6.6	*Молниезащиты*……..	67
6.7	*Особенности при монтаже опор*……..	69
7	Экономическая часть……..	71
7.1	Экономическая оценка проекта……..	71
7.2	Экономическая и финансовая эффективность инвестиций…….	77
7.3	Технико-экономические показатели проектируемой ПС……	77
7.4	Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций..	78
	Заключение……	81
	Список литературы……..	82

Введение

Электрической подстанцией называются электроустановки, предназначенные для преобразования и распределения электроэнергии.

Главные схемы подстанции выбираются на основании схемы развития энергосистемы или схемы электроснабжения района.

На подстанциях 35 – 500 кВ обычно устанавливают один или два трансформатора (автотрансформатора). Выбор числа и мощности автотрансформатора производится с учетом требований к надежности электроснабжения, характера графиков нагрузки и допустимых систематических и аварийных перегрузок трансформаторов по ГОСТ.

При дипломном проектировании используют нормативные материалы, составленные на базе обобщения опыта проектирования, монтажа и эксплуатации электрических подстанций. Например, правила (ПУЭ), нормы (НТП), руководящие указания (по расчету токов короткого замыкания, выбору и проверки аппаратов и проводников по условию короткого замыкания).

Применяют типовые проектирования подстанций, принцип которого состоит в использовании при проектировании объекта ранее разработанных фрагментов проекта. Каждая проектируемая подстанция индивидуальна, поскольку индивидуальны исходные данные, условия и следовательно техническое задание на ее проектирование.

В настоящее время наблюдается рост потребления электроэнергии в нагрузочных узлах на всей территории Республики Казахстан и стран СНГ. Это связано с ростом предприятий на всей территории республики. Образуются новые энергоемкие производства

В данном дипломном проекте принимаются возможные перспективные нагрузки потребителей на 2016 год и по ним рассматривается проектирование электрических сетей 220/110/35 кВ Акмолинской РЭК. Развитие сети заключается в проектировании линий электропередач с помощью которых будет запитываться строящаяся подстанция – Новая.

Первый вариант развития сети выбран двухцепным, второй вариант схемы сети выбирается в одноцепном исполнении.

При выборе варианта схемы развития электрических сетей 110 кВ Акмолинской РЭК решаются следующие задачи: варианты построения сети проверяются по надежности электроснабжения и качества электроэнергии в нормальных и послеаварийных режимах, выбираются марки проводов и трансформаторов для сооружаемого объекта (ЛЭП и подстанции) и реконструируемых элементов существующей сети.

Оптимальное решение выбора вариантов сети осуществляется на основе технико-экономического сравнения вариантов развития электрических сетей энергосистемы. Наиболее экономичным следует считать вариант, имеющий наименьшие расчетные затраты.

Далее производим электрические расчеты установившихся режимов работы для выбранного варианта развития электрических сетей. Расчет произво-

дим на основе составленных схем замещения сетей, при помощи программы “TKZ”. Целью этого расчета является: расчет потерь мощности и энергии для оценки экономичности ее эксплуатации, выявление уровней напряжения в узлах сети и мероприятия по регулированию напряжения.

Для выбранного и расчитаного варианта сети произведем несколько типовых расчетов: экономический расчет для определения тарифов электроэнергии и срока окупаемости сооружаемых объектов (ЛЭП и подстанции); расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования на подстанции; для безопасности работы обслуживающего персонала рассчитываем взрывоопасность шкафов РУ и описываем для подстанции электро- и пожаробезопасность, также определяем санитарно-защитную зону и влияние электромагнитного излучения.

Проведение расчетов в дипломном проекте дает студенту возможность ознакомиться с методикой и задачами проектирования электроэнергетических сетей и систем.

1 О Электроэнергетики Республики Казахстан.

1.1 О состоянии электроэнергетики в Республике Казахстан

В соответствии с Законом Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-II «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 05.07.2006 г.) рынок электроэнергии состоит из оптового и розничного.

Единая электроэнергетическая система Казахстан (ЕЭС) по организационно-технологической структуре представляет структуру из экономически независимых образований, функции которых определены законодательно.

1. Национальная электроэнергетическая система НЭС (ОАО KEGOC), сформирована на базе системообразующих (межгосударственных и межсистемных) электрических сетей 220-500-1150 кВ, электрических сетей питающих крупных потребителей, линий выдачи мощности ТЭС и ГЭС. Электрические сети KEGOC, являются связующим звеном между мощными производителями, РЭКами и крупными потребителями, объединяют энергетические предприятия республики различных форм собственности в Единую электроэнергетическую систему.

2. Региональные электросетевые компании (РЭК), содержащие распределительные сети 110 кВ и ниже и выполняют функции передачи электроэнергии на региональном уровне.

3. Производители электроэнергии - независимые или интегрированные крупными промышленными потребителями электрические станции в лице акционерных обществ. По сообщению Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан в республике действуют 60 электростанций производители) из них 8- электростанций национального значения, 52 региональных электростанций, 22 региональных элетросетевых компаний (РЭК).

Имущественные комплексы 16 РЭКов находятся в частной собственности. В доверительное управление частным компаниям под инвестиционные обязательства переданы 2 РЭКа - Восточно-Казахстанская – АО - «ВК РЭК», Семипалатинская –Семипалатинский филиал АО « ВК РЭК».

В государственной собственности остаются 4 РЭКа, в том числе: АО «Мангистауская РЭК»-93,78% госпакета акций переданы АО «Холдинг Самрук», АО «Зпадно-Казахстанская РЭК»- 100% государственный пакет акций находится в доверительном управлении Акима Западно-Казахстанской области. В коммунальной собственности находятся: АО «Городские электрические сети»- электрические сети города Астана, ГКП «Костанайюжэлектросервис» (бывшие АО «Южные электрические сети».

В соответствии с Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384 « О Программе развития электроэнергетики до 2030 года», которая является стратегической, реализация программы развития электроэнергетики республики осуществляется поэтапно, и состоит их четырех этапов по годам:

• I этап программы - 1999-2005 годы

• II этап программы - 2006-2010 годы

• III этап программы - 2011-2015 годы

• оценка - 2016-2030 годы

На первом этапе реализации программы развития отрасли осуществлено:

• в Казахстане создан и функционирует рынок электроэнергии, состоящий из двух уровней – оптового рынка (децентрализованной торговли) и розничного рынка электроэнергии;

• создана новая организационная структура управления, состоящая из экономически независимых образований;

• проведена реструктуризация электроэнергетической отрасли: 80% энергоисточников приватизированы или переданы в управление;

• организован общедоступный конкурентный рынок электроэнергии;

• определена дальнейшая программа развития рынка электроэнергии.

Поэтапная реализация программы развития отрасли электроэнергетики включает структурные реформы по организационно-правовой форме собственности, техническое перевооружение и модернизацию действующих производственных мощностей и передающих сетей, ввод новых мощностей, с целью обеспечения энергетической независимости внутреннего потребления. Для дальнейшего формирования Единой энергетической системы страны, которая является одной из стратегических составляющих концепции развития электроэнергетики Казахстана, необходимо строительство ряда крупных межсистемных линий электропередачи.

В целях обеспечения дальнейшего развития рыночных отношений в электроэнергетике и повышения эффективности функционирования электроэнергетической отрасли Постановлением Правительства Республики Казахстан от 18 февраля 2004 года N 190 « О мерах по дальнейшему развитию рыночных отношений в электроэнергетике Республики Казахстан (с изменениями, внесенными постановлением Правительства РК от 27.09.04 г. N 987)» одобрена Концепция дальнейшего развития рыночных отношений в электроэнергетике Республики Казахстан и утвержден План мероприятий по ее реализации на среднесрочный период 2004-2006 гг. В Концепции к проблемным вопросам развития оптового и розничного рынков электроэнергии отнесены:

• отсутствие рыночных механизмов поддержания баланса между фактическими и контрактными величинами производства-потребления электрической энергии в ЕЭС Казахстана в режиме "реального времени"; не разработаны меры по обеспечению оперативных резервов генерирующих мощностей в ЕЭС Казахстана, необходимых для ее устойчивого функционирования и надежного электроснабжения потребителей;

• на розничном рынке основными проблемами, требующими своего решения, являются: существование различных организационно-структурных схем электроснабжения в регионах страны - от вертикально интегрированных до выделенных в самостоятельные юридические лица районных электрических сетей (РЭС), разделенных существовавших ранее РЭКов на самостоя-

тельные юридические лица в виде областных и городских электрических сетей;

• незавершенность приватизации РЭКов;

• отсутствие конкуренции в сфере поставки электроэнергии розничным потребителям;

• несовершенство тарифной методологии на передачу электроэнергии по сетям регионального уровня в части отсутствия стимулов у РЭКов к снижению нормативных и сверхнормативных (коммерческих) потерь;

• отсутствие у РЭКов раздельного учета затрат при осуществлении функций по передаче электроэнергии и электроснабжению розничных потребителей;

• отсутствие в программе развития электроэнергетики раздела по развитию электрификации сельских населенных пунктов;

• необходимость создания условий для работы электростанций с комбинированным типом производства электроэнергии и тепла на конкурентном рынке электроэнергии;

• низкий уровень привлечения инвестиций в реконструкцию и обновление электра - и теплосетевого хозяйства.

Общей проблемой, тормозящей проведение рыночных реформ в электроэнергетике, является отсутствие необходимых систем коммерческого учета у субъектов рынка, что не позволяет проводить почасовую торговлю электроэнергией на внутреннем рынке и соблюдать установленные почасовые величины межгосударственных перетоков. Эти проблемы не способствуют финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности отрасли, дальнейшему развитию и углублению рыночных отношений.

Изношенность основных фондов РЭКов и электростанций достигла критического предела, что уже в ближайшие годы может привести к самым серьезным негативным последствиям.

Программой развития электроэнергетики Казахстана предполагалось в рамках создания единой энергетической системы Казахстана реализацию схемы объединения Северного и Южного Казахстан, что позволило бы обеспечить энергетическую независимость Южного региона от государств Центральной Азии. Основным центром генерации и передачи энергии по расчету правительства должен был быть Северный регион (с избыточной электроэнергией), недостающая часть энергии для южных регионов должна была поступать с Киргизии, частично вырабатываться Жамбылской ГРЭС. Однако ввиду ошибочности расчетов правительства программный проект не реализован до сего времени. На сегодняшний день Север не является энергоизбыточным регионом, Киргизия отказалась от поставок, что касается Жамбылской ГРЭС, то ее мощности не могут обеспечить потребность энергии южного региона вследствие повышения цен на газ и мазут, оптовые цены Жамбылской ГРЭС оказались высокими, что поставщики не могут приобретать электроэнергию из-за отсутствия средств. Одним из путей решения проблемы энергетической независимости является освоение Амангельдинского месторождения природ-

ного газа, однако насколько это месторождение позволит решить вопрос об обеспечении газом ГРЭС остается до конца не понятным. Расчеты правительства по решению проблемы обеспечения электроэнергией южные регионы страны оказались неверными, а строительство линии Север-Юг на сегодняшний день не обеспечено необходимыми источниками электроэнергии в северных регионах страны.

В соответствии с поручением Главы государства Министерством энергетики и минеральных ресурсов проведена корректировка Программы (утверждена Приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов от 22.05.2006 г. №160). В 2006году в правительстве обсуждались перспективы развития электроэнергетической отрасли Казахстана. В ходе обсуждения было отмеченное, что на сегодняшний день наблюдается тенденция увеличения темпа энергопотребления - 5%-6% ежегодно. Особо ощутимо это на юге и западе страны. В начале нынешнего года глава государства поручил правительству разработать комплекс мер по преодолению этих тенденций. В ходе совещания было высказано мнение о том, что в республике необходимо выработать комплекс мер с целью создания благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство новых энергетических объектов. При этом особое внимание, должно было быть обращено на "обветшалость" оборудования сетевых компаний в регионах. По прогнозам экспертов, при нынешних темпах роста дефицита энергии к 2009 году показатель может достичь 3 млрд. кВт-час. Активная работа по предотвращению дефицита ведется уже несколько лет. В частности, в настоящее время реализуются проекты по строительству второй линии электропередачи Север-Юг, второй очереди ТЭЦ-2 Астаны, межрегиональной линии Северный Казахстан - Актюбинская область, Мойнакской ГЭС в Алматинской области, Кандыагашской ГТЭС и других.

По прежнему актуальными остаются проблемы тарифной политики отрасли. Действующая на сегодняшний день методика расчета тарифов как на услуги по передаче электроэнергии по национальной электрической сети, так и по сетям регионального и местного уровней не включает инвестиционной составляющей, в соответствии с которой компенсация затрат компаний по инвестициям рассчитывается на основании коэффициентов при расчете тарифов. Такая методика согласно Концепции сегодня используется в пилотных проектах по нескольким РЭКам, имеющим инвестиционную программу. Методика расчета по инвестиционной составляющей способствует снижению издержек производства и нормативно технических потерь электроэнергии, инвестиционной привлекательности отрасли. Повышение тарифов должно быть объяснимо для потребителей, как это предусмотрено законодательством и должно учитывать платежеспособность основной части населения республики.

В соответствии с Концепцией на первом этапе (до 1 апреля 2005 года) должна была быть принята единая для всей территории страны методика разделения затрат между электрической и тепловой энергией при комбинированном типе производства на ТЭЦ, а также методика распределения затрат между

тепловой и электрической энергией, в которой будут учитываться конкурентные цены на электроэнергию.

В случае роста уровней тарифов на тепловую энергию при внедрении новой методики определения тарифов в местных бюджетах предусматриваются расходы на выплату жилищно-коммунальных пособий в соответствии с действующим законодательством. На втором этапе (01.04.2005 года - 31.12.2006 года) – должен был быть обеспечен переход к конкуренции между электроснабжающими организациями, устранение барьеры для конкурентных электроснабжающих организаций.

В случае роста уровней тарифов на тепловую энергию при внедрении новой методики определения тарифов в местных бюджетах предусматриваются расходы на выплату жилищно-коммунальных пособий в соответствии с действующим законодательством. На втором этапе (01.04.2005 года - 31.12.2006 года) – должен был быть обеспечен переход к конкуренции между электроснабжающими организациями, устранение барьеры для конкурентных электроснабжающих организаций.

В Концепции предусмотрено, что высокая степень износа основных производственных фондов электрических станций, электрических и тепловых сетей, низкий уровень амортизационных отчислений и инвестиций ведут к невосполнимому выбытию энергетического оборудования. Для того чтобы предотвратить негативные последствия нарастающего износа оборудования, будет создан реальный источник финансирования "инвестиционной составляющей" цен (тарифов) на электроэнергию для восстановления энергетического оборудования электростанций.

Для восстановления энергетического оборудования будет пересмотрена методика расчета амортизационных отчислений в сторону увеличения с учетом особенности отрасли. В расчетах амортизационных отчислений по энергетическому оборудованию должна быть отражена реальная или восстановительная стоимость оборудования. Соответствующие изменения в действующий Налоговый кодекс РК в части изменения амортизационных отчислений для восстановления энергетического оборудования не внесено. Однако, уже в конце 2006 года энергоснабжающие организации, например ТОО «Онтустик жарык» подала заявку на повышение тарифа с 5,8 тенге до 7,79 тенге за кВт-ч с учетом НДС.

Депутаты и представители общественности резко отреагировали на предложение о повышении стоимости электроэнергии. В течение года предприятие получает дешевую электроэнергию от Шардаринской ГЭС, от ТЭЦ-3, из северных источников, из Киргизии, а продают по 5,8 тенге. Депутаты Южно- Казахстанского и Шымкентского маслихатов выступают за возвращение предприятия в коммунальную собственность. Частные компании, например, АЖК, за период управления не вложили никаких инвестиционных средств в развитие и обновление фондов. Показательна в этом отношении деятельность АЖК, которая при рентабельности 25% практически привела компанию к банкротству. Что касается электрификации сельских населенных пунктов, то

по сообщению Министерства экономики и бюджетного планирования, острота проблемы такова, что к началу 2006 года в 1386 сельских населенных пунктах (20% от количества подключенных к центральной электросети) воздушные электрические линии, находящиеся на балансе предприятий, отработали свой нормативный срок и требуют замены, их дальнейшая эксплуатация опасна для жизни. Кроме того, на начало 2006 года 226 сел не подключены к центральной энергосистеме.

По информации Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан электрификация СНП предусматривается «Государственной программой развития сельских территорий Республики Казахстан на 2004-2010 годы, разработанной Министерством сельского хозяйства Республики Казахстан, а также акиматами областей и заинтересованными министерствами и агентствами. Финансирование инвестиционных проектов осуществляется за счет средств республиканского и местного бюджетов.

При обсуждении на заседании депутатской группы "Аймак»" в октябре 2006 года итогов реализации Указа Президента Республики Казахстан от 10 июля 2003 года о государственной программе "Развитие сельских территорий на 2004-2010 годы" было отмечено, что на первоначальном этапе реализации программы в период 2004-2006 годы предусматривалось строительство новых электролиний в 178 СНП, ремонт и реконструкция линий электропередач в 1470 СНП. Однако, как отметили депутаты, программы электрификации населенных пунктов (СНП) нет, на сегодня не электрифицировано 298 сельских населенных пунктов. Кроме того, много зимовок и фермерских хозяйств, которые не имеют электричества. Высоковольтные электролинии в основном находятся в частном секторе. Государственного участия, особенно в низковольтной части практически нет. То есть направлять бюджетные инвестиции на развитие вот этого сектора могут позволить себе местные исполнительные органы, а республиканский бюджет на себя это не берет.

По информации Министерства экономики и бюджетного планирования за 2004-2006 годы из всех источников для строительства, реконструкции и ремонта объектов энергетики направлено 4,3 млрд. тенге. На эти средства охвачены строительством и реконструкцией 320 объектов СНП и 2984 км. воздушных линий электропередач. В 2464 СНП капитально отремонтированы более 2200 объектов электроснабжения сел. Однако, принимаемые меры не снимают остроту проблемы электрификации населенных пунктов, старение энергетического комплекса продолжается.

По мнению экспертов, мощности за годы реформ стали старее на 15-20 лет, большая часть оборудования уже отработала свой ресурс и элементарно подлежит замене. Располагаемая мощность станций за эти годы не возросла. Фактически, в 2006-м году энергетика Казахстана практически исчерпала свои ресурсы.

В текущем 2007 году правительство принимает кардинальные решения по развитию электроэнергетики Казахстана. По сообщению МЭРТ и АО «KEGOK» в соответствии с разработанным планом мероприятий по развитию

электроэнергетической отрасли до 2015 года предусмотрены конкретные меры по реконструкции, модернизации существующих и строительству новых генерирующих мощностей, объектов Национальной электрической сети и региональных электросетевых компаний с определением по каждому объекту объемов и источников финансирования, предполагаемых сроков ввода.

Выполнение намеченных мероприятий позволит добиться реального роста производства электроэнергии, к 2015 году выработка электроэнергии достигнет 120 млрд. кВт-ч, при этом прогнозируется увеличение экспортного потенциала электроэнергетики до 5,4 млрд. кВт-ч и снижение импорта до 2,3 млрд. кВт-ч.

Общий объем инвестиций в генерирующий сектор электроэнергетики Казахстана до 2015 года должен составить 525,8 млрд. тенге Увеличение генерации электроэнергии предполагается за счет увеличения часов использования располагаемой мощностей ТЭС с сегодняшних 5000 до нормативных 6000 часов в год, что позволит поднять потолок по выработке электроэнергии до 80 млрд. кВт-ч. Параллельно нужно провести мало- затратную модернизацию существующих электростанций. Модернизация шести энергоблоков Аксуйской ГРЭС, реабилитация трех энергоблоков Экибастузской ГРЭС-1, а также восстановление (замещение) мощностей Карагандинской ГРЭС и ряда станций регионального значения позволит до 2015 года увеличить объем производимой в Казахстане электроэнергии еще на 10 млрд.кВт-ч, то есть довести ее уровень до 90 млрд. кВт-ч в год.

