

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН
Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Ахмадиев Бекжан Кайратулы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта : «Электроснабжение промышленной базы»

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:

Питание может быть осуществлено от
подстанции энергосистемы, на которой устано-
влено два трансформатора мощностью по 40 МВА,
напряжения 110/35/10 кВ.

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

Расчет э.п. нагрузок, выбор схемы внешнего
э.п. снабжения, выбор оборудования 10-10 кВ,
проектирование электроснабжения релейно-
механической базы, монтаж газа, безопасность
монтажных работ

Перечень графических материалов, прилагаемых к проекту (с указанием количества экземпляров):

5В071800.14.ЭСН.40.23
5В071800.14.ЭСН.40.24
5В071800.14.ЭСН.40.25
5В071800.14.ЭСН.40.26

Рекомендуемая основная литература:

1. Справочник по проектированию электроустановки мощностью предприятия. Под редакцией Бардина Ю.Г. изд. - М. Энергостроиздат, 1966
2. Мильев В.П., Терлецкий И.А. - Проектирование систем электроснабжения

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Основной	Васильев В.А.	1.03 - 15.05.14	
Безопасность жизнедеятельности	Санатова Т.С.	1.04 - 03.05.14	
Экономический	Валиева Л.Ш.	30.04 - 04.05.14	

Андатпа

Дипломдық жұмыс индустиялық базаның электрмен жабдықтау жүйесін жобалауға арналған. Жұмыста бүкіл зауыт бойынша жүктемеге есептеуге, жарықтық жүктеме, цехтық трансформаторларды таңдау, және 10,5кВ шиналарындағы қысқа тұйықталу тоқтары есептеліп олардың нәтижелері бойынша электржабдықтарға таңдау жүргізілген, механикалық цезқа электрмен жабдықтау жүйесі жүргізілген электрмен жабдықтаудың ең тиімді сұлбасы таңдалған (үш нұсқада салыстыру арқылы). тіршілік әрекетінің қауіпсіздігінің тарауында еңбектің шартының іс-шараның жасазарын ша ауаны жаңартудың жақсартуының және ГПП топты заземлителя нобайының зерттемесіне айқында- анализы жаса-. Жобаның экономикалық бөлігінде пайда электроэнергии сатуынан просчитана, таза келтір- құн, ал да өтімділіктің мерзімі және дисконттаудың мерзімінің тағайынды

Аннотация

Дипломный проект выполнен на тему «Электроснабжение промышленной базы». В проекте произведен расчет электрических нагрузок, расчет осветительной нагрузки, выбор цеховых трансформаторов, расчет электрических нагрузок на шинах 10,5кВ, выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания, выбран вариант электроснабжения завода, выбрана система электроснабжения механического цеха, расчет оборудования для цеха. В разделе безопасности жизнедеятельности произведен анализ условий труда, который выявил необходимость проведения мероприятий по улучшению вентиляции и разработке схемы группового заземлителя ГПП. В экономической части проекта просчитана прибыль от продажи электроэнергии, определена чистая приведенная стоимость, а также срок окупаемости и срок дисконтирования.

Содержание

Введение	8
1 Исходные данные на проектирование	10
2 Расчет электрических нагрузок	11
2.1 Расчет осветительной нагрузки	11
2.2 Расчет электрических нагрузок по комбинату	14
2.3 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ	14
2.4 Уточненный расчет электрических нагрузок по промышленной базы	21
3 Выбор схемы внешнего электроснабжения	26
3.1 I Вариант ЛЭП – 115	26
3.2 II Вариант ВЛ–35 кВ	32
3.3 III Вариант ВЛ-10 КВ	39
4 Выбор оборудования U=10 кВ	41
4.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП и РП	41
4.2 Выбор выключателей	42
4.3 Выбор кабелей отходящих линий	42
4.4 Выбор выключателей нагрузок на ТП	45
4.5 Выбор трансформаторов тока	49
4.6 Выбор трансформаторов напряжения	53
4.7 Выбор шин ГПП	54
4.8 Выбор изоляторов ГПП	55
5 Проектирование электроснабжения ремонтно-механической базы	56
5.1 Исходные данные	57
5.2 Расчет электрических нагрузок механического цеха	58
5.3 Расчет осветительной нагрузки цеха	62
5.4 Выбор цехового трансформатора	62
5.5 Выбор оборудования	64
5.6 Выбор проводов и кабелей	68
5.7 Расчет токов короткого замыкания	72
6 Экономическая часть	77
6.1 Цели разработки проекта	77
6.2 Анализ рынка сбыта	77
6.3 Тарифы на электроэнергию	77
6.4 План производства	78
6.5 Организационный план	78
6.6 Юридический план	78
6.7 Экологическая информация	78
6.8 Расчет технико-экономических показателей подстанции	79
6.9 Определение ежегодных издержек производства	81
6.10 Расчет себестоимости и прибыли	82

6.11 Расчет экономической эффективности инвестиций в строительство объекта	84
7 Безопасность жизнедеятельности	87
7.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	87
7.2 Мероприятия по улучшению условий труда	88
7.3 Расчет зануления	96
Заключение	101
Список литературы	102

Введение

Системой электроснабжения называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электрической энергии.

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергии, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие промышленные приемники электроэнергии. Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов и строительством электрических станций.

По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Возникает необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения промышленных предприятий и производственных процессов. Осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления и вести активную работу по экономии электроэнергии.

Интенсификация производственных процессов, повышение производительности труда связаны с совершенствованием существующей и внедрением новой, передовой технологии. Этому процессу сопутствует широкое внедрение мощных вентильных преобразователей, электродуговых печей, сварочных установок и других устройств, которые при всей технологической эффективности оказывают отрицательное влияние на качество электроэнергии в электрических сетях.

Проблема электромагнитной совместимости электроприемников с питающей сетью порождает новые научные и технические проблемы при проектировании и эксплуатации промышленных электрических сетей. Данная проблема может быть решена путем освоения быстродействующих многофункциональных средств компенсации реактивной мощности, улучшающих качество электроэнергии сразу по нескольким параметрам. Внедрение этих устройств ведет к уменьшению потерь электроэнергии.

Экономное использование электроэнергии приобретает все большее значение, что необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации промышленных сетей высокого и низкого напряжения. Одно из направлений сокращения потерь электроэнергии в сетях является внедрение автоматизированных систем управления электроснабжением и учетом электроэнергии.

В данном дипломном проекте проектируется система электроснабжения промышленной базы. Целью проектирования являлась разработка рациональной электропитающей сети, обеспечивающей надежность и

экономичность электроснабжения потребителей и качество электроэнергии. Эта цель достигалась на основе принципов вариантного проектирования и оптимизации параметров воздушных линий электропередачи и трансформаторных подстанций: конфигурации и схемы сети, номинального напряжения, сечений проводов, числа и мощности трансформаторов.

