

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий
Специальность 5В081200 – Энергообеспечение сельского хозяйства

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

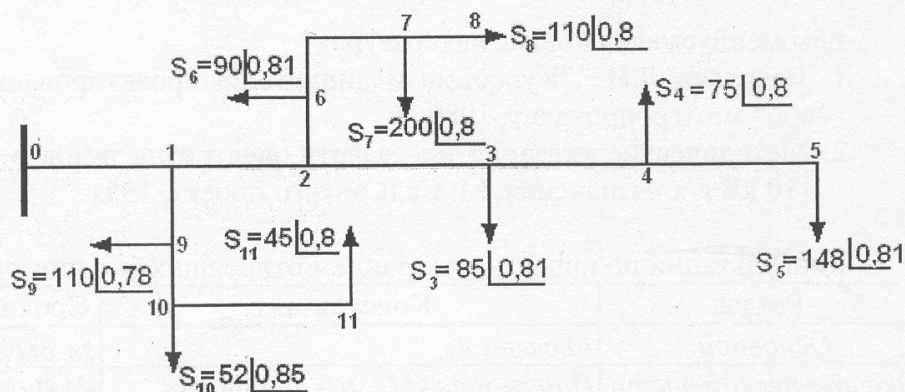
Студент Хегай Артем Германович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Реконструкция подстанции 35/10 «Жанаталап»
Раимбекского района Алматинской области

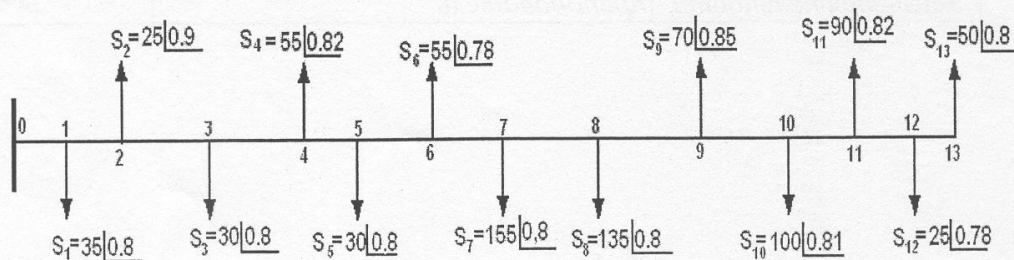
утвержден приказом ректора № от « » 2013 г.

Срок сдачи законченного проекта « 27 » 05 2014 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования и исходные данные объекта



Расчетная схема электроснабжения фидера 1



Расчетная схема электроснабжения потребителей от фидера 2

Тип трансформатора ТМ – 1600/35

Из соответствующих каталогов или справочной литературы [4] выписываем следующие данные:

Номинальная мощность, $S_{нт} = 1600$ кВА

Номинальное напряжение, $U_{вн} = 35$ кВ

$U_{нн} = 11$ кВ

Напряжение короткого замыкания, $U_{кз} = 6,5\%$

Потери мощности холостого хода, $P_{хх} = 3,65$ кВт

Потери мощности короткого замыкания, $P_{кз} = 18$ кВт

Ток холостого хода, $I_{хх} = 1,4\%$

Схема соединения обмоток, Y/ Δ

РПН: $\pm 6 \times 1,5\% = \pm 9\%$

Перечень вопросов, подлежащих разработке в дипломной работе, или краткое содержание дипломного проекта:

1. Расчет электрических сетей 35, 10 кВ
2. Выбор схемы электрических соединений подстанции и расчет токов К.З.
3. Выбор электрических аппаратов и проверка их на действие токов К.З.
4. Релейная защита

Рекомендуемая основная литература:

1. Васильев Л.И. "Курсовые и дипломное проектирование по Эл.сн. с/х." м: Агропроиздат, 1989.
2. Методические указания по расчету электро нагрузок в сетях 0,38 – 110 кВ с/х назначения. М: Сель энерго проект, 1981.

Консультации по проекту с указанием относящихся к ним разделов

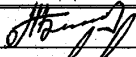
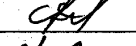

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Основной	Бисекен А.	26.02.14	
Экономической части	Парамонов С.Г., п.э.н., доцент	23.06.14	
Безопасности жизнедеятельности	Мананбаева С.Е., старший преподаватель	20.06.14	

График
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
	Основная часть	10.02- 25.03.14	выполнено
1.	Краткая характеристика района	10.02.-14.02.14.	выполнено
2.	Расчет эл. сетей 35, 10 кВ	15.02.14	выполнено
2.2.	Выбор мощности и кол-ва тр-в	19.02.14.	выполнено
2.3.	Выбор схем электрооборудования	23.02.14.	выполнено
2.4.	Определение сечений питающей линии	27.02.14.	выполнено
3.	Выбор схем эл. соединений подстанции и расчет токов К.З.	3.03.14.	выполнено
3.1.	Выбор эл. соединений К.З.	06.03.14.	выполнено
	Расчет токов короткого замыкания.	14.03.14.	выполнено
4.	Выбор эл. ап-ов и проверка на К.З.	18.03.14.	выполнено
5.	Релевая защита.	24.03.14.	выполнено
6.	Защита силовых тр-в.	25.03.14.	выполнено
	Список задач.	26.03-15.05.14.	выполнено
7.	Безопасность жизнедеятельности.	13.04.14	выполнено
8.	Экономическая часть.		выполнено
8.1.	Расчет себестоимости до реконструкции	5.05.14.	выполнено
8.2.	Расчет себестоимости после р-и.	10.05.14.	выполнено
8.3.	Анализ опасности затрат на реконструкцию.	15.05.14.	выполнено

Дата выдачи задания « 01 » 11 2013 г.

Заведующий кафедрой _____

(подпись)

Бакенов К.А.

(Фамилия и инициалы)

Научный руководитель
Проекта _____

(подпись)

Бисекен А.Б.

(Фамилия и инициалы)

Задание принял к
исполнению студент _____

(подпись)

Хегай А.Г.

(Фамилия и инициалы)

Андатпа

Осы дипломдық жобада алқындыр- 35/10кВ ауының есептері болды, сызықтың тартылымының жарым-жарты ауыстырушылығы 10 жаса- және 35 кВ, екі(қосымша) трансформатордың алымдылығының талғамы "Жанаталап" подстанциясы үшін. Олай ғой сұрақтар қауіпсіздік тіршілік әрекетім және күзеттің қоршаған орта қара-. Алқындыр- есептер ша өзіндік құнға электроэнергия берілістерінің болды.

Аннотация

В дипломном проекте выполнены расчеты: сети 35,10 кВ, произведена частичная замена проводов, выбор марок и сечений проводов линий 10 и 35 кВ, выбор мощности второго (дополнительного) трансформатора на подстанции 35/10 кВ «Жанаталап», выбор оборудования подстанций, рассмотрены вопросы охраны труда и охраны окружающей среды, составлен бизнес-план на услуги по транспортировке электроэнергии.

Также рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности.

Выполнена графическая часть, описывающая основные результаты дипломного проектирования.

Annotation

In the calculations of the thesis project: 35.10 kV network, made a partial replacement of wires, the choice of grades and sections of the overhead 10 kV and 35 kV, the selection power of the second (optional) transformer substation 35/10 kV "Zhanatalap" selection of substation equipment, considered issues of safety and environmental protection, drafted a business plan for electric power transportation services.

Also consider the safety.

Made graphic part, describing the main results of graduate design.

Содержание

Список использованных сокращений	7
Аннотация	8
Введение	9
1 Краткая характеристика района	11
2 Расчет электрических сетей 35, 10 кВ	13
2.1 Расчет электрических нагрузок ВЛ 10 кВ	13
2.2 Выбор мощности и количества трансформаторов на ПС 35/10 кВ	20
2.3 Выбор схем электроснабжения ПС 35-10 кВ	21
2.4 Определение сечения питающей линии 35 кВ	22
2.5 Расчет потерь напряжения в питающей ВЛ и силовом трансформаторе	23
2.6 Выбор сечения ВЛ -10кв и проверки их допустимым потерей напряжения	26
3. Выбор схемы электрических соединений подстанций и расчет токов К.З	30
3.1 Выбор электрических соединений ПС	30
3.2 Расчет токов короткого замыкания	30
3.3 Расчет токов К.З	32
3.4 Расчет токов однофазного замыкания на землю	33
4. Выбор электрических аппаратов и проверки их на действие токов КЗ	34
4.1 Выбор коммутационных аппаратов	34
4.2 Выбор и проверка шин	35
4.3 Выбор трансформатора токов сети силового трансформатора на стороне 35 КВ	37
5. Релейная защита	40
5.1 Защита трансформаторов 10-0.4 КВ со стороны 10КВ	40
5.2 Защита ВЛ 10КВ	41
5.3 Защита трансформатора напряжением 35 на 10 кВ	46
6 Защита силовых трансформаторов	48

7 Охрана труда и защита окружающей среды	57
7.1 Расчет сопротивления З.У	58
7.2 Мера безопасности при работах в охранной зоне	59
7.3 Защита подстанций от прямого удара молнией	61
7.4 Защита ПС от волн атмосферного перенапряжения	62
7.5 Охрана окружающей среды	64
8. Расчет себестоимости передачи электрической энергии	65
8.1 Расчет себестоимости передачи электроэнергии до реконструкции	65
8.2 Расчет себестоимости передачи электроэнергии после реконструкции	66
8.3 Анализ окупаемости затрат на реконструкцию подстанции	67
Заключение	71
Список использованной литературы	72

Список использованных сокращений

АД	- асинхронный двигатель
ВБК	- высоковольтные батареи конденсаторов
ВН	- высокое напряжение
ГЛ	- газоразрядные лампы
ГПП	- главная понизительная подстанция
ИС	- источник света
КЗ	- короткое замыкание
КРУ	- комплектное распределительное устройство
ЛН	- лампы накаливания
ЛЭП	- линия электропередач
НБК	- низковольтные батареи конденсаторов
НН	- низкое напряжение
ОУ	- осветительная установка
РУ	- распределительное устройство
СД	- синхронный двигатель
СН	- среднее напряжение
ТП	- трансформаторная подстанция

ВВЕДЕНИЕ

Развитие районных электростанций, объединение их в энергетические системы создали благоприятные условия для электрификации всех отраслей народного хозяйства страны и в том числе сельского хозяйства.

В то же время на огромной территории Республики Казахстан есть районы, куда подводить сети государственных энергосистем экономически не выгодно. Там следует сооружать современные сельские электростанции укрупненной мощности порядка 1000 кВт и более, дизельные с полной автоматизацией работы, а так же гидравлические. Мелкие дизельные установки, полностью автоматизированные, нужны только в слабо населенных районах.

В то же время в основном задача перевода сельского хозяйства на централизованное электроснабжение решена. Все поселки и аулы пользуются электроэнергией, все жилые дома в сельских населенных пунктах имеют электрический ввод.

Воздушными линиями электропередачи охвачены почти все сельские населенные пункты. Однако это не означает прекращение работ по их сооружению. Электрическая нагрузка в сельском хозяйстве в последнее время непрерывно возрастает, появляется необходимость в расширении линий. Новое их строительство все больше заменяется систематической реконструкцией. При этом часть воздушных линий заменяется подземными кабельными. Преимущество последних - в освобождении земельной площади, высокой надежности эксплуатации и большем сроке службы.

При реконструкции широко применяются и внедряются мероприятия по повышению надежности электроснабжения сельских потребителей, которая еще далеко не достаточна.

Большие перспективы открылись перед электрификацией сельского хозяйства в будущем. Намечается повысить электровооруженность сельского хозяйства, увеличить объем потребления электроэнергии в сельскохозяйственном производстве, а так же отпуск ее на коммунально-бытовые нужды сельского населения.

Дальнейшее развитие всех отраслей сельского хозяйства рассматривается в качестве одной из основных задач в Казахстане. В животноводстве это достигают только в результате резкого повышения уровня механизации и электрификации работ на животноводческих и птицеводческих фермах. Электроэнергия широко проникла в полеводство. В стране действуют тысячи электрифицированных парников и теплиц. Здесь электричество применяется для обогрева почвы и воздуха, обработки почвы, досвечивания растений и общего освещения. Созданы огромные тепличные комбинаты промышленного типа. Каждый такой

комбинат получает электроэнергию от трансформаторных подстанций мощностью до 16 тысяч кВА.

Электроснабжение производственных предприятий и населенных пунктов в сельской местности имеет свои особенности по сравнению с электроснабжением промышленности и городов. Главная из них – это необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных по всей территории Республики Казахстан.

1. Краткая характеристика района

Райымбекский район расположен на восточной стороне города Алматы. Его территория района составляет более 2500 кв. км, на которой расположены населённые пункты, производственные объекты сельскохозяйственного назначения, крестьянские хозяйства, мелкие и средние коммерческие структуры и т.д. Численность населения проживающего на территории района 24...25 тыс. человек.

Площадь сельскохозяйственных угодий составляет более 1000тыс. га., в том числе пашни более 100 тыс. Га. из них более 6000 Га орошаемых земель.

На территории района имеются животноводческие и птицеводческие комплексы с общим поголовьем скота более 1000голов и птицы более 5000тыс. шт; откорм крупного рогатого скота, молочно-товарные фермы.

На территории района имеются производственные объекты, отнесенные к I, II и III категории потребителей по надежности электроснабжения. Подробные данные по потребителям электрической энергии сельскохозяйственного района приведены в пояснительной записке (рис. 1.1, рис.2.1...2.4)

По природно-климатическим условиям сельскохозяйственный район относится к IV категории по гололёду, III - по скоростному напору ветра, среднесуточная температура для зимнего периода – 10-14°C.

Районный центр посёлок «Жанаталап», в котором проживает более 1,2 тыс. человек, расположен в более 270км от города Алматы.

Вследствие этого в данном районе расположено большое количество различных производственных объектов, коммерческих структур.

Данный район потребляет большое количество электроэнергии и наблюдается дальнейший рост его потребления. Однако сети 10 и 35 кВ построенные в 50 годы XX века и выполненные проводами марки А-35, А-25 и А -16 не рассчитаны пропускать такой объём электроэнергии и они не соответствуют требованиям проектирования электрических сетей.

Многие деревянные опоры на железобетонных приставках ВЛ-10 давно изжили себя по срокам эксплуатации. Качество электроэнергии во многих районах не соответствуют нормативным требованиям. Отклонение напряжение у многих потребителей на много превышают нормативных требований.

В связи выше изложенными недостатками, в рассматриваемом проекте ставится задача по повышению надежности и обеспечению качественного уровня напряжения на вводе потребителей:

- перевод сети напряжением 35 кВ на напряжение 110 кВ;
- замена деревянных опор на железобетонные или стальные опоры ВЛ-10 кВ;
- замена проводов ВЛ -10 кВ;

- установка средств повышения надежности электроснабжения в распределительных сетях напряжением 10 кВ.
- В качестве примера производим расчет нагрузок потребителей п. Жанаталап (рис. 1.1).



Рисунок - 1.1. ПС 35/10 кВ с присоединёнными линиями

2 Расчет электрических сетей 35, 10 кВ

2.1 Расчет электрических нагрузок ВЛ 10 кВ

Указанные на схеме расчетные нагрузки потребителей необходимо пересчитать в активные и реактивные мощности нагрузок, определить их значение и коэффициенты мощности ($\cos \varphi$) по участкам линий.

Расчетные нагрузки на участках определяют суммированием их по таблице надбавок [1], при разработке которых были учтены коэффициенты одновременности работы потребителей, зависящих от мощности электроприемников и их вида.

Суть табличного метода заключается в том, что к большей из суммируемых нагрузок добавляется часть меньшей нагрузки, которая берется из таблицы, т.е.

$$P_i = P_б + \Delta P_{\text{доб.м}} \quad (1.1)$$

где $P_б$ – большая нагрузка на расчетном участке, кВт,

$\Delta P_{\text{доб.м}}$ – добавляемая меньшая нагрузка на расчетном участке, берется из таблицы, кВт.

Общей расчетной нагрузкой $S_{\text{расч}}$ подстанции 35/10 кВ является нагрузка на шинах 10 кВ, для определения которой найдем нагрузку на каждой отходящей от подстанции линии.

Для определения расчетной нагрузки приведем расчетную схему фидера 1 (рис.2.1).

