

**МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО И ВОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Факультет «АГРОИНЖЕНЕРИЯ»

**Направление обучения: «5430200-«Электрификация и автоматизация
сельского хозяйства»**

Кафедра: Электроэнергетика и электротехнологии сельского хозяйства

**Допущен к защите
И.о. заведующей кафедры
д.т.н., проф. _____ А.Раджабов
« _____ » _____ 2016 г.**

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
на соискание степени бакалавра**

**ТЕМА: Релейная защита и автоматика питающей подстанции 35/10 кВ Юкори-
Чирчикского района Ташкентской области.**

Выполнил:

И.С. Турсункулов

**Руководитель работы,
д.т.н., профессор**

А.М. Плахтиев

**И.о.заведующей кафедры
«Электроэнергетика и
электротехнологии сельского
хозяйства» д.т.н., профессор
_____ А.Раджабов**

**Декан факультета
“Агроинженерия” доцент**

_____ Э.Т.Фармонов

« _____ » _____ 2016 г.

« _____ » _____ 2016 г.

ТАШКЕНТ – 2016

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение.	6
1	ОРГАНИЗАЦИОННОЕ СТРУКТУРНЫЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «УЗБЕКЭНЕРГО» РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН	10
1.1	Состояние внешнего электроснабжения проектируемой подстанции .	15
1.2	Подсчет нагрузок выбора числа и мощности силовых трансформаторов	16
1.3	Выбор принципиальной схемы подстанции	17
1.4	Конструктивное выполнение подстанции	18
2.0	РАСЧЕТ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПОДСТАНЦИИ	19
2.1	Расчет нагрузки электрической сети 0,4 кВ	20
2.2	Расчет сечения проводников сетей с напряжением 0,4 кВ:.	22
2.3	Выбор силового оборудования подстанции	33
2.4	Выбор силовых трансформаторов	34
2.5	Выбор комплектных распределительных устройств трансформаторных подстанций	37
2.6.	Выбор шинпроводов и изоляторов	40
2.7	Расчет токов короткого замыкания	41
3	ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПО РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ И АВТОМАТИКИ	44
.1	Дифференциальные защиты трансформаторов	44
3.2	Мероприятия по обеспечении безопасности жизнедеятельности	47
3.3	Меры защиты от прямого прикосновения к токоведущим частям	54
3.4	Расчет заземляющих устройств	55
4	Расчет технико - экономических показателей	58
	Заключения	63
	Список использованных источников	64
	Приложения.	65

ВВЕДЕНИЕ

Вступая докладом Президент Республики Узбекистан Ислам Каримов на расширенном заседании Кабинета Министров, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2015 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2016 год указал: «Наша главная цель – несмотря на трудности, решительно идти вперед, последовательно продолжая осуществляемые реформы, структурные преобразования в экономике, создавая еще более широкие возможности для развития частной собственности, предпринимательства и малого бизнеса» [1].

Для оптимального подбора оборудования, в процессах расчета и проектирования необходимо правильно отобрать необходимые оборудования и с учетом будущих нагрузок и роста потребления электрической энергии которое позволяет правильному выбору оборудования. Если с учетом выше указанных аспектов электрические системы не спроектированы то управление, контроль и содержание в необходимой готовности этих систем усложняется.

По этой причине при проектировании электрических систем должны иметь, сведения и учитываться будущее нагрузки, количество потребляемой энергии, категория объектов электрических потребителей, технологические требования, потребителей населения, отдаленность потребителей от систем электроснабжения, место расположения существующих трансформаторных подстанций.

Будущее энергетики Узбекистана зависит от грамотных специалистов энергетиков, решающих проблем не зависимо от погодных и производственных условий в кратчайшие сроки на высоком уровне и качестве.

Надежность систем электроснабжения так же связана с правильно, качественно и все сторонне обдуманых проектных решений и работ.

Как указал президент Республики в своем докладе благосостояние народа год за годом повышается и признаком того является правильный выбор

оборудования, трудовое участие грамотных кадров и конкурентоспособность выпускаемых продукции производства.

Как отмечал наш президент в своем докладе «подводя итоги прошедшего года, несмотря на сохраняющиеся серьезные проблемы в глобальной экономике, Узбекистан в 2012 году продолжил устойчивыми темпами развивать экономику страны, обеспечил стабильный рост уровня жизни населения, упрочил наши позиции на мировом рынке.

Валовой внутренний продукт страны возрос на 8,2 процента, объем промышленного производства – на 7,7, сельского хозяйства – на 7, объемы розничного товарооборота – на 13,9 процента.

Были обеспечены макроэкономическая стабильность и сбалансированность экономики.

Существенно возрос – на 11,6 процента объем экспорта, улучшаются структура и качество экспортируемой продукции. В результате этого доля не сырьевых готовых товаров составляет более 70 процентов. Положительное сальдо во внешнеторговом обороте превысило 1 миллиард 120 миллионов долларов.

Около 59,2 процента всех расходов государства было направлено на финансирование социальной сферы и мер социальной защиты населения, в том числе свыше 34 процентов – в сферу образования и более 14,5 процента – в сферу здравоохранения.

1 января 2013 года размер совокупной внешней задолженности Узбекистана не превышает 16,0 процентов к ВВП, что по международным критериям относится к категории «менее чем умеренная» задолженность.

Устойчиво и надежно функционировала финансово-банковская система, которая продолжает демонстрировать высокие показатели. В 2012 году совокупный капитал банковской системы увеличился на 24,3 процента, а за последние три года - в 2 раза.

Было привлечено отечественных и иностранных инвестиций в эквиваленте 11,7 миллиарда долларов, или с ростом против предыдущего года

на 14 процентов. При этом более 22 процентов всех инвестиций, или свыше 2,5 миллиарда долларов составили иностранные инвестиции, из которых более 79 процентов – прямые иностранные инвестиции.

Особо хотел бы отметить, что около 74 процентов всех инвестиций в прошлом году были направлены на производственное строительство, прежде всего на реализацию программ и проектов по модернизации и обновлению производства.

Только в прошлом году было завершено строительство 205 крупных инвестиционных объектов общей стоимостью освоенных капитальных вложений в размере более 1,6 миллиарда долларов.

Говоря о наиболее крупных завершенных в 2012 году объектах, хотел бы особо отметить ввод в строй парогазовой установки на Навоийской ТЭС мощностью 478 мВт производства японской компании «Мицубиси».

Реализация этого проекта, который финансировался полностью за счет собственных средств страны, позволяет обеспечить дополнительное производство 2,8 миллиарда кВт.ч электроэнергии в год, при этом сократить удельное потребление условного топлива в 1,8 раза, обеспечить ежегодную экономию газа в размере 400 миллионов кубических метров, или более чем на 110 миллионов долларов.

Ускоренно велись работы по дальнейшему развитию железнодорожных транспортных коммуникаций, последовательно реализуются проекты по электрификации запланированных железнодорожных участков, которые позволят сократить расходы по эксплуатации поездов до 20 процентов, повысить скорость пассажирских и грузовых перевозок в 1,3 раза, создадут возможность для полной электрификации 830-километровой железной дороги Ташкент–Термез.

Несмотря на это, в 2012 году в Узбекистане получены высокие урожаи практически всех основных сельскохозяйственных культур – зерна, хлопка, овощей, бахчевых и винограда. Земледельцами страны был получен богатый урожай - собрано более чем 3 миллиона 460 тысяч тонн хлопка-сырца, 7

миллионов 500 тысяч тонн зерновых культур, более 2 миллионов тонн картофеля и свыше 9 миллионов тонн овощебахчевых культур.

Высокими темпами в 2012 году развивалась сфера услуг. Объем оказанных услуг населению возрос почти на 15 процентов, а его доля составляет сегодня более 52 процентов ВВП страны.

При этом наиболее высокими темпами растут высокотехнологичные и рыночные виды услуг, такие как услуги связи и информатизации – на 24,5 процента, по компьютерному программированию – на 18 процентов, по ремонту и обслуживанию технологического оборудования – на 17, финансово-банковские услуги – на 17,6 процента.

На текущий год ставится задача обеспечить рост экономики страны на 8 процентов, прежде всего за счет дальнейшего роста промышленности на 8,4 процента, сельского хозяйства – на 6 процентов, роста инвестиций в основной капитал – на 11 процентов, сферы услуг – почти на 16 процентов и доведение ее доли в ВВП до 53 процентов.

Исходя из этой перспективы, на 2013 год предусмотрено увеличить строительство новых индивидуальных жилых домов в сельской местности с 8,5 до 10 тысяч. На эти цели в 2013 году предусматривается направить свыше 1,4 триллиона сумов с ростом против прошлого года на 54 процента.

В принятых программах развития инфраструктуры предусмотрена реализация в ближайшей перспективе более 26 инвестиционных проектов по созданию новых и реконструкции действующих энергетических мощностей, сетей передачи электроэнергии. Это, прежде всего, такие стратегически важные проекты, как строительство двух парогазовых установок на Талимарджанской ТЭС общей мощностью 900 МВт, парогазовой установки мощностью 370 МВт на Ташкентской ТЭС, энергоблока мощностью 130-150 МВт на Ангреной ТЭС, новых генерирующих мощностей в Ферганской долине, высоковольтных линий электропередач, соединяющих Сырдарьинскую ТЭС с Ново-Ангреной ТЭС, строительство внешнего энергоснабжения Устюртского газохимического комплекса и другие.

Завершение строительства и ввод этих объектов позволят не только кардинально технически переоснастить всю нашу энергосистему, надежно обеспечить за счет собственных энергетических ресурсов все регионы республики, но и повысить эффективность ее функционирования, значительно сократить затраты и технические потери при производстве и передаче электроэнергии, оптимизировать структуру энергетических ресурсов.

ГАК «Узбекэнерго» необходимо принять дополнительные меры по ускорению реализации проектов строительства парогазовых электростанций, использованию альтернативных источников энергии, внедрению автоматизированной системы учета и контроля потребления электрической энергии, осуществлению мероприятий по сокращению технологических потерь при выработке и транспортировке электроэнергии.

В данной выпускной квалификационной работе приведенные сведения и информации необходимы для решения труднорешаемых вопросов, задач и работ по проектированию, которое обеспечить надежную защиту, безаварийности, защищенности и устранение аварий на производстве.

1. ОРГАНИЗАЦИОННОЕ СТРУКТУРНЫЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ГАК «УЗБЕКЭНЕРГО» РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

Энергобезопасность, устойчивое и бесперебойное снабжение отраслей экономики и населения Республики! энергией является одним из важнейших факторов успешной, реализации экономических и социальных преобразований, осуществляемых в Узбекистане.

Электроэнергетика Узбекистана по праву относится числу базовых отраслей экономики республики. За свои историю энергосистема прошла долгий путь, каждый этап которого характеризовался качественным скачком в освоении новых технологий и значительным наращиванием энергетического потенциала.

В Узбекистане сконцентрировано до 50% генерирующих мощностей объединенной энергосистемы Центральной Азии. Благоприятное географическое расположение республики, наличие развитых сетей позволяют энергосистеме Узбекистана быть активным участником рынка электрической энергии и мощности в регионе.

В 2012 году электростанциями компании выработано 49,2 млрд. кВт.ч. электроэнергии (темп роста 102,2%). Отпущено потребителям 10,4 тыс.. Гкал тепловой энергии. Осуществлен экспорт электроэнергии на 15,4 тыс.. долл. США. Самым главным достижением в 2012 году является завершение строительства энергоблока №2 мощностью 800 МВт Талимарджанской ТЭС с пуском в опытно промышленную эксплуатацию и окончание работ по сооружению ПС 500 кВ "Согдиана" с трансформаторной мощностью 501 МВА. Деятельность компании нацелена на развитие рыночных отношений в электроэнергетике республики, повышение эффективности функционирования отрасли целом, обеспечение полностью потребности отраслей экономики и населения Республики в электрической и тепловой энергии. Для реализации этих целей мы готовы к активному сотрудничеству с нашими партнерами. За период независимости правительством в Узбекистане создан благоприятный инвестиционный климат. Приняты законодательные акты, являющиеся правоустанавливающими документами в области иностранных инвестиций и регулирующие вопросы экспорта-импорта товаров, работ и услуг в Республике Узбекистан, налогов обложения и таможенного регулирования по созданию предприятий с иностранными инвестициями, а также служащие гарантом перспективности и долгосрочности внешне экономического сотрудничества, надежности, сохранности привлечения иностранного капитала, деятельности в республике предприятий с иностранными инвестициями.

Сегодня суммарная установленная мощность электростанций Узбекистана превышает 12,8 тыс.. кВт. В ее структуре 11,5% гидроэлектростанций и 86% тепловых электростанций составляют мощность

компании "Узбекэнерго" и только 2,5% электростанций функционируют в других ведомствах.

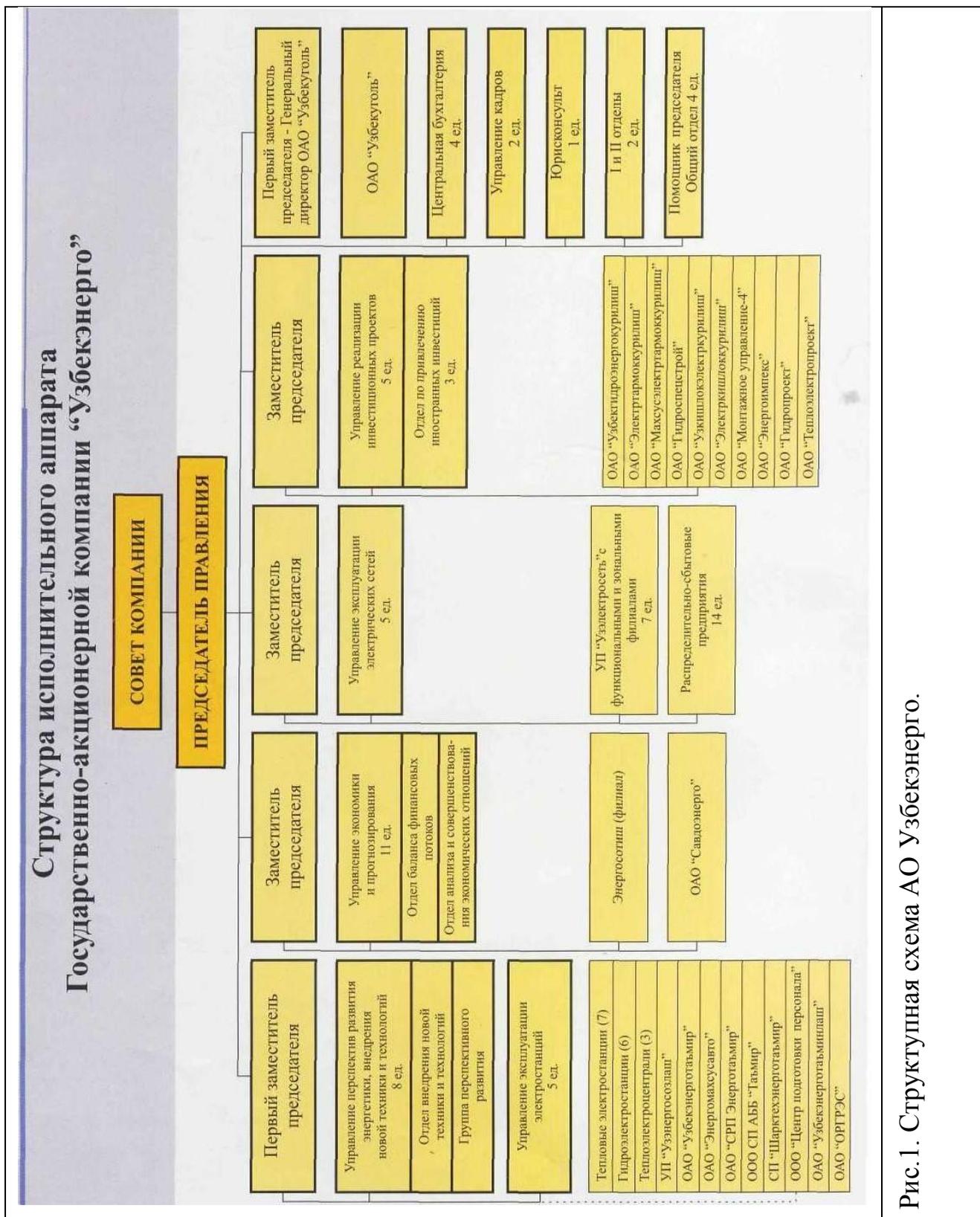
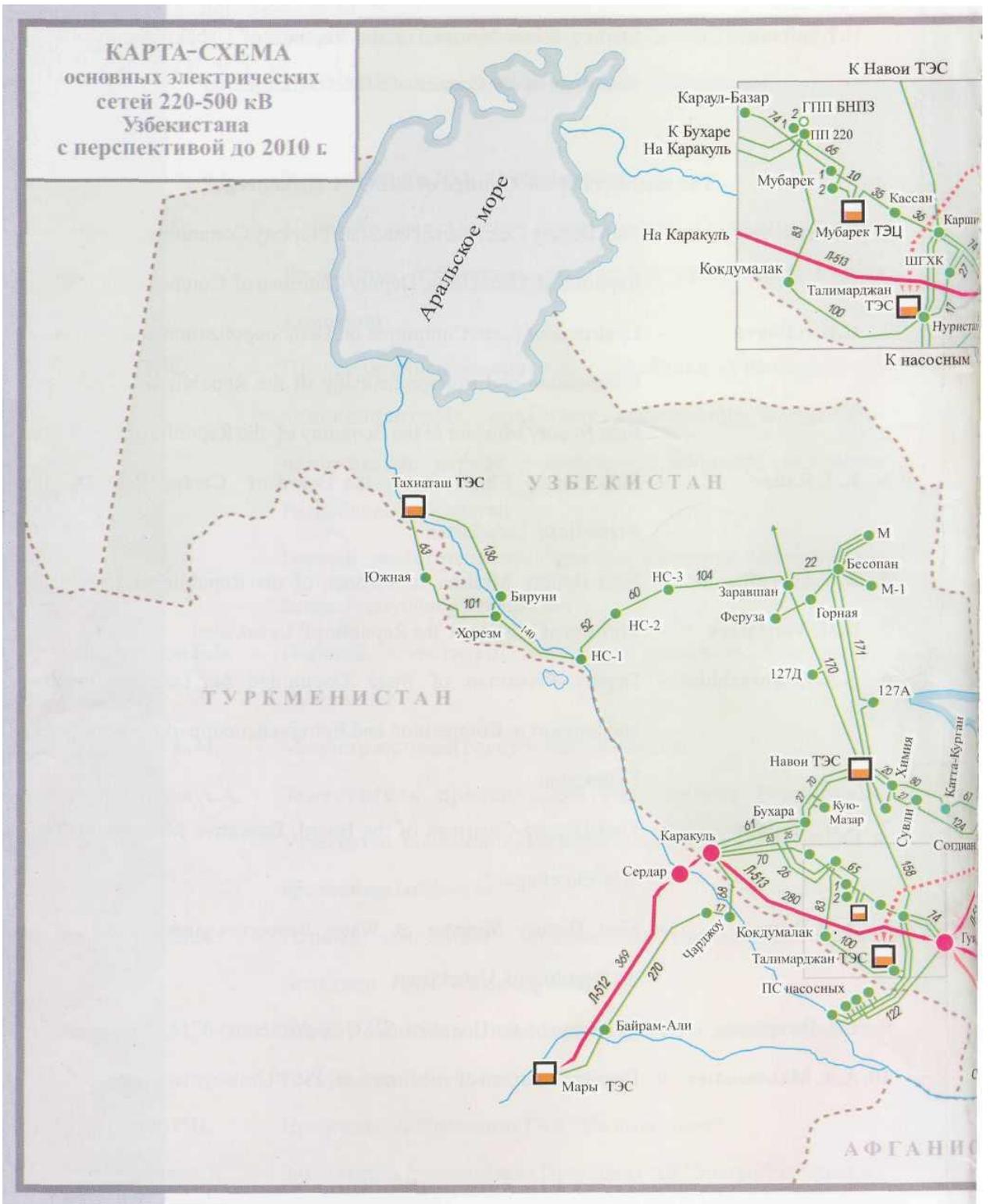


