

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПП
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Электроснабжение завода запасных частей сельхозмашин

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Секербаев А.Е.

(Фамилия и инициалы) _____ группа

Научный руководитель Сериккулова А.Т. к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Жакупов А.А. к.т.н., профессор

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « 10 » _____ 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Мананбаева С.Е. ст.преподаватель

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « ____ » _____ 20 ____ г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Сериккулова А.Т. к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « 07 » _____ 2014 г.
(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « ____ » _____ 20 ____ г.
(подпись)

Нормоконтролер: Казанина И.В. к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « 17 » _____ 2014 г.
(подпись)

Рецензент:

Зайцев В.С.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « 17 » _____ 2014 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Заочного отделения и переподготовки специалистов
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Секербаев Адлет Ерланович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение завода запасных частей сельхозмашин

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы « » 20 г.

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

- а) сведения об электроприемниках в цехах завода;
б) схема генерального плана завода;
в) питание завода осуществляется от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 10 МВА напряжением 115 /10 кВ
д) Мощность к.з. на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1100 МВА;
е) завод работает в две смены.

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

- 1) анализ исходных данных;
2) расчет электроснабжения завода;
3) технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения;
4) выбор коммутационного оборудования 110 и 10 кВ;
5) специальная часть;
6) экономическая часть;
7) безопасность жизнедеятельности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1) генплан завода с нанесением трансформаторных подстанций и кабельных сетей;

2) однолинейная схема электроснабжения завода;

3) план и разрез ГПП;

4) по специальной части

Рекомендуемая основная литература

1. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения: Справочное пособие. – СПб: Электро Сервис, 2010. – 664 с.

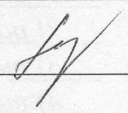
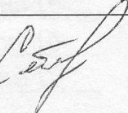
2. Гамазин С.И., Кудрин Б.И., Цырук С.А. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. – М.: МЭИ, 2010. – 745 с.

3. Организация предпринимательской деятельности: Учебник / Под ред. А.Н. Асаула. – СПб: Гуманистика, 2004. – 448 с.

4. Безопасность производственных процессов: Справочник / Под ред. С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 2005. – 448 с.

5. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 448 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Жакупов А.А. к.т.н., профессор.	10.06.14 ₂	
Безопасность жизнедеятельности	Мананбаева С.Е. ст.преподаватель		
Применение вычислительной техники	Сериккулова А.Т. к.т.н., доцент	07.06.14 ₂	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Анализ исходных данных	21.02.14 – 25.02.14	Выполнено
2	Расчет электроснабжения завода	26.02.14 – 11.03.14	Выполнено
3	Технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения	12.03.14 – 18.03.14	Выполнено
4	Выбор коммутационного оборудования 110 и 10 кВ	19.03.14 – 26.03.14	Выполнено
5	Составление кабельного журнала	28.03.14 – 10.04.14	Выполнено
6	Контроль кабельной изоляции	01.04.14 – 05.05.14	Выполнено
7	Экономическая часть	26.03.14 – 15.04.14	Выполнено
8	Безопасность жизнедеятельности	27.03.14 – 12.04.14	Выполнено
9	Составление чертежей	03.04.14 – 03.05.14	Выполнено
10	Оформление пояснительной записки	10.05.14 – 20.05.14	Выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой _____ (Бакенов К.А.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ (Сериккулова А.Т.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ (Секербаев А.Е.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломном проекте рассматривались вопросы по технологическому процессу производства, расчета электрических нагрузок, сравнения вариантов внешнего электроснабжения. Выполнена экономическая часть и вопросы безопасности жизнедеятельности. В специальной части приведены методы определения мест повреждения кабельных линий.

Андатпа

Дипломдық жобада өндірістегі технологиялық процесстің мәселелері, электр жүктемелерінің есептелуі, сыртқы электрмен жабдықтау нұсқаларын салыстыру қарастырылды. Өміртіршілік қауіпсіздігі мен экономикалық бөлім орындалды. Арнайы бөлімде кабельдік желілердің зақымдалу орнын анықтаудың әдістері келтірілген.

Annotation

In a diploma project questions were examined on the technological process of production, calculation of the electric loading, comparison of variants of external power supply. Economic part and questions of safety of vital functions are executed . To the special part the methods of determining the locations of damage of cable busses are driven.

Содержание

	Введение	7
1	Постановка задачи	8
1.1	Краткое описание технологии производства запасных частей	8
1.2	Исходные данные на проектирование	9
2	Проектирование системы электроснабжения завода запасных частей сельхозмашин	11
2.1	Расчет осветительной нагрузки	11
2.2	Расчет электрических нагрузок по цехам завода	11
2.3	Компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ	12
2.4	Уточненный расчет электрических нагрузок по заводу	20
3	Выбор схемы внешнего электроснабжения	26
4	Выбор электрооборудования на напряжение 10кВ	38
5	Контроль состояния кабельных линий	58
5.1	Испытание и определение места повреждения кабельных линий 0,4; 6-10 кВ	58
5.2	Высоковольтные испытания кабелей	59
5.3	Микропроцессорные устройства защиты кабельных линий	66
6	Экономическая часть	71
6.1	Цели разработки проекта	71
6.2	Анализ рынка сбыта	71
6.3	Тарифы на электроэнергию	71
6.4	План производства	72
6.5	Организационный и юридический план	72
6.6	Расчет технико-экономических показателей подстанции	73
6.7	Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей	74
6.8	Определение ежегодных издержек производства	75
6.9	Себестоимость	76
6.10	Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	79
7	Безопасность жизнедеятельности	83
7.1	Анализ условий труда завода по производству запасных частей сельхозмашин	83
7.2	Расчет выбросов вредных веществ и выбор аппаратов очистки термического цеха	85
7.3	Расчет зануления чеканочного станка	89
	Заключение	94
	Приложение А. Применение вычислительной техники	97

Введение

В дипломном проекте рассматриваются вопросы по электроснабжению завода запасных частей сельхозмашин.

Запчасти для сельхозтехники - это технически сложный, многоступенчатый и дорогой продукт. Сельскохозяйственная техника - это дорогие и сложные механизмы, на колесном или гусеничном ходу.

Запчасти для сельхозтехники существенно отличаются от других видов запасных частей. Это может быть связано не только с назначением, но также и со специфическими характеристиками. Ясен тот факт, что запчасти для сельхозтехники должны быть высокого качества, а также иметь высокий уровень износоустойчивости. Высокий уровень нагрузок на указанные виды техники обуславливает острую необходимость, когда запчасти для сельхозтехники должны приобретаться самого высокого качества.

Требования, которым должны отвечать запчасти для сельхозтехники, заключаются в соответствии многим техническим параметрам. Запчасти для сельхозтехники должны проходить строгий контроль качества. Сплавы, из которых изготавливаются запчасти для сельхозтехники, должны быть прочными и износостойкими, закаленными по особой технологии, которая существенно увеличивает их потребительские свойства. Запчасти для сельхозтехники должны быть идеально совместимы с сельскохозяйственной техникой. Кроме того, реализуемые запчасти для сельхозтехники должны быть на гарантии в течении всего срока их эксплуатации.

Разработка системы электроснабжения завода должна удовлетворять требованиям ГОСТов и стандартов РК.

Применяемое электрооборудование должно отвечать последним технологическим разработкам, быть надежным, ремонтнопригодным и качественным.

Выбор оборудования производится с учетом методологий изложенной в технической и методической литературе.

Вопросы безопасности жизнедеятельности полностью связаны с рассматриваемым производством.

Качественное электроснабжение завода должно осуществляться с подстанции. При проектировании ее строительства рассматриваются вопросы по определению показателей финансово-экономической эффективности инвестиций вложенных в данное строительство. Данным вопросом и занимаются в экономической части дипломного проекта.

В целом определение надежности системы электроснабжения завода и правильный выбор электрической и кабельной продукции является основными задачами проектирования.

1 Постановка задачи

1.1 Краткое описание технологии производства запасных частей

Спрос на выпуск запчастей для машин сельскохозяйственного назначения растет с каждым годом. Для их изготовления требуется определенная производственная база, включающая полный технологический комплекс и отлично подготовленный квалифицированный персонал.

Изготовление запчастей включает множество видов работ, основными из которых являются токарные и фрезерные. В первом случае, используются токарные станки, которые способны нарезать резьбу, осуществить зенкерование, проточку каналов, сверление отверстий, обтачивание наружных и внутренних цилиндрических и конических поверхностей и др. Способ фрезерования подразумевает использование специального инструмента – фрезы, с помощью которой обрабатываются уступы, пазы, вертикальные наклоны и горизонтальные плоскости, а также фасонные поверхности.

Поршни отливаются в собственном литейном цехе методом гравитационного литья в металлические формы на полностью роботизированном литейном станке и механизированных литейных станках. В случае мелкосерийного производства применяются формы с ручным управлением. Обработка поршней выполняется на полуавтоматических линиях с ЧПУ или на полностью автоматических обрабатывающих линиях, обеспечивающих соблюдение требуемых форм и размеров поверхностной кривой, размеров отверстия поршневого пальца и прочих основных размеров поршня.

Термообрубной цех

Цех занимается предварительной очисткой кузовов в дробеметных камерах «Виллибрейтор Фрай», США, их разделкой, заточкой остатков литниковой системы, заливок, исправлением дефектов заваркой, термообработкой отливок в печах, очисткой отливок в дробеметных камерах, механической обработкой.

Цех точного литья специализируется на производстве отливок из углеродистых и легированных сталей методом литья по выплавляемым моделям и отливок из высокопрочных и специальных чугунов, методом литья в песчаные (стержневые формы). Ответственные детали из специальных сплавов изготавливаются по технологии заливки в вакууме.

Заготовительно-штамповочные цехи в зависимости от характера выпускаемой продукции и масштаба производства могут быть размещены в отдельно стоящем здании и в одном здании с другими цехами завода. В последнем случае их целесообразно размещать вблизи механических и сборочных цехов, а также цехов покрытий.

1.2 Исходные данные на проектирование

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два параллельно работающих трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 115/10,5кВ. Мощность к.з. на стороне 115 кВ равна 1250 МВА. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 1,1 км. Завод работает в две смены.

Таблица 1.1 - Электрические нагрузки по цехам предприятия

№	Наименование	Кол -во ЭП, п	Установленная мощность, кВт	
			Одного ЭП, P _н	ΣP _н
1	Цех пальцев, втулок, поршней	500	70-80	15000
2	Механический корпус	300	1-150	10500
3	Кузнечно-штамповочный цех	200	10-250	8000
4	Термообрубный цех	50	10-80	2000
5	Инструментальный цех	100	3-150	3500
6	Модельный цех	40	1-30	450
7	Транспортный цех	10	1-30	200
8	Цех точного литья	50	10-80	2200
9	Заготовительно сварочный- цех	50	10-70	1600
10	Сталелитейный цех			
	а) 0,4 кВ;	200	10-100	4800
	б) ДСП 12 т	4	по каталогу	
11	Цех цветного литья			
	а) 0,4 кВ;	50	10-50	1800
	б) ДСП 6 т	4	по каталогу	
12	Заводуправление, столовая	40	1-30	500
13	Компрессорная:			
	СД 10 кВ	4	2000	8000

2 Проектирование системы электроснабжения завода запасных частей сельхозмашин

2.1 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия производим упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса.

По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену и определяется по формуле [3]:

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{yo} \quad (2.1)$$

$$Q_{po} = tg \varphi_o \cdot P_{po} \quad (2.2)$$

где K_{co} – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$tg \varphi_o$ – коэффициент реактивной мощности, определяется по $\cos \varphi$;

P_{yo} – установленная мощность приемников освещения по цеху, определяется по удельной осветительной нагрузке на 1 м^2 поверхности пола известной производственной площади:

$$P_{yo} = \rho_o \cdot F \quad (2.3)$$

где F – площадь производственного помещения, которая определяется по генеральному плану завода, м^2 ;

ρ_o – удельная расчетная мощность, $\text{кВт}/\text{м}^2$.

Полученные данные сведем в таблицу 2.1.

2.2 Расчет электрических нагрузок по цехам завода

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ по цехам предприятия производим также методом упорядоченных диаграмм упрощенным способом. Результаты расчета силовых и осветительных нагрузок по цехам сведены в таблицу 2.2.

Для построения картограммы нагрузок предприятия [3]:

$$R = \sqrt{\frac{P_p}{m \cdot \pi}}, \quad (2.4)$$

$$\alpha = \frac{P_{po}}{P_p} \cdot 360^\circ, \quad (2.5)$$

где R – радиус окружности;

α – угол сектора осветительной нагрузки;

m – масштаб для определения площади круга (принять равным 1).

$$P_{cm} = K_u \cdot \Sigma P_n, \quad (2.6)$$

$$Q_{cm} = P_{cm} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.7)$$

$$P_p = K_M \cdot P_{cm}, \quad (2.8)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.9)$$

Если $n_3 > 10$, то

$$Q_p = Q_{cm} \quad (2.10)$$

$n_3 \leq 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cm} \quad (2.11)$$

Если $n \geq 4$; $K_u \geq 0,2$; $m > 3$, то

$$n_3 = 2 \cdot \Sigma P_n / P_{nmax} \quad (2.12)$$

2.3 Компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ

С учетом данных полученных в таблице 2.2: $P_{p0,4} = 22175,61$ кВт; $Q_{p0,4} = 18514,51$ квар; $S_{p0,4} = 28888,5$ кВА рассчитаем число и мощности цеховых трансформаторов с основными требованиями [3].

Завод относится ко II категории потребителей по надежности электроснабжения, предприятие работает в две смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов $K_{зтр} = 0,8$.

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки, рассчитывается по формуле [3]:

$$N_{min} = \frac{P_{p0,4}}{K_3 \cdot S_{nm}} + \Delta N \quad (2.13)$$

Таблица 2.1 - Расчет осветительной нагрузки

№ по плану	Наименование произв.помещений	Размеры помещения, м	Площадь помещения, м ²	Удельная осветительная нагрузка ρ_0 , кВт/м ²	Коэффициент спроса, Кс	Установленная мощность освещения, $P_{у0}$, кВт	Расчетная мощность осветительной нагрузки		Cosφ/tgφ	Тип лампы
							$P_{ро}$, кВт	$Q_{ро}$, квар		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Цех пальцев, втулок, поршней	187x92	17204	0,018	0,85	309,67	263,2	131,6	0,9/0,5	ДРЛ
2	Механический корпус	107x38	4066	0,014	0,8	56,92	45,5	22,75	0,9/0,48	ДРЛ
3	Кузнечно-штамповочный цех	77x38	2926	0,015	0,8	43,9	35,56	17,78	0,9/0,48	ДРЛ
4	Термообрубный цех	44x18	792	0,015	0,8	11,88	9,62	4,81	0,9/0,48	ДРЛ
5	Инструментальный цех	101x18	1818	0,017	0,85	30,91	25,96	13	0,9/0,48	ДРЛ
6	Модельный цех	44x44	1936	0,018	0,85	34,85	29,62	14,81	0,9/0,48	ДРЛ
7	Транспортный цех	39x30	1170	0,01	0,6	11,7	7,02	0	1/0	ЛН
8	Цех точного литья	56x30	1680	0,017	0,85	28,56	24	12	0,9/0,48	ДРЛ
9	Заготовительно сварочный- цех	101x44	4444	0,016	0,85	71,1	59	29,5	0,9/0,48	ДРЛ
10	Сталелитейный цех: 0,4 кВ	148x59	8732	0,014	0,8	122,25	97,8	48,9	0,9/0,48	ДРЛ
11	Цех цветного литья 0,4кВ	148x39	5772	0,014	0,8	80,81	64,65	32,33	0,9/0,48	ДРЛ
12	Завоуправление, столовая	96x39	3744	0,02	0,9	74,88	67,4	33,7	0,9/0,48	ЛЛ
13	Компрессорная: 0,4кВ.	39x33	1287	0,012	0,7	15,44	10,81	0	1/0	ЛН
	Освещение территории	388x290	56949	0,002	1	113,9	113,9	56,95	0,9/0,48	ДРЛ

Таблица 2.2 - Расчет нагрузок предприятия напряжением $U = 0,4\text{кВ}$

№	Название цеха	Кол-во ЭП, п	Установленная мощность, кВт		m	Ки	cosφ/ tgφ	Средние нагрузки		пэ	Км	Расчетные нагрузки			Ip, А
			R _{нmin} ÷ R _{нmax}	ΣP _н				P _{см} , кВт	Q _{см} , квар			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Цех пальцев, втулок, поршней														
	А) силовая часть	500	70÷80	15000	>3	0,35	0,75/ 0,88	5600	4928	128	1,07	5992	4928		
	Б) осветительная											263,2	131,6		
	Итого:											6255,2	5059,6	8045	11625,7
2	Механический корпус														
	А) силовая часть	300	1÷150	10500	>3	0,3	0,7/ 1,02	2430	2478,6	108	1,1	2673	2478,6		
	Б) осветительная											45,5	22,75		
	Итого:											2718,5	2501,35	3694,2	5338,4
3	Кузнечно-штамповочный цех														
	А) силовая часть	200	10÷250	8000	>3	0,3	0,65/ 1,17	1620	1895,4	77	1,11	1798,2	1895,4		
	Б) осветительная											35,56	17,78		
	Итого:											1833,76	1913,2	2650,1	3829,6
4	Термообрубный цех														
	А) силовая часть	50	10÷80	2000	>3	0,6	0,75/ 0,88	408	359	25	1,14	465,12	356		
	Б) осветительная											9,62	4,81		
	Итого:											474,74	360,81	596,3	861,7

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
5	Инструментальный цех														
	А) силовая часть	100	3÷150	3500	>3	0,35	0,7/ 1,02	910	928,2	95	1,08	982,8	928,2		
	Б) осветительная											25,96	13		
	Итого:											1008,76	941,2	1379,7	1993,8
6	Модельный цех														
	А) силовая часть	40	1÷30	450	>3	0,4	0,7/ 1,02	440	448,8	22	1,24	545,6	448,8		
	Б) осветительная											29,62	14,81		
	Итого:											575,22	463,6	738,8	1067,6
7	Транспортный цех														
	А) силовая часть	10	1÷30	200	>3	0,4	0,8/ 0,75	48	36	8	1,52	73	39,6		
	Б) осветительная											7,02	0		
	Итого:											80,02	39,6	89,3	129
8	Цех точного литья														
	А) силовая часть	50	10÷80	2200	>3	0,3	0,8/ 0,75	600	450	80	1,11	666	450		
	Б) осветительная											24	12		
	Итого:											690	462	830,4	1200
9	Заготовительно сварочный- цех														
	А) силовая часть	50	10÷70	1600	>3	0,45	0,6/ 1,33	1395	1855,4	89	1,09	1520,6	1855,4		
	Б) осветительная											59	29,5		
	Итого:											1579,6	1884,9	2459,3	3553,9

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
10	Сталелитейный цех														
	А) силовая часть	200	10÷100	4800	>3	0,6	0,75/ 0,88	3600	3168	65	1,09	3924	3168		
	Б) осветительная											97,8	48,9		
	Итого:											4021,8	3216,9	5150,1	7442,3
11	Цех цветного литья														
	А) силовая часть	50	10÷50	1800	>3	0,65	0,85/ 0,62	2080	1289,6	90	1,05	2184	1289,6		
	Б) осветительная											64,65	32,33		
	Итого:											2248,7	1321,9	2608,5	3769,5
12	Заводоуправление, столовая														
	А) силовая часть	40	1÷30	500	>3	0,5	0,9/ 0,5	225	112,5	15	1,23	276,8	112,5		
	Б) осветительная											67,4	33,7		
	Итого:											344,2	146,2	374	540,5
13	Компрессорная														
	А) силовая часть	4	2000	8000	>3	0,65	0,8/ 0,75	195	146,3	17	1,13	220,4	146,3		
	Б) осветительная											10,81	0		
	Итого:											231,21	146,3	273,6	395,4
	Освещение территории											113,9	56,95		
	Итого на шинах 0,4 кВ											22175,61	18514,51	28888,5	41746,4

$$N_{m \min} = \frac{22175,61}{0,8 \cdot 2500} + 0,92 = 11,02 + 0,92 = 12$$

где $P_{p0,4}$ – суммарная расчетная активная нагрузка;
 K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;
 $S_{нт}$ – принятая номинальная мощность трансформатора;
 ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически целесообразное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{m.э} = N_{\min} + m \quad (2.14)$$

где m – дополнительное число трансформаторов;
 $N_{m.э}$ – определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности.

Тогда из справочника по кривым определяем m , для нашего случая $m=0$, значит $N_{m.э} = 12+0=12$ трансформаторов.

Составим схему замещения, как показано на рисунке 2.1.