Основные задачи, решаемые при проектировании систем электроснабжения:

- 1) Определение электрических нагрузок;
- 2) Определение структуры системы электроснабжения: числа и места размещения распределительных пунктов, трансформаторных подстанций, числа и мощности силовых трансформаторов, средств компенсации реактивной мощности, схем электрических соединений элементов системы электроснабжения;
- 3) Определение рационального напряжения системы питания и распределения электрической энергии;
- 4) Выбор способа транспортировки электрической энергии, как системы питания, так и системы распределения;
- 5) Выбор конструктивного исполнения электрических устройств и типов электрооборудования с учетом условий их функционирования, требований надежности, экономичности и безопасности;
- 6) Определение технических средств для обеспечения электробезопасности при ее эксплуатации.

Также в данном дипломном проекте рассматривается проектирование внутреннего электроснабжения и освещения производственного помещения с помощью вычислительной техники и программного обеспечения.

1 Исходные данные на проектирование

Сведения об электрических нагрузках по цехам базы в таблице 1.1.

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжением 110/35/10,5кВ. Трансформаторы работают раздельно.

Расстояние от энергосистемы до комбината 6 км.

Завод работает в три смены.

Данные для расчета:

$$P_{p0,4} = 7195,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{p0,4} = 5413,13 \text{ кВАр};$$

$$S_{p0,4} = 9004,5 \text{ кВА}.$$

Таблица 1.1 - Электрические нагрузки по цехам завода

Наименование	Кол-во ЭП, n	Установленная мощность	
		Одного ЭП, P_n	ΣP_n
1 Склад цемента	15	1-25	160
2 Блок цехов ЗЖБИ	56	1-40	1500
3 Склад готовой продукции	26	1-25	170
4 Склад арматурной стали	32	1-27	400
5 Склад заполнителей	27	1-27	400
6 Блок цехов силикатных изделий	90	1-110	4000
7 Склад готовой продукции	21	1-30	160
8 Известково-помольное производство	13	1-32	200
9 Административный корпус	22	1-20	230
10 Блок цехов асбоцементных труб	55	1-45	1200
11 Склад нефтепродуктов	4	10	40
12 Насосная станция	10	1-40	300
13 Ремонтно-механическая база	40	5-30	400
14 Строительный цех	35	1-20	260
15 Блок цехов гончарных труб	64	1-55	1600
16 Блок цехов шифера	43	1-45	1300
17 Кислородная станция	43	1-45	1300
18 Компрессорная станция (0.4 кВ)	13	1-25	180
Б) СД 6 кВ	2	630	1260
19 Площадка для открытых работ	15	1-40	150
20 Автогараж	26	1-45	300

2 Расчет электрических нагрузок

2.1 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия производится упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса. [3]

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

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

$$Q_{po} = \operatorname{tg} \varphi_o \cdot P_{po}, \text{ кВАр}, \quad (2.2)$$

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

$\operatorname{tg} \varphi_o$ - 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:

$$P_{yo} = \varphi_{oo} \cdot F, \text{ кВт}, \quad (2.3)$$

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

φ_{oo} - удельная расчетная мощность, $\text{кВт}/\text{м}^2$.

Расчет для блока цехов ЗЖБИ:

$$P_{yo} = 6675 \cdot 0,015 = 100,125 \text{ кВт};$$

$$P_{po} = 100,125 \cdot 0,8 = 80,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{po} = 80,1 \cdot 0,5 = 40,05 \text{ кВАр}.$$

В таблице 2.1 представлен расчет осветительной нагрузки.

2.2 Расчет электрических нагрузок по заводу

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ по цехам завод производится также методом упорядоченных диаграмм упрощенным способом.[4] Результаты расчета силовых и осветительных нагрузок по цехам сведены в таблицу 2.2 - Расчет электрических нагрузок по цехам напряжением 0,4 кВ.

Для построения картограммы нагрузок предприятия:

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

$$\alpha = \frac{Ppo}{Pp} \cdot 360^\circ, \quad (2.5)$$

где R – радиус окружности;

α – угол сектора;

m – масштаб для определения площади круга, равный 0,8 для нагрузки 0,4 кВ.

2.3 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1кВ; перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режимах; шага стандартных мощностей; экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.[5]

Промышленная база относится ко 2 категории потребителей, завод работает в три смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов $K_3=0,75 \div 0,85$. Принимается трансформатор мощностью $S_{нт}=1600$ кВА.

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

$$N_{t \min} = \frac{P_{p0.4}}{k_3 \cdot S_{нт}} + \Delta N, \quad (2.6)$$

В таблице 2.2 представлен расчет нагрузки напряжением 0.4 кВ.

$$N_{\text{т min}} = \frac{P_{\text{р0,4}}}{K_3 \times S_{\text{нт}}} + \Delta N = \frac{7195,8}{0,8 \times 1600} = 5,6 + 0,4 = 6,$$

где $P_{\text{р0,4}}$ – суммарная расчетная активная нагрузка;
 k_3 – коэффициент загрузки трансформатора;
 $S_{\text{нт}}$ – принятая номинальная мощность трансформатора;
 ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически целесообразное число трансформаторов:

$$N_{\text{т.э}} = N_{\text{т min}} + m, \quad (2.7)$$

где m – дополнительное число трансформаторов.

$N_{\text{т.э}}$ - определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат $Z_{\text{п/ст}}^*$.

$$Z_{\text{п/ст}}^* = 0,5; k_3 = 0,8; N_{\text{min}} = 6; \Delta N = 0,4.$$

тогда из справочника по кривым определяем m , для нашего случая $m = 1$, значит $N_{\text{т.э}} = 10$ трансформаторов.

По выбранному числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность Q_1 , которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяется по формуле:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\text{тэ}} \times S_{\text{нт}} \times K_3^2) - P_{\text{р0,4}}^2}, \quad (2.8)$$

$$Q_1 = \sqrt{(4 \times 1600 \times 0,8 + 3 \times 1000 \times 0,8)^2 - 7195,8^2} = 2184 \text{ квар.}$$

На рисунке 2.1 показана схема замещения

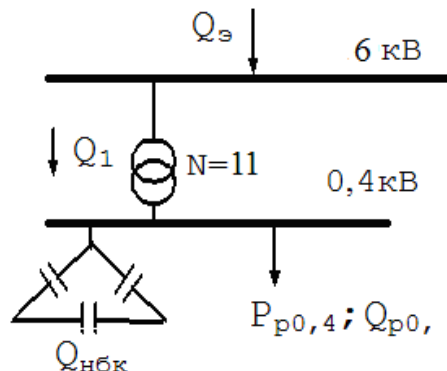


Рисунок 2.1 – Схема замещения

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определяется величина $Q_{\text{нбк}}$:

$$Q_{\text{нбк}} = Q_{p,0,4} - Q_1, \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{нбк}1} = Q_{p,0,4} - Q_1 = 5413,13 - 2184 = 3200 \text{ квар}$$

Мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор:

$$Q_{\text{нбк} \text{ тп}} = \frac{Q_{\text{нбк}}}{N_{\text{тз}}}, \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{нбк} \text{ тп}} = \frac{Q_{\text{нбк}}}{N_{\text{тз}}} = \frac{3200}{7} \approx 457 \approx 450 \text{ квар.}$$

Выбираем тип УКЛ – 0,38 – 450 – 1 50.

На основании расчетов, полученных в данном пункте 2.3. составляется таблица 2.3.