Вместе с тем, с 2006 по 2015 год нужно ввести в строй новые генерирующие объекты, способные дополнительно обеспечить около 4600 Мт располагаемой мощности. В качестве ключевых проектов рассматривается строительство третьего и четвертого блоков Экибастузской ГРЭС-2 (1000 МВт). Новой электростанции в Южном Казахстане (1000 МВт), а также газовых электростанций и парогазовых установок в западном регион республики (суммарно 1300 МВт). Будут внесены изменения в структуру генерирующих мощностей. Так, доля гидроэнергетики в общем балансе национальной энергосистемы в ближайшие 5-10 лет должна увеличиться с 12% до 20%, прежде всего за счет строительства в Казахстане новых пиковых ГЭС. В мае текущего года запущено строительство самой крупной Мойнакской ГРЭС, с предполагаемой мощностью 300 МВт, предполагается строительство Кербулакской ГЭС на реке Или, что позволит на 160 МВт увеличить мощность Капшагайской ГЭС для покрытия пиковых нагрузок в зимний период. Планируется провести модернизацию Шардаринской ГЭС и строительство Булакской ГЭС на реке Иртыш. Последний проект позволит дополнительно высвободить 500 МВт пиковой мощности на Шульбинской ГЭС. Предполагается строительство Карагандинской ТЭЦ-4, Балхашской ТЭЦ, Семипалатинской ТЭЦ-3, ТЭЦ-3 в городе Астане, Кандыагагашской, газотурбинных электростанций на западе Казахстана. В электросетевом строительстве предусматривается завершение сооружения второй линии электропередачи 500 кВ транзита «Север-юг», и межре-

гиональной линии электропередачи 500 кВ «Северный Казахстан-Актюбинская область.

На стадии предварительной разработки находится ТЭО проект энергомоста Казахстан-Китай. Проект включает строительство 12 энергоблоков для новой ГРЭС-3 мощностью 7200 МВт в Экибастузе и линии электропередачи напряжением 800 кВт и протяженностью около 4 тыс. км для экспорта казахстанской электроэнергетики в Китай. Предполагается, что ежегодная выработка ГРЭС составит около 40 млрд. кВт-ч электроэнергии. Предполагается расширение влияние казахстанской электроэнергетики – инвестиции в проекты соседних государств. В частности участие в строительстве Камбартинских ГЭС-1 и ГЭС-2, софинансирование таджикского проекта по сооружении. ЛЭП 500 кВт из Таджикистана в Казахстан через территорию Кыргызстана. Разрабатывается ТЭО строительства в Мангистауской области атомной электростанции, а также возможность строительства АЭС неподалеку от озера Балхаш в городе Курчатове (Восточно-казахстанская область). Реализация намеченных мероприятий требует привлечения значительных финансовых средств, в объеме более 1,8 трл. тенге. По мнению МЭМР процедура утверждения инвестиционных программ субъектов естественной монополии в территориальных подразделениях госагентства по регулированию естественных монополий (АРЕМ) требует реальных подходов в ее упрощении. На сегодня утверждены только 5 программ электросетевых компаний, это не их вина.

В соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан от 8 октября 2004 года № 1044 «Об утверждении Правил присоединения дополнительных мощностей и компенсирования затрат для реконструкции и расширения объектов электроэнергетических установок (с изменениями от 13.01.2006 г.)» Энергопередающая организация заключает с потребителем договор на присоединение дополнительных мощностей, предусматривающий объем, сроки перечисления средств за присоединяемую мощность и порядок возврата потребителю данных средств. Затраты на покрытие естественного прироста мощностей осуществляются за счет собственных доходов энергопередающей организации. Потребитель энергии обеспечивает компенсирование затрат энергопередающей организации на расширение и реконструкцию сетей транспортировки энергии общего пользования на возвратной основе в порядке, установленном государственным органом, осуществляющим контроль и регулирование деятельности в сфере естественной монополии.

При этом размер платы за единицу присоединяемой тепловой или электрической мощности (за 1 Гкал/ч или 1 кВт.) определяется на основе утвержденного Плана развития тепловых и электрических сетей городов, районов и областей. План согласовывается с уполномоченными органами в сфере электроэнергетики, контроля и регулирования деятельности в сфере естественной монополии и утверждается местными исполнительными органами. Размер платы за единицу присоединяемой тепловой или электрической мощности (за 1 Гкал/ч или 1 кВт.), в пределах охватываемого Планом территории (город,

район), для всех потребителей, претендующих на подключение дополнительных мощностей, является единым.

На очередном заседании депутатской группы «Аймак» в сентябре 2006 года Госхолдинг по управлению государственными активами «Самрук» предоставил информацию о развитии АО «KEGOK», в соответствии с которым за 2005 год произошло снижение чистого дохода компании, увеличились удельные затраты на передачу электроэнергии по сетям «KEGOK», увеличились показатели чистого долга в связи с освоением заемных средств. К объективным факторам, влияющим на снижение показателей компании были отнесены факторы непроизводственных инвестиций, низкий уровень тарифов на основные виды услуг, реализация проектов, не имеющих отдачи в отчетном периоде. В 2006 году в развитии АО «KEEGO» наблюдается положительная динамика, однако энергетические компании по прежнему поднимают вопрос о повышении тарифов, с целью обеспечения возвратности инвестиционных средств вложенных в развитие экономики производства.

1. Развитие энергетического комплекса страны достигла критического предела старения основных фондов, что выразилось в энергетическом кризисе южных регионов страны в текущем году, повышении тарифов по предоставлению услуг поставщиками тепла и энергии.

2. Поэтапная реализация программы развития электроэнергетики до 2030 года не реализована в полной мере, отсутствует прозрачность и обоснованность экономической эффективности использования денежных средств направляемых на развитие отрасли энергетики.

3. Отсутствует отраслевая программа электрификации сельских населенных пунктов, полностью пришли в негодность линии электропередач на селе.

4. Инвестиционная политика развития отрасли направлена в основном на использование заемных средств, не используются инструменты рыночных механизмов инвестирования отрасли.

5. Увеличивается рост дефицита электроэнергии по регионам.

В целях обеспечения реализации намеченных программных задач обеспечения энергетической независимости государства, развития инвестиционной привлекательности отрасли, устранения дефицита энергообеспечения регионов, обновления фондовых ресурсов предлагается:

• обеспечить привлечение инвестиций в развитие отрасли электроэнергетики за счет выпуска ликвидных ценных бумаг и размещения их на фондовом ранке внутри страны;

• решить вопросы энергообеспечения сельских населенных пунктов за счет инвестиционных средств государственной холдинговой компании «Самрук», обеспечить разработку программы энергообеспечения сельских населенных пунктов на среднесрочную перспективу.

• обсудить вопрос о возврате в государственную собственность объектов энергоснабжения имеющих стратегическое значение для развития регионов и особую социальную значимость.

• провести парламентские слушания итогов поэтапной реализации программы развития электроэнергетики Республики Казахстан до 2030 года.

• обеспечит ежегодную публикацию аудиторской деятельности компаний энергообеспечения регионов, в том числе сельских населенных пунктов.

• заслушивать отчеты руководителей компаний энергоснабжения по результатам годовой деятельности на расширенном заседании правительства, с участием Акимов областей (города).

1.2 Характеристика сетей АО «Акмолинская РЭК»

1.2.1 Географическая характеристика рассматриваемого района

Акмолинская область расположена в северной части, образована в 1939 году, территория области равна 146,2 тыс. кв. км. Население области на 1 января 2003 года составило 748,2 тыс. человек.

Северную часть территории области занимают срединные участки Кокшетауской возвышенности с горами Кокшетау (высокая точка гора Кокше 947 м), Жаксыжангызтау (730 м), Жыланды (665 м), Имантау (661 м), Зеренды (587 м). Южную основную часть области занимает увалисто-волнистая, холмисто-бугристая равнина абсолютной высотой 300-400 м. В центральной части расположены горы Сандыктау, Домбыралы, на юго-востоке - живописные горы Ерейментау (высшая точка Акдын, 899 м), на северо-востоке - Селетинская равнина, в центральной части - Атбасарская равнина, на юго-западе - Тениз-Коргалжынская впадина.

Имеются месторождения цветных, черных и редких металлов, строительных материалов, каолина, кобальта, угля, минеральных вод и лечебных грязей.

Климат резко континентальный, с жарким летом, суровой зимой. Средняя температура января - -16 -18 градусов по Цельсию, июля - +19 +21 градус по Цельсию. Годовое количество осадков 250-400 мм.

Наиболее крупные реки: Есиль с притоками (общая длина 2450 км, в пределах республики Казахстан - 1719 км), Нура (978 км), Селеты (407 км), Куланотпес (364 км), Оленты (273 км), Шагалалы (234 км).

Много пресных и соленых озер. Крупные пресные: Коргалжын (330 кв. км), Кожаколь (60 кв. км), Итемген (57,4 кв. км), Майбалык (21,1 кв. км); соленые: Тениз (1162 кв. км), Кыпшак (64,7 кв. км), Керей (63 кв. км), Киякты (51,6 кв. км), Шортанды (18,6 кв. км), Улкеншабакты (26 кв. км), Кышышабакты (21,4 кв. км), Бурабай (10,5 кв. км), Зеренды (10,7 кв. км) и др. Построены Вячеславское (площадь 60,7 кв. км, емкость 410,9 млн. куб. м), Селетинское (площадь 36,3 кв. км, емкость 221,8 млн. куб. м) водохранилища.

Акмолинская область является одной из ведущих зерновых областей в Казахстане. Основное место в сельском хозяйстве акмолинской области занимают земледелие и мясо-молочное животноводство. Возделывается яровая пшеница, ячмень, овес, гречиха, зернобобовые и масляничные культуры. Об-

ласть весьма на ресурсы полезных ископаемых, в ней добываются только строительный камень, гравий и глина.

В области 17 сельских районов и 10 небольших городов, 15 поселков, 227 сельских и аульных округов, численность городского населения составляет 346,3 тыс. человек или 46,3%, сельского - 401,9 тыс. человек или 53,7 процента.

В области функционирует 733 дневных общеобразовательных школ (в них 151,7 тыс. учащихся), 22 колледжа (9,1 тыс. человека учащихся). В области 48 больничных учреждений, в которых трудятся 2198 врачей всех специальностей.

В области действовало 1628 предприятий (производств) промышленности.

За 2002 год предприятиями и организациями всех форм собственности, индивидуальными застройщиками области введено в действие основных фондов на сумму 4062 млн. тенге. Построено 31,9 тыс. кв. метров общей площади жилых домов за счет средств населения области.

1.2.2 Основные сведения об электрческих сетях АО «АРЭК»

АО «АРЭК» осуществляет свою деятельность по передаче электроэнергии на территории Акмолинской области. Покупка электроэнергии для потребителей АО «АРЭК» осуществляется в 2016 г от внешних и региональных источников (таблица 1.1), 2020 г осуществлялась покупка электроэнергии только для хоячйственных нужд и компенсации потерь в сетях АРЭК :

Таблица 1.1 – Энергоисточники АО «АРЭК» в 2016 и 2020 гг.

Источники	2016 г., тыс. кВтч		2020г., тыс. кВтч	
Внешние:	ТОО «Кокшетаутранс энерго	185802	ТОО «Бурабайэнерго	34550
Внутренние:	АО «Астанаэнерго- сервис» ЗАО «Казсабтон»	256278 5 319	АО «Астана – Энергия»	14448

Поставка электроэнергии от ТОО «Бурабай Энерго» связана с полной загрузкой АО «Астанаэнергосервис» для нужд г. Астаны.

Для выделения деятельности по передаче электроэнергии с 1 октября 2004 года образовано предприятие ТОО «АРЭК-Энергосбыт» для осуществления деятельности по электроснабжению потребителей Акмолинской области, а в 2005 году – ТОО «ПроектЭнергострой-НС» для осуществления неосновной деятельности (столовая, проектно-конструкторское бюро).

Первоначальные общие сведения об АО «АРЭК» представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные сведения об АО «АРЭК»

Показатели	Ед. изм.	2016	2020
Балансовая стоимость основных средств на 01 января	тыс. тенге	6 721 119	4 290 102
Износ на тоже число составляет 8,86% и 13,22%	тыс. тенге	595 493	567 046
Остаточная стоимость	тыс. тенге	6 125 626	3 723 056
Средний радиус обслуживания:			
ПС-35-110-220 кВ	шт.	106	106
Количество трансформаторов	шт	498	496
Суммарная мощность	тыс. кВА	2193,3	2193,3
ТП-6-10/0,4кВ	шт.	4343	3592
Количество трансформаторов	шт	4469	4154
Суммарная мощность трансформаторов	мВа	883,495	685,516
Списочная численность персонала	чел.	2234	2195
Полезный отпуск электроэнергии	млн. кВт	350,2	371,73
Площадь зоны обслуживания	тыс. кв. км	118,09	118,09

Значительных изменений по протяженности ЛЭП в компании не произошло.

В таблице 1.4 представлена информация о количестве подстанций и мощности трансформаторов:

Таблица 1.3 – Сведения о протяженности линий электропередачи по трассе и цепям АО «АРЭК»

Электросети по классам напряжния, кВ	2016 год		2020 год	
	По трассе, км	По цепям, км	По трассе, км	По цепям, км
Воздушные электросети				
110 кВ	2 750,05	3 332,16	2 750,05	3 332,16
35 кВ	5 207,26	5 551,03	5 174,56	5 518,33
6 – 10 кВ	8 292,598	8 324,448	8 288,038	8 319,888
0,4 кВ	6 706,529	6 706,529	6 697,719	6 697,719
Итого по ВЛ:	22 956,437	23 914,167	22 910,367	23 836,247
Кабельные электросети				
6 – 10 кВ	47,6	47,6	47,6	47,6
0,4 кВ	63,768	63,768	63,768	63,768
Итого по КЛ:	111,368	111,368	111,368	111,368

Таблица 1.4 – Основные сведения о подстанциях

№	Наименование	Ед. изм.	АО "АРЭК"	
			2014г.	2015г.
1.	Подстанции (по ВН), всего	Шт	4601	3850
		МВА	3074,065	2878,824
	в том числе: 35 кВ и выше	шт	258	258
		МВА	2190,57	2193,31
	из них: 35 / 6 -10 кВ	-"-	195	195
		-"-	744,36	744,36
	110 кВ	-"-	54	54
		-"-	971,1	971,1
	220 кВ	-"-	3	3
		-"-	474,3	474,3
	35 / 0,4 кВ	-"-	6	6
		-"-	0,81	0,81
	в т/ ч/: 6- 10/ 0,4 кВ	шт	4343	3592
		МВА	883,495	685,514
2.	Подстанции 35 -220 кВ, имеющие:			
	два тр-ра .и более	шт.	236	235
	двойное питание	-"-	227	226
	Телеуправление	-"-	7	6
	телесигнализацию и телеконтроль	-"-	26	25
	регулирование напряжен. под нагрузкой	-"-	117	135
	не имеющие телесигнализации (обслуживаются по аварийным сообщениям потребителей)	-"-	5	5
3.	Подстанции 35-220 кВ			
	с/х.озяйственного	шт.	235	234
	Назначения	МВА	1503,06	1473,0

Техническая эксплуатация основного и вспомогательного оборудования сетей и подстанций проводится, руководствуясь следующими нормативно-техническими, руководящими и распорядительными документами:

- Уставом ОАО «КРЭК»;
- Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ);
- Правилами устройства электроустановок (ПУЭ);
- Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок;
- Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий;
- Законом об охране труда Республики Казахстан;
- Правилами работ с персоналом в энергетических организациях;

- Положением о расследовании и учете несчастных случаев и иных повреждений здоровья, трудящихся на производстве;

- Нормами испытания электрооборудования.

На основании вышеприведенных руководящих нормативных документов, свою техническую деятельность по эксплуатации оборудования АО «АРЭК» осуществляет, основываясь на перспективных и текущих графиках осмотров, дефектных ведомостей, профилактических проверок и испытаний устройств и оборудования, планово-предупредительных ремонтов, испытательного ремонта основных фондов.

Основной вид деятельности «КРЭК» определен Уставом Акционерного общества:

- Передача, распределение электрической энергии.

Выполнение указанных выше функциональных обязанностей акционерного общества осуществляется путём эксплуатации его основных средств - электросетевого хозяйства, характеризуемого в настоящее время следующими показателями:

Протяженность по трассе линий электропередачи (ЛЭП) всех напряжений – 11811 км: из них воздушных ЛЭП (ВЛЭП) 220 кВ - 220,0 км; ВЛЭП 110 кВ - 711,0 км; ВЛЭП 35 кВ – 2745 км; ВЛЭП 6-10 кВ – 4820 км; кабельных ЛЭП (КЛЭП) – 282 км (10 кВ); ВЛЭП 0,4 кВ – 3315 км.

В электрических сетях АО «АРЭК» эксплуатируются трансформаторные подстанции всех напряжений в количестве 2205 шт., с суммарной установленной мощностью – 903,43 МВ·А, в том числе напряжением 220-110 кВ – 11 единиц, с суммарной установленной мощностью – 197,6 МВА, напряжением 35/6-10 кВ - 107 единиц, с суммарной мощностью – 372,16 МВ·А, напряжением 6-10/0,4 кВ - 2083 единиц, с суммарной мощностью 333,27 МВ·А, 35/0,4 кВ - 4 единиц ,с суммарной мощностью 0,4 МВ·А.

Обслуживание и ремонт электросетевого хозяйства осуществляют 10 ремонтно-производственных баз (РПБ).

Диспетчерско-технологическое и административное управление электрическими сетями и подразделениями компании осуществляется по каналам высокочастотной, радиорелейной и международной связи, а также путём использования радиостанций и сотовой связи.

Техническим обслуживанием и эксплуатацией оборудования занимаются следующие службы: производственно-техническая; релейной защиты и автоматики; высоковольтная служба, служба подстанций; ССДТУ; подстанций; электроцех.

АО «АРЭК» получает электроэнергию в свои сети от KEGOK. За отчетный период с 2000-2002 г. основными поставщиками электроэнергии, с которыми ОАО «КРЭК» заключал договора, являются:

- ОАО «ЕЭК»;

- АЕС «Екибастуз»;

- АО «ТЭЦ»;

Собственным источником для АО «АРЭК» является Акмолинская ТЭЦ-2. Основной объем, более 70% электроэнергии в электрические сети АО «АРЭК» поступает через сети НЭС. и частично, через сети «Байконурэнерго». Региональный источник электрической энергии Кызылординская ТЭЦ-6 обеспечивает часть нагрузки городской сети по линиям 35 кВ. Схема электрических сетей 220–110 кВ «КРЭК» приведена в приложении А.

Объемы покупной электроэнергии от внешних источников приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.5. Объемы покупной энергии от источников (через сети «KEGOC») В АО «АРЭК», тыс. кВт·час

Наименование	2014 г.	2015 г.	2016 г.
От KEGOK и через сети ГУП ПО «Байконурэнерго», тыс.кВт·ч	235480,66966	148090,1	214686,96
От ТЭЦ-2, тыс.кВт·ч	35403,0	1712,0	2278,4
Доля поставок с оптового рынка, %	86,9	98,7	99, 0
Всего	277849	149802,1	216965,4

Деятельность АО «АРЭК», как естественного монополиста регулируется уполномоченным органом АРЕМ и ЗК РК. Среднеотпускной тариф для собственных потребителей АО «АРЭК» в 2014 году составил 22 тенге за 1 кВтч. Сложившиеся положение настоятельно требует повышения уровня эксплуатации старого оборудования для поддержания его надёжности на надлежащем уровне. Внедрение средств и методик диагностики позволяет принять правильные решения по проведению текущих и капитальных ремонтов, необходимых для продления срока эксплуатации оборудования с истекшим сроком службы.

Анализ баланса потребления электроэнергии показал, что в регионе наблюдается рост потребителей, заключающих прямые договора с генераторами электроэнергии.

В целом по АО «АРЭК» наблюдается тенденция роста услуг по транспортируемой электроэнергии. Видимо на перспективу эта тенденция так же будет иметь место.