Рис.1. Структурная схема АО Узбекэнерго.

КАРТА-СХЕМА
основных электрических
сетей 220-500 кВ
Узбекистана
с перспективой до 2010 г.



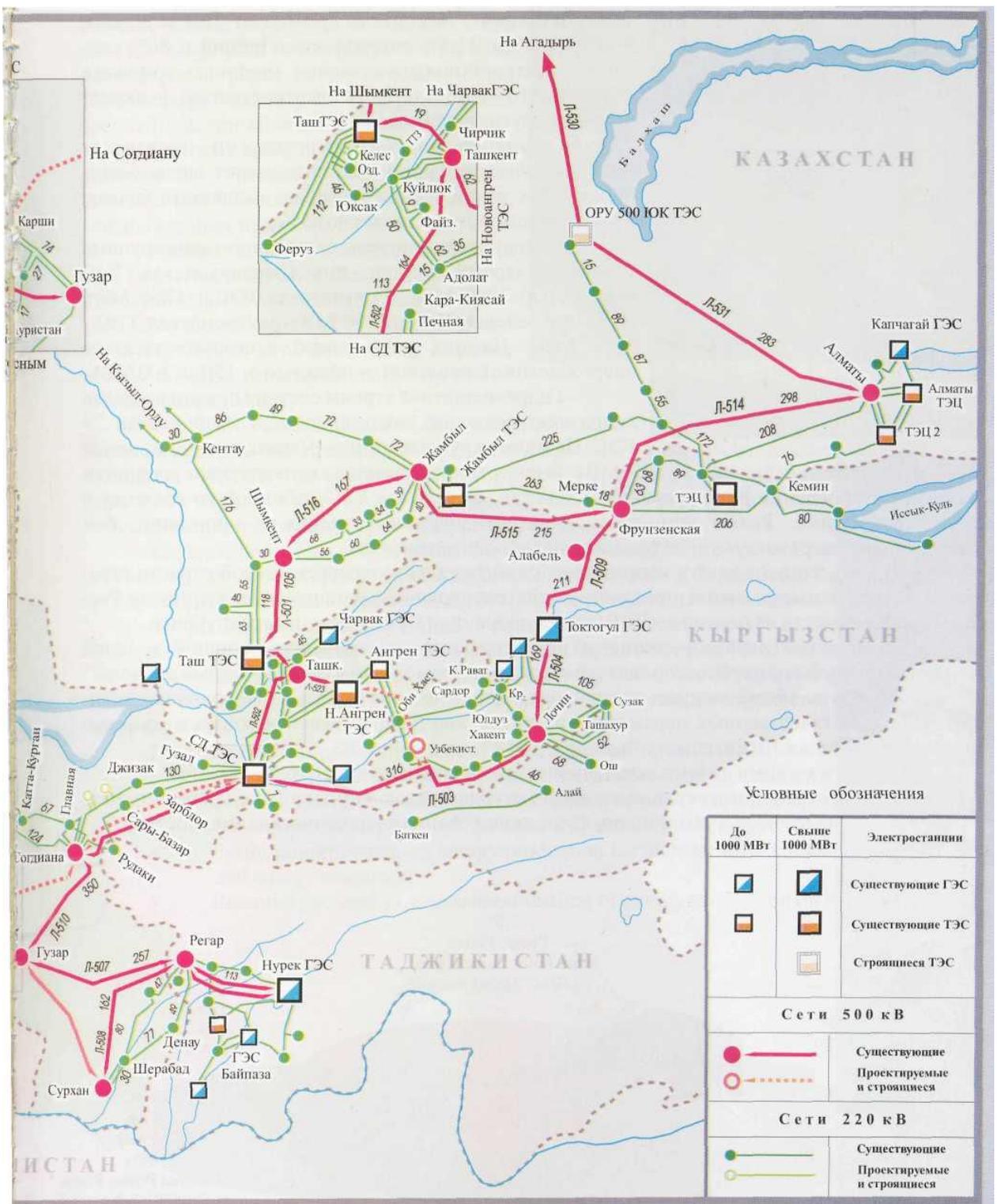


Рис 2. Схемы электрических сетей Республики Узбекистана.

Основную долю электроэнергии производят тепловые электростанции, которые имеют очень благоприятный, с точки зрения экологии, топливный баланс, доля газа в котором достигает до 85%.

Основу энергосистемы составляют такие крупные тепловые электростанции, как Сырдарьинская ТЭС мощностью 3000 МВт, Ташкентская ТЭС - 1860 МВт, Ново-Ангренская ТЭС - 2100 МВт и

Навоийская ТЭС -1250 МВт. На них установлено несколько десятков энергоблоков с единичной мощностью от 150 до 300 МВт. Гидроэнергетика страны состоит из пяти каскадов гидроэлектростанций, включающих в свой состав 28 ГЭС. Наиболее крупные из них - Чарвакская, мощностью 600 МВт и Ходжикентская - 165 МВт имеют водохранилища, позволяющие станциям действовать в режиме регулирования мощности. Остальные ГЭС работают по водотоку в базисном режиме. Решая комплексные задачи энергообеспечения и ирригации, они обеспечивают выработку относительно дешевой электроэнергии.

Основные положения и направления развития электроэнергетической отрасли отражены в "Программе развития и реконструкции генерирующих мощностей в энергетике Республики Узбекистан на период до 2010 года", одобренной Правительством Республики.

Техническое перевооружение и реконструкция электрических станций и сетей являются главной стратегической задачей отрасли на ближайший и среднесрочный периоды. К числу наиболее важных задач программы относятся определение основных количественных и качественных параметров развития электроэнергетики и конкретных механизмов достижения этих параметров.

1.1. Состояние внешнего электроснабжения проектируемой подстанции

Задание на выполнение выпускной квалификационной работе проектируемой подстанции выдано кафедрой «Электроснабжение гидромелиоративных систем и эксплуатация электрического оборудования». На основе задания в период прохождения квалификационных выпускных практик были собраны все необходимые материалы с проектного института ОАО «Сельэнергопроект» и с городского «Предприятия электрических сетей» Ташкента в частности:

1. Схема перспективного развития электрических сетей 110 - 35 кВ города Ташкента.
2. Нагрузочные характеристики и данные о потребителях электрической энергии данного региона;
3. Установочные мощности вновь присоединяемых потребителей и существующих оборудований потребительских предприятий.

Проектируемая подстанция предназначена для внешнего электроснабжения существующих объектов как институт астрономический, жилые многоэтажные здания и дома частной постройки, институты, водоочистные сооружения, насосные станции для питьевого водоснабжения и т.д.

Подстанция присоединена к сетям внешнего электроснабжения 110 кВ передаваемое через подстанции 110/35/10 кВ «Саларское».

На основе данных «Карты уровней загрязненности атмосферы» район подстанции относится к району с III степенью загрязнения атмосферы природными солевыми источниками, в связи с чем требуется усиление изоляции (категория Б). Подъездная автомобильная дорога к подстанции протяженностью 0,4 км принята IV категории шириной подъездной части 4,5 м, с покрытием асфальта.

Геологические, гидрогеологические и климатические условия района размещения площадки подстанции:

1. Грунт, слагающей площадки подстанции – суглинки, подстелены галечником;
2. Сейсмичность района строительства 8 баллов;
3. Грунтовые воды на глубине 3 м. отсутствуют;
4. Нормативная глубина промерзания грунта – 0,3 м.

Согласно указанных условий технические решения по строительству приняты с применением сборных железобетонных унифицированных конструкций. Прокладка силовых и контрольных кабелей предусмотрена в надземных железобетонных лотках и траншеях.

1.2. Подсчет нагрузок выбора числа и мощности силовых трансформаторов

Прогнозируемые и расчетные нагрузки подстанции на 2013 г. и перспектива их развития на 2018 г. приняты по документам «Узсельэнергопроект» ОАО. Нагрузка определена с учетом коэффициента подключения в максимум энергосистемы и с учетом коэффициента сезонности. Исходные данные по нагрузкам приведены в таблице 1.

Выбор установленной мощности трансформаторов произведен на основе «Методических указаний по выбору мощности силовых трансформаторов на двух трансформаторных подстанциях, в электрических сетях сельскохозяйственного назначения (института Сельэнергопроект 2012 г). Исходя из заданных нагрузок и условия обеспечения стабильности электроснабжения, принимаем к установке два трансформатора:

- трансформатор «Т-1» типа ТМН-6300/35 Y/Δ, мощностью 6300 кВА, с автоматическим регулирования напряжения под нагрузкой.
- трансформатор «Т-2» типа ТМН-6300/35 Y/Δ - 11, мощностью 6300 кВА, с автоматическим регулирования напряжения под нагрузкой.

Таблица - 1. Обоснования мощности и количества трансформаторов на подстанции 35/10 кВ «Асторномическая»

№ п.п.	Наименование потребителей	Максимальная расчетная мощность на шинах 6-10 кВ, кВА		
		2013 год		2018 год
		зима	лето	лето
1.	Т-1 35/10 кВ шины 10 кВ	1700	2000	2500
2.	Установленная мощность трансформатора, ед. × кВА	1 × 6300	1 × 6300	1 × 6300
3.	Т-2. 35/10 кВ шины 10 кВ			
	Насосная станция	200	500	500
	Институты	750	770	800
	Бытовые потребители	600	740	780
	Прочие потребители	100	120	150
	Итого:	1650	2130	2230
	Установленная мощность трансформатора, ед. × кВА	1 × 6300	1 × 6300	1 × 6300

1.3. Выбор принципиальной схемы подстанции

Схема подключения подстанции 35/10 кВ «Астрономическая» к сети энергосистемы определила выбор главной схемы электрических соединений подстанции с учетом надежности работы, перспективы развития, возможности, замены оборудования и работы эксплуатационников и проведения ремонтных работ на отдельных элементах схемы без отключения схем соединений. Главная схема электрических соединений подстанции представлена на листе № 2 (графическая часть) и соответствует требованиям «Норм технологического проектирования подстанций 35 кВ и выше (НТПП-2012 г).

Нормы технологического проектирования электрических сетей сельхозназначения» (НТПП-2012 г).

1.4. Конструктивное выполнение подстанции

Подстанция 35/10 кВ спроектирована комплектного типа КТПБ(М)-35/10 2 × 6300 -59-2-85У1 с масляным выключателем в цепи трансформатора. ОРУ 35 кВ имеет мостиковую схему с двумя разъединителями типа РНДЗ-2-35Б/УХЛ1 в основной перемычке. Два трансформатора напряжения типа НКФ-35-83У1 предназначены для цепей защиты и измерения. Далее в цепи каждого трансформатора устанавливаются разъединитель РНДЗ-1-35Б/1000УХЛ1 (с обеих сторон). Перед обмоткой 35 кВ трансформатора включены вентильные разрядники РВС-35 М. Нейтрале обмоток 35 кВ трансформаторов заземлены через разъединители ЗОН-35М-У1 и вентильные разрядники РВС-35 и РВС10.

Распределительное устройство 10(6) кВ выполнено комплектными для наружной установки КРУН серии К-59 с выкатными тележками и масляными выключателями типа ВК-10-630-20У2

Наружное освещение подстанции предусмотрено светильниками типа СЗЛ, устанавливаемые на кронштейнах. Балка ОРУ 35 кВ, поставляемого комплектно с КТПБ.

Молниязащита проектируемого оборудования предусматривается отдельно стоящим молниеотводом и молниеотводами устанавливаемыми на порталах 35 кВ.

Принятое в проекте оборудования удовлетворяет условиям работы в нормальном режиме и в аварийном (условие короткого замыкания) режим.

План разрез подстанции представлена на чертеже №3 (графическая часть).

2. РАСЧЕТ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПОДСТАНЦИИ

Для подсчета мощности подстанционного оборудования необходима подсчет нагрузок потребителей электрической энергии которая снабжается подстанцией. Потребительскими объектами являются: насосные станции для питьевого водоснабжения, институты, объекты соцкультбыта, жилые здания и производственные объекты данного региона. Все выше перечисленные объекты связаны с воздушными и кабельными линиями с номинальным напряжением 10 и 04 кВ и потребительских трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Поэтому при расчете мощности силового оборудования подстанции расчет нагрузки должен состоял из следующих позиций:

- Расчет нагрузки всех потребителей присоединенного к данной сети электроснабжения;
- Расчет низковольтных сетей с номинальным напряжением 380 В;
- Расчет высоковольтных сетей номинальным напряжением 10 кВ;
- Расчет сечение проводника согласно нагрузочным токам, выбор стандартного провода;
- Согласно общей нагрузке в низковольтной сети 0,4 кВ, произвести расчет мощности трансформатора и выбор стандартного трансформатора;
- Также произвести расчет сетей 10 кВ, и согласно расчету нагрузок производит выбор трансформатора для подстанции 35/10 кВ.

Произведем расчет согласно мощностям потребительских трансформаторных подстанций. Для расчета используем обще известные формулы для подсчета нагрузок дневных и вечерних по отдельности.

1. Определение дневного и вечернего максимума нагрузок потребителей.

Для ВЛ 0,38 кВ нагрузка определена отдельно для дневного и вечернего максимумов по следующей формуле:

$$S_{\partial} = \sum_{i=1}^n S_{\partial I} \cdot k_{\partial \partial I}, \quad (1) \quad S_{\partial} = \sum_{i=1}^n S_{\partial I} \cdot k_{\partial \partial I}, \quad (2)$$

Где: $S_{\partial I}$, $S_{\partial I}$ - дневной и вечерний максимумы нагрузок соответственно определены по таблицам нагрузок (1)

$k_{\partial \partial I}$ - коэффициент одновременности.

2. Определение нагрузок трансформаторных пунктов напряжением 10/0,4 кВ.

Расчетные нагрузки ТП 10/0,4 были найдены суммированием нагрузок отходящих линий 0,4 кВ отдельно для дневных ($S_{дл}$) и вечерних ($S_{вл}$) максимумов.

Для определения расчетной мощности трансформатора 10/0,4 исходя из его нагрузок, использовано выражение:

$$P_{тр} = \frac{\Sigma S}{\cos \varphi}, \quad (3)$$

3. Расчетные нагрузки распределительных линий напряжением 10 / 0,4 кВ

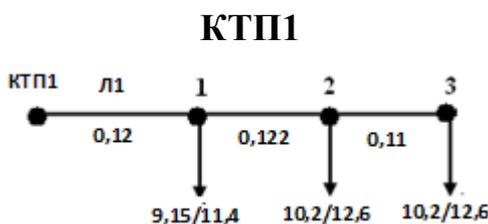
Путем суммирования определены расчетные нагрузки ТП 10/0,4 кВ отдельно дневная и вечерняя.