Таблица 2.3 - Распределение нагрузок цехов по ТП

№ ТП	№ цехов	Pr 0,4	Qp 0,4	Sp 0,4	Kз
ТП1 (2x1600кВА)	2	770	682		
	3	133,52	51		
	15	660,4	499,2		
	Терр-ия	622	311		
$S_{\text{н}}=2 \times 1600=3200 \text{ кВА}$		2185,9	1543,2		
$Q_{\text{нбк}}=2 \times 450=900 \text{ квар}$			-900		
итого		2185,9	643,2	2278	0,71
ТП2-(2x1600кВА)	6	1851,2	1453,6		
	9	185,65	154		
	17	293,35	244,8		
$S_{\text{н}}=2 \times 1600=3200 \text{ кВА}$		2330	1852,4		
$Q_{\text{нбк}}=2 \times 450=900 \text{ квар}$			-900		
итого		2330	952,4	2517	0,78
ТП3-4 (2x1000кВА, 2x630кВА)	1	71,65	53,2	1	
	4	149,22	133	4	
	5	119,85	99,75	5	
	7	146,9	48	7	

	8	108,4	75,9	8	
--	---	-------	------	---	--

Продолжение таблицы 2.3

	10	486	403,2		
	11	27,75	14,63		
	12	232,49	183,6		
	13	167,4	129,1		
	14	153,84	120,1		
	16	634	483,4		
	18	135,72	110,1		
	19	97,4	65,64		
	20	145,4	97,9		
$\Sigma S_n=3000$ кВА		2675	2017		
Qнбк=450квар			-900		
Итого		2675	1117	2898	0,88

2.4 Уточненный расчет электрических нагрузок по промышленной базы

Выбираются трансформаторы ТСЛ(3)-1600, ТСЛ(3)-1000, ТСЛ(3) -630-10, технические характеристики которого указаны в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Технические характеристики трансформатора

Тип	Напряжение, кВ		Потери, Вт		Напряжение кз, %
	ВН	НН	хх	кз	
ТСЛ(3) -1600	6-10	0,4	1950	1580	6,0
ТСЛ(3)-1000	6-10	0,4	2000	1020	5,5
ТСЛ(3)-630-10	6-10	0,4	1240	760	5,5

Производится расчет потерь активных и реактивных мощностей для каждой ТП. Для этого выполняются расчеты по следующим формулам:

$$\Delta P_m = (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot k_z^2) \cdot N, \quad (2.11)$$

$$\Delta Q_m = \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} + \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{ном} \cdot k_z^2 \right) \cdot N. \quad (2.12)$$

РП1:
Кз=0.71
N=2

$$\Delta P_m = (1,95 + 15,8 \cdot 0,71^2) \cdot 2 = 19,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 0,01 \cdot (1 + 5,5 \cdot 0,71^2) \cdot 2 \cdot 1600 = 128,7 \text{ квар}$$

РП2:

$$K_3 = 0,78$$

$$N = 2$$

$$\Delta P_m = (1,95 + 15,8 \cdot 0,78^2) \cdot 2 = 23,12 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 0,01 \cdot (1 + 6 \cdot 0,78^2) \cdot 2 \cdot 1600 = 148,8 \text{ квар}$$

РПЗ-4:

$$K_3 = 0,88$$

$$N = 4$$

$$\Delta P_{m1000} = (2 + 10,2 \cdot 0,88^2) \cdot 2 = 19,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{m1000} = 0,01 \cdot (1 + 5,5 \cdot 0,88^2) \cdot 2 \cdot 1000 = 105 \text{ квар}$$

$$\Delta P_{m630} = (1,24 + 7,6 \cdot 0,88^2) \cdot 2 = 14 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{m630} = 0,01 \cdot (1 + 5,5 \cdot 0,88^2) \cdot 2 \cdot 1000 = 105 \text{ квар}$$

$$\Delta P_{mTn3-4} = 19,8 + 14 = 33,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mTn3-4} = 105 + 105 = 210 \text{ квар}$$

Суммарные потери во всех трансформаторах:

$$\Sigma P_{1-10} = 19,8 + 23,12 + 33,8 = 76,7 \text{ кВт}$$

$$\Sigma Q_{1-10} = 128,7 + 148,8 + 210 = 540 \text{ квар}$$

Определение расчетной мощности синхронных двигателей.

Для компенсации реактивной мощности на стороне ВН используем СД 7-го цеха.

$$P_{н\text{СД}} = 630 \text{ кВт}; \cos\varphi = 0,9; N_{\text{СД}} = 2; k_3 = \beta = 0,85.$$

Определим расчетные мощности для СД:

$$P_{р\text{СД}} = P_{н\text{СД}} \times N_{\text{СД}} \times k_3 = 630 \times 2 \times 0,85 = 1071 \text{ кВт}.$$

$$Q_{р\text{СД}} = P_{р\text{СД}} \times \text{tg}\varphi = 1071 \times 0,48 = 514,08 \text{ квар}.$$

Выбираем тип двигателя СТД-630-23УХЛ4 со следующими характеристиками: $P_{н\text{ном}} = 630 \text{ кВт}$; $U_{н\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $f = 3000 \text{ Гц}$; $\cos\varphi = 0,9$; $X_d^{\text{II}} = 0,2$

Составим схему замещения, показанную на рисунке 2.2.

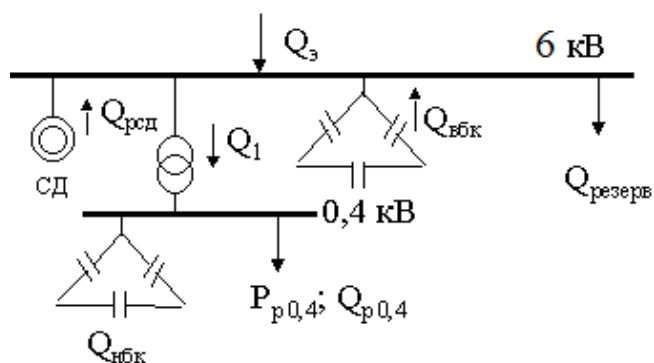


Рисунок 2.2 – Схема замещения

Резервная мощность:

$$Q_{рез} = 0.1 \times \Sigma Q_{расч} = 0.1 \times (Q_{р0,4} + \Delta Q_T) = 0.1 \times (5413,13 + 540) = 595 \text{ кВар.}$$

Мощность, поступающая от энергосистемы:

$$Q_3 = 0.25 \times \Sigma P_p = 0.25 \times (P_{р0,4} + \Delta P_T + P_{сд})$$

$$Q_3 = 0.25 \times (7195,8 + 76,7 + 1071) = 2086 \text{ квар.}$$

Мощность ВБК определим из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{ВБК} = Q_{р0,4} + \Delta Q_T + Q_{рез} - Q_3 - Q_{сд} - Q_{НБК}$$

$$Q_{ВБК} = 5413,13 + 540 + 595 - 2086 - 514,08 - 2700 = 1248 \text{ квар.}$$

ВБК: УКРМ-10-450ЛУЗ $Q_N = 450$ квар, $n = 3$, $\Sigma Q_N = 1350$ квар.

Уточненный расчет электрических нагрузок по заводу приведены в таблице 2.5 - Уточненный расчет нагрузок по заводу.