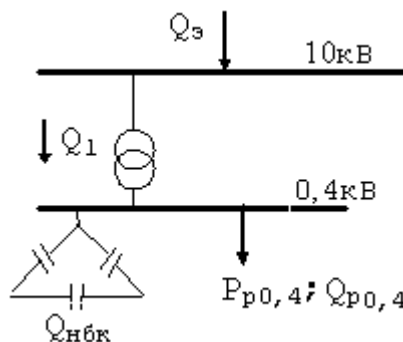


Рисунок 2.1 – Схема замещения

Определим наибольшую реактивную мощность Q_1 , которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяется по формуле:

$$Q_I = \sqrt{(N_{m.э} \cdot K_3 \cdot S_{н.м})^2 - P_{p0,4}^2} \quad (2.15)$$

$$Q_I = \sqrt{(12 \cdot 2500 \cdot 0,8)^2 - 22175,61^2} = 9178,4 \text{ квар.}$$

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину $Q_{нбк1}$:

$$Q_{\text{нбк } 1} + Q_1 = Q_{p 0,4} \quad (2.16)$$

отсюда

$$Q_{\text{нбк } 1} = Q_{p 0,4} - Q_1 \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{нбк } 1} = 18514,51 - 9178,4 = 9336,1 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{нбк } 2} = 0;$$

$$Q_{\text{нбк}} = Q_{\text{нбк } 1} = 9336,1 \text{ квар.}$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор:

$$Q_{\text{нбк тп}} = \frac{Q_{\text{нбк } 1} + Q_{\text{нбк } 2}}{N_{\text{тп}}} \quad (2.18)$$

$$Q_{\text{нбк тп}} = \frac{9336,1}{12} = 778 \text{ квар.}$$

Принимаем батарею конденсаторов типа: УКЛН-0,38-600-150У3 /1/.

Составляем таблицу 2.3 с распределением низковольтной нагрузки по цеховым ТП.

Таблица 2.3 – Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП

№ ТП; S _{нт} , кВА; Q _{нбк} , квар	№ цехов	P _{p0,4} , кВт	Q _{p0,4} , квар	S _{p0,4} , кВА	K _з
1	2	3	4	5	6
ТП1 – ТП2 – ТП3 (5x2500) ΣS _{нтр} = 12500 кВА Q _{нбк} = 5x600 = 3000 квар	1	6255,2	5059,6		
	3	1883,76	1913,2		
	4	474,74	360,81		
	6	575,22	463,6		
				7797,21	
ИТОГО		9138,92	4797,21	10321,5	0,83
ТП4 (2x2500) ΣS _{нтр} = 5000 кВА Q _{нбк} = 2x600 = 1200 квар	5	1008,76	941,2		
	7	80,02	39,6		
	8	690	462		
	9	1579,6	1884,9		
	освещение	113,9	56,95		
				3384,65	
ИТОГО		3472,88	2184,65	4102,37	0,82

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6
ТП5 – ТП6 – ТП7 (5×2500) ΣS _{нтр} =12500 кВА Q _{нбк} =5×600 = 3000 квар	2	2718,5	2501,35		
	10	4021,8	3216,9		
	11	2248,7	1321,9		
	12	344,2	146,2		
	13	231,21	146,3		
				7332,65	
ИТОГО		9564,41	4332,65	10500	0,84

Распределим Q_{нбк} по ТП пропорционально их мощностям.
Исходные данные: Q_{р 0,4}= 18514,51 квар; Q_{нбк1}= 9336,1 квар.
Определим для ТП 1-2-3: Q_{р ТП1,2,3} = 7797,21 квар

$$Q_{р нбк} = \frac{Q_{нбк1} \cdot Q_{р тп1,2}}{Q_{р 0,4}} \quad (2.19)$$

$$Q_{р нбк} = \frac{9336,1 \cdot 7797,21}{18514,51} = 3931,8 \text{ квар},$$

Фактическая реактивная мощность: Q_{ф ТП1-3}=5x600=3000 квар, а некомпенсированная мощность равна:

$$Q_{неск} = Q_{р ТП1,2} - Q_{ф ТП1,2} \quad (2.20)$$

$$Q_{неск} = 7797,21 - 3900 = 3897,21 \text{ квар}.$$

Уточненное распределение Q_{нбк} по ТП сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Уточненное распределение Q_{нбк} по ТП

№ ТП	Q _{р тп} , квар	Q _{р нбк} , квар	Q _{ф.тп} , Квар	Q _{неск.} , квар
ТП 1-2-3	7797,21	3931,8	(5x600+4x200+100)=3900	3897,21
ТП 4	3384,65	1706,74	(2x600+2x250)=1700	1677,91
ТП 5-6-7	7332,65	3697,55	(5x600+4x150+75)=3675	3635,1
Итого	18514,51	9336,09	9275	9210,22

Выбираем:

- для ТП-1, ТП-2 конденсаторные установки типа УКНТ-0,4-200УЗ /1/;
- для ТП-3 конденсаторную установку типа УК4-0,4-100УЗ;
- для ТП-4 конденсаторные установки типа УКМ-0,4-250УЗ;
- для ТП-5, ТП-6 конденсаторные установки типа УК-0,4-150УЗ;

- для ТП-7 конденсаторную установку типа УКЗ-0,4-75УЗ.

2.4 Уточненный расчет электрических нагрузок по заводу

Определение потерь мощности в цеховых трансформаторах.

Выбираем трансформаторы ТСЗ-1000-10/0,4 /5/

Паспортные данные трансформатора				
S _H , кВА	I _{XX} , %	U _{K3} , %	ΔP _{XX} , кВт	ΔP _{K3} , кВт
2500	1%	6,5%	3,85	23,5

ТП 1-2-3:

K₃ = 0,83; N=3.

$$\Delta P_m = (\Delta P_{xx} + \Delta P_{K3} \cdot K_3^2) \cdot N \quad (1.21)$$

$$\Delta P_m = (3,85 + 23,5 \cdot 0,83^2) \cdot 3 = 100,2 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_m = \left(\frac{I_{xx}\%}{100} \cdot S_{Hm} + \frac{U_{K3}\%}{100} \cdot S_{Hm} \cdot K_3^2 \right) \cdot N \quad (2.22)$$

$$\Delta Q_m = \left(\frac{1}{100} \cdot 2500 + \frac{6,5}{100} \cdot 2500 \cdot 0,83^2 \right) \cdot 3 = 684,73 \text{ квар.}$$

ТП 4:

K₃ = 0,82; N=2.

$$\Delta P_m = (3,85 + 23,5 \cdot 0,82^2) \cdot 2 = 98,26 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_m = \left(\frac{1}{100} \cdot 2500 + \frac{6,5}{100} \cdot 2500 \cdot 0,82^2 \right) \cdot 2 = 268,5 \text{ квар.}$$

ТП 5-6-7:

K₃ = 0,84; N=5.

$$\Delta P_m = (3,85 + 23,5 \cdot 0,84^2) \cdot 5 = 102,16 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_m = \left(\frac{1}{100} \cdot 2500 + \frac{6,5}{100} \cdot 2500 \cdot 0,84^2 \right) \cdot 5 = 698,3 \text{ квар.}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$\Sigma \Delta P = 300,62$ кВт; $\Sigma \Delta Q = 1651,56$ квар.

Для расчета компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП составим схему замещения, как показано на рисунке 2.2.

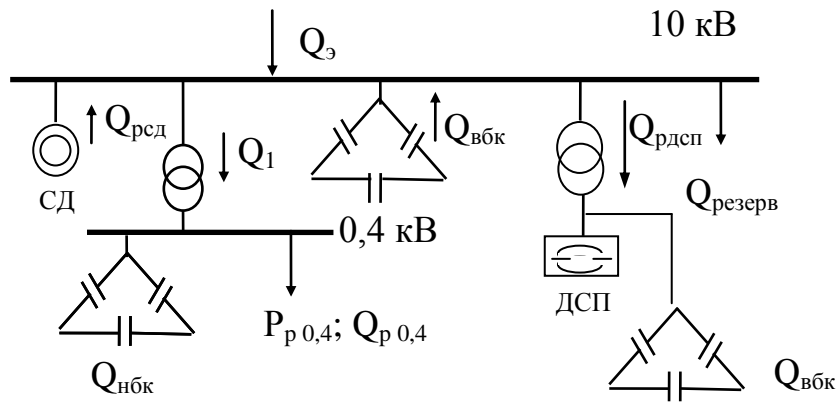


Рисунок 2.2 – Схема замещения компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП

Определение высоковольтных расчетных нагрузок.

СТД-4000-2УХЛ4 /1/.

$P_{н СД} = 4000$ кВт;

$\cos\varphi = 0,9$; $N_{СД} = 4$; $K_3 = 0,85$.

$$P_{р СД} = P_{н СД} \cdot N_{СД} \cdot K_3 \quad (2.23)$$

$$P_{р СД} = 4000 \cdot 4 \cdot 0,85 = 13600 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р СД} = P_{р СД} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (2.24)$$

$$Q_{р СД} = 13600 \cdot 0,48 = 6528 \text{ квар.}$$

По емкости печи из справочника выбирается тип печного трансформатора и его параметры.

Для 2-х ДСП 6т выбираем трансформаторы ЭТЦПК-6300/10-74УЗ $S_{ном} = 2,8$ МВА, $\cos\varphi = 0,9$, $K_3 = 0,8$, $\operatorname{tg}\varphi = 0,48$.

Для 4-х ДСП 12т выбираем трансформаторы ЭТЦПК-2500/10 $S_{ном} = 5$ МВА, $\cos\varphi = 0,85$, $K_3 = 0,6$, $\operatorname{tg}\varphi = 0,62$.

Расчетные активные и реактивные мощности ДСП:

Для ДСП 6т:

$$P_{р ДСП-6} = S_n \cdot N \cdot K_3 \cdot \cos\varphi \quad (2.25)$$

$$P_{р ДСП-6} = 2800 \cdot 2 \cdot 0,8 \cdot 0,9 = 4032 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p \text{ ДСП-6}} = P_{p \text{ дсн}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.26)$$

$$Q_{p \text{ ДСП-6}} = 4032 \cdot 0,48 = 1935,36 \text{ кВар.}$$

Для ДСП 12т:

$$P_{p \text{ ДСП-12}} = 5000 \cdot 4 \cdot 0,6 \cdot 0,85 = 10200 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p \text{ ДСП-12}} = 10200 \cdot 0,62 = 6324 \text{ кВар.}$$

Потери мощности в печных трансформаторах:

Для ДСП 6т:

$$\Delta P_{\text{ДСП-6}} = 2\% \cdot S_{\text{н.тр}} \quad (2.27)$$

$$\Delta P_{\text{ДСП-6}} = 0,02 \cdot 2800 \cdot 2 = 112 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{ДСП-6}} = 10\% \cdot S_{\text{н.тр}} \quad (2.28)$$

$$\Delta Q_{\text{ДСП-6}} = 0,1 \cdot 2800 \cdot 2 = 560 \text{ кВар.}$$

Для ДСП 12т:

$$\Delta P_{\text{ДСП-12}} = 0,02 \cdot 5000 \cdot 4 = 400 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{ДСП-12}} = 0,1 \cdot 5000 \cdot 4 = 2000 \text{ кВар.}$$

Суммарные потери мощности в печных трансформаторах:

$$\Sigma \Delta P_{\text{ДСП}} = 512 \text{ кВт}$$

$$\Sigma \Delta Q_{\text{ДСП}} = 2560 \text{ кВар}$$

Определение мощности высоковольтных батарей конденсаторов

Уравнение баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ:

$$Q_{\text{ВБК}} = Q_{p0,4} + \Sigma \Delta Q_{\text{тр}} + \Sigma Q_{p \text{ ДСП}} + \Sigma \Delta Q_{\text{тр. ДСП}} + Q_{\text{рез}} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{НБК}} \pm \Sigma Q_{\text{рсд}} \quad (2.29)$$

Резервная мощность:

$$Q_{\text{рез}} = 0,1 \cdot \Sigma Q_{\text{расч}} = 0,1 \cdot (Q_{p0,4} + \Sigma \Delta Q_{\text{тр}} + \Sigma Q_{p \text{ ДСП}} + \Sigma \Delta Q_{\text{тр. ДСП}}) \quad (2.30)$$

$$Q_{\text{рез}} = 0,1 \cdot (18514,51 + 1651,56 + 1935,36 + 6324 + 2560) = 4647,8 \text{ кВар.}$$

Мощность, поступающая от энергосистемы:

$$Q_{\text{э}} = 0,24 \cdot \Sigma P_p = 0,24 \cdot (P_{p0,4} + \Sigma \Delta P_{\text{тр}} + P_{\text{сд}} + \Sigma P_{p \text{ ДСП}} + \Sigma \Delta P_{\text{дсн}}) \quad (2.31)$$

$$Q_3 = 0,24 \cdot (22175,61 + 300,62 + 13600 + 4032 + 10200 + 512) = 12196,86 \text{ квар.}$$

Мощность ВБК :

$$Q_{\text{ВБК}} = 18514,51 + 1651,56 + 1935,36 + 6324 + 2560 + 4647,8 - 12196,86 - 9275 - 6528 = 7633,37 \text{ кВар}$$

Полученную реактивную мощность используем для индивидуальной компенсации ДСП и для компенсации на шинах ГПП.

Для этого выбираем конденсаторные батареи для компенсации реактивной мощности ДСП-6 типа УКЛ-10,5- 900У3 /1/, где $Q_n = 900$ квар, $n = 2$, $\Sigma Q_n = 1800$ квар.

Для компенсации реактивной мощности ДСП-12 выбираем конденсаторные батареи типа УКЛ-10,5- 1350У3, где $Q_n = 1350$ квар, $n = 4$, $\Sigma Q_n = 5400$ квар.

Суммарная мощность конденсаторных батарей:

$$\Sigma Q_{\text{нВБК}} = 7200 \text{ квар.}$$

Уточненный расчет представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Уточненный расчет нагрузок по заводу

№ТП	№ цехов	n	P _{н.мин} - P _{н.маx} кВт	ΣP _н , кВт	K _и	Средние мощности		n _э	K _м	Расчетные мощности		S _р , кВА	K _з
						P _{см} , кВт	Q _{см} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар		
ТП1 – ТП2 – ТП3 (5x2500) ΣS _{нтр} = 12500 кВА	1	400	1-250	16000		5600	4928						
	3	160	8-140	5400		1620	1895,4						
	4	45	5-55	680		408	359						
	6	70	1-100	1100		440	448,8						
Силовая		675	1-250	23180	0,35	8068	7631,2	185	1,06	8552,08	7631,2		
Освещение										338	169		
Q _{нБК}											-3900		
Итого										8890,08	3900,2	9708	0,78
ТП4 (2x2500) ΣS _{нтр} = 5000 кВА	5	95	1-30	2600		910	928,2						
	7	12	10-30	120		46	36						
	8	80	1-40	2000		600	450						
	9	120	5-70	3100		1395	1855,4						
Силовая		307	1-70	7820	0,38	2951	3269,6	223	1	2951	3269,6		
Освещение										115,98	54,5		
Освещение территории										113,9	56,95		
Q _{нБК}											-1700		
Итого										3180,88	1681,05	3597,8	0,72
ТП5 – ТП6 – ТП7 (5x2500) ΣS _{нтр} = 12500 кВА	2	260	5-150	8100		2430	2478,6						
	10	65	1-150	6000		3600	3168						
	11	90	1-70	3200		2080	1289,6						
	12	45	1-60	450		225	112,5						
	13	18	1-35	300		195	146,3						
Силовая		496	1-150	18050	0,47	8530	7195	241	1	8530	7195		
Освещение										286,16	137,68		
Q _{нБК}											-3675		
Итого										8816,16	3657,68	9544,8	0,76

Продолжение таблицы 2.5

Итого на шинах 0,4 кВ										20033,08	9238,93		
$\Sigma\Delta P_t, \Sigma\Delta Q_t$										300,62	1651,56		
Нагрузка 0,4 кВ, приведенная к шинам 10 кВ										20333,7	10890,5		
Сталелитейный цех	10	4								10200	6320		
Цех цветного литья	11	2								4032	1935,36		
Компрессорная	13	4	4000	16000						13600	-6528		
$\Sigma\Delta P_{тдсп}, \Sigma\Delta Q_{тдсп}$										512	2560		
ВБК											-7200		
Итого по заводу										48677,7	7977,86	49327,1	

3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Для технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения завода рассмотрим питание – от шины 110 кВ и – от ЛЭП 10 кВ.

Составим схему электроснабжения, как показано на рисунке 3.1, от ЛЭП 110 кВ.

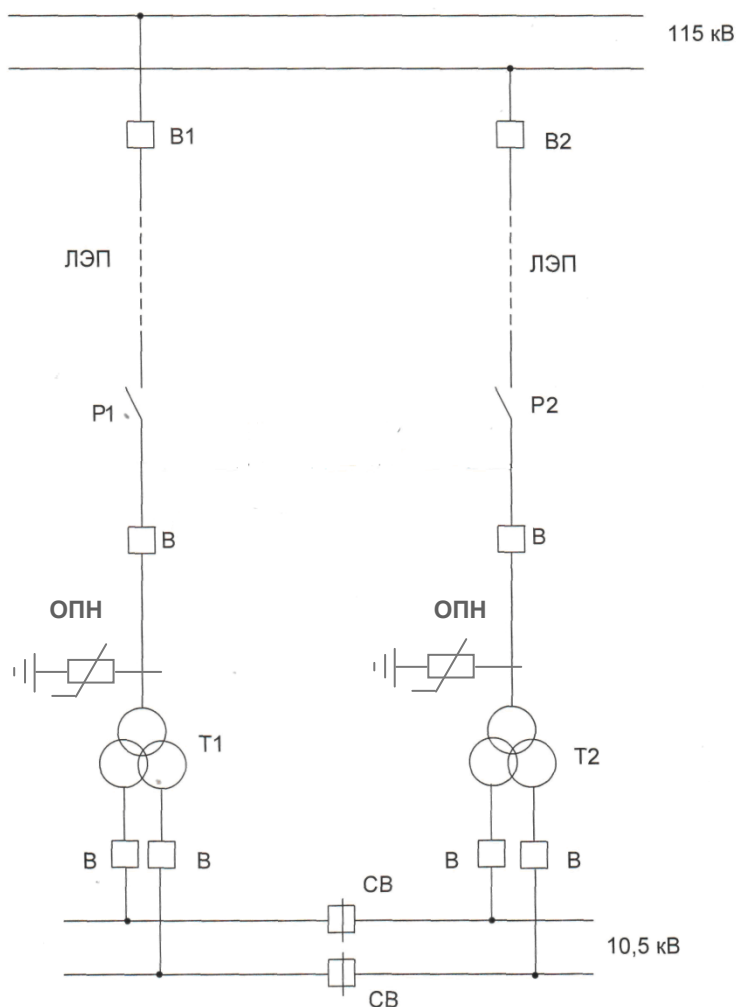


Рисунок 3.1 –Схема электроснабжения завода от ЛЭП 110 кВ.

Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_s^2} \quad (3.1)$$

$$S = \sqrt{48677,7^2 + 12196,86^2} = 50182,5 \text{ кВА.}$$

Выбираем два трансформатора мощностью 32000 кВА.

Коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_H} \quad (3.2)$$

$$K_3 = \frac{50182,5}{2 \cdot 32000} = 0,78.$$

Паспортные данные трансформатора: ТРДН-32000-110/10: $S_H = 32000$ кВА, $\Delta P_{xx} = 44$ кВт, $\Delta P_{кз} = 145$ кВт, $U_{кз} = 10,5$ %, $I_{xx} = 0,75$ % [6].

Потери мощности в трансформаторах :
активной:

$$\Delta P_{mp \text{ ГПП}} = 2 \cdot (44 + 145 \cdot 0,78^2) = 264,44 \text{ кВт}.$$

реактивной:

$$\Delta Q_{mp \text{ ГПП}} = 2 \cdot \left(\frac{0,75}{100} \cdot 32000 + \frac{10,5}{100} \cdot 32000 \cdot 0,78^2 \right) = 4568,44 \text{ квар}.$$

Потери энергии в трансформаторах ГПП.

При трехсменном режиме работы $T_{вкл} = 4000$ ч. $T_{макс} = 3000$ ч, тогда время максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (3.3)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1575 \text{ ч}.$$

Потери активной энергии в трансформаторах:

$$\Delta W = 2 \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_{вкл} + \Delta P_{кз} \cdot \tau \cdot K_3^2) \quad (3.4)$$

$$\Delta W = 2 \cdot (44 \cdot 4000 + 145 \cdot 1575 \cdot 0,78^2) = 629886,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Выбор сечения ЛЭП-115кВ:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{\left(P_p + \Delta P_{mp} \right)^2 + Q_9^2} \quad (3.5)$$

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(48677,7 + 264,44)^2 + 12196,86^2} = 50439 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии:

$$I_p = \frac{S_{лэн}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.6)$$

$$I_p = \frac{50439}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 126,8 \text{ A.}$$

Ток аварийного режима:

$$\begin{aligned} I_a &= 2 \cdot I_p \\ I_a &= 2 \cdot 126,8 = 253,6 \text{ A.} \end{aligned} \quad (3.7)$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов:

$$F = \frac{I_p}{j} \quad (3.8)$$

$$F = \frac{126,8}{1,1} = 115,3 \text{ мм}^2;$$

где $j = 1,1 \text{ A/мм}^2$ экономическая плотность тока при $T_m = 3000$ ч и алюминиевых проводах [3].