Значение $k_{одл}$ из приложения 3 [4].

2.1. Расчет нагрузки электрической сети 0,4 кВ

Производится расчет нагрузки линии Л1, которая снабжается электрической энергией от трансформаторного пункта КТП1. Потребители Л1 состоят из жилых помещений. По улицам указанном на чертеже, для расчета наносится сети электроснабжения с установкой опор. При этом необходимо обратить внимание: на расположение сторона (для ориентира на север), направление ветра (для определения механических нагрузок и экологическая безопасность) и масштаб.

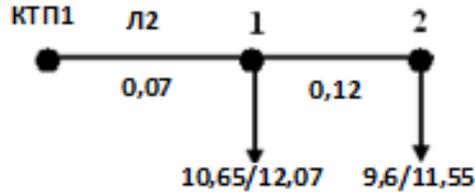
Согласно чертежа строится однолинейная расчетная схема потребителей с точками тока раздела. Также в нем ставится расстояние между точками тока раздела (в метрах или километрах.), дневная или вечерняя нагрузка.



Расчет нагрузки линии Л1 согласно вышеуказанным формулам.

$$P_{дн.Л1} = P_{1дн} + P_{2дн} + P_{3дн} = (1,7 + 1,7+1,7+1,7) \cdot 0,75 + (1 + 1+1,7+1,7) \cdot 0,75 = 29,55 \text{ кВт}$$

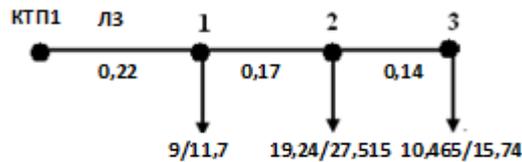
$$P_{веч.Л1} = P_{1веч} + P_{2веч} + P_{3веч} = (2,1 + 2,1+2,1+2,1) \cdot 0,75 + (1,3 + 1,3+2,1+2,1) \cdot 0,75 \text{ кВт} = 36,6 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки Л2

$$P_{\text{дн.Л2}} = P_{1\text{дн}} + P_{2\text{дн}} = (1 + 1,5) \cdot 0,85 + (1 + 1+1,5+1,5) \cdot 0,75 + (1 + 1+1,5+1,5) \cdot 0,75 + (1,5 + 1,5+1,5+1,5) \cdot 0,75 + (1,5 + 1,5) \cdot 0,85 + (1,5 + 1,5+1,5) \cdot 0,8 = 20,775 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{вечЛ2}} = P_{1\text{веч}} + P_{2\text{веч}} = (1,3 + 1,7) \cdot 0,85 + (1,3 + 1,3+1,7+1,7) \cdot 0,75 + (1,3 + 1,3+1,7+1,7) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7+1,7+1,7) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7) \cdot 0,85 + (1,7 + 1,7+1,7) \cdot 0,8 = 23,62 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки Л3

$$P_{\text{дн.Л2}} = P_{1\text{дн}} + P_{2\text{дн}} + P_{3\text{дн}} = (0,6+0,6+0,6+1+1) \cdot 0,75 + (0,6+0,6+0,6+0,6+1+1) \cdot 0,7 + (0,6+0,6+0,6+1+1) \cdot 0,75 + (0,6+0,6+0,6+0,7) \cdot 0,75 + (0,7+0,7+0,7+0,7) \cdot 0,75 + (0,7+0,7+0,7+1) \cdot 0,75 + (0,7+0,7+1,5) \cdot 0,75 + (1+1+1+1) \cdot 0,75 + (1+1+1+1) \cdot 0,75 + (1+1+1+1) \cdot 0,75 = 38,705 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{вечЛ2}} = P_{1\text{веч}} + P_{2\text{веч}} + P_{3\text{веч}} = (1,3 + 1,7) \cdot 0,85 + (1,3 + 1,3+1,7+1,7) \cdot 0,75 + (1,3 + 1,3+1,7+1,7) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7+1,7+1,7) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7) \cdot 0,85 + (1,7 + 1,7+1,7) \cdot 0,8 = 23,62 \text{ кВт}$$

Для расчета мощности трансформатора необходима сложение нагрузки всех трех сетей Л1, Л2 и Л3:

$$P_{\text{ТПдн}} = P_{\text{днЛ1}} + P_{\text{днЛ2}} + P_{\text{днЛ3}} = 29,55 + 20,275 + 38,705 = 98,7 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ТПвеч}} = P_{\text{вечЛ1}} + P_{\text{вечЛ2}} + P_{\text{вечЛ3}} = 36,6 + 23,62 + 54,955 = 115 \text{ кВт}$$

Так как мощность трансформатора измеряется в полной мощности необходима нагрузку потребителя в виде активной мощности требуется перевести его в виде полной мощности. Для этого можно использовать следующую формулу:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \text{кВА}$$

При определении активной составляющей коэффициента мощности – $\cos \varphi$ используется соотношение $P_{\text{дн}}/P_{\text{веч}}$:

$$P_{\text{дн}}/P_{\text{веч}} = 98,7 / 115 = 0,769$$

из таблицы 4, приложения находят значение $\cos \varphi$: ($\cos \varphi_{\text{дн}} = 0,85$ $\cos \varphi_{\text{веч}} = 0,93$)

$$\text{Тогда: } S_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{98,7}{0,85} = 104,2, \text{кВА} \quad S_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{115}{0,93} = 123,8 \text{кВА}$$

Для данного объекта выбирают масляный трансформатор со стандартной мощностью ТМ160 кВА.

2.2. Расчет сечения проводников сетей с напряжением 0,4 кВ:

а) Определяем поперечное сечение проводника. При этом можно использовать следующую формулу:

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos \varphi$$

Находим ток для линии Л1:

$$I_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{29,55}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,85} = 50,17 \text{А}$$

$$I_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{36,6}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,93} = 56,8 \text{А}$$

Из таблицы выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А10 который выдерживает ток до 75А.

б) Расчет поперечного сечения проводников линии Л2:

$$I_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{20,275}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,85} = 34,42 \text{А}$$

$$I_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{23,62}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,93} = 36,66 \text{А}$$

Из таблицы №6. приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А10 который выдерживает ток до 75А.

в) Расчет поперечного сечения воздушной линии - Л3:

$$I_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{38,705}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,85} = 65,72 \text{А}$$

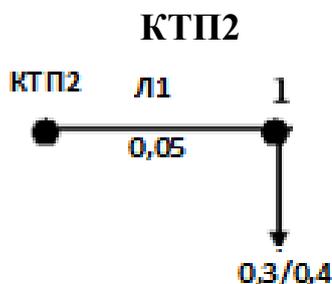
$$I_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{54,955}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,93} = 85,29 \text{А}$$

Из таблицы - 6. приложения для тока 105 А, берем алюминиевый провод А16

Окончательный результат приобретает следующий вид:

$$I_{Л1дн} = I_{Л1дн1} + I_{Л1дн2} + I_{Л1дн3} = 50,17 + 34,42 + 65,72 = 150,33A$$

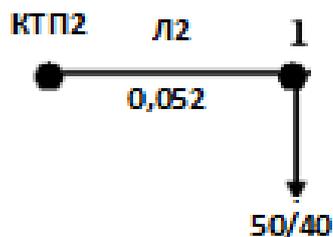
$$I_{Л1веч} = I_{Л1веч1} + I_{Л1веч2} + I_{Л1веч3} = 56,8 + 36,66 + 85,29 = 178,75A$$



Расчет нагрузки линии Л1 согласно вышеуказанным формулам.

$$P_{дн.Л1} = P_{1дн} = 0,3 \text{ кВт}$$

$$P_{вечЛ1} = P_{1веч} = 0,4 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки линии №2

$$P_{дн.Л2} = P_{1дн} = 50 \text{ кВт}$$

$$P_{вечЛ2} = P_{1веч} = 40 \text{ кВт}$$

Для расчета мощности трансформатора сложив нагрузки всех сетей Л1 и Л2:

$$P_{ТПдн} = P_{днЛ1} + P_{днЛ2} = 0,3 + 50 = 50,3 \text{ кВт}$$

$$P_{ТПвеч} = P_{вечЛ1} + P_{вечЛ2} = 0,4 + 40 = 40,4 \text{ кВт}$$

Так как мощность трансформатора измеряется в полной мощности необходима нагрузку потребителю в виде активной мощности требуется перевести его в виде полной мощности. Для этого можно использовать следующую формулу:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \text{кВА}$$

При определении активной составляющей коэффициента мощности – $\cos\varphi$ используется соотношение $P_{дн}/P_{веч}$:

$$P_{дн}/P_{веч} = 50,3 / 40,4 = 1,245$$

из таблицы 4, приложения находят значение $\cos\varphi$: ($\cos\varphi_{дн} = 0,78$ $\cos\varphi_{веч} = 0,84$)

Тогда: $S_{дн} = \frac{P_{дн}}{\cos\varphi_{дн}} = \frac{50,3}{0,78} = 64,49 \text{ кВА}$ $S_{веч} = \frac{P_{веч}}{\cos\varphi_{веч}} = \frac{40,4}{0,84} = 48,1 \text{ кВА}$

Для данного объекта выбирают масляный трансформатор со стандартной мощностью ТМ100 кВА.

Расчет сечения проводников сетей с напряжением 0,4 кВ:

а) Определяем поперечное сечение проводников воздушной линии. При этом уместно использовать следующую формулу:

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos\varphi$$

Находим ток для линии Л1:

$$I_{\dot{a}\dot{i}} = \frac{P_{\dot{a}\dot{i}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi_{\dot{a}\dot{i}}} = \frac{0,3}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,78} = 0,55 \text{ А}$$

$$I_{\dot{a}\dot{a}\dot{z}} = \frac{P_{\dot{a}\dot{a}\dot{z}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi_{\dot{a}\dot{a}\dot{z}}} = \frac{0,4}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,84} = 0,687 \text{ А}$$

Из таблицы №6. приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А10 который выдерживает ток до 75А.

б) Расчет поперечного сечения Л2:

$$I_{\dot{a}\dot{i}} = \frac{P_{\dot{a}\dot{i}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi_{\dot{a}\dot{i}}} = \frac{50}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,78} = 85,91 \text{ А}$$

$$I_{\dot{a}\dot{a}\dot{z}} = \frac{P_{\dot{a}\dot{a}\dot{z}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi_{\dot{a}\dot{a}\dot{z}}} = \frac{40}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,84} = 68,73 \text{ А}$$

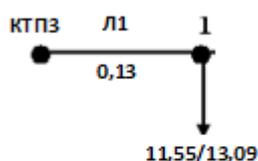
Из таблицы №6. приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А10 который выдерживает ток до 75А.

Окончательный результат приобретает следующий вид:

$$I_{Л1веч} = I_{Л1дч1} + I_{Л1дч2} = 0,55 + 85,91 = 86,47 \text{ А}$$

$$I_{Л1веч} = I_{Л1веч1} + I_{Л1веч2} = 0,687 + 68,73 = 69,41 \text{ А}$$

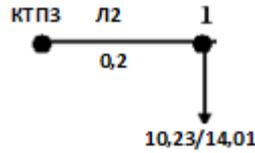
КТПЗ



Расчет нагрузки линии Л1 согласно вышеуказанным формулам.

$$P_{\text{дн.Л1}} = P_{1\text{дн}} + P_{2\text{дн}} + P_{3\text{дн}} = (1,5 + 1,5+1,5+1,5) \cdot 0,75 + (1,5 + 1,5+1,5+1,5) \cdot 0,75 + (1,5 + 1,5) \cdot 0,85 = 11,55 \text{ кВт}$$

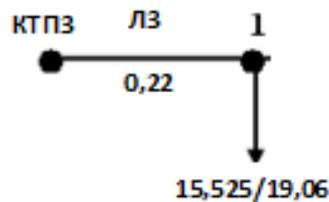
$$P_{\text{вечЛ1}} = P_{1\text{веч}} + P_{2\text{веч}} + P_{3\text{веч}} = (1,7 + 1,7+1,7+1,7) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7+1,7+1,7) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7) \cdot 0,5 = 13,09 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки Л2

$$P_{\text{дн.Л2}} = P_{1\text{дн}} = (0,7 + 0,7+1) \cdot 0,8 + (0,7 + 0,7+1+1) \cdot 0,75 + (0,7 + 0,7+1) \cdot 0,8 + (0,7 + 0,7+1) \cdot 0,8 + (0,7 + 0,7+1) \cdot 0,8 = 10,23 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{вечЛ2}} = P_{1\text{веч}} = (1 + 1+1,3) \cdot 0,8 + (1 + 1+1,3+1,3) \cdot 0,75 + (1 + 1+1,3) \cdot 0,8 + (1 + 1+1,3) \cdot 0,8 + (1 + 1+1,3) \cdot 0,8 = 14,01 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки линии № Л3

$$P_{\text{дн.Л2}} = P_{1\text{дн}} = (0,7 + 1 + 1 + 1 + 1) \cdot 0,75 + (1 + 1 + 1 + 1) \cdot 0,75 + (1,5 + 1,5 + 1,5 + 1,5) \cdot 0,75 + (1,5 + 1,5 + 1,5 + 1,5) \cdot 0,75 = 15,525 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{вечЛ2}} = P_{1\text{веч}} = (1 + 1,3 + 1,3 + 1,3 + 1,3) \cdot 0,75 + (1,3 + 1,3 + 1,3 + 1,3) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7 + 1,7 + 1,7) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7 + 1,7 + 1,7) \cdot 0,75 = 19,06 \text{ кВт}$$

Для расчета мощности трансформатора необходима сложение нагрузки всех трех сетей Л1, Л2 и Л3:

$$P_{\text{ТПдн}} = P_{\text{днЛ1}} + P_{\text{днЛ2}} + P_{\text{днЛ3}} = 11,55 + 10,23 + 15,525 = 42,3 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ТПвеч}} = P_{\text{вечЛ1}} + P_{\text{вечЛ2}} + P_{\text{вечЛ3}} = 13,09 + 14,01 + 19,06 = 53 \text{ кВт}$$

Так как мощность трансформатора измеряется в полной мощности необходимо, нагрузку потребителей в виде активной мощности требуется перевести его в виде полной мощности. Для этого можно использовать следующую формулу:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \text{кВА}$$

При определении активной составляющей коэффициента мощности – $\cos \varphi$ используется соотношение $P_{\text{дн}}/P_{\text{веч}}$:

$$P_{\text{дн}}/P_{\text{веч}} = 42,3 / 53 = 0,797$$

из таблицы 4, приложения находят значение $\cos \varphi$: ($\cos \varphi_{\text{дн}} = 0,85$ $\cos \varphi_{\text{веч}} = 0,93$)

$$\text{Тогда: } S_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{42,3}{0,85} = 49,71 \text{кВА} \quad S_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{53}{0,93} = 56,97 \text{кВА}$$

Для данного объекта выбирают масляный трансформатор со стандартной мощностью ТМ 63 кВА.

Производим расчет сечения проводников сетей с напряжением 0,4 кВ:

а) Далее было определено поперечное сечение. При этом можно использовать следующую формулу:

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos \varphi$$

Находим ток для линии Л1:

$$I_{\text{аі}} = \frac{P_{\text{аі}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{аі}}} = \frac{11,55}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,85} = 19,61 \text{А}$$

$$I_{\text{аа̇̇}} = \frac{P_{\text{аа̇̇}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{аа̇̇}}} = \frac{13,09}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,93} = 20,31 \text{А}$$

Из таблицы №6, приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А10 который выдерживает ток до 75А.

б) Расчет поперечного сечения Л2:

$$I_{\text{аі}} = \frac{P_{\text{аі}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{аі}}} = \frac{10,23}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,85} = 17,37 \text{А}$$

$$I_{\text{аа̇̇}} = \frac{P_{\text{аа̇̇}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{аа̇̇}}} = \frac{14,01}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,93} = 21,74 \text{А}$$

Из таблицы №6, приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А10 который выдерживает ток до 75А.