3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трансформатора мощностью по 40 МВА напряжением 115/37/10,5 кВ. Мощность системы 1100МВА. Расстояние от подстанции до фабрики 6 км. Стоимость электроэнергии 4 тг/кВтч. Завод работает в три смены. 1у.е.=135тг.

Для технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения завода рассмотрим три варианта:

1. I вариант – ЛЭП 115 кВ.
2. II вариант – ЛЭП 37 кВ
3. III вариант – ЛЭП 10.5 кВ.

3.1 I вариант ЛЭП – 115

На рисунке 3.1 изображен I вариант схемы электроснабжения.

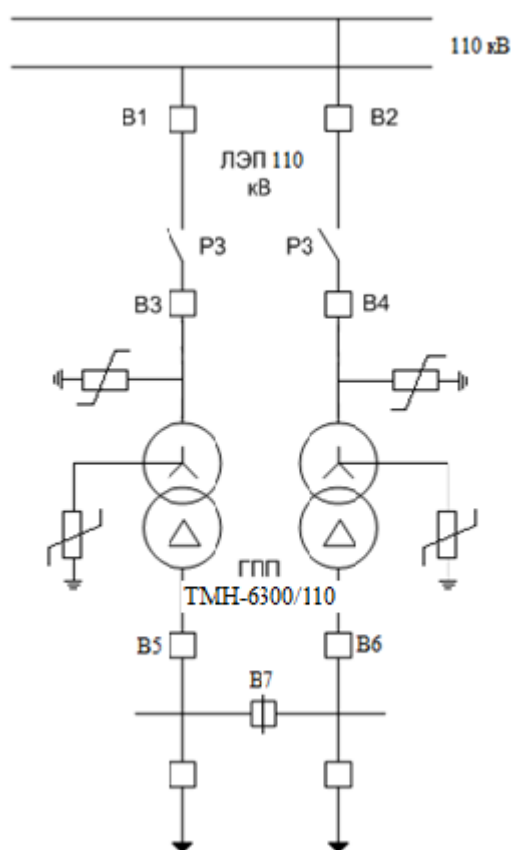


Рисунок 3.1 - I вариант схемы электроснабжения.

Выбираем электрооборудование по I варианту.

1) Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{8287^2 + 1608^2} = 8441 \text{ кВА}.$$

Выбираем два трансформатора мощностью 6300 кВА.

Коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_H} = \frac{8441}{2 \cdot 6300} = 0.67$$

Паспортные данные трансформатора:

Тип т-ра ТМН-6300/115;

$S_H = 6300$ кВА, $U_{BH} = 115$ кВ, $U_{HH} = 10.5$ кВ, $\Delta P_{XX} = 7.5$ кВт, $\Delta P_{K3} = 44$ кВт,

$U_{K3} = 10.5\%$, $I_{XX} = 0.3\%$.

Потери мощности в трансформаторах:

активной:

$$\Delta P_{\text{ГПП}} = 2 \cdot (\Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot K_3^2) = 2 \cdot (7.5 + 44 \cdot 0.67^2) = 54.5 \text{ кВт},$$

реактивной:

$$\Delta Q_{\text{мгпп}} = 0.02 \cdot (I_{XX} \cdot S_H + U_{K3} \cdot S_H \cdot K_3^2), \quad (3.1)$$

$$\Delta Q_{\text{мгпп}} = 0.02 \cdot (0.3 \cdot 6300 + 10.5 \cdot 6300 \cdot 0.67^2) = 631.7 \text{ квар}.$$

Потери энергии в трансформаторах.

При двухсменном режиме работы $T_{\text{вкл}} = 6000$ ч. $T_{\text{макс}} = 6000$ ч.

$$\Delta W = 2(\Delta P_{XX} \times T_{\text{вкл}} + \Delta P_{K3} \times \tau \times K_3^2), \quad (3.2)$$

$$\Delta W = 2(7.5 \times 6000 + 44 \times 4592 \times 0.67^2) = 271398 \text{ кВтч}.$$

2) ЛЭП – 115 кВ.

Полная мощность, проходящая по ЛЭП:

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{\left(P_p + \Delta P_{\text{мгпп}} \right)^2 + Q_p^2} = \sqrt{(8287 + 54.5)^2 + 1608^2} = 8495 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии:

$$I_p = \frac{S_{лэп}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{8495}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 21,7 \text{ А.}$$

Ток аварийного режима:

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 21,7 = 43,4 \text{ А.}$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов:

$$F = \frac{I_p}{j} = \frac{21,7}{1,1} = 19,7 \text{ мм}^2,$$

где $j=1,1 \text{ А/мм}^2$ экономическая плотность тока при $T_M=6000\text{ч}$ и алюминиевых проводах.

Принимаем провод АС –70/11 с $I_{доп}=265\text{А}$.

Проверим выбранные провода по допустимому току.

При расчетном токе:

$$I_{доп}=265\text{А} > I_p=21,7 \text{ А.}$$

При аварийном режиме:

$$I_{допав}=1,3 \times I_{доп}=1,3 \times 265=345\text{А} > I_{ав}=43,4 \text{ А.}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\Delta W_{лэп} = 2 \cdot 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau = 2 \cdot 3 \cdot 21,7^2 \cdot 1 \cdot 2,52 \cdot 10^{-3} \cdot 4592 = 32094 \text{ кВтч},$$

где $R=r_0 \times L=0,42 \times 6=2,52 \text{ Ом}$,

$r_0=0.42 \text{ Ом/км}$ - удельное сопротивление сталеалюминиевого провода сечением 70 мм^2 , $l=6 \text{ км}$ - длина линии.

3) Выбор выключателей и разъединителей на $U=115 \text{ кВ}$

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунке.3.2) и рассчитаем ток короткого замыкания в о.е.

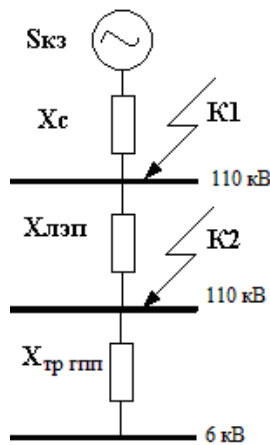


Рисунок 3.2 – Схема замещения

$S_6=1000 \text{ MVA}; U_6=115 \text{ кВ}; x_c=1 \text{ о.е.},$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$X_L = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,17 \text{ о.е.};$$

$$Ik1 = \frac{I_6}{X_c} = \frac{5,02}{1} = 5,5 \text{ кА};$$

$$iy = \sqrt{2} \cdot Ky \cdot Ik1 = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,5 = 13,959 \text{ кА};$$

$$Ik2 = \frac{I_6}{X_c + X_L} = \frac{5,02}{1 + 0,17} = 4,7 \text{ кА};$$

$$iy = \sqrt{2} \cdot Ky \cdot Ik2 = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,7 = 11,93 \text{ кА}.$$

Выбираем выключатели В1-4

Выключатель Siemens 3AP1 DT:

Проверка выключателя показана в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Проверка выключателей

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном}=123 \text{ кВ}$	$U_{уст}=110 \text{ кВ}$
$I_{ном}=3150 \text{ А}$	$I_{ав}=43,4 \text{ А}$