Принимаем провод АС-120 с $I_{доп} = 380 \text{ A} / 3/$.

Сечение провода по потерям на «корону» (для ВЛ 110 кВ минимальное сечение 70 мм^2). Окончательно принимаем АС –120 с $I_{доп} = 380 \text{ A}$.

Проверим выбранные провода по допустимому току.

При расчетном токе:

$$I_{доп} = 380 \text{ A} > I_p = 126,8 \text{ A}$$

При аварийном режиме:

$$I_{доп ав} = 1,3 \cdot I_{доп} = 1,3 \cdot 380 = 494 \text{ A} > I_{ав} = 253,6 \text{ A}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\Delta W_{лэн} = 2 \cdot (3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau) \quad (3.9)$$

$$\Delta W_{лэн} = 2 \cdot (3 \cdot 126,8^2 \cdot 0,2695 \cdot 10^{-3} \cdot 1575) = 40818,6 \text{ кВтч.}$$

где $R = r_0 \cdot L = 0,245 \cdot 1,1 = 0,2695 \text{ Ом} / 3/;$

$r_0 = 0,245 \text{ Ом/км}$ - удельное сопротивление сталеалюминиевого провода сечением $70 \text{ мм}^2 /3/$;

$l = 1,1 \text{ км}$ - длина линии.

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунок 3.2) и рассчитаем ток короткого замыкания в о.е [4].

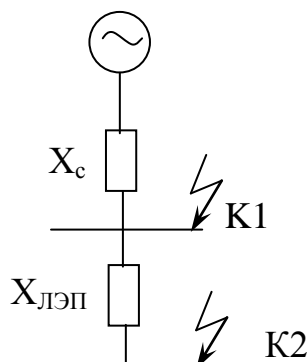


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания.

$S_{\bar{6}} = 1000 \text{ МВА}$; $U_{\bar{6}} = 115 \text{ кВ}$.

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}} \quad (3.10)$$

$$I_{\bar{6}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,026 \text{ кА};$$

$$X_c = \frac{S_{\bar{6}}}{S_{кз}} = \frac{1000}{1250} = 0,8 \text{ о.е.} \quad (3.11)$$

$$X_c = \frac{1000}{1250} = 0,8 \text{ о.е.}$$

$$X_{лэп} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{ср}^2} \quad (3.12)$$

$$X_{лэп} = 0,423 \cdot 1,1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,035 \text{ о.е.}$$

$$I_{к1} = \frac{I_{\bar{6}}}{X_c}; \quad (3.13)$$

$$I_{k1} = \frac{5,026}{0,8} = 6,28 \text{ кА};$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{k1} \quad (3.14)$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,28 = 15,99 \text{ кА}$$

$$I_{k2} = \frac{I_6}{X_c + X_l} \quad (3.15)$$

$$I_{k2} = \frac{5,026}{0,8 + 0,035} = 6,02 \text{ кА};$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{k2} \quad (3.16)$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,02 = 15,32 \text{ кА}$$

$$S_{k1} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{k1} \quad (3.17)$$

$$S_{k1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 6,28 = 1250,9 \text{ МВА}$$

$$S_{k2} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{k2} \quad (3.18)$$

$$S_{k2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 6,02 = 1199,1 \text{ МВА}$$

Выбор выключателей и разъединителей на $U = 115 \text{ кВ}$ [5].

Выбираем выключатели В1-В4 типа МКП-110-630-20У1 по аварийному току ЛЭП /6/.

$$U_n = 110 \text{ кВ} > U = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 253,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{пред}} = 52 \text{ кА} > i_{y1} = 15,99 \text{ кА};$$

$$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА} > I_{k1} = 6,28 \text{ кА}.$$

Разъединитель Р1-Р2: РДЗ-2-110/1000

$$U_n = 110 \text{ кВ} > U = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 253,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{пред}} = 80 \text{ кА} > i_{y2} = 15,32 \text{ кА};$$

$$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА} > I_{k2} = 6,02 \text{ кА}.$$

Ограничитель перенапряжений ОПН-110/420/56-10УХЛ1

Расчет затрат.

Затраты на трансформаторы ГПП:

$$\begin{aligned} K_{\text{трзпп}} &= 2 \cdot K_{\text{тр}} \\ K_{\text{трзпп}} &= 2 \cdot 73,4 = 146,8 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned} \quad (3.19)$$

Затраты на ЛЭП:

$$\begin{aligned} K_{\text{ЛЭП-110}} &= 1 \cdot K_{\text{ЛЭП}} \\ K_{\text{ЛЭП-110}} &= 1,1 \cdot 14,55 = 16,005 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned} \quad (3.20)$$

Затраты на выключатели В1-В4:

$$\begin{aligned} K_{\text{В1-В4}} &= 4 \cdot K_{\text{В}} \\ K_{\text{В1-В4}} &= 4 \cdot 19,35 = 77,4 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned} \quad (3.21)$$

Затраты на разъединитель:

$$\begin{aligned} K_{\text{разъед1,2}} &= 2 \cdot K_{\text{разъед}} \\ K_{\text{разъед1,2}} &= 2 \cdot 3,643 = 7,286 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned} \quad (3.22)$$

Затраты на ОПН:

$$\begin{aligned} K_{\text{ОПН1,2}} &= 2 \cdot K_{\text{ОПН}} \\ K_{\text{ОПН1,2}} &= 2 \cdot 1,01 = 2,02 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned} \quad (3.23)$$

Суммарные затраты на оборудование I варианта:

$$\begin{aligned} K_{\Sigma 3} &= K_{\text{трзпп}} + K_{\text{ЛЭП-110}} + K_{\text{В1-В4}} + K_{\text{разъед1,2}} + K_{\text{ОПН1,2}} \\ K_{\Sigma 3} &= 146,8 + 16,005 + 77,4 + 7,286 + 2,02 = 249,511 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned} \quad (3.24)$$

Определим издержки [5]:

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$\begin{aligned} I_{\text{экс ЛЭП}} &= 0,04 \cdot K_{\text{ЛЭП}} \\ I_{\text{экс ЛЭП}} &= 0,04 \cdot 16,005 = 0,64 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned} \quad (3.25)$$

Амортизация ЛЭП:

$$\begin{aligned} I_{\text{а ЛЭП}} &= 0,028 \cdot K_{\text{ЛЭП}} \\ I_{\text{а ЛЭП}} &= 0,028 \cdot 16,005 = 0,448 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned} \quad (1.57)$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экс об}} = 0,01 \cdot K_{\text{об}} \quad (3.26)$$

$$I_{\text{экс об}} = 0,01 \cdot 233,506 = 2,335 \text{ тыс. у.е.}$$

где $K_{\text{об}}$ – суммарные затраты без стоимости ЛЭП.

Амортизация оборудования:

$$I_{a \text{ об}} = 0,063 \cdot K_{\text{об}} \quad (3.27)$$

$$I_{a \text{ об}} = 0,063 \cdot 233,506 = 14,711 \text{ тыс. у.е.}$$

Стоимость потерь ЭЭ:

$$I_{\text{ном.}} = C_o \cdot (\Delta W_{\text{тр зпп}} + \Delta W_{\text{лэн}}) \quad (3.28)$$

$$I_{\text{ном.}} = 0,08 \cdot (629886,7 + 40818,6) = 53,656 \text{ тыс. у.е.}$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma 3} = I_a + I_{\text{э}} + I_{\text{ном.}} \quad (3.29)$$

$$I_{\Sigma 3} = 0,64 + 0,448 + 2,335 + 14,711 + 53,656 = 71,79 \text{ тыс. у.е.}$$

Приведенные суммарные затраты:

$$Z_I = 0,12 \cdot K_{\Sigma 3} + I_{\Sigma 3} \quad (3.30)$$

$$Z_I = 0,12 \cdot 249,511 + 71,79 = 101,73 \text{ тыс. у.е.}$$

Рассмотрим схему электроснабжения от ЛЭП- 10кВ, как показано на рисунке 3.3, и произведем ее технико-экономический расчет.

Выбираем высоковольтную линию ЛЭП-10кВ.

Полная мощность, проходящая по ней:

$$S_{T-10} = \sqrt{P_P^2 + Q_{\text{э}}^2} = \sqrt{48677,7^2 + 12196,86^2} = 50182,49 \text{ кВА}$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии:

$$I_p = \frac{S_{T-10}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{50182,49}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1381,3 \text{ А}$$

Ток аварийного режима:

$$I_a = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 1381,3 = 2762,6 \text{ А}$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов:

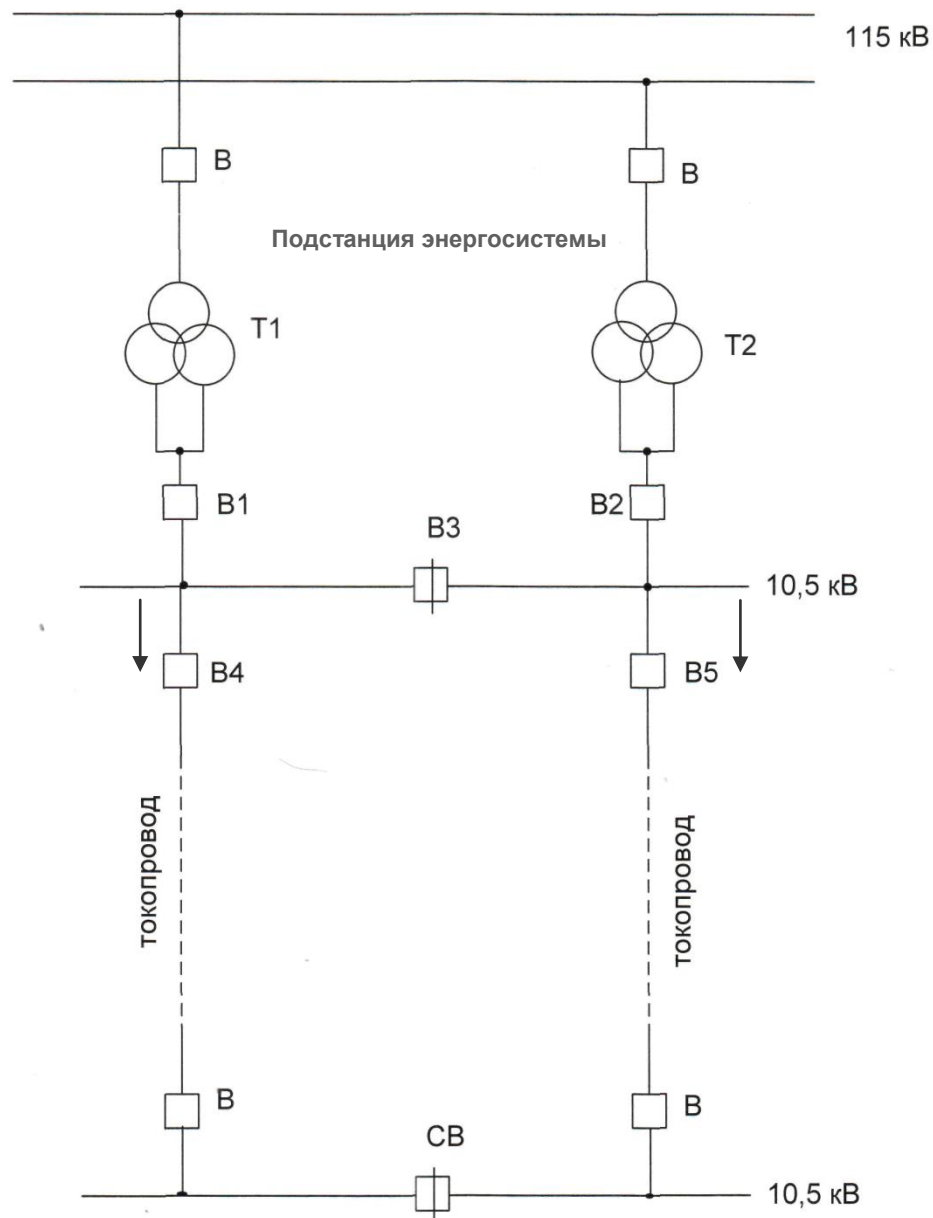


Рисунок 3.3 –Схема электроснабжения завода от ЛЭП 10кВ

$$F = \frac{I_p}{j} = \frac{1381,3}{1,1} = 1255,73 \text{ мм}^2;$$

где $j=1,1 \text{ А/мм}^2$ экономическая плотность тока при $T_M=3000 \text{ ч}$ и алюминиевых проводах [5].

Принимаем гибкий токопровод 3хА600 /1/, сечение 1761 мм^2 , $I_{\text{доп}}=3000\text{А}$.

Проверим выбранные провода по допустимому току.

При расчетном токе:

$$I_{\text{дон}} = 3000 \text{ A} > I_p = 1381,3 \text{ A}$$

При аварийном режиме:

$$I_{\text{дон ав}} = 1,3 \cdot I_{\text{дон}} = 1,3 \cdot 3000 = 3900 \text{ A} > I_{\text{ав}} = 2762,6 \text{ A}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\Delta W_{\text{лэп}} = 2 \cdot (3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau) = 2 \cdot 3 \cdot 1381,3^2 \cdot 0,01837 \cdot 10^{-3} \cdot 1575 = 331220,33 \text{ кВтч},$$

где $R = r_0 \cdot L = 0,0167 \cdot 1,1 = 0,01837 \text{ Ом}$,
 $r_0 = 0,0167 \text{ Ом/км}$ - удельное сопротивление токопровода сечением 1761 мм^2 [5],
 $l = 1,1 \text{ км}$ - длина линии.

Перед выбором аппаратов составим схему замещения, как показано на рисунке 3.4 и рассчитаем ток короткого замыкания в о.е.

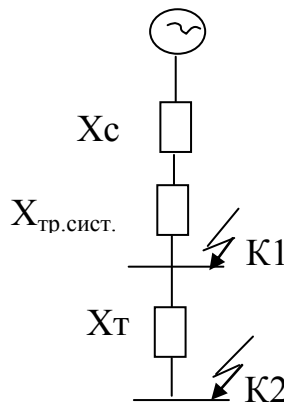


Рисунок 3.4 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

$$S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВА}; U_{\text{б}} = 10,5 \text{ кВ}.$$

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА};$$

$$X_c = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}}} = \frac{1000}{1250} = 0,8 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{тр. сист.}} = \frac{U_{\text{BC}} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{тр. сист.}}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 1,667 \text{ о.е.}$$

$$X_{T-10} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,174 \cdot 1,1 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,736 \text{ о.е.}$$

$$I_{k1} = \frac{I_{\sigma}}{X_c + X_{mp.cуст.}} = \frac{55,05}{0,8 + 1,667} = 22,315 \text{ кА};$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{k1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 22,315 = 56,8 \text{ кА}$$

$$S_{k1} = \sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_{k1} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 22,315 = 405,35 \text{ МВА};$$

$$I_{k2} = \frac{I_{\sigma}}{X_c + X_{mp.cуст.} + X_{T-10}} = \frac{55,05}{0,8 + 1,667 + 1,736} = 13,1 \text{ кА};$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{k2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,1 = 33,35 \text{ кА}$$

$$S_{k2} = \sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_{k2} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 13,1 = 238,24 \text{ МВА};$$

Выбор выключателей на $U=10,5$ кВ.

Выбираем выключатели В1-В2 по аварийному току трансформатора энергосистемы.

$$I_{ав} = \frac{S_{mp.cуст}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.31)$$

$$I_{ав} = \frac{63000}{1,73 \cdot 10,5} = 3468,2 \text{ А}$$

Выбираем выключатели типа ВЭ-10-3600-31,5УЗ /6/:

$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$

$I_{ном} = 3600 \text{ А} > I_{ав} = 3468,4 \text{ А};$

$I_{пред} = 80 \text{ кА} > i_{y1} = 56,8 \text{ кА};$

$I_{откл} = 31,2 \text{ кА} > I_{k1} = 22,315 \text{ кА}.$

Коэффициент долевого участия:

$$\gamma_2 = \frac{I_{ав}}{I_{ном}} \quad (3.32)$$

$$\gamma_2 = \frac{3468,2}{3600} = 0,933$$

Выбираем выключатель секционный В3 типа: ВЭ-10-2500-31,5УЗ:

$$I_{p-В3} = \frac{I_{ав}}{2} \quad (3.33)$$

$$I_{p-В3} = \frac{3468,2}{2} = 1734,2 \text{ А}$$

$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$

$$\begin{aligned}
I_{\text{ном}} &= 2500 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 1734,2 \text{ А}; \\
I_{\text{пред}} &= 80 \text{ кА} > i_{y1} = 56,8 \text{ кА}; \\
I_{\text{откл}} &= 31,5 \text{ кА} > I_{k1} = 22,315 \text{ кА}.
\end{aligned}$$

Коэффициент долевого участия

$$\gamma_3 = \frac{I_{p-B3}}{I_{\text{ном}}} = \frac{1734,2}{2500} = 0,694$$

Выбираем выключатели В4-В5 типа ВЭ-10-3600-31,5У3 по аварийному току токопровода:

$$\begin{aligned}
U_{\text{н}} &= 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ}; \\
I_{\text{ном}} &= 3600 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 2762,6 \text{ А}; \\
I_{\text{пред}} &= 80 \text{ кА} > i_{y2} = 33,35 \text{ кА}; \\
I_{\text{откл}} &= 31,2 \text{ кА} > I_{k2} = 13,1 \text{ кА}.
\end{aligned}$$

Затраты на трансформаторы энергосистемы:

$$K_{\text{тр.сист}} = \gamma_1 \cdot 2 \cdot K_{\text{тр}} = 0,398 \cdot 2 \cdot 105 = 83,58 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на выключатели В1, В2:

$$K_{B1,2} = \gamma_2 \cdot 2 \cdot K_B = 0,933 \cdot 2 \cdot 5,3 = 9,89 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на выключатель В3:

$$K_{B3} = \gamma_3 \cdot K_B = 0,694 \cdot 5,3 = 3,678 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на выключатели В4, В5:

$$K_{B4,5} = 2 \cdot 5,3 = 10,6 \text{ тыс. у.е.}$$

Затраты на токопровод 10 кВ:

$$K_{T-10} = 1,1 \cdot 118 = 129,8 \text{ тыс. у.е.}$$

Суммарные затраты второго варианта:

$$\begin{aligned}
K_{\Sigma I} &= K_{\text{тр.сист}} + K_{B1,2} + K_{B3} + K_{B4,5} + K_{T-10} \\
K_{\Sigma I} &= 83,58 + 9,89 + 3,678 + 10,6 + 129,8 = 237,55 \text{ тыс. у.е.}
\end{aligned}$$

Определим издержки

Издержки на эксплуатацию токопровода:

$$I_{\text{экс } T-10} = 0,01 \cdot K_{T-10} = 0,01 \cdot 129,8 = 1,298 \text{ тыс. у.е.}$$

Издержки на амортизацию токопровода:

$$I_{a \text{ ЛЭП}} = 0,03 \cdot K_{T-10} = 0,03 \cdot 129,8 = 3,894 \text{ тыс. у.е.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экс об}} = 0,01 \cdot K_{\text{об}} = 0,01 \cdot 107,75 = 1,0778 \text{ тыс. у.е.}$$

где $K_{\text{об}}$ – суммарные затраты без стоимости ЛЭП.

Амортизация оборудования:

$$I_{a \text{ об}} = 0,063 \cdot K_{\text{об}} = 0,063 \cdot 107,75 = 6,788 \text{ тыс. у.е.}$$

Стоимость потерь:

$$I_{\text{пот.}} = C_o \cdot W_{\text{лэн}} = 0,08 \cdot 331220,33 = 26,5 \text{ тыс. у.е.}$$

где $C_o = 0,08 \text{ у.е./кВт}\cdot\text{ч}$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma I} = I_a + I_{\text{э}} + I_{\text{пот.}}$$

$$I_{\Sigma I} = 1,298 + 3,894 + 1,078 + 6,788 + 26,5 = 39,56 \text{ тыс. у.е.}$$

Приведенные суммарные затраты:

$$Z_{II} = 0,12 \cdot K_{\Sigma I} + I_{\Sigma I} = 0,12 \cdot 237,55 + 39,56 = 68,066 \text{ тыс. у. е.}$$

Составим сводную таблицу по всем вариантам.

Таблица 3.1 - Результаты ТЭР

Вариант	$U_{\text{ном}}$, кВ	K_{Σ} у.е.	I_{Σ} у.е.	Z у.е.
I	110	249,51	71,79	101,73
II	10	237,55	39,56	68,066

II вариант является наиболее экономически целесообразным вариантом. Он имеет лучшие качественные показатели: в нем требуется меньше электрооборудования, схема имеет большую гибкость для расширения и реконструкции.

4 Выбор электрооборудования на напряжение 10кВ

Расчет токов короткого замыкания $I_{кз}$ ($U=10$ кВ) с учетом подпитки от СД [7] проводим с учетом схемы замещения показанной на рисунке 4.1.