в) Расчет поперечного сечения Л3:

$$I_{\text{аі}} = \frac{P_{\text{аі}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{аі}}} = \frac{15,525}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,85} = 26,36 \text{А}$$

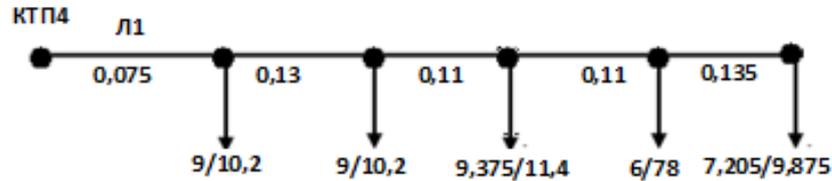
$$I_{\text{аа̇̇}} = \frac{P_{\text{аа̇̇}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{аа̇̇}}} = \frac{19,06}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,93} = 29,58 \text{А}$$

Из таблицы №6. приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А10 который выдерживает ток до 75А.

$$I_{Л1веч} = I_{Л1дч1} + I_{Л1дч2} + I_{Л1дч3} = 19,61 + 17,37 + 26,36 = 71,75A$$

$$I_{Л1веч} = I_{Л1веч1} + I_{Л1веч2} + I_{Л1веч3} = 20,31 + 21,74 + 29,58 = 83,23A$$

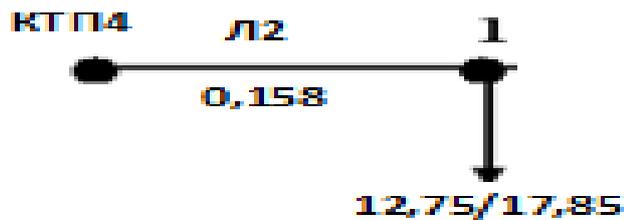
КТП4



Расчет нагрузки линии Л1 согласно вышеуказанным формулам.

$$P_{дн.Л1} = P_{1дн} + P_{2дн} + P_{3дн} + P_{4дн} + P_{5дн} = (0,7 + 0,7+1) \cdot 0,8 + (0,7 + 0,7+1) \cdot 0,8 + (0,7 + 1) \cdot 0,85 + (0,7 + 0,7+1) \cdot 0,8 + (1 + 1 + 1 + 1) \cdot 0,75 + (1 + 1 + 1 + 1) \cdot 0,75 + (1,7 + 1 + 1,5 + 1,5) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7+1,7+1,7) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7+1,7+1,7) \cdot 0,75 + (1,5 + 1,5 + 1,5 + 1,5) \cdot 0,75 + (1,5 + 1,5 + 1,5 + 1,5) \cdot 0,75 + (1,5 + 1,5 + 1,5 + 1,5) \cdot 0,75 + (1,5 + 1,5 + 1,5 + 1,5) \cdot 0,75 = 40,58 \text{ кВт}$$

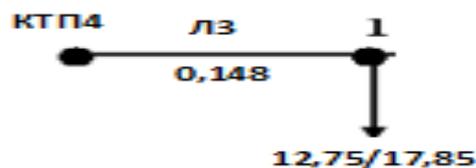
$$P_{веч.Л1} = P_{1веч} + P_{2веч} + P_{3веч} + P_{4веч} + P_{5веч} = (1 + 1 + 1,3) \cdot 0,8 + (1 + 1+1,3) \cdot 0,8 + (1 + 1,3) \cdot 0,85 + (1 + 1 + 1,3) \cdot 0,8 + (1,3 + 1,3 + 1,3 + 1,3) \cdot 0,75 + (1,3 + 1,3 + 1,3 + 1,3) \cdot 0,75 + (2,1 + 1,3 + 1,7 + 1,7) \cdot 0,75 + (2,1 + 2,1 + 2,1 + 2,1) \cdot 0,75 + (2,1 + 2,1+2,1+2,1) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7 + 1,7 + 1,7) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7 + 1,7 + 1,7) \cdot 0,75 + (1,7 + 1,7 + 1,7 + 1,7) \cdot 0,75 = 49,475 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки Л2

$$P_{дн.Л2} = P_{1дн} = (2,5 + 2,5) \cdot 0,85 + (2,5 + 2,5) \cdot 0,85 + (2,5 + 2,5) \cdot 0,85 = 12,75 \text{ кВт}$$

$$P_{веч.Л2} = P_{1веч} = (3,5 + 3,5) \cdot 0,85 + (3,5 + 3,5) \cdot 0,85 + (3,5 + 3,5) \cdot 0,85 = 17,85 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки Л3

$$P_{\text{дн.Л2}} = P_{1\text{дн}} = (2,5) \cdot 1 + (2,5 + 2,5) \cdot 0,85 + (2,5 + 2,5 + 2,5) \cdot 0,8 = 12,75 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{веч.Л2}} = P_{1\text{веч}} = (3,5) \cdot 1 + (3,5 + 3,5) \cdot 0,85 + (3,5 + 3,5 + 3,5) \cdot 0,8 = 17,85 \text{ кВт}$$

Для расчета мощности трансформатора необходима сложение нагрузки всех трех сетей Л1, Л2 и Л3:

$$P_{\text{ТПдн}} = P_{\text{днЛ1}} + P_{\text{днЛ2}} + P_{\text{днЛ3}} = 40,58 + 12,75 + 12,75 = 66,1 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ТПвеч}} = P_{\text{вечЛ1}} + P_{\text{вечЛ2}} + P_{\text{вечЛ3}} = 49,475 + 17,85 + 17,85 = 85,18 \text{ кВт}$$

Так как мощность трансформатора измеряется в полной мощности необходима нагрузку потребителю в виде активной мощности требуется перевести его в виде полной мощности. Для этого можно использовать следующую формулу:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \text{кВА}$$

При определении активной составляющей коэффициента мощности – $\cos \varphi$ используется соотношение $P_{\text{дн}}/P_{\text{веч}}$:

$$P_{\text{дн}}/P_{\text{веч}} = 66,1 / 85,18 = 0,776$$

из таблицы 4, приложения находят значение $\cos \varphi$: ($\cos \varphi_{\text{дн}} = 0,85$ $\cos \varphi_{\text{веч}} = 0,93$)

$$\text{Тогда: } S_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{66,1}{0,85} = 77,74 \text{кВА} \quad S_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{85,18}{0,93} = 91,59 \text{кВА}$$

Для данного объекта выбирают масляный трансформатор со стандартной мощностью ТМ100 кВА.

Расчет сечения проводников сетей с напряжением 0,4 кВ:

а) Далее было определено поперечное сечение. При этом можно использовать следующую формулу:

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos \varphi$$

Находим ток для линии Л1:

$$I_{\text{аі}} = \frac{P_{\text{аі}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{аі}}} = \frac{40,58}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,85} = 68,9 \text{ А}$$

$$I_{\text{аа̇}} = \frac{P_{\text{аа̇}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{аа̇}}} = \frac{49,475}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,93} = 76,79 \text{ А}$$

из табл.-6. приложения выбирается алюминиевый провод А16 для тока 105А.

б) Расчет поперечного сечения Л2:

$$I_{\text{аі}} = \frac{P_{\text{аі}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{аі}}} = \frac{12,75}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,85} = 21,65 \text{ А}$$

$$I_{\text{аа̇}} = \frac{P_{\text{аа̇}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{аа̇}}} = \frac{17,85}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,93} = 27,7 \text{ А}$$

Из табл.-6. приложения 8 [9] для тока 75 А, берем алюминиевой провод А10.

в) Расчет поперечного сечения Л2:

$$I_{\dot{a}\dot{i}} = \frac{P_{\dot{a}\dot{i}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\dot{a}\dot{i}}} = \frac{12,75}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,85} = 21,65 \text{ А}$$

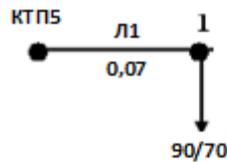
$$I_{\dot{a}\dot{a}\dot{z}} = \frac{P_{\dot{a}\dot{a}\dot{z}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\dot{a}\dot{a}\dot{z}}} = \frac{17,85}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,93} = 27,7 \text{ А}$$

Из таблицы №6. приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А10 который выдерживает ток до 75А.

$$I_{Л1веч} = I_{Л1дч1} + I_{Л1дч2} + I_{Л1дч3} = 68,9 + 21,65 + 21,65 = 112,2 \text{ А}$$

$$I_{Л1веч} = I_{Л1веч1} + I_{Л1веч2} + I_{Л1веч3} = 76,79 + 27,7 + 27,7 = 132,193 \text{ А}$$

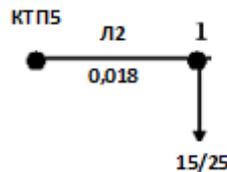
КТП5



Расчет нагрузки линии Л1 согласно вышеуказанным формулам.

$$P_{дн.Л1} = P_{1дн} = 90 \text{ кВт}$$

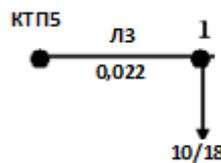
$$P_{вечЛ1} = P_{1веч} = 70 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки Л2

$$P_{дн.Л2} = P_{1дн} = 15 \text{ кВт}$$

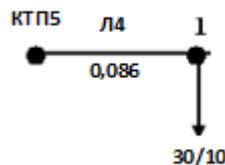
$$P_{вечЛ2} = P_{1веч} = 25 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки Л3

$$P_{дн.Л3} = P_{1дн} = 10 \text{ кВт}$$

$$P_{вечЛ3} = P_{1веч} = 18 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки Л4

$$P_{дн.Л4} = P_{1дн} = 30 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{вечЛ2}} = P_{1\text{веч}} = 10 \text{ кВт}$$

Для расчета мощности трансформатора необходима сложение нагрузки всех трех сетей Л1, Л2, Л3 и Л4:

$$P_{\text{ТПдн}} = P_{\text{днЛ1}} + P_{\text{днЛ2}} + P_{\text{днЛ3}} + P_{\text{днЛ4}} = 90 + 15 + 10 + 30 = 145 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ТПвеч}} = P_{\text{вечЛ1}} + P_{\text{вечЛ2}} + P_{\text{вечЛ3}} + P_{\text{вечЛ4}} = 70 + 25 + 18 + 10 = 123 \text{ кВт}$$

Так как мощность трансформатора измеряется в полной мощности необходима нагрузку потребителю в виде активной мощности требуется перевести его в виде полной мощности. Для этого можно использовать следующую формулу:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \text{кВА}$$

При определении активной составляющей коэффициента мощности – $\cos \varphi$ используется соотношение $P_{\text{дн}}/P_{\text{веч}}$:

$$P_{\text{дн}}/P_{\text{веч}} = 145 / 123 = 1,179$$

из таблицы 4, приложения находят значение $\cos \varphi$: ($\cos \varphi_{\text{дн}} = 0,78$ $\cos \varphi_{\text{веч}} = 0,84$)

$$\text{Тогда: } S_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{145}{0,78} = 185,9 \text{кВА} \quad S_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{123}{0,84} = 146,4 \text{кВА}$$

Для данного объекта выбирают масляный трансформатор со стандартной мощностью ТМ 250кВА.

Расчет сечения проводников сетей с напряжением 0,4 кВ:

а) Далее было определено поперечное сечение. При этом можно использовать следующую формулу:

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos \varphi$$

Находим ток для линии Л1:

$$I_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{90}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,78} = 166,54 \text{ А}$$

$$I_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{70}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,84} = 120,28 \text{ А}$$

из табл.-6. приложения выбирается алюминиевый провод А35 для тока 170А.

б) Расчет поперечного сечения Л2:

$$I_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{15}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,78} = 27,75 \text{ А}$$

$$I_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{25}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,84} = 42,95 \text{ А}$$

Из таблицы №6. приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А10 который выдерживает ток до 75А.

в) Расчет поперечного сечения ЛЗ:

$$I_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{10}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,78} = 18,5 \text{ A}$$

$$I_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{18}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,84} = 30,92 \text{ A}$$

Из таблицы №6. приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А16 который выдерживает ток до 105А.

г) Расчет поперечного сечения Л4:

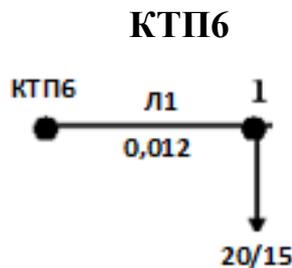
$$I_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{30}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,78} = 55,51 \text{ A}$$

$$I_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{10}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,84} = 18,5 \text{ A}$$

Из таблицы №6. приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А16 который выдерживает ток до 105А.

$$I_{\text{Л1веч}} = I_{\text{Л1дч1}} + I_{\text{Л1дч2}} + I_{\text{Л1дч3}} + I_{\text{Л1дч4}} = 166,54 + 27,75 + 18,5 + 55,51 = 268,32 \text{ A}$$

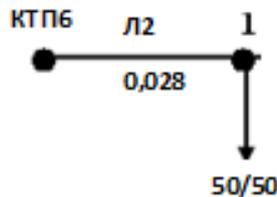
$$I_{\text{Л1дч}} = I_{\text{Л1веч1}} + I_{\text{Л1веч2}} + I_{\text{Л1веч3}} + I_{\text{Л1веч4}} = 120,28 + 42,95 + 30,92 + 18,5 = 212,67 \text{ A}$$



Расчет нагрузки линии Л1 согласно вышеуказанным формулам.

$$P_{\text{дн.Л1}} = P_{1\text{дн}} = 20 \text{ кВт}$$

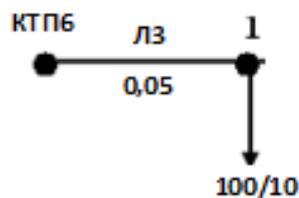
$$P_{\text{вечЛ1}} = P_{1\text{веч}} = 15 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки Л2

$$P_{\text{дн.Л2}} = P_{1\text{дн}} = 50 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{вечЛ2}} = P_{1\text{веч}} = 50 \text{ кВт}$$



Расчет нагрузки ЛЗ

$$P_{\text{дн.Л2}}=P_{1\text{дн}} = 100 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{вечЛ2}} = P_{1\text{веч}} = 70 \text{ кВт}$$

Для расчета мощности трансформатора необходима сложение нагрузки всех трех сетей Л1, Л2 и Л3:

$$P_{\text{ТПдн}} = P_{\text{днЛ1}} + P_{\text{днЛ2}} + P_{\text{днЛ3}} = 20 + 50 + 100 = 170 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ТПвеч}} = P_{\text{вечЛ1}} + P_{\text{вечЛ2}} + P_{\text{вечЛ3}} = 15 + 50 + 70 = 135 \text{ кВт}$$

Так как мощность трансформатора измеряется в полной мощности необходима нагрузку потребителю в виде активной мощности требуется перевести его в виде полной мощности. Для этого можно использовать следующую формулу:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \text{кВА}$$

При определении активной составляющей коэффициента мощности – $\cos \varphi$ используется соотношение $P_{\text{дн}}/P_{\text{веч}}$:

$$P_{\text{дн}}/P_{\text{веч}} = 170 / 135 = 1,259$$

из таблицы 4, приложения находят значение $\cos \varphi$: ($\cos \varphi_{\text{дн}} = 0,78$ $\cos \varphi_{\text{веч}} = 0,84$)

$$\text{Тогда: } S_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{170}{0,78} = 217,9 \text{кВА} \quad S_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{135}{0,84} = 160,7 \text{кВА}$$

Для данного объекта выбираем масляный трансформатор со стандартной мощностью ТМ 250 кВА.

Расчет сечения проводников сетей с напряжением 0,4 кВ:

а) Определение поперечного сечения проводника воздушной линии. При этом можно использовать следующую формулу:

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos \varphi$$

Находим ток для линии Л1:

$$I_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{20}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,78} = 37 \text{ А}$$

$$I_{\text{веч}} = \frac{P_{\text{веч}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{веч}}} = \frac{15}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,84} = 25,77 \text{ А}$$

Из таблицы №6. приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А10 который выдерживает ток до 75А.

б) Расчет поперечного сечения Л2:

$$I_{\text{дн}} = \frac{P_{\text{дн}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{\text{дн}}} = \frac{50}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,78} = 92,52 \text{ А}$$

$$I_{веч} = \frac{P_{веч}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{веч}} = \frac{50}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,84} = 85,91 A$$

Из таблицы №6. приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А16 который выдерживает ток до 105А.

в) Расчет поперечного сечения ЛЗ:

$$I_{ái} = \frac{P_{ái}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{ái}} = \frac{100}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,78} = 185 A$$

$$I_{âá\ddot{z}} = \frac{P_{âá\ddot{z}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_{âá\ddot{z}}} = \frac{70}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 0,84} = 120,28 A$$

Из таблицы №6. приложения выбираем стандартное сечение алюминиевого провода А50 который выдерживает ток до 215А.

$$I_{Л1веч} = I_{Л1дч1} + I_{Л1дн2} + I_{Л1дн3} = 37 + 92,52 + 185 = 314,58 A$$

$$I_{Л1веч} = I_{Л1веч1} + I_{Л1веч2} + I_{Л1веч3} = 25,77 + 85,91 + 120,28 = 231,97 A$$

2.2. Выбор силового оборудования подстанции

Мощность и число трансформаторов понижающих подстанций выбирают по расчетной мощности на шинах низшего напряжения с учетом перегрузочной способности трансформаторов и требований по обеспечению необходимой степени надежности электроснабжения потребителей. На подстанциях устанавливают один или два трансформатора.

Согласно расчета нагрузки потребителей электрической энергии производится выбор электросилового оборудования подстанции.

Как правило путем суммирования определяется полная мощность силового трансформатора с напряжением 35/10 кВ. Если учесть что ТП 1 имеет мощность трансформаторов: ТМ 100 кВА - 2 шт; ТМ 250 кВА - 2 шт; ТМ 160 кВА - 1 шт и ТМ 63 кВА - 1шт. Перерасчет потребительских трансформаторных подстанций показывает что, полная мощность трансформаторной подстанции не превышает ранее намеченных показателей, т.е. не более 250 кВА.

Для выбора силового оборудования приводится однолинейная схема снабжающей подстанции со всеми оборудованием 35 и 10 кВ (рис. - 3).

Установленную мощность одотрансформаторных подстанций 35/10 и 10/0,4 кВ берут из таблиц РУМ 7-75, где приведены интервалы нагрузок для выбора мощности трансформаторов.