2 Расчет вариантов электрической сети

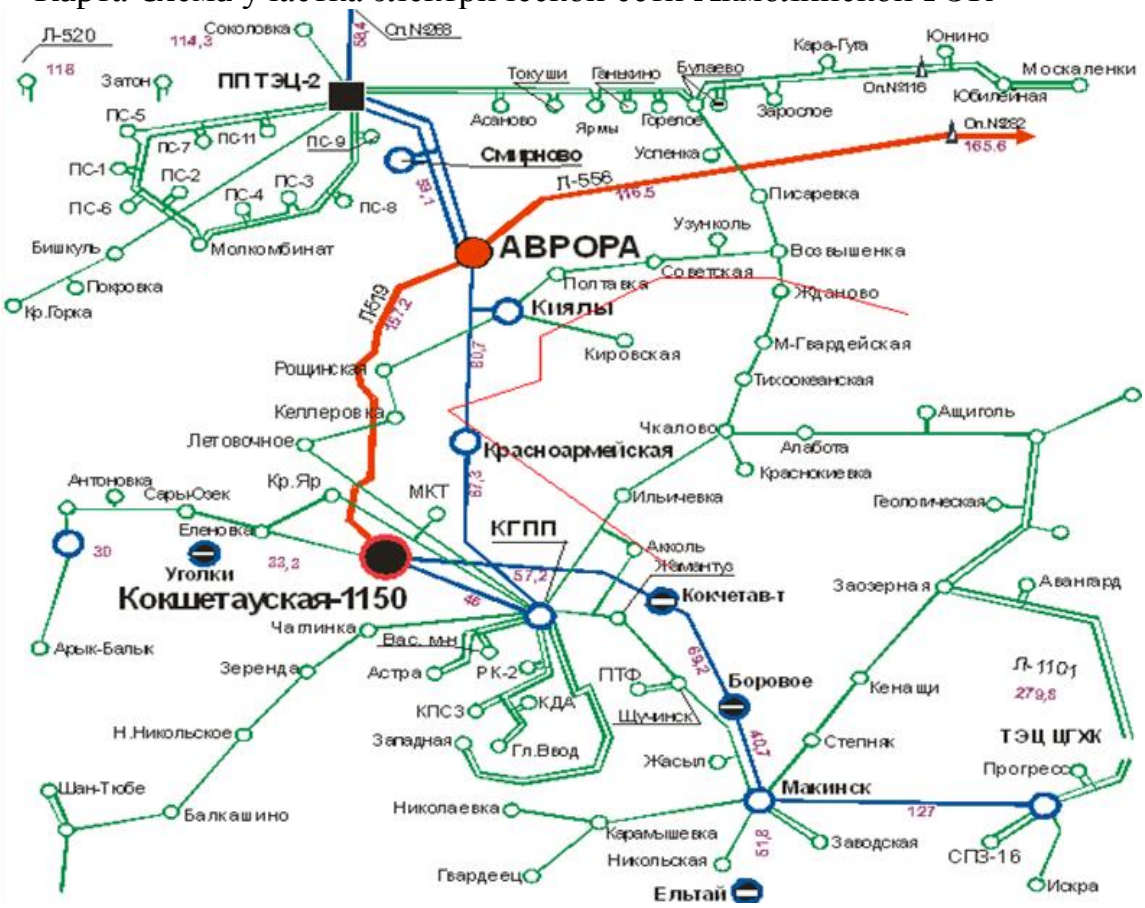
2.1 Составление и выбор конфигурации электрической сети

Для подключения новой подстанции (к существующей сети), а также строительства новых воздушных ЛЭП выберем два варианта сети. Оба варианта выбираем по условиям целесообразности и уменьшения длины новых линий.

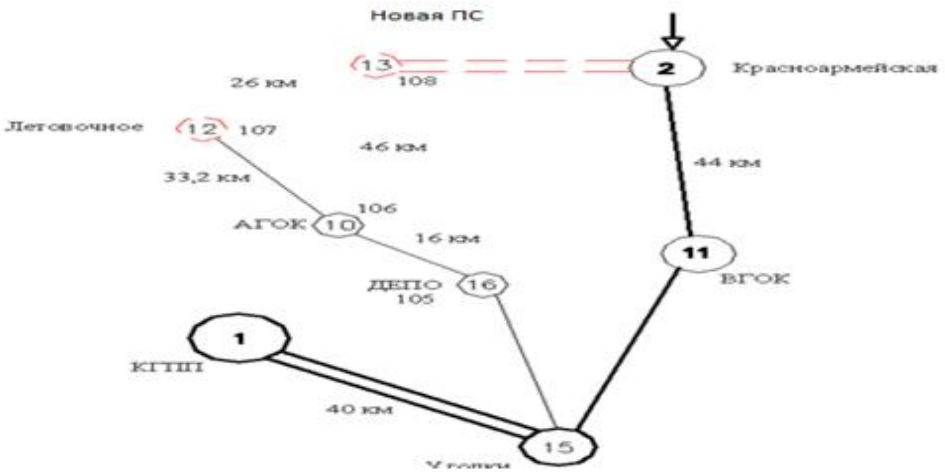
Намеченные варианты представлены на рисунках 2.1 и 2.2.(приложение)

Выбранные варианты отличаются подключением проектируемой подстанции и проектируемых линий электропередач усиливающих электрические связи (путём создания кольцевой сети во втором варианте).

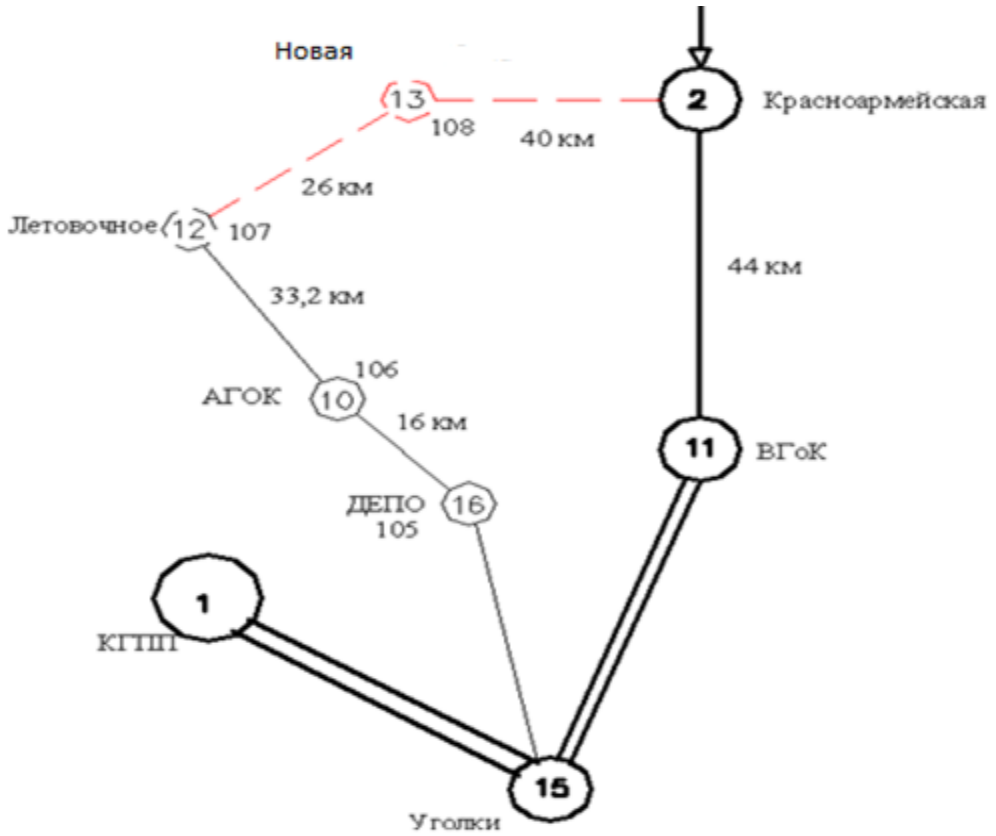
Карта-схема участка электрической сети Акмолинской РЭК



Варианты конфигурации развития сетей Акмолинской РЭК



Вариант 1.



Вариант 2

Рисунок 2.1 - 2-х цепная ВЛ от ПС Красноармейская

Рисунок 2.2 - Одноцепная ВЛ от ПС Красноармейская и от ПС Летовочное

Таблица 2.1 - Нагрузки, названия и номера электроэнергетических объектов в рассматриваемых вариантах сети

№	Название объекта	Потребляемая мощность в режиме максимальных нагрузок	
		$P_Н$, МВт	$Q_Н$, МВар
1	КГПП 220/110 кВ	159,45	63
2	Красноармейская 220 кВ	20,83	8,23
3	Боровое 220 кВ	20,83	8,23
4	Щучинск 220 кВ	20,83	8,23
5	Макинск 220 кВ	39,06	15,43
6	Боровое 220 кВ	162,75	64,32
7	ПТФ 220 кВ	55,8	22,05
8	Сары-оба тяга 220 кВ	55,8	22,05
9	Володарская 220 кВ	55,8	22,05
10	АГОК 220 кВ	55,8	22,05
11	ВГОК 220 кВ	55,8	22,05
12	Летовочное 220 кВ	20,83	8,23
13	Новая ПС 220 кВ	20,83	8,23
14	Чкалово 110 кВ	13,02	5,1
15	Уголки 110 кВ	20,08	10,58
16	Депо 110 кВ	12,20	6,4

2.2 Предварительный расчет распределения мощностей

В предварительном расчете первого и второго варианта сети мы будем рассчитывать потокораспределение в обоих вариантах и проверять их техническую пригодность. Далее будем производить выбор числа, мощности трансформаторов и сечения проводов.

Данный расчет носит название предварительного в связи с тем, что ведется он по усредненным значениям активного и индуктивного сопротивления линий.

Значения которых принимаются равными

Для сетей 110 кВ: r_0 =0.33 Ом/км,

x_0 = 0.4 Ом/км.

Для сетей 220 кВ: r_0 =0.13 Ом/км,

x_0 = 0.4 Ом/км.

2.2.1 Расчет сопротивлений участков сети (по усредненным значениям)

Расчет будем производить по формуле (2.1)

$$Z_Л = \frac{l \cdot (r_0 + jx_0)}{n_Л}, \qquad (2.1)$$

где l – длина воздушной ЛЭП;

$n_Л$ – количество цепей в ЛЭП;

r_0 и x_0 - усредненные значения активного и индуктивного сопротивлений линий.

В виду того что расчеты однотипны и просты сведем их результаты в таблицу 2.3.

Таблица 2.2 - Результаты расчетов сопротивлений участков сети (для обоих вариантов)

Участок сети	Длина участка, км	Количество цепей в линии, кВ	Класс напряжения, кВ	Сопротивление участка сети $Z_л$, Ом
1-2	35	1	220	4.55+j14
2-3	38	1	220	4.94+j15.2
3-4	85	1	220	11.05+j34
4-5	52	1	220	6.76+j20.8
5-6	127	1	220	16.51+j50.8
6-1	147	1	220	19.11+j58.8
1-7	102	2	220	6.63+j20.4
1-8	52	1	220	6.76+j20.8
8-9	48	1	220	6.24+j19.2
9-10	55	1	220	3.6+j11
1-12	60	2	220	3.9+j12
12-11	58	2	220	3.77+j11.6
1-13	6	2	110	0.99+j1.2
13-14	18	2	110	2.97+j3.6
14-15	11	2	110	1.8+j2.2
15-16	14	2	110	2.31+j2.8
16-1	9	2	110	1.485+j1.8
1-7	102	1	220	13.26+j40.8
7-9	47	1	220	6.11+j18.8

2.2.2 Предварительный расчет потерь напряжения

Расчет режимов проектируемой сети осуществляется с помощью программы RASTR.

Комплекс программ RASTR предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с нею. RASTR позволяет производить расчет, эквивалентирова- ние и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и корекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, так же предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами. Результат расчета сведен в приложение А и прило-

жение Б. Таблицы расчетов потерь напряжения максимального, минимального и послеаварийного режимов вариантов приводятся ниже.

Таблица 2.3 - Максимальный режим варианта 1

Номер узла	Название	$U_{НОМ}$	$U_{РАС}$	dV%
1	КГПП 220/110 кВ	230	230.0	0
2	Красноармейская 220 кВ	220	229,3	4,23
3	Боровое 220 кВ	220	229,1	4,15
4	Щучинск 220 кВ	220	229,4	4,3
5	Макинск 220 кВ	230	230	0
6	Боровое 220 кВ	220	217,8	-1,01
7	ПТФ 220 кВ	220	216,2	-1,71
8	Сары-оба тяга 220 кВ	220	219,9	-0,03
9	Володарская 220 кВ	220	213,7	-2,85
10	АГОК 220 кВ	220	210,1	-4,5
11	ВГОК 220 кВ	220	222,4	1,07
12	Летовочное 110 кВ	220	227,5	3,4
13	Новая ПС 220 кВ	220	108	-1,86
14	Чкалово 110 кВ	110	106,1	-3,59
15	Уголки 110 кВ	110	104	-5,41
16	Депо	110	107,8	-2
17	ЦГПП 110 кВ	115	108,9	-5,29

Таблица 2.4 - Минимальный режим варианта 1

Номер узла	Название	$U_{НОМ}$	$U_{РАС}$	dV%
1	КГПП 220/110 кВ	220	220	0
2	Красноармейская 220 кВ	220	219,7	-0,15
3	Боровое 220 кВ	220	219,6	-0,17
4	Щучинск 220 кВ	220	219,8	-0,09
5	Макинск 220 кВ	220	220	0
6	Боровое 220 кВ	220	211,9	-3,68
7	ПТФ 220 кВ	220	210,6	-4,27
8	Сары-оба тяга 220 кВ	220	213,5	-2,94
9	Володарская 220 кВ	220	209,4	-4,81
10	АГОК 220 кВ	220	207	-5,93
11	ВГОК 220 кВ	220	214,6	-2,45
12	Летовочное 110 кВ	220	218,3	-0,78
13	Новая ПС 220 кВ	220	104,1	-5,35
14	Чкалово 110 кВ	110	102,8	-6,56
15	Уголки 110 кВ	110	101,3	-7,87
16	Депо	110	104	-5,44
17	ЦГПП 110 кВ	110	104,8	-4,72

Таблица 2.5 - Послеаварийный режим варианта 1 при обрыве одной цепи

Номер узла	Название	$U_{НОМ}$	$U_{РАС}$	dV%
1	КГПП 220/110 кВ	230	230	0
2	Красноармейская 220 кВ	220	229,3	4,23
3	Боровое 220 кВ	220	229,1	4,15
4	Щучинск 220 кВ	220	229,4	4,3
5	Макинск 220 кВ	230	230	0
6	Боровое 220 кВ	220	217,8	-1,01
7	ПТФ 220 кВ	220	224,3	-1,71
8	Сары-оба тяга 220 кВ	220	219,9	-0,03
9	Володарская 220 кВ	220	213,7	-2,85
10	АГОК 220 кВ	220	209,1	-4,5
11	ВГОК 220 кВ	220	222,4	1,07
12	Летовочное 110 кВ	220	227,5	3,4
13	Новая ПС 220 кВ	220	108	-1,86
14	Чкалово 110 кВ	110	106,1	-3,59
15	Уголки 110 кВ	110	104	-5,41
16	Депо	110	107,8	-2
17	ЦГПП 110 кВ	115	108,9	-5,29

Таблица 2.6 - Максимальный режим варианта 2

Номер узла	Название	$U_{НОМ}$	$U_{РАС}$	dV%
1	КГПП 220/110 кВ	230	230.0	0
2	Красноармейская 220 кВ	220	229,3	4,23
3	Боровое 220 кВ	220	229,1	4,15
4	Щучинск 220 кВ	220	229,4	4,3
5	Макинск 220 кВ	230	230	0
6	Боровое 220 кВ	220	217,8	-1,01
7	ПТФ 220 кВ	220	220,6	0,29
8	Сары-оба тяга 220 кВ	220	222,8	1,29
9	Володарская 220 кВ	220	218,9	-0,48
10	АГОК 220 кВ	220	215,4	-2,08
11	ВГОК 220 кВ	220	222,4	1,07
12	Летовочное 110 кВ	220	227,5	3,4
13	Новая ПС 220кВ	220	108	-1,86
14	Чкалово 110 кВ	110	106	-3,62
15	Уголки 110 кВ	110	104	-5,48
16	Депо	110	107,8	-2,01
17	ЦГПП 110 кВ	115	108,9	-5,29

Таблица 2.7 - Минимальный режим варианта 2

Номер узла	Название	$U_{НОМ}$	$U_{РАС}$	dV%
1	КГПП 220/110 кВ	220	220	0
2	Красноармейская 220 кВ	220	219,4	-0,29
3	Боровое 220 кВ	220	219,2	-0,37
4	Щучинск 220 кВ	220	219,5	-0,24
5	Макинск 220 кВ	220	220	0
6	Боровое 220 кВ	220	209,1	-4,97
7	ПТФ 220 кВ	220	211,7	-3,76
8	Сарыобатяга 220 кВ	220	213,7	-2,87
9	Володарская 220 кВ	220	210,2	-4,46
10	АГОК 220 кВ	220	207	-5,92
11	ВГОК 220 кВ	220	213	-3,17
12	Летовочное 110 кВ	220	217,7	-1,05
13	Новая ПС 220 кВ	220	103,7	-5,75
14	Чкалово 110 кВ	110	102	-7,24
15	Уголки 110 кВ	110	100,3	-8,86
16	Депо	110	103,5	-5,87
17	ЦГПП 110 кВ	110	104,5	-5

Таблица 2.8 - Послеаварийный режим 1 варианта 2 при обрыве линии Красноармейск-Новая ПС

Номер узла	Название	$U_{НОМ}$	$U_{РАС}$	dV%
1	КГПП 220/110 кВ	242	242	0
2	Красноармейская 220 кВ	230	239,4	4,08
3	Боровое 220 кВ	230	237,1	3,07
4	Щучинск 220 кВ	230	232,5	1,07
5	Макинск 220 кВ	230	230	0
6	Боровое 220 кВ	230	223,8	-2,68
7	ПТФ 220 кВ	230	216,4	-5,91
8	Сары-оба тяга 220 кВ	230	228,5	-0,66
9	Володарская 220 кВ	230	219,4	-4,59
10	АГОК 220 кВ	230	215,9	-6,12
11	ВГОК 220 кВ	230	234,8	2,1
12	Летовочное 110 кВ	230	239,7	4,2
13	Новая ПС 220кВ	230	213,4	-1,39
14	Чкалово 110 кВ	115	111,6	-2,97
15	Уголки 110 кВ	115	109,6	-4,66
16	Депо	115	113,2	-1,52
17	ЦГПП 110 кВ	120	114,3	-4,74

Таблица 2.9 - Послеаварийный режим 2 варианта 2 при обрыве линии Летовочное – Новая ПС

Номер узла	Название	$U_{НОМ}$	$U_{РАС}$	dV%
1	КГПП 220/110 кВ	230	230	0
2	Красноармейская 220 кВ	220	229,3	4,23
3	Боровое 220 кВ	220	229,1	4,15
4	Щучинск 220 кВ	220	229,4	4,3
5	Макинск 220 кВ	230	230	0
6	Боровое 220 кВ	220	217,8	-1,01
7	ПТФ 220 кВ	220	224,3	1,96
8	Сары-оба тяга 220 кВ	220	219,9	-0,02
9	Володарская 220 кВ	220	213,7	-2,84
10	АГОК 220 кВ	220	210,1	-4,49
11	ВГОК 220 кВ	220	222,4	1,07
12	Летовочное 110 кВ	220	227,5	3,4
13	Новая ПС 220кВ	220	108	-1,86
14	Чкалово 110 кВ	110	106	-3,62
15	Уголки 110 кВ	110	104	-5,48
16	Депо	110	107,8	-2,01
17	ЦГПП 110 кВ	115	108,9	-5,29

2.3 Выбор сечения проводов ВЛ

Критерием выбора сечения проводов является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводов производится не сопоставительным технико-экономическим расчётом, а по нормируемым обобщённым показателям.

В настоящее время в качестве такого показателя при проектировании воздушных линий 35-750 кВ используются экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений, определенных с учетом унификации конструкций ВЛ.

Сечения проводов выбираются по таблице в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки (без учета роста нагрузок), района по гололёду, материала и цепности опор.

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_{Р} \le I_{доп}, \qquad (2.2)$$

где $I_р$ - расчетный ток, А;

$I_{доп}$ - допустимый длительный ток, А.