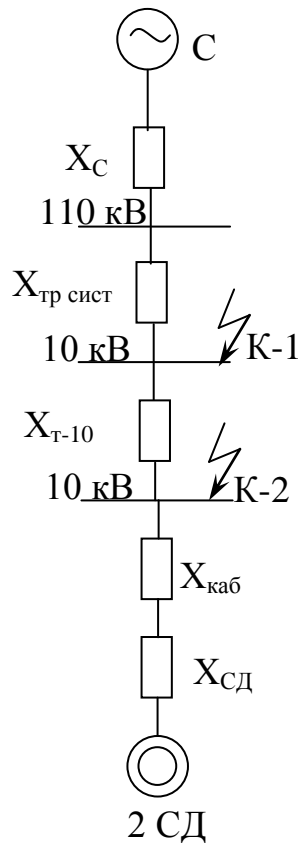


Рисунок 4.1 - Схема замещения

Так как токи КЗ в точке К-1, К-2 ($I'_{к-2} = 13,1$ кА) рассчитаны выше, то остается рассчитать ток подпитки от СД.

В цехе установлено 4 синхронных двигателя типа СТД-4000-2УЗЛ4 со следующими характеристиками: $P_{нсд} = 4000$ кВт, $U_n = 10,5$ кВ, $n = 3000$ об/мин, $x''_d = 20\%$, $\eta = 97,4\%$.

Рассчитаем ток от СД:

$$S_{нсд} = \frac{P_{нсд}}{\cos\varphi} = \frac{4000}{0,9} = 4444,44 \text{ кВА}$$

$$I_{сд} = \frac{S_{нсд} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{4444,44 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 207,97 \text{ А}$$

Выбираем кабель к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{э}}} = \frac{207,97}{1,4} = 148,55 \text{ мм}^2$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = \alpha \cdot I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{прив}}} \quad (4.1)$$

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 13,1 \cdot \sqrt{0,4} = 105,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель марки ААШВ-10-(3х150) с $I_{\text{доп}} = 305 \text{ А}$ [7]. Данные кабеля: $r_0 = 0,208 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,079 \text{ Ом/км}$.

$$x_{\text{каб}} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_{\text{б}}}{N \cdot U_{\text{ср}}^2}, \quad (4.2)$$

$$x_{\text{каб}} = \frac{0,079 \cdot 0,05 \cdot 1000}{2 \cdot 10,5^2} = 0,018 \text{ о.е.}$$

Найдем параметры СД:

$$x_{\text{сд}} = \frac{x_d'' \cdot S_{\text{б}}}{\sum S_{\text{нсд}}}, \quad (4.3)$$

$$x_{\text{сд}} = \frac{0,2 \cdot 1000}{2 \cdot 4,444} = 22,5 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{сд}} = E_H'' \cdot \frac{U_H}{U_{\text{б}}}, \quad (4.4)$$

$$E_{\text{сд}} = \frac{1,1 \cdot 10}{10,5} = 1,048.$$

Тогда ток подпитки от двигателей:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{сд}} \cdot I_{\text{б}}}{x_{\text{экв}}}, \quad (4.5)$$

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{1,048 \cdot 55,05}{22,5 + 0,018} = 2,56 \text{ кА}.$$

Суммарный ток короткого замыкания в точке К2 с учетом подпитки:

$$\sum I_{кз} = I_{к2} + I_{кзсд} = 13,1 + 2,56 = 15,66 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд2} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot \sum I_{кз} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 15,66 = 39,72 \text{ кА}$$

Выбор выключателей для РП-1 проводим по следующей последовательности:

- выбор вводных и секционных выключателей:

$$S_{РП-1} = \sqrt{(P_{ТП1,2,3} + P_{ТП4} + \Delta P_{ТП1,2,3} + \Delta P_{ТП4})^2 + (Q_{ТП1,2,3} + Q_{ТП4} + \Delta Q_{ТП1,2,3} + Q_{РТП4})^2} = \\ = \sqrt{(8890,08 + 3180,88 + 100,2 + 98,26)^2 + (3900,2 + 1681,05 + 684,73 + 268,33)^2} = 13900,84 \text{ кВА}$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{13900,84}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 382,63 \text{ А}$$

Аварийный ток:

$$I_{ав} = 2 \cdot 382,63 = 765,26 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20-1000 У2.

$$U_n = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А} > I_{ав} = 765,26 \text{ А};$$

$$I_{откл} = 20 \text{ кА} > I_{кз} = 15,66 \text{ кА}.$$

$$\text{Секционный выключатель: } I_p = \frac{I_{ав}}{2} = 382,63 \text{ кА}$$

Принимаем выключатель типа ВВ/TEL-10-20-630У2.

$$U_n = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 630 \text{ А} > I_{ав} = 382,63 \text{ А};$$

$$I_{откл} = 20 \text{ кА} > I_{кз} = 15,66 \text{ кА}.$$

- выбор выключателей отходящих линий:

Магистраль РП1-ТП1:

$$S_{pТП1,2,3} = \sqrt{(P_{pТП1,2,3} + \Delta P_{mp})^2 + (Q_{pТП1,2,3} + \Delta Q_{mp})^2}$$

$$S_{pТП1,2,3} = \sqrt{(8890,08 + 100,2)^2 + (3900,2 + 684,73)^2} = 10091,91 \text{ кВА}$$

$$S_{pIII} = \frac{10091,91}{5} \cdot 2 = 4036,76 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_{pIII}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{4036,76}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 111,11 \text{ А}$$

$$I_{ав} = 2 \cdot I_p = 222,22 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20-630У2.

Проверим выбранный выключатель:

$$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{НОМ} = 630 \text{ А} > I_{ав} = 222,22 \text{ А};$$

$$I_{ОТКЛ} = 20 \text{ кА} > I_{кз} = 15,66 \text{ кА};$$

$$I_{СКВ} = 51 \text{ кА} > i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$$

Магистраль РП1-ТП2:

$$S_{pТП2} = \frac{10091,91}{5} \cdot 2 = 4036,76 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{4036,76}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 111,11 \text{ А}; I_{ав} = 222,22 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20-630У2.

Проверим выбранный выключатель:

$$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{НОМ} = 630 \text{ А} > I_{ав} = 222,22 \text{ А};$$

$$I_{ОТКЛ} = 20 \text{ кА} > I_{кз} = 15,66 \text{ кА};$$

$$I_{СКВ} = 51 \text{ кА} > i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$$

Магистраль РП1-ТП3:

$$S_{pТП3} = \frac{10091,91}{5} \cdot 1 = 2018,38 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2018,38}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 111,11 \text{ А}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-20-630У2.

Проверим выбранный выключатель:

$$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{НОМ} = 630 \text{ А} > I_p = 111,11 \text{ А};$$

$$I_{откл} = 20 \text{ кА} > I_{кз} = 15,66 \text{ кА};$$

$$I_{скв} = 51 \text{ кА} > i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$$

Магистраль РП1-ТП4:

$$S_{pТП4} = \sqrt{(P_{pТП4} + \Delta P_{mp})^2 + (Q_{pТП4} + \Delta Q_{mp})^2}$$

$$S_{pТП4} = \sqrt{(3180,88 + 98,26)^2 + (1681,05 + 258,53)^2} = 3809,8 \text{ кВА}$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3809,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 104,87 \text{ А}$$

Аварийный ток:

$$I_{ав} = 2 \cdot 104,87 = 209,7 \text{ А}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-20-630У2.

Проверим выбранный выключатель:

$$U_n = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ}$$

$$I_n = 630 \text{ А} > I_p = 209,7 \text{ А}$$

$$I_{откл} = 20 \text{ кА} > I_{кз} = 15,66 \text{ кА}$$

$$I_{скв} = 51 \text{ кА} > i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$$

- выбор выключателей для РП-2

Выбор вводных и секционных выключателей:

$$S_{РП-2} = \sqrt{(P_{ТП5,6,7} + \Delta P_{ТП5,6,7} + P_{pДСП-6} + \Delta P_{ДСП-6} + P_{pДСП-12} + \Delta P_{ДСП-12} + P_{pСД})^2 + (Q_{ТП5,6,7} + \Delta Q_{ТП5,6,7} + Q_{pДСП-6} + \Delta Q_{ДСП-6} + Q_{pДСП-12} + \Delta Q_{ДСП-12} - Q_{pСД} - Q_{ВБК})^2}$$

$$= \sqrt{(8816,16 + 102,16 + 10200 + 4032 + 112 + 400 + 13600)^2 + (3657,68 + 698,3 + 1935,36 + 6324 + 560 + 2000 - 6528 - 7200)^2}$$

$$= 37290,8 \text{ кВА}$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{2 \times \sqrt{3} \times U_n} = \frac{37290,8}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 1026,44 \text{ А}$$

Аварийный ток:

$$I_{ав} = 2 \cdot 1026,44 = 2052,9 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВБЭ-10-31,5-2500 УХЛ2.

$$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 2052,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА} > I_{\text{кз}} = 15,66 \text{ кА}.$$

$$\text{Секционный выключатель: } I_p = \frac{I_{\text{ав}}}{2} = 1026,44 \text{ кА}$$

Принимаем выключатель типа ВВ/TEL-10-20-1600У2.

$$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 1026,44 \text{ А};$$

$$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА} > I_{\text{кз}} = 15,66 \text{ кА}.$$

- выбор выключателей отходящих линий:

Магистраль РП2-ТП5,6,:

$$S_{p\text{ТП5,6,7}} = \sqrt{(P_{p\text{ТП5,6,7}} + \Delta P_{\text{мп}})^2 + (Q_{p\text{ТП5,6,7}} + \Delta Q_{\text{мп}})^2}$$

$$S_{p\text{ТП5,6,7}} = \sqrt{(8816,16 + 102,16)^2 + (3657,68 + 698,3)^2} = 9925,27 \text{ кВА}$$

$$S_{p\text{ТП5,6}} = \frac{9925,27}{5} \times 4 = 7940,2 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_{p\text{ТП5,6}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H} = \frac{7940,2}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 218,56 \text{ А}$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_p = 437,12 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20-630У2.

Проверим выбранный выключатель:

$$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 437,12 \text{ А};$$

$$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА} > I_{\text{кз}} = 15,66 \text{ кА};$$

$$I_{\text{скв}} = 51 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 39,72 \text{ кА}$$

Магистраль РП2-ТП7:

$$S_{p\text{ТП7}} = \frac{9925,27}{5} \times 1 = 1985,05 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1985,05}{\sqrt{3} \times 10,5} = 109,3 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL-10-20-630У2.

Проверим выбранный выключатель:

$$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А} > I_p = 109,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{ОТКЛ}} = 20 \text{ кА} > I_{\text{кз}} = 15,66 \text{ кА};$$

$$I_{\text{СКВ}} = 51 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 39,72 \text{ кА}$$

Магистраль РП2-ДСП-6:

$$P_{\text{рДСП-6}} = 2016 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{рДСП-6}} = 967,68 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{рВБК}} = 900 \text{ квар}$$

$$S_{\text{рДСП-6}} = \sqrt{(P_{\text{рДСП}} + \Delta P)^2 + (Q_{\text{рДСП}} + \Delta Q - Q_{\text{ВБК}})^2}$$

$$S_{\text{рДСП-6}} = \sqrt{(2016 + 56)^2 + (967,68 + 280 - 900)^2} = 2101 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{рДСП-6}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{2101}{\sqrt{3} \times 10,5} = 115,66 \text{ А}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-20-630У2.

Проверим выбранный выключатель:

$$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 115,66 \text{ А};$$

$$I_{\text{ОТКЛ}} = 20 \text{ кА} > I_{\text{кз}} = 15,66 \text{ кА};$$

$$I_{\text{СКВ}} = 51 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 39,72 \text{ кА}$$

Магистраль РП2-ДСП-12:

$$P_{\text{рДСП-12}} = 2550 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{рДСП-12}} = 1581 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{рВБК}} = 1350 \text{ квар}$$

$$S_{\text{рДСП-12}} = \sqrt{(P_{\text{рДСП}} + \Delta P)^2 + (Q_{\text{рДСП}} + \Delta Q - Q_{\text{ВБК}})^2}$$

$$S_{\text{рДСП-12}} = \sqrt{(2550 + 100)^2 + (1581 + 500 - 1350)^2} = 2749 \text{ кВА}$$

$$I_{pДСП-12} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{2749}{\sqrt{3} \times 10,5} = 151,33 \text{ А}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-20-630У2.

Проверим выбранный выключатель:

$$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А} > I_p = 151,33 \text{ А};$$

$$I_{\text{ОТКЛ}} = 20 \text{ кА} > I_{\text{кз}} = 15,66 \text{ кА};$$

$$I_{\text{СКВ}} = 51 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 39,72 \text{ кА}$$

Магистраль РП2-СД:

$$\text{Расчетный ток: } I_p = 207,97 \text{ А}$$

Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-20-630У2.

Проверим выбранный выключатель:

$$U_H = 10 \text{ кВ} > U = 10 \text{ кВ}$$

$$I_H = 630 \text{ А} > I_p = 207,97 \text{ А}$$

$$I_{\text{ОТКЛ}} = 20 \text{ кА} > I_{\text{кз}} = 15,66 \text{ кА}$$

$$I_{\text{СКВ}} = 51 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 39,72 \text{ кА}$$

- выбор трансформаторов тока /6/

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки: $U_{\text{НОМ ТТ}} \geq U_{\text{НОМ уст-ки}}$;

- по току: $I_{\text{НОМ ТТ}} \geq I_{\text{расч}}$;

- по электродинамической стойкости: $K_{\text{дин}} \geq \frac{i_{\text{уд}}}{\sqrt{2} \times I_{\text{НОМ ТТ}}}$;

- по вторичной нагрузке: $S_{\text{н2}} \geq S_{\text{нагр расч}}$;

- по термической стойкости: $K_{\text{тс}} = \frac{I_{\text{об}} \times \sqrt{t}}{I_{\text{НОМ ТТ}} \times t_{\text{нт}}}$;

- по конструкции и классу точности.

Выбор трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе.

Приборы присоединения показаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Приборы присоединения

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
W	Д-355	0,5	-	0,5
Var	Д-345	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Примем для вводных выключателей РП-1 трансформатор тока ТПЛК-10: $I_H = 800 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 30 \text{ ВА}$ с характеристиками представленными в таблице 4.2.

Таблица 4.2- Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 765,26 \text{ А}$	$I_H = 800 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 10,5 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 30 \text{ ВА}$

Примем для вводных выключателей РП-2 трансформатор тока ТПЛК-10: $I_H = 3000 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 30 \text{ ВА}$ с характеристиками представленными в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 2052,9 \text{ А}$	$I_H = 3000 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 128 \text{ кА}$
$S_{2p} = 10,5 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 30 \text{ ВА}$

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока.

Сопротивление вторичной нагрузки состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пров} + R_{к-тов}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (4.6)$$

$$r_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

$$r_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} \quad (4.7)$$

$$r_{2H} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;
 I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{доппр}} = r_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} \quad (4.8)$$

$$r_{\text{доппр}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L}{r_{\text{доп}}} \quad (4.9)$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{0,028 \cdot 5}{0,84} = 0,16 \text{ мм}^2;$$

принимаем провод АКР ТВ; F=2,5мм².

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L}{F} \quad (4.10)$$

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,028 \cdot 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом.}$$

$$S_2 = R_2 \cdot I_2^2 = 0,416 \cdot 5^2 = 10,5 \text{ ВА};$$

$$\text{где } R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,056 + 0,1 = 0,416 \text{ Ом.}$$

Выбираем трансформатор тока на секционном выключателе шин РП-1: I_p= 382,63 А; ТПЛК-10: I_н = 600 А; U_н= 10 кВ с характеристиками представленными в таблице 4.5.

Таблица 4.4 - Характеристики приборов подключения

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Таблица 4.5 - Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
U _н = 10 кВ	U _н = 10 кВ
I _p = 382,63 А	I _н = 600 А
i _{уд} = 39,72 кА	I _{дин} = 74,5 кА
S _{2p} = 4,4 ВА	S _{2н} = 10 ВА

Выбираем трансформатор тока на секционном выключателе шин РП-2: I_p= 1026,44 А; ТПЛК-10: I_н = 1500 А; U_н= 10 кВ с характеристиками представленными в таблице 4.6.

Таблица 4.6- Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 1026,44 \text{ А}$	$I_H = 1500 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 4,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

$$r_{2н-ка} = \frac{S_{2н-ка}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{донпр} = r_{2н} - r_{приб} - r_{кон} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом};$$

$$q_{пров} = \frac{r \times L}{r_{дон}} = \frac{0,028 \times 5}{0,28} = 0,5 \text{ мм}^2;$$

принимаем провод АКР ТВ; $F=2,5 \text{ мм}^2$;

$$R_{пров} = \frac{r \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,0176 \times 5^2 = 4,4 \text{ ВА};$$

$$R_2 = 0,02 + 0,056 + 0,1 = 0,176 \text{ Ом}.$$

б) Выбираем трансформатор тока на линии РП1-ТП1, РП1-ТП2, РП1-ТП3, РП1-ТП4, РП2-ТП5,6, РП2-ТП7, РП2-ДСП-6, РП2-ДСП-12, РП2-СД с характеристиками представленными в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Приборы подключения

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		5,5	5,5	5,5

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом};$$

$$r_{2н-ка} = \frac{S_{2нТГ}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{доппр} = r_{2н} - r_{приб} - r_{кон} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом};$$

$$q_{пров} = \frac{c \cdot L}{r_{дон}} = \frac{0,028 \cdot 5}{0,08} = 1,75 \text{ м}^2;$$

принимаем кабель АКРТВ; $F=2,5 \text{ мм}^2$.

$$R_{пров} = \frac{c \cdot L}{F} = \frac{0,028 \cdot 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \cdot I_2^2 = 0,376 \cdot 5^2 = 9,4 \text{ ВА};$$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пров} + R_{к-тов} = 0,22 + 0,056 + 0,1 = 0,376 \text{ Ом}.$$

Трансформатор тока на линии РП1-ТП1: $I_{ав}=222,22 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10: $I_n = 300 \text{ А}$; $U_n = 10 \text{ кВ}$; $S_n = 10 \text{ ВА}$ с характеристиками представленными в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 222,22 \text{ А}$	$I_n = 300 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2р} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии РП1-ТП2: $I_{ав}=222,22 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10: $I_n = 300 \text{ А}$; $U_n = 10 \text{ кВ}$; $S_n = 10 \text{ ВА}$ с характеристиками представленными в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 222,22 \text{ А}$	$I_n = 300 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2р} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии РП1-ТП3: $I_p=111,11 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10: $I_n = 150 \text{ А}$; $U_n = 10 \text{ кВ}$; $S_n = 10 \text{ ВА}$ с характеристиками представленными в таблице 4.10.

Таблица 4.10 - Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 111,11 \text{ А}$	$I_H = 150 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии РП1-ТП4: $I_{ав} = 209,7 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10: $I_H = 300 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$ с характеристиками представленными в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 209,7 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии РП2-ТП5,6: $I_{ав} = 437,16 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10: $I_H = 600 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$ с характеристиками представленными в таблице 4.12.

Таблица 4.12 - Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 437,16 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии РП2-ТП7: $I_p = 109,3 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10: $I_H = 150 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$ с характеристиками представленными в таблице 4.13.

Таблица 4.13 - Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 109,3 \text{ А}$	$I_H = 150 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии РП2-ДСП-6: $I_p = 115,66 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10: $I_H = 150 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$ с характеристиками представленными в таблице 4.14.

Таблица 4.14 - Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 115,66 \text{ А}$	$I_H = 150 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии РП2-ДСП-12: $I_p = 151,33 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10: $I_H = 200 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$ с характеристиками представленными в таблице 4.15..

Таблица 4.15 - Характеристики ТПЛК-10

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 151,33 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии РП2-СД: $I_p = 207,97 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТПЛК-10У3: $I_H = 300 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$ с характеристиками представленными в таблице 4.16.

Таблица 4.16 - Характеристики ТПЛК-10У3

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 207,97 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$
$i_{уд} = 39,72 \text{ кА}$	$I_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Выбор трансформаторов напряжения [3].