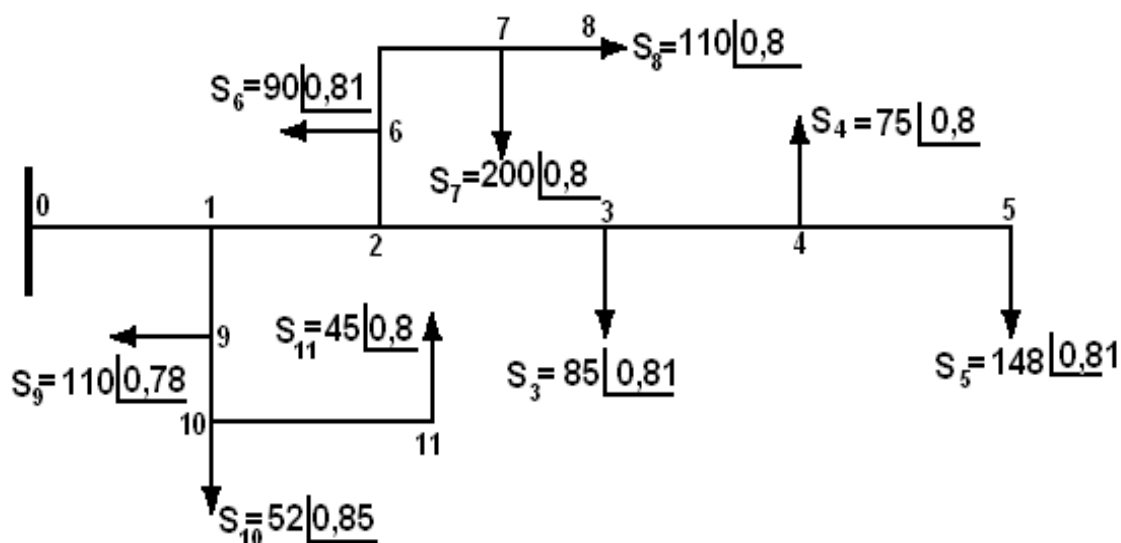


Рисунок 2.1 - Расчетная схема электроснабжения фидера 1
Определяем полные мощности линии по расчетным участкам.

$$S_{4-5}=S_5=148 \text{ кВА}$$

$$S_{3-4}=S_{4-5}+(\Delta S_4) = 148+(75) =148+55=203 \text{ кВА}$$

$$S_{2-3}=S_{3-4}+(\Delta S_3) = 203+(85) =203+62,5=265,6 \text{ кВА}$$

$$S_{10-11}=S_{11} = 45 \text{ кВА}$$

$$S_{9-10} =S_{10}+(\Delta S_{10-11})= 52+(45)= 52+32,4=84,4 \text{ кВА}$$

$$S_{2-9}= S_9+(\Delta S_{9-10}) = 110+(84,4)=110+61,9=171,9 \text{ кВА}$$

$$S_{1-2}= S_{2-3}+(\Delta S_{2-6}) = =265,6+(171,9)=265,6+132,2=387,8 \text{ кВА}$$

$$S_{7-8}=S_8= 110 \text{ кВА}$$

$$S_{6-7}=S_7+(\Delta S_{7-8})= 200+(110)=200+82=282 \text{ кВА}$$

$$S_{1-6}= S_{6-7}+(\Delta S_6) = 282+(90)=282+67=349 \text{ кВА}$$

$$S_{0-1}= S_{1-2}+(\Delta S_{1-6}) = 387,8+(349)=387,8+272,6=660,4 \text{ кВА}$$

Переведем полную мощность в активную по формуле

$$P = S \cdot \cos \varphi, \text{ кВт (1.2)}$$

где S – расчетная полная мощность на участке, кВА
 $\cos \varphi$ - коэффициент мощности расчетного участка.

$$P_5 = S_5 \cdot \cos \varphi_5 = 148 \cdot 0,81 = 119,1 \text{ кВт}$$

$$P_4 = S_4 \cdot \cos \varphi_4 = 75 \cdot 0,8 = 60 \text{ кВт}$$

$$P_3 = S_3 \cdot \cos \varphi_3 = 85 \cdot 0,81 = 72,9 \text{ кВт}$$

$$P_8 = S_8 \cdot \cos \varphi_8 = 110 \cdot 0,8 = 88 \text{ кВт}$$

$$P_7 = S_7 \cdot \cos \varphi_7 = 200 \cdot 0,85 = 170 \text{ кВт}$$

$$P_6 = S_6 \cdot \cos \varphi_6 = 90 \cdot 0,78 = 68,6 \text{ кВт}$$

$$P_{11} = S_{11} \cdot \cos \varphi_{11} = 45 \cdot 0,8 = 32 \text{ кВт}$$

$$P_{10} = S_{10} * \cos \varphi_{10} = 52 * 0,8 = 40 \text{ кВт}$$

$$P_9 = S_9 * \cos \varphi_9 = 110 * 0,83 = 89,6 \text{ кВт}$$

Суммируем значения активных мощностей по расчетным участкам линии, так же, как и полные мощности.

$$P_{4-5} = P_5 = 119,1 \text{ кВт}$$

$$P_{3-4} = P_{4-5} + (\Delta P_{\text{доб.4}}) = 119,1 + (56) = 119,1 + 41 = 160,1 \text{ кВт}$$

$$P_{2-3} = P_{3-4} + (\Delta P_{\text{доб.3}}) = 160,1 + (72,9) = 160,1 + 54,1 = 214,2 \text{ кВт}$$

$$P_{10-11} = P_{11} = 32 \text{ кВт}$$

$$P_{9-10} = P_{10} + (\Delta P_{\text{доб.10-11}}) = 40 + (32) = 40 + 22 = 62 \text{ кВт}$$

$$P_{2-9} = P_9 + (\Delta P_{\text{доб.9-10}}) = 89,6 + (62) = 89,6 + 45,6 = 135,2 \text{ кВт}$$

$$P_{1-2} = P_{2-3} + (\Delta P_{\text{доб.2-9}}) = 214,2 + (135,2) = 214,2 + 102 = 316,2 \text{ кВт}$$

$$P_{7-8} = P_8 = 86,4 \text{ кВт}$$

$$P_{6-7} = P_7 + (\Delta P_{\text{доб.7-8}}) = 164,9 + (86,4) = 164 + 64 = 228 \text{ кВт}$$

$$P_{1-6} = P_{6-7} + (\Delta P_{\text{доб.6}}) = 228 + (68,6) = 228 + 50,4 = 278,4 \text{ кВт}$$

$$P_{0-1} = P_{1-2} + (\Delta P_{\text{доб.1-6}}) = 316,2 + (278,4) = 316,2 + 217 = 533,2 \text{ кВт}$$

Определим значение коэффициента мощности:

$$\cos \varphi_{\text{ср}} = 533,2 / 661 = 0,81$$

Определяем значение реактивных мощностей фидера 1. по формуле

$$Q = S * \sin \varphi \quad (1.3)$$

где S – расчетная полная мощность, кВА

Sin φ - коэффициент реактивной мощности

$$\sin \varphi_i = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} \quad (1.4)$$

Аналогично определяем значение реактивных мощностей нагрузок.

$$Q_5 = S_5 * \sin \varphi_5 = 147 * 0,59 = 86,7 \text{ кВар}$$

$$Q_4 = S_4 * \sin \varphi_4 = 70 * 0,6 = 42 \text{ кВар}$$

$$Q_3 = S_3 * \sin \varphi_3 = 90 * 0,59 = 53,1 \text{ кВар}$$

$$Q_8 = S_8 * \sin \varphi_8 = 108 * 0,6 = 64,8 \text{ кВар}$$

$$Q_9 = S_9 * \sin \varphi_9 = 108 * 0,56 = 60,5 \text{ кВар}$$

$$Q_{10} = S_{10} * \sin \varphi_{10} = 50 * 0,60 = 30 \text{ кВар}$$

$$Q_{11} = S_{11} * \sin \varphi_{11} = 40 * 0,6 = 24 \text{ кВар}$$

$$Q_6 = S_6 * \sin \varphi_6 = 88 * 0,62,5 = 55 \text{ кВар}$$

$$Q_7 = S_7 * \sin \varphi_7 = 194 * 0,53 = 102,8 \text{ кВар}$$

Определяем реактивные мощности на участках.

$$Q_{4-5} = Q_5 = 86,7 \text{ кВар}$$

$$Q_{3-4} = Q_5 + (\Delta Q_{\text{доб.4}}) = 86,7 + (42) = 128,7 \text{ кВар}$$

$$Q_{2-3} = Q_{3-4} + (\Delta Q_{\text{доб.3}}) = 128,7 + 38,6 = 167,3 \text{ кВар}$$

$$Q_{10-11} = Q_{11} = 24 \text{ кВар}$$

$$Q_{9-10} = Q_{10} + (\Delta Q_{\text{доб.10-11}}) = 30 + (24) = 54 \text{ кВар}$$

$$Q_{2-9} = Q_9 + (\Delta Q_{\text{доб.9-10}}) = 60,5 + (54) = 114,5 \text{ кВар}$$

$$Q_{1-2} = Q_{2-3} + (\Delta Q_{\text{доб.2-9}}) = 167,3 + (114,5) = 281,8 \text{ кВар}$$

$$Q_{7-8} = Q_8 = 64,8 \text{ кВар}$$

$$Q_{6-7} = Q_7 + (\Delta Q_{\text{доб.7-8}}) = 102,8 + (64,8) = 167,6 \text{ кВар}$$

$$Q_{1-6} = Q_{6-7} + (\Delta Q_{\text{доб.6}}) = 167,6 + (55) = 222,6 \text{ кВар}$$

$$Q_{0-1} = Q_{1-2} + (\Delta Q_{\text{доб.1-6}}) = 281,8 + (222,6) = 504,4 \text{ кВар}$$

Для определения электрических нагрузок на фидере 2 приводим расчетную схему рис.2.2

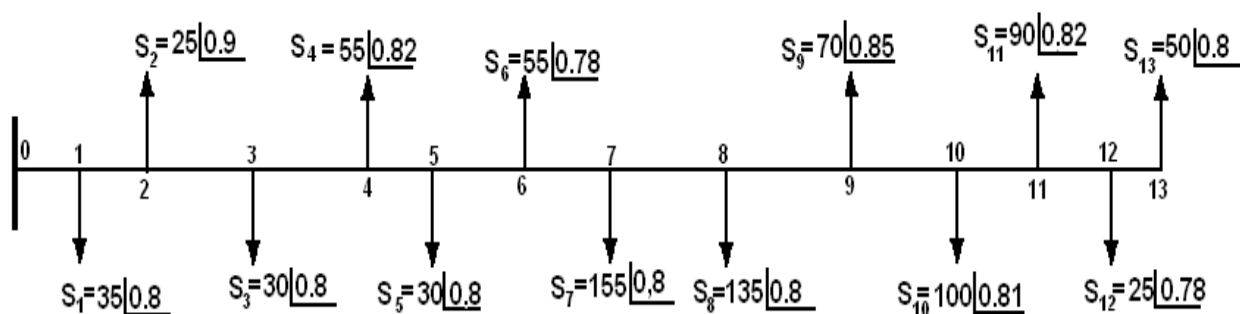


Рисунок 2.2- Расчетная схема электроснабжения потребителей от фидера 2

Расчет электрических нагрузок фидера 2 производим аналогично как на фидере 1. Результаты расчетов сводим в таблицу 2.1

Таблица 2.1 – Результаты расчетов электрических нагрузок на фидере 2

Полная мощность, кВА		Активная мощность, кВт		Реактивная мощность, кВАр							
на ПС 10/0,4 кВ	на расчетном участке	на ПС 10/0,4 кВ	на расчетном участке	на ПС 10/0,4 кВ	на расчетном участке						
№	S	№	S	№	P	№	P	№	Q	№	Q
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	5	-1	95,4	1	25,6	-1	506,8	1	9,2	0-1	343
2	5	-2	71	2	18	-2	89,6	2	8,8	1-2	30,7
3	30	2-3	554,5	3	24	2-3	478	3	16,8	2-3	325,1
4	55	3-4	534,1	4	41	3-4	463,6	4	28,5	3-4	314,1
5	30	4-5	495	5	20	4-5	434,4	5	13	4-5	295,3
6	55	5-6	474,6	6	40,6	5-6	421,4	6	29,7	5-6	286,9
7	155	6-7	435	7	116	6-7	392,2	7	87	6-7	266,5

Продолжение таблицы 2.1

8	135	7-8	316,9	8	100	7-8	285,6	8	75	7-8	201,9
9	70	8-9	215,8	9	57,8	8-9	210,6	9	36	8-9	145,9
10	100	9-10	163,8	10	79,4	9-10	168	10	57,8	9-10	120,7
11	90	10-11	86,9	11	73,8	10-11	109,4	11	51,3	10-11	78,1
12	25	11-12	66,5	12	20	11-12	63	12	13,9	11-12	37,8
13	50	12-13	50	13	40	12-13	50	13	28,8	12-13	30

Для определения расчетных значений электрических нагрузок фидера 3 приведем расчетную схему электроснабжения рис.2.3

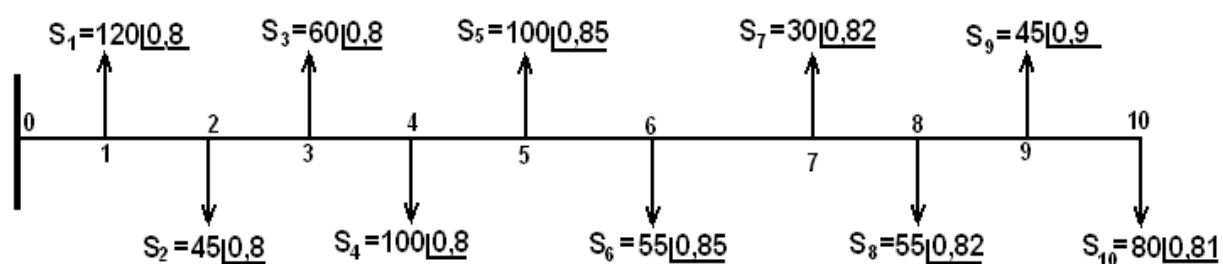


Рисунок 2.3 – Расчетная схема электроснабжения потребителей от фидера 3

Расчет электрических нагрузок фидера 3 производим аналогично как на фидере 1. Результаты расчетов сводим в таблицу 2.2

Таблица 2.2 – Результаты расчетов электрических нагрузок на фидере 3

Полная мощность, кВА				Активная мощность, кВт				Реактивная мощность, кВАр			
на ПС 10/0,4 кВ		на расчетном участке		на ПС 10/0,4 кВ		на расчетном участке		на ПС 10/0,4 кВ		на расчетном участке	
№	S	№	S	№	P	№	P	№	Q	№	Q
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	120	0-1	526,4	1	96	0-1	419	1	72	0-1	283
2	45	1-2	436,4	2	32	1-2	353	2	24	1-2	237,6
3	60	2-3	404	3	46,8	2-3	316,6	3	37,8	2-3	211,4

Продолжение таблицы 2.2

4	100	3-4	360	4	76	3-4	282,6	4	57	3-4	184,6
5	100	4-5	285,5	5	81,6	4-5	226,1	5	51	4-5	143
6	55	5-6	211	6	44,2	5-6	165,1	6	27,6	5-6	106
7	30	6-7	171,9	7	23	6-7	133,5	7	16	6-7	88
8	55	7-8	151,5	8	44,3	7-8	118,4	8	30,8	7-8	77,6
9	45	8-9	112,4	9	36	8-9	86,8	9	17,6	8-9	56,4
10	80	9-10	80	10	61,6	9-10	64,8	10	48	9-10	48

Для определения расчетных нагрузок на фидера 4 приводим расчетную схему электроснабжения потребителей рис.2.4

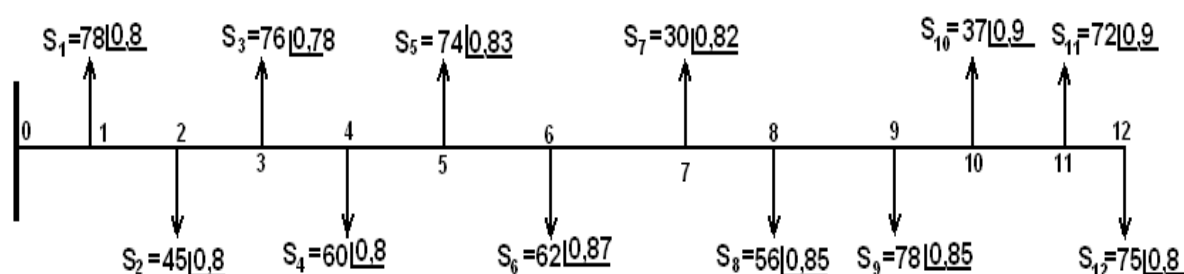


Рисунок 2.4 – Расчетная схема электроснабжения потребителей от фидера 4

Определяем расчетную нагрузку фидера 1 по участкам.

Расчет электрических нагрузок фидера 4 производим аналогично как на фидере 1. Результаты расчетов сводим в таблицу 2.3

Таблица 2.3 – Результаты расчетов электрических нагрузок на фидере 4

Полная мощность, кВА		Активная мощность, кВт				Реактивная мощность, кВАр					
на ПС 10/0,4 кВ		на расчетном участке		на ПС 10/0,4 кВ		на расчетном участке		на ПС 10/0,4 кВ		на расчетном участке	
№	S	№	S	№	P	№	P	№	Q	№	Q
1	78	0-1	563	1	62,4	0-1	419	1	46,8	0-1	297,6
2	45	1-2	505	2	34,4	1-2	417	2	24	1-2	264
3	76	2-3	475	3	59,3	2-3	393,4	3	48	2-3	248,2

Продолжение таблицы 2.3

4	60	3-4	418,5	4	48	3-4	350,3	4	36	3-4	213,4
5	74	4-5	374,5	5	62	4-5	315,5	5	41	4-5	188,2
6	62	5-6	319,5	6	54	5-6	270,5	6	29,4	5-6	159
7	30	6-7	273,9	7	24,3	6-7	231	7	17,7	6-7	138,6
8	56	7-8	253,5	8	47,6	7-8	215,2	8	29,7	7-8	127
9	78	8-9	212,5	9	66,3	8-9	180,4	9	41,3	8-9	106,6
10	37	9-10	154,5	10	33,3	9-10	131,6	10	16,3	9-10	77,4

Определяем суммарную расчетную нагрузку на шинах 10 кВт ПС 35/10 кВ «Жанаталап»

$$\Sigma S_{\text{расч.}} = (S_{\text{ф-1}} + S_{\text{ф-2}} + S_{\text{ф-3}} + S_{\text{ф-4}}) \cdot K_o = (660,4 + 595,4 + 526,4 + 563) \cdot 0,85 = 2345,2 \cdot 0,85 = 1993 \text{ кВА,}$$

где $K_{\text{одн}} = 0,85$ – коэффициент одновременности при $n = 4$.

2.2 Выбор мощности и количества трансформаторов на ПС 35/10 кВ

Для однотрансформаторной подстанции номинальная мощность трансформатора выбирается из условия

$$S_{\text{нт}} \geq S_{\text{расч}}, \text{ т.е. } S_{\text{нт}} \geq 1993 \text{ кВА}$$

Однако при выборе количества трансформаторов на проектируемой подстанции необходимо учесть следующие факторы.