П/ст 35/10 кВ Астрономический



Рис. - 3. Однолинейная схема трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Юкори-Чирчикского района».

где: Ввод 1 и ввод 2 – внешние сети электроснабжения с напряжением 35 кВ; ОД 35 – отделитель с напряжением 35 кВ; РВО 35 – разрядник вентильный открытого типа на напряжение 35 кВ; КЗ 35 – короткозамыкатель 35 кВ; ТМ 2500 кВА – силовой трансформатор с мощностью 2500 кВА с первичной (высоковольтной) обмоткой 35 кВ и с вторичной (низковольтной) обмоткой на 10 кВ; РВО 10 разрядник вентильный 10 кВ; КЗ 10 – короткозамыкатель с напряжением 10 кВ. ТМ100 кВА – трансформатор собственных нужд 10/0,4 кВ.

При выборе силового оборудования необходимо подробное ознакомление с маркировкой и буквенной обозначения каждой установки.

2.4. Выбор силовых трансформаторов

Обозначения (тип) трансформаторов и автотрансформаторов следующие: Первая буква — число фаз: Т — трехфазные; О - одно фазные; Вторая буква - система охлаждения: сухие трансформаторы: С - естественное воздушное при открытом исполнении, СЗ — то же при защищенном исполнении, СГ — естественное герметическое, СД — воздушное с дутьем; трансформаторы с масляным заполнением: М — естественная циркуляция масла и воздуха, Д — естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха, МЦ — принудительная циркуляция масла и естественная циркуляция воздуха, ДЦ -

принудительная циркуляция воздуха и масла, МВ - принудительная циркуляция воды и естественная циркуляция масла, Ц - принудительная циркуляция воды и масла; трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком: Н—естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком, НД — охлаждение негорючим жидким диэлектриком с дутьем.

Число обмоток (напряжений) трансформаторов обозначается так: двух обмоточные трансформаторы не имеют специального обозначения, трех обмоточные — Т после указания системы охлаждения;

Автотрансформаторы имеют букву А в начале обозначений: АТ - автотрансформатор трехфазный; АО — автотрансформатор однофазный. После обозначения числа фаз букву Р имеют трансформатор с разделенной (расщепленной) на две или три ветви обмоткой низшего напряжения.

Например, ТС - трансформатор с сухой изоляцией; ТРДЦ трансформатор с расщепленной обмоткой НН, принудительная циркуляция воздуха и масла; ТДТ - трансформатор трех обмоточный принудительная циркуляция воздуха, естественная циркуляция масла;

АТДЦТ — автотрансформатор трех обмоточный, принудительная циркуляция воздуха и масла; АОДЦТ — автотрансформатор однофазный трех обмоточный, принудительная циркуляция воздуха масла.

Прочие обозначения: Н (последняя буква) — с регулированием напряжения обмотки высшего напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов или среднего напряжения (СН) автотрансформаторов; ПБВ - устройство регулирования напряжения без возбуждения (без нагрузки); ЛТМ - автотрансформатор линейный регулировочный; ВРТДН - автотрансформатор последовательный регулировочный трехфазный с РПН; $K_{выг}$ - коэффициент выгоды автотрансформатора:

$$K_{выг} = \frac{(U_{ВН} - U_{СН})}{U_{ВН}}$$

Напряжения к.з. u_k , %, между обмотками ВН—СН, ВН—НН, СН—НН трансформаторов и автотрансформаторов отнесены к их номинальной мощности $S_{ном}$. В тех случаях, когда для трех обмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой (ТР) на две ветви дано u_k между обмотками НН₁-НН₂, то оно отнесено к номинальной мощности. В тех случаях, когда u_k между обмотками НН₁—НН₂ не дано, оно может быть определено с учетом коэффициента расщепления K_p . Для однофазных трансформаторов с расщепленной обмоткой (ОР) $K_p = 4$.

Потери к.з. $P_{к.з}$ между обмотками ВН - НН и СН - НН автотрансформаторов отнесены к номинальной мощности обмотки НН $S_{НН.ном}$. В тех случаях, когда $S_{НН.ном}$ не указана, она принята:

$$S_{НН.ном} = S_{мин} = K_{выг.} S_{ном}$$

Потери холостого хода $P_{х.х}$ даны для листов стали толщиной 0,5 мм в столбце А и для листов толщиной 0,35 мм — в столбце Б (см. таблицу 3-4) [4].

В столбце «напряжение обмотки» указаны: для обмотки ВН — напряжение основного вывода трансформаторов и автотрансформаторов, для обмотки СН трех обмоточных трансформаторов — напряжение холостого хода основного вывода, для обмотки НН - напряжение холостого хода понижающих трансформаторов и автотрансформаторов и для повышающих трансформаторов - номинальное напряжение генераторов.

Трансформаторы бер РПН имеют регулирование напряжения обмотки ВН $\pm 2 \times 2,5 \%$ или $\pm 5 \%$ (при токе более 700 А). Трансформаторы мощностью 250 МВА и более при напряжении 110 кВ и более не имеют переключения ПБВ.

Трансформаторы с РПН имеют регулирование в нейтрали обмотки ВН, автотрансформаторы - на стороне СН со стороны линейного вывода. Двух обмоточные трансформаторы с обмоткой ВН 6—35 кВ имеют ступени изменения напряжения $\pm 10\%$ (± 6 ступеней). Двух обмоточные трансформаторы с повышенным u_k , (трансформаторы с н. и трансформаторы с расщепленной обмоткой НН) имеют ступени изменения напряжения при высшем напряжении 20 кВ: $\pm 9\%$ (± 6 ступеней); при 35 кВ: $\pm 12\%$ (± 8 ступеней); при 110 кВ, мощностью 6,3 МВ-А и выше: $\pm 16\%$ (± 9 ступеней); при 150—330 кВ: $\pm 12\%$ (± 8 ступеней). Трансформаторы 110 кВ мощностью 2,5 МВА имеют переключающее устройство на стороне НН для регулирования напряжения $+15\%$ (+ 10 ступеней) u_k , - 12% (—8 ступеней).

Трех обмоточные трансформаторы имеют регулирование напряжения в нейтрали обмотки ВН и дополнительно регулирование ПБВ на стороне СН. Трансформаторы 35 кВ имеют регулирование в нейтрали $\pm 12 \%$ (± 6 ступеней), ПБВ отсутствует; трансформаторы 110 кВ имеют регулирование в нейтрали $\pm 16\%$ (± 9 ступеней) и ПБВ на СН $\pm 2 \times 2,5\%$ при токе до 700 А и $\pm 5\%$ при токе более 700 А; трансформаторы 150 кВ имеют регулирование в нейтрали $\pm 12\%$ (± 8 ступеней) и ПБВ на СН $\pm 2 \times 2,5\%$ при токе до 700 А и $\pm 5\%$ при токе более 700 А; трансформаторы 220 кВ имеют регулирование в нейтрали $\pm 12\%$ (± 8 ступеней) и ПБВ на СН $\pm 2 \times 2,5\%$ при токе до 700 А и $\pm 5\%$ при токе до 1200 А, при токе более 1200 А ПБВ отсутствует.

Автотрансформаторы имеют регулирование на стороне СН при напряжении 220 кВ \pm 12% (\pm 6 ступеней), а при напряжении 500 кВ и 330 кВ - \pm 12% (\pm 6 ступеней) и \pm 11% (\pm 8 ступеней).

Трансформаторы, выполненные не по ГОСТ, а по техническим условиям, согласованным с заводами, имеют ступени регулирования напряжения, указанные в Каталоге 03.02.15-70.

Трансформаторы 6—35/0,4 кВ имеют группу соединения 0, остальные двух обмоточные трансформаторы — группу соединения 11, исключая: трансформаторы с. и. 10/3—6 кВ, имеющие группу 0, а с расщепленной обмоткой НН — группу 0, 0.

Трансформаторы е. и. 35/6—10 кВ с расщепленной обмоткой НН, имеющие группу 0, 0 или 11, 11. Двух обмоточные трансформаторы группы 11 с расщепленной обмоткой имеют группу 11, 11.

Трех обмоточные трансформаторы с высшим напряжением 35 кВ имеют группу 11, 11, а с напряжением 110 кВ — группу 0, 11. Автотрансформаторы всех напряжений имеют группу 0, 11.

2.5. Выбор комплектных распределительных устройств трансформаторных подстанций

Комплектные распределительные устройства (КРУ) являются основным оборудованием всех подстанций и они широко применяются в электрических системах. Они позволяют сократить сроки сооружения подстанций, вести их строительство индустриальными методами, максимально типизировать подстанции, а также обеспечить удобную и безопасную эксплуатацию. В ТП и РП применяются преимущественно комплектные распределительные устройства одностороннего обслуживания типа КСО; исполнения КСО-2УМ: КСО-266 и КСО-366, имеющие различные схемы заполнения оборудованием. Камеры серии КСО-2УМ снабжены устройством блокировки между выключателем и разъединителем, однако в них отсутствуют стационарные заземляющие ножи, которые имеются в новых камерах типа КСО-266 и КСО-272. В отличие от ранее применяемых камер в КСО-272 шинные и линейные разъединители имеют заземляющие ножи (шинные разъединители РВФЗ, кабельные - РВЗ). Во избежание ошибочных операций при обслуживании и ремонте в камерах предусмотрены механические блокировки. Технические характеристики камер КСО приведены в табл. 6,1 [5].

В настоящее время для комплектации РУ подстанций выпускают также камеры КСО-366 с полностью установленными в них приборами и коммутирующими аппаратами. Камеры КСО-366 отличаются от камер КСО-

266 наличием инвентарной изоляционной перегородки, которую в целях безопасности при производстве работ устанавливают в специальных пазах, что препятствует закрыванию двери.

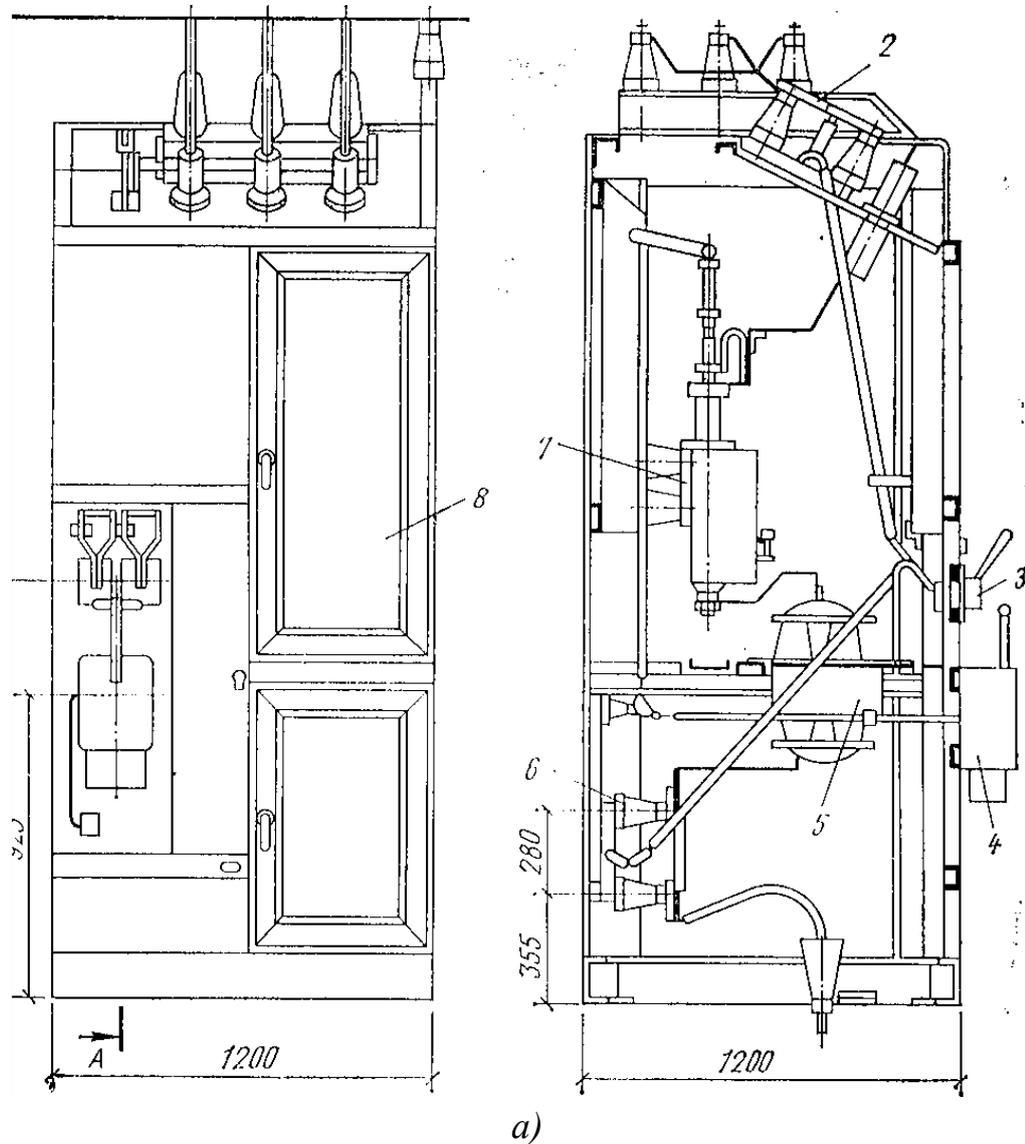


Рис. 4. Камеры распределительных устройств серия КСО-2УМ.

1 - сетчатая дверца; 2 - шинный разъединитель; 3 - приводы шинного и линейного разъединителей; 4 - привод выключателя; 5 - трансформатор тока; 6 - линейный разъединитель; 7 - масляный выключатель ВМП-10; 8 - верхняя сплошная дверь; 9 - нижняя дверь; 10 - заземляющий разъединитель; 11 - привод заземляющего разъединителя; 12 — люк для фазировки; 13 — световой карниз.

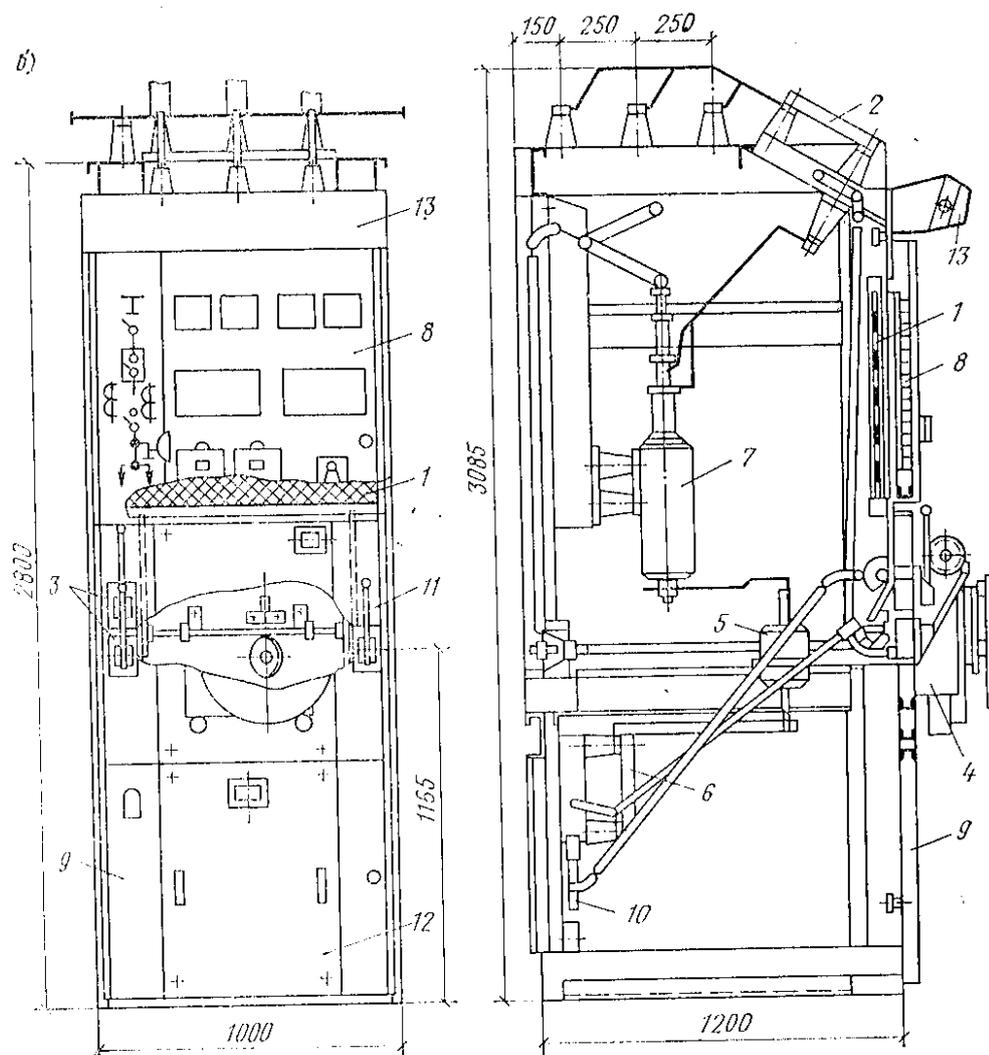


Рис. 5. Камеры распределительных устройств серия КСО-266

1 - сетчатая дверца; 2 - шинный разъединитель; 3 - приводы шинного и линейного разъединителей; 4 - привод выключателя; 5 - трансформатор тока; 6 - линейный разъединитель; 7 - масляный выключатель ВМП-10; 8 - верхняя сплошная дверь; 9 - нижняя дверь; 10 - заземляющий разъединитель; 11 - привод заземляющего разъединителя; 12 — люк для фазировки; 13 — световой карниз.