Для выбора необходимо определить наибольший ток при максимальном режиме работы сети. Сечение проводов выбираем по расчетной токовой нагрузке линий I_p, которая определяется по выражению:

$$I_р = \frac{S}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.3)$$

где S – полная мощность трансформаторной подстанции, МВА;

n – количество цепей;

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

Результаты сведем в таблицы (2.11) и (2.12)

Таблица 2. 10 – Расчет сечений проводников для варианта 1

Участок сети	Номинальное напряжение	Количество цепей	Переток мощностей, МВА	Марка провода	$I_р$, А	$I_{доп}$, А
1-2	220	1	36+j5	300/39	95	710
2-3	220	1	15+j4	300/39	41	710
3-4	220	1	6+j7	300/39	24	710
4-5	220	1	27+j3	300/39	71	710
5-6	220	1	90+j26	300/39	246	710
6-1	220	1	77+j20	300/39	209	710
1-7	220	2	57+j22	240/39	80	610
1-8	220	1	173+ j62	300/39	482	710
8-9	220	1	113+j40	300/39	315	710
9-10	220	1	56+j22	300/39	158	710
1-12	220	2	21+j8	300/39	29	710
12-11	220	2	57+j22	300/39	80	710
1-13	110	2	21+j8	70/11	59	265
13-14	110	2	19+j9	70/11	55	265
14-15	110	2	20+j11	70/11	60	265
15-16	110	2	21+j8	70/11	59	265
16-1	110	2	15+j7	70/11	43	265

Таблица 2.11 – Расчет сечений проводников для варианта 2

Участок сети	Номинальное напряжение	Количество цепей	Переток мощностей, МВА	Марка провода	$I_р$, А	$I_{доп}$, А
1-2	220	1	36+j5	300/39	95	710
2-3	220	1	15+j14	300/39	54	710
3-4	220	1	6+j7	300/39	24	710
4-5	220	1	27+j4	300/39	72	710
5-6	220	1	90+j26	300/39	246	710
6-1	220	1	77+j31	300/39	218	710
1-7	220	1	91+j24	300/39	247	610
7-9	220	1	34+j8	300/39	92	
1-8	220	1	137+j39	300/39	374	710
8-9	220	1	78+j25	300/39	215	710

9-10	220	1	56+j22	300/39	158	710
1-12	220	2	21+j8	300/39	29	710
12-11	220	2	56+j22	300/39	79	710
1-13	110	2	21+j8	70/11	29	265
13-14	110	2	19+j9	70/11	28	265
14-15	110	2	21+j11	70/11	31	265
15-16	110	2	15+j7	70/11	22	265
16-1	110	2	15+j7	70/11	22	265

2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей и является, таким образом, технико-экономической задачей.

На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше, как правило, устанавливаются автотрансформаторы, обладающие рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньше масса, стоимость и потери электроэнергии при той же мощности).

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов.

Применение одно трансформаторных подстанций допускается:

- в качестве первого этапа сооружения двухтрансформаторной подстанции при постепенном росте нагрузке;
- при дроблении подстанций для питания узла с сосредоточенной нагрузкой и схеме сети НН, обеспечивающей резервирование каждой из одно трансформаторных подстанций;
- для питания неответственных потребителей, допускающих перерыв электроснабжения на время, достаточное для замены поврежденного трансформатора (например насосные станции орошения земель).

При установке двух трансформаторов (авто трансформаторов) при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого трансформатора (авто трансформатора) принимается по формуле:

$$S_{Тэк} = \frac{S_{ТВ}}{1.4}, \qquad (2.4)$$

где

$$S_{ТВ} = \sqrt{P_{ТВ}^2 + Q_{ТВ}^2}, \qquad (2.5)$$

1,4 – коэффициент учитывающий что в аварийных случаях трансформаторы допускают в течении не более 5 суток перегрузку в 1,4 номинальной мощности.

2. 4. 1 Выбор числа и мощности трансформаторов обоих вариантах сети

Выбор производим при помощи формулы (2.6) и таблицы (2.7):

$$S_{Тэк7} = \frac{\sqrt{55.8^2 + 22.05^2}}{1.4} = 42{,}856 \text{ МВА}. \quad (2.6)$$

В виду того, что расчеты ведутся аналогично сведем результаты в таблицу 2.13 В которой произведем выбор типа и числа трансформаторов (автотрансформаторов) в нагрузочных узлах.

Характеристики трансформаторов и автотрансформаторов, выбранных в нагрузочных узлах представлены в таблицах 2.13 и 2.14.

Таблица 2.12 – Тип и число трансформаторов (автотрансформаторов) в нагрузочных узлах

Номер узла	$S_{ТВ}$, МВА	$S_{ТЖ}$, МВА	Процентное соотношение ($S_{ТЖ}$ / $S_{НомТ}$)*100%	Кол-во трансформаторов	Тип выбранного трансформатора
1	159,45+j63	122,5	72% от 125 МВА	2	АТДЦТН-125/220
2	20,83+j8,23	16	72% от 40 МВА	1 1	ОРДНЖ-16/220 ТДТНЖ-40/220
3	20,83+j8,23	16	72% от 16 МВА	2	ОРДНЖ-16/220
4	20,83+j8,23	16	72% от 16 МВА	2	ОРДНЖ-16/220
5	39,06+j15,43	30	72% от 16 МВА	2	АТДЦТН-63/220
6	162,75+j64,3	125	72% от 125 МВА	2	АТДЦТН-125/220
7	55,8+j22,05	42,8	71% от 40 МВА	2	ТРДН-40/220
8	55,8+j22,05	42,8	71% от 40 МВА	2	ТДТНЖ-40/220
9	55,8+j22,05	42,8	71% от 40 МВА	2	ТДТНЖ-40/220
10	55,8+j22,05	42,8	71% от 40 МВА	2	ТДТНЖ-40/220
11	55,8+j22,05	42,8	71% от 40 МВА	2	ТДТН-40/220
12	20,83+j8,23	16	72% от 16 МВА	2	ОРДНЖ-16/220
13	20,83+j8,23	16	72% от 16 МВА	2	ТДН-16/110
14	13,02+j5,1	10	72% от 10 МВА	2	ТДН-10/110
15	20,83+j8,23	16	72% от 40 МВА	2	ТРДН-40/110

Таблица 2.13 – Характеристики трехфазных двухобмоточных трансформаторов 220 и 110 кВ выбранных в нагрузочных узлах

Тип трансфоматора	$S_{ном}$, МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$,%	$R_Т$, Ом	$X_Т$, Ом	$\Delta Q_Х$, кВар
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	±8х1,5%	230	11/11;6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ОРДНЖ-16000/220	16	±6х1.6%	230	27,5	10,5	168	20	0.7	5,7	275	110
ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	6,6;11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9х1,78%	115	6,6;11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-40000/110	40	±9х1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5;10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,40	34,7	260

Таблица 2.16 – Характеристики трехфазных трехобмоточных трансформаторов 220 кВ выбранных в нагрузочных узлах

Тип трансформатора	Каталожные данные						Расчетные данные						$\Delta Q_Х$, кВар
	$U_К$, %	$\Delta P_К$, кВт			$\Delta P_Х$, кВт	$I_Х$, %	$R_Т$, Ом			$X_Т$, Ом			
	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТ-ДЦТН-63000/220	22	-	215	-	45	0.5	1.43	1.43	2.9	100	0	193	315
АТ-ДЦТН-125000/220	19	-	290	-	85	0.5	0.5	0.5	1	48.6	0	82.5	625
ТДТНЖ-40000/220	20	-	190	-	66	0,5	1,7	1,7	2,9	100	0	89,6	

2.5 Составление схем электрических соединений

При выполнении дипломного проекта условно принимается, что проектируемая сеть присоединяется к распределительному устройству 220 кВ источника питания, где имеются две системы сборных шин и обходная система с шиносоединительным и обходным выключателем.

По способу присоединения подстанции подразделяются на:

а) тупиковые, включаемые в конце радиальной линии;

б) проходные (транзитные), включаемые в рассечку проходящей линии;

в) ответвительные, присоединенные к одной или двум проходящим линиям.

При выборе схемы подстанции необходимо учитывать число присоединений «n» линий и трансформаторов, требование надежности и простоту эксплуатации.

Тупиковые одно-двухтрансформаторные подстанции (рисунок 2.16) выполняются с выключателями со стороны высшего напряжения. Перемычки со стороны шины двухтрансформаторной подстанции могут быть выполнены автоматически на отделителях с приводом двухстороннего действия или неавтоматическими, выполненными из двух разъединителей.

Для проходных подстанций напряжением 110 кВ (рисунок 2.17) при числе присоединений до 6 применяется схема - одна секционированная выключателем и обходная система шин с выключателями в цепях трансформаторов с совмещенным секционным и обходным выключателем.

Проходные подстанции напряжением 220 кВ (рисунок 2.18) выполняются по схеме - одна секционированная выключателем и обходная система шин с выключателями в цепях трансформаторов, с совмещенным секционным и обходным выключателем.

При числе присоединений 7 и более применяют схему - две рабочие и одна обходная системы шин (рисунок 2.19). Для транзитных подстанций, входящих в замкнутую (кольцевую) сеть, применяются мостиковые схемы (рисунок 2.20).

На основании вышеизложенного необходимо составить схемы электрических соединений двух выбранных вариантов для проведения технико-экономических расчетов.

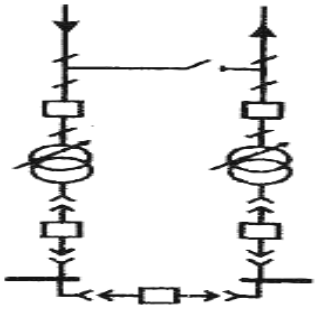


Рисунок 2.3 - Тупиковая подстанция 220 кВ

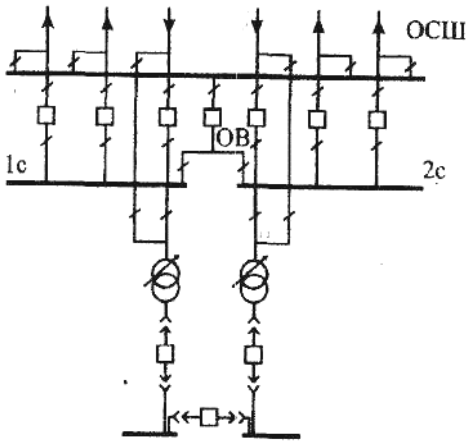


Рисунок 2.4 - Схема проходной подстанции 220 кВ при n= 6

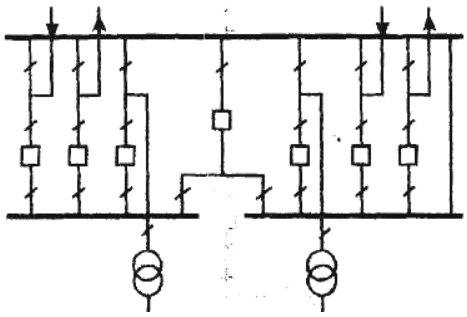


Рисунок 2.5 - Схема подстанции 110-220 кВ при n >7

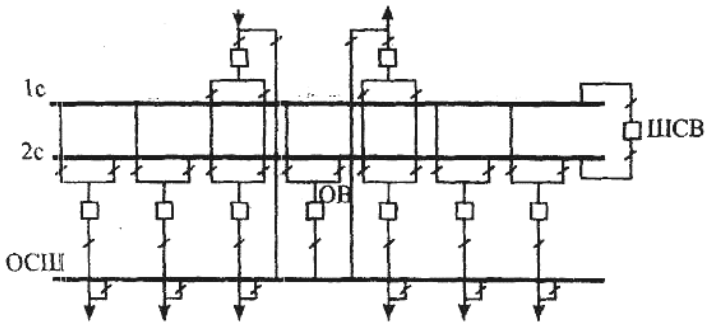


Рисунок 2.19 Схема проходной подстанции с двумя рабочими и одной обходной системами шин

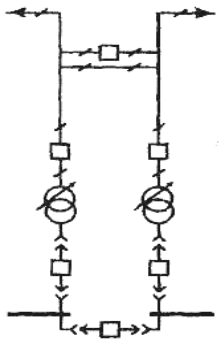


Рисунок 2.6 - Схема мостика

Таблица 2.16 – Электрические схемы подстанций варианта 1

Номер узла	Название	Напряжение, кВ	Электрическая схема подстанции	Рисунок
1	КГПП 220/110 кВ	220	Секционированная	2,5
2	Красноармейская 220 кВ	220	Мостик	2,7
3	Боровое 220 кВ	220	Мостик	2,7
4	Щучинск 220 кВ	220	Мостик	2,7
5	Макинск 220 кВ	220	Мостик	2,7
6	Боровое 220 кВ	220	Мостик	2,7
7	ПТФ 220 кВ	220	Тупиковая	2,3
8	Сары-оба тяга 220 кВ	220	Мостик	2,7
9	Володарская 220 кВ	220	Секционированная	2,5
10	АГОК 220 кВ	220	Тупиковая	2,3
11	ВГОК 220 кВ	220	Секционированная	2,7
12	Летовочное 220 кВ	220	Тупиковая	2,3
13	Новая ПС 220 кВ	220	Тупиковая	2,3
14	Чкалово 110 кВ	110	Мостик	2,7
15	Уголки 110 кВ	110	Тупиковая	2,3

Таблица 2.17 – Электрические схемы подстанций варианта 2

Номер уз-ла	Название	Напряжение, кВ	Электрическая схема подстанции	Рисунок
1	КГПП 220/110 кВ	220	Секционированная	2,5
2	Красноармейская 220 кВ	220	Мостик	2,7
3	Боровое 220 кВ	220	Мостик	2,7
4	Щучинск 220 кВ	220	Мостик	2,7
5	Макинск 220 кВ	220	Мостик	2,7
6	Боровое 220 кВ	220	Мостик	2,7
7	ПТФ 220 кВ	220	Тупиковая	2,3
8	Сары-оба тяга 220 кВ	220	Мостик	2,7
9	Володарская 220 кВ	220	Мостик	2,5
10	АГОК 220 кВ	220	Тупиковая	2,3
11	ВГОК 220 кВ	220	Секционированная	2,7
12	Летовочное 220 кВ	220	Тупиковая	2,3
13	Новая ПС 220 кВ	220	Тупиковая	2,3
14	Чкалово 110 кВ	110	Мостик	2,7
15	Уголки 110 кВ	110	Тупиковая	2,3
	Депо			

3 Техническое и экономическое сравнение вариантов

Целью технико-экономических расчетов является выбор оптимального варианта схемы проектируемой сети. Для этого необходимо из двух вариантов схемы произвести выбор наиболее оптимального.

Для расчетов введем следующие допущения:

- примем, что варианты равноценны по надежности;
- капиталовложения в сеть считаются единовременными, а годовые издержки – постоянными.

В этом случае оценка вариантов производится по расчетным затратам, которые определяются по выражению:

$$З_i = E_н \cdot k_i + И_{ai} + И_{эi}, \qquad (3.1)$$

где *i*- номера сравниваемых вариантов;

E_H- нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, равный 0.17;

к - капиталовложения в объекты сети;

Иа- полные годовые отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживания электрической сети;

Иэ- затраты на компенсацию потерь электроэнергии в сети.

Полные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание сети могут быть найдены по выражению:

$$И_a = \sum P_j \cdot k_j, \qquad (3.2)$$

где *kj* - капиталовложения в j-ый элемент сети;

Pj - нормы амортизационных отчислений на j- ый элемент.

Затраты на компенсацию потерь электроэнергии для каждого варианта определяем по формуле (3.3) :

$$И_Э = \Delta p' \cdot \tau \cdot З_0' + \Delta p'' \cdot 8760 \cdot З_0'' \qquad (3.3)$$

где *Δp'* - переменные потери мощности, зависящие от нагрузки;

Δp"- постоянные потери мощности, независящие от нагрузки;

З' и З" – удельные затраты на компенсацию соответственно переменных и постоянных потерь;

τ и τ"=8760 – время наибольших потерь соответственно для переменных и постоянных потерь мощности (τ принимаем по кривой, *τ"* – это время работы оборудования).

По приведенным выражениям определяем расчетные затраты по каждому из сравниваемых вариантов. Оптимальным по экономическим показателям является вариант, характеризующийся меньшими расчетными затратами.

Для сравнения необходимо сначала рассчитать капитальные вложения на строительство электрических сетей и подстанций, которые определяются по укрупненным показателям стоимости представленными в методических указаниях.

3.1 Определение капитальных вложений в первом варианте сети

По капитальным затратам на воздушные линии 110 кВ на железобетонных опорах по гололедности III сведем в таблицу 3.1

Таблица 3.1 - Капитальные вложения в строительство проектируемых ЛЭП (вариант 1)

Участок сети	$U_{ном}$, кВ	Количество цепей в линии	Длина линии L_{i-j}, км	Марка провода на участке сети	Стоимость 1 км данной марки провода, тыс. у.е./км	Капиталовложение в строительство участка сети, тыс. у.е.
1-7	220	2	40	АС 240/32	39.18	1567,13

Определим (по укрупненным показателям стоимости) капиталовложения в строительство новых подстанций. Они будут состоять из стоимости ОРУ, стоимости устанавливаемых трансформаторов и постоянной части затрат по подстанциям. Проектируемая подстанция выполняется по тупиковой схеме.

Таблица 3.2 - Капитальные вложения в проектируемую подстанцию

Название подстанции	$К_{ОРУ}$ тыс.у.е.	$К_{ТР}$ тыс.у.	$К_{П/ст}$ тыс.у.	П.Ч.З. тыс.у.
Новая ПС	94,96	2196,31	487,58	168,00

3.2 Определение капитальных вложений во втором варианте сети

Определим капитальные вложения в строительство воздушных линий 220 кВ.

Таблица 3.3 - Капитальные вложения в строительство проектируемых ЛЭП (вариант 2)

Участок сети	$U_{ном}$, кВ	Количество цепей в линии	Длина линии L_{i-j}, км	Марка провода на участке сети	Стоимость 1 км данной марки провода, у.е./км	Капиталовложение в строительство участка сети, у.е.
1-7	220	1	62	АС-300/39	20.89	1295,78
7-9	220	1	40	АС-300/39	20.89	980,89
Всего:						2285,67

Определим капиталовложения в строительство новой подстанции:

Таблица 3.4 - Капитальные вложения в проектируемую подстанцию

Название подстанции	$К_{ОРУ}$	$К_{ТР}$	$К_{П/ст}$	П.Ч.З.
Новая ПС	94,96	2196.31	487,58	168,00

3.3 Технико-экономическое сравнение вариантов

Технико-экономическое сравнение вариантов выполняем по приведенным затратам

3.3.1 Определим нормы ежегодных отчислений на амортизацию Ра, ремонт и обслуживание РР+Р0

Таблица 3.5 - Нормы ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание, в относительных единицах

Наименование	P_a	P_P+P_0	P_Σ
Воздушные линии 220 кВ на стальных и железобетонных опорах	0,024	0,004	0,028
Силовое электротехническое оборудование 220 кВ	0,058	0,025	0,083

По заданному значению T_{max}=2000 ч найдем время максимальных потерь τ=1300 часов.

Стоимость переменных и постоянных потерь электроэнергии составляют: $СДЭ_{\sim Пер}$ =0,3 у.е/кВ

Определяем переменные ΔР~ и постоянные мощности ΔР- Переменные мощности находятся в программе “RASTR” из таблицы ”Структурный анализ активных потерь” (см. приложение). Постоянные мощности находим

где ΔP_{-} - это потери в трансформаторах на холостом ходу:

$$\Delta P_{\sim} = \Delta PT_{\sim} + \Delta PЛ; \;\; \Delta P = \Delta P_{XX}. \qquad (3.4)$$

Таблица 3.6 - Переменные и постоянные мощности в обоих вариаутах

Варианты	$\Delta P_{Л}$, мВт	$\Delta PT_{\sim}$, мВт	$\Delta P_{\sim}$
Вариант I	0,009	0,008	0,017
Вариант II	0,007	0,008	0,015

Находим ежегодные издержки на потерю электроэнергии в элементах сети, по формуле (3.3) (для обоих вариантов)

$$И_{Э(B1)} = \Delta_{перем} \cdot C_{\Delta Эперем} + \Delta p_{пост} \cdot 8760 \cdot C_{\Delta Эпост} = 0{,}009 \cdot 2200 \cdot 0{,}3 + 0{,}01 \cdot 8760 \cdot 0{,}3 = 138{,}8 тыс.у.е.$$

$$И_{Э(B2)} = \Delta P_{перем} \cdot \tau \cdot C_{\Delta Эперем} + \Delta p_{пост} \cdot 8760 \cdot C_{\Delta Эпост} = 2{,}9 \cdot 2200 \cdot 0{,}3 + 0{,}1 \cdot 8760 \cdot 0{,}3 = 1415{,}76 тыс.у.е.$$

Вычислим издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание (для обоих вариантов)

$$И_{a(BI)} = P_{\Sigma Л} \cdot k_{\Sigma Л} + P_{\Sigma П/ст} = 0{,}028 \cdot 3486{,}36 + 0{,}083 \cdot 487{,}58 = 138{,}08 тыс.у.е.$$

$$И_{a(B2)} = P_{\Sigma Л} \cdot k_{\Sigma Л} + P_{\Sigma П/ст} = 0{,}028 \cdot 3111{,}69 + 0{,}083 \cdot 487{,}58 = 127{,}59 тыс.у.е.$$

Определим суммарные капиталовложения по обоим вариантам

$$k_{\Sigma(B1)} = k_{Л\Sigma} + k_{\Sigma П/ст} + П.Ч.З = 3486{,}36 + 138{,}08 + 168 = 3792{,}44 тыс.у.е$$

$$k_{\Sigma(B2)} = k_{Л\Sigma} + k_{\Sigma П/ст} + П.Ч.З = 3111{,}69 + 127{,}59 + 168 = 3407{,}28 тыс.у.е$$

Определим приведенные затраты для обоих вариантов (по формуле (3.1)) и определение по минимальному один оптимальный вариант.

$$З'_{B1} = E_{н} \cdot k_{\Sigma} + И_{a} + И_{\Delta Э} = 0{,}17 \cdot 3792{,}44 + 138{,}08 + 138{,}8 = 921{,}59 тыс.у.е.$$

$$З'_{B2} = E_{н} \cdot k_{\Sigma} + И_{a} + И_{\Delta Э} = 0{,}17 \cdot 3407{,}28 + 127{,}59 + 1415{,}76 = 2122{,}58 тыс.у.е.$$

По условию минимальных приведенных затрат и преимуществу варианта принимаем как самый экономичный и оптимальный первый вариант.