Категории потребителей и обеспечение их резервным питанием. При этом обязательно должно быть принято во внимание следующее:

- Для потребителей первой и второй категории на ПС устанавливают два трансформатора. При этом для потребителей первой и второй (особый) категории должно быть установлено АВР.
- Для потребителей второй (которые не относятся к группе особый) категории также устанавливают два трансформатора на подстанции. Они должны включаться автоматически или действиями дежурного персонала подстанции.

Так как к проектируемой подстанции подключены потребители второй категории (относящие к группе особый), а также из условия надежности электроснабжения принимаем два трансформатора. Очевидно, что мощность существующих трансформаторов должна быть достаточной для обеспечения

потребителей в перспективе на 5-7 лет в связи с развитием на селе предприятий малого и среднего бизнеса электрических нагрузок.

Выберем мощность трансформаторов для 2-трансформаторной подстанции из условия:

$$S_{\text{нт}} \geq S_{\text{расч}} / 1,4, \text{ кВА} \quad (2.1)$$

Это условие принимается в соответствии с нормами технологического проектирования: при аварийном отключении одного из трансформаторов второй должен с 40% перегрузкой обеспечить питание всех потребителей в проектируемом районе.

$$S_{\text{нт}} \geq 1993/1,4 = 1423 \text{ кВА}$$

Принимаем ближайший к расчетной мощности трансформатор мощностью 1600 кВА.

Тип трансформатора ТМ – 1600/35

Из соответствующих каталогов или справочной литературы [4] выписываем следующие данные:

Номинальная мощность, $S_{\text{нт}} - 1600 \text{ кВА}$

Номинальное напряжение, $U_{\text{вн}} - 35 \text{ кВ}$

$U_{\text{нн}} - 11 \text{ кВ}$

Напряжение короткого замыкания, $U_{\text{кз}} = 6,5\%$

Потери мощности холостого хода, $P_{\text{хх}} = 3,65 \text{ кВт}$

Потери мощности короткого замыкания, $P_{\text{кз}} = 18 \text{ кВт}$

Ток холостого хода, $I_{\text{хх}} = 1,4\%$

Схема соединения обмоток, Y/Δ

РПН: $\pm 6 \times 1,5\% = \pm 9\%$

Определяем перегрузку трансформатора мощностью

$S_{\text{нт}} = 10\ 000 \text{ кВА}$ в аварийном режиме

$K_{\text{п}} = [(S_{\text{р}} - S_{\text{н}}) / S_{\text{н}}] * 100 = [(1993 - 1600) / 1600] * 100 = 25\%$,

что меньше допустимого значения (40%) на 15%.

Следовательно, принимаем к установке два трансформатора по 1600 кВА.

2.3 Выбор схемы электроснабжения ПС 35/10 кВ

На подстанции 35/10 кВ «Жанаталап» принимаем типовую мостиковую схему с выключателями в цепи трансформаторов.

Секционный выключатель на стороне 10 кВ нормально находится в готовности АВР.

Фидера 10 кВ соединены с шинами 10 кВ через выключатели и разъединители. Воздушные линии 10 кВ оборудованы автоматическими

повторными выключателями (АПВ) двухкратного действия. На обеих секциях шин 10 кВ установлены трансформаторы напряжения НТМИ-10 для питания приборов, реле и контроля изоляции сетей 10 кВ, а также на стороне 10 и 35 кВ силовых трансформаторов предусматривается установка комплектов вентильных разрядников.

Питание ПС 35/10 кВ осуществляется трансформаторами собственных нужд на напряжении 10/0,38 кВ, присоединенными непосредственно к шинному мосту 10 кВ на выводах трансформаторов Т-1 и Т-2. Между трансформаторами собственных нужд выполнен АВР.

Схема электроснабжения ПС 35/10 кВ «Жанаталап» должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- Обеспечить необходимую надежность электроснабжения потребителей и транзита мощности через шины подстанции.
- Возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений.
- Учитывать перспективу развития.
- Обеспечить поэтапное развитие РУ без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей.

Наиболее распространенными схемами сельского электроснабжения ранее являлось для РУ-35 кВ использование упрощенной схемы без выключателей с установкой короткозамыкателей и отделителей, а для РУ-35 кВ ПС 35/10 кВ мощностью трансформаторов 630-1600 кВА – в ряде случаев с установкой предохранителей с точки зрения экономических показателей. Однако в последние годы из-за усложнения работы устройств РЗА головного выключателя питающей линии от такого подхода отказались. Тем самым принимаем установку выключателя в цепи трансформаторов подстанции со стороны высокого напряжения.

2.4 Определение сечения питающей линии 35 кВ

Сечение питающей линии 35 кВ определяется по экономической плотности тока из следующего выражения

$$F_{\text{эк}} = I_{\text{расч}} / J_{\text{эк}} \quad (2.2)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток, проходящий по цепям ВЛ - 35 кВ, А,
 $J_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм², зависящая от числа часов использования максимальной нагрузки в году, по исходным данным - 3900 часов.

Следовательно, из справочной литературы [5], для $T = 3900$ час принимаем $j = 1,1$ А/мм².

Расчетный ток, проходящий по одной цепи ВЛ - 35 кВ, определяем из полной расчетной мощности на шинах 10 кВ с учетом проходной мощности через шины 35 кВ ПС 35/10 кВ.

$$I_{\text{расч}} = (S_{\text{расч}} + S_{\text{пр}}) / \sqrt{3} * U_{\text{н}}; \text{ A} \quad (2.3)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность на шинах 10 кВ, кВА

$S_{\text{пр}}$ - проходная мощность, кВА ($S_{\text{пр}} = 0$)

$U_{\text{н}}$ - номинальное напряжение питающей линии, кВ

$$I_{\text{расч}} = 1998 / \sqrt{3} * 35 = 33 \text{ A}$$

тогда сечение питающей линии 35 кВ

$$F_{\text{эк}} = 33 / 1,1 = 30 \text{ мм}^2$$

Сечение провода на магистральных линиях ВЛ-35 кВ исходя из практики проектирования и нормативных требований принимают не менее 95 мм² марки АС (АС-95). Принимаю провод марки АС-95 с характеристиками: $F = 95 \text{ мм}^2$, $r_0 = 0,199 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,36 \text{ Ом/км}$.

2.5 Расчет потерь напряжения в питающей ВЛ и в силовом трансформаторе

Вследствие изменения нагрузки изменяются потери напряжения в линии и в трансформаторах. Потери напряжения, вызываемые изменением нагрузки, называют отклонением напряжения, которые существенно влияют на работу электроприемников. Поэтому при проектировании электрических сетей нужно, чтобы отклонения напряжения не выходили за допустимые пределы.

В действующих нормах установлено, что в сельских сетях напряжение на зажимах токоприемников не должно повышаться больше, чем на 5% и снижаться также больше, чем на 5% от номинального напряжения сети

Электрическую сеть проектируют так, чтобы наибольшие потери напряжения не превосходили приведенных значений, но в то же время были как можно ближе к ним, иначе потребуются дополнительные затраты.

Потери напряжения в линии непосредственно связаны с отклонениями напряжения, которые определяют из следующего выражения

$$\Delta U = [(P r_0 + Q x_0) / U_{\text{н}}] * \ell, \text{ В} \quad (2.4)$$

Где P – активная составляющая мощности передаваемая по линии 35 кВ, кВт;

Q - реактивная составляющая мощности генерируемая в сети 35-кВ при передаче активной мощности, кВар;

r_0 , x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления выбранного провода (АС-95), Ом/км.

$$P = S_{\text{расч}} * \cos \varphi_{\text{уср}}, \text{ кВт} \quad (2.5)$$

где $S_{\text{расч}}$ - расчетная мощность на шинах 10 кВ, кВА
 $\cos \varphi_{\text{уср}}$ - усредненное значение коэффициента мощности (по расчету)

$$\cos \varphi_{\text{уср}} = \frac{(0,81 + 0,83 + 0,80 + 0,74)}{4} = 0,80$$

$$P = S_{\text{расч}} * \cos \varphi_{\text{уср}} = 1993 * 0,80 = 1594 \text{ кВт}$$

$$Q = S_{\text{расч}} * \sin \varphi_{\text{уср}} = 1993 * 0,6 = 1058 \text{ кВар}$$

$$\sin \varphi_{\text{уср}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} = \sqrt{1 - 0,8^2} = 0,6$$

Определяем потерю напряжения в питающей линии ($\ell=13$ км)

$$\Delta U = [(1594 * 0,19 + 1058 * 0,36) / 35] * 13 = 254 \text{ В}$$

что в % отношении составляет

$$\Delta U \% = (\Delta U / U_{\text{н}}) * 100 = (254 / 35000) * 100 = 0,72\%$$

Для трансформаторов, применяемых на сельских подстанциях, при типичных нагрузках и коэффициенте мощности потери напряжения принимают в режимах максимальных нагрузок в среднем $\Delta U_{\text{T}}^{100} = (4 \dots 5\%)$.

Более точный расчет делают по следующей формуле:

$$\Delta U_{\text{T}} \% = \beta (U_{\text{а}} \% \cos \varphi + U_{\text{р}} \% \sin \varphi) \quad (2.6)$$

где $\beta = S_{\text{max}} / S_{\text{н}}$ - коэффициент загрузки трансформатора
 S_{max} - максимальная расчетная мощность на шинах 10 кВ, кВА
 $S_{\text{н}}$ - номинальная мощность трансформатора
 $U_{\text{а}} \%$ - активная составляющая напряжения к.з трансформатора в процентах
 $U_{\text{р}} \%$ - реактивная составляющая напряжения к.з трансформатора в процентах

$$\beta = 1993 / 2 * 1600 = 0,62$$

определяем активную составляющую напряжения короткого замыкания

$$U_{\text{а}} \% = (\Delta P_{\text{кз}} / S_{\text{HT}}) * 100 = (18 / 1600) * 100 = 1,125$$

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания.

$$U_p\% = \sqrt{U_{\hat{\epsilon}}^2 - U_{\hat{a}}^2\%} = \sqrt{6.5^2 - 1.125^2} = 6,4\%$$

где $U_{\kappa}\%$ - напряжение короткого замыкания трансформатора

$$\Delta U_T\% = 0,62(1,125 * 0,8 + 6,4 * 0,6) = 2,94\%$$

Составление таблицы отклонения напряжения

Основное назначение таблицы отклонения напряжения сводится к определению допустимых значений потерь напряжения в сетях 10 и 0,38 кВ при соблюдении нормативных отклонений напряжения у потребителя в режиме максимальных нагрузок.

Для построения таблицы отклонения напряжения необходимо привести схему сети электроснабжения для определения допустимой потери напряжения в воздушной сети.

Согласно исходным данным (Райымбекский РЭС) отклонение напряжения в месте присоединения сети ПС 110/35/10 кВ «Райымбек» на шинах 35 кВ составляет при максимальной нагрузке $V_{\text{пс}}^{100} = 0\%$ и минимальной нагрузке $V_{\text{пс}}^{25} = -1,0\%$.

Для составления таблицы отклонения напряжения для данной схемы электроснабжения нужно задаваться надбавками у двух трансформаторов 35/10 кВ и 10/0,4 кВ. Речь идет о так называемых «заводских» надбавках, которые соответственно равны +10% и +5%. Решаем данную задачу подбором, определяя наиболее выгодные надбавки у трансформаторов 35/10 кВ и у трансформатора 10/0,4 кВ наиболее удаленного ТП и учитывая полученные расчетным путем потери напряжения в сети 35 кВ и потери напряжения в трансформаторе.

Составляем таблицу отклонения напряжения для ближайшего от ПС 35/10 кВ ТП 10/0,4 кВ и удаленного ТП 10/0,4 кВ в режимах максимальных и минимальных нагрузок (в 4 раза меньше максимальных).

Таблица 2.4- Таблица составления отклонения напряжения

п/п	Наименование элементов схемы электроснабжения	Отклонение напряжения %			
		Ближайший ТП		Удаленный ТП	
		100	25	100	25
1	Шины 35 кВ	0	-1	0	-1

Продолжение таблицы 2.4

2	ВЛ-35 кВ		-0,72	-0,18	-0,72	-0,18
3	Трансформатор 35/10 кВ	Потери напряжения	-2,94	-0,735	-2,94	-0,735
		Постоянные надбавки	+10	+10	+10	+10
		РПН	-2x1,5	-6x1,5	-2x1,5	-6x1,5
4	Шины 10 кВ		+4,84	-0,915	+4,84	-0,915
5	ВЛ-10 кВ		0	0	-8	-2
6	Трансформатор 10/0,4 кВ	Потери напряжения	-4	-1	-4	-1
		Постоянные надбавки	+5	+5	+5	+5
		отпайка	0	0	0	0
7	Сеть 0,38 кВ		-10,84	0	-2,84	0
8	Потребитель		-5	+3,085	-5	+1,085

2.6 Выбор сечений ВЛ-10 кВ и проверка их по допустимым потерям напряжения

Выбор сечений проводов ВЛ-10 кВ в сельских электрических сетях производят по методу экономических интервалов.

Для выбора сечений проводов по данной методике нужно знать район климатических условий, условия образования гололеда, т.е. толщина стенки гололеда $v = 15$ мм, среднегодовая скорость ветра в проектируемом районе $V = 29$ м/с, ВЛ-10 кВ выполнены на железобетонных опорах.

На основании данных [1] установлено, что в сельских ВЛ для одних и тех же интервалов мощности существует не один, а несколько экономичных проводов, которые дают практически одинаковые приведенные затраты (разница в пределах $\pm 10\%$).

Приведенные затраты являются одним из критериев сравнения экономической характеристики при выборе сечения проводов ВЛ.

При выборе сечений проводов ВЛ по экономическим интервалам используют соответствующие таблицы [1] и следующие данные:

- Расчетная нагрузка на отдельных участках линий 10 кВ, отходящих от шин проектируемой ПС 35/10 кВ
- Район климатических условий (по толщине стенки гололеда и скоростному напору ветра)
- Тип опор (ж/б или деревянные)

Эквивалентная мощность $S_{э\text{кв}}$ на каждом участке определяется умножением расчетной мощности на коэффициент динамики роста нагрузок $K_d = 0,7$. Из соответствующей таблицы берется «основное» сечение провода.

При выбранных «основных» сечениях проводов производится проверка ВЛ-10 кВ по потере напряжения при условии, что по этим проводам будет передаваться расчетная мощность, а не эквивалентная.

Потерю напряжения на каждом участке определяют по выражению

$$\Delta U = [(P r_0 + Q x_0) / U_n] * \ell, \text{ В} \quad (2.7)$$

где ℓ – длина участка, км

U_n - номинальное напряжение ВЛ, кВ

P - передаваемая по участку линии активная мощность, кВт

Q - передаваемая по участку линии реактивная мощность, кВар

r_0 - удельное активное сопротивление провода, Ом/км

x_0 - удельное реактивное сопротивление провода, Ом/км

Выбор сечения проводов ВЛ-10 кВ производим в табличной форме. В таблице 2.6..2.9 приведены расчетные значения выбранных сечений проводов на фидерах 1...4.

Таблица 2.6 -Выбор сечения проводов ВЛ-10 кВ фидера 1.

№ расч-го участка	Расч-я мощность на участке $S_{\text{расч.}}$, кВА	Коэф. дин-ки роста K_d	Эквив-ная мощность $S_{\text{э\text{кв.}}}$, кВА	Рек-ый провод для данного интер-ла	Выб-ое сечение провода на данном участке	Протяж-сть линии ℓ , км
0-1	661	0,7	462.7	АС-50	АС-50	0,35
1-6	342.5	0,7	240	АС-25	АС-35	0,6
6-7	277	0,7	194	АС-25	АС-35	0,6
7-8	108	0,7	75.6	АС-16	АС-70	0,1
1-2	391.4	0,7	274	АС-25	АС-35	0,6
2-9	164	0,7	115	АС-16	АС-35	0,1
9-10	78.4	0,7	55	АС-16	АС-35	0,63
10-11	40	0,7	28	АС-16	АС-35	0,61
2-3	266	0,7	186.2	АС-25	АС-35	0,15
3-4	199	0,7	139	АС-16	АС-35	0,9
4-5	147	0,7	103	АС-16	АС-35	0,55

Таблица 2.7 –Расчет выбора сечения проводов на фидере 2.

Номер расчетн. участка	Рас. мощность на участке $S_{расч.}$, кВА	Коэф. дин.роста K_d	Экв-ная мощность $S_{экв.}$, кВА	Протя-ть линии l , км	Реком-ый провод данного интервала	Выбранн ое сечение провода
0-1	607	0,7	425	0,4	АС-35	АС-35
1-2	585	0,7	409,5	1,1	АС-35	АС-35
2-3	572	0,7	400	1,2	АС-35	АС-35
3-4	554	0,7	388	0,9	АС-35	АС-35
4-5	517,5	0,7	362	1,8	АС-35	АС-35
5-6	501	0,7	351	1,9	АС-35	АС-35
6-7	463	0,7	32	2,0	АС-35	АС-35
7-8	353	0,7	247	1,3	АС-25	АС-35
8-9	259	0,7	181	1,4	АС-25	АС-35
9-10	208,6	0,7	146	1,25	АС-25	АС-35
10-11	135,6	0,7	95	2,3	АС-16	АС-35
11-12	62,4	0,7	44	0,5	АС-16	АС-35
12-13	48	0,7	34	0,4	АС-16	АС-35

Таблица 2.8 - Выбор сечения проводов 10 кВ фидера 3.