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки: $U_{ном} \geq U_{уст}$;
- по вторичной нагрузке: $S_{ном2} \geq S_{2расч}$;
- по классу точности
- по конструкции и схеме соединения

Выберем трансформаторы напряжения для РП-1:

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{86^2 + 175,26^2} = 195,22 \text{ ВА}$$

Таблица 4.17 – Приборы подключения

Прибор	Тип	S _{об-ки} , ВА	Число об-к	cosφ	sinφ	Число приборов	P _{общ} , Вт	Q _Σ , вар
V	Э-335	2	2	1	0	2	8	-
W	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Var	И-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Wh	СА3-И681	3 Вт	2	0,38	0,925	6	36	87,63
Varh	СР4-И689	3 вар	2	0,38	0,925	6	36	87,63
Итого							86	175,26

Принимаем ТН типа НТМК-10-71У3

Таблица 4.18 - Характеристики НТМК-10-71У3

U _{нт} = 10 кВ	U _{нт} = 10 кВ
S _{н2} = 195,22 ВА	S _{п2} = 400 ВА
Схема соединения обмоток Y/Y ₀ -0	

Выберем трансформаторы напряжения для РП-2:

Таблица 4.19 – Приборы подключения

Прибор	Тип	S _{об-ки} , ВА	Число об-к	cosφ	sinφ	Число приборов	P _{общ} , Вт	Q _Σ , вар
V	Э-335	2	2	1	0	2	8	-
W	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Var	И-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Wh	СА3-И681	3 Вт	2	0,38	0,925	10	90	218,7
Varh	СР4-И689	3 вар	2	0,38	0,925	10	90	218,7
Итого							194	437,4

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{194^2 + 437,4^2} = 478,5 \text{ ВА}$$

Принимаем ТН типа НТМК-10-71У3

Таблица 4.20- Характеристики НТМК-10-71У3

U _{нт} = 10 кВ	U _{нт} = 10 кВ
S _{н2} = 478,5 ВА	S _{п2} = 630 ВА
Схема соединения обмоток Y/Y ₀ -0	

Выбор выключателей нагрузки

Для трансформаторов ТП-5,6 принимаем выключатель нагрузки типа

ВНПУ –10/400 –10УЗ.

$$I_p = \frac{S_{mn}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,6 \text{ А.}$$

Проверим выбранный выключатель нагрузки.

Таблица 4.21 - Характеристики ВНПУ –10/400 –10УЗ

Паспортные	Расчетные
$U_H=10 \text{ кВ}$	$U=10 \text{ кВ}$
$I_H=400 \text{ А}$	$I_p=137,6 \text{ А}$
$I_{откл}=52 \text{ кА}$	$I_{уд}=39,72 \text{ кА}$

Выбор силовых кабелей отходящих линий [2].

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

- по экономической плотности тока: $F_э = \frac{I_p}{j_э}$;
- по минимальному сечению $F_{min} = \alpha \cdot I_{кз} \cdot \sqrt{t_{п}}$;
- по условию нагрева рабочим током $I_{доп \text{ каб}} \geq I_p$;
- по аварийному режиму $I_{доп \text{ ав}} \geq I_{ав}$;
- по потере напряжения $\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{рас}$.

Выбираем кабель РП1-ТП1:

$$S_{рТП1,2,3} = 4036,76 \text{ кВА}; I_p = 111,11 \text{ А}; I_{ав} = 222,22 \text{ А.}$$

а) по экономической плотности тока:

$$F_э = I_p / j_{эк} = 111,11 / 1,4 = 79,36 \text{ мм}^2,$$

где $j_{эк} = 1,4 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$.

Принимаем кабель марки ААШВ-10-(3×95); $I_{доп} = 205 \text{ А}$;

б) проверим выбранный кабель по термической стойкости к $I_{кз}$, найдем минимальное сечение кабеля по $I_{кз}$:

$$F_{min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{привед}} \quad (4/11)$$

$$F_{min} = 12 \times 15,66 \sqrt{0,4} = 118,7 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААШВ-10-(3×120); $I_{доп} = 240 \text{ А}$;

в) проверка по аварийному току:

$$I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times 240 = 312 \text{ A} \geq 222,22 \text{ A};$$

г) проверка по рабочему режиму с учетом поправочного коэффициента $K_{\text{попр}}$, зависящего от количества кабелей проложенных в одной траншее $K_{\text{попр}} = 0,8$ (4 кабеля в траншее):

$$I_p / K_{\text{попр}}, \text{ A} (240 \text{ A} > 138,9 \text{ A}).$$

Условия выполняются, поэтому окончательно принимаем кабель марки ААШв-10-(3×120), с $I_{\text{доп}} = 240 \text{ A}$.

Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу 4.22.

Таблица 4.22 – Кабельный журнал

Наименование участка	Sp, кВА	Кол-во кабелей в траншее	Нагрузка		По экономической плотности тока, мм ²		По допустимой нагрузке, мм ²		По току короткого замыкания, мм ²		Выбранный кабель	I _{доп} , А
			I _p , А	I _{ав} , А	j _э	F _э	K _п	F _{доп}	I _к , А	S		
РП1-ТП1	4036,76	4	111,11	222,22	1,4	79,36	0,8	50	15,66	120	ААШВ-10-(3×120)	240
РП1-ТП2	4036,76	3	111,11	222,22	1,4	79,36	0,85	50	15,66	120	ААШВ-10-(3×120)	240
РП1-ТП3	2018,38	3	111,11		1,4	79,36	0,85	50	15,66	120	ААШВ-10-(3×120)	240
РП1-ТП4	3809,8	4	104,87		1,4	74,9	0,8	50	15,66	120	ААШВ-10-(3×120)	240
РП2-ТП5,6	7940,2	4	218,56	437,12	1,4	156,11	0,8	150	15,66	120	ААШВ-10-(3×185)	310
ТП5-ТП6	3970,1	2	109,3	218,56	1,4	78,1	0,9	50	15,66	120	ААШВ-10-(3×120)	240
РП2-ТП7	1985,05	5	109,3		1,4	78,1	0,78	70	15,66	120	ААШВ-10-(3×120)	240
РП2-ДСП-6	2101	5	115,66		1,4	82,6	0,78	70	15,66	120	ААШВ-10-(3×120)	240
РП2-ДСП-12	2749	5	151,33		1,4	108,1	0,78	95	15,66	120	ААШВ-10-(3×120)	240
РП2-СД	4444,44	4	207,97		1,4	148,55	0,8	150	15,66	120	ААШВ-10-(3×150)	275

Выбор шин РП-1, РП-2 [3]/

Сечение шин выбирают по длительно допустимому току и экономической целесообразности. Проверку шин производят на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Для РП-1 выбираем твердотянутые алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АТ-80×6; $I_{доп}=1625$ А (одна полоса на фазу) , $I_{авРП1}= 765,26$ А; $i_{уд}= 39,72$ кА.

а) $I_{доп}=1625 \geq I_{ав}=765,26$;

б) проверка по термической стойкости к $I_{кз}$:

$$F_{min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{привед}} = 12 \times 15,66 \times 1 = 187,92 \text{ мм}^2 < 480 \text{ мм}^2;$$

в) проверка по динамической стойкости к $i_{уд кз}$: $\sigma_{доп}=700$ кгс/см²:

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{уд}^2 \times L}{a} \quad (4.23)$$

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times 39,72^2 \times 80}{60} = 36,81 \text{ кгс};$$

$$W = 0,167 \times b \times h^2 \quad (4.24)$$

$$W = 0,167 \times 0,8 \times 6^2 = 4,81 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{f \times L}{10 \times W} = \frac{36,81 \times 80}{10 \times 4,81} = 61,22 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2},$$

где L=80 см-расстояние между изоляторами;

a=60 см-расстояние между фазами;

b=0,8 см-толщина одной полосы;

h=6 см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

Для РП-2 выбираем твердотянутые алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АТ-120×6; $I_{доп}=2070$ А (одна полоса на фазу) , $I_{авРП1}= 2052,44$ А; $i_{уд}= 39,72$ кА.

а)) $I_{доп}=2070 \geq I_{ав}=2052,44$;

б) проверка по термической стойкости к $I_{кз}$:

$$F_{min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{привед}} = 12 \times 15,66 \times 1 = 187,92 \text{ мм}^2 < 1200 \text{ мм}^2$$

в) проверка по динамической стойкости к $i_{уд кз}$: $\sigma_{доп}=700$ кгс/см²:

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{уд}^2 \times L}{a} = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times 39,72^2 \times 120}{80} = 27,6 \text{ кгс}$$

$$W = 0,167 \times b \times h^2 = 0,167 \times 0,8 \times 6^2 = 4,81 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{f \times L}{10 \times W} = \frac{27,6 \times 120}{10 \times 4,81} = 68,9 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2},$$

где L=120 см-расстояние между изоляторами;

a=80 см-расстояние между фазами;

b=0,8 см-толщина одной полосы;

h=6 см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

Выбор изоляторов [3].

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

по номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_{уст}$;

по допустимой нагрузке: $F_{доп} \geq F_{расч}$.

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора, $F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разруш}$;

$F_{разруш}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times i_{уд}^2 \times L}{a}; \tag{4.25}$$

$$F_{расч.РП-1} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times 39,72^2 \times 80}{60} = 363,91 \text{ кгс}.$$

$$F_{расч.РП-2} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times 39,72^2 \times 120}{80} = 409,4 \text{ кгс}.$$

Выбираем изолятор типа И8-80УХЛЗ, $F_{разруш} = 800$ кгс.

$$F_{доп} = 0,6 \times F_{разруш} = 0,6 \times 800 = 480 \text{ кгс. } (> 409,4 \text{ кгс})$$

Условие выполняется.

5 Контроль состояния кабельных линий

5.1 Испытание и определение места повреждения кабельных линий 0,4; 6-10 кВ

Для нахождения места повреждения на кабельных линиях необходимо разработать практический, наиболее эффективный метод и получить конечный алгоритм для реализации этого метода [8].

Перед началом выполнения испытания кабельных линий высоким напряжением, согласно с «Нормами испытания электрооборудования», необходимо выполнить измерение сопротивления изоляции мегомметром на напряжение 2,5 кВ на протяжении 1 мин. Но в данной работе предлагается в первую очередь сделать эхограмму, для получения информации относительно кабеля перед выполнением измерений и испытаний и занести ее в память локационного устройства (если есть такая возможность).

Если при измерении сопротивления изоляции мегомметром определено, что сопротивление изоляции ниже нормы приведенной в действующих нормативных документах, то выполняется локализация места повреждения, иначе – выполняется испытание изоляции кабельной линии повышенным напряжением.

Испытания выполняются напряжением постоянного тока. Величина испытательного напряжения для кабелей разного класса напряжения регламентированные в действующих нормативных документах.

Если при испытании было выявлено повреждение изоляции кабеля то следующим этапом является локализация места повреждения, которая начинается со снятия эхограммы методом отраженного импульса. При этом определить расстояние к месту повреждения можно лишь в случае низкоомного повреждения. Если повреждение низкоомное, то с помощью поисковой электромагнитной катушки и генератора высокой частоты и (или) акустического устройства и установки «удара» выполняется поиск места повреждения на местности.

При высокоомных повреждениях необходимо превратить его в низкоомное, создав ток прожига такой величины, чтобы в месте повреждения возникла токоведущая дорожка с малой величиной сопротивления.

Это необходимо для того, чтобы можно было локализовать место повреждения по методу отражения импульса (наиболее удобный метод). При высокоомных повреждениях этим методом этого сделать невозможно потому, что при этом используется напряжение небольшой величины (несколько Вольт).

Превратив высокоомное повреждение в низкоомное поиск точного места повреждения выполняется таким же образом, как было указано раньше.

Если этого достичь не удастся, то локализовать место повреждения можно с помощью метода «импульсной (ударной) локализации» или методом «локализации перекрытием дугой». Этот метод сложнее и нуждается в

большой затрате времени. Если с помощью этих методов удастся это сделать то в дальнейшем, опять таки, нужно более точно определить место повреждения. Это можно сделать с помощью «ударной» установки и поисковой электромагнитной катушки и акустического устройства.

Если этими двумя методами определить расстояние к месту повреждения не удастся, нужно опять попробовать превратить высокоомное повреждение в низкоомное.

Алгоритм испытания и поиска мест повреждения на кабельных линиях показан на рисунке 5.1.



Рисунок 5.1 - Алгоритм испытания и поиска мест повреждения на кабельных линиях

5.2 Высоковольтные испытания кабелей

Опираясь на практические данные, можно сказать что чаще встречаются повреждения кабельных линий «жила - оболочка», реже – «жила - жила». Следовательно, для испытания кабельных линий можно применять такие схемы испытания:

- три жилы вместе и заземлена оболочка;
- две жилы вместе с заземленной оболочкой и другой жилой (два

испытания).

Для качественного испытания кабельной линии достаточно провести три испытания по схемам, как показано на рисунке 5.2.

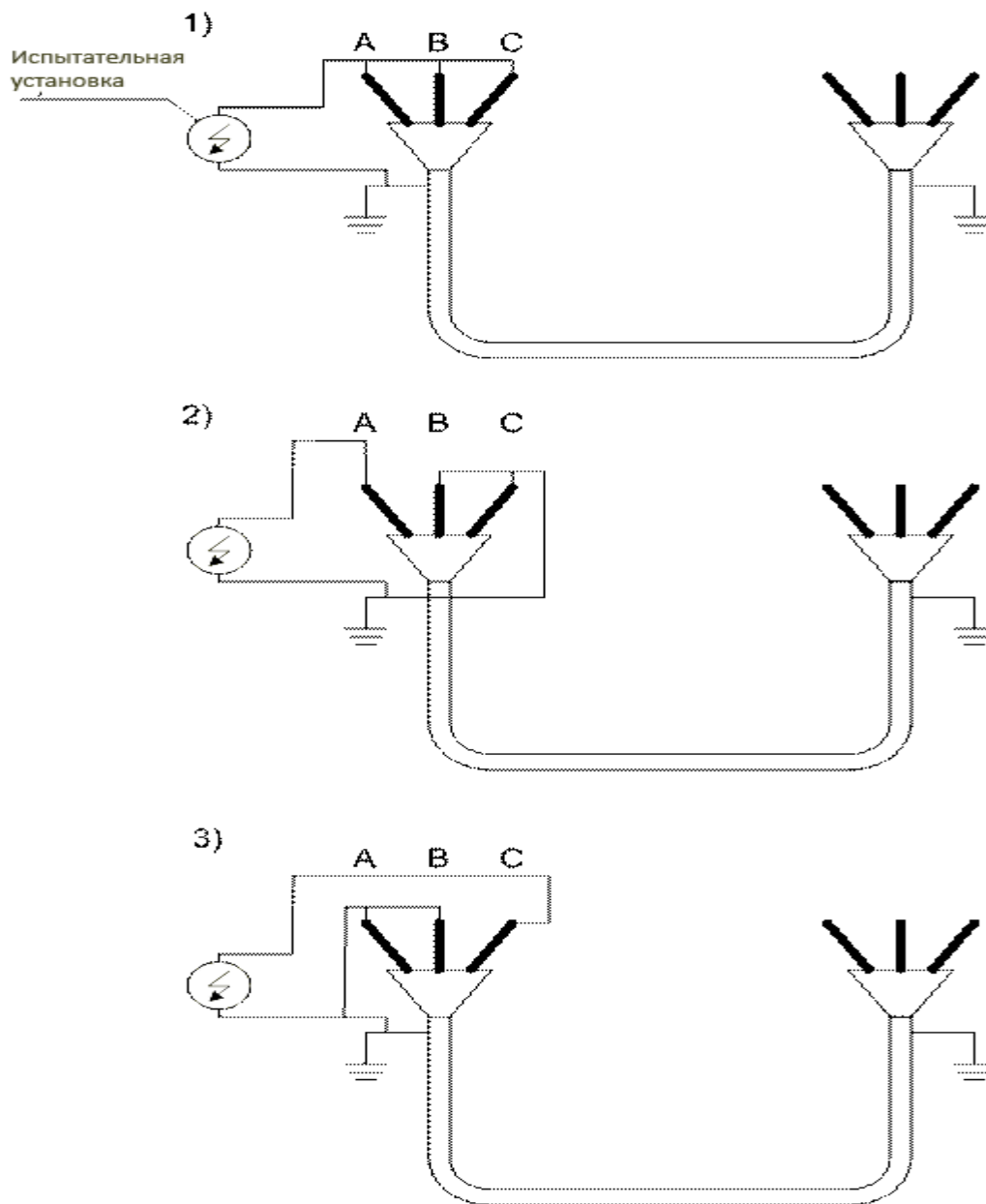


Рисунок 5.2 - Схемы подключения при испытании кабельной линии повышенным напряжением

Для поиска места повреждения на кабельных линиях предлагается использовать следующие средства.

При низкоомных повреждениях: генератор высокой частоты и поисковая электромагнитная катушка; ударная установка и акустический прибор; локаторная установка (метод отображенного импульса).

При высокоомных повреждениях: ударная установка и поисковая электромагнитная катушка; ударная установка и акустический прибор;

локаторная установка (метод «импульсной (ударной) локализации» или метод «локализации перекрытием дугой»).

При подключении ударной установки к кабелю, процесс поиска места повреждения основывается на прослушивании звука, который возникает при пробое изоляционного материала кабеля в месте повреждения. В передвижной электролаборатории установлены конденсаторные батареи, которые заряжаются, а затем кратковременно подключаются к токоведущим частям поврежденного участка и разряжаются, пробивая поврежденный участок изоляции кабеля. При нахождении персонала в допустимом районе повреждения кабеля, с помощью кристаллического микрофона и наушников (жидкокристаллическое табло) акустического прибора, находится место с наиболее мощным сигналом от пробоя изоляции кабеля даже при прокладке его в земле [9].

Прежде чем вести разговор об определении мест повреждений кабельных линий, необходимо решить все вопросы об укомплектовании, необходимой для этого передвижной электротехнической лаборатории. База выбираемого для этой цели автомобиля должна отвечать требованиям грузоподъемности, дорожной проходимости и удобства работы персонала лаборатории. Перечислим требования, предъявляемые Ростехнадзором к передвижным лабораториям, которые касаются безопасности работы персонала лаборатории.

Питающий кабель кроме автомата защиты должен иметь рубильник, обеспечивающий видимый разрыв.

Силовой отсек, как показано на рисунке 5.3, должен быть оснащен блокирующим устройством, которое обеспечивает срабатывание защиты при любой попытке проникновения в силовой отсек.



Рисунок 5.3 - Силовой отсек

При подаче испытательного напряжения должна быть обеспечена одновременная подача звукового и светового сигналов.

Лаборатория должна иметь три заземления: рабочее, основное и контрольное. Контрольное заземление должно иметь связь с блоком безопасности, который контролирует как перепады напряжения питания

электрооборудования, так и появление потенциального напряжения на заземляющем устройстве.

В случае возникновения опасного потенциала оператор при помощи светового табло получает сигнал, как показано на рисунке 5.4, а соответствующие цепи автоматики отключают испытательные установки, обеспечив тем самым безопасность проведения работ.



Рисунок 5.4 - Отсек оператора

В отсеке оператора должна иметься кнопка для экстренного отключения установки, причем кнопка должна быть установлена в наиболее удобном для доступа месте.

Оборудование установки, как смонтированное стационарно, так и переносное, должно иметь сертификаты соответствия и быть внесено в реестр РК, а также проходить соответствующую своевременную поверку. Современные передвижные мобильные электротехнические лаборатории, выпускаемые как отечественными, так и зарубежными фирмами, имеют несущественные отличия, которые никоим образом не препятствуют качественному выполнению поставленной перед ними задачи.

Виды повреждений КЛ и применяемые методы определения мест повреждений приводятся в таблице 5.1.

При автоматическом отключении КЛ или отключении ее с «землей» должен быть произведен осмотр трассы КЛ с целью обнаружения возможной несанкционированной раскопки или шурфления на трассе КЛ.

Перед началом работ по ОМП КЛ производитель работ должен иметь кальки на всю протяженность трассы, определить способ прокладки КЛ (в земле, подземных сооружениях и т.д.), знать характер и причину повреждения изоляции КЛ (автоматическое отключение, отключение с «землей», пробой при испытании). Знание способа прокладки, характера и причин повреждения необходимы, так как они определяют технологию и сокращают время ОМП.