Дальнейшие расчеты будем производить только для этого варианта схемы сети.

4 Расчеты рабочих режимов выбранного варианта электрической сети

Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения :

- уровня напряжений в узлах и элементах сети и мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения в допустимых пределах; потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;

- пропускную способность сети по условиям устойчивости.

На характер изменения потоков активной мощности влияют три фактора: графики нагрузки отдельных узлов, режимы работы генерирующих источников, условие обмена мощности рассматриваемой схемы с соседними.

На формирование потоков реактивной мощности кроме факторов, определяющих потоки активной мощности, значительное влияние оказывают потери реактивной мощности в сети и зарядная мощность линий напряжением 220 кВ.

Для упрощения принимается, что нагрузки узлов и режимы работы генераторов в момент расчета стабильны, а обмена мощности с другими схемами нет (т.е. происходит только потребление электроэнергии с других энергосистем и выдача мощности из рассматриваемой схемы не происходит).

Кроме того расчеты рабочих режимов производятся как уточненный расчет после выбора сечений ЛЭП и трансформаторов (автотрансформаторов) в нагрузочных узлах. Т.е. при определившихся сопротивлениях и проводимости линий электропередач и сопротивлений трансформаторов.

Для рассмотрения принимается несколько характерных режимов:

- максимальных нагрузок в зимние сутки;

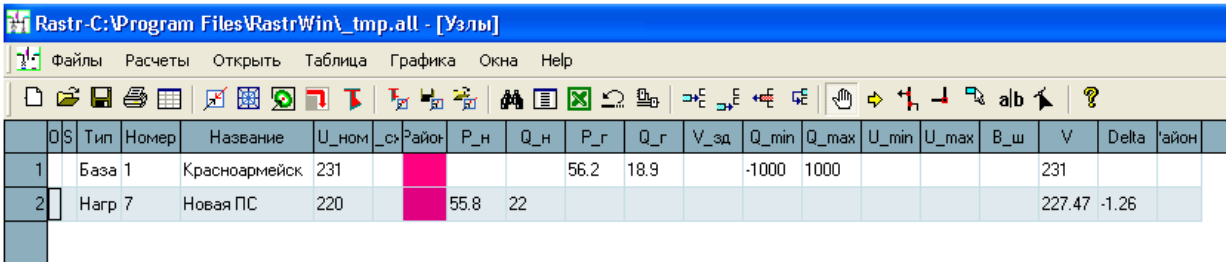
- минимальных нагрузок в летние сутки;

- несколько совмещенных аварийных режимов, для рассмотрения максимального падения напряжения в узлах.

Расчеты производятся в программе “RASTR”. Расчеты сводятся в табличную форму.

Максимальный режим

Таблица 4.1 – Характеристика потребителей



	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	Красноармейск	231					56.2	18.9		-1000	1000				231		
2			Нагр	7	Новая ПС	220			55.8	22									227.47	-1.26	

Таблица 4.2 – Характеристика сопротивлений линии

Rastr-C:\Program Files\RastrWin_tmp.all - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	ryr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	7			Красноармейск - Новая ПС	6.12	22.8	-88.7		-56	-19	

Таблица 4.3 – Результаты расчета максимального режима

Rastr-C:\Program Files\RastrWin_tmp.all - [Узлы+Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	0	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	0	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Красноармейск	231				56.2	18.9		-1000	1000	
2			7	Новая ПС	227.5	-1.3	-56	-19	0.41	1.54	148		-4.66	
3			7	Новая ПС	227.47	-1.26	55.8	22						
4			1	Красноармейск	231	1.3	56	22	0.41	1.54	152		-4.66	

Rastr-C:\Program Files\RastrWin_tmp.all - [Токовая загрузка ЛЭП]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	энтр	N_I(t)	Тс
1	1	7	Красноармейск - Новая ПС	148	152	ВН			

4.4 - Минимальном режиме уменьшение мощности на 30%

Rastr-C:\Program Files\RastrWin_tmp.all - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	0	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	Красноармейск	231					39.2	11.5		-1000	1000				231		
2			Нагр	7	Новая ПС	220			39	15.4									228.62	-0.88	

Rastr-C:\Program Files\RastrWin_tmp.all - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	ryr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	7			Красноармейск - Новая ПС	6.12	22.8	-88.7		-39	-11	

4.5 - Результаты расчета минимального режима

Rastr-C:\Program Files\RastrWin_tmp.all - [Узлы+Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	0	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	0	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Красноармейск	231				39.2	11.5		-1000	1000	
2			7	Новая ПС	228.6	-0.9	-39	-11	0.2	0.74	102		-4.68	
3			7	Новая ПС	228.62	-0.88	39	15.4						
4			1	Красноармейск	231	0.9	39	15	0.2	0.74	106		-4.68	

Rastr-C:\Program Files\RastrWin_tmp.all - [Токовая загрузка ЛЭП]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	энтр	N_I(t)	Tc
1	1	7	Красноармейск - Новая ПС	277	287	ВН			

В результате расчетов видно, что предварительный расчет данных схем не давал полной картины перетоков мощности в схеме, хотя и был верен.

Уровень напряжения в узлах при минимальном режиме не падает ниже – 228,6 - в сетях 220 кВ.

Уровень напряжения в узлах при максимальном режиме не падает ниже – 227,5 кВ - в сетях 220 кВ.

Что соответствует существующим нормам и не требует поднятия.

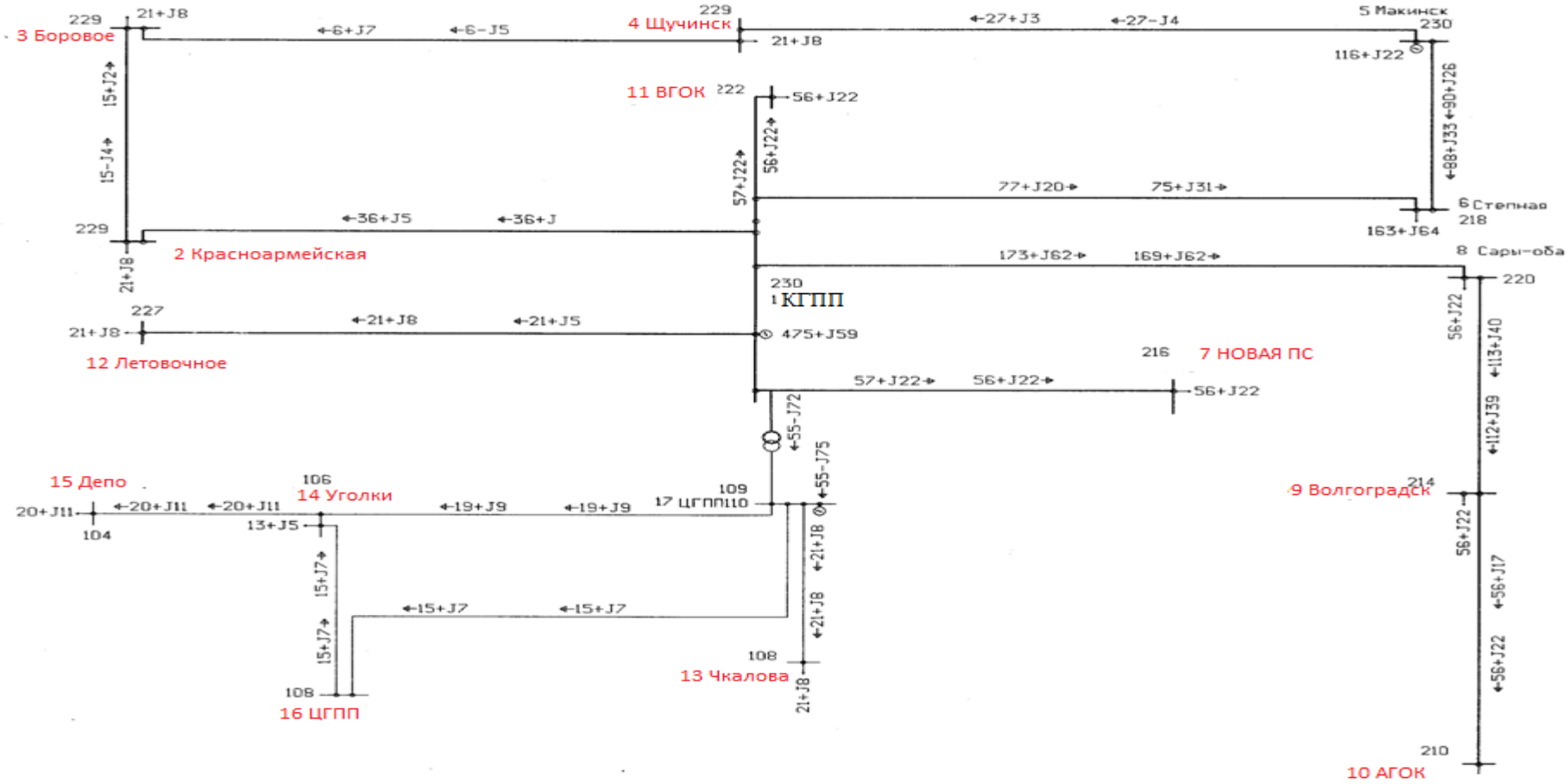
Уровень напряжения в аварийном режиме повышается до значений - 235.7кВ - в сетях линий 220 кВ (обрыв одной цепи линии 1 - 7).

Ввиду того, что трансформатор с ВН 220 кВ имеет пределы регулирования ±8%, имеется возможность снизить напряжение в узле:

$237.7-8\cdot1.5=225,7$ кВ

В связи с этим можно сказать, что напряжение во всех узлах (при любых режимах) можно поддерживать с помощью РПН трансформатора. И поэтому выбор компенсирующих устройств производить не будем.

Таблица 4.6 – Электрические схемы подстанций выбранного варианта



5 Расчеты короткого замыкания и выбор оборудования для проектируемой ПС

5.1 Расчет токов короткого замыкания

Задачей данного расчета является определение токов короткого замыкания и выбор основного оборудования на ОРУ 220 кВ подстанции Новая ПС. На которой выбирается сечения проводников, выключателя в перемычке, отделитель с короткозамыкателем, разъединитель, разрядники, трансформаторы тока и напряжения.

Данные для расчета

Длина линии ВН: l = 40 км;

Сеть НН: P_{MAX} = 60 МВт

На подстанции установлено два двухобмоточных трансформатора ТРДН-40000/220/10;

Мощность протекающая по линии: Р=56 МВт

Выбор схемы РУ ВН

В виду того, что подстанция Новая является тупиковой, мощность трансформаторов не более 40 МВА, выбираем тип распределительного устройства – Тупиковая подстанция с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформатора".

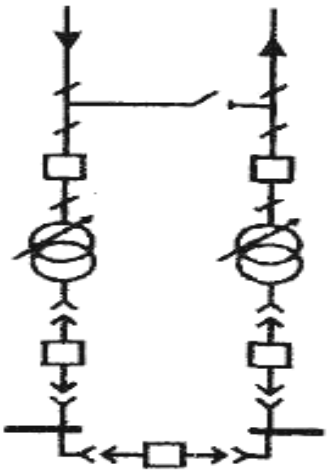


Рисунок 5.1 - Тупиковая подстанция 220 кВ

Расчет производится с помощью программы «TKZ3000». Комплекс позволяет рассчитывать электрические величины в трёхфазной симметричной сети любого напряжения при однократной продольной или поперечной несимметрии и уставки защит от замыканий на землю.

С помощью комплекса можно получать токи, напряжения отношения токов к напряжениям (сопротивления) как в симметричных составляющих, так и в виде полных фазных или междуфазных величин. Для токовых защит от замыканий на землю производится отстройка от фиксированной точка КЗ и от

нагрузки, согласование с одной или несколькими защитами, чувствительности, а также моделирование процесса отключения при работе дальнего резервирования.

Для линии электропередачи 220 кВ ЦГПП-Тимофеевка был проведен расчет токов короткого замыкания на указанном выше участке линии.

Расчеты токов короткого замыкания сведены в таблицы

Таблица 5.1 – Сопротивления прямой и обратной последовательности

Тип	Пар	Узел-1	Узел-2	R1	X1	E;K;B(c);	Фаза	N эл.
4	0	0	1	0.000	2.500	220.000	0.000	0
0	0	1	2	3.430	15.015	0.000	0.000	0
0	0	2	3	3.724	16.302	0.000	0.000	0
0	0	3	4	8.330	36.465	0.000	0.000	0
0	0	4	5	5.096	22.308	0.000	0.000	0
0	0	5	6	12.440	54.483	0.000	0.000	0
0	0	6	1	14.406	63.063	0.000	0.000	0
0	0	1	7	6.120	22.185	0.000	0.000	0
0	0	1	8	5.096	22.308	0.000	0.000	0
0	0	8	9	4.704	20.592	0.000	0.000	0
0	0	9	10	5.390	23.595	0.000	0.000	0
0	0	1	12	2.940	12.870	0.000	0.000	0
0	0	12	11	2.890	12.650	0.000	0.000	0
4	0	0	17	0.000	2.500	110.000	0.000	0
0	0	17	13	5.136	5.328	0.000	0.000	0
0	0	13	14	3.852	3.996	0.000	0.000	0
0	0	14	15	2.354	2.442	0.000	0.000	0
0	0	15	16	2.996	3.108	0.000	0.000	0
0	0	16	17	2.140	2.220	0.000	0.000	0

Таблица 5.2 – Сопротивления нулевой последовательности

Тип	Пар	Узел-1	Узел-2	R0	X0	K;B(c);
0	0	1	2	3.580	0.304	0.000
0	0	2	3	3.874	0.304	0.000
0	0	3	4	8.480	0.304	0.000
0	0	4	5	5.246	0.304	0.000
0	0	5	6	12.596	0.304	0.000
0	0	6	1	14.556	0.304	0.000
0	0	1	7	6.270	0.304	0.000
0	0	1	8	5.246	0.304	0.000
0	0	8	9	4.854	0.304	0.000
0	0	9	10	5.540	0.304	0.000
0	0	1	12	2.790	0.304	0.000
0	0	12	11	3.040	0.304	0.000
0	0	17	13	5.204	0.304	0.000
0	0	13	14	4.002	0.304	0.000
0	0	14	15	2.504	0.304	0.000
0	0	15	16	3.146	0.304	0.000
0	0	16	17	2.290	0.304	0.000
0	0	0	17	0.000	2.500	0.000
0	0	0	1	0.000	2.500	0.000

Таблица 5.3 – Результат расчета трехфазного КЗ

узел	наименование	I(1)3	I(1)1	I(2)1	3I(0)1
		U= 110.0	X1= 2.5		

1-		I1 = 50807			
0		50807			
2		0			
6		0			
7		0			
8		0			
12		0			
		U= 110.0	X1= 24.7		
7-		I1 = 4994			
1		4994			

Таблица 5.4 – Результат расчета двухфазного КЗ

МЕСТО КЗ 1 Uпа 110.00 0

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (0.00 2.50) Z2 (0.00 2.50)

I1 25403 -90 I2 -25403 -90

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

1-0	I1	-25403	-90	I2	25403	-90	
1-2	I1	0	0	I2	0	0	
1-6	I1	0	0	I2	0	0	
1-7	I1	0	0	I2	0	0	
1-8	I1	0	0	I2	0	0	
1-12	I1	0	0	I2	0	0	

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

1-0	I1	-25403	-90	I2	25403	-90	
1-2	I1	0	0	I2	0	0	
1-6	I1	0	0	I2	0	0	
1-7	I1	0	0	I2	0	0	
1-8	I1	0	0	I2	0	0	
1-12	I1	0	0	I2	0	0	

Вид КЗ 2

МЕСТО КЗ 7 Uпа 220.00 0

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (6.12 24.68) Z2 (6.12 24.68)

I1 2497 -76 I2 -2497 -76

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

7-1	I1	-2497	-76	I2	2497	-76	

Таблица 5.5 – Результат расчета однофазного КЗ на землю

Вид КЗ 1,1

МЕСТО КЗ 1 Uпа 110.00 0

суммарные величины в месте несимметрии

Z1 (0.00 2.50) Z2 (0.00 2.50) Z0 (0.00 2.50)

I1 33871 -90 I2 -16936 -90 3I0 -50808 -90

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

1-2	I1	0	0	3I0	0	0	
1-6	I1	0	0	3I0	0	0	
1-7	I1	0	0	3I0	0	0	
1-8	I1	0	0	3I0	0	0	
1-12	I1	0	0	3I0	0	0	

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

1-2	I1	0	0	3I0	0	0	
1-6	I1	0	0	3I0	0	0	
1-7	I1	0	0	3I0	0	0	
1-8	I1	0	0	3I0	0	0	
1-12	I1	0	0	3I0	0	0	
1-0	I1	-33871	-90	3I0	50807	-90	

Вид КЗ 1,1

МЕСТО КЗ 7 Uпа 220.00 0

суммарные величины в месте несимметрии

```
 Z1  (6.12 24.68)          Z2  (6.12 24.68)          Z0  (6.27 2.80)
 I1    4233  -69           I2    -964 -110           3I0  -10710  -58
                            ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ
     7-1                   I1    -4233  -69         3I0    10710  -58
```

Таблица 5.6 – Результат расчета однофазного КЗ

узел	наименование	I(1)3	I(1)1	I(2)1	3I(0)1
1-		U= 110.0 I1 = 50807	X1= 2.5 I1 = 16936	X2= 2.5 I2 = 16936	X0= 2.5 3I0 = 50807
2		0	0	0	0
6		0	0	0	0
7		0	0	0	0
8		0	0	0	0
12		0	0	0	0
0		50807	16936	16936	50807
7-		U= 110.0 I1 = 4994	X1= 24.7 I1 = 2294	X2= 24.7 I2 = 2294	X0= 2.8 3I0 = 6883
1		4994	2294	2294	6883

Выбор и расчет токоведущих частей аппаратов, шин и проводов

В распределительных устройствах подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. В данном расчете выбираем гибкие шины 220 кВ (ремонтная перемычка) и токоведущих частей связывающие между системами С1 и С2, а также токоведущие части от отделителя до выводов трансформатора.

Сечения всех проводников, за исключением гибких шин, выбираем по экономической плотности тока $j_{ЭК}$:

$$S_{ЭК} = \frac{I_{ном}}{j_{эк}} \qquad (5.1)$$

Экономическая плотность тока определяется в зависимости от числа часов использования максимальных нагрузок которые рассчитываются по графику нагрузки данного присоединения.

Найденные сечения $S_{ЭК}$ округляют, и затем принимают ближайшие стандартные сечения.

Выбор гибких шин 220 кВ

Так как гибкие шины по экономической плотности тока не будем выбирать, то принимается сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения: система - трансформатор.

Рассчитаем ток протекающий в ЛЭП и трансформаторе нормальный и максимальный, по формулам (5.1), (5.2), (5.3):

$$I_{НОРМЛЭП} = I_{МАХЛЭП} = \frac{S_{НАГР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (5.2)$$

$$I_{НОРМТ} = (0{,}65 \div 0{,}7) \cdot \frac{S'_{Ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (5.3)$$

$$I_{НОРМТ} = (1{,}3 \div 1{,}4) \cdot \frac{S'_{Ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (5.4)$$

где *S* - номинальная мощность трансформатора

$$I_{НОРМЛЭП} = I_{МАХЛЭП} = \frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183{,}7А;$$

$$I_{НОРМТ} = 0{,}7 \cdot \frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 115{,}7;$$

$$I_{НОРМТ} = 1{,}4 \cdot \frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 231{,}5.$$

В виду того, что по ПУЭ минимальное сечение для линий 220 кВ–240 мм^2 принимаем провод АС-240/32, q=244 мм^2, d=21,6 мм, $I_{доп}$=605 А.