Продолжение таблицы 3.2

$I_{откл}=40$ кА	$I_{к1}=2,5$ кА
$I_{терм}=40$ кА	$i_y \cdot I_{к-1}=11,25$ кА
$I_{отк} \cdot t_{пр}=40 \cdot 2=80$ кА	$I_{к-1}^2 \cdot t_{п\ ср}=2,5^2 \cdot 0,14=0,875$ кА

Выбираем разъединители P1-4

Разъединитель Siemens DBF4-123:

Проверка выключателя показана в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Проверка разъединителей

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ
$I_{ном}=1000$ А	$I_{ав}=81,514$ А
$I_{дин}=80$ кА	$i_y=4,377$ кА
$I_{терм}=25$ кА	$i_y \cdot I_{к-2}=10,421$ кА

Выбираем ограничители перенапряжений Siemens ЗЕР5

Проверка ограничители показана в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Проверка ОПН

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном}=42-168$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ

4) Расчет затрат на I вариант

Затраты на выключатели В1-4:

$$K_{В1-2}=4 \times 50000=200000 \text{ у.е.}$$

Затраты на разъединители P1-4:

$$K_{P1-4}=4 \times 20000=80000 \text{ у.е.}$$

Затраты на ограничители перенапряжений ОПН1-4:

$$K_{ОПН1-4}=4 \times 5000=20000 \text{ у.е.}$$

Затраты на тр ГПП:

$$K_{тр\ ГПП}=2 \times 100000=200000 \text{ у.е.}$$

Затраты на оборудование:

$$K_{об} = K_{В1-4} + K_{Р1-4} + K_{ОПН1-4} + K_{тр}ГПП, \quad (3.3)$$

$$K_{об} = 200000 + 80000 + 20000 + 200000 = 500000 \text{ у.е.}$$

Затраты на ЛЭП на двухцепной стальной опоре:

$$K_{уд} = 25000 \text{ у.е./км,}$$

$$K_{ЛЭП} = L \times K_{уд} = 6 \times 25000 = 150000 \text{ у.е.}$$

Суммарные затраты на оборудование первого варианта:

$$K_{\Sigma 1} = K_{об} + K_{ЛЭП} = 500000 + 150000 = 650000 \text{ у.е.} = 87,78 \text{ млн.тг.}$$

Определим издержки

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$И_{экс ЛЭП} = 0,028 \times K_{ЛЭП} = 0,028 \times 150000 = 4200 \text{ у.е.}$$

Амортизация ЛЭП:

$$И_{а ЛЭП} = 0,028 \times K_{ЛЭП} = 0,028 \times 150000 = 4200 \text{ у.е.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$И_{экс об} = 0,03 \times K_{об} = 0,03 \times 500000 = 15000 \text{ у.е.}$$

Амортизация оборудования:

$$И_{а об} = 0,063 \times K_{об} = 0,063 \times 500000 = 31500 \text{ у.е.}$$

Стоимость потерь:

$$И_{пот.} = C_0 \times (W_{тр}ГПП + W_{ЛЭП}) = 0,1 \times (271398 + 32094) = 30349 \text{ у.е.}$$

Суммарные издержки:

$$И_{\Sigma 1} = И_{а} + И_{пот} + И_{э}, \quad (3.4)$$

$$И_{\Sigma 1} = 4200 + 4200 + 15000 + 31500 + 30349 = 85249 \text{ у.е.} = 11,5 \text{ млн.тг.}$$

Приведенные суммарные затраты:

$$Z_I = 0,12 \times K_{\Sigma I} + I_{\Sigma I} = 0,12 \times 650000 + 85249 = 163249 \text{ y.e.} = 22 \text{ млн.тг.}$$

3.2 II Вариант ВЛ–35 кВ

На рисунке 3.2 представлен второй вариант схемы электроснабжения.

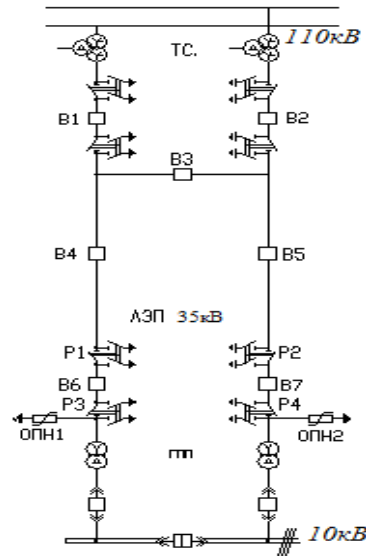


Рисунок 3.2- Второй вариант схемы электроснабжения.

Выбираем электрооборудование по II варианту.

1) Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{8287^2 + 1608^2} = 8441 \text{ кВА.}$$

Паспортные данные трансформатора: ТД –6300/35

$$S_H = 6300 \text{ кВА, } U_{BH} = 37 \text{ кВ, } U_{HH} = 11 \text{ кВ,}$$

$$\Delta P_{XX} = 80 \text{ кВт, } \Delta P_{K3} = 46,5 \text{ кВт, } U_{K3} = 7,5 \%, I_{XX} = 0,8 \%$$

Выбираем два трансформатора мощностью 6300 кВА.
Коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_H} = \frac{8441}{2 \cdot 6300} = 0,68.$$

Потери мощности в трансформаторах:

активной:

$$\Delta P_{\text{ТПШ}} = 2 \cdot (\Delta P_{\text{XX}} + \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2) = 2 \cdot (80 + 46,5 \cdot 0,68^2) = 203 \text{ кВт};$$

реактивной:

$$\Delta Q_{\text{мзпп}} = 0,02 \cdot (I_{\text{XX}} \cdot S_{\text{H}} + U_{\text{КЗ}} \cdot S_{\text{H}} \cdot K_3^2), \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_{\text{мзпп}} = 0,02 \cdot (0,8 \cdot 6300 + 7,5 \cdot 6300 \cdot 0,68^2) = 537 \text{ кВАр}.$$

Потери энергии в трансформаторах:

$$\Delta W = 2(\Delta P_{\text{XX}} \times T_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{КЗ}} \times \tau \times K_3^2), \quad (3.6)$$

$$\Delta W = 2(80 \times 6000 + 46,5 \times 4592 \times 0,68^2) = 1157470 \text{ кВтч}.$$

2) ЛЭП -35 кВ.

Полная мощность, проходящая по ЛЭП:

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{\left(P_p + \Delta P_{\text{мзпп}}\right)^2 + Q_{\text{э}}^2} = \sqrt{(8287 + 203)^2 + 1608^2} = 8641 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии:

$$I_p = \frac{S_{\text{лэп}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} = \frac{8641}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 68,7 \text{ А}.$$

Ток аварийного режима:

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 68,7 = 137,4 \text{ А}.$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов:

$$F = \frac{I_p}{j} = \frac{68,7}{1,1} = 62,4 \text{ мм}^2,$$

где $j=1,1 \text{ А/мм}^2$ экономическая плотность тока при $T_{\text{м}}=6000 \text{ ч}$ и алюминиевых проводах.

Принимаем провод АС -70/11 с $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$.

Проверим выбранные провода по допустимому току.