Номер расчетн. участка	Расчетная мощность на участке $S_{расч.}$, кВА	Коэф. дин. амики роста нагрузок K_d	Экв-ная мощность $S_{экв.}$, кВА	Протяж-ность линии l , км	Реком-ый провод для данного интервала	Выбранное сечение провода на данном участке
1	2	3	4	5	6	7
0-1	520	0,7	364	0,2	АС-35	АС-35
1-2	440,4	0,7	308	0,48	АС-35	АС-35
2-3	386,6	0,7	270,6	0,23	АС-35	АС-35
3-4	342,8	0,7	240	0,23	АС-25	АС-35
4-5	272,2	0,7	190,5	0,5	АС-25	АС-35
5-6	200,7	0,7	140,5	0,23	АС-16	АС-35
6-7	162,7	0,7	114	0,8	АС-16	АС-35
7-8	143,9	0,7	101	1,1	АС-16	АС-35
8-9	104,4	0,7	73	1	АС-16	АС-35
9-10	76	0,7	53	0,7	АС-16	АС-35

Таблица 2.9-Выбор сечения проводов 10 кВ фидера 4

Номер расчетн участка	Расчетная мощность на участке $S_{расч.}$, кВА	Коэф. динамики роста K_d	Экв-ная мощность $S_{экв.}$, кВА	Рек-дуемый провод для данного интервала	Выбр-е сечение провода на данном участке	Протяж-сть линии l , км
0-1	563	0,7	394	АС-35	АС-35	1,1
1-2	475	0,7	332,5	АС-35	АС-35	2,1
2-3	418,5	0,7	293	АС-35	АС-35	0,8
3-4	374,5	0,7	262	АС-35	АС-35	1,0
4-5	319,5	0,7	224	АС-25	АС-35	0,6
5-6	273,9	0,7	192	АС-25	АС-35	1,5
6-7	253,5	0,7	177,5	АС-16	АС-35	1,3
7-8	212,5	0,7	149	АС-16	АС-35	1,6
8-9	154	0,7	108	АС-16	АС-35	1,2
9-10	75	0,7	52,5	АС-16	АС-35	0,8

При выборе сечений проводов придерживаемся принципа постепенного уменьшения сечения по магистрали по мере снижения нагрузок, т.е. от центра питания до отдаленного ТП. Тогда потери напряжения не должны составлять значительных величин, так как сечения проводов (и их параметры) соответствуют нагрузкам. Также на ответвлениях принимаем сечения проводов по нагрузке. Для подтверждения определим потери напряжения в одной из линий.

3. Выбор схемы электрических соединений подстанции и расчет токов К.З.

3.1 Выбор схемы электрических соединений ПС

На подстанции 35/10 кВ установлены два трансформатора 2x1600 кВА (после реконструкции).

Принимаем схему с высоковольтными выключателями. При двух трансформаторах на ПС 35/10 кВ применяем секционирование на шинах 10 кВ и на стороне 35 кВ, т.к. питание осуществляется от двух линий.

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчетная схема для определения токов К.З.

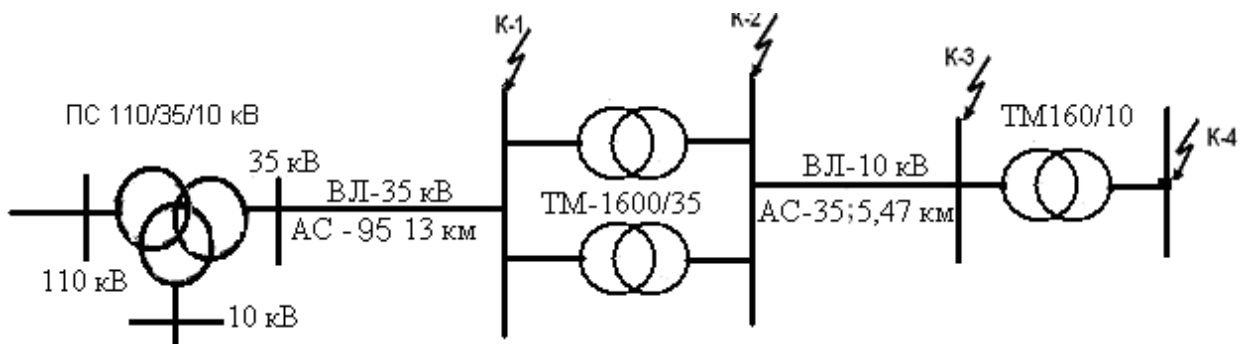


Рисунок 3.1 Схема электроснабжения ПС 35/10 кВ «Жанаталап»
Составляем схему замещения системы электроснабжения

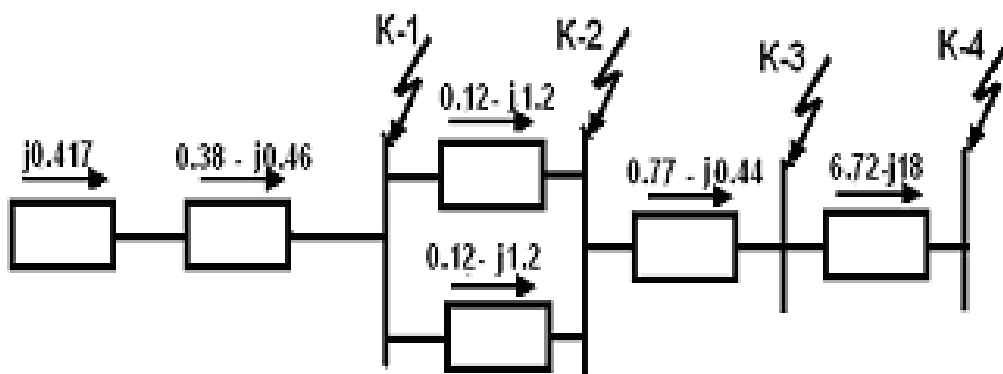


Рисунок 3.2 Схема замещения расчетной схемы электроснабжения.

Для нахождения токов К.З. необходимо сначала определить сопротивления до точек К.З. Расчет сопротивлений проведем в системе относительных единиц.

Принимаем $S_6 = 100$ МВА

Базисные напряжения ступеней: $U_{61} = 37$ кВ; $U_{62} = 10,5$ кВ; $U_{63} = 0,4$ кВ.

Определим базисный ток:

$$I_{61} = S_6 / \sqrt{3} U_{61} = 100 / \sqrt{3} * 37 = 1,56 \text{ кА}$$

$$I_{62} = S_6 / \sqrt{3} U_{62} = 100 / \sqrt{3} * 10,5 = 5,5 \text{ кА}$$

$$I_{63} = S_6 / \sqrt{3} U_{63} = 100 / \sqrt{3} * 0,4 = 144,34 \text{ кА}$$

Для удобства далее обозначение о.е. опускаем.

Сопротивление системы определим из выражения

$$X_{\text{сист}} = S_6 / S_{\text{к.з.сист.}}$$

$$S_{\text{к.з.сист.}} = 240 \text{ МВА}$$

$$X_{\text{с.мах}} = 100/240 = 0,417$$

Определим базисные значения сопротивлений элементов схем.

Сопротивление линий 35кВ

$$r_{\text{л}} = r_0 * \ell * [S_6 / U_6^2] = 0,299 * 13 * 100/37^2 = 0,38$$

$$X_{\text{л}} = x_0 * \ell * [S_6 / U_6^2] = 0,36 * 13 * 100/37^2 = 0,46$$

Сопротивление трансформатора 35/10 кВ

$$r_{\text{Т}} = [\Delta P_{\text{кз}} / S_{\text{нт}}] * [S_6 / S_{\text{нт}}] = [18/1600] * [100/1,6] = 0,12$$

$$Z_{\text{Т}} = [U_{\text{к}} \% / 100] * [S_6 / S_{\text{нт}}] = [6,5/100] * [100/1,6] = 1,2$$

Сопротивление линии 10кВ

Участок фидера 4 длиной 5,47 км выполнен проводом марки АС-35

$$r_{\text{л}} = r_0 * \ell * [S_6 / U_6^2] = 0,77 * 5,47 * 100/10,5^2 = 0,77$$

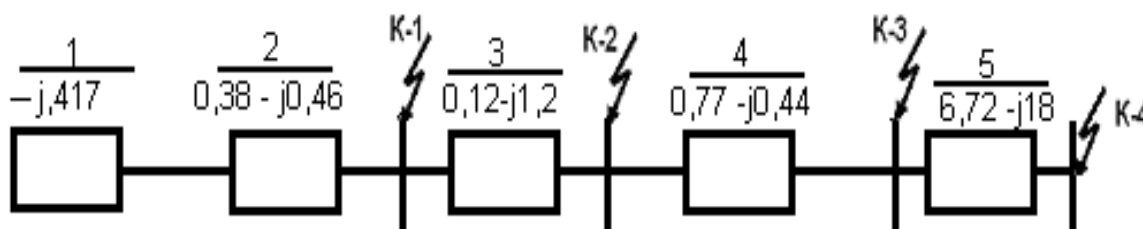
$$X_{\text{л}} = x_0 * \ell * [S_6 / U_6^2] = 0,36 * 5,47 * 100/10,5^2 = 0,44$$

Сопротивление трансформатора 10/0,4 кВ (в конце линии подключена небольшая нагрузка мощностью 120 кВА, для питания которой достаточно мощность трансформатора ТМ-160/10)

$$r_T = [\Delta P_{кз} / S_{HT}] * [S_6 / S_{HT}] = (12,2/160)*(100/0,16) = 6,72$$

$$Z_T = [U_k \% / 100] * [S_6 / S_{HT}] = [6,5/100] * [100/0,16] = 18$$

3.3 Расчет токов К.З.



Сначала находится значение тока трехфазного тока к.з. по формуле

$$I_{кз} = \frac{E'''}{Z_{рез}} \cdot I_{бi}, \text{ кА} \quad (3.1)$$

После этого находят значение тока двухфазного к.з. по формуле

$$I_{к^{(2)}} = \sqrt{3} / 2 \cdot I^{(3)}, \text{ кА} \quad (3.2)$$

Мгновенное значение ударного тока к.з.

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} k_y I^{(3)}, \text{ кА} \quad (3.3)$$

Действующее значение ударного тока

$$I_y = I^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}, \text{ кА} \quad (3.3)$$

где k_y – ударный коэффициент, определяется в свою очередь как

$$k_y = 1 + e^{-0,01/Ta} \quad (3.4)$$

Постоянная времени Ta находится в зависимости от величин результирующих реактивного и активного сопротивлений $x_{рез}$ и $r_{рез}$ как

$$T_a = X_{рез} / X_{рез} \omega \quad (3.5)$$

3.4 Расчет токов однофазного замыкания на землю

Расчет токов замыкания на землю выполняется с целью определения режима нейтрали в сетях 10 и 35 кВ. Для определения тока замыкания на землю часто пользуются приближенным выражением.

$$I_3^{[1]} = U * \ell / K \quad (3.6)$$

K – коэффициент, принимаемый равным 350 для ВЛ

ℓ – суммарная длина (км) всех линий 10 кВ

$$\ell = \ell_{л-1} + \ell_{л-2} + \ell_{л-3} + \ell_{л-4} = 44,43 \text{ км}$$

$$I_3^{[1]} = 10 * 44,43 / 350 = 1,269 \text{ А}$$

В соответствии с ПУЭ-151, компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях тока $I_3^{[1]}$ в нормальных режимах:

в сетях 3 – 10 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на ВЛ и во всех сетях 35 кВ – более 10А. Так как $I_3^{[1]} = 1,4 \text{ А}$ меньше 10 А, то применяем режим изолированной нейтрали.

Результаты расчетов токов К.З. в максимальном режиме сводим в сводную таблицу 3.1

Таблица 3.1 Расчетные данные токов к.з.

Точ к К.З.	Рез. Инд. сопрот $X, \text{ ол}$	Рез. акт. сопро т $r, \text{ ол}$	Рез. пол н. сопр от. $Z, \text{ ол}$	Пост. Времен и $T_a, \text{ сек}$	Удар н. коэф ф.Ку	Ток 3-х фазн.К.З $I_{кз}^{(3)}, \text{ кА}$	Ток 2-х фазн. К.З. $I_{кз}^{(2)}, \text{ кА}$	Удар н ток. $i_y, \text{ кА}$	Ударн. ток. $I_y, \text{ кА}$
К1	0,93	0,33	0,99	0,007	1,25	1,83	1,6	3,2	1,94
К2	2,23	0,53	2,3	0,013	1,3	2,4	2,1	4,4	2,6
К3	3,32	2,43	4,1	0,004	1,14	1,36	1,19	2,18	1,38
К4	21,32	8,35	23	0,008	1,3	6,3	5,5	11,5	6,8
К5	46,32	54,35	71,4	0,0027	1,08	2,02	1,76	3,07	2,03

4. Выбор электрических аппаратов и проверка их на действие токов К.З.

4.1 Выбор коммутационных аппаратов

Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей.

Таблица 4.1. Каталожные данные выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель типа ВВК-35Б-20	Разъединитель РНДЗ – 35Б/1000
$U_p = 35 \text{ кВ}$ $I_p = S_{\text{рас}} / \sqrt{3} \cdot U_H = 2858 / \sqrt{3} \cdot 35 = 47 \text{ А}$ $I_{\text{кз}}^{(3)} = 1,83 \text{ кА}$ $i_{\text{yp}}^{(3)} = 3,2 \text{ кА}$ $I_{\text{кз}}^{(3)2} \cdot t_n = 1,83^2 \cdot 3,015 = 10,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $t_n = t_{\text{pz}} + t_{\text{отк}} + T_A = 3 + 0,08 + 0,007 = 3,087 \text{ с}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{\text{отк}} = 10 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 26 \text{ кА}$ $I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $I_H = 1000 \text{ А}$ ----- $i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$ $I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Принимаем выключатель типа ВВК-35Б-20. Такой же тип выключателя используем как секционный на шинах 35 кВ.

Принимаем разъединитель типа РНДЗ – 35Б/1000.

Выбор выключателей и разъединитель на стороне 10кВ

Таблица 4.3. Каталожные данные выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель типа ВВВП 10/320	Разъединитель типа РВРЗ 10/630
$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{устр}} = S_{\text{рас}} / \sqrt{3} \cdot U_H = 2769 / \sqrt{3} \cdot 10 = 159 \text{ А}$ $I_{\text{кз}}^{(3)} = 2,4 \text{ кА}$ $i_{\text{yp}} = 4,4 \text{ кА}$ $I_{\text{кз}}^{(3)2} \cdot t_n = 2,4^2 \cdot 2,133 = 12,3 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $t_n = t_{\text{pz}} + t_{\text{отк}} + T_A = 2 + 0,12 + 0,013 = 2,133 \text{ с}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 320 \text{ А}$ $I_{\text{отк}} = 10 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$ $I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 400 \text{ А}$ ----- $i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$ $I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Принимаем выключатель типа ВНВП 10/320 Все выключатели в РУ-10 кВ однотипные.

Принимаем разъединитель типа РВРЗ 10/630– 10/400.

4.2. Выбор и проверка шин

Выбор и проверка шин на стороне 10 кВ

Определяем расчетный ток в продолжительном режиме

$$I_{\text{нт}} = [S_{\text{рас. макс.}} \cdot 1,4] / [\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}] = 2858 \cdot / [\sqrt{3} \cdot 10] = 165,2 \text{ А}$$

Выбираем шины из алюминия прямоугольного сечения, по общему току нагрузки на данное напряжении т.е. 10 кВ [2].

Принимаем шины сечением 25х3с $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$

Проверяем шины по условиям нагрева в продолжительном режиме

$$I_{\text{мах}} = 165,2 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость при К.З.

Определяем расчетную силу от действия тока К.З.

$$F_p = 1,73 \cdot i_y^2 \cdot \ell / a \cdot 10^{-7} = 1,73 \cdot 4400^2 \cdot 2,5 / 1 \cdot 10^{-7} = 8,4 \text{ Н}$$

Находим изгибающий момент

$$M = (F_p \cdot \ell) / 10 = (8,4 \cdot 2,5) / 10 = 2,1 \text{ Нм}$$

Принимаем расположение шины на спорном изоляторе на ребро.

Вычисляем момент сопротивления шины при расположении на ребро:

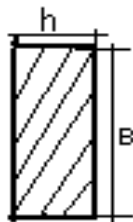


Рис. 4.1 Схема расположения шины на ребро

$$W = (h^2 \cdot B) / 6 = (0,004^2 \cdot 0,03) / 6 = 0,0000004 \text{ м}^3$$

Определим напряжение на изгиб в материале шин

$$\delta = M/W = 2,7 / 0,0000004 = 6750000 \text{ Па} \approx 6,75 \text{ МПа}$$

Принимаем алюминий марки АТс $\delta_{\text{доп}} = 65 \text{ МПа}$

Проверка шин на термическую стойкость

$$S_{\text{т.с.}} \approx \alpha \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \sqrt{t_n} = 11 \cdot 2,4 \cdot \sqrt{2,133} = 38,6 < 75$$

α - коэффициент принимаемый для алюминиевых шин равный 11

$$S_{\text{шин}} = 25 \cdot 3 = 75 \text{ мм}^2 > S_{\text{т.с.}} = 38,6 \text{ мм}^2$$

Выбор сборных шин 35 кВ

По данным параграфа 1.3.28. ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах РУ по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому максимальному току.

$$I_{\text{ном}} = S_p / \sqrt{3} U_n = \sqrt{3} * 35 = 2858/1,73 * 35 = 47 \text{ А}$$

$$I_{\text{мах}} = 1,35 * I_{\text{ном}} = 1,35 * 47 = 63,7 \text{ А}$$

Принимаем по условиям механической прочности проводов ВЛ – 35 кВ провод марки АС –95/ 19; $F = 95 \text{ мм}^2$; $d = 15,2 \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $\alpha = 100 \text{ см}$.

Проверку шин на сжестывание не производим, так как $I_{\text{кз}}^{(3)} < 20 \text{ кА}$.