Применение комплектных трансформаторных подстанций (КТП) в электрических сетях технически целесообразно и экономически оправдано. Из имеющихся конструкций КТП наибольшее распространение в городских электрических сетях получили КТПН-66 наружной установки с наружным обслуживанием и БКТПУ наружной установки с внутренним обслуживанием. Трансформаторные подстанции КТПН-66 рассчитаны на присоединение к воздушным или кабельным сетям напряжением 6 и 10 кВ.

При кабельном вводе возможно тупиковое и транзитное присоединение, при воздушном — только тупиковое.

Распределительное устройство напряжением 6—10 кВ отделено от помещения трансформатора металлической перегородкой. Щит низшего напряжения (400/230 В) обслуживается снаружи. Размеры камеры трансформатора допускают установку в ней одного трансформатора мощностью 630 кВА. На подстанциях с воздушным вводом устанавливают порталы 2 и 2, которые отсутствуют у подстанций с кабельным вводом.

2.6. Выбор шинпроводов и изоляторов

А. Шины распределительных устройств подстанций должны соответствовать условиям окружающей среды и виду электроустановки (открытая, закрытая), а также удовлетворять требованиям нормальной работы при перегрузках, коротких замыканиях и других изменениях режимов работы подстанции. Номинальный ток шин $I_{ном}$, при котором обеспечивается их нормальная работа, определяют по формуле[^]

$$I_{ном} = I_{доп} \cdot K_1 K_2 K_3$$

где $I_{доп}$ — длительно допустимый ток, А, для опорной полосы шины при температурах: шины 70°C и воздуха 25°C (шины в этом случае расположены вертикально, K_1 — поправочный коэффициент, равный 0,95 (шины расположены горизонтально, K_2 - коэффициент длительно допустимого тока для многополосных шин; K_3 — поправочный коэффициент при температуре воздуха более или менее 25 С.

Соединение и ответвление плоских шин РУ выполняют сваркой. В местах, где необходимо создать разъемные ошинованные участки, шины соединяют внахлестку сквозными болтами, имеющими антикоррозионное металлическое покрытие.

Длительно допустимые токи шин прямоугольного сечения приведены в табл. 7.3.

Б. Изоляторы представляют собой электрически и механически прочные конструкции, служащие для электрической изоляции токо-проводящих частей и аппаратов электроустановок. Их разделяют на изоляторы, эксплуатирующиеся при номинальных напряжениях до 600 В включительно, и изоляторы, работающие при номинальных напряжениях свыше 1000 В (6, 10, 35 кВ и выше). В электроустановках и аппаратах используют изоляторы из

электротехнического фарфора, способного длительно работать при температуре от $- 55^{\circ}\text{C}$ до положительной температуры токопроводящих частей, установленной техническими условиями на соответствующее электротехническое оборудование.

В распределительных устройствах городских подстанции напряжением 6-35 кВ применяют опорные и проходные изоляторы, подразделяющиеся: а) в зависимости от рода установки на внутренние и наружные; б) по номинальному напряжению - напряжением

2.7. Расчет токов короткого замыкания

Для выбора оборудования и проверки их к дальнейшей пригодности производим расчет токов короткого замыкания с напряжением 35/10 кВ.

Для выполнения расчета составляем однолинейную схему линий и оборудования подстанции с указанием точек где наиболее повышена вероятность возникновения короткого замыкания. Точки короткого замыкания обозначаем с буквами K_1, K_2 и т.д.

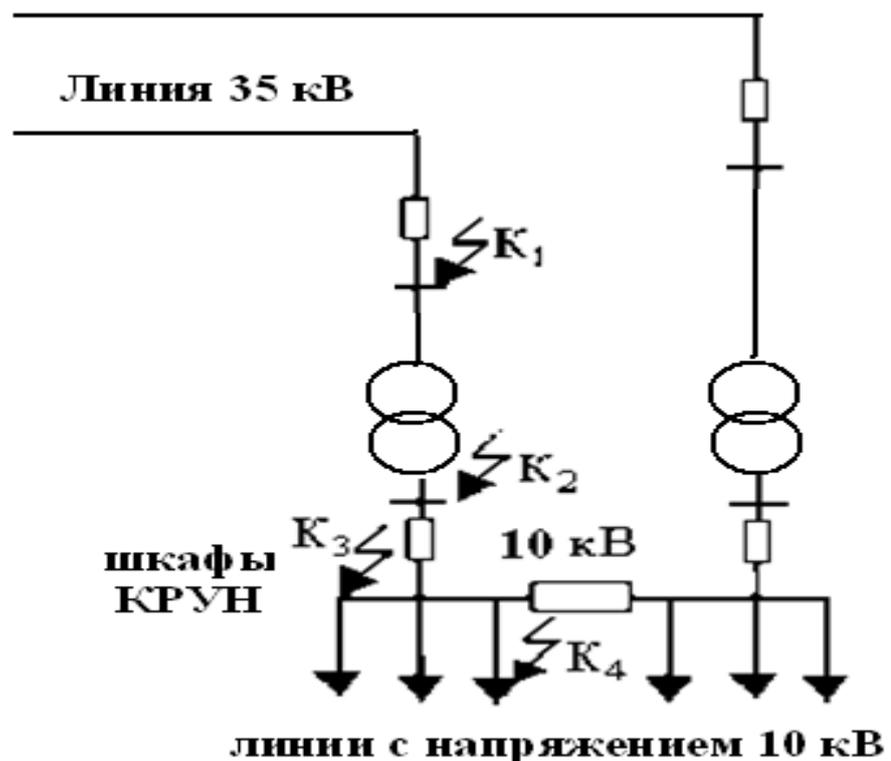


Рис. 6. Однолинейная схема подстанции 35/10 кВ Астрономическая
Где: K_1, \dots, K_4 – точки короткого замыкания.

Для расчета токов короткого замыкания подстанции однолинейную схему приводим в виде эквивалентной схемы

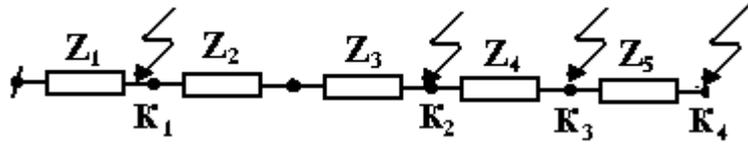


Рис -5 . Эквивалентная схема оборудования подстанции.

Где, Z_1 – линия 35 кВ ли; Z_2 – первичная схема трансформатора; Z_3 – вторичная обмотка трансформатора; Z_4 – линия с напряжением 10 кВ; Z_5 – индуктивное сопротивление распределительного устройства.

1. Производим расчет сопротивления для точки с напряжением 35 кВ:

$$X_{mp1} = \frac{U_{н\%}}{100} \cdot \frac{U_{ф.н.ом}^2}{S_{тр.н.ом}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{7,5}{4000} = 0,105 \cdot 0,82 = 0,0868, Ом$$

2. Производим расчет сопротивления для точки с напряжением 10 кВ:

$$X_{mp1} = \frac{U_{н\%}}{100} \cdot \frac{U_{ф.н.ом}^2}{S_{тр.н.ом}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{7,5}{4000} = 0,17 \cdot 0,827 = 0,141. Ом$$

3. Находим сопротивление 1 км линии с напряжением 35 кВ.

$$X_2 = X_0 \cdot \ell = 0,361 \cdot 1 = 0,461 \text{ Ом/км}$$

$$X_0 = \sqrt{Z_0^2 + X_0^2} = \sqrt{0,21^2 + 0,41^2} = 0,461 \text{ Ом/км}$$

4. Находим сопротивление 1 км линии с напряжением 10 кВ.

$$X_3 = X_0 \cdot \ell = 0,382 \cdot 1 = 0,382, \text{ Ом/км}$$

$$X_0 = \sqrt{Z_0^2 + X_0^2} = \sqrt{0,132^2 + 0,352^2} = 0,382, \text{ Ом/км}$$

Находим сопротивление электрической сети при коротком замыкании в точке - 1:

$$X_{нат} = X_I = 8,368 \text{ Ом}$$

Находим ударный коэффициент тока короткого замыкания:

$$I_{н.зар\alpha(1)} = \frac{U_{ф.нат}}{\sqrt{3}X_{нат}} = \frac{35,5}{1,73 \cdot 8,368} = 8, \text{ кА}$$

Находим результирующее сопротивление точки – 1:

$$X_{нат 2} = X_I + X_{mp1} = 8,368 + 0,08 = 8,455 \text{ Ом.}$$

Находим ударный коэффициент тока короткого замыкания

$$I_{н.зар\alpha(1)} = \frac{U_{ф.нат}}{\sqrt{3}X_{нат}} = \frac{38,5}{1,73 \cdot 8,435} = 2,63, \text{ кА}$$

Находим результирующее сопротивление точки - 2:

$$X_{нат 3} = X_I + X_{mp2} = 8,368 + 0,141 = 8,509 \text{ Ом.}$$

Определяем значение ударного тока короткого замыкания:

$$I_{н.з\text{арб}(3)} = \frac{U_{\phi, \text{нат}}}{\sqrt{3} X_{\text{нат}3}} = \frac{11}{1,73 \cdot 8,509} = 0,75, \text{ кА}$$

Находим результирующее сопротивление короткого замыкания для точки - 3:

$$X_{\text{нат}3} = X_{\text{нат}1} + X_{\text{мп}1} + X_2 = 8,368 + 0,087 + 0,461 = 8,916 \text{ Ом.}$$

Ударный коэффициент тока короткого замыкания:

$$I_{н.з\text{арб}(4)} = \frac{U_{\text{урт,нат}}}{\sqrt{3} X_{\text{нат}4}} = \frac{38,5}{1,73 \cdot 8,916} = 2,5, \text{ кА}$$

Определяем результирующее сопротивление точки - 4.:

$$X_{\text{нат}5} = X_{\text{нат}1} + X_{\text{мп}2} + X_3 = 8,368 + 0,141 + 0,382 = 8,891 \text{ Ом.}$$

Находим ударное значение тока короткого замыкания

$$I_{к.м.(5)} = \frac{U_{\text{урт,нат}}}{\sqrt{3} X_{\text{нат}5}} = \frac{11}{1,73 \cdot 8,891} = 0,72, \text{ кА}$$

Находим ударный ток короткого замыкания.

1. Находим значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_{31} = K_3 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{31} = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 8 = 20,304, \text{ кА.}$$

Где, K_y – ударный коэффициент к/з. Это значение зависит от времени и оно равно: $n = 1,8$. КВ линиях с напряжением выше 1000 В при $X \neq 0$ значение ударного коэффициента определяется по следующему выражению:

$$I_{p1} = I_{31} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_3 - 1)^2} = 8 \cdot \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 8 \cdot 1,51 = 12,08 \text{ кА}$$

Находим значение сверхпереходного тока к/з:

$$S_1 = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 = 1,73 \cdot 37 \cdot 12,08 = 2303,4, \text{ Вт}$$

Находим самое большое значение действующее значение тока к/з для линий с напряжением 35 кВ:

$$i_{32} = 2,55 \cdot I_{кз2} = 2,55 \cdot 2,65 = 6,707, \text{ кА}$$

$$i_{33} = 2,55 \cdot I_{кз3} = 2,55 \cdot 0,75 = 1,913, \text{ кА}$$

$$i_{34} = 2,55 \cdot K_3 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к.м.4} = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 2,5 = 6,345, \text{ кА}$$

$$i_{35} = 2,55 \cdot K_3 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к.м.5} = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 0,75 = 1,913, \text{ кА}$$

Находим мгновенное значение ударного тока к/з 3 х фазной сети:

$$I_{32} = 1,52 \cdot I_{32} = 1,52 \cdot 2,63 = 3,998, \text{ кА}$$

$$I_{33} = 1,52 \cdot I_{33} = 1,52 \cdot 0,75 = 1,14, \text{ кА}$$

$$I_{34} = I_{к.м.4} \cdot \sqrt{1 + 2(K_3 - 1)^2} = 2,5 \cdot \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 3,775, \text{ кА}$$

$$I_{35} = 0,72 \cdot \sqrt{1 + 2(K_3 - 1)^2} = 0,72 \cdot \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 1,0875, \text{ кА}$$

Значения 3 х фазного тока к/з трансформатора вводим в таблицу

Таблица - 2. Расчетные значения тока к/х трансформатора

Т. Р.	Степен напряжения, кВ	Ток, соответствующее напряжению	Значение 3 фазного тока короткого замыкания, кА
1	35 кВ	35 кВ	3,998
2	10 кВ	10 кВ	1,14

3.ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПО РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ И АВТОМАТИКИ

3.1. Дифференциальные защиты трансформаторов

Принцип действия дифференциальных защит основан на пофазном сравнении токов параллельно установленных защищаемых объектов - поперечные дифференциальные защиты или токов до и после защищаемого объекта продольные дифференциальные защиты. В отличие от рассмотренных выше максимальных токовых защит (с относительной селективностью) дифференциальные защиты обладают свойством абсолютной селективности.

Дифференциальная токовая защита используется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, параллельно работающих трансформаторов мощностью 4000 кВА и выше, а также трансформаторов мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка последних не обладает достаточной чувствительностью, а МТЗ имеет выдержку времени более одной секунды.

Дифференциальная защита трансформаторов имеет ряд особенностей, отличающих её от продольных дифференциальных защит линий.

Во-первых, фазные токи до и после защищаемого трансформатора отличаются по величине уже в нормальном режиме его работы (при отсутствии повреждений в зоне действия дифференциальной защиты). Эта ситуация практически может быть разрешена предварительным выравниванием токов в плечах защиты (т.е. за трансформаторами тока на сторонах высшего и низшего напряжений) за счёт подбора трансформаторов тока с нужными коэффициентами трансформации.

Кроме того, для реализации дифференциальной защиты промышленностью выпускаются специальные реле серий РНТ и ДЗТ, содержащие т.н. уравнивательные обмотки с регулируемым числом витков для дополнительного выравнивания действия токов в плечах защиты.

Во-вторых, токи на стороне высшего и низшего напряжений (ВН и НН) защищаемого трансформатора могут отличаться ещё и по фазам, когда способы соединения первичных и вторичных обмоток силового трансформатора не совпадают. В этом случае выравнивание вторичных токов достигается изменением способов соединения вторичных обмоток трансформаторов тока на обратное по отношению к защищаемому трансформатору (рис.).

В-третьих, при выборе тока срабатывания дифференциальной защиты необходимо обязательно учитывать бросок тока намагничивания при включении (восстановлении питания) защищаемого силового трансформатора.

В-четвёртых, при отстройке тока срабатывания защиты от тока небаланса нужно учитывать две дополнительные составляющие этого тока. Первая обусловлена неполным выравниванием действия вторичных токов при подборе коэффициентов трансформаций трансформаторов тока или при вынужденном выставлении округлённых значений чисел витков уравнительных обмоток. Вторая составляющая вызвана наличием РПН.

Получили распространение следующие разновидности дифференциальных защит трансформаторов: дифференциальная токовая отсечка, дифференциальная защита без торможения и дифференциальная защита с торможением.

Дифференциальная токовая отсечка выполняется на основе обычных токовых реле РТ-40, включенных без насыщающихся трансформаторов тока (рис. 5).

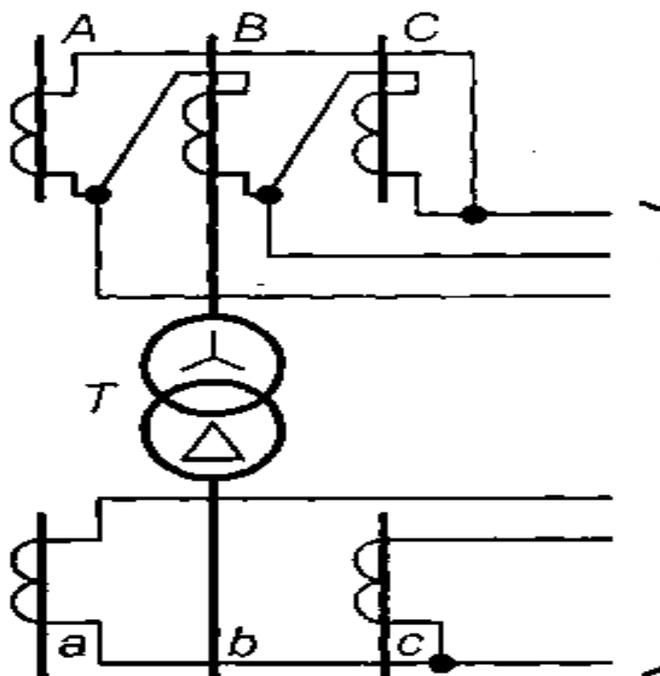


Рис. 5. Схема соединения вторичных обмоток трансформатора.