При расчетном токе:

$$I_{\text{доп}}=265\text{А}>I_p=68.7\text{ А}$$

При аварийном режиме:

$$I_{\text{допав}}=1,3I_{\text{доп}}=1,3 \times 265=345\text{А}>I_{\text{ав}}=137,4\text{ А}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\Delta W_{\text{лэп}} = 2 \cdot 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau = 2 \cdot 3 \cdot 68,7^2 \cdot 1 \cdot 2,52 \cdot 10^{-3} \cdot 4592 = 308891 \text{ кВтч}$$

где $R=r_0 \times L=0,42 \times 6=2,52\text{ Ом}$,
 $r_0=0.42\text{ Ом/км}$ - удельное сопротивление сталеалюминиевого провода сечением 70 мм^2 , $l=6\text{ км}$ - длина линии.

3) Трансформаторы энергосистемы

Тип ТДТН –40000/115:

$S_H=40000\text{ кВА}$, $U_{\text{вн}}=115\text{кВ}$, $U_{\text{сн}}=37\text{кВ}$, $U_{\text{нн}}=10,5\text{кВ}$, $U_{\text{квс}}=11\%$, $U_{\text{квн}}=22\%$,
 $U_{\text{кcn}}=10,5\%$, $I_{\text{хх}}=0,9\%$, $P_{\text{хх}}=34\text{кВт}$, $P_{\text{кз}}=170\text{кВт}$.

Коэффициент долевого участия завода в мощности трансформаторов энергосистемы:

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{РЛЭП}}}{2 \cdot S_H} = \frac{8641}{2 \cdot 40000} = 0,1.$$

Потери энергии в трансформаторах.

$$\Delta W=2(\Delta P_{\text{хх}} \times T_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{кз}} \times \tau \times K_3^2), \quad (3.7)$$

$$\Delta W=2(34 \times 6000 + 170 \times 4592 \times 0,1^2)=423613\text{ кВтч.}$$

4) Выбор выключателей и разъединителей на $U=35\text{ кВ}$.

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунке 3.4) и рассчитаем ток короткого замыкания во.е.

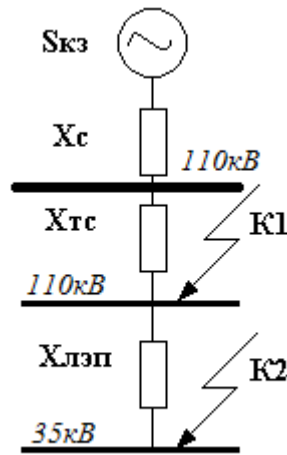


Рисунок 3.4 – Схема замещения

$S_{\delta}=1000 \text{ МВА}; U_{\delta}=37 \text{ кВ}, x_c=0,83 \text{ о.е.},$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 37} = 15,6 \text{ кА};$$

$$X_L = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,331 \cdot 6 \cdot \frac{1000}{37^2} = 1,45 \text{ о.е.};$$

$$X_{mm} = \frac{U_k \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 2,63 \text{ о.е.}$$

$$I_{k1} = \frac{I_{\delta}}{X_c + X_{mc}} = \frac{15,6}{0,83 + 2,63} = 4,5 \text{ кА};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{k1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,5 = 11,4 \text{ кА};$$

$$I_{k2} = \frac{I_{\delta}}{X_c + X_{mc} + X_L} = \frac{15,6}{0,83 + 2,63 + 1,45} = 3,2 \text{ кА};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{k2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,2 = 8,1 \text{ кА}.$$

Выбираем выключатели В1-2, Р1-4 по аварийному току трансформаторов ЭС. Примем, что мощность по двум вторичным обмоткам трансформатора распределена поровну, поэтому мощность аварийного режима равна $2 \times 20 = 40$ МВА.

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot 37} = 624,9 \text{ А}.$$

Выключатель АВВОНВ-36:

Проверка выключателей показана в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Проверка выключателей

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{НОМ}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ
$I_{НОМ}=3150$ А	$I_{ав}=81,514$ А
$I_{откл}=40$ кА	$I_{к1}=2,5$ кА
$I_{терм}=40$ кА	$i_y \cdot I_{к-1}=11,25$ кА
$I_{отк} \cdot t_{пр}=40 \cdot 2=80$ кА	$I_{к-1}^2 \cdot t_{п\ ср}=2,5^2 \cdot 0,14=0,875$ кА

Выключатель секционный В3 АВВОНВ-36:

Проверка выключателей показана в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Проверка выключателей

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{НОМ}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ
$I_{НОМ}=3150$ А	$I_{ав}=81,514$ А
$I_{откл}=40$ кА	$I_{к1}=2,5$ кА
$I_{терм}=40$ кА	$i_y \cdot I_{к-1}=11,25$ кА
$I_{отк} \cdot t_{пр}=40 \cdot 2=80$ кА	$I_{к-1}^2 \cdot t_{п\ ср}=2,5^2 \cdot 0,14=0,875$ кА

Выключатель В4-7 АВВОНВ-36:

Проверка выключателей показана в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Проверка выключателей

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{НОМ}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ
$I_{НОМ}=3150$ А	$I_{ав}=81,514$ А
$I_{откл}=40$ кА	$I_{к1}=2,5$ кА
$I_{терм}=40$ кА	$i_y \cdot I_{к-1}=11,25$ кА
$I_{отк} \cdot t_{пр}=40 \cdot 2=80$ кА	$I_{к-1}^2 \cdot t_{п\ ср}=2,5^2 \cdot 0,14=0,875$ кА

Разъединитель Р1-4 NPS:

Проверка разъединителей показана в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Проверка разъединителей

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{НОМ}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ
$I_{НОМ}=1000$ А	$I_{ав}=81,514$ А
$I_{дин}=80$ кА	$i_y=4,377$ кА
$I_{терм}=25$ кА	$i_y \cdot I_{к-2}=10,421$ кА

ОПН1-2: Ограничители перенапряжений АВВМВК:
Проверка ОПН показана в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Проверка ОПН

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{ном}=42-168$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ

5) Расчет затрат на II вариант.

Затраты на выключатели В1и В2:

$$K_{В1-2}=2 \times \gamma_2 \times K_B = 2 \times 0,11 \times 60000 = 13200 \text{ у.е.}$$

Затраты на разъединители Р1-4:

$$K_{Р1-4} = 4 \times K_P = 4 \times 15000 = 60000 \text{ у.е.}$$

Затраты на выключатель В3:

$$K_{В3} = \gamma_3 \times K_B = 0,05 \times 60000 = 3000 \text{ у.е.}$$

Затраты на выключатели В4-7:

$$K_{В4-7} = 4 \times K_B = 4 \times 60000 = 240000 \text{ у.е.}$$

Затраты на ограничители перенапряжений ОПН1-2:

$$K_{ОПН1-2} = 2 \times K_{опн} = 2 \times 6000 = 12000 \text{ у.е.}$$

Затраты на тр ГПП:

$$K_{тр ГПП} = 2 \times K_T = 2 \times 200000 = 400000 \text{ у.е.}$$

Затраты на тр ЭС:

$$K_{тр ЭС} = 2 \times \gamma_1 \times K_{тр эс} = 2 \times 0,1 \times 800000 = 160000 \text{ у.е.}$$