Фазы расположены горизонтально, расстояние между фазами – 4 м.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току)

$$I_{max} \leq I_{доп}$$

$$231{,}5 \leq 605$$

Сечение по нагреву проходит, т.к. $I_{доп}$=605 А.

Проверка на термическое действие тока КЗ.

Не производится т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка на электродинамическое действие тока КЗ (схлестывание).

Не производится если $I^{(3)}_{П.О}$ =6,7 кА, то в данном случае эта проверка не производится.

Проверка по условию коронирования необходимо производить для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникают при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см), которая вычисляется по формуле (5.4):

$$E_0 = 30{,}3 \cdot m \cdot (1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{r_0}}); \qquad (5.5)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхность провода (для многопроволочных проводов m = 0,84);

r_0 –радиус провода, см.

$$E_0 = 30{,}3 \cdot 0{,}84 \cdot (1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{1{,}08}}) = 32{,}8 кВ/см$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению (5.5):

$$E = \frac{0{,}354 \cdot U}{r_0 \cdot lg \cdot \frac{D_{CP}}{r_0}} = \frac{0{,}354 \cdot U}{r_0 \cdot lg \cdot \frac{1{,}26 \cdot D}{r_0}}; \qquad (5.6)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D – расстояние между соседними фазами, см.

$$E = \frac{0{,}354 \cdot 220}{1.08 \cdot lg \cdot (\frac{1.26 \cdot 400}{1.08})} = \frac{77{,}88}{2{,}883} 27 кВ/см;$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7% больше E.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более 0,9 E_0. Таким образом, условие образования короны можно записать в виде:

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0;$$
$$1{,}07 \cdot 27 \leq 0{,}9 \cdot 32{,}8;$$
$$28{,}89 \leq 29{,}52.$$

Следовательно провод АС-240/32, применяемый для гибких шин, по условию коронирования проходит.

Выбор токоведущих частей от выводов 220кВ автотрансформатора до гибких шин.

Токоведущие части выполним гибкими проводами. Сечение выбираем по экономической плотности тока $j_{эк}$=1,3 А/мм^2 по ПУЭ.

U по формуле (8.5) вычисляем сечение

$$S_{ЭК} = \frac{115,7}{1,3} = 89 мм^2$$

Принимаем провод сечением АС-240/32, так как по ПУЭ минимальное сечение для напряжения 220 кВ – 240 мм^2. Наружный диаметр d_o=21,6 мм, допустимый ток $I_{ДД}$=605 А.

Проверим провод по допустимому току

$$I_{max} \leq I_{доп}$$

$$231,5 \leq 605 \text{ А}.$$

Сечение по нагреву проходит.

Проверку на термическое действие тока кз не производим, так как токоведущие части выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверку на электротермическое действие тока кз (схлестывание) не производим, так как $I_{кз}$ <20 кА ($I_{кз}$=6,7 кА)

Проверка по условию коронирования произведена для такого же провода в пункте 5.4.14.4, из которого следует, что провод АС-240/32 с расстоянием между фазами – 4м проходит по условию коронирования.

5.2 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

В данном расчете мы будем выбирать выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели и разрядники. А из измерительной аппаратуры выберем трансформаторы тока и напряжения, к которым подключаются измерительные приборы.

Выбор выключателя и разъединители в перемычке мостиковой схемы ОРУ 220кВ.

Выбор будем производить максимальному току в нормальном режиме и по расчетным токам кз на стороне ВН автотрансформатора –$I_{П,О}$; $I_{П,\tau}$; $i_у$; $i_{a\tau}$; $\beta_К$.

Максимальным током примем

$I_{max \cdot t} = 231,5 А$ (из пункта 5.2)

А расчетные токи в таблицы 5.1 и в ней произведем выбор выключателя и разъединителя в ОРУ-220кВ.

Выбор отделителя и короткозамыкатель со стороны ВН трансформатора

Короткозамыкатели применяются в упрощенных схемах подстанций для того, чтобы обеспечить отключение поврежденного трансформатора после создания искусственного КЗ действием релейной защиты питающей линии. Отделители могут отключать обесточенную цепь или ток намагничивания трансформатора.

Таблица 5.7 - Расчетные и каталожные данные выбранного выключателя и разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель	Разъединитель
	ВГТ-220II-40/2500 У1	РНДЗ.1-220/1000У1
$U_{уст}$=220 кВ	$U_{НОМ}$ =220 кВ	$U_{НОМ}$ =220 кВ
$I_{мах}$=231,5 А	$I_{НОМ}$ =2500 кА	$I_{НОМ}$ =1000 кА
$I_{П,\tau}$=6,7 кА	$I_{ОТК,\ НОМ}$ =40 кА	-
$i_{a\tau}$ =1,26 кА	$i_{a,НОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{(\beta_н \cdot I_{ОТК.НОМ})}{100} = \sqrt{2} \cdot \frac{25 \cdot 40}{100} = 8{,}84$кА	-
$I_{П,О}$ =6,7 кА	$I_{ДИН}$ = 40 кА	-
$i_у$=16,27 кА	$i_{ДИН}$ = 40 кА	$i_{ДИН}$=100 кА
$B_К$ = 27,7 кА^2·с	$I^2_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}$=40^2·3=1875 кА^2·с	$I^2_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}$=40^2·3=4800 кА^2·с
Привод	ШПВ-45В	ПДВ-1У1

Таблица 5.8 - Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные	Отделитель ОД – 220/1000У1	Короткозамыкатель КЗ-220У1
$U_{уст}$ =220 кВ	$U_{НОМ}$ =220 кВ	$U_{НОМ}$=220 кВ
$I_{мах}$=231,5 А	$I_{НОМ}$ =1000 кА	-
$i_у$=16,3 кА	$i_{ДИН}$ = 80 кА	$i_{ДИН}$ =51 кА
$B_К$ =24,7 кА^2·с	I2ТЕР·tТЕР=31.5^2·3=2980 кА^2·с	$I^2_{ТЕР}\cdot t$=1200 кА^2·с
Привод	ПРО-1У1	ПРК-1У1

Для выбора отделителя и короткозамыкателя применяются данные расчета выключателя и разъединителя.

Выбор разрядника

Разрядник проверяют только по номинальному напряжению, в связи с этим выберу разрядник РВМГ-220 МУ1.

Выбор трансформаторов тока и напряжения

Для выбора трансформаторов тока и напряжения необходимо определить приборы и их количество присоединяемых к этим трансформаторам:

- в цепи трансформатора – амперметр;
- гибкие шины 220 кВ – вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр;
- осциллограф, фиксирующий прибор;
- выключатель – встроенный амперметр;
- линия 220 кВ – амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор (используемый для определения места КЗ).

Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока выбирается по потребляемой мощности присоединяемого амперметра, ваттметра, варметра. А также по I_{max}=231,5 А

Трансформатор тока будем выбирать с запасом так как возможна установка регистрирующих приборов, которые потребляют значительно большую мощность.

Таблица 5.9 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Нагрузка		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-350	-	0,5	-
Ваттметр	Д-365	0,5	-	0,5
Варметр	Д-365	0,5	-	0,5
Итого		1	0,5	1

Выбирается трансформатор тока ТФЗМ 220 Б – III (У1)
Номинальное напряжение: $U_{ном}$=220кВ;
Номинальный ток: первичный $I_{перв}$=300А;
вторичный $I_{втор}$=5А;
Класс точности – 0,3;
Номинальная нагрузка: $r^2_{ном}$ = 1,2 Ом
Ток электродинамической стойкости: $i_{дин}$ = 25кА;
Допустимый ток (кА)/допустимое время (с) – 9,8/3;
$S_{2ном}$=30 В·А

Таблица 5.10 - Расчетные и каталожные данные для выбранного трансформатора тока

Расчетные данные	Трансформатор тока
	Каталожные данные
	ТФЗМ 220Б – III – У1
$U_{уст}$=220 кВ	И ном=220кВ
I_{max}=184А	Іном=300А
i_y=16,3 кА	Ідин=25кА
Вк=24,7 кА^2·с	$I^2_{ТЕР}\cdot t_{ТЕР}$=9,8^2·3=288,1 кА^2·с

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке определяем нагрузку по фазам:
общее сопротивление приборов:

$$r_{п/шб} = \frac{S_{п/шб}}{I_2} = \frac{1}{25} = 0{,}04\text{Ом};$$

допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 1{,}2 - 0{,}04 - 0{,}1 = 1{,}06\text{Ом};$$

определим сечение соединительных проводов:

$$q = \rho \cdot \frac{l_{расч}}{r_{пр}} = 0{,}0175 \cdot \frac{120}{1{,}06} = 1{,}98 мм^2$$

Выбирается контрольный кабель жилами, сечением 4 мм2 (медный кабель).

Выбирается трансформаторы тока встроенные в выключателе и трансформаторе.

Трансформатор тока, встроенный в выключатель ВГТ-220II-40/2500 У1 – ТВ – 220 – I – 1000/5 – У2:

класс напряжения – 220кВ;

вариант исполнения – 1000/5;

первичный ток – $I_{перв}$ = 400А;

вторичный ток – $I_{втор}$ = 5А;

$Z_{2н}$ = 1,2 Ом; предельный ток – 25 кА;

предельное время (по термической стойкости) – 3с.

Трансформатор тока, встроенный в трансформатор – ТВТ 220 – I – 1000/1:

класс напряжения $U_{ном}$=220 кВ;

первичный ток $I_{перв}$=400А;

вторичный ток $I_{втор}$=5А;

$Z_{2н}$=1,2 Ом;

номинальная предельная кратность - 24;

предельный ток (по термической стойкости) $I_{тер}$ = 25кА;

предельное по термической стойкости время $t_{тер}$ = 3с

Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения выбирается по потребляемой мощности присоединяемых: вольтметра с переключением для измерения трех междуфазных напряжений, регистрирующего вольтметра, осциллографа (вместо него устанавливается регистрирующий частотомер)

Выбирается трансформатор напряжения НКФ – 220 – 58 У1 (однофазный).

Таблица 5.11 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип прибора	S одной обмотки	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	Потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-350	3	1	1	0	1	3	-
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	2	1	0	2	40	-
Частотометр регистрирующий	Н-397	7	1	1	0	2	14	-
Итого							57	0

Три трансформатора напряжения соединенные в звезду имеют мощность: 3·400=1200 МВА, что больше $S_{2\Sigma}$.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{57^2 \cdot 0^2} = 57В \cdot А < 1200ВА$$

Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимается контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 2,5 мм^2 по условию механической прочности.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Анализ условий труда

Подстанция является источником воздействия на окружающую среду, основными из которых являются: электромагнитное воздействие, радиопомехи, трансформаторы – источники шума и возможного загрязнения подземных вод маслом.

На период строительства источниками загрязнения окружающей среды являются строительные механизмы, которые при своем движении нарушают почвенно-растительный покров. В местах складирования горюче-смазочных средств возможно загрязнение растительно-почвенного слоя. Возможно загрязнение района строительства отходами производства (остатками кабеля, битых железобетонных плит, кирпичей и т.п.).

Проектируемая подстанция не создает выбросов веществ, в том числе и вредных выбросов в атмосферу, в связи с этим отпадает необходимость в проведении анализа изменений воздушной среды и организации мониторинга за ее состоянием.

Эффект воздействия электромагнитного поля на биологический объект принято оценивать количеством электромагнитной энергии, поглощаемой этим объектом при нахождении его в поле. Электромагнитное поле принято рассматривать как состоящее из двух полей: электрического и магнитного. Электрическое поле возникает в электроустановках при наличии напряжения на токоведущих частях, а магнитное - при прохождении тока по этим частям.

При промышленной частоте допустимо считать, что электрическое и магнитное поля не связаны между собой, и поэтому их можно рассматривать отдельно. Предельно допустимые значения напряженности магнитного поля промышленной частоты могут возникать на поверхности проводов, которых касается работающий в установках 110 кВ только при работах под напряжением. Поэтому отрицательное действие на организм электромагнитного поля обусловлено электрическим полем.

Проблема защиты электрических установок от атмосферных перенапряжений весьма сложна и носит комплексный характер. Составными частями в нее входят вопросы защиты элементов электрической установки от поражения их прямыми ударами молнии и защиты изоляции от перекрытий и пробоев вследствие возникновения высоких импульсных напряжений на устройствах, защищающих элементы электрической установки от прямых ударов молнии. Фактическую основу защиты элементов электрических установок от поражения прямыми ударами молнии составляет устройство молниеотводов, то есть хорошо заземленных проводников, располагаемых выше, чем защищаемые элементы электрической установки.

Корпуса электрических машин, трансформаторов, светильников, аппаратов и другие металлические нетоковедущие части могут оказаться под напряжением при замыкании их токоведущих частей на корпус. Если корпус

не имеет контакта с землей, прикосновение к нему также опасно, как и прикосновение к фазе. Если же корпус заземлен, то он окажется под меньшим напряжением, неопасным для человека. Допустимые параметры напряжения прикосновения и тока, проходящего через тело человека – 36 В и 6А соответственно. Данная подстанция заземлена по контуру, заземлители расположены на небольшом расстоянии друг от друга. Поля растекания заземлителей накладываются, и любая точка поверхности грунта внутри контура имеет значительный потенциал. Вследствие этого разность потенциалов между точками снижена и коэффициент прикосновения α_1 намного меньше единицы.

Условия искусственного освещения на промышленном предприятии оказывают большое влияние на зрительную работоспособность, физическое и моральное состояние людей, а, следовательно, на производительность труда, качество продукции и производственный травматизм.

Для создания благоприятных условий труда производственное освещение должно отвечать следующим требованиям:

Освещенность на рабочем месте должна соответствовать характеру выполняемой работы по СНиП II-4-79 «Естественное и искусственное освещение. Общие требования»;

Яркость на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства должна распределяться по возможности равномерно;

Резкие тени на рабочей поверхности должны отсутствовать;

Освещение должно обеспечивать необходимый спектральный состав света для правильной цветопередачи;

Система освещения не должна являться источником других вредных факторов (шум и т.д.), а также должна быть электро- и пожаробезопасной.

6.2 Меры обеспечивающие электробезопасность

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний. Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от: рода и величины напряжения и тока, частоты электрического тока, пути тока через тело человека, продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека, условий внешней среды.

Средства защиты работающих в зависимости от характера их применения подразделяют на две категории: средства коллективной защиты, средства индивидуальной защиты.

Средства коллективной защиты в зависимости от назначения в электробезопасности подразделяют на классы: средства защиты от повышенного уровня электромагнитных излучений, средства защиты от повышенной напряженности магнитных и электрических полей, средства защиты от поражения электрическим током, средства защиты от повышенного уровня стати-

ческого электричества, средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в электробезопасности подразделяют на классы: костюмы изолирующие, средства защиты органов дыхания, одежда специальная защитная, средства защиты ног, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз, средства защиты органа слуха, средства защиты комплексные.

Рассмотрим средства коллективной защиты. К средствам защиты от повышенного уровня электромагнитных излучений относятся: оградительные устройства, защитные покрытия, герметизирующие устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, устройства дистанционного управления, знаки безопасности.

К средствам защиты от повышенной напряженности магнитных и электрических полей относятся: оградительные устройства, защитные заземления, изолирующие устройства и покрытия, знаки безопасности.

К средствам защиты от поражения электрическим током относятся: оградительные устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения, устройства дистанционного управления, предохранительные устройства, молниеотводы и разрядники, знаки безопасности.

К средствам защиты от повышенного уровня статического электричества относятся: заземляющие устройства, нейтрализаторы, увлажняющие устройства, антиэлектростатические вещества, экранирующие устройства.

Перечислим средства индивидуальной защиты: пневмокостюмы, респираторы, пневмошлемы, пневмомаски, костюмы, куртки, комбинезоны, полукомбинезоны, боты, рукавицы, перчатки, полуперчатки, напальчники, наладонники, напульсники, нарукавники, налокотники, каски защитные, шлемы, подшлемники, шапки, шляпы, колпаки, очки защитные, щитки защитные лицевые, противошумные шлемы, противошумные вкладыши, противошумные наушники.

6.3 Меры безопасности при обслуживании электроустановок

В действующих электроустановках осуществляются:

1) оперативное обслуживание, в том числе:

а) периодические осмотры электрооборудования, уборка помещений, мелкий ремонт в порядке текущей эксплуатации и другие работы, не требующие снятия напряжения;

б) оперативные переключения в связи с изменением схемы и режима работы электроустановки;

2) ремонтные работы, в том числе:

а) периодические ремонты и испытания электрооборудования, требующие снятия напряжения со всей электроустановки или с ее части;

б) аварийные ремонты;

в) монтаж или демонтаж электрооборудования.

Работа в электроустановках опасна вследствие того, что человек может быть поражен электрическим током. Основой безопасной работы являются высокая техническая грамотность обслуживающего персонала, дисциплина и неуклонное выполнение ПТЭ и ПТБ.

По степени опасности и необходимым мерам защиты работы в электроустановках напряжением 110 кВ и выше делят на следующие группы:

I группа – работа без снятия напряжения, выполняемая вдали от токоведущих частей.

II группа – работа без снятия напряжения, выполняемая вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением.

III группа – работа с частичным снятием напряжения.

IV группа – работа с полным снятием напряжения.

При производстве работ в электроустановках выполняются технические и организационные меры предосторожности для того, чтобы исключить случайную подачу напряжения к месту работы и случайное приближение или прикосновение к токоведущим частям, оставшимся под напряжением.

Электроустановки осматриваются без снятия с них напряжения, вдали от токоведущих частей. Право единоличного осмотра электроустановки имеет дежурный с квалификационной группой не ниже III или административно-технический работник, имеющий V группу.

Как правило, при осмотрах нельзя проходить за ограждения, снимать их и входить в камеры распределительных устройств, не имеющие барьеров. При необходимости разрешается работнику с квалификационной группой не ниже IV войти за ограждение, но при условии, что токоведущие части недоступны, т.е. нижние фланцы изоляторов находятся от пола на расстоянии более 2 м, а не огражденные токоведущие части – на расстоянии более 3,5 м при напряжении 110 кВ.

Оперативные отключения. Отключения и изменения в электрических – схемах могут производиться только по распоряжению или с ведома того дежурного персонала.

В электроустановках напряжением 110кВ, не оборудованных полностью блокировкой от неправильных операций с разъединителями, сложные переключения производятся по бланкам.

Присоединение включают или отключают с помощью выключателей. Если выключатель имеет ручной привод, то операции с ним выполняются в диэлектрических перчатках, с изолирующего основания. Включать выключатель следует быстро и решительно до упора.

Разъединители следует включать рывком. Если при этом возникает дуга, то ножи следует довести до конца. В противном случае обратный ход ножа вызовет развитие дуги и несчастный случай. Отключать разъединители следует, наоборот, медленно, особенно в начальный момент. Если появится дуга при отходе ножей от губок, то разъединитель следует включить обратно.

Разъединители отключают (включают) в диэлектрических перчатках. Разъединители с пофазным управлением и с вертикальным расположением – в диэлектрических перчатках, с использованием изолирующих штанг и стоя на изолирующем основании. Старшим может быть дежурный, имеющий не менее чем IV квалификационную группу. Простые переключения на одном электрическом присоединении разрешается выполнять оперативному персоналу, имеющему не ниже чем IV квалификационную группу, единолично. Проверять отсутствие напряжения, накладывать и снимать переносные заземления разрешается не менее чем двум исполнителям.

Персонал, выполняющий переключения, должен твердо знать, что в случае исчезновения напряжения оно может быть подано вновь без предупреждения как в условиях нормальной эксплуатации, так и при авариях.

6.4 Пожаробезопасность

Причины пожаров в электроустановках электрических станций и сетей Статистика пожаров показывает, что в электроустановках электрических станций и сетей пожары возникали на следующих объектах:

Пожары на генераторах и синхронных компенсаторах – у генераторов с водородным охлаждением возможно возгорание водорода вследствие его утечки через неисправные уплотнения (подшипников, выводов обмоток статора). У машин с воздушным охлаждением изоляция обмоток статора загорает вследствие их перегрева токами нагрузки или токами междувитковых замыканий (при отказе срабатывания защит).

Пожары в распределительных устройствах могут возникать из-за неосторожного ведения газосварочных или электросварочных работ помещениях и камерах РУ вследствие коротких замыканий, вызванных проникновением в помещение животных и птиц. Пожары происходят в результате взрыва масляных выключателей, отключающая способность которых не соответствует токам короткого замыкания.