Проверка на термическое действие $I_{\text{кз}}$ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Начальная критическая напряженность

$$E_0 = 30,3m (1 + 0,299/\sqrt{r_0}) = 30,3 \cdot 0,82 (1 + 0,299/\sqrt{0,675}) = 33,9$$

$$E_0 = 33,9 \text{ кВ/см}$$

Напряженность вокруг провода

$$E = 0,354 / (r_0 \cdot \lg \cdot d_{\text{ср}}/r_0) = 0,35435 / [0,675 \cdot \lg \cdot + (1,26 \cdot 100/0,675)] = 8,1 \text{ кВ/см}$$

Условия проверки

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 8,1 = 8,667 < 0,9 E_0 = 0,9 \cdot 33,9 = 30,51$$

Выбор шин на стороне 110 кВ

По данным параграфа 1.3.28. ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах РУ по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому максимальному току.

$$I_{\text{ном}} = S_p / \sqrt{3} U_H = /\sqrt{3} * 35 = 2858/1,73*35=47 \text{ А}$$

$$I_{\text{мах}} = 1,35 * I_{\text{ном}} = 1,35 * 45,7 = 63,7 \text{ А}$$

Принимаем по условиям механической прочности проводов ВЛ – 110 кВ провод аналогичный по сечению и марки проводов ввода т.е. АС – 95/ 19;

$$F = 95 \text{ мм}^2; d = 16,8 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 210 \text{ А.}$$

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $\alpha = 350 \text{ см}$.

Проверку шин на схлестывание не производим, так как $I_{\text{к.з}}^{(3)} < 20 \text{ кА}$.

Проверка на термическое действие $I_{\text{кз}}$ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Начальная критическая напряженность

$$E_0 = 30,3 \text{ м} (1 + 0,299/\sqrt{r_0}) = 30,3 * 0,82 (3,5 + 0,299/\sqrt{0,675}) = 114,6$$

$$E_0 = 114,6 \text{ кВ/см}$$

Напряженность вокруг провода

$$E = 0,354 U / (r_0 \cdot \lg \frac{d_{\text{cp}}}{r_0}) = 0,354 \cdot 35 / [0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 100}{0,675}] = 25,5 \text{ кВ/см}$$

Условия проверки

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 25,5 = 27,3 < 0,9 E_0 = 0,9 \cdot 114,6 = 103,1$$

4.3 Выбор трансформаторов тока в сети силового трансформатора на стороне 35 кВ

$$U_H = 110 \text{ кВ}$$

$$I_{p \text{ мах}} = 1,35 \cdot I_p = 1,35 \cdot S_p / \sqrt{3} U_H = 1,35 \cdot 2858 / \sqrt{3} \cdot 35 = 47 \text{ А}$$

$$S_{2p} = I_{2H}^i \cdot Z_{2p}$$

$$Z_{2p} = r_{пр} + r_{конт} + \sum r_{приб} \quad (4.1.)$$

$$r_{конт} = 0,1 \text{ Ом}$$

$$\sum r_{приб} = 0,5 \text{ Ом (один амперметр)}$$

$$r_{пр} = l_p / \gamma F \quad (4.2)$$

где l_p – расчетная длина соединительных проводов

γ - проводимость алюминия ($\gamma=32$)

F – сечение провода; $F = 2 \text{ мм}^2$

$r_{пр} = 20 / (32 \cdot 2,5) = 0,25 \text{ Ом}$. $Z_{2p} = 0,25 + 0,1 + 0,5 = 0,85 \text{ Ом}$. $S_{2p} = 5^2 \cdot 0,85 = 21,25 \text{ ВА}$.

Таблица 4.4. Каталожные данные трансформаторов тока

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$ $I_{рм} = 47 \text{ А}$ $I_{к.3}^{(3)^2} \cdot t_n = 1,83^2 \cdot 3,087 = 10,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $S_{2p} = 11,25 \text{ ВА}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $I_{им} = 100 \text{ А}$ $I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 0,7 \cdot 3 = 1,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $S_{2H} = 25 \text{ ВА}$

Принимаем трансформаторы тока типа ТФЗМ 35 У 1105/10 Р

Выбор ТТ на стороне 10кВ

Таблица 4.5. . Каталожные данные трансформаторов тока

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 1,35 \cdot I_H = 1,35 \cdot (S_p / \sqrt{3} U_H) = 1,35 \cdot (984,1 / \sqrt{3} \cdot 10) = 76,8 \text{ А}$ $I_y^{(3)} = 2,4 \text{ кА}$ $I_{к.3}^{(3)^2} \cdot t_n = 2,4^2 \cdot 2,133 = 6,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $S_{2p} = 9,6 \text{ ВА}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_{iH} = 100 \text{ А}$ $I = K_{эд} \cdot \sqrt{3} I_{iH} = 1,65 \cdot \sqrt{3} \cdot 100 = 283,3 \text{ А}$ $(K_{тс} \cdot I_{iH})^2 \cdot t_{тс} = (34 \cdot 100)^2 \cdot 3 = 34,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Таблица 4.6. Расчетные данные контрольно-измерительных приборов

Расчетные данные	Тип	Нагрузка		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-U6-74	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	СРУ-U689	2,5	-	2,5
Итого		5,5	-	5,5

$$Z_{2p} = r_{пр} + r_{конт} + \sum r_{при} \quad (4.3)$$

$$r_{пр} = S_{пр} / I_{2н}^2 = 5,5 / 5^2 = 0,22 \text{ Ом}$$

$$r_{конт} = 0,1 \text{ Ом}$$

$$r_{пр} = I_p / Y * F = 8 / 32 * 4 = 0,0625 \text{ Ом}$$

$$Z_{2p} = 0,22 + 0,1 + 0,0625 = 0,3825 \text{ Ом}$$

$$S_{2p} = I_{2н}^2 * Z_{2p} = 5^2 * 0,3825 = 9,6 \text{ В}$$

Принимаю трансформаторы тока типа ТПЛ 10-43 0,5/10

5.Релейная защита

Для трансформаторов напряжением 110/35/10 кВ должно быть предусмотрено устройство релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [11,12]:

- от многофазных замыканий в обмотках и на выводах (продольная дифференциальная защита);
- от витковых замыканий в обмотках (газовая защита);
- от токов в обмотках, обусловленных внешними к.з. (максимальная токовая защита - МТЗ);
- от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой (МТЗ с действием на сигнал).

Для линий напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены защиты от многофазных к.з. и от однофазных замыканий на землю. От многофазных замыканий должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая МТЗ с выдержкой времени. Защита от однофазных замыканий на землю выполняется с использованием устройства контроля изоляции (ТН-НТМИ).

5.1 Защита трансформаторов 10/0,4 кВ со стороны 10 кВ

Защита потребительских трансформаторов со стороны высокого напряжения осуществляется плавкими предохранителями типа ПКТ, ток плавкой вставки которой определяется по выражению [1]:

$$I_{вс} \geq K_n \cdot I_n, \quad (5.1)$$

где: $K_n = 1,2 \dots 2$ - коэффициент надежности;

I_n - номинальный ток трансформатора.

$$I_n = S_n / (\sqrt{3} \cdot U_n) = 250 / (1,73 \cdot 10) = 14,5 \text{ А.}$$

где: S_n - номинальная мощность наиболее мощного трансформатора (мощность 250 кВА питающего от ВЛ-10 кВ Ф-3-147)

$$I_{вс} \geq 1,3 \cdot 14,5 = 18,9 \text{ А,}$$

Принимают плавкую вставку $I_{вс} = 20 \text{ А.}$

5.2 Защита ВЛ-10 кВ

Максимальная токовая защита
Определяют максимальный рабочий ток линии питающий п.
Жансугурова

$$I_{pm} = S_m / (\sqrt{3} \cdot U_n) = 1148 / (1,73 \cdot 10) = 66,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защит выбирается, исходя из следующих условий [11]:
а) по условию отстройки от максимального тока нагрузки

$$I_{сз1} = ((K_n \cdot K_{зап}) / K_B) \cdot I_{pm} \quad (5.2)$$

где: K_n - коэффициент надежности;
 K_B - коэффициент возврата реле;
 $K_{зап}$ - коэффициент самозапуска нагрузки.

На Ф4 установлен трансформатор тока ТОЛ-10 ($I_{1н} = 75 \text{ А}$, $I_{1н} = 5 \text{ А}$, $K_{mm} = 15$) и реле РТ-85/1 ($I_y = 4-10 \text{ А}$, $K_n = 1,2$, $K_B = 0,8$);

$K_{зап}$ - при отсутствии конкретных данных принимается равным - 1,1.

Тогда

$$I_{сз1} = (1,2 \cdot 66,4 \cdot 1,1) / 0,8 = 109,5 \text{ А ,}$$

По условию согласования с плавкими вставками предохранителей ПКТ

$$I_{сз2} \geq K_n \cdot I_n \quad (5.3)$$

где: K_n - коэффициент надежности, для защит с зависимой характеристикой (РТ-85/1 $K_n = 1,4$);

$I_{н5}$ - ток плавкой вставки, определенный по типовой характеристике при времени перегорания ($t_n = 5 \text{ с}$);

$I_{н5}$ - для плавкой вставки с $I_{вс} = 10 \text{ А}$ равен 50 А;

$$I_{сз2} \geq 1,4 \cdot 50 = 70 \text{ А}$$

Из двух условия ток срабатывания защиты принимается

$$I_{сз} = 109,5 \text{ А}$$

Находим ток срабатывания реле

$$I_{cp} = (K_{cx} \cdot I_{cz} / K_{TT}) = (1 \cdot 109,5 / 15) = 7,3 \text{ A},$$

Принимается ток уставки $I_y = 7,5 \text{ A}$

$$I'_{cp} = I_y \cdot K_{mm} = 7,5 \cdot 15 = 112,5 \text{ A}$$

Определяют коэффициент чувствительности МТЗ по формуле [11]

$$K_r = I_{min}^{(2)} / I'_{cp} \quad (5.4)$$

где: $I_{min}^{(2)}$ - ток двухфазного к.з в конце линии в минимальном режиме
 $I_{min}^{(2)} = 2800 \text{ A}$,
 отсюда:

$$K_r = 2800 / 112,5 = 25$$

что, больше нормированного по [9] значения - 1,5

Для защит, выполненных на реле РТ-85 с дешунтированием реле РТМ, необходима дополнительная проверка обеспечения условия согласования по чувствительности указанных реле.

Для реле РТМ должно выполняться следующее условие [12]

$$I_y \geq 1,2 \cdot I_{co} \text{ A} \quad (5.5)$$

где: I_{co} - ток срабатывания реле РТМ ($I_{co} = 5 \text{ A}$).

Выбирают уставку времени МТЗ по условию

$$I_{cz} \geq 0,25 \cdot S_n \quad (5.6)$$

где S_n - суммарная установленная мощность трансформаторов ТП-10/0,4 кВ, подключенных к данной линии, кВА.

При выполнении указанного условия время срабатывания МТЗ принимается $t_y = 0$, а при невыполнении принимается $t_y = 0,5 \text{ с}$.

Суммарная номинальная мощность трансформаторов Ф-4-88 равна $S_n = 1420 \text{ кВА}$.

Тогда

$$I_{cz} \geq 0,25 \cdot 1043 = 260,75 \text{ A},$$

следовательно время действия МТЗ

$$t_y = t_{уст} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с}.$$

Максимальная токовая отсечка (ТО)

Ток срабатывания ТО выбирается, исходя из следующих условий:

а) по условию отстройки от бросков намагничивающих токов трансформаторов ТП-10/0,4 кВ

$$I_{сз} \geq 0,25 \cdot S_H = 0,25 \cdot 1043 = 260,75 \text{ А}$$

б) по условию отстройки от к.з на шинах 0,38 кВ трансформаторов ТП-10/0,4 кВ

$$I_{сo2} \geq K_H \cdot I_{0,38} \text{ А} \quad (5.7)$$

где: K_H - коэффициент надежности (для реле РТ-85 $K_H = 1,5$);

$I_{0,38}$ - ток трехфазного к.з на шинах 0,38 кВ наиболее мощного трансформатора ($I_{0,38}^{(3)} = 4,2 \text{ кА}$).

Этот ток, приведенный к стороне 10 кВ равен

$$I_{0,38}^{(3)} = (0,4 \cdot 4,2 \cdot 1000 / 10) = 168 \text{ А.}$$

Тогда

$$I_{сo2} = 1,5 \cdot 168 = 261 \text{ А.}$$

Из двух условий ток срабатывания ТО принимают равным

$$I_{сo2} = 261 \text{ А}$$

Определяется ток срабатывания реле,

$$I_{срo} = (K_{сх} / K_{ГТ}) \cdot I_{сo} = (1 \cdot 261 / 15) = 17,4 \text{ А}$$

Находят кратность срабатывания отсечки реле РТ-85:

$$K_{отс} = I_{срo} / I_y = 17,4 / 7,5 = 2,3.$$

Определяют коэффициент чувствительности ТО

$$K_r \geq I_{\min}^{(2)} / I_{сo} \quad (5.8)$$

где: $I_{\min}^{(2)}$ - ток двухфазного к.з на месте установки отсечки при минимальном режиме ($I_{\min}^{(2)} = 3600 \text{ А}$);

$$K_r = 3600 / 261 = 14$$

что, больше нормированного значения 2,0

С учетом резервирования с линией питающей п. Байтерек

$$\Sigma I_{л} = S_{рфаз} / (\sqrt{3} \cdot U) = 2109 / (1,73 \cdot 10) = 122 \text{ А}$$

$$I_{сз} = 1,4 (66 + 122) = 263,2 \text{ А.}$$

Трансформатор тока ТОЛ-10 $I_{1н} = 300 \text{ А}$, $I_{2н} = 5 \text{ А}$, $K_{тт} = 60$.

Из двух условия принимается:

$$I_{сз} = 263,2 \text{ А.}$$

Определяют ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = 263,2 / 60 = 4,4 \text{ А.}$$

Принимается ток уставки $I_y = 4,5 \text{ А}$ (РТВ-1).

Уточняется ток срабатывания защиты

$$I'_{ср} = I_y \cdot K_{мм} = 4,5 \cdot 60 = 270 \text{ А}$$

Находят коэффициент чувствительности для основной зоны

$$K_{госн} = I_{\min \text{ к.з.}}^{(2)} / I'_{ср} = 2800 / 270 = 10,37$$

что больше нормированного значения -1,5.

Определяется коэффициент чувствительности для резервной зоны

$$K_{грз} = I_{\min \text{ к.з.}}^{(2)} / I'_{ср} = 1800 / 270 = 6,7$$

что больше нормированного значения -1,2.

Время срабатывания реле МТЗ

При токе к.з 700 А реле РТ-85 МТЗ ВЛ-10 кВ работает в независимой части, следовательно

$$t_{уств} = t_{уВП} + \Delta t = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ с.}$$

МТЗ ввода (ВВ) 10 кВ

МТЗ ввода выполнена на реле РТВ. Трансформатор тока ТОЛ-10 $I_{1н} = 600 \text{ A}$, $I_{2н} = 5 \text{ A}$, $K_{тт} = 120$.

Максимальный рабочий ток ввода:

$$I_{pm} = S_m / (\sqrt{3} \cdot U_n) = 2759 / (1,73 \cdot 10) = 159,5 \text{ A}.$$

Находят ток срабатывания защиты, исходя из максимального тока нагрузки

$$I_{сз1} = 1,3 \cdot 1,1 \cdot 159,5 / 0,7 = 325,8 \text{ A} ,$$

Находится ток срабатывания защиты, исходя из условия согласования с предыдущей защитой

$$I_{сз2} \geq K_{нс} (I_{сз} + I_{сз}) \geq 1,4 \cdot (325,8 + 77) = 564 \text{ A}.$$

Определяют ток срабатывания защиты из условия обеспечения требуемой чувствительности защиты

$$I_{ср3} = I_{\min}^{(2)} / K_r = 1800 / 1,5 = 1200 \text{ A}.$$

Из трех условий ток срабатывания защиты не должен превышать

$$I_{сз} \leq 1200 \text{ A}.$$

Находим ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = 1 \cdot 1200 / 120 = 10 \text{ A}.$$

Принимают реле РТВ-1 $I_y = 10 \text{ A}$.

Уточняется ток срабатывания МТЗ

$$I'_{сз} = I_y \cdot K_{mm} = 10 \cdot 120 = 1200 \text{ A}$$

определяется коэффициент чувствительности

$$K_r = I_{\min}^{(2)} / I'_{сз} = 3600 / 1200 = 3,0$$

что удовлетворяет требуемым условиям,

Реле РТВ-1 при кратности тока 1,4 и более работает в независимой части характеристики.

соответственно

$$t_{yвв} = t_{yвп} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2,0 \text{ с}.$$

5.3 Защита трансформатора напряжением 35/10 кВ

Максимальная токовая защита

Схема МТЗ выполнена по принципу дешунтирования катушки включения короткозамыкателя на реле типа РТ-40, промежуточном реле РП-341 и реле времени РВМ-12.

Реле МТЗ, дифференциальной защиты и перегрузки включены на вторичную обмотку выносных трансформаторов тока ТФН, установленных на стороне 35 кВ силового трансформатора.

Трансформаторы тока соединены по схеме треугольник.

Ток срабатывания МТЗ определяется исходя из следующих условий [12]:

а) по условию отстройки от тока нагрузки

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{pm} / K_B \text{ А} \quad (5.9)$$

$$I_{pm} = S_m / (\sqrt{3} \cdot U_H) = 11709 / 1,73 \cdot 110 = 61,5 \text{ А}$$

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 61,5 / 0,85 = 86 \text{ А}$$

б) по условию согласования с защитой ввода

$$I_{сз2} \geq K_{нс} \cdot I_{сзвв} ,$$

Ток срабатывания ввода, приведенный к стороне 35 кВ

$$I_{сзвв} = 1200 (10 / 110) = 109 \text{ А}$$

$$I_{сз2} \geq 1,4 \cdot 109 = 153 \text{ А}$$

в) по условию обеспечения требуемой чувствительности

$$I_{сз3} \leq I_{\min}^{(2)} / K_{ч} \quad (5.10)$$

где $K_{ч}$ - нормированное значение коэффициента чувствительности ($K_{ч} = 1,5$).

$I_{\min}^{(2)}$ - ток двухфазного к.з на шинах 10 кВ, приведенный к стороне 35 кВ

$$I_{сз3} \leq (1200 \cdot (10 / 110)) / 1,5 = 72,7 \text{ А},$$

Ток срабатывания МТЗ примется $I_{сз} = 153 \text{ А}$.