Затраты на оборудование:,(3.8)

$$K_{об} = K_{В1-2} + K_{Р1-4} + K_{В3} + K_{В4-7} + K_{ОПН1-2} + K_{тр эс} + K_{тр гпп}, \quad (3.8)$$

$$K_{об} = 13200 + 60000 + 3000 + 240000 + 12000 + 160000 + 400000 = 888200 \text{ у.е.}$$

Затраты на ЛЭП на двухцепной стальной опоре:

$$K_{уд}=24000 \text{ у.е./км},$$

$$K_{ЛЭП}=1 \times L \times K_{уд}=6 \times 24000=144000 \text{ у.е.}$$

Суммарные затраты на оборудование II варианта:

$$K_{\Sigma 2} = K_{об} + K_{ЛЭП} = 888200 + 144000 = 1032200 \text{ у.е.} = 139.4 \text{ млн.тг.}$$

Определим издержки:

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{экс ЛЭП} = 0,028 \times K_{ЛЭП} = 0,028 \times 112800 = 3158,4 \text{ у.е.}$$

Амортизация ЛЭП:

$$I_{а ЛЭП} = 0,028 \times K_{ЛЭП} = 0,028 \times 112800 = 3158,4 \text{ у.е.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{экс об} = 0,02 \times K_{об} = 0,02 \times 939380 = 18787,6 \text{ у.е.}$$

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

Амортизация оборудования:

$$I_{а об} = 0,043 \times K_{об} = 0,043 \times 939380 = 40393,34 \text{ у.е.}$$

Стоимость потерь:

$$I_{пот.} = C_0 \times (W_{трпп} + W_{лэп} + W_{трэс}), \quad (3.9)$$

$$I_{пот.} = 0,14 \times (1157470 + 308891 + 423613) = 264596 \text{ у.е.}$$

где $C_0 = 0,14 \text{ у.е./кВт} \times \text{ч.}$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma 2} = I_{а} + I_{пот} + I_{э}, \quad (3.10)$$

$$I_{\Sigma 2} = 3158,4 + 3158,4 + 18787,6 + 40393,34 + 264596 = 330093 \text{ у.е.} = 44,5 \text{ млн.тг.}$$

Приведенные суммарные затраты:

$$Z_{II} = 0,12 \times K_{\Sigma 2} + I_{\Sigma 2} = 0,12 \times 1032200 + 330093 = 453957,8 \text{ y.e} = 61,3 \text{ млн.тг.}$$

3.3 III ВАРИАНТ ВЛ-10 КВ

На рисунке 3.5 представлен второй вариант схемы электроснабжения.

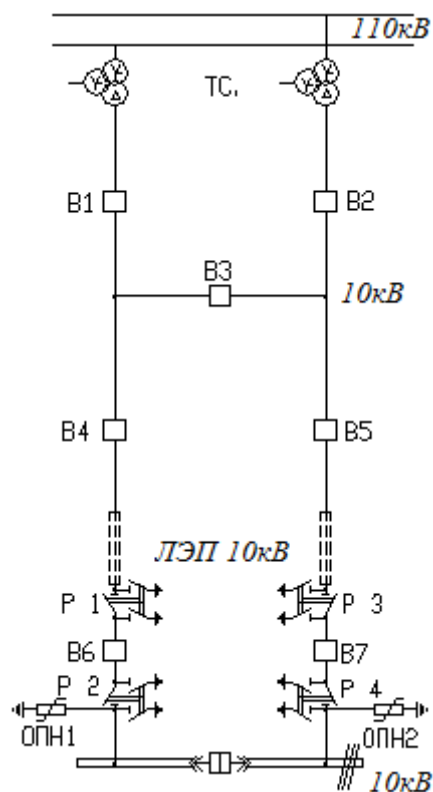


Рисунок 3.5 - Третий вариант схемы электроснабжения.

1) ЛЭП –10кВ

Полная мощность, проходящая по ЛЭП:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{8287^2 + 1608^2} = 8441 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии:

$$I_p = \frac{S_{лэп}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{8441}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 236,7 \text{ А.}$$

Ток аварийного режима:

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 236,7 = 473,4 \text{ А.}$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов:

$$F = \frac{I_p}{j} = \frac{236,7}{1,1} = 215,2 \text{ мм}^2,$$

где $j=1,1$ А/мм² экономическая плотность тока при $T_M=6000$ ч и алюминиевых проводах.

Для выполнения данной передачи электроэнергии необходимо использовать 3хАС 120/12, что конструктивно невозможно, следовательно данный вариант электроснабжения невозможен.

Составим сводную таблицу 3.10 по всем вариантам.

Таблица 3.10 - Результаты ТЭР

Вариант	U _{ном} , кВ	K _Σ млн.тг.	I _Σ млн.тг.	Змлн.тг.
I	110	87.78	11.5	22
II	35	139.4	44,5	61,3

Выбираем I вариант, так как он дешевле и надежнее остальных.

4 Выбор оборудования U=10 кВ

4.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП и РП

На рисунке 4.1 представлен схема замещения.

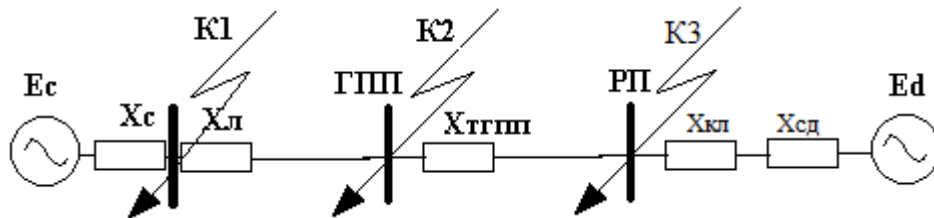


Рисунок 4.1 - Схема замещения

Для компрессорной станции СД (2х630=1260кВт):

$$S_6=1000 \text{ МВА}; x_c=1\text{о.е.}; U_6=10,5 \text{ кВ}$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55 \text{ кА};$$

$$X_{л} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,18 \text{ о.е.};$$

$$X_{тгпп} = \frac{U_k \cdot S}{100 \cdot S_n} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 6,3} = 16,67 \text{ о.е.}$$

Ток короткого замыкания от системы на шинах ГПП:

$$I_{К-3} = \frac{I_6}{X_c + X_{тгпп} + X_l} = \frac{55}{1 + 16,67 + 0,18} = 3,08 \text{ кА.}$$

В цехе установлены синхронные двигатели типа СТД-630-23УХЛ4 со следующими характеристиками: $P_{ном} = 630 \text{ кВт}$; $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$; $f = 3000 \text{ Гц}$; $\cos \varphi = 0,9$; $X_d^{\text{II}} = 0,2$.