Пожары в маслонаполненных трансформаторов и реакторов возможны вследствие выброса масла и при коротких замыканиях внутри трансформатора и несрабатывания газовой защиты.

Пожары в кабельном хозяйстве возможны вследствие загорания изоляции жил при коротких замыканиях, сопровождающихся разрывом оболочки, а также при перегреве кабеля в условиях плохого его охлаждения(например, кабель проложен в жарком помещении, вблизи горячего оборудования), а также при проведении огневых работ в кабельных туннелях и колодцах с нарушением правил их ведения.

Пожары на перечисленных объектах электростанций и сетей были вследствие нарушений в ряде случаев правил и норм при проектировании электроустановок, правил монтажа электрооборудования и главным образом в результате аварий произошедших из-за неправильной эксплуатации, отказа в срабатывании соответствующих защит. Поэтому для предупреждения пожа-

ров в электроустановках электрических станций и сетей необходимо как при сооружении, так и при эксплуатации объектов электроустановок соблюдать Правила устройства электроустановок и Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Если горящая электроустановка не отключена и находится под напряжением, то тушение ее представляет опасность поражения электрическим током. Как правило, тушить ручными средствами пожар электрооборудования следует при снятом с него напряжении. Если почему-либо снять напряжение невозможно, то допускается тушение электроустановки, находящейся под напряжением, но с соблюдением особых мер электробезопасности, которые предусматриваются в Инструкциях по тушению пожара в электроустановках. Тушение пожаров в помещениях энергообъектов с проникновением в них без снятия напряжения не допускается.

Руководителем тушения пожара до прибытия первого пожарного подразделения является старший по смене энергетического объекта – начальник смены, дежурный инженер, диспетчер электросетей, дежурный по подстанции. Отключение присоединений, на которых горит электрооборудование, может производится дежурным без предварительного разрешения вышестоящего оперативного персонала, но с последующим уведомлением.

Тушение пожаров компактными и распыленными водяными струями без снятия напряжения с электроустановок допускается без снятия напряжения с электроустановках допускается только в открытых для обзора ствольщика электроустановках, в том числе горящих кабелей при номинальном напряжении до 10 кВ. При этом ствол должен быть заземлен, а ствольщик – работать в диэлектрических ботах и перчатках, и находится на расстоянии от очага не менее 3,5 м при диаметре спрыска 13 мм и напряжением до 1 кВ включительно и 4,5м при напряжении до 10 кВ. При диаметре спрыска 19 мм эти расстояния увеличиваются соответственно до 4 и 8 м. При этом применение морской и сильно загрязненной воды не допускается.

Тушение пожаров в сильно задымленных помещениях энергообъектов с проникновением в них без снятия напряжения не допускается.

При загорании обмотки генератора или синхронного компенсатора электрическая машина должна быть отключена от сети и остановлена, после чего следует включить стационарную систему водяного пожаротушения. Применение пенных химических огнетушителей для тушения пожаров внутри генератора или синхронного компенсатора запрещается.

При загорании водорода в сливных маслопроводах, в зоне выводов и других местах генератора или синхронного компенсатора с водородным охлаждением необходимо остановить турбину генератора (отлючить компенсатор от сети), а затем от централизованного системы пожаротушения подать углекислый газ или азот в корпус для вытеснения водорода. Одновременно следует приступить к тушению горящего водорода при помощи углекислотных огнетушителей и других средств пожаротушения.

При пожаре трансформатора он должен быть отключен со всех сторон, после чего немедленно следует приступить к тушению воздушно-механической пеной, распыленной водой или огнетушителями. При тушении горящих кабелей напряжением выше 1 кВ в кабельном туннеле работающий с пожарным стволом должен направлять струю воды через дверной проем или люк, не заходя в отсек с горящими кабелями.

Щиты управления станции или подстанции напряжением 0,4 кВ являются наиболее ответственной частью электроустановок, поэтому наибольшее внимание при тушении пожара надо уделять сохранению установленной на аппаратуры. При этом персонал должен по возможности снять напряжение с горящих панелей и приступить к тушению углекислотными или бромэтиленовыми огнетушителями.

Рассмотрим наиболее распространённые средства пожаротушения - огнетушители. Огнетушители порошковые. Заряжены огнетушащим порошком («Пирант», «П-2АПМ») и закачены инертным газом (воздух, азот, углекислый газ) до давления 16 атм. Предназначены для тушения пожаров класса А, В,С или ВС, в зависимости от типа применяемого порошка, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Снабжены запорными устройствами, обеспечивающими свободное открывание и закрывание простым движением руки. Манометр, установленный на головке огнетушителя, показывает степень работоспособности огнетушителя. Эксплуатируются при температуре -40 - +50С.

При тушении пожаров личный состав пожарных частей должен работать в специальной боевой одежде и снаряжении.

Вскрывать и разбирать конструкции можно только после обесточения электрических сетей и приборов. При этом не допускается нарушение креплений конструкций. Разборные конструкции и эвакуированное имущество складывают в местах, в которых обеспечен свободный допуск к объекту работ на пожаре.

Таблица 6.1 - Технические характеристики ручных огнетушителей

Тип	ОП-1	ОП-2	ОП-3	ОП-5	ОП-10
Масса огнетушащего вещества, кг	1	2	3	5	10
Огнетушащая способность	1А, 13В	1А, 1В	2А, 2В	2А, 2В	4А, 4В
Продолжительность подачи огнетушащего вещества, с, не менее	6	6	8	10	13
Длина выброса огнетушащего вещества, м, не менее	3	3	3	3,5	4,5
Полная масса огнетушителя, кг	2,2	2,7	5,2	8,2	16

При явной угрозе взрыва, обрушения, вскипания, участвующие в тушении пожара должны быть выведены в безопасное место. В этих случаях руководитель тушения пожара обязан установить единые сигналы и известить о них весь личный состав.

Работающие с электроинструментом, прожекторами обязаны выполнять все работы в резиновых рукавицах, надевать защитные очки, выключать электроинструмент, электроприборы при перерыве при работе и подаче тока. В случае обнаружения неисправности токоприемники выключаются до исправления неисправности.

При тушении пожара люди должны быть обеспечены средствами защиты органов дыхания, а наступление на огонь должно осуществляться с наветренной стороны.

Большинство средств тушения не является универсальными, т.е. приемлемыми для тушения любых пожаров. Например, применение воды на под станции как средство тушения пожара не рекомендуется, поскольку она имеет высокую электропроводность. Под станции относятся к ряду тех объектов, которые нельзя тушить «традиционными» средствами тушения. Эффективное пожаротушение достигается при применении порошковыхогнетушащих, а также твердотопливные аэрозоле образующие составы.

1) Порошковые огнетушащие составы

Огнетушащие порошки представляют собой мелко измельченные минеральные соли с различными добавками, препятствующими их слеживанию и компонованию. Основой для огнетушащих порошков являются фосфорно-аммонийные соли (моло-, диаммонийфосфаты, аммофос), карбонат и бикарбонат натрия, хлорид калия и др.). В качестве добавок используется высокодисперсный диоксид кремния, модифицированный кремний – органическими соединениями (например, аэросил АМ-1-300), стеараты металлов, нефелин, тальк и др. Порошки обладают высокой огнетушащей способностью и могут обеспечить быстрое тушение или локализацию пожара.

Механизм огнетушащего действия в основном заключается в ингибировании горения в результате связывания активных центров цепных реакций, протекающих в пламени. Происходит либо гетерогенная рекомендация этих центров на поверхности частицы, либо гомогенныевзаимодействия газообразных продуктов возгонки порошков с активными центрами.

Порошки хранят в специальных упаковках, предохраняющих их от увлажнения, и подают в очаг горения сжатыми газами. Порошки нетоксичны, малоагрессивны, сравнительно дёшевы, удобны в обращении.

2) Твердотопливные аэрозолеобразующие составы.

Твердотопливные аэрозолеобразующие огнетушащие составы (ТАОС) относятся к качественно новому типу комбинированных, экологически безопасных средств газопорошкового пожаротушения.

Основой ТАОС служит окислительно-восстановительная система специально подобранных химически стабильных в исходном состоянии веществ. При кратковременном воздействии внешнего высокотемпературного источника тепла (электродвигателя, электроспирали

и др.) инициируется реакция состава ТАОС, в результате которой образуется и одновременно подается в защищаемый объем огнетушащая смесь газов (азот, углекислый газ) и твердых частиц микронных размеров. Для обеспечения требуемых физикохимических свойств, высокой огнетушащей эффективности и эксплуатационных характеристик ТАОС в их рецептуры вводят добавки, позволяющие регулировать скорость и температуру процесса аэрозолеобразования, понижать влагопоглащение, повышать огнетушащую способность, безопасность применения, технологичность и т.д. Составы ТАОС чаще всего используются в виде твердотельных цилиндрических шашек (с каналами или без них), которые формируют огнетушащий заряд требуемой массы.

Огнетушащие заряды ТАОС на практике применяются в специальных устройствах – генераторах огнетушащего аэрозоля, являющихся основными и единовременными исполнительными элементами установок пожаротушения нового типа.

6.5 Правило безопасности при транспортировке и установке опор

Транспортные работы на строительстве ВЛ сопряжены с рядом трудностей, которые вызваны большой протяженностью фронта работ, бездорожьем, относительно невысокой прочностью некоторых конструкций, негабаритностью большинства грузов. Так как с доставки материалов и конструкций начинаются основные работы по сооружению ВЛ, их транспортировка имеет первостепенное значение для организации работ на трассе. Особое внимание ей уделяют в подготовительный период.

Железобетонные, металлические и деревянные детали опор, фундаменты, барабаны с проводом и другие грузы перевозят от железнодорожных станций или речных портов на базы преимущественно грузовыми автомобилями обычной (ЗИЛ-130, МАЗ-5335, КамАЗ-5320 и др) или повышенной (ЗИЛ-131, УРАЛ-375К, КрАЗ-255Б, ГАЗ-66-02 и др.) проходимости, а также автомобильными седельными тягачами (КамАЗ-5410, УРАЛ-377Н, КрАЗ-258Б1 и др.) с прицепами. При развозке по трассе автомобильные тягачи обычно меняют на тракторные или перегружают грузы на тележки или сани.

На труднодоступных участках трассы (горы, болота и др.) для транспортировки грузов, несмотря на высокую стоимость эксплуатации, часто используют вертолеты.

Опоры следует разгружать кранами с применением грузозахватных приспособлений или специальных стропов. Строповку опор надлежит производить в двух местах, располагаемых на расстоянии 0,3 длины от ее центра тяжести. Запрещается при по грузке и разгрузке опор рывки и удары во время подъема, разворота и опускания.

Опоры, разгружаемые на линейных комплектовочных базах, следует распределять по типам и укладывать в штабеля высотой не более чем в

четыре горизонтальных ряда. Между штабелями должны быть оставлены проезды для кранов и транспорта. Каждый ряд опор должен быть уложен на две подкладки из досок, укладываемых на расстоянии 0,2 длины опоры от ее торцов и располагаемых в одной вертикальной плоскости.

При складировании опор с закладными деталями необходимо опоры в каждом ряду укладывать так, чтобы плоскость, в которой расположены болты крепления, была повернута под углом 35-40 градусов к горизонту.

При погрузке конструкций на железнодорожный подвижной состав установочного поезда необходимо соблюдать следующие правила: центрифугированные опоры следует укладывать по пять в каждом ряду; между рядами опор укладывают по две поперечных прокладки сечением не менее 4 х 15 см, которые должны располагаться точно одна над другой.

При перевозке железобетонных опор автомобильным или тракторным транспортом к месту их установки, должна быть обеспечена сохранность опор от толчков, ударов и чрезмерной перегрузки, превышающей расчетную в точках опирания опоры на подкладки, располагаемые на расстоянии 0,2 длины опоры от ее торцов. Запрещается при разгрузке сбрасывать опоры на землю. Опоры при разгрузке следует укладывать так, чтобы они опирались в двух точках, расположенных от торцов на расстоянии 0,2 длины опоры.

Таким образом, в разделе “Безопасность жизнедеятельности” подробно рассмотрены вопросы электробезопасности, пожарной безопасности, проведен расчет заземления и искусственного освещения диспетчерском пункте дежурного персонала .

6.6 Молниезащита

Открытые распределительные устройства подстанций должны защищаться от прямых ударов молнии отдельно стоящими стержневыми молниеотводами (рисунок 6.1), устанавливаемыми по углам подстанции. Высота молниеотвода выбирается, исходя из условия $D \leq 8\ (H\text{-}h)$. Проектируется установить 4 молниеотвода высотой М1, М2 = 27,45м,
М3, М4 = 19,9м.

Для установки молниеотводов целесообразно использовать также все высокие сооружения, расположенные вблизи подстанции. В данном случае использованы линейные порталы и прожекторные мачты.

Спуски к заземлителям от молниеотводов, устанавливаемых на зданиях распределительных устройств электростанций предприятия, следует прокладывать по крыши и стенам здания по возможности дальше от токоведущих частей электроустановок.



Рисунок 6.1 – Защищаться от прямых ударов молнии отдельно стоящими стержневыми молниеотводами

Проверка защищаемого пространства осуществляется по формуле:

$$r_x = h_a \frac{1{,}6}{1+\frac{h_x}{h}}, \qquad (6.1)$$

$$M1, M2 = 19{,}4_5 \frac{1{,}_6}{1+\frac{8}{27{,}4_5}} = 24{,}1\text{м}, \qquad (6.2)$$

$$M3, M4 = 11{,}_9 \frac{1{,}_6}{1+\frac{8}{19_9}} = 13{,}6\text{м}, \qquad (6.3)$$

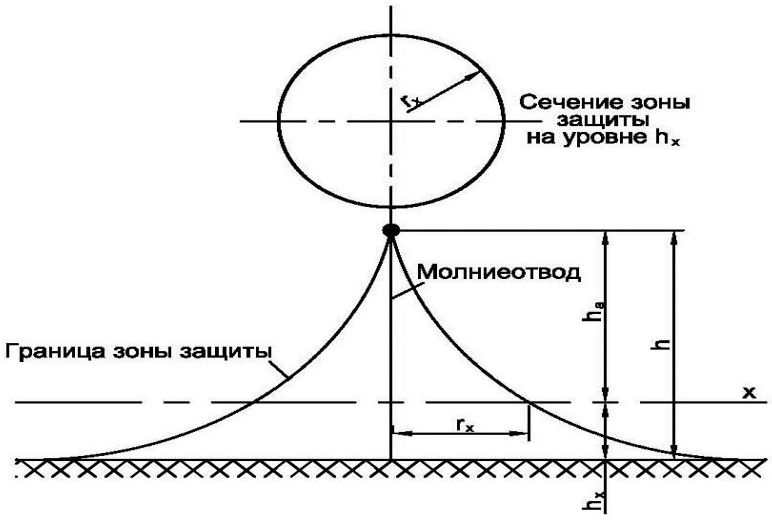


Рисунок 7.2 – Молниеотвод

6.7 Особенности при монтаже опор

Установка анкерно-угловых металлических опор типа У110-1 на ВЛ-110 кВ. Указания по производству работ. Установка опор У110-1 производится согласно схеме, приведенной на рисунке 6.3. Временное крепление железобетонных подножников от сдвига показано на рисунке 6.3. Закрепление тросов к опоре приведено на рисунке 6.4. Детали стропов опоры даны на рисунке.

Таблица 6.2 - Техническая характеристика опоры

Тип опоры		У110-1
Вес металла, кг	на одну опору	4600
Кол-во деталей, шт.		241
Метизы	Кол-во болтов, шт.	624
	Вес метизов, кг	307,3
Вес наплавленного металла, кг		6,0
Общий вес опоры без цинкового покрытия		4914
Вес цинкового покрытия, кг		149
Общий вес опоры с цинковым покрытием, кг		5063

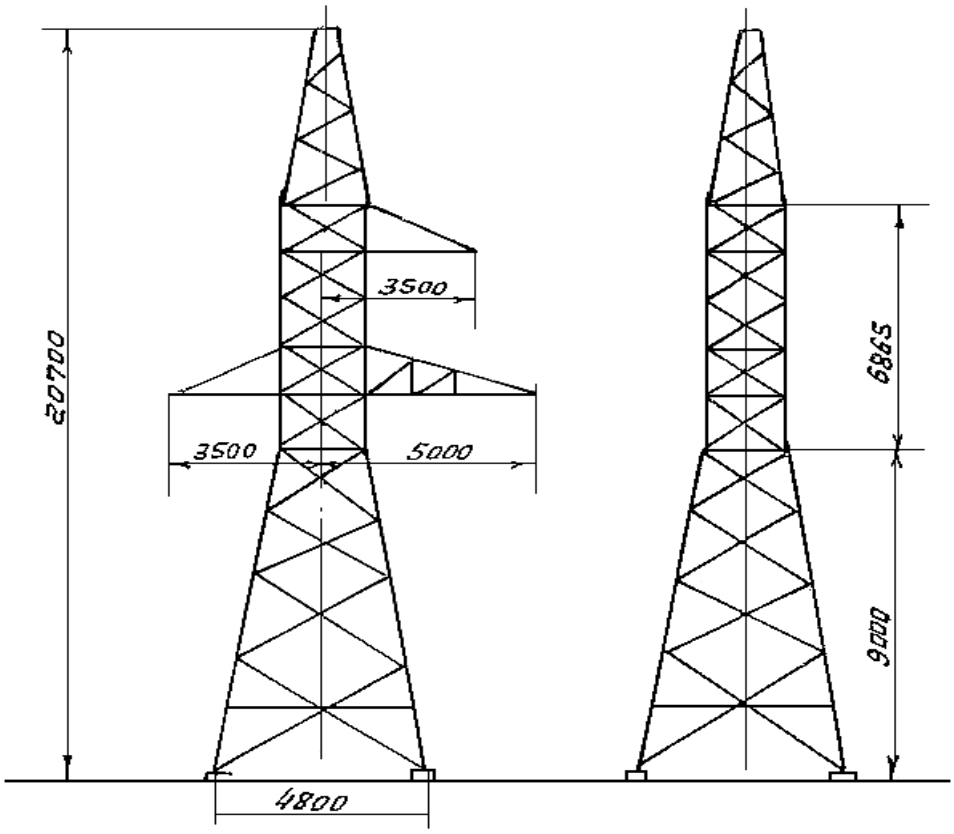


Рисунок 6.3 – Детали опоров

Таблица 6.3 – Усилия, т.с.