Находят ток срабатывания реле

$$I_{cp} = (K_{cx} \cdot I_{co}) / K_{ГТ} = (1 \cdot 153 / 60) = 2,55A$$

Уставка защиты по времени

$$t_y = t_{всв} + \Delta t = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Защита трансформатора от перегрузок

Защита выполнена на одном токовом реле РТ-40, включенном на вторичную обмотку трансформатора тока фазы В, на стороне 110 кВ. Защита действует на сигнал.

Находят ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = (K_n / K_b) \cdot I_{ном} \text{ А} \quad (5.11)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток трансформатора

$$I_{ном} = S_n / (\sqrt{3} \cdot U_n) = 10000 / (1,73 \cdot 110) = 52,5A$$

Для реле РТ-40 $K_n = 1,05$; $K_b = 0,85$;

$$I_{сз} = 1,05 \cdot 52,5 / 0,85 = 65 \text{ А,}$$

Ток срабатывания реле равен:

$$I_{cp} = (1,73 \cdot 65 / 60) = 1,87A.$$

Принимается реле РТ-40/6.

Уставка по времени $t_y = 3,0 \text{ с.}$

Тип реле времени - РВ-237.

6. Защита силовых трансформаторов

Продольная дифференциальная защита трансформатора.

Область применения и принцип действия.

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается в следующих случаях:

на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше; на параллельно работающим трансформаторам (автотрансформаторам) мощностью 4000 кВА и выше; на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах низшего напряжения ($kч < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

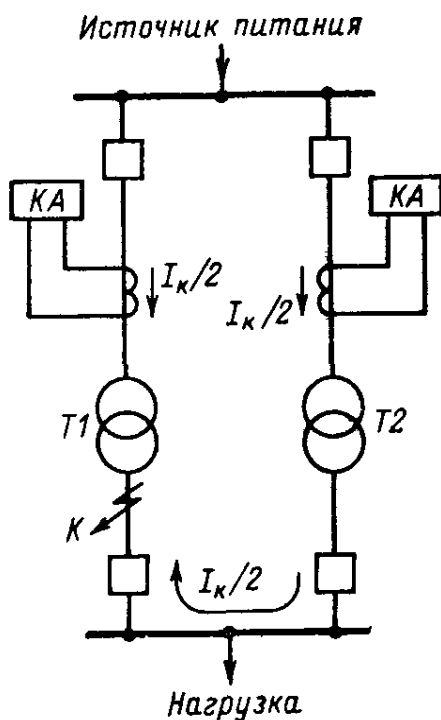


Рисунок 7.1 - Прохождение тока КЗ и действие максимальной токовой защиты при повреждении одного из параллельно работающих трансформаторов (автотрансформаторов)

При параллельной работе трансформаторов (автотрансформаторов) дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора), что

поясняется на рис.7. 1. Если параллельно работающие трансформаторы $T1$ и $T2$ оснащены только максимальными токовыми защитами, то при повреждении на вводах низшего напряжения трансформатора, например в точке K , подействуют максимальные токовые защиты обоих трансформаторов, а так как их выдержки времени одинаковы, отключатся оба трансформатора. Дифференциальная защита, действующая без выдержки времени, обеспечивает в рассмотренном случае отключение только поврежденного трансформатора.

Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора {автотрансформатора) устанавливаются ТТ со стороны всех его обмоток, как показано на рис.7. 2 для двухобмоточного трансформатора. Вторичные обмотки ТТ соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле. Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора. При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые ТТ с обеих сторон.

Согласно выражению (7.2) при прохождении через трансформатор сквозного тока нагрузки или КЗ ток в реле равен:

$$I_p = I_1 - I_2 \quad (6.1)$$

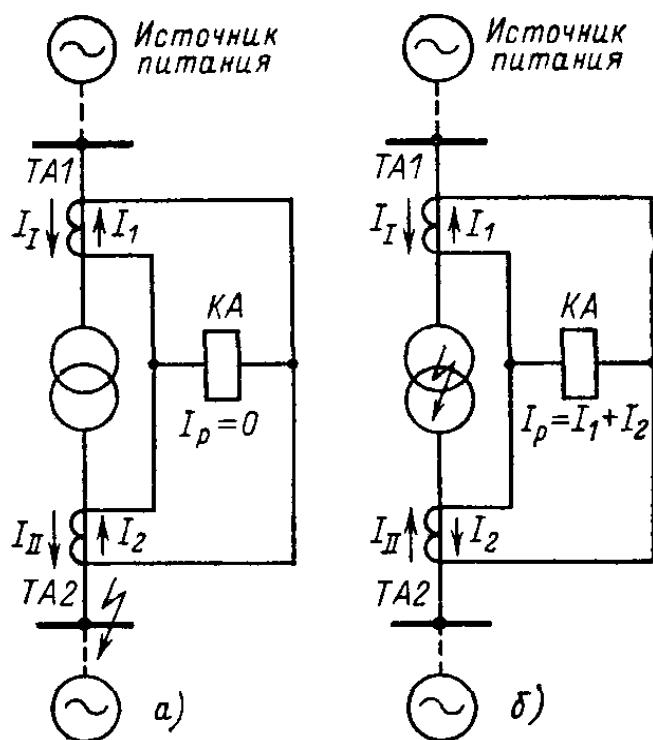


Рисунок7. 2 - Принцип действия дифференциальной защиты трансформатора (автотрансформатора): a — токораспределение при сквозном

КЗ; б — то же при КЗ в трансформаторе (в зоне действия дифференциальной защиты)

При принятых выше условиях и пренебрегая током намагничивания трансформатора, который в нормальном режиме имеет малое значение, можно считать, что первичные токи равны $I_1 = I_п$ и, следовательно, вторичные токи $I_1 = I_2$. С учетом этого

$$I_p = I_1 - I_2 = () \quad (6.2)$$

Таким образом, если схема дифференциальной защиты выполнена правильно и ТТ имеют точно совпадающие характеристики, то при прохождении через трансформатор тока нагрузки или внешнего КЗ ток в реле отсутствует и дифференциальная защита на такие режимы не реагирует.

Практически вследствие несовпадения характеристик ТТ вторичные токи не равны $I_1 \neq I_2$ и поэтому в реле проходит ток небаланса, т. е.

$$I_p = I_1 - I_2 = I_{p,нб} \quad (6.3)$$

Для того чтобы дифференциальная защита не подействовала от тока небаланса, ее ток срабатывания должен быть больше этого тока, т. е.

$$I_{с,з} = k_n I_{p,н} \quad (6.4)$$

При КЗ в трансформаторе или любом другом месте между ТТ направление токов I_{II} и I_2 изменится на противоположное, как показано на рис. 2, б. При этом ток в реле согласно (9) станет равным

$$I_p = I_1 + I_2 \quad (6.5)$$

или:

$$I_p = \frac{I_I}{K_I} + \frac{I_{II}}{K_{II}} = \frac{I_k}{K_I} \quad (6.6)$$

Таким образом, при КЗ в зоне дифференциальной защиты в реле проходит полный ток КЗ, деленный на коэффициент трансформации трансформаторов тока. Под влиянием этого тока защита срабатывает и производит отключение поврежденного трансформатора.

Неравенство вторичных токов и разнотипность трансформаторов тока

Поскольку у трансформаторов и автотрансформаторов токи со стороны обмоток высшего, среднего и низшего напряжений не равны, трансформаторы тока, выбираемые по номинальным токам обмоток, имеют разные коэффициенты трансформации и различное конструктивное выполнение. Вследствие этого они имеют различные характеристики и погрешности.

Номинальные токи обмоток трансформаторов (автотрансформаторов), как правило, не совпадают со шкалой номинальных токов ТТ. Поэтому при выборе ТТ принимается трансформатор тока, номинальный ток которого является ближайшим большим по отношению к номинальному току обмотки трансформатора (автотрансформатора).

Так, например, номинальные токи обмоток трансформатора мощностью 5600 кВА, напряжением 35/6,6 кВ составляют;
со стороны обмотки 35 кВ

$$I_{35} = \frac{5600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,5 \text{ А};$$

со стороны обмотки 6,6 кВ

$$I_{6,6} = \frac{5600}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 490 \text{ А}.$$

При определенных выше номинальных токах ТТ должны иметь коэффициенты трансформации: со стороны 35 кВ—100/5 и со стороны 6,6 кВ — 600/5.

При этом вторичные токи ТТ составляют:
со стороны обмотки 35 кВ

$$I'_{35} = \frac{92,5}{100/5} = 4,62 \text{ А};$$

со стороны обмотки 6,6 кВ

$$I'_{6,6} = \frac{490}{600/5} = 4,08 \text{ А}.$$

Таким образом, вследствие неравенства вторичных токов в плечах дифференциальной защиты в дифференциальном реле при номинальной нагрузке трансформатора проходит ток небаланса, равный:

$$I_{р, нб} = I'_{35} - I'_{6,6} = 4,62 - 4,08 = 0,54 \text{ А}.$$

При сквозном КЗ этот ток возрастает пропорционально току КЗ, а также вследствие возрастания погрешностей ТТ, имеющих неодинаковые характеристики, что может вызвать ложное действие дифференциальной защиты.

Поэтому для снижения тока небаланса, вызванного неравенством вторичных токов ТТ дифференциальной защиты, производится выравнивание этих токов путем включения специальных промежуточных автотрансформаторов тока TL или путем использования выравнивающих или уравнивательных обмоток дифференциальных реле (см. ниже).

Промежуточные автотрансформаторы тока, как показано на рис. 7.3, б и в, могут включаться со стороны обмотки как низшего, так и высшего напряжения. Рекомендуется включать их со стороны более мощных ТТ.

Для рассмотренного выше трансформатора промежуточный автотрансформатор тока TL , установленный со стороны 6,6 кВ (рис. 7.3, б), должен повышать ток с 4,08 до 4,62 А, т. е. должен включаться как повышающий и иметь коэффициент трансформации:

$$n_{TL} = \frac{4,08}{4,62} = 0,88.$$

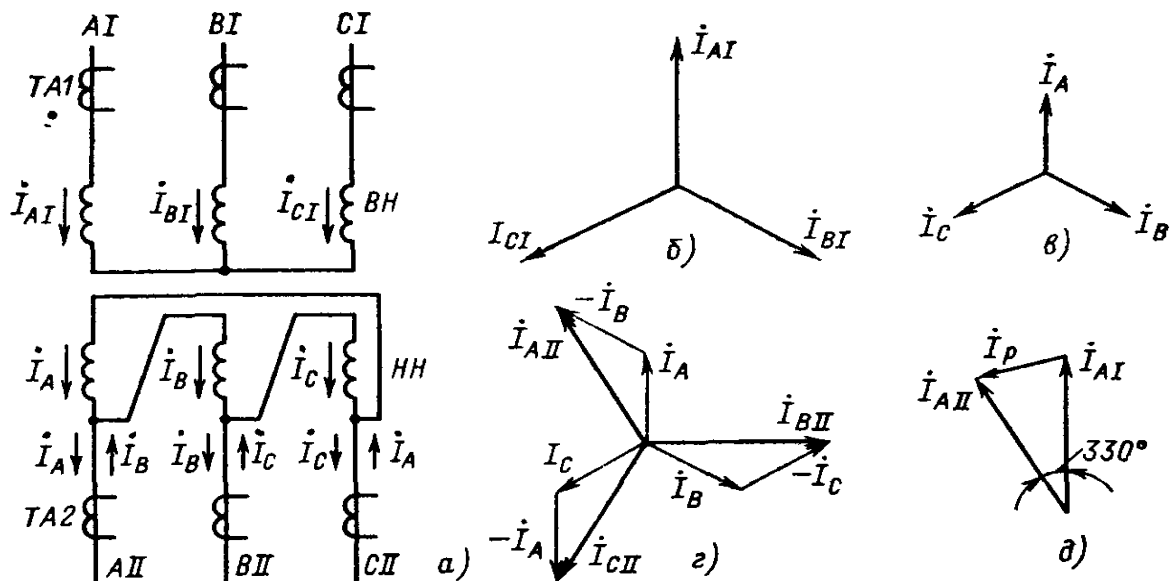


Рисунок 7.3 - Прохождение токов в обмотках трансформатора с соединением обмоток по схеме звезда—треугольник и векторные диаграммы токов, поясняющие образование углового сдвига

При установке промежуточного автотрансформатора тока со стороны 35 кВ (рис. 7.3, в) он должен понижать ток с 4,62 до 4,08 А, т. е. должен включаться как понижающий и иметь коэффициент трансформации

$$n_{TL} = \frac{4,62}{4,08} = 1,13.$$

Неодинаковые схемы соединения обмоток трансформаторов

Рассмотренные выше соотношения токов в схеме дифференциальной защиты справедливы только для трансформаторов, имеющих одинаковые схемы соединения обмоток: звезда—звезда или треугольник—треугольник. При неодинаковых схемах соединения обмоток, например звезда—треугольник, эти соотношения несправедливы, так как токи со стороны обмотки, соединенной в звезду, и токи со стороны обмотки, соединенной в треугольник, оказываются сдвинутыми относительно друг друга на некоторый угол, который зависит от схемы соединения обмоток. Угловым сдвигом токов создает большие токи небаланса в реле дифференциальной защиты. Прохождение токов через трансформатор с соединением обмоток звезда—треугольник и векторные диаграммы, поясняющие образование углового сдвига, показаны на рис.7.3.

Как видно, токи в фазах обмотки, соединенной в звезду, I_{A1} , I_{B1} , I_{C1} и в фазах обмотки, соединенной в треугольник, I_A , I_B , I_C (рис. 7.4, б и в) не имеют углового сдвига. Однако в месте установки трансформаторов тока ТА2 со стороны обмотки, соединенной в треугольник, проходят токи, равные геометрической разности фазных токов (рис. 7.4, г); так, в фазе АII проходит ток I_{AII} , равный разности фазных токов I_A , и I_B т.е. $I_{AII} = I_A - I_B$, аналогично в фазе ВII проходит ток $I_{BII} = I_B - I_C$ и в фазе СII ток $I_{CII} = I_C - I_A$. Эти токи, как видно из векторной диаграммы на рис. 4.4, г и д, сдвинуты относительно токов I_{A1} , I_{B1} , I_{C1} на угол 330° по движению часовой стрелки (или на 30° против движения часовой стрелки). Соединение обмоток трансформатора по схеме звезда—треугольник, создающее такой угол между токами, называется 11-й группой.

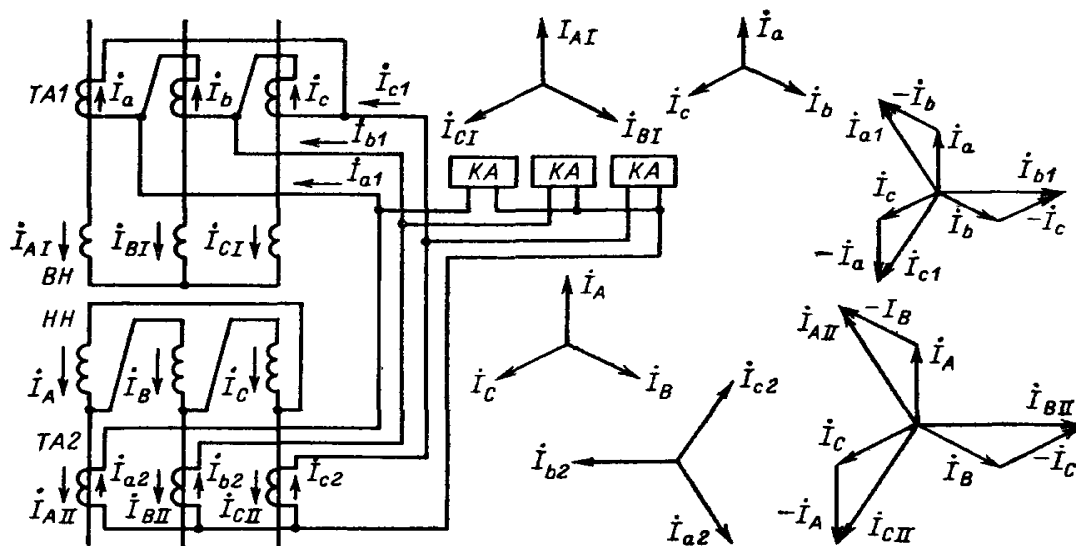


Рисунок 7.4 - Прохождение токов и векторные диаграммы токов в схеме дифференциальной защиты трансформатора с соединением обмоток по схеме звезда—треугольник, поясняющие принцип компенсации углового сдвига

Из рисунка 7.4, д видно, что даже при равенстве первичных токов со стороны обмоток, соединенных в звезду и в треугольник, т. е. при

$$i_{ai} = I_{aii}, I_{bi} = I_{bii}, I_{cI} = I_{cII}.$$

их геометрическая разность из-за наличия углового сдвига не равна нулю, а равна вектору I_p . Угловой сдвиг первичных токов трансформатора является источником значительных токов небаланса в реле дифференциальной защиты. Поэтому при выполнении дифференциальной защиты трансформаторов производится компенсация углового сдвига вторичных токов путем специального соединения вторичных обмоток ТТ.

Вторичные обмотки трансформаторов тока $TA1$, установленных со стороны обмотки ВН трансформатора, соединенной в схему звезды, соединяются в такой же треугольник, как и обмотка НН трансформатора, а вторичные обмотки трансформаторов тока $TA2$, установленных со стороны обмотки НН трансформатора, соединенной в схему треугольника, соединяются в такую же звезду, как и обмотка ВН трансформатора.

При таком соединении вторичных обмоток ТТ, как показано на рис. 5, в трансформаторах тока $TA1$, вторичные обмотки которых соединены в треугольник, создается сдвиг токов на такой же угол, как и в соединенной в треугольник обмотке НН трансформатора, что и обеспечивает совпадение фаз вторичных токов в плечах дифференциальной защиты.