Основное достоинство дифференциальной отсечки - простота и связанные с этим дешевизна и меньшая сложность при выборе уставок. Однако главный

недостаток такой защиты - большой ток срабатывания - часто приводит к недостаточной чувствительности и, соответственно, невозможности использования этой разновидности дифференциальной защиты.

Дифференциальная защита без торможения на основе реле серии РНТ (РНТ-565) используется, главным образом, на трансформаторах без регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Упрощенная конструкция реле РНТ-565 представлена на рис. 5. Здесь $\omega_{вт}$ - вторичная обмотка; $\omega_{кз}$ - короткозамкнутая обмотка; $\omega_{раб}$ - рабочая обмотка, число витков которой может быть выставлено в интервале от 8 до 35 с точностью до одного витка; $\omega_{ур1}$, и $\omega_{ур2}$ - уравнивательные обмотки, для каждой из которых может быть выставлено число витков от 0 до 34 также с шагом в один виток. Благодаря использованию в конструкции реле насыщающе-гося трансформатора тока (НТТ) и короткозамкнутой обмотки удаётся снизить ток срабатывания защиты и повысить её чувствительность. Один из возможных вариантов исполнения дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора на основе реле РНТ-565 представлен на рис.

Дифференциальную защиту с торможением на основе реле серии ДЗТ (например, ДЗТ-11) обычно устанавливают на трансформаторах с РГШ. На упрощенной схеме реле ДЗТ-11 (рис 6.7,8) ω_m - т.н. обмотка торможения, число витков которой может быть выставлено из следующего ряда: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24. Характеристики рабочей и уравнивательных обмоток те же, что и для реле РНТ-565. Благодаря наличию обмотки торможения на магнитопроводе НТТ ток срабатывания защиты выбирают только по условию отстройки от броска тока намагничивания (ток небаланса не учитывают). Обычно это приводит к ещё большему увеличению чувствительности защиты.

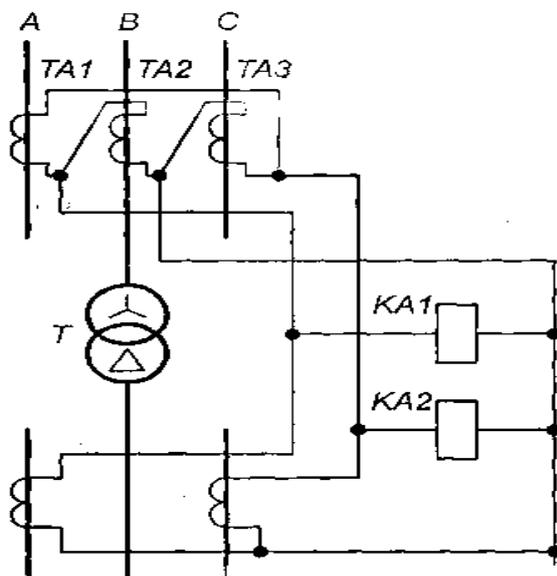


Рис. - 6. Схема дифференциальной токовой отсечки.

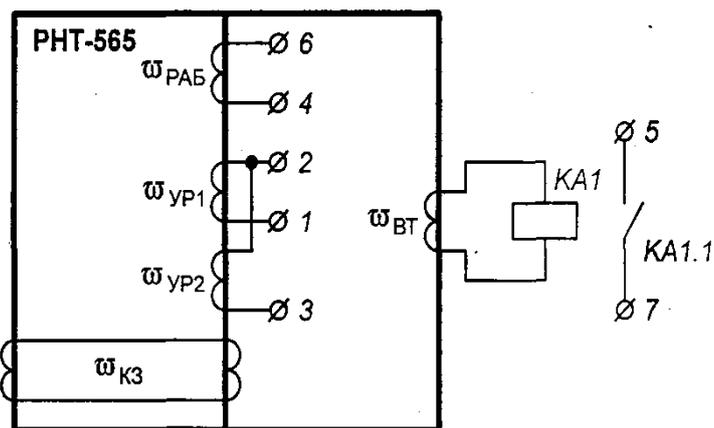


Рис 7. Схема защиты двухобмоточного трансформатора.

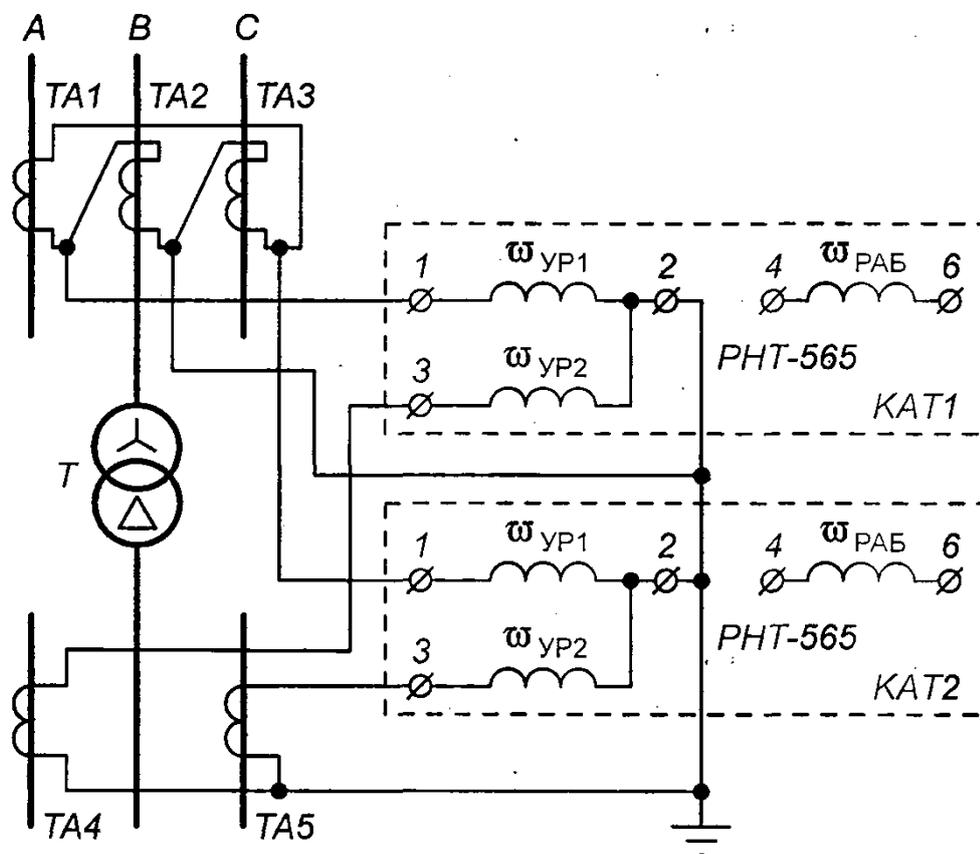


Рис. - 8. Схема соединения двухобмоточного трансформатора с подключением реле РНТ-565

3.2. Мероприятия по обеспечении безопасности жизнедеятельности

Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением,

представляющим опасность поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения. Для дополнительной защиты от прямого прикосновения

в электроустановках напряжением до 1 кВ при наличии требований других глав ПУЭ следует применять устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов;
- выравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;
- сверхнизкое (малое) напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей;
- изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам

и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Применение двух и более мер защиты в электроустановке не должно оказывать взаимного влияния, снижающего эффективность каждой из них.

Защиту при *косвенном прикосновении* следует выполнять во всех случаях, если напряжение в электроустановке превышает 50 В переменного и 120 В постоянного тока.

В помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках выполнение защиты при косвенном прикосновении может потребоваться при более низких напряжениях, например, 25 В переменного и 60 В постоянного тока или 12 В переменного и 30 В постоянного тока при наличии требований соответствующих глав ПУЭ.

Защита от прямого прикосновения не требуется, если электрооборудование находится в зоне системы уравнивания потенциалов, а наибольшее рабочее напряжение не превышает 25 В переменного или 60 В постоянного тока в помещениях без повышенной опасности и 6 В переменного или 15 В постоянного тока во всех случаях.

Для заземления электроустановок могут быть использованы искусственные и естественные заземлители. Если при использовании естественных заземлителей сопротивление заземляющих устройств или напряжение прикосновения имеет допустимое значение, а также обеспечиваются нормированные значения напряжения на заземляющем устройстве и допустимые плотности токов в естественных заземлителях, выполнение искусственных заземлителей в электроустановках до 1 кВ необязательно. Использование естественных заземлителей в качестве элементов заземляющих устройств не должно приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны.

Для заземления в электроустановках разных назначений и напряжений, территориально сближенных, следует, как правило, применять одно общее заземляющее устройство.

Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок одного или разных назначений и напряжений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т. д. в течение всего периода эксплуатации.

В первую очередь должны быть соблюдены требования, предъявляемые к защитному заземлению.

Заземляющие устройства защитного заземления электроустановок зданий и сооружений и молниезащиты 2-й и 3-й категорий этих зданий и сооружений, как правило, должны быть общими.

При выполнении отдельного (независимого) заземлителя для рабочего заземления по условиям работы информационного или другого чувствительного к воздействию помех оборудования должны быть приняты специальные меры защиты от поражения электрическим током, исключая одновременное прикосновение к частям, которые могут оказаться под опасной разностью потенциалов при повреждении изоляции.

Для объединения заземляющих устройств разных электроустановок в одно общее заземляющее устройство могут быть использованы естественные и искусственные заземляющие проводники. Их число должно быть не менее Двух.

Требуемые значения напряжений прикосновения и сопротивления заземляющих устройств при стекании с них токов замыкания на землю и токов утечки должны быть обеспечены при наиболее неблагоприятных условиях в любое время года.

При определении сопротивления заземляющих устройств должны быть учтены искусственные и естественные заземлители.

При определении удельного сопротивления земли в качестве расчетного следует принимать его сезонное значение, соответствующее наиболее неблагоприятным условиям.

Заземляющие устройства должны быть механически прочными, термически и динамически стойкими к токам замыкания на землю.

Электроустановки напряжением до 1 кВ жилых, общественных и промышленных зданий и наружных установок должны, как правило, получать питание от источника с глухозаземленной нейтралью с применением системы *TN*.

Для защиты от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в таких электроустановках должно быть выполнено автоматическое отключение питания в соответствии с 1.7.78-1.7.79.

Требования к выбору систем *TN-C*, *TN-S*, *TN-C-S* для конкретных электроустановок приведены в соответствующих главах Правил.

Питание электроустановок напряжением до 1 кВ переменного тока от источника с изолированной нейтралью с применением системы *IT* следует выполнять, как правило, при недопустимости перерыва питания при первом замыкании на землю или на открытые проводящие части, связанные с системой уравнивания потенциалов. В таких электроустановках для защиты при косвенном прикосновении при первом замыкании на землю должно быть выполнено защитное заземление в сочетании с контролем изоляции сети или применены УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА. При двойном замыкании на землю должно быть выполнено автоматическое отключение питания.

Питание электроустановок напряжением до 1 кВ от источника с глухозаземленной нейтралью и с заземлением открытых проводящих частей при помощи заземлителя, не присоединенного к нейтрали (система *TT*), допускается только в тех случаях,

когда условия электробезопасности в системе TN не могут быть обеспечены. Для защиты при косвенном прикосновении в таких электроустановках должно быть выполнено автоматическое отключение питания с обязательным применением УЗО. При этом должно быть соблюдено условие:

$$R_a \cdot I_a \leq 50B,$$

где E_a - суммарное сопротивление заземлителя и заземляющего проводника, при применении УЗО для защиты нескольких электроприемников - заземляющего проводника наиболее удаленного электроприемника; I_a - ток срабатывания защитного устройства.

При применении защитного автоматического отключения питания должна быть выполнена основная система уравнивания потенциалов, а при необходимости также дополнительная система уравнивания потенциалов.

При применении системы TN рекомендуется выполнять повторное заземление PE - и PEN -проводников на вводе в электроустановки зданий, а также в других доступных местах. Для повторного заземления в первую очередь следует использовать естественные заземлители. Сопротивление заземлителя повторного заземления не нормируется.

Внутри больших и многоэтажных зданий аналогичную функцию выполняет уравнивание потенциалов посредством присоединения нулевого защитного проводника к главной заземляющей шине.

Повторное заземление электроустановок напряжением до 1 кВ, получающих питание по воздушным линиям, должно выполняться в соответствии с 1.7.102-1.7.103.

Если время автоматического отключения питания не удовлетворяет условиям, то для системы TN и для системы IT , то защита при косвенном прикосновении для отдельных частей электроустановки или отдельных электроприемников может быть выполнена применением двойной или усиленной изоляции (электрооборудование класса II), сверхнизкого напряже-

ния (электрооборудование класса III), электрического разделения цепей изолирующих (непроводящих) помещений, зон, площадок.

Система *IT* напряжением до 1 кВ, связанная через трансформатор с сетью напряжением выше 1 кВ, должна быть защищена пробивным предохранителем от опасности, возникающей при повреждении изоляции между обмотками высшего и низшего напряжений трансформатора. Пробивной предохранитель должен быть установлен в нейтрали или фазе на стороне низкого напряжения каждого трансформатора.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей.

В таких электроустановках должна быть предусмотрена возможность быстрого обнаружения замыканий на землю. Защита от замыканий на землю должна устанавливаться с действием на отключение по всей электрически связанной

сети в тех случаях, в которых это необходимо по условиям безопасности (для линий, питающих передвижные подстанции и механизмы, торфяные разработки и т. п.).

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей.

Защитное зануление в системе ТАГ и защитное заземление в системе *IT* электрооборудования, установленного на опорах ВЛ (силовые и измерительные трансформаторы, разъединители, предохранители, конденсаторы и другие аппараты), должно быть выполнено с соблюдением требований, приведенных в соответствующих главах ПУЭ, а также в настоящей главе.

Сопротивление заземляющего устройства опоры ВЛ, на которой установлено электрооборудование, должно соответствовать требованиям.

3.3. Меры защиты от прямого прикосновения к токоведущим частям

Основная изоляция токоведущих частей должна покрывать токоведущие части и выдерживать все возможные воздействия, которым она может подвергаться в процессе ее эксплуатации. Удаление изоляции должно быть возможно только путем ее разрушения. Лакокрасочные покрытия не являются изоляцией, защищающей от поражения электрическим током, за исключением случаев, специально оговоренных техническими условиями на конкретные изделия. При выполнении изоляции во время монтажа она должна быть испытана в соответствии с требованиями.

В случаях, когда основная изоляция обеспечивается воздушным промежутком, защита от прямого прикосновения к токоведущим частям или приближения к ним на опасное расстояние, в том числе в электроустановках напряжением выше 1 кВ, должна быть выполнена посредством оболочек, ограждений, барьеров или размещением вне зоны досягаемости.

Ограждения и оболочки в электроустановках на напряжении до 1 кВ должны иметь степень защиты не менее IP 2X, за исключением случаев, когда большие зазоры не обходимы для нормальной работы электрооборудования.

Ограждения и оболочки должны быть надежно закреплены и иметь достаточную механическую прочность.

Вход за ограждение или вскрытие оболочки должны быть возможны только с помощью специального ключа или инструмента, либо после снятия напряжения с токо-ведущих частей. При невозможности соблюдения этих условий должны быть установлены промежуточные ограждения со степенью защиты не менее IP 2X, удаление которых также должно быть возможно только с помощью специального ключа или инструмента.

Барьеры предназначены для защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям в электроустановках напряжением до 1 кВ или

приближения к ним на опасное расстояние в электроустановках напряжением выше 1 кВ, но не исключают преднамеренного прикосновения и приближения к токоведущим частям при обходе барьера. Для удаления барьеров не требуется применения ключа или инструмента, однако они должны быть закреплены так, чтобы их нельзя было снять непреднамеренно. Барьеры должны быть из изолирующего материала.

Размещение вне зоны досягаемости для защиты от прямого прикосновения к токоведущим частям в электроустановках напряжением до 1 кВ или приближения к ним на опасное расстояние в электроустановках напряжением выше 1 кВ может быть применено при невозможности выполнения мер, указанных или их недостаточности. При этом расстояние между доступными одновременно прикосновению проводящими частями в электроустановках напряжением до 1 кВ должно быть не менее 2,5 м. Внутри зоны досягаемости не должно быть частей, имеющих разные потенциалы и доступных одновременно прикосновению.

3.4. Расчет заземляющих устройств

Для расчета заземляющих устройств берем электрическую сеть населенного пункта с трансформатор ТМ 100 кВА с номинальным напряжением 10/0,4 кВ. Максимальное значение тока протекающего через заземляющие провода 25 А. Согласно сведению геологического исследования, минералогический состав почвы «глинистый серезем». Объект находится по гололеду 4-м, по давлению ветра 5-м в районе.

Выполним расчет заземляющих устройств на трансформатор с мощностью 100 кВА.

Рекомендуется строить систему заземления способом забивания штырей по периметру трансформаторного пункта, который может служить заземляющим контуром.

В качестве вертикальных заземлителей принимаем стальные стержни диаметром 15 мм и длиной 2 м, которые погружают в грунт методом ввертывания. Верхние концы электродов располагают на глубине 0,7 м от

поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды стержневого типа из той же стали, что и вертикальные электроды.