При повреждении одной фазы КЛ на оболочку с сопротивлением в месте повреждения близким к нулю следует применить следующую технологию:

Таблица 5.1 - Виды повреждений КЛ и применяемые методы ОМП

Вид повреждения	Переходное сопротивление в месте повреждения, Ом	Пробивное напряжение в месте повреждения, кВ	Рекомендуемый метод определения места повреждения	
			Относительный	Абсолютный
1	2	3	4	5
Однофазное	0	0	Импульсный	Акустический, индукционный, метод накладной рамки
Однофазное	200-50000	0	Волновой, Импульсно-волновой	Акустический
Однофазное	Свыше 500000	От 1 до 50 ("заплывающей пробой")	Колебательный разряд	Акустический, индукционно-импульсный
Междуфазное с замыканием двух жил на оболочку	0-1000	0	Импульсный	Акустический, индукционный
Междуфазное с замыканием двух жил на оболочку	200-50000	0	Волновой, Импульсно-волновой	Акустический, индукционный с предварительным снижением переходного сопротивления.
Междуфазное с замыканием всех трех жил на оболочку	0	0	Импульсный	Индукционный, акустический
Междуфазное с замыканием всех трех жил на оболочку	Свыше 500000	От 1 до 50	Колебательный разряд	Индукционно-импульсный, акустический
Междуфазное без замыкания на оболочку	0-1000	0	Импульсный	Индукционный с предварительным снижением переходного сопротивления
Растяжка фаз, пробой на оболочку КЛ	От 200 до 500000	До испытательного	Импульсный	Акустический, индукционно-импульсный
Растяжка одной, двух, трех фаз	Свыше 500000	До испытательного через растяжку	Импульсный	Акустический

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5
Повреждение оболочки одножильного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена.	От 0 до 5000	0-1,5	Петлевой	Метод постоянного напряжения (шагового потенциала)
Замыкание жилы на оболочку КЛ 10 - 20 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена	От 200 до 500000	то 1 до 20	Волновой, импульсно-волновой	Акустический
Обрыв одной, двух или трех жил (с замыканием или без замыкания фаз на оболочку) КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена	От 200 до 500000	От 1 до 20	Импульсный	Акустический, индукционно-импульсный

- определить расстояние до зоны повреждения приборами типа Р5-10, Рейс-105, Рейс-205 или подобными им импульсными искателями повреждения,

без прожигания изоляции других фаз кабеля;

- при расположении зоны повреждения в кабельном сооружении (коллекторе) или на расстоянии от края кабельного сооружения не более 100 метров, для ОМП следует применять акустический метод или метод накладной рамки;

- в случае неуспешного применения метода накладной рамки, следует произвести разрушение спая фазы — оболочка путем подачи импульсов от батареи конденсаторов и двух других здоровых фаз. Предварительно эти фазы должны быть испытаны повышенным выпрямленным напряжением, для КЛ 6 кВ не более 18 кВ, для КЛ 10 кВ не более 25 кВ — во избежание пробоя кабеля в другом месте;

- если в результате подачи импульсов удалось разрушить глухой спай, то для ОМП следует применить акустический метод;

- применение силовых трансформаторов ТП, РТП непосредственно в качестве мощного источника тока при разрушении нулевого переходного сопротивления (спая) в месте повреждения кабеля категорически запрещается;

- выпрямительные установки трехфазного тока для разрушения спая в месте замыкания фазы на оболочку, при нахождении зоны повреждения кабеля, в пределах 100 метров от начала или конца кабельного сооружения (коллектора), могут быть использованы только при наличии регулятора тока

прожигая;

- если в процессе определения зоны повреждения зафиксировано, что место повреждения расположено в грунте, можно вести прожигание, дожигание и ОМП любым методом;

- если зона повреждения падает на концевую воронку противоположного конца кабеля, то следует переехать и подключить лабораторию с другого конца КЛ, а при невозможности этого и необходимости прожигания, следует выставить наблюдающего.

На автоматически отключившихся КЛ рекомендуется следующая технология ОМП:

- определение расстояния до зоны повреждения приборами типа Р5-10, Рейс-105 или подобными импульсными искателями повреждения;

- в случае неуспешного применения импульсных искателей повреждения, следует произвести испытание всех фаз повышенным выпрямленным напряжением, предварительно включив и настроив прибор типа Щ4120 или ЦР0200. Определение расстояния до места повреждения этими приборами проводить при первых пробоях изоляции.

На КЛ пробитой при испытаниях, рекомендуется следующая технология ОМП: включение и настройка измерителя расстояния до места повреждения кабеля типа Щ4120, ЦР0200 и определение расстояния до места повреждения при первых пробоях изоляции. При напряжении пробоя изоляции менее 15 кВ следует подавать выпрямленное напряжение от прожигательного устройства. При этом после первых пробоев изоляции, выходное напряжение прожигательного устройства должно быть снижено до нуля с целью предотвращения возникновения процесса горения.

На КЛ, имеющей повреждение в виде растяжки одной, двух или трех жил без пробоя на оболочку, рекомендуется следующая технология ОМП:

- определение расстояния до зоны повреждения приборами типа Р5-10, Рейс-105, Рейс-205 или подобными импульсными искателями повреждения;

- заземлить все три фазы на противоположном конце КЛ, место повреждения определять акустическим методом;

- если повреждение акустическим методом не обнаружено, то при ОМП индукционным методом использовать генератор звуковой частоты на частоте 10 кГц, подключив его по схеме поврежденные фазы — оболочка. Наличие муфты в предполагаемом месте повреждения является косвенным признаком правильности его определения.

При ОМП оболочки кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена рекомендуется следующая технология:

Для определения расстояния до места повреждения защитной оболочки на землю используют петлевой метод, основанный на поочередном измерении падения напряжения на участках экрана кабеля: от начала КЛ до места повреждения оболочки (U_1), а затем от конца КЛ до места повреждения (U_2), при постоянной величине тока, протекающего по этим участкам экрана.

Для определения повреждения защитной пласт-массовой оболочки КЛ,

непосредственно на трассе, используется метод «шаговых потенциалов».

При ОМП на КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением от 10 кВ и выше рекомендуется следующая технология: перед определением места повреждения на КЛ необходимо провести испытание изоляции всех трех жил кабеля относительно оболочки и выявить поврежденную жилу.

При ОМП акустическим методом, в случае если на противоположном конце кабельной линии не установлено заземление на всех трех фазах, запрещается поднимать напряжение заряда конденсатора акустической установки: для КЛ 10 кВ — выше 25 кВ, для КЛ 6 кВ — выше 18 кВ.

При определении в пучке кабеля с бумажной изоляцией (в раскопке или в коллекторе) необходимо выполнить следующие мероприятия:

- на противоположном конце КЛ от места подключения генератора установить спецзаземление или защитное заземление на все три фазы;
- на втором конце кабеля установить переносной генератор, подключить его между двух, не имеющих обрывов, фаз;
- искомый кабель определяется на месте с помощью накладной рамки.

При определении расположения одножильного кабеля в пучке (на раскопке или в коллекторе) необходимо выполнить следующие мероприятия:

- На противоположном конце выбираемого одножильного кабеля, соединить предварительно отключенную жилу с контуром заземления. При этом не следует соединять жилу непосредственно с экраном кабеля. В случае недоступности контура заземления (например, в котловане, либо на кабеле, не заведенном в сетевое сооружение) жилу следует соединить с металлическим колом, забитым в землю и на этот кол подсоединить экран.

5.3 Микропроцессорные устройства защиты кабельных линий

Микропроцессорное устройство защиты Сириус-2-Л, предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ и показано на рисунке 5.5.



Рисунок 5.5 - Внешний вид МУРЗ Сириус-2-Л

Устройство Сириус-2-Л предназначено для установки в релейных

отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 6–35 кВ. Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.[10].

Устройство Сириус-2-Л является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа, как показано на рисунке 5.6, обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.



Рисунок 5.6 - Модульная мультипроцессорная архитектура

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу.

Устройство Сириус-2-Л обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также контроль исправности его цепей управления;
- определение места повреждения линии (для воздушных линий);
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;

- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях КРУ.

Основные параметры и размеры.

Питание устройства осуществляется от источника переменного (от 45 до 55 Гц), постоянного или выпрямленного тока напряжением от 178 до 242 В или от источника постоянного тока напряжением от 88 до 132 В, в зависимости от исполнения.

Мощность, потребляемая устройством от источника оперативного постоянного тока в дежурном режиме – не более 15 Вт, в режиме срабатывания защит не более 30 Вт.

Габаритные размеры устройства не превышают 305×190×215 мм (для исполнения «Сириус-ЛУ» – 235×190×215 мм).

Масса устройства без упаковки не превышает 7 кг.

Устройство направленной высокочастотной защиты линий 110-220 кВ «Сириус-3-ВЧ-01».

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-3 ВЧ-01» предназначено для защиты воздушных и кабельных линий 110- 220 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью [11]. Схема подсоединения устройства показана на рисунке 5.7.

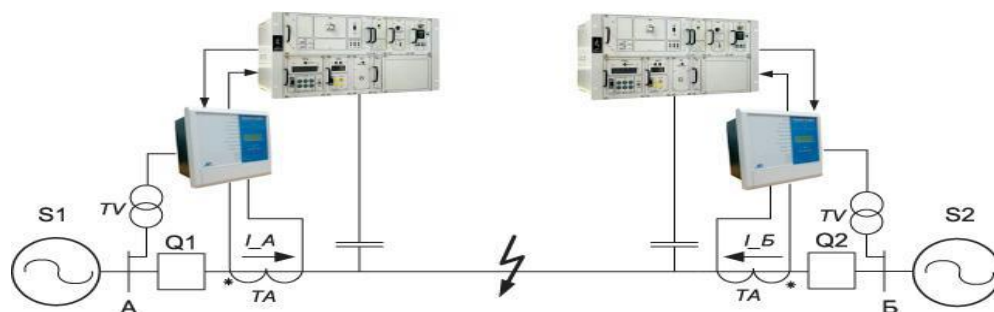


Рисунок 5.7 - Схема присоединений

Содержит основную защиту абсолютной селективности. Тип защиты – направленная высокочастотная защита (НВЧЗ).

Устройство не включает в себя функцию АУВ, поэтому подразумевается использование совместно с уже существующей схемой управления и АПВ выключателя или с отдельным терминалом АУВ.

Устройство предусматривает возможность использования на противоположных концах защищаемой линии устройств других

производителей, выполняющих аналогичные функции защиты.

Устройство предназначено для совместной работы со следующими типами высокочастотных приемопередатчиков: ПВЗУ, ПВЗУ-Е, ПВЗУ-М, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, АВЗК-80, ПВЗ, ПВЗЛ и др.

Основная функция устройства – направленная высокочастотная защита с передачей блокирующего сигнала:

предусматривается возможность работы устройства на линиях любой конфигурации, в том числе на линиях с ответвлениями, а также на линиях внешнего электроснабжения тяговой нагрузки;

устройство обеспечивает несрабатывание защиты при внешних КЗ, при реверсе мощности, асинхронном режиме работы ВЛ, несинхронных включениях, а также при одностороннем включении линии;

в состав защиты входят три группы пусковых органов: блокирующие, отключающие и дополнительные. Блокирующие и отключающие пусковые органы используются на всех типах линий, дополнительные вводятся в работу только на линиях с ответвлениями;

совместно с отключающим реле сопротивления используется специальный орган направления мощности, исключающий срабатывание защиты при КЗ «за спиной»;

в состав устройства включена функция ускорения при включении выключателя для обеспечения нормальной работы защиты при включении линии;

предусмотрен пуск высокочастотного телеотключения (ВЧТО) как от внешних дискретных сигналов, так и при срабатывании внутреннего УРОВ.

Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-102-КЛ-01

БМРЗ-102 обеспечивает функции защиты, автоматики и управления кабельных линий электропередачи распределительных подстанций и электростанций и показан на рисунке 5.8. БМРЗ-102 может использоваться для защиты воздушных линий электропередачи и асинхронных двигателей [12].



Рисунок 5.8 - Внешний вид БМРЗ-102-КЛ-01

Область применения.

КРУ собственных нужд электростанций, распределительные подстанции сетевых предприятий, линии электропередачи распределительных сетей,

промышленные и коммунальные предприятия, объекты нефтегазового комплекса, тяговые подстанции железных дорог и метрополитена, предприятия горнодобывающей промышленности, подстанции с переменным оперативным током.

Основные функции БМРЗ-102-КЛ-01 представлены в таблице 5.2.

Таблице 5.2 - Основные функции БМРЗ-102-КЛ-01

Функции защиты	Функции автоматики
МТЗ – максимальная токовая защита	АВР – автоматическое включение резерва
ОЗЗ – защита от однофазных замыканий на землю	АПВ – автоматическое повторное включение
ЗМН – защита минимального напряжения	УРОВ – резервирование при отказах выключателей
ЗПН – защита от повышения напряжения	ЛЗШ – логическая защита шин
ДТО – дифференциальная токовая отсечка	АЧР/ЧАПВ – автоматическая частотная разгрузка с функцией ЧАПВ
ЗОФ – защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки	

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) выполнена с контролем напряжения $3U_0$ и тока $3I_0$.

ОЗЗ может быть использована в следующих конфигурациях:

- с контролем напряжения нулевой последовательности;
- с контролем тока нулевой последовательности;
- комбинированная (с контролем напряжения и тока нулевой последовательности);
- с контролем направления мощности нулевой последовательности.

Защита от несимметрии и от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ) выполнена с контролем тока обратной последовательности.

ЗОФ действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию. ЗОФ может быть введена в действие программным ключом.

Выбор кабеля был произведен в 4 разделе дипломного проекта.

6 Экономическая часть

6.1 Цели разработки проекта

Целью разработки проекта строительства подстанции 110/10 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10 кВ.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии заводу запасных частей сельхозмашин данного района со стороны 110 и 10 кВ.

Проектируемую подстанцию и прилегающие к ней сети предполагается разместить вне населенных пунктов в равнинной местности. Сооружение ЛЭП 110 и 10 кВ предполагается с использованием железобетонных опор.

Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается АО «АДЛЕТ и К^о», чтобы создать конкуренцию на розничном рынке по передаче электроэнергии.

Целью создания АО – получение прибыли от передачи электроэнергии с шин подстанции до потребителя.

6.2 Анализ рынка сбыта

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района, предполагается, что сооружение межсистемной связи позволит АО реализовать дополнительную электроэнергию потребителям [19].

Энергетический эффект от развития сети 110 кВ будет характеризоваться дополнительной подачей электроэнергии автомобильному заводу, при выходе завода на полную мощность.

Расчетный период принят 30 лет включает в себя время строительства энергообъекта, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования подстанции и прилегающих сетей.

6.3 Тарифы на электроэнергию

Так как АО «АДЛЕТ и К^о» занимается энергообеспечением, а так же осуществляющих подготовку кадров для управления и обслуживания систем энергообеспечения. Поэтому оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи выработанной электроэнергии на объект.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы $T=17,74$ тенге за 1 кВт ч.

6.4 План производства

В соответствии со строительными нормами срок строительства подстанции, установленной мощности 2х63 МВА, и прилегающих сетей 110 и 10 кВ принят равным одному году.

В соответствии с нормами освоения введенных энерго мощностей, была определена программа отпуска электроэнергии на шинах подстанции, приведенная в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Программа отпуска электроэнергии на шинах подстанции

Показатели	Годы строительства и эксплуатации	
	1	2
Коэффициент нагрузки, %	0,81	0,85
Поступление энергии в сеть, кВт час	38643148,6	41058345,4

6.5 Организационный и юридический план

Организационная структура управления АО будет такой же, как и в других сетях компаниях.

На п/ст и прилегающих к ней сетях устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Ремонт будет осуществляться с помощью персонала специализированных ремонтных организаций.

АО «АДЛЕТ и К^о» занимается разработкой и продажей электроэнергии. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

Кредит для строительства п/ст. берется в «NurBank» с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 10 % годовых, срок кредитования 10 лет.

Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергообъекта создается Акционерное общество с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

В примере структура финансирования суммарных инвестиций принята следующей: 70% акционерного капитала и 30% заемного с выплатой последнего равными долями в течение пяти лет начиная со второго года эксплуатации энергообъекта.

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

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведет к ухудшению экологической ситуации в районе.

6.6 Расчет технико-экономических показателей подстанции

Определение капитальных вложений в строительство подстанции.

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих

- РУ 110 и 10 кВ;
- трансформаторы ТДН-63000-110/10;
- постоянная часть затрат.

Все расчеты капиталовложений в подстанцию сведены в таблицу 5.2.

Таблица 6.2 – Капиталовложения в объект

РУ или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, млн.тенге.	Общая стоимость, млн.тенге.
РУ 110 кВ	2	19,85	39,7
РУ 10 кВ	20	1,4965	29,93
Трансформаторы	2	36,035	72,07
Постоянные затраты	-	58,3	58,3
Итого:			200,000

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования [19]:

$$K_{П/СТ} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{пост}) \cdot \alpha_p = 200,000 \text{ млн.тенге,}$$

где K_i - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

n_i - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

α_p - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ учитывает стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗ и А, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ.

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ и А,

строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

6.7 Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями и рассчитывается по выражению:

$$K_{ЛЭП} = k_{уд} \cdot L \cdot \alpha_{нв} \cdot \alpha_p + \Delta K_{р.пр.} + \Delta K_{д.гр.} + n_{р.б.} \cdot K_{р.б.}$$

где $K_{уд.i}$ - удельные показатели стоимости 1 км линии, соответствующие уровню напряжения и количеству цепей, а также учитывающий определенные условия прохождения трассы (по равнине, лес - не более 10% от длины трассы, доставка грузов до трассы - не более 20 км и развозка оборудования по трассе - не более 10 км);

$L = 4,3$ км - длина линии;

$\alpha_{нв} = 1,06$ - поправочный коэффициент, учитывающий скоростной напор ветра;

$\alpha_p = 1,27$ - коэффициент, учитывающий район прохождения трассы;

$\Delta K_{р.пр.} = 3,8$ - затраты, учитывающие рубку просеки в лесу, если лес составляет более 10% длины трассы;

$\Delta K_{д.гр.} = 1$ - затраты, учитывающие доставку грузов к линии, если условия доставки отличаются от вышеуказанных;

$n_{р.б.} = 1$ - количество ремонтных баз вдоль линии;

$K_{р.б.} = 1$ - затраты на создание и оснащение одной ремонтной базы;

В расчете затраты на создание и оснащение ремонтных баз, а также на создание линий связи принимаются в размере 10%.

Все расчеты капиталовложения по линиям электропередач сводятся в таблицу 6.3.

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят

$$K_{ЭС} = K_{ИСТ} + K_{ЛЭП} = 200,000 + 33,325 = 233,325 \text{ млн. тенге}$$

Таблица 6.3 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км. длины линии, млн.тенге.	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом строительных работ, оборудования)
ВЛ 110 кВ	4,3	7,750	33,325
Итого:			33,325

6.8 Определение ежегодных издержек производства

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$I_{перед} = I_{экс} + I_{пот},$$

где $I_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге/год;

$I_{пот}$ - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге./год.

Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям.

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем},$$

где $I_{ам}$ - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ЭС},$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$I_{об/рем}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год:

$$I_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{ЭС},$$

где $\alpha_{об/рем}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 6.4.

Таблица 6.4 – Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге	$\alpha_{ам}, \%$	$\alpha_{об}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге/год	$I_{обсл},$ млн. тенге/год	$I_{экспл},$ млн. тенге/год
п/ст 110/10 кВ	200,000	4	3	8	6	14
ЛЭП 110 кВ	33,325	4	3	1,333	1	2,333
Итого:				9,333	7	16,333

Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними.

Переменные потери определяются переменными потерями в трансформаторах подстанции и потерями в активном сопротивлении проводов линий.

Значения переменных потерь в трансформаторах находятся по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{переменАТ}} = n \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{нн}}}\right)^2 = 2 \cdot 60 \cdot 2405,29 \cdot 0,81^2 = 189,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания.

Постоянные потери определяются постоянными потерями в трансформаторах на подстанции и потерями на корону в ЛЭП 110-500кВ.

Значения постоянных потерь в трансформаторах находятся по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост.тр-р}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}} = 2 \cdot 8 \cdot 4000 = 64 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где n – количество трансформаторов,

$\Delta P_{\text{хх}}$ – потери на холостой ход в трансформаторе.

6.9 Себестоимость

Стоимость электроэнергии:

$T_{\text{«Алет»}} = 0,54 + 0,1 \cdot 0,54 = 0,59$ тенге/кВтч – тариф за электроэнергию

АО «АДЛЕТ и К^о» заключает договора по поставке электроэнергии со следующими поставщиками:

$T_{\text{гор.сети (РЭК)}} = 5,5$ тенге/кВтч – тариф за передачу электроэнергии городским сетям или РЭК;

$T_{\text{эпо}} = 8$ тенге/кВтч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{\text{НЭС}} = 1,5$ тенге/кВтч – тариф на услуги по передаче электроэнергии по Национальным электрическим сетям.

Капитальные вложения на оборудование, строительство, монтаж и пуск подстанции:

$$K_{n/cm} = 200,000 \text{ млн. тенге}$$

Капитальные вложения на оборудование, строительство, монтаж ЛЭП:

$$K_{\text{ЛЭП}} = 33,325 \text{ млн. тенге}$$

Суммарные капитальные вложения подстанции и ЛЭП:

$$\sum K_{n/cm, \text{ЛЭП}} = 200,000 + 33,325 = 233,325 \text{ млн. тенге}$$

АО «АДЛЕТ и К^о» может получить прибыль по двум составляющим:

- 1) услуга за передачу электроэнергии
- 2) по виду деятельности (т.е. АО выступает в виде гарантированного поставщика электроэнергии предприятию)

Услуга за передачу электроэнергии.

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_{\text{ам}} = \sum K_{n/cm, \text{ЛЭП}} \times H_{\%} = 233,325 \times 0,04 = 9,333 \text{ млн. тенге}$$

где $H_{\%} = 2 \div 4\%$ - норма амортизации

Другие затраты составят:

$$Z_{\text{другие}} = Z_{z/n} + Z_{\text{обсл.}} + Z_{\text{ам}} + Z_{c/\varepsilon} + Z_{\text{админ.}} + Z_{\text{прочие}} = 100 \%$$

где $Z_{z/n}$ – затраты на заработную плату персонала

$Z_{\text{обсл.}}$ – затраты на обслуживание п/ст и ЛЭП

$Z_{\text{ам}}$ – затраты на амортизацию

$Z_{c/\varepsilon}$ – затраты на строительство, эксплуатацию

$Z_{\text{админ.}}$ – административные затраты

$Z_{\text{прочие}}$ – прочие затраты

Затраты на амортизацию могут достигать до 45%, а 55% составят другие затраты.