При определении коэффициента трансформации промежуточного автотрансформатора тока в случае соединения одной из групп ТТ в треугольник необходимо учитывать увеличение в 1,73 раза ($\sqrt{3}$) тока, подходящего со стороны этих ТТ.

Если принять, что обмотки рассмотренного выше трансформатора соединены по схеме звезда—треугольник, то ТТ должны быть соединены по схеме рис. 7.4. При этом вторичный ток со стороны обмотки 35 кВ будет равен:

$$I'_{35} = \frac{92,5}{100/\sqrt{3}} 1,73 = 8 \text{ А.}$$

Соответственно разность вторичных токов при отсутствии промежуточного автотрансформатора тока возрастет до

$$I_{p, \text{нб}} = 8 - 4,08 = 3,92 \text{ А.}$$

Поэтому промежуточный автотрансформатор тока при установке его со стороны 6,6 кВ должен иметь коэффициент трансформации

$$n_{TL} = \frac{4,08}{8} = 0,51,$$

а при установке со стороны 35 кВ

$$n_{TL} = \frac{8}{4,08} = 1,96,$$

Для уменьшения коэффициента трансформации промежуточного автотрансформатора тока коэффициент трансформации ТТ, устанавливаемых со стороны обмотки трансформатора, соединенной в звезду, выбирается по номинальному току обмотки, увеличенному в 1,73 раза.

Так, для рассмотренного выше трансформатора при номинальном токе обмотки 35 кВ, 92,5 А коэффициент трансформации ТТ выбирается по току $92,5 \cdot 1,73 = 160$ А и принимается равным 200/5.

При этом коэффициент трансформации промежуточного автотрансформатора тока становится близким к единице и равным при установке его со стороны 6,6 кВ

$$n_{TL} = \frac{4,08}{4} = 1,02,$$

а при установке его со стороны 35 кВ

$$n_{TL} = \frac{4}{4,08} = 0,98,$$

При таких коэффициентах трансформации промежуточных автотрансформаторов тока их можно вообще не устанавливать.

Наличие токов небаланса в схеме дифференциальной защиты

Токи небаланса в схеме дифференциальной защиты трансформаторов и автотрансформаторов имеют место из-за погрешностей ТТ, из-за изменения коэффициента трансформации защищаемого трансформатора (автотрансформатора) при регулировании напряжения, из-за неточного выравнивания вторичных токов.

Для отстройки дифференциальной защиты от тока небаланса при сквозном КЗ ее ток срабатывания должен удовлетворять условию

$$I_{с,з} = k I_{нб, расч}, \quad (6.7)$$

где k_n —коэффициент надежности отстройки, принимаемый равным 1,3. Расчетный ток небаланса, определяемый погрешностями ТТ, вычисляется по формуле

$$I_{1 нб, расч} = k_a k_{одн} I_{к, max}, \quad (6.8)$$

где k_A — коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением аperiodических составляющих в токе КЗ; принимается равным 1 для реле, имеющих БНТ с короткозамкнутыми обмотками, и равным 2 для реле без БНТ; $k_{одн}$ — коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимаемый равным 0,5 в тех случаях, когда ТТ обтекаются близкими по значению токами, и равным 1 в остальных случаях; $f = 0,1$ — погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 %-ной кратности; $I_{к.мах}$ — наибольший ток при сквозном КЗ.

Расчетный ток небаланса, определяемый изменением коэффициента трансформации защищаемого трансформатора при регулировании напряжения, вычисляется по формулам:

при регулировании в одной стороны трансформатора (автотрансформатора)

$$I_{2 \text{ нб, расч}} = \Delta N I_{к, \text{мах}}, \quad (6.8)$$

при регулировании с двух сторон трансформатора (автотрансформатора)

$$I_{2 \text{ нб, расч}} = \Delta N_{ВН} I_{к, \text{мах}} + \Delta N_{СН} I_{к, \text{мах}}, \quad (6.9)$$

где $D N$ — половина регулировочного диапазона, для которого производится выравнивание вторичных токов (например, при половине регулировочного диапазона $N = \pm 10\%$, $D N = 0,1$).

Расчетный ток небаланса, определяемый неточным выравниванием вторичных токов, вычисляется по формуле

$$I_{3 \text{ нб, расч}} = \frac{w_{I \text{ расч}} - w_I}{w_{I \text{ расч}}} I_{Iк, \text{мах}} + \frac{w_{II \text{ расч}} - w_{II}}{w_{II \text{ расч}}} I_{IIк \text{ мах}}, \quad (6.10)$$

где $w_{I \text{ расч}}$, $w_{II \text{ расч}}$ — расчетные числа витков обмоток БНТ реле РНТ для неосновных сторон (сторон с меньшим вторичным током); w_I , w_{II} — принятые числа витков обмоток БНТ реле РНТ для неосновных сторон (ближайшие большие или меньшие целые числа витков); $I_{Iк \text{ мах}}$ и $I_{IIк \text{ мах}}$ — наибольшие значения токов КЗ при сквозном КЗ со стороны, где включены обмотки БНТ с витками w_I , и w_{II} .

Таким образом, суммарный расчетный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, т. е.

$$I_{\text{нб, расч}} = I_{1 \text{ нб, расч}} + I_{2 \text{ нб, расч}} + I_{3 \text{ нб, расч}}. \quad (6.11)$$

7. Охрана труда и защита окружающей среды

Анализ рабочей среды

Исходя из темы диплома: реконструкция подстанций 35/10 "Жанаталап" Райымбекского района Алматинской области, рассматриваем проблемы охраны труда. Помимо всего защитного оборудования установленного на подстанции, нужно соблюдать все меры безопасности так как напряжение высокое. Должны соблюдаться все предписанные меры безопасности, персонал должен быть квалифицированным и иметь соответствующий доступ к работе с данным оборудованием, на территории должны располагаться предупреждающие знаки и стенды, соблюдены индивидуальные защитные средства, в отведенном месте должны находиться медикаменты.

Анализ воздействия на окружающую среду

К характерным факторам воздействия на окружающую среду проектируемой подстанции относятся:

- отчуждение земли под сооружение подстанции;
- шум, создаваемый распределительными устройствами;
- наличие маслonaполненного оборудования, что может привести к загрязнению почвы в результате аварийного слива масла;

Основными причинами аварий на электроэнергетическом оборудовании подстанции являются:

- короткие замыкания;
- неправильность действий персонала при производстве оперативных переключений;
- прямые удары молнии в оборудование;
- недопустимые перегрузки оборудования;
- отказ устройств РЗА подстанции;
- нарушение правил эксплуатации оборудования;

Основными причинами пожаров на подстанции являются:

- короткие замыкания;
- недопустимые перегрузки оборудования;
- отказ устройств РЗА;
- несоблюдение правил пожарной безопасности.

Для безопасного обслуживания электрооборудования проектируемая трансформаторная подстанция 35/10 кВ укомплектована всеми необходимыми техническими и электротехническими средствами :

- штанги изолирующие - 2 штуки (на каждое напряжение);
- указатели напряжения - 2 штуки (на каждое напряжение);
- клещи изолирующие - 2 штуки (на каждое напряжение);
- диэлектрические перчатки не менее 2 пар на работника;
- диэлектрические боты - одна пара на работника;
- переносное заземление - 6 штук;
- временные ограждения (щиты) - не менее 2 штук;

- предупредительные плакаты по необходимости;
- защитные очки - 2 штуки;
- противогазы - 2 штуки.

В соответствии с нормами пожаротушения трансформаторная подстанция должна укомплектовываться следующими средствами пожаротушения:

- пенный огнетушитель - 1 штука;
- ящик с песком - 1 штука;
- лопаты - 2 штуки;
- бочка с водой - 1 штука;
- ведра - 2 штуки.

7.1 Расчет сопротивления З.У

Грунт на подстанции " Жанаталап " - твердый суглинок с сопротивлением верхнего слоя $\rho_1 = 100 \text{ Ом*м}$ при толщине 1,8 м и сопротивлением нижнего слоя $\rho_2 = 1560 \text{ Ом*м}$. Площадь, занимаемая З.У., в соответствии с планом подстанции составляет $S = 27,5*37 = 1017,5 \text{ м}^2$

Длина вертикальных электродов $l_B = 5 \text{ м}$ в количестве 20 штук, а горизонтальных 227,8 м, при глубине заложения $t = 0,8 \text{ м}$.

Сопротивление З.У. в любое время года не должно превышать 4 Ома.

Расчет сопротивления З.У. в виде сетки с вертикальными электродами при больших неоднородностях грунта ($0,1 \leq \rho_1 / \rho_2 \leq 10$) можно проводить по формуле.

$$R_3 = [A*(\rho_3 / \sqrt{S})] + [\rho_3 / (L+n*l_B)] \quad (7.1)$$

где n - количество вертикальных электродов;

L - общая длина горизонтальных электродов;

ρ_3 - эквивалентное сопротивление грунта;

A - коэффициент, определяемый по выражению

$$A = 0,385 - 0,25 * [(l_B+t) / \sqrt{S}] = 0,385 - 0,25 * [(5+0,8) / \sqrt{1017,5}] = 0,23$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта ρ_3 определяется по формуле

$$\rho_3 = \rho_2 * (\rho_1 / \rho_2)^\alpha \quad (7.2)$$

где α - показатель степени

$$\alpha = 0,19 * [1 + \lg (4,8h/l_B)] = 0,19 * [1 + \lg (4,8*4,8/5)] = 0,31$$

$$\rho_3 = \rho_2 * (\rho_1 / \rho_2)^\alpha = 150 (100 / 150)^{0,31} = 132,3 \text{ Ом*м}$$

$$R_3 = [A*(\rho_3 / \sqrt{S})] + [\rho_3 / (L+n*1_B)] = [0,23*(132,3 / \sqrt{1017,5})] + [132,3 / (227,8+20*5)] = 0,43 \text{ Ом.}$$

7.2 Меры безопасности при работах в охранной зоне

Охранной зоной действующей ВЛ считается полоса земли шириной, равной расстоянию между крайними проводами плюс 2, 10, 15, 20, 25, 30 и 40м для ВЛ напряжением соответственно 2-10; 10 – 20; 15- 35; 20-110; 25 – 220; 30-500; 40- 750 кВ.

Строительно-монтажные работы в охранной зоне действующих ВЛ при сближениях и пересечениях с ними строящихся ВЛ считаются особо опасными и требуют проведение ряда технических и организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность.

Все работы в охранной зоне действующих ВЛ должны выполняться под непосредственным руководством инженерно - технического работника, ответственного за безопасное проведение работ, при наличии письменного разрешения организации - владельца ВЛ и наряда - допуска, выданного строительно-монтажной организацией и утвержденного её главным инженером.

К работам могут быть допущены лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинскую комиссию и имеющие квалификационную группу по технике безопасности. Бригада должна состоять не менее чем из двух человек.

Представитель владельца ВЛ (допускающий) должен выполнить все мероприятия, указанные в порядке (например, при полном снятии напряжения - отключить линию, проверить отсутствие напряжения на месте производства работ, наложить заземление), и допустить бригаду к работе. Заземление ВЛ должно быть в пределах видимости от места работы.

Предварительно руководитель проводит инструктаж по технике безопасности, а во время работы ведет непрерывный надзор за рабочими и не допускает посторонних лиц и животных к месту работ. Чтобы не создавалось угроза несчастного случая для рабочих или посторонних лиц во время прекращения работ (например, ночью), следует оградить котлованы, расчлнить незакрепленные опоры и др. При выезде на линию бригада должна получить набор медицинских средств для оказания первой помощи на месте.

До начала работы в охранной зоне напряжение с действующей ВЛ должно быть снято. Если ВЛ отключить нельзя, допускается производство работ в её охранной зоне при условии, что расстояние от строительных машин или грузов при любом положении до вертикальной плоскости, проходящей через крайние провода будет не менее 1,5; 2; 4; 5; 6 и 9м соответственно для ВЛ до 1, 5-10,20; 2-35;4-110 и 150; 5-220; 6-330; и 9-750 кВ. Разрешается также работа машин непосредственно под проводами

действующих ВЛ 110-750 кВ при условии, что расстояние от любой части машины или груза до проводов будет не менее 4, 5, 6 и 9 м соответственно для ВЛ до 4- 110; 5-150 и 220; 6-330 и 500; 9-750 кВ. При этом грузоподъемные машины должны быть заземлены, а их машинисты – иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже II.

При проходе строящейся ВЛ над действующей линией электропередачи последняя должна быть обязательно отключена и заземлена. Исключение возможно только в отдельных случаях при монтаже проводов строящейся ВЛ действующей линией.

Переустройство действующей ВЛ при реконструкции и строительстве новых автомобильных и железных дорог трубопроводов и других сооружений разрешается производить только с отключением ВЛ и заземлением участка работ с двух сторон.

Строительные и монтажные работы в охранной зоне действующих ВЛ, на переходах и пересечениях должны выполняться с соблюдением следующих требований:

а) валку деревьев, которые могут упасть на провода действующей ВЛ, осуществляют по наряду под руководством бригадира, имеющего квалификационную группу по технике безопасности не ниже III. В других случаях работы производят без наряда (по устному распоряжению). Деревья валят в сторону, противоположную проводам, для чего до начала рубки на них устанавливают не менее двух натяжек;

б) рытье котлованов механизированным способом и сборку опор кранами производят по наряду под руководством бригадира имеющего квалификационную группу по технике безопасности не ниже IV. При других способах рытья котлованов и сборки опор достаточно устного распоряжения.

в) установку опор выполняют по наряду под руководством бригадира, имеющего квалификационную группу по технике безопасности не ниже IV, в строгом соответствии с местной инструкцией, утвержденной главным инженером организации, ведущей работы. При этом устанавливать такелажные приспособления под проводами действующей ВЛ и закреплять их за опоры этой линии не разрешается. Снимают такелажные приспособления с установленной опоры только после надежного закрепления его основания и засыпки котлованов.

с) монтаж проводов и тросов при переходе над проводами действующей ВЛ разрешается выполнять только после оформления допуска, отклонения ВЛ и наложения заземления.

После окончания работ по устройству по уходу провода с обеих сторон должны быть замкнуты до окончания монтажа ВЛ., так как в случае обрыва проводов, смонтированных в переходном пролете, все провода строящейся ВЛ могут оказаться под напряжением. Вместо заземления допускается разъединять анкерные петли проводов на переходных опорах.

Вблизи действующей ВЛ (в охранной зоне) монтаж проводов и тросов строящейся ВЛ выполняют, соблюдая те же меры безопасности, что на переходах и пересечениях действующих линий.

Если строящаяся ВЛ на отдельных, хотя бы небольших, участках сближается с действующими ВЛ высокого напряжения или находятся вблизи зоны их влияния в проводах и тросах строящейся ВЛ появляется наведенное напряжение, которое может достигать опасных значений. Поэтому провода и тросы строящейся ВЛ, а так же тяговые механизмы должны быть заземлены на все время производства работ на каждом анкерном участке.

7.3 Защита подстанции от прямого удара молнии

Защита от прямого удара молнии осуществляется как отдельно стоящими молниеотводами, так и установленными на конструкциях открытого распределительного устройства (ОРУ). Последнее решение является более экономичным, но допускаются при определенных ограничениях. На конструкциях ОРУ – 110 кВ стержневые молниеотводы могут устанавливаться при условии, что эквивалентное сопротивление грунта $\rho_3 \leq 1000 \text{ Ом*м}$ (независимо от площади S , занимаемой заземляющим устройством) и при $2000 > \rho_3 > 1000$ при $S = 10000 \text{ м}^2$. В этих случаях от стоек конструкции ОРУ – 110 кВ с молниеотводами должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в двух – трех направлениях. Кроме того, должны быть установлены один – два вертикальных электрода длиной 3-5 м на расстоянии не менее длины электрода от стойки, на которой установлен молниеотвод.

Установка молниеотвода на конструкции ОРУ – 35 кВ допускается при ρ_3 до 500 Ом*м независимо от площади ЗУ; при $750 > \rho_3 > 50 \text{ Ом*м}$, если $S = 10000 \text{ м}^2$ и более.

От стоек конструкции ОРУ-35 кВ с молниеотводами должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистрали заземления в 3-х – 4-х направленных. Кроме того, должны быть установлены 2-3 вертикальных электрода длиной 3-5 м на расстоянии не менее длины электрода от стойки с молниеотводом.

При установке отдельно стоящих молниеотводов они должны иметь обособленный заземлитель с сопротивлением $R_3 \leq 80 \text{ Ом}$; расстояние по земле между заземлениями ПС и молниеотвода должно быть не менее 3 м; расстояние по воздуху между молниеотводом и оборудованием ПС – не менее 5 м.

7.4 Защита ПС от волн атмосферных перенапряжений

Для защиты силовых трансформаторов и остального оборудования ПС от волн атмосферных перенапряжений, набегающих с ВЛ, на каждой секции шин напряжением 110, 35 и 10 кВ предусматривается установка комплекта вентильных разрядников, соответственно РВС – 110, РВС – 35 и РВО – 10 кВ. Эти разрядники необходимо устанавливать, возможно, ближе к силовому трансформатору. При больших размерах УРУ на каждой секции шин устанавливают по два комплекта вентильных разрядников: один непосредственно у силового трансформатора, а второй – на шинах.

Для ограничения волн атмосферных перенапряжений, поступающих на шины ПС с ВЛ., предусматривается защита подходов.

Подходя ВЛ. – 10 кВ выполненные на железобетонных опорах не требует установки РТ – 1 и РТ – 2, но при этом опора ВЛ на подходе должны быть заземлены.

Подходы ВЛ. – 35 – 110 кВ должны быть защищены тросом на расстоянии 1-2 км. На каждой опоре подхода трос должен быть заземлен. Сопротивление заземления не должно превышать 10 Ом при $\rho < 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и 20 Ом при $\rho > 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Пределы токов отключения выбирают из условий:

- действующее значение ударного трехфазного тока К.З. должно быть меньше верхнего предела;
- ток двухфазного К.З. $I_{кз}^{(2)}$ должно быть больше нижнего предела отключения.