1. Для стороны 10 кВ в соответствии с ПУЭ сопротивление заземляющего устройства находится по формуле

$$R_{\text{заз}} \leq \frac{U_{\text{раб}}}{I_{\text{раб}}}$$

где $U_{\text{раб}} - 125\text{В}$, так как заземляющее устройство используется одновременно для электроустановок до и выше 1 кВ. С учетом исходных данных $R_3 = 5 \text{ Ом}$.

2. Предварительно с учетом площади, занимаемой объектом, намечаем расположение заземлителей - по периметру с расстоянием между вертикальными электродами 4 м.

3. При отсутствии естественных заземлителей сопротивление искусственного заземлителя принимаем равным допустимому сопротивлению заземляющего устройства.

$$R_{\text{искуст.заз}} = R_{\text{зазем}} = 4 \text{ Ом.}$$

4. Определяем расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей

5. Расчет сопротивления почвы горизонтального и вертикального заземлителя:

$$\rho_{\text{расч.гориз}} = \rho_{\text{уд.почв}} \cdot K_{\text{повышгор}} = 100 \cdot 2 = 200, \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$\rho_{\text{расч.верт}} = \rho_{\text{уд.поч.}} \cdot K_{\text{повышверт}} = 100 \cdot 1,4 = 140, \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

где: $\rho_{\text{сповыш.поч.}}$ – удельное сопротивление грунта (суглинок)

100 Ом·м; $K_{\text{повыш.гор}}$ и $K_{\text{повыш.верт.}}$ – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов, принято из таблицы 8-2 [2], для климатической зоны 3, принимается:

$$K_{\text{повыш.верт.}} = 2 \text{ и для горизонтального } K_{\text{повыш.гор}} = 1,4 .$$

6. Сопротивление растеканию одного вертикального электрода стержневого типа определяем по формуле:

$$R_{o.в.э.} = \frac{\rho_{расч.верт}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \left(\ln \frac{2 \cdot 2}{16 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = 54,8 \text{ Ом.}$$

7. Определяем примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{нов.верт} = 0,64$ (отношение расстояния между электродами к их длине равно 2, ориентировочное число вертикальных электродов в соответствии с планом объекта составляет 15).

Расчет количества электродов:

$$N = \frac{R_{o.в.э.}}{K_{искуст.верт.} \cdot R_{искуст}} = \frac{54,8}{0,64 \cdot 4} = 21$$

8. Определяем расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов по следующей формуле:

$$R = \frac{\rho_{расч.гор}}{K_{искуст.гор.} \cdot 2 \cdot \pi \cdot l} \ln \frac{l^2}{dt} = \frac{200}{0,31 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 60} \ln \frac{60^2}{0,16 \cdot 0,708} = 21,66, \text{ Ом}$$

9. Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов

$$R = \frac{R_{расч.гор.эл} \cdot R_{искуст.}}{R_{расч.гор.эл} - R_{сун}} = \frac{21,66 \cdot 4}{21,66 - 4} = 3,7, \text{ Ом}$$

10. Определяем число вертикальных электродов при коэффициенте использования $K_{исп.искуст.верт.} = 0,61$ при количестве вертикальных электродов

$$N = 21 \text{ и для } a/l = (p/20)/2 = 1,5,$$

где $p = 60$ м – периметр расположения электродов;

Рассчитаем точное количество электродов:

$$N = \frac{R_{o.верт.эл}}{K_{искуст.вер.устан} \cdot R_{верт.электр}} = \frac{54,8}{0,61 \cdot 3,7} = 24$$

Согласно расчету, необходимо установить 24 по внешнему периметру.

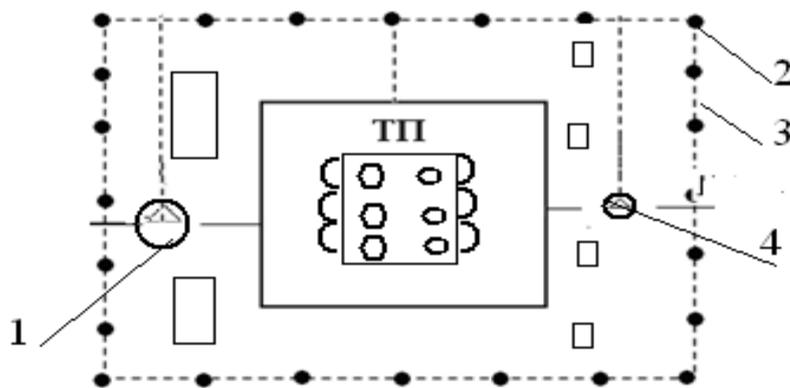


Рис. 9. Схема заземления ТП 10/0,4 кВ.

Где, 1 – опора ВЛ 10 кВ, 2 – вертикальный заземлитель, 3 – горизонтальный заземлитель, 4 – опора ВЛ 0,4 кВ.

5. РАСЧЕТ ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Электроснабжение сельскохозяйственных районов может осуществляться от следующих трех основных источников:

- 1) от районных энергетических систем — централизованное электроснабжение;
- 2) от крупных районных или межрайонных электрических станций с передачей электрической энергии через электрические сети, базирующиеся на этих станциях;
- 3) от малых поселковых электрических станций с распределением электрической энергии потребителям непосредственно с шин генераторного напряжения.

Централизованное электроснабжение сельскохозяйственных районов можно осуществлять от шин 10—110 кВ районных подстанций энергосистем или тяговых подстанций электрифицированных железных дорог. При этом в радиусы централизованного электроснабжения, то есть длины линий электропередач от опорных пунктов энергосистем до шин высшего напряжения районных сельскохозяйственных подстанций, достигают 150 км и более.

Поскольку принципиально можно использовать различные источники электроснабжения, возникает проблема выбора оптимальной системы электроснабжения, объединяющей источник энергии и систему ее распределения. Под оптимальной понимают такую систему электроснабжения, которая с минимальными народнохозяйственными затратами обеспечивает потребителей энергией при удовлетворении определенных требований к ее качеству и надежности электроснабжения.

Для выбора оптимальной системы электроснабжения необходимо сопоставить основные технико-экономические показатели возможных вариантов. Экономическим критерием оптимальности служит значение приведенных затрат, которое у наилучшего варианта должно быть наименьшим. При этом сравниваемые варианты должны обеспечивать одинаковую надежность электроснабжения потребителей и качество электрической энергии.

Выбор оптимальной системы электроснабжения представляет очень сложную задачу. Путем непосредственного расчета возможных вариантов и последующего сравнения значений приведенных затрат эта задача может быть решена только в редких случаях и то, как правило, с применением электронных цифровых вычислительных машин. Более часто приходится прибегать к упрощению задачи и использованию определенных моделей. Моделью исследуемого объекта называют систему которая, отображая или воспроизводя реальный объект, способна замещать его так, что изучение модели дает искомую информацию об объекте.

При выборе системы электроснабжения широко, используют различные модели, характеризующие условия потребления энергии на рассматриваемой территории. При помощи таких моделей удастся относительно просто определить значения приведенных затрат на производство и распределение электроэнергии при различных возможных вариантах электроснабжения. При сопоставлении вариантов значение приведенных затрат вычисляют либо на 1 кВт-ч, либо для рассматриваемого района в целом.

При этом предполагается, что пункты потребления энергии равномерно рассредоточены по рассматриваемой территории и что характер потребления

энергии во всех пунктах одинаков. Анализ показывает, что в этом случае затраты на распределение энергии можно выразить в виде сравнительно простых функций трех независимых переменных — поверхностной плотности нагрузки y (кВт/км²), удельного числа пунктов потребления N (1/км²), годового числа часов использования максимальной мощности T (ч/год). Численные значения этих величин для конкретных районов находят путем статистической обработки соответствующей информации.

Поверхностная плотность нагрузки зависит от плотности населения, характера, интенсивности и уровня электрификации сельскохозяйственного производства. В зависимости от указанных факторов плотность сельскохозяйственной нагрузки может колебаться от нескольких десятых до 15—20 кВт/км².

Плотность пунктов потребления принимают равной плотности потребительских трансформаторных подстанций (ТП) в распределительных сетях среднего напряжения (6—35 кВ). Она зависит от числа и размеров селений на рассматриваемой территории.

Знание величин y , N и T позволяет использовать упрощенные методы определения приведенных затрат для различных источников и схем электроснабжения. Приведенные расчетные затраты и их использование для экономической оценки технических решений производится следующим образом. Для сравнения наиболее выгодной техника - экономический показателей расчет производим в двух вариантах.

Расходы состоят из стоимости капитальных и эксплуатационных затрат. К капитальным затратам относятся: здания, коммуникации основные оборудования. Например: $K_з$.- капитальные затраты на здания; $K_{об}$ – капитальные затраты на оборудование; затраты для монтажа - $K_{монт}$:

$$K_{монт} = K_{об} * 0,4$$

Для определения капитальных затрат используется следующая формула:

$$K = K_{зд.} + K_{обор} + K_{монт.}, \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные расходы определяются следующим образом:

$$\mathcal{E} = A + T + Z_{\text{зап.ч.}} + M + \mathcal{E}\mathcal{E}.$$

Где: $A = K * 0,18$ – амортизационные отчисления

T - техническое обслуживание и ремонтные расходы.

$Z_{\text{зап.ч.}}$ – расходы на запасные части и горюче смазочные материалы.

$Z_{\text{зп.}}$ – Заработанная плата рабочих,

$\mathcal{E}\mathcal{E}$ – расхода на электрическую энергию.

Общее годовые расходы можно определит складывая капитальные эксплуатационные расходы

$$P_{\text{год}} = 0,12 * K + \mathcal{E},$$

где: 0,12 – коэффициент компенсации капитальных средств

Протяженность времени компренсации общих расходов, (год), определяем по из следующего выражения:

$$t = \frac{K_2 - K_1}{\mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_1}, \text{ год.}$$

Для определения приведенных затрат можно использовать следующее формулы:

В электрических линиях и трансформаторных подстанциях за передачу одного кВт*ч электрической энергии:

$$P_{\text{год.квт.с}} = \frac{P_{\text{год}}}{W}, \text{ с\у\м/кВт.с}$$

где: W - годовой количество переданной электрической энергии, кВт.ч*год

Согласно отчета о финансовой деятельности районного предприятия электрических сетей на 2012 году расходы по показателями введены в графу 1-варианта (существующее) таблицы 3.

Сведения о цене и расходов по обновлению введен в графу 2 - го варианта (предлагаемые) таблицы 3.

$$K_{\text{1монт}} = K_{\text{об}} * 0,4 = 456234,9 * 0,4 = 182493,96 \text{ тыс.сум.}$$

Для определения капитальных затрат исползуется следующая формула:

$$K_1 = K_{зд.} + K_{обор} + K_{монт.} = 2283445,7 + 456234,9 + 182493,96 = 2922174,2$$

тыс..сум.

Амортизационные отчисления:

$$A_1 = K_{обор} * 0,18 = 456234,9 * 0,18 = 82122,28 \text{ тыс..сум}$$

.Табл.3. Техника-экономические показатели электроснабжения

№ п.п.	Наименование расходов	Обозначения	Един. измер.	Варианты	
				1 (существующий)	2 (предлагаемый)
1.	Стоимость здания и основных построек	$K_{зд.}$	тыс.. сум	2283445,7	2283445,7
2	Стоимость оборудования	$K_{обор}$	тыс.. сум	456234,9	683255,1
3.	Техническое обслуживание и ремонтные расходы	T	тыс.. сум	233118	24361,1
4.	Расходы на запасные части и горюче смазочные материалы	$Z_{зап.ч.}$	тыс.. сум	97876,6	1164,1
5.	Расходы электрической энергии	ЭЭ	тыс.. сум	118992,6	99116,7
6.	Заработанная плата рабочим	$Z_{зп}$	тыс.. сум	331411,1	114118,6
7.	Время компенсации общих расходов	t	год.	-	4,1

Эксплуатационные расходы определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_1 = A + T + Z_{зап.ч.} + K_{монт.} + ЭЭ + Z_{зп} = & 82122,28 + 233341,2 + 97876,6 + \\ & 182493,96 + 118992,6 + 331411,1 = 1046237,74 \text{ тыс..сум} \end{aligned}$$

Определяем общие годовые расходы:

$$P_{год} = 0,12 * K + \mathcal{E} = 0,12 * 2922174,2 + 1046237,74 = 3968411,94 \text{ тыс..сум}$$

РАСЧЕТЫ ВТОРОГО ВАРИАНТА:

$$K_{2монт.} = K_{2об} * 0,4 = 2283445,7 * 0,4 = 913378,3 \text{ тыс..сум.}$$

Для определения капитальных затрат используется следующая формула:

$$K_2 = K_{зд.} + K_{обор} + K_{монт.} = 2283445,7 + 683255,1 + 913378,3 = 3880078,98 \text{ тыс. сум}$$

Амортизационные отчисления:

$$A_2 = K_{2обор} * 0,18 = 683255,1 * 0,18 = 122985,9 \text{ тыс. сум}$$

Эксплуатационные расходы определяются следующим образом:

$$\Theta_2 = A + T + Z_{зап.ч.} + K_{монт} + \Theta\Theta + Z_{зп.} =$$

$$122985,9 + 24361,1 + 1164,1 + 913378,3 + 114118,6 + 99116,7 = 1275124,7 \text{ тыс. сум}$$

Определяем общие годовые расходы:

$$P_{год} = 0,12 * K + \Theta = 0,12 * 3880078,98 + 1275124,7 = 1740734,2 \text{ тыс. сум}$$

Время компенсации общих расходов, (год), определяем по из следующего выражения:

$$t = \frac{K_2 - K_1}{\Theta_2 - \Theta_1} = \frac{3880078,98 - 2922174,2}{1275124,7 - 1046237,74} = 4,1 \text{ , год.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЯ

по выпускной квалификационной работе можно сделать следующие выводы: обоснован мощности и количество трансформаторов на подстанции с учетом всех потребителей. Изучены конструктивное выполнение подстанции и воздушных и кабельных линий. На подстанции установлены два трансформатора напряжение 35/10 кВ, мощностью 2500 кВА, отходящая линия имеет 14 ячеек. Выполнен расчет токов короткого замыкания на шкафах КРУН-10. По итогам выполненной работы для защиты от повреждений на выводах и обмотках трансформаторов мощностью 1000 кВА и выше применяется дифференциальная защита, что показывает правильность расчетов и описаний выпускной квалификационной работы. Кроме того, в работе имеется мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и приведены результаты расчета экономической эффективности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Доклад Президента Республики Узбекистан Ислама Каримова на расширенном заседании Кабинета Министров, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2015 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2016 год. <http://www.press-service.uz/uz/news/5079/?page=0>
2. Будзко И.А. и др (Т. Б. Лищинская, В.И.Сукманов). - Электроснабжение сельского хозяйства – М Колос., 2000 г. – 536 с
3. И. А. Будзко, В. Ю. Гессен - Электроснабжение сельского хозяйства. Москва. Колос 2008 г. 479с.
4. Л.И.Васильев, Ф.М.Ихтейман, С.Ф.Симоновский, Г.Н.Катович, А.Ф.Артемьев. – Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства. Москва. Агропромиздат 1998 г.155 с.
6. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. Пособие для студентов электроэнергет. спец. вузов, 2-у изд., перераб. И доп.\В.М.Блок, Г.К.Обушев, Л.Б.Палерно и др.; Под ред.В.М.Блок.-М.: Высш.шк., 1990.-383 с.ил.
7. Справочник по электроснабжению . В 2 т. Т 1 .Электроснабжение \Под общей ред.А.А.Федорва. М.: Энергоатомиздат, 2002 г, 345 с.
8. Будзко И.А., Левин М.С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. М.: Колос, 1998, 254 с.
9. Тиходеев Н.Н. Передача электрической энергии\ Под ред В.И. Попкова, Л.: Энергия,204 г.216 с.
10. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А.А. Герасименко, В.Г.Федин.-Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006.-720 с. (серия»Выс образов.)

11. Объемы и нормы испытаний электрооборудования//Под общ. Ред. Б.А.Алексеева, Ф.Л.Когана, Л.Г., Л.Г.Мамиконянца.-6 изд., с изм.и доп.- М.: Из-во НЦ ЭНАС, 2006.-256 с.
- 12.Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию-М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006,-136 с.
- 13.Джон Твайделл Уэйр,Антонн Возобновляемые источники энергии Пер.с англ.-М.: Мир, (1977), Энергоатомиздат, 1990, 423 с.
14. Белецкий О.В. и др. Обслуживание электрических подстанций.-М.: Энергоатомиздат, 1995, 416 с.
- 15.Ганелин А.М. Экономия электроэнергии в сельском хозяйстве – М.: Колос, 1983.- 278 с.
16. Кораблёв А.Д. Экономия энергоресурсов в сельском хозяйстве.- М.: Агропромиздат, 1988.- 208 с.

САЙТЫ ИНТЕРНЕТА

[http://: www/transformator1/ru](http://www.transformator1.ru) и [www/kztt/ru](http://www/kztt.ru)

. [http:// www. Solar-tec/com](http://www.Solar-tec.com)

[http:// www/ energy.state.nv. uz](http://www/energy.state.nv.uz)

[WWW.chtz.uz](http://www.chtz.uz) (Чирчикский трансформаторный завод)

[WWW.pss.ru](http://www.pss.ru)

[WWW.energo.kh.ua](http://www.energo.kh.ua) Энергоучет АО)