Тогда суммарные затраты на передачу электроэнергии составят

$$\sum Z_{\text{передача}} = (9,333 \times 1) / 0,45 = 20,74 \text{ млн. тенге}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{\sum Z_{\text{передача}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}} = \frac{20,74}{38,643} = 0,54 \text{ тенге}$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}} = 16065,9 \times 2405,29 = 38,643$ млн. кВт*ч – годовое энергопотребление предприятия

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии заводу АО «АДЛЕТ и К^о» составит

Из прогнозируемой выручки АО «АДЛЕТ и К^о» произведет следующие выплаты:

- Выплаты по договору АО «АДЛЕТ и К^о» составят:

$$V_{\text{АО «АДЛЕТ и К^о»}} = T \times \mathcal{E}_{\text{год}} = 0,59 \times 38,643 = 23,186 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$5,5 \times 38,643 = 212,536 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$1,5 \times 38,643 = 57,964 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$8 \times 38,643 = 309,184 \text{ млн. тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$Pr = 685,527 - 23,186 - 212,536 - 57,964 - 309,184 = 140,620 \text{ млн. тенге}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 30% составит:

$$\text{ЧПр} = Pr(1 - 0,3) = 140,620 \times 0,7 = 98,434 \text{ млн. тенге}$$

Полученная прибыль будет направлена на погашения инвестиционных средств и это составит 40% от чистой прибыли.

$$Pr = 98,434 \times 0,6 = 59,06 \text{ млн. тенге}$$

Срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП для АО «АДЛЕТ и К^о» составит:

$$PP = \frac{\sum K_{n/cm, ЛЭП}}{Pr} = \frac{233,325}{59.06 + 9.333} = 3,4 \text{ года.}$$

6.10 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

Определение NPV (чистой текущей стоимости).

Для определения NPV, необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю, для сравнения во времени. То есть NPV – это разница между суммой денежных поступлений порождаемых реализацией проекта и дисконтированных текущих стоимостей и всех затрат необходимых для реализации этого проекта.

Чистая приведенная стоимость определяется:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0,$$

где CF – ежегодные денежные поступления;

n - годы реализации проекта;

I₀ - полные суммарные инвестиции;

r – процентная ставка.

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

$$NPV = 0 \rightarrow npi \rightarrow IRR = r$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) нелинейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые

инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

Рассчитывается IRR для $r = 10\%$ банковского процента.

$$\begin{aligned} \text{1 год } PV &= 63.393 \cdot 0,91 = 63.078 \text{ млн.тенге,} \\ NPV &= -233,325 + 63.078 = -170.246 \text{ млн.тенге} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{2 год } PV &= 63.393 \cdot 0,826 = 57.318 \text{ млн.тенге,} \\ NPV &= -170.246 + 57.318 = -112.928 \text{ млн.тенге} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{3 год } PV &= 69.393 \cdot 0,75 = 52.114 \text{ млн.тенге,} \\ NPV &= -112.928 + 52.114 = -60.814 \text{ млн.тенге} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{4 год } PV &= 69.393 \cdot 0,68 = 47.395 \text{ млн.тенге,} \\ NPV &= -60.814 + 47.395 = -13.418 \text{ млн.тенге} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{5 год } PV &= 63.393 \cdot 0,621 = 43.093 \text{ млн.тенге,} \\ NPV &= -13.418 + 43.093 = 29.674 \text{ млн.тенге} \end{aligned}$$

Метод расчёта внутренней нормы прибыли.

Внутренняя норма прибыли определяется как ставка процента, при которой величина инвестиций равна величине текущей ценности будущих денежных поступлений:

$$IRR = r_1 + (NPV_{r_1} / (NPV_{r_1} - NPV_{r_2})) \cdot (r_2 - r_1).$$

$$IRR = r_1 + f(r_1) / (f(r_1) - f(r_2)) \times (r_2 - r_1).$$

IRR служит индикатором уровня риска по проекту, чем в большей степени IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем менее страшны ошибки денежных поступлений.

$$IRR = 29,1\%.$$

$$PV = -233,325 + 63.078 + 57.318 + 52.1145 + 47.395 + 43.093 = 29.674 \text{ млн.тенге}$$

Индекс рентабельности, PI, представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат и рассчитывается по формуле:

$$PI = \left(\sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r)^t} \right) / K_0$$

Полный расчет приведен в таблице 6. 5.

Таблица 6.5 – Результаты расчета чистой текущей стоимости

Годы проекта	I ₀ , тенге	CF _t , тенге	1/(1+k) ^t	PV, тенге	NPV, тенге
0	-233 325 000				
1		69 393 000	0,909	63 078 237	-170 246 763
2		69 393 000	0,826	57 318 618	-112 928 145
3		69 393 000	0,751	52 114 143	-60 814 002
4		69 393 000	0,683	47 395 419	-13 418 583
5		69 393 000	0,621	43 093 053	29 674 470
6		69 393 000	0,564	39 137 652	68 812 122
7		69 393 000	0,512	35 529 216	104 341 338
8		69 393 000	0,467	32 406 531	136 747 869
9		69 393 000	0,4	27 757 200	164 505 069
10		69 393 000	0,386	26 785 698	191 290 767
11		69 393 000	0,35	24 287 550	215 578 317
12		69 393 000	0,318	22 066 974	237 645 291
13		69 393 000	0,2898	20 110 091	257 755 382
14		69 393 000	0,263	18 250 359	276 005 741
15		69 393 000	0,239	16 584 927	292 590 668
16		69 393 000	0,218	15 127 674	307 718 342
17		69 393 000	0,198	13 739 814	321 458 156
18		69 393 000	0,179	12 421 347	333 879 503
19		69 393 000	0,163	11 311 059	345 190 562
20		69 393 000	0,149	10 339 557	355 530 119

Если: $PI > 1$, то проект следует принять, $PI < 1$, то проект следует отклонить, $PI = 1$, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Индекс рентабельности в отличие от чистого приведенного эффекта является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета t , когда NPV положительный.

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+r)^t}{K_0} = \frac{588.855}{233,325} = 2.52$$

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

$$PP = \frac{I_0}{CF_{\Sigma}}$$

Рассчитаем срок окупаемости РР:

$CF_{\Sigma} = 69,393$ млн. тенге,

$I_0 = 233,325$ млн. тенге

Из этих данных рассчитаем срок окупаемости инвестиций в проект.

$$\frac{233.325}{69.393} = 3,4 \text{ года.}$$

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 4 лет. Организация брала кредит процентной ставкой 10%. В результате с учетом дисконтирования срок окупаемости составил 5 лет, так как чистая приведенная стоимость будет положительной на 5 год реализации проекта.

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Анализ условий труда завода по производству запасных частей сельхозмашин

Сведения об используемом сырье: основным сырьем для изготовления части узлов и деталей служит: металлопрокат, лом черных и цветных металлов, легирующие добавки к стали, древесина и др.

Сведения о твердых и вторичных отходах, а также выбросах тепла.

В литейных цехах при проведении технологического процесса выделяются: пыль дезинтеграции и конденсации; пары и газы; избыточная теплота; тепловой поток; происходит электромагнитное излучение. Количество теплоты, излучаемое в рабочую зону цеха представлено в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Количество теплоты, излучаемое в рабочую зону в различных процессах

Наименование участка	Q, МДж/т
Участок заливки	147
Участок остывания форм	567
Выбивная решения	147
Участок остывания отливок	252
Плац формовочного отделения	142,8
обрубка	21

В период расплава излучается порядка 22% всей затрачиваемой на расплав теплоты.

К газам и парам, которыми загрязняется воздух рабочей зоны литейных цехов, относятся: акролеин, ацетон, ацетилен, бензол, окись азота, окись углерода, двуокись серы, уротропин, углекислый газ, фенол, формальдегид, хлор, этиловый спирт и др. Объемы вредных выбросов дуговых сталеплавильных печей представлены в таблицах 7.2, 7.3.

Таблица 7.2 – Выбросы ДСП при плавке стали

Наименование вредных выбросов	Объем выбросов, кг/т
Пыль	8,1
СО	1,5
NO _x	0,29

Основными источниками загрязнений атмосферы пылью, окисью углерода, сернистым ангидридом и водоемов механическими взвешиваниями в литейных цехах являются чугуно и сталеплавильные агрегаты, оборудование смесеприготовительного отделения и др.

Основными видами загрязнений сточных вод являются песок, окалина, пыль, флюсы и т.п.

Таблица 7.3 – Выбросы ДСП при плавке цветных металлов

Наименование вредных выбросов	Объем выбросов, кг/т
Пыль	1,8
СО	1,1
NO _x	1,2
SO ₂	0,8
Прочие	0,3

В *кузнечно-прессовом цехе* выделяются вредные токсичные вещества: масляный аэрозоль, образующийся при смазывании штампа, и продукты сгорания смазочных материалов (минеральных масел, масел животного происхождения, сухих мыл и консистентных смазочных материалов, воска, эмульсий, водяных растворов мыла, синтетических масел, графитных смазочных материалов); сернистый газ, окись углерода, сероводород, пылевидные частицы, окалины и графит, сдуваемых сжатом воздухом с поверхности матриц, штампов и поковок; кроме того, отработанные смазывающе-охлаждающие жидкости содержат масляную фазу (нефтепродукты), а твердые отходы - масляную мелкую стружку, пыль титана и его сплавов [22].

Концентрация пыли, окалин и графита в рабочей зоне кузнечно-прессового цеха составляет 3,9-4,1 мг/м³; сточные воды содержат 0,4-1 г/л взвешенных частиц, 0,01-0,06 г/л масла.

Кузнечно-прессовые цехи характеризуются значительными уровнями шума и выделениями теплоты, передаваемой излучением и конвекцией. Интенсивность теплового потока у нагревательных печей, прессов и молотов составляет 1,4-2,1 кВт/м², у мест складирования заготовок, пультов управления и кабин крановщиков 1 - 1,95 кВт/м², у мест складирования изделий послековки 0,5 - 1 кВт/м; на рабочих местах при нагреве металла на высокочастотных установках 0,24-0,3 кВт/м², выделения теплоты от электропечей - до 2,2 МДж • ч на 1 кВт мощности печи.

В *термическом цехе* выделяются: газы, пыль, теплота, присутствуют электрические и магнитные поля. Токсичными газами, содержащимися в составе контролируемых атмосфер и исходных газах, являются: окись углерода СО, аммиака NH₃, диоксид серы SO₂, сероводород H₂S, бензол C₆H₆ и др.

В *сварочном цехе* выделяются: пыль, газы, ультрафиолетовое, видимое и инфракрасное излучение сварочной дуги, а также инфракрасное излучение сварочной ванны и свариваемых изделий; электромагнитные поля; ионизирующие излучения. Сварочные аэрозоли, содержат в составе твердой фазы окислы различных металлов (марганца, хрома, никеля, меди, титана, алюминия, железа, вольфрама и др.), их окислы и другие соединения, а также

токсичные газы (окись углерода, озон, фтористый водород, окислы азота и др.)

При автоматической и полуавтоматической сварке стали (в защитной среде и без нее) общая масса выделяемых вредных веществ при расходе одного кг электродов составляет: пыли - 20 г, фтороводорода - 1 г, оксидов углерода и азота- 1 г.

В механическом цехе при обработке металлов на металлорежущих станках (токарных, фрезерных, сверлильных, шлифовальных, заточных и др.) возникает повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; высокий уровень шума и вибрации, кроме того, отработанные смазывающе-охлаждающие жидкости содержат масляную фазу (нефтепродукты), а твердые отходы - масляную мелкую стружку, пыль титана и его сплавов. Концентрация пыли на рабочих местах механического цеха представлена в таблице 7.4 [22].

Таблица 3.5 – Концентрация пыли на рабочих местах механического цеха

Обрабатываемый материал	Тип резца	Концентрация пыли, мг/м ³
Латунь	Упорный проходной резец	14,5-15,5
	Проходной резец с двумя режущими кромками	20
Медь	Специальный многолезвийный резец	113-193
Серый чугун	Проходной резец	До 160
	Расточный резец	До 127
	Сверло	10-12
	Фреза	120-123

7.2 Расчет выбросов вредных веществ и выбор аппаратов очистки термического цеха

К основному оборудованию термических цехов относят печи, нагревательные и охлаждающие устройства (термическое отделение). Кроме основного оборудования в термических цехах применяют дополнительное (для правки, очистки, поверхностного упрочнения, нанесения гальванических покрытий и т. д. - заготовительно-прессовое отделение), вспомогательное (для получения контролируемых атмосфер, средства механизации, подъемно-транспортное, вентиляторы, воздуходувки, маслоохладительные системы, складское и др.) и контрольное (приборы контроля качества изделий, теплового режима, состава атмосферы, управления процессами и т. д.

Основными вредными производственными факторами при термической обработке (ГОСТ 12.3.004 - 75-*, ГОСТ 105-699-79) являются повышенная

загазованность или запыленность воздуха рабочей зоны. Токсичными газами, содержащимися в составе контролируемых атмосфер и исходных газах, являются: окись углерода CO, аммиака NH₃, диоксид серы SO₂, сероводород H₂S, бензол C₆H₆ и др. В таблице 7.5 показаны основные вредные выбросы термического цеха [23].

Таблица 7.5 – Выбросы вредных веществ термического цеха

Наименование вредных выбросов	Объем выбросов, г/кг	Концентрация, мг/м ³	ПДК, мг/м ³
Пыль	1,5	500	0,5
CO	0,5	270	5,0
NO _x (в пересчете на NO ₂)	0,5	270	0,085
SO ₂	0,7	350	0,5
Прочие	0,3	150	-

Таким образом, мы видим следующее:

1. Концентрация пыли превышает предельно допустимую норму в 1000 раз.
2. Концентрация CO превышает предельно допустимую норму в 54 раза.
3. Концентрация NO_x превышает предельно допустимую норму в 3176 раз.
4. Концентрация SO_x превышает предельно допустимую норму в 700 раз.

Такая концентрация является недопустимой, поэтому для их снижения применяются аппараты очистки.

Для удаления вредных выделений над загрузочными окнами камерных электропечей сопротивления устанавливают вытяжные комбинированные зонты. Круглые ванны и шахтные термические печи оборудуют кольцевыми отсосами.

Для очистки газовых выбросов и аэрозолей применяются скрубберы Вентури.

Скрубберы Вентури обеспечивают высокую степень очистки при начальной концентрации примесей до 100 г/м³. Если удельный расход воды на орошение составляет 0,1-6 л/м³, то эффективность очистки равна:

d _г , МКМ	1	5	10
n	0,7-0,9	0,9-0,98	0,94-0,99

Для очистки сточных вод от маслопродуктов и твердых частиц применяются фильтры-сепараторы с фильтровальной загрузкой из частиц пенополиуретана (рисунок 7.1).

На рисунке: 1 - корпус, 2 - ротор, 3 - карманы для маслопродуктов, 4 -

решетка, 5 - сточный трубопровод, 6 - приемный кольцевой карман, 7 - электродвигатель.

При концентрации маслопродуктов и твердых частиц до 0,1 кг/м эффективность очистки составляет 0,92, а время непрерывной эксплуатации фильтра 16-24 часа.

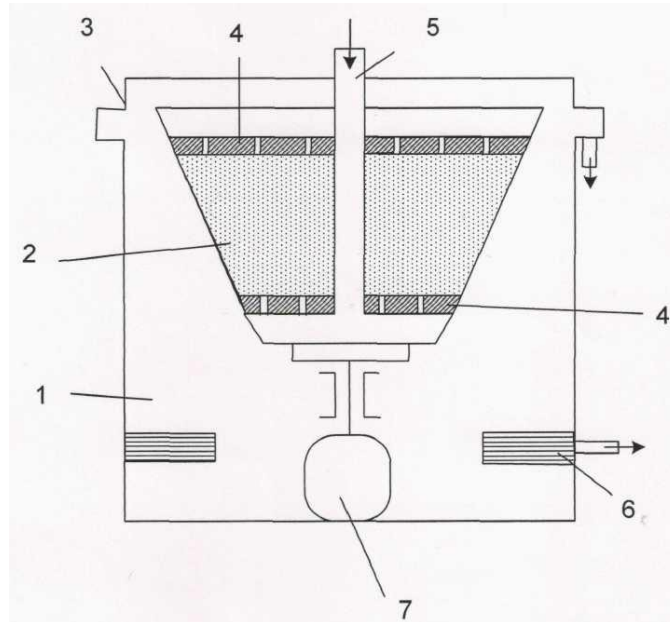


Рисунок 7.1 – Схема фильтра – сепаратора

Расчет скруббера Вентури.

Рассчитать эффективность применения скруббера Вентури для очистки от пыли производственных выбросов.

Загрязнитель – внутрицеховая пыль $V = 9,88 \cdot 10^{-2}$; $n = 0,4663$;

Плотность газа в горловине: $\rho_r = 0,9 \text{ кг/м}^3$;

Скорость газа в горловине: $W_r = 135 \text{ м/с}$;

Массовый расход газа: $M_r = 0,9 \text{ кг/с}$;

Массовый расход орошающей жидкости: $M_{ж} = 0,865 \text{ кг/с}$;

Удельный расход жидкости: $m = 1,5 \text{ л/м}^3$;

Давление жидкости: $\rho_{ж} = 300 \text{ кПа}$;

Плотность жидкости: $\rho_{ж} = 1000 \text{ кг/м}^3$;

Коэффициент гидравлического сопротивления сухой трубы: $\zeta_c = 0,15$;

Требуемая эффективность очистки от пыли не менее 0,9.

Расчет.

Определяем гидравлическое сопротивление сухой трубы Вентури:

$$\Delta p_C = \frac{\zeta_C \cdot W_{\Gamma}^2 \cdot \rho_{\Gamma}}{2} \quad (7.1)$$

$$\Delta p_C = \frac{0,15 \cdot 135^2 \cdot 0,9}{2} = 1230 \text{ Н / м}^2$$

Рассчитываем гидравлическое сопротивление, обусловленное введением орошающей жидкости:

$$\Delta p_{жс} = \frac{\zeta_{жс} \cdot W_{\Gamma}^2 \cdot \rho_{жс} \cdot m}{2} \text{ Н / м}^2, \quad (7.2)$$

где $\zeta_{жс}$ – коэффициент гидравлического сопротивления трубы, обусловленный вводом жидкости:

$$\zeta_{жс} = 0,63 \cdot \zeta_c \cdot \left(\frac{M_{жс} \cdot \rho_{\Gamma}}{M_{\Gamma} \cdot \rho_{жс}} \right)^{-0.3} \quad (7.3)$$

$$\zeta_{жс} = 0,63 \cdot 0,15 \cdot \left(\frac{0,865 \cdot 0,9}{0,9 \cdot 1000} \right)^{-0.3} = 0,78$$

$$\Delta p_{жс} = \frac{0,78 \cdot 135^2 \cdot 1000 \cdot 1,5}{2} = 10661625 \text{ Н / м}^2$$

Находим суммарную энергию сопротивления Кт, Па:

$$K_{\Gamma} = \Delta p + p_{жс} \cdot \left(\frac{V_{жс}}{V_{\Gamma}} \right) \quad (7.4)$$

где $V_{жс}$ и V_{Γ} – объемные расходы жидкости и газа соответственно, м³/с

$$V_{жс} = M_{жс} / \rho_{жс} \quad (7.5)$$

$$V_{жс} = 0,865 / 1000 = 8,65 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$V_{\Gamma} = M_{\Gamma} / \rho_{\Gamma} \quad (7.6)$$

$$V_{\Gamma} = 0,9 / 0,9 = 1 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$K_m = 10662855 + 300 \cdot 10^3 (8,65 \cdot 10^{-4} / 1) = 10663114 \text{ Па}$$

Определяем эффективность скруббера Вентури:

$$\eta = 1 - e^{-B \cdot K_T^n} \quad (7.7)$$

$$\eta = 1 - e^{-0,0988 \cdot 10663114^{0,4663}} \approx 1$$

7.3 Расчет зануления чеканочного станка

Принципиальная схема зануления приведена на рисунке 7.2. На схеме видно, что ток короткого замыкания $I_{кз}$ в фазном проводе зависит от фазного напряжения сети U_{ϕ} и полное сопротивление цепи, складывающегося из полных сопротивлений обмотки трансформатора $Z_T/3$, фазного проводника Z_{ϕ} , нулевого защитного проводника Z_n , внешнего индуктивного сопротивления петли фаза – ноль X_n , и заземления нейтрали трансформатора R_0 (рисунок 7.3)

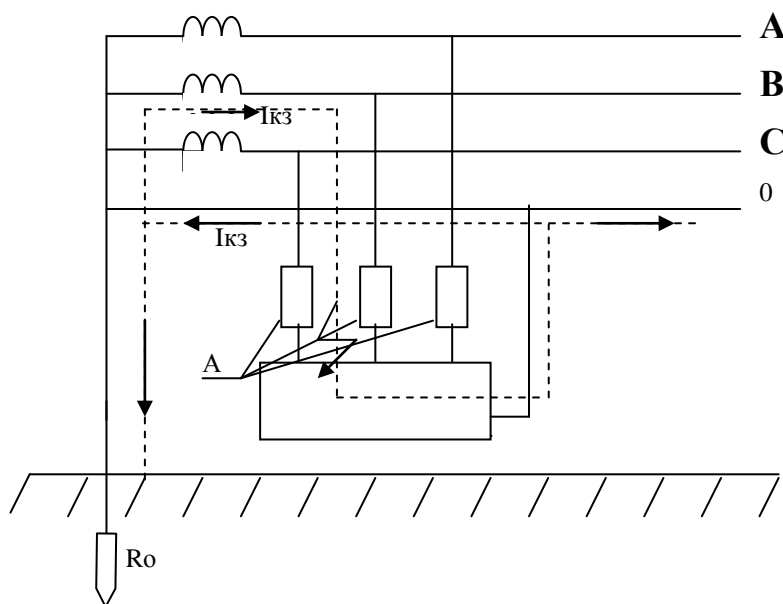


Рисунок 7.2 - Схема сети переменного тока с занулением

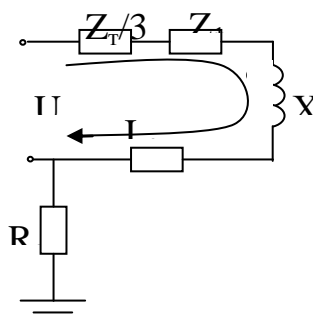


Рисунок 7.3 - Полная расчетная схема соединения зануления

Поскольку R_0 и R_n , как правило, велики по сравнению с другими элементами цепи, параллельная ветвь, образованная ими создает

незначительное увеличение тока короткого замыкания, что позволяет пренебречь им. В то же время такое допущение ужесточает требования к занулению и значительно упрощает расчетную схему, представленную на рисунке 7.4.