7.5 Охрана окружающей среды

Сооружение ВЛ., как и любая другая производственная деятельность человека, наносит ущерб окружающей среде. Это выражается в повреждении верхнего плодородного слоя земли, вырубки деревьев и кустарников, потраве сельскохозяйственных культур, нарушение устойчивости поверхностного слоя грунта в полупустынях и вечной мерзлоты в тундре и лесотундровой зоне, а так же гибели птиц, вредном влиянии сильных электромагнитных полей на здоровье человека.

Самый значительный ущерб природе наносит отчуждение под ВЛ. пахотных массивов (исключение их из севооборота). Поэтому, как правило, для сооружения ВЛ. отводят земли, непригодные для сельского хозяйства. В исключительных случаях ВЛ. прокладывают через поля, причем трассу обычно располагают вдоль дорог, оврагов, лесополос и других разградителей. При этом ширина полосы земли в населенной местности, отводимая на период строительства ВЛ, составляет не более 8-17 м, а площадь дополнительных

участков в местах сборки и установки опор - не более 150-800 м для ВЛ 1-220 кВ (в населенной местности эти размеры определяются проектом).

На участках отвода полосы ВЛ. должны приниматься меры по сохранению плодородия земли. При рытье котлованов, траншей и т.п. верхний слой грунта до начала работ следует срезать и сдвигать в кучу, а по окончании работ укладывают на место (рекультивация земли). Повреждение плодородного слоя можно уменьшить, применяя машины и механизмы с небольшим удельным давлением на грунт, а так же производя работы в зимний период. Правильный выбор времени строительства ВЛ. (например, после уборки урожая) позволяет избегать потравы сельскохозяйственных культур.

Особое внимание охране окружающей среды должно уделяться в зоне мерзлоты. Уничтожение растительности, удерживающей влагу и закрывающей грунт от прямых солнечных лучей, нарушает устойчивость поверхностного слоя земли, увеличивает глубину сезонного промерзания и оттаивания грунта и, как следствие, приводит к выпучиванию (выталкиванию) фундаментов и опор. При этом заметное пучение грунта т.е. увеличение его объема при замерзании, обычно происходит до глубины 2 м. Еще большие нарушения естественного природного равновесия возникают при тепловом способе бурения скважин для свай. Поэтому в первую очередь необходимо организовать транспортировку грузов строго по дорогам, так как мерзлые и заболоченные грунты необратимо деформируются при интенсивном движении машин, и ограничить тепловые способы разработки котлованов.

При транспортировке материалов по трассе нельзя ломать кусты и деревья, повреждать поверхностный слой земли, загрязнять почву продуктами отработки машин и механизмов. Чтобы исключить оползни грунта на склонах, следует применять косо горные опоры с разной длиной стоек и оттяжек, что позволяет отказаться от выравнивания грунта вместе с установкой опор. Уменьшение ширины просек вблизи опор значительно сокращает вырубку деревьев. Такие просеки могут быть криволинейными или ступенчатыми. Для сохранения птиц, садящихся на проводах и вьющих гнезда на опорах, устраивают специальные противоптичьи заградители, насесты, площадки для гнезд в безопасных местах. Предложен так же способ отпугивания птиц с помощью электромагнитного поля, для чего на траверсе крепят перевернутый штыревой изолятор, на дне которого укладывают магнит металлические спирали, создающие сильно-электромагнитное поле.

Вредное влияние сильных электромагнитных полей ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения уменьшают, размещая провода на такой высоте, при которой напряженность электрического поля у поверхности не превышает допустимую (15 и 5 кВ / м - в ненаселенной и населенной местности, 10 кВ / м - на пересечениях дорог). Поэтому ВЛ сверхвысокого напряжения, как правило, сооружают не ближе 250-300 м от границ населенных пунктов.

Для сохранения красоты окружающих ландшафтов при сооружении ВЛ необходимо совершенствовать конструкции опор с эстетической точки

зрения, а так же располагать их на трассе так, чтобы они как можно меньше выделялись на местности и гармонировали с ней.

Очень большой ущерб наносят окружающей среде пожары, обычно возникающие в весенне-летний период. Поэтому при сооружении ВЛ значительное внимание следует уделять противопожарным мероприятиям. Необходимо, чтобы просеки строящихся ВЛ были расчищены от сухого валежника, хвороста, кустарников и других горючих материалов, места разведения костров - окопаны канавами, а не вывезенные штабеля древесины и порубочных остатков – окаймлены минерализованной полосой шириной 1 м (с полностью удаленным до минеральных слоев почвы растительным грунтом). В жилых поселках на территории складов и мест стоянок машин и механизмов следует иметь полные комплекты средств пожаротушения (огнетушители, помпы, багры, лопаты, ведра и др.)

После завершения строительно-монтажных работ территория строительства ВЛ. должна быть приведена в состояние, пригодное для использования по прямому назначению.

8. Расчет себестоимости передачи электрической энергии.

Подстанция «Жанаталап» 35/10 кВ подключена к Райымбекской РЭС АО «АЖК». Районный центр поселок «Жанаталап», в котором проживает более 1,2 тыс. человек, расположен в более 27км от города Алматы.

Вследствие этого в данном районе расположено большое количество различных производственных объектов, коммерческих структур.

Данный район потребляет большое количество электроэнергии и наблюдается дальнейший рост его потребления. Однако сети 10 и 35 кВ не соответствуют требованиям проектирования электрических сетей, в связи с этим возникла необходимость в реконструкции подстанции.

На территории поселка находятся категории потребителей, требующие обеспечения резервным питанием. При этом обязательно должно быть принято во внимание следующее:

- Для потребителей первой и второй категории на ПС устанавливают два трансформатора. При этом для потребителей первой и второй (особой) категории должно быть установлено АВР.

- Для потребителей второй, не относящихся к особой категории также устанавливают два трансформатора на подстанции. Они должны включаться автоматически или действиями дежурного персонала подстанции.

Так как к проектируемой подстанции подключены потребители второй категории (относящихся к особой категории), а также из условия надежности электроснабжения на подстанции требуется установить дополнительный трансформатор.

В проекте необходимо рассчитать себестоимость передачи электроэнергии от шин 35 кВ запитывающей ПС «Жанаталап» 35/10 кВ. Число часов использования максимума нагрузок $T_{\text{макс}} = 3300$ часов. В этой части раздела будет считаться две себестоимости электрической энергии: до реконструкции и после реконструкции подстанции.

8.1 Расчет себестоимости передачи электроэнергии до реконструкции

$$Z_{\text{д-р}} = (Z_{\text{т}} + Z_{\text{с-м}}) + Z_{\text{тек.рем}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{проч}}$$

$Z_{\text{т}}$ – стоимость трансформатора ТМ-1600/35/10 (70% от стоимости нового трансформатор 5700 тыс. тг);

$Z_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату обслуживающего персонала (4 человека)

$Z_{\text{с-м}}$ – затраты на строительно-монтажные работы и материалы 2940 тыс. тг

Для определения стоимости трансформатора его первоначальную стоимость умножаем на коэффициент износа:

$$Z_T = 5700 \cdot 0,7 = 3990 \text{ тыс. тг.}$$

Среднюю ежемесячную зарплату обслуживающего персонала принимаем равной 60 тыс. тг. Требуемое количество работников 4 человека, график работы сменный, ежемесячная зарплата фиксированная.

$$Z_{\text{зп}} = \text{чел} \cdot 12 \cdot 60 \cdot 1,21 = 4 \cdot 12 \cdot 60 \cdot 1,21 = 3484,8 \text{ тыс. тг/год}$$

$$I_{\text{а.о}} = 0,08 \cdot (Z_{\text{тр}} + Z_{\text{с-м}}) = 0,08 \cdot (3990 + 2940) = 554,4 \text{ тыс. тг}$$

$$Z_{\text{тек.рем}} = 0,15 \cdot I_{\text{а.о}} = 0,15 \cdot 364 = 83,16 \text{ тыс. тг.}$$

$$Z_{\text{проч}} = 0,1 \cdot (I_{\text{а.о}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{тек.рем}}) = 0,1 \cdot (554,4 + 2613,6 + 83,16) = 325,1 \text{ тыс. тг.}$$

Себестоимость передачи 1 кВт электрической энергии подстанцией определяется:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{до}} &= \frac{I_{\text{а.о}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{тек.рем}} + Z_{\text{проч}}}{T_{\text{эл-п1}}} = \\ &= \frac{554,4 + 3484,8 + 83,16 + 325,1}{3639035} = 1,2 \text{ тг/кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

где $T_{\text{эл-п1}}$ – полезно отпущенная электроэнергия за 1 год, $T_{\text{эл-п1}} = 3897597$ кВт*ч/год

8.2 Расчет себестоимости передачи электроэнергии после реконструкции

Затраты на реконструкцию ПС определяются по формуле:

$$Z_{\text{рек}} = (Z_{\text{тр}} + Z_{\text{п-н}}) + Z_{\text{тек.рем}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{проч}}$$

где $Z_{\text{тр}}$ – затраты на трансформатор ТМ-1600/35/10 фирма поставщик «БК ЭлектроСпецМонтаж» (КТПБ-1600/35/10)(5700 тыс. тг);

$Z_{\text{п-н}}$ – затраты на строительно-монтажные работы и материалы (согласно сметным данным по реконструкции аналогичной ПС)(4200 тыс. тг)

$Z_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату, так как после реконструкции на подстанции увеличилось количество оборудования, то появилась

необходимость в увеличении обслуживающего персонала для работы на подстанции на 1 человека, до реконструкции работало 4 человека.

Среднюю ежемесячную зарплату обслуживающего персонала принимаем равной 60 тыс. тг.

$$З_{зп} = \text{чел} \cdot 12 \cdot 65 \cdot 1,21 = 5 \cdot 12 \cdot 60 \cdot 1,21 = 4356 \text{ тыс. тг/год}$$

$$И_{а.о} = 0,08 \cdot (З_{тр} + З_{п-н}) = 0,08 \cdot (5700 + 7500) = 0,08 \cdot 9900 = 792 \text{ тыс. тг}$$

$$И_{\text{тек.рем}} = 0,15 \cdot И_{а.о} = 0,15 \cdot 792 = 118,8 \text{ тыс. тг.}$$

$$\begin{aligned} З_{\text{проч}} &= 0,1 \cdot (И_{а.о} + И_{зп} + И_{\text{тек.рем}}) = 0,1 \cdot (792 + 4356 + 118,8) \\ &= 526,7 \text{ тыс. тг.} \end{aligned}$$

Себестоимость передачи 1 кВт электрической энергии подстанцией определяется:

$$\begin{aligned} Э_{\text{после}} &= \frac{И_{а.о} + З_{зп} + З_{\text{тек.рем}} + З_{\text{проч}}}{T_{\text{эл-п}}} = \\ &= \frac{118,8 + 4356 + 118,8 + 526,7}{5458827} = 0,93 \text{ тг/кВт*ч} \end{aligned}$$

где $T_{\text{эл-п}}$ – полезно отпущенная электроэнергия после реконструкции за 1 год, определяется по формуле

$$T_9 = 5458827 \text{ кВт*ч/год}$$

8.3 Анализ окупаемости затрат на реконструкцию подстанции

Снижение себестоимости передачи электроэнергии подстанцией составляет

$$\Delta Э = Э_{\text{до}} - Э_{\text{после}} = 1,2 - 0,93 = 0,27 \text{ тг/кВт*ч}$$

Годовой доход ПС будет составлять

$$CF_1 = 0,27 * 5.5 = 1.5 \text{ млн. тг/год}$$

Так как подстанция «Жанаталап» входит в состав Райымбекской РЭС, в результате своей производственно-хозяйственной деятельности РЭС предполагает брать кредит в размере 9.9 млн. тг на реконструкцию подстанции. Возврат кредита будет осуществлен из средств РЭС, как

юридического лица, владеющего данной ПС, в размере 3.25 млн. тг в год, из которых 1.5 млн. тг будет составлять дополнительная прибыль подстанции, получаемая в результате реконструкции.

Метод определения чистой текущей стоимости NPV

Это метод анализа инвестиций, показывающий, на какую ценность фирма может прирасти в результате реализации инвестиционного проекта и определяется:

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0$$

I_0 – первоначальное вложение средств

$$I_0 = Z_{тр} + Z_{п-н}$$

r – 12%

Таблица расчета NPV

год	CF	R12	PV
0	9,9	1	-9,9
1	3,25	0,893	2,902
2	3,25	0,797	2,591
3	3,25	0,712	2,313
4	3,25	0,636	2,065
5	3,25	0,567	1,844
NPV			1,816

$$R = \frac{1}{(1+r)^n}$$

Расчёт NPV идёт до первого положительного значения PV. Если расчёт не устраивает по годам, то нужно пересмотреть стратегию проекта – увеличить CF, или найти банк, с меньшим r .

Если NPV в нужные фирме сроки положителен, то значит, в результате проекта ценность фирмы возрастает, и его следует принять.

Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма прибыли представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Это значение r , при котором $NPV=0$. Формализовано, это уравнение:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0, \text{ решаемое относительно } r.$$

IRR при $NPV=0$, - это проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведёт к её снижению. Этот коэффициент дисконта $R=1/(1+r)^n$ разделяет инвестиции на приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учётом того, по какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент).

Таблица расчет IRR

год	CF	R12	PV	R20	PV
0	9,9	1	-9,9	1	-9,9
1	3,25	0,893	2,902	0,833	2,708
2	3,25	0,797	2,591	0,694	2,257
3	3,25	0,712	2,313	0,579	1,881
4	3,25	0,636	2,065	0,482	1,567
5	3,25	0,567	1,844	0,402	1,306
NPV			1,816		-0,181

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) = 12 + \frac{1,816}{1,816 + 0,181} \cdot 3 = 14,7\%$$

IRR служит индикатором уровня риска по проекту – чем больше IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем больше запас прочности проекта и тем менее страшны ошибки при оценке будущих денежных поступлений.

Метод расчёта окупаемости инвестиций PP

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

$$PP = \frac{I_0}{CF_n}$$

$$PP = \frac{9,9}{3,25} = 3 \text{ года}$$

Подводя итоги расчетов, можно увидеть, что в результате реконструкции подстанции увеличится надежность электроснабжения и её пропускная способность. Это в свою очередь послужит снижению себестоимости передачи электроэнергии с 1.2 тг/кВт*ч до 0.93 тг/кВт*ч и положительно скажется на решении Райымбекской РЭС по поводу оформления кредита на сумму 9.9 млн тг. для реконструкции подстанции «Жанаталап».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте выполнены расчеты: сети 35,10 кВ, произведена частичная замена проводов, выбор марок и сечений проводов линий 10 и 35 кВ, выбор мощности второго (дополнительного) трансформатора на подстанции 35/10 кВ «Жанаталап», выбор оборудования подстанций, рассмотрены вопросы охраны труда и охраны окружающей среды, составлен бизнес-план на услуги по транспортировке электроэнергии.

Использованы возможности компьютерной техники для расчетов токов КЗ и потерь электроэнергии в элементах сети.

В процессе проектирования освоены методы выбора проводников и аппаратов, применяемых на подстанциях.

Выбранная схема подстанции удовлетворяет всем необходимым требованиям, а именно: обеспечивает достаточную надежность электроснабжения потребителей, учитывает перспективу возможного развития подстанции, обеспечивает возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений. Таким образом, поставленные задачи выполнены, цели достигнуты.

Полученная величина полной себестоимости 1 кВт.ч. полезно отпускаемой электроэнергии с шин ТП 35/10 кВ составила $\beta = 0,93$ тг/кВт.ч., что позволяет сделать вывод о правильности принятых по проекту инженерных решений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Будзко И.А., Зуль Н.М. «Эл.сн.с/х» М: ВО Агропромиздат , 1990.
2. Методические указания по расчету электронагрузок в сетях 0,38 – 110 кВ с/х назначения. М: Сельэнергопроект, 1981.
3. Будзко И.А и др «Практикум по Эл.сн.с/х » М: Колос 1982.
4. ПУЗ М: Энергоатамиздат, 1987.
5. Справочник по Эл.сн. и Эл.об. Под общей редакцией Федорова А.А. М: Энергоатамиздат, 1987.
6. «Сельэнергопроект» , РУМ. 1986.
7. нормы технологического проектирования электросетей с/х назначения. М: Сельэнергопроект, 1988.
8. Коганов И.Л. «Курсовые и дипломное проектирование» М: Колос, 1980.
9. Справочник по Эл. аппаратному высокому напряжению. Под редакцией Афанасьева В.В. М: Энергоатамиздат, 1987.
10. Гессен В.Ю. и др. «Курсовые и дипломное проектирование по Эл.сн. с/х.» М: Колос 1981.
11. Васильев Л.И. «Курсовые и дипломное проектирование по Эл.сн. с/х.» м: Агропроиздат, 1989.
12. Руководящие материалы по проектированию Эл.сн.с/х. М: 1976, ноябрь
13. Князевский Б.А. и др – «охрана труда в электроустановках». М: Энергоатомиздат, 1983.
14. Найфельд А.Р. заземление, защитные меры безопасности. М: Энергоатомиздат, 1985.
15. Рекламно-информационные материалы заводов-изготовителей, 2014.;
16. Правила устройства электроустановок. Издание 6, Энергосервис 2002
17. Радкевич В. Н. Проектирование систем электроснабжения: Учеб. пособие. – Мн.: НПО «ПИОН», 2001
18. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций – М.: Энергоатомиздат, 1989
19. Экономика энергетики: учеб. Пособие для вузов, Рогалев Н.Д., Зубкова А.Г., Мастерова И.В. и др.; под ред. Рогалева Н.Д. – М.: Издательство МЭИ, 2005.
20. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989