Условные обозначения	Наименование усилий	Усилия, т.с.
P	Вес опоры	5,06
Q	Усилие в тяговом тросе от опоры к трактору	37
M	Горизонтальная составляющая на фундаменты	3,5
N	Нагрузка на шарниры	7,0
F	Усилие на крюк крана в начале подъема	2,8
T	Усилие в тормозном тросе	1,5

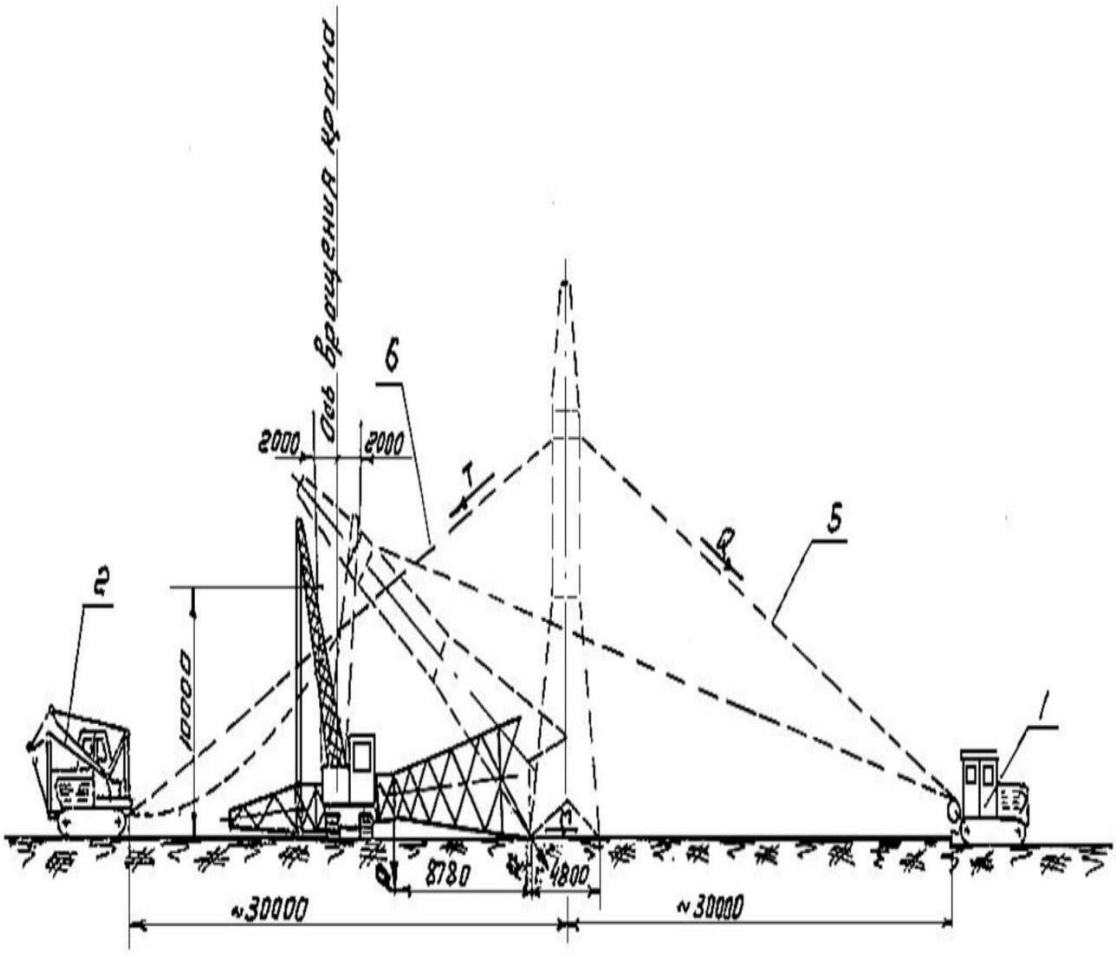


Рисунок 6.4. Схема подъема опоры У110-1

1 - Трактор ДЗ-170М с лебедкой; 2 - Кран ТК-53; 3 - Тяговый трос; 6 - Тормозной трос

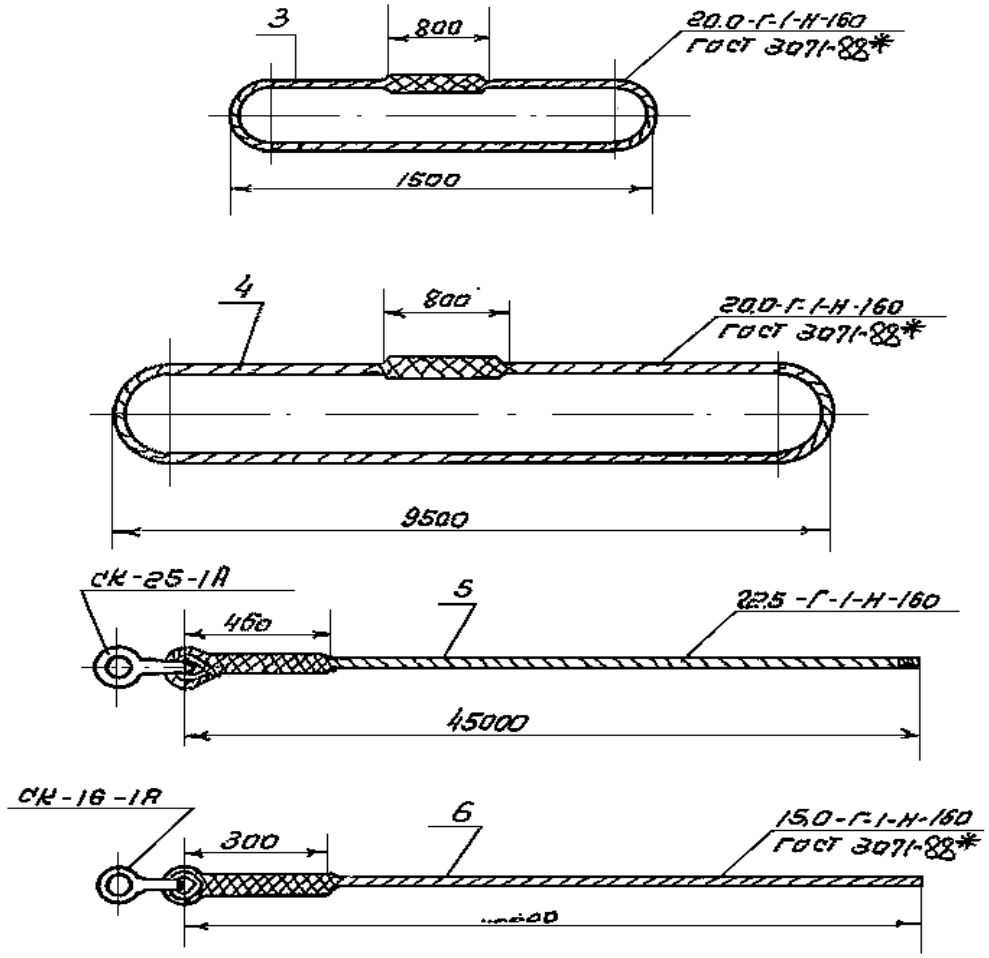


Рисунок 7.5. Детали стропов

3 - строп (трос ∅ = 20 мм); 4 - строп (трос ∅ = 20 мм);
5 - трос тяговый ∅22,5 мм; 6 - трос тормозной ∅ = 15,0;
7 - коуш D=65; 8 - коуш D=55

Определим прочность троса тягового на разрывное усилие по формуле

(6.4)

где, $T_{доп}$ – допустимое тяжение, S – сечение троса, σ - напряжение в тросе.

$$22,5 - 297,5 = 6693,5$$

$$22,5 \cdot 297,5 = 31575$$

Диаметр троса выбирается по условию

$$\sigma \le 0,5 \cdot S \cdot \gamma, \qquad (6.5)$$

где, γ – разрывное усилие троса.

$$37 \leq 6693{,}75 \cdot 0{,}5$$

$$1{,}5 \leq 3157{,}5 \cdot 0{,}5$$

Разрывное усилие:
Троса 22,5-Г-1-Н-160=297,5 т.с/мм^2 по ГОСТ 3071-88,
Троса 15-Г-1-Н-160=210,5 т.с/мм^2 по ГОСТ 3071-88.

Вывод: условие выдержано с запасом и сечение троса выбрано верно.

7 Экономическая часть

7.1 Экономическая оценка проекта

Цели разработки проекта.

Целью разработки проекта является проектирование подстанции 220/110/10 кВ в Акмолинской области.

Данный проект предназначен для реализации электроэнергии потребителям данного района в связи с увеличением нагрузки.

Основной задачей расчёта являются определение экономической эффективности проекта, включающей в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

Анализ рынка сбыта.

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района в перспективе, предполагается, что модернизация ПС позволит РЭК реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Для определения показателей экономической и финансовой эффективности расчетный период принят за 25 лет. Расчетный период включает в себя время строительства энергообъекта, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования ПС.

Все стоимостные показатели в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты в тенге.

Объектом экономического анализа является оборудование проектируемой ПС 220 кВ.

Тарифы на электроэнергию.

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы. Тариф принимаем исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии.

Виды товаров и услуг.

Основным товаром предприятия является электроэнергия, закупаемая у станций, таких ТЭС. Персоналом предприятия выполняется все виды ремонтных работ, связанных с эксплуатацией и ремонтом электрического оборудования.

Рынки сбыта.

Рынками сбыта является все потребители электроэнергии, подключенные к подстанциям, находящиеся на балансе.

Конкуренция на рынке сбыта.

Конкуренция возможна лишь на тех подстанциях, к шинам которых присоединены линии электропередачи, не находящихся на балансе, а таких нет.

Рассмотрим потребление электроэнергии в отчетном и перспективном году.

Таблица 7.1 - Потребление электроэнергии

Объект исследования	Отчет 2014 г., млн. кВтч	Перспектива 2020 г., млн. кВтч
Суммарное потребление	1004,1	1405,74

По таблице 7.1 видно увеличение на 40 % потребляемой электроэнергии при сравнении отчетного периода с перспективным.

Расчет инвестиций в строительство (оборудование) подстанции.

Определяется по формуле:

$$I_{о}^{пс} = К_{пс} + И_{зп} + И_{мат} \quad (7.1)$$

$$К_{пс} = К_{об.перв.} + К_{об.втор.} \quad (7.2)$$

где $К_{пс}$ - капитальные вложения в подстанцию, млн. тг,

$К_{об.перв.}$ - стоимость силового оборудования подстанции, млн. тг,

$К_{об.втор.}$ - стоимость низковольтного оборудования подстанции, млн. тг.

Определим капиталовложения на расширение подстанции «Апановка». Капиталовложения состоят из стоимости автотрансформатора, выключателей, разъединителей и прочего оборудования.

Таблица 7.2 - Капитальные вложения в подстанцию

Наименование оборудования	Кол-во,шт.	Цена за ед., млн. тг.	Всего
Автотрансформатор 63000000 - 220/110/10 кВ	2	25,35	50,7
Выключатель 220 кВ	2	16,8	33,6
Выключатель 110 кВ	2	5,87	11,74
Выключатель 10 кВ	1	8,94	8,94
Разъединитель 220 кВ с одним заземляющим ножом	1	2,09	2,09
Разъединитель 220 кВ с двумя заземляющими ножами	1	5,48	5,48
Разъединитель 110 кВ с одним заземляющим ножом	2	2,86	5,72

Разъединитель 110 кВ с двумя заземляющими ножами	4	3,02	12,08
Разъединитель 35 кВ с одним заземляющим ножом	1	1,44	1,44
Трансформатор тока 220 кВ выносные	1	0,36	0,36
Трансформаторы тока 110 кВ выносные	4	0,30	1,2
Трансформатор тока 220 кВ встроенные в трансформатор	1	0,02	0,02
Трансформатор тока 110 кВ встроенные в трансформатор	1	0,02	0,02
Трансформатор тока 35 кВ встроенные в трансформатор	1	0,01	0,01
Трансформатор напряжения 220 кВ	1	0,12	0,12
Трансформатор напряжения 110 кВ	3	0,06	0,18
Трансформатор напряжения 10 кВ	1	0,02	0,02
Ограничители перенапряжений 220 кВ	1	0,36	0,36
Ограничители перенапряжений 110 кВ	2	0,13	0,13
Ограничители перенапряжений 10 кВ	1	0,05	0,05
Итого			134,26

Таблица 7.3 - Капитальные вложения в низковольтное оборудование

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тг.	Всего
Шкаф релейной защиты линии 220 кВ фирмы «SIEMENS»	1	12,96	12,96
Шкаф релейной защиты АТ фирмы «SIEMENS»	1	16,22	16,22
Итого			29,18

Суммарные капитальные вложения на оборудование подстанции составят:

$$К_{пс} = 134,26 + 29,18 = 163,44 \text{ млн. тг.}$$

Издержки на материалы:
Издержки на заработную плату:

$$И_{мат} = 0,1 \div 0,15 \cdot К_{пс}, \quad (7.3)$$

$$И_{зп} = \sum(Н_i \cdot ЗП_i) \cdot 1,215 \cdot m \quad (7.4)$$

где $Н_i$ - число рабочих i-го разряда в бригаде,

$ЗП_i$ - зарплата работников i-го разряда, млн. тг,

m - срок строительства, месяц.

Для реконструкции подстанции потребуется следующие рабочие:

Таблица 7.4 – Расчет издержек на заработную плату рабочим

Квалификация	Разряд	Количество	$ЗП_i$, тыс.тг.	$\sum ЗП$, тыс.тг.
Монтажник	III	4	60	240
Монтажник	IV	5	70	350
Сварщик	IV	1	70	70
Слесарь	III	3	55	165
Слесарь	IV	1	65	65
Наладчик	IV	4	100	400
Бригадир	V	1	120	120
Издержки на заработную плату работникам				1410
Сроки проведения строительства подстанции				12
Итого, млн. тг.				13,71

Амортизация основных производственных фондов:

$$И_{ао} = 0{,}08 \cdot (К_{пс} + К_{об}) \quad (7.5)$$

где $К_{об}$ - обслуживание оборудования подстанции, тг.

Тогда амортизация основных производственных фондов составит:
Норма ускоренной аммортизации -8%

$$И_{ао} = 0{,}08 \cdot 163{,}44 = 13{,}07 \text{ млн.тг.}$$

Суммарные затраты на текущий ремонт:

$$И_{тр} = 0{,}1 \div 0{,}15 \cdot К_{пс}, \quad (7.6)$$

$$И_{тр} = 0{,}1 \cdot 163{,}44 = 16{,}34 \text{ млн.тг}$$

$$И_1 = 16{,}34 + 13{,}71 + 13{,}07 + 16{,}34 = 59{,}46 \text{ млн.тг}$$

Издержки другиесоставляют 20% от общей издержки:

$$И_{др} = 0{,}2 \cdot И = 59{,}46 \cdot 0{,}216{,}34 = 11{,}89 \text{ млн.тг.}$$

$$И_2 = 16{,}34 + 13{,}71 + 13{,}07 + 16{,}34 + 11{,}89 = 71{,}35 \text{ млн.тг.}$$

7.2 Экономическая и финансовая эффективность инвестиций

План производства

В соответствии со строительными нормами срок расширения ПС принят равным 8 месяцам.

Поступление электроэнергии при полном развитии ПС на пятый год расчетного периода составит соответственно 241млн. кВтч/год потери оцениваются величиной 9,83 млн. кВт-ч/год что составляет 2,5 %.

Организационный план.

Организационная структура управления производством проектируемого энергообъекта принята цеховая.

На ПС устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Ремонт части оборудования, арматуры и токопроводов выполняется силами персонала подстанции, включаемого в штатное расписание. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

Юридический план.

Строительство и эксплуатация рассматриваемых энергообъектов осуществляется за счет привлечения собственных средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов.

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 15 % годовых, начиная с первого года эксплуатации.

Экологическая информация.

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

7.3 Технико-экономические показатели проектируемой ПС

Инвестиции и издержки в расширение подстанции были рассчитаны выше. Все показатели приведены в таблице 5.6.

Таблица 7.5 – Технико-экономические показатели проектируемой ПС

Инвестиции в ПС, млн. тг.	Амортизация	Потери, млн. кВтч
163,44	13,07	9,83

С учетом отпускной цены станции, по которой РЭК будет покупать электроэнергию у ТЭС ($Т = 8\frac{тг}{кВт \cdot ч}$) и стоимостью распределения ($Т = 1{,}9\frac{тг}{кВт \cdot ч}$), затраты АЖК($Т = 6\frac{тг}{кВт \cdot ч}$)суммарные издержки РЭК, связанные с эксплуатацией нашей подстанции составят:

$$S = \frac{71,35}{241} 0,3 \frac{тг}{кВт \cdot ч}$$

Тогда тариф на электроэнергии с учетом рентабельности 14 % составит

$$T = S \cdot R, \qquad (7.7)$$

$$T = 0,3 \cdot 1,14 = 0,34 \frac{тг}{кВт \cdot ч},$$

Для возврата инвестиций вводится инвестиционная составляющая $\Delta T_{инв}$ в размере 0,26тг/кВт.ч.

$$T_{ИНВ} = 8 + 1,9 + 6 + 0,34 = 16,24 \frac{тг}{кВт \cdot ч}$$

$$\Delta T_{ИНВ} = 16,5 - 16,24 = 0,26 \frac{тг}{кВт \cdot ч}$$

Тогда тариф будет составлять: $T_В$=17+0,26=17,26тг/кВтч.
Поток наличности составит:

$$CF = W \cdot \Delta T_{инв.} \qquad (7.8)$$

где W – объем реализуемой электроэнергии, млн. кВтч.

$$CF = 241 \cdot 0,26 = 62,66 млн.тг.$$

7.4 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

Показатель чистого приведенного дохода (NetPresentValue, NPV) позволяет сопоставить величину капитальных вложений (Invested Capital, IC) с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течение прогнозного периода, и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r. Коэффициент r устанавливается, как правило, исходя из цены инвестированного капитала.

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знамена-

телю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$NPV = -I_o + \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t}, \tag{7.9}$$

где I_o – инвестиции в данный проект, млн. тг.,

CF_t – поток наличности, млн. тг.,

r – ставка дисконтирования,

t – время реализации проекта, год.

Далее приведены формулы для расчета основных показателей проекта:

Объем кредита:

$$К_{кред} = К \cdot \%_{кред} \tag{7.10}$$

где $К_{кред}$ – заемный капитал, млн. тг.,

$\%_{кред}$ – ставка кредита.

$$П = W - И_{\Sigma}, \tag{7.11}$$

где W – объем реализации, млн. тг.,

$И_{\Sigma}$ – суммарные издержки, млн. тг.

Чистая прибыль

$$П_{чист} = П - П \cdot \%_{налог}, \tag{7.12}$$

где $\%_{налог}$ – процент налога на прибыль, 20%.

Налог на корпоративный доход составляет 20 %.

Операционный поток наличности CF

$$CF = П_{чист} + И_{ам}, \tag{7.13}$$

Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. до 3-го года. NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им cash-flow превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Таблица 4.8 – Расчет NPV

Годы	CF,млн. тг.	R_{15}	NPV.
0	-163,44	1,00	-163,44
1	75,118	0,88	-97,33
2	75,118	0,77	-39,48
3	75,118	0,67	+10,85
NPV	-	-	10,85

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (Internal Rateof Return, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования r, при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \text{ при } IRR = r, \tag{7.14}$$

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

Определяем срок окупаемости.

Метод состоит в определении того срока окупаемости, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций.

$$PP = \frac{I_o}{CF}. \tag{7.16}$$

Рассчитаем срок окупаемости PP:

$$PP = \frac{163,44}{75,12} \approx 2,1 \text{год.}$$

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составил 2года и 1 месяц.

Таким образом, анализ приведённых финансово-экономических показателей свидетельствует об эффективности инвестиций в рассматриваемый проект.

Заключение

В данном дипломном проекте были рассмотрены перспективы развития 220/110/35кВ электрических сетей АО «Акмолинской РЭК». Они рассматривались на базе двух вариантов развития сети.

В результате расчетов приходим к выводу, что двухцепной вариант сети является более предпочтительным перед предложенным аналогом в одноцепном исполнении, как с точки зрения инженерно-технологических решений, так и по экономическим показателям.

В безопасность жизнадеятельности рассматривается анализ условий труда в рабочей зоне, меры обеспечивающие электробезопасность,меры безопасности приобслуживании электроустоновок, пожаробезопасность,
правила безопасности при транспортировке и установке опор, молниезащита, особенности при монтоже опор.

В экономической части рассмотрели экономическаю оценку проекта, экономическая и финансовая эфективность инвестиций, технико-экономитческие показатели проектируемой ПС, показатели финансово-экономической эфективности инвестиций.

Список литературы

1. Веников В.А. Переходные элекромеханические процессы в электрических системах. М: Высшая школа, 1985.

2. Волонской Н.В. и др. Освещение открытых пространств. Л. : Энергоатом издат,1981.

3. Георгиев Ю.Ф. , Яхъяев Э.А. Единные правила графического оформления студенческих работ. Методические указания к выполнению семестровых заданий, курсовых и дипломных проектов. Часть 1 и 2.А.,1993.

4. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат,1985.

5. Гурьянов А.К. и др. Определение прибыли и рентабельности в энергосистеме. Методические указания к курсовому проектированию.А.-А.,1978.

6. Идельчик В.И. Электрические системы и сети.М.: Энергоатомиздат,1989.

7. Кнорринг Г.М. Осветительные установки. Л.: Энергоатомиздат,1981.

8. Крюков К.П., НовгородцевБ.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. Л. : Энергия,1979.

9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат,1989.

10. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ М: Минэнерго СССР,1979.

11. Околович М.Н. Проектирование электрических станций М : Энергия,1982.

12. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических вузов / Под ред. В.М.Блок. М.: Высшая школа,1990.

13. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. -6-е изд. , перераб. И доб. М.: Энергоатомиздат, 1986г.

14. Проектирование линий электропередач сверхвысокого напряжения / Г.Н. Александров,В.В. Ершевич, С.В. Крылов и др.: Под ред. Г.Н.

15. Александрова и Л.Л. Петерсона. Л : Энергоатомиздат 1983г.

16. Расчеты и анализ режимов работы сетей / Под ред.В.А Веникова. М : Энергия,1974.

17. Рожкова Л.Д.,Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат,1987.

18. Сажин В.Н., Кожамкулов Э.К. Строительство и монтаж воздушных линий электропередачи. Методические указания к курсовому проектированию.А.-А.,1978.

19. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро, М.: Энергоатомиздат,1985.