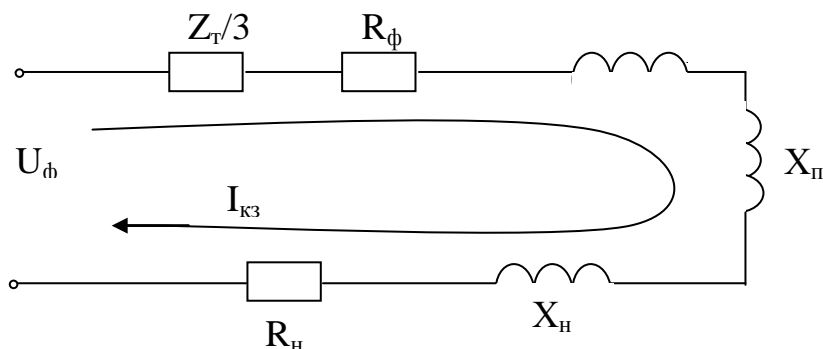


Рисунок 7.4 - Упрощенная схема зануления

В этом случае выражение короткого замыкания $I_{кз}$ (А) в комплексной форме будет:

$$I_{кз} = U_{\phi} / (Z_M / 3 + Z_{\phi} + Z_n + jX_n), \quad (7.8)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети, В;

Z_T – комплекс полного сопротивления обмоток трехфазного источника тока (трансформатора), Ом;

$Z_{\phi} = R_{\phi} + jX_{\phi}$ – комплекс полного сопротивления фазного провода, Ом

$Z_n = R_n + jX_n$ – комплекс полного сопротивления нулевого защитного проводника, Ом;

R_{ϕ} и R_n – активное сопротивление фазного и нулевого защитного проводников, Ом;

X_{ϕ} и X_n – внутренние индуктивные сопротивления фазного и нулевого защитного проводников, Ом;

X_n – внешнее индуктивное сопротивление контура (петли) фазный проводник – нулевой защитный проводник (петля – фаза – нуль), Ом.

$Z_n = Z_{\phi} + Z_n + jX_n$ – комплекс полного сопротивления петли фаза – нуль, Ом.

С учетом последнего:

$$I_{кз} = U_{\phi} / (Z_M / 3 + Z_n), \quad (7.9)$$

При расчете зануления принято применять допущения, при котором для вычисления действительного значения (модуля) тока короткого замыкания $I_{кз}$ модули сопротивления обмоток трансформатора и петли фаза – нуль $Z_T / 3$ и Z_n складываются арифметически. Это допущение также ужесточает

требования безопасности и поэтому считается допустимым, хотя и вносит некоторую неточность (5%).

Полное сопротивление петли фаза – нуль в действительной форме определяется из выражения:

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_n)^2 + (X_\phi + X_n + X_n)^2}, \quad (7.10)$$

Формула для проверочного расчета определяется из и с учетом коэффициента кратности K тока короткого замыкания определяемого требованиями к занулению:

$$K I_n \leq U_\phi / (Z_n/3 + \sqrt{(R_\phi + R_n)^2 + (X_\phi + X_n + X_n)^2}), \quad (7.11)$$

Значение коэффициента K принимается равным $K \geq 3$ в случае если электроустановка защищается предохранителями и автоматическими выключателями имеющими обратозависимую характеристику от тока. В случае если электроустановка защищается автоматическим выключателем имеющим только электромагнитный расцепитель (отсечку), то для автоматов с I_n до 100 А, $K = 1,4$, а для автоматов с $I_n > 100$ А, $K = 1,25$.

Значение полного сопротивления масляного трансформатора во многом определяется его мощностью, напряжением первичной обмотки, конструкцией трансформатора.

Произведем расчет зануления чеканочного прессы.

Исходные данные:

напряжение сети – 0,4 кВ;

мощность электроприемника – $P = 30$ кВт;

кабельная линия – ААШВ-10-(3х70), $l_1 = 50$ м;

провод – АПВ-(4х4), $l_2 = 7$ м;

шинопровод типа ШРА73ВУЗ.



Рисунок 7.5 – Схема питающей линии для ЭП
Определяем токи нагрузки:

$$I_{\text{ос}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} \quad (7.12)$$

$$I_{\text{оэ}} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8} = 54 \text{ A}$$

$$I_n = K_n \cdot I_{\text{оэ}}, \quad (7.13)$$

где K_n – кратность пускового тока.

$$I_n = 3,5 \times 54 = 199,5 \text{ A}$$

Уставка срабатывания автоматического выключателя $I_{\text{АЗ}} = 300 \text{ A}$

Рассчитаем однофазный ток короткого замыкания.

Вместо $R_T, X_T, R_{\text{ШРА}}, X_{\text{ШРА}}, R_{\text{КАБ}}, X_{\text{КАБ}}, R_{\text{ПРОВ}}, X_{\text{ПРОВ}}$ – принимаем полное сопротивление цепи фаза-нуль: $Z_{\text{П.Ф.-0.К.}}$ - полное сопротивление цепи фаза-нуль кабельной линии; $Z_{\text{П.Ф.-0.П.}}$ - полное сопротивление цепи фаза-нуль провода; $Z_{\text{П.Ф.-0.Ш.}}$ - полное сопротивление цепи фаза-нуль шинпровода; $\frac{1}{3} Z_{\text{П.ТР.}}^1$ - полное сопротивление фазы трансформатора;

$$Z_{\text{П.Ф.-0.К.}} = 1,1 \times 50 = 55 \text{ мОм};$$

$$Z_{\text{П.Ф.-0.П.}} = 12,3 \times 7 = 86,1 \text{ мОм};$$

$$Z_{\text{П.Ф.-0.Ш.}} = 0,9 \times 14 = 12,6 \text{ мОм};$$

$$\frac{1}{3} Z_{\text{П.ТР.}}^1 = \frac{10,58}{3} = 3,52 \text{ мОм} \text{ (при соединении обмоток трансформатора}$$

$\Delta / Y^0 - 11)$

Учитывая сопротивления аппаратов защиты и переходные сопротивления:

$$Z_{\text{соед}} = \sqrt{(r_{\text{А1}} + r_{\text{конт.1}} + r_{\text{пер.1}} + r_{\text{А2}} + r_{\text{конт.2}} + r_{\text{пер.2}} + r_{\text{А3}} + r_{\text{конт.3}})^2 + (x_{\text{А1}} + x_{\text{А2}} + x_{\text{А3}})^2} \quad 7.14$$

$$Z_{\text{соед}} = \sqrt{(0,14 + 0,25 + 15 + 0,65 + 0,45 + 25 + 1 + 0,85)^2 + (0,1 + 0,5 + 0,7)^2} = 43,4 \text{ мОм}$$

При однофазном к.з. в точке К-1:

$$I_{\text{К1}}^{(1)} = \frac{U_n \times 10^3}{\frac{Z_{\text{н.мп.}}^{(1)}}{3} + Z_{\text{соед.}} + Z_{\text{н.ф.-0.к}} + Z_{\text{н.ф.-0.ш}} + Z_{\text{н.ф.-0.н}}} \quad (7.15)$$

$$I_{\text{К1}}^{(1)} = \frac{0,23 \times 10^3}{(3,52 + 43,4 + 55 + 12,6 + 86,1) \times 10^{-3}} = \frac{230}{0,2} = 1150 \text{ A}$$

Кратность тока:

$$\frac{I_{кз}}{I_{HA}} = \frac{1150}{300} = 3,83$$

Проверка условия: $I_{кз} \geq I_n \times K$, где $K_a = 1,25$, то $1150 \text{ A} > 300 \times 1,25 = 375 \text{ A}$
 Время отключения автоматического выключателя – $t = 0,17 \text{ с}$.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$U_{K1} = I_{кз1} \cdot Z_{П.Ф.-0.П.} \quad (7.16)$$

$$U_{K1} = 1150 \cdot 86,1 \cdot 10^{-3} = 99 \text{ В}$$

Ток, проходящий через тело человека:

$$I_{hl} = \frac{U_{K1}}{R_h} \quad (7.17)$$

$$I_{hl} = \frac{99}{1000} = 99 \text{ мА}$$

Согласно ПУЭ такие величины тока являются допустимыми при времени воздействия 0,5 секунды, т.е. время срабатывания автоматического выключателя не превышает допустимых величин.

Заключение

В данной дипломной работе был проведен расчет по проектированию системы электроснабжения завода запасных частей сельхозмашин.. Был представлен расчет нагрузок по заводу, выбор числа и мощности цеховых ТП.

Также в работе рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности и выбор количества и мощности компенсирующих устройств, к которым относятся батареи конденсаторов на низкой и высокой стороне и синхронные двигатели, подключенные к шинам 10 кВ. После расчета компенсации реактивной мощности был проведен уточненный расчет нагрузок по заводу.

Предложены два варианта питания завода, произведен технико-экономический расчет и сравнение вариантов по суммарным затратам, после чего из предложенных вариантов был выбран вариант с меньшим напряжением (питание подходит от шин 10 кВ подстанции энергосистемы по токопроводу к РП-1, РП-2, расположенные на территории завода), т.к стоимость затрат для второго варианта оказалась меньше.

В работе был произведен расчет по выбору оборудования на напряжение 10 кВ, выбору трансформаторов тока и напряжения.

В специальной части рассматривался вопрос по контролю состояния кабельных линий.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности: был проведен анализ условий труда в автомобильном заводе, сделан расчет вредных выбросов в термическом цехе и выбор аппаратов очистки, разработаны и описаны меры электробезопасности для рабочего персонала (зануление).

Проведено решение экономических вопросов, связанных с расчетом строительства подстанции. Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 5 лет. Организация брала кредит процентной ставкой 10%. В результате с учетом дисконтирования срок окупаемости составил 7 лет

Для расчета в данной работе применены ЭВМ и Интернет. Расчет проводился на ПК с применением программ: Microsoft Word, Excel, AutoCAD.

Список литературы

1. <http://virtvladimir.ru/vtown/vladimir/spheres/355/>
2. <http://ugzavod.ru/lite/Zapchasti-dlya-selhoztehniki-i-ekskavatorov>
3. Живаева О.П. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Проектирование систем электроснабжения». – Алматы: АУЭС. - 2010. – 43с.
4. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учебное пособие и справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – Томск: ТПУ, 2006. – 248 с.
5. Гамазин С.И., Кудрин Б.И., Цырук С.А. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. – М.: МЭИ, 2010. – 745 с.
6. Кудрин Б. И. - Электроснабжение промышленных предприятий [2006, PDF]
7. Сумарокова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2012. – 288 с.
8. <http://forca.ru/stati/srs/isyptanie-i-opredelenie-mesta-povrezhdeniya-kabelnyh-linii-04-6-10-kv.html>
9. http://angstremip.ru/products/test_equipment/?utm_source=googleadwords&utm_medium=cpc
10. Методические рекомендации . Организационные и методические рекомендации по проведению испытаний электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей. http://snipov.net/c_4691_snip_109098.html
11. Материалы молодежной межрегиональной научно-практической конференции 24 апреля 2012 г. Екатеринбург.
12. Испытание повышенным напряжением. <http://zametkielectrika.ru/isyptanie-kabelya-povyshennym-napryazheniem/>
13. Испытания кабельных линий - Монтаж и эксплуатация кабелей. http://forca.ru/knigi/oborudovanie/montazh-i-ekpluatsiya-kabelei_36.html
14. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2010. – 214 с.
15. Сайт <http://elengg.hostoi.com/электроснабжение-промышленных-предприятий.html>.
16. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 472 с.
17. Экономическая эффективность новой техники. <http://www.ekoslovar.ru /487.html>.
18. Алексеенко Н.А., Прокопчик Г.А. Экономика предприятия: учебное пособие для студентов экономических и инженерно-экономических

специальностей вузов. – Гомель: ГПИ им. П.О. Сухого, 2006.

19. Жакупов А.А., Экономика отрасли. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»), Алматы 2009.

20. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для студентов специальности 5В0718 - «Электроэнергетика»). Сост. Голубина А.Ю. – А., АИЭС, 2010.

21. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работах для специальности 050718 – Электроэнергетика. Сост. Санатова Т.С. – А., АИЭС, 2009.

22. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 448 с.

Приложение А

Применение вычислительной техники

При выполнении дипломной работы для расчета осветительных и силовых нагрузок, распределения нагрузок по цеховым ТП и других расчетов применялось приложение Microsoft Office Excel.

Для выполнения генерального плана, однолинейных схем электроснабжения РП-1 и РП-2, плаката по специальной части применялось приложение AutoCAD 2010.

№ по плану	Наименование произв. помещений	Размеры помещения, м	Площадь помещения, м ²	Удельная осветительная нагрузка р _о , кВт/м ²	Коэффициент спроса, Кс	Установленная мощность освещения, Р _{уо} , кВт	Расчетная мощность осветительной нагрузки		Cosφ/tg φ	Тип лампы
							Р _{ро} , кВт	Q _{ро} , квар		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Цех шасси и главного конвейера	187x92	17204	0,018	0,85	309,67	263,2	131,6	0,9/0,5	ДРЛ
2	Моторный цех	107x38	4066	0,014	0,8	56,92	45,5	22,75	0,9/0,48	ДРЛ
3	Прессово-кузовной цех	77x38	2926	0,015	0,8	43,89	35,1	17,78	0,9/0,48	ДРЛ
4	Термический цех	44x18	792	0,015	0,8	11,88	9,5	4,81	0,9/0,48	ДРЛ
5	Цех топливный	101x18	1818	0,017	0,85	30,91	26,3	13	0,9/0,48	ДРЛ
6	Экспериментальный цех	44x44	1936	0,018	0,85	34,85	29,6	14,81	0,9/0,48	ДРЛ
7	Склад масел и химикатов	39x30	1170	0,01	0,6	11,70	7,0	0	1/0	ЛН
8	Деревообрабатывающий цех	56x30	1680	0,017	0,85	28,56	24,3	12	0,9/0,48	ДРЛ
9	Сварочно-заготовительный литейный цех	101x44	4444	0,016	0,85	71,10	60,4	29,5	0,9/0,48	ДРЛ
10	серого чугуна: 0,4 кВ	148x59	8732	0,014	0,8	122,25	97,8	48,9	0,9/0,48	ДРЛ
11	Литейный цех цветных металлов: 0,4 кВ	148x39	5772	0,014	0,8	80,81	64,6	32,33	0,9/0,48	ДРЛ
12	Завоуправление, столовая	96x39	3744	0,02	0,9	74,88	67,4	33,7	0,9/0,48	ЛЛ
13	Компрессорная: 0,4кВ.	39x33	1287	0,012	0,7	15,44	10,8	0	1/0	ЛН
14	Освещение территории	388x290	56949	0,002	1	113,90	113,9	56,95	0,9/0,48	ДРЛ

Рисунок А1 – Расчет осветительной нагрузки в Microsoft Office Excel

Microsoft Excel - vu4 tex

Файл Правка Вид Вставка Формат Сервис Данные Окно Справка

Times New Roman 12 Ж К Ч

O7 =КОРЕНЬ(М7^2+Н7^2)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
№	Название цеха	Кол-во ЭП, п	Установленная мощность, кВт P _{нmin+} P _{нmax}	ΣP _н	m	Ки	cosφ/ tgφ	Средние нагрузки P _{см, кВт}	Q _{см, квар}	пэ	Км	Расчетные нагрузки P _{p, кВт} Q _{p, квар} Sp, кВА			Ip, А		
1	Цех шасси и главного конвейера																
4	А) силовая часть	400	1=250	16000	>3	0,4	0,75/ 0,88	5600	4928	128	1,1	5992	4928				
6	Б) осветительная											263,2	131,6				
7	Итого:											6255,2	5059,6	8045	11625,7		
2	Моторный цех																
10	А) силовая часть	260	5=150	8100	>3	0,3	0,7/ 1,02	2430	2478,6	108	1,1	2673	2478,6				
11	Б) осветительная											45,5	22,75				
12	Итого:											2718,5	2501,35	3694,2	5338,4		
3	Прессово-кузовной цех																
14	А) силовая часть	160	8=140	5400	>3	0,3	0,65/ 1,17	1620	1895,4	77	1,1	1798,2	1895,4				
16	Б) осветительная											35,56	17,78				
17	Итого:											1833,76	1913,2	2650,1	3829,6		
4	Термический цех																
19	А) силовая часть	45	5=55	680	>3	0,6	0,75/ 0,88	408	359	25	1,1	465,12	356				
21	Б) осветительная											9,62	4,81				
22	Итого:											474,74	360,81	596,3	861,7		
5	Чех топлив. аппаратуры																
24	А) силовая часть	95	1=30	2600	>3	0,4	0,7/ 1,02	910	928,2	95	1,1	982,8	928,2				
26	Б) осветительная											25,96	13				
27	Итого:											1008,76	941,2	1379,7	1993,8		
6	Экспериментальный цех																
29	А) силовая часть	70	1=100	1100	>3	0,4	0,7/ 1,02	440	448,8	22	1,2	545,6	448,8				

расчет осветительной нагрузки / расчет силовой нагрузки / распределение нагрузки по ТП

Рисунок А2 – Расчет силовой нагрузки в Microsoft Office Excel

Microsoft Excel - vu4 tex

Файл Правка Вид Вставка Формат Сервис Данные Окно Справка

Times New Roman 12 Ж К Ч

E10 $\text{f}x = \text{КОРЕНЬ}(C10^2 + D10^2)$

	A	B	C	D	E	F
1	№ ТП; S _{нт} , кВА; Q _{нбк} , квар	№ цехов	P _{p0,4}	Q _{p0,4}	S _{p0,4} , кВА	K _з
3	1	2	3	4	5	6
4	ТП1 – ТП2 – ТП3	1	6255,2	5059,6		
5	(5x2500)	3	1883,76	1913,2		
6	ΣS _{нтр} = 12500 кВА	4	474,74	360,81		
7		6	575,22	463,6		
8				7797,21		
9	Q _{нбк} = 5x600 = 3000 квар			-3000		
10	ИТОГО		9138,92	4797,21	10321,5	0,83
11	ТП4	5	1008,76	941,2		
12	(2x2500)	7	80,02	39,6		
13	ΣS _{нтр} = 5000 кВА	8	690	462		
14		9	1579,6	1884,9		
15		освещен	113,9	56,95		
16				3384,65		
17	Q _{нбк} = 2x600 = 1200 квар			-1200		
18	ИТОГО		3472,88	2184,65	4102,37	0,82
19	ТП5 – ТП6 – ТП7	2	2718,5	2501,35		
20	(5x2500)	10	4021,8	3216,9		
21	ΣS _{нтр} =12500 кВА	11	2248,7	1321,9		
22		12	344,2	146,2		
23		13	231,21	146,3		
24				7332,65		
25	Q _{нбк} =5x600 = 3000 квар			-3000		
26	ИТОГО		9564,41	4332,65	10500	0,84

Рисунок А3 – Распределение нагрузки по цеховым ТП