Мощность СД:

$$S_{нсд} = \frac{P_{нсд}}{\cos \varphi} = \frac{630}{0,9} = 700 \text{ кВА};$$

$$X_d = X_{dII} \cdot \frac{S}{N \cdot S} = 0,2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{2 \cdot 700} = 142,857 \text{ o.e.};$$

$$I_{CD} = \frac{S_{CD} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{700 \cdot 0,85}{1,73 \cdot 10,5} = 32,7 \text{ кА.}$$

Найдем сопротивление кабеля к СД:

$$F_{\text{о}} = \frac{I_p}{j_{\text{о}}} = \frac{32,7}{1,4} = 23,36 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{min}} = \alpha \cdot I_k \cdot \sqrt{t_n} = 12 \cdot 3,08 \cdot \sqrt{0,4} = 23,4 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель АВВГ-10-(3x35мм²) с_{Идоп}=115А, X_{уд}=0,088Ом/км

$$X_{к1} = L \cdot X_{\text{уд}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{N \cdot U_{\text{с}}^2} = 0,5 \cdot 0,088 \cdot \frac{1000}{1 \cdot 10,5^2} = 0,4 \text{ o.e.}$$

Ток короткого замыкания от СД:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{СД}} \cdot I_{\text{б}}}{X_{к1} + X_d} = \frac{1,1 \cdot 55}{0,4 + 142,857} = 0,422 \text{ кА.}$$

Суммарный ток КЗ в точке К-3:

$$I_{\text{кз}} = I_{\text{кз}} + I_{\text{кзСД}} = 3,08 + 0,422 = 3,502 \text{ кА.}$$

Суммарный ударный ток в точке К-3:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k \cdot I_{\text{кз}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,1 = 8,915 \text{ кА.}$$

4.2 Выбор выключателей:

1) Вводные:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{8287^2 + 1608^2} = 8441 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток:

$$I_P = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{8441}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 236,4 \text{ А.}$$

Аварийный ток:

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 236,4 = 472,8 \text{ А.}$$

Принимаем выключатель Siemens 3АН5 121-1
Проверка выключателя представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Проверка выключателя

Паспортные	Расчетные
U _H =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =800А	I _{ав} =472,8 А
I _{откл} =32,8 кА	I _{кз} =3,1кА

Секционный выключатель: через секционный выключатель проходит половина мощности, проходящей через вводные выключатели. Следовательно, расчетный ток, проходящий через выключатель: I_p=234,7А.

Принимаем выключатель Siemens 3АН5 121-1
Проверка выключателя представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Проверка выключателя

Паспортные	Расчетные
U _H =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =800А	I _{ав} =472,8 А
I _{откл} =32,8 кА	I _{кз} =3,1кА

2) Магистраль ГПП-ТП1:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}, \quad (4.1)$$

$$S_p = \sqrt{(2444 + 19,8)^2 + (890 + 118,7)^2} = 2662 \text{ кВА};$$

$$I_P = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2662}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 73 \text{ А.}$$

Аварийный ток:

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 73 = 146 \text{ А.}$$

Принимаем выключатель Siemens 3АН5 121-1
Проверка выключателя представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Проверка выключателя

Паспортные	Расчетные
U _н =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =800А	I _{ав} =146 А
I _{откл} =32,8 кА	I _{кз} =3,1кА

3) Магистраль ГПП-ТП2:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}, \quad (4.2)$$

$$S_p = \sqrt{(2392 + 23,12)^2 + (940 + 148,8)^2} = 2649 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2649}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 73 \text{ А.}$$

Аварийный ток:

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 73 = 146 \text{ А.}$$

Принимаем выключатель Siemens 3АН5 121-1.
Проверка выключателя представлена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Проверка выключателя

Паспортные	Расчетные
U _н =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =800А	I _{ав} =146 А
I _{откл} =32,8 кА	I _{кз} =3,1кА

4) Магистраль ГПП-ТП3-4:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}, \quad (4.3)$$

$$S_p = \sqrt{(2303 + 33,8)^2 + (1103 + 210)^2} = 2680 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2680}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 73 \text{ A}$$

Аварийный ток:

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 73 = 146 \text{ A}$$

Принимаем выключатель Siemens 3АН5 121-1.
Проверка выключателя представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Проверка выключателя

Паспортные	Расчетные
U _H =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =800А	I _{ав} =146 А
I _{откл} =32,8 кА	I _{кз} =3,1кА

5) Магистраль ГПП-СД(насосная):

$$S_{нсд} = \frac{P_{нсд}}{\cos \varphi} = \frac{630}{0,9} = 700 \text{ кВА}$$

Расчетный ток:

$$I_{нсд} = \frac{S_{нсд} \cdot K_z}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{700 \cdot 0,85}{1,73 \cdot 10,5} = 32,7 \text{ A}$$

Принимаем выключатель Siemens 3АН5 121-1.
Проверка выключателя представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Проверка выключателя

Паспортные	Расчетные
U _H =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =800А	I _{расч} =32,7 А
I _{откл} =32,8 кА	I _{кз} =3,1кА

4.3 Выбор кабелей отходящих линий

Условия выбора кабелей:

- 1) по экономической плотности тока: $F \geq I_p / j_{э}$;
- 2) по минимальному сечению $F_{\min} = \alpha \cdot I_{кз} \cdot \sqrt{t_n}$;
- 3) по условию нагрева рабочим током $I_{доп} \geq I_p$;
- 4) по аварийному режиму $I_{доп} \geq I_{ав}$;

5) по потере напряжения $\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_{\text{рас}}$.

1) ГПП-ТП-1:

$$S_p = 2600 \text{ кВА}; I_{\text{ав}} = 142 \text{ А}; I_p = 71 \text{ А};$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{71}{1,1} = 64 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 3,1 \cdot \sqrt{0,4} = 24 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель АВВГ-10-(3x95) с $I_{\text{доп}} = 204 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = 204 \cdot 0,8 = 163 \text{ А} > I_p = 71,6 \text{ А},$$

где $K_p = 0,8$ – поправочный коэфф. при числе кабелей в траншее $N = 4$.

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}} \quad , \quad (4.4)$$

$$1,3 \cdot 163 \text{ А} = 212,2 \text{ А} \geq 142 \text{ А};$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{н}}} = \frac{(2444 \cdot 0,625 \cdot 0,5 + 890 \cdot 0,085 \cdot 0,5)}{10,5} = 76,3 \text{ В};$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{\Delta U_{\text{н}}} \cdot 100\% = \frac{76,3}{10500} \cdot 100\% = 0,73\% < 5\%;$$

2) ГПП-ТП-2:

$$S_p = 2570 \text{ кВА}; I_{\text{ав}} = 141,4 \text{ А}; I_p = 70,7 \text{ А};$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{70,7}{1,1} = 64 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 3,1 \cdot \sqrt{0,4} = 24 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель АВВГ-10-(3x95) с $I_{\text{доп}} = 204 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = 204 \cdot 0,8 = 163 \text{ А} > I_p = 71,6 \text{ А},$$

где $K_{п}=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$1,3 \times I_{доп} \geq I_{ав} ;$$

$$1,3 \times 117,6 \text{ А} = 152,88 \text{ А} \geq 141,4 \text{ А};$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{н}} = \frac{(2392 \cdot 0,625 \cdot 0,5 + 940 \cdot 0,085 \cdot 0,5)}{10,5} = 75 \text{ В};$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{н}} \cdot 100\% = \frac{75}{10500} \cdot 100\% = 0,71\% < 5\%.$$

3) ГПП-ТП-4:

$$S_{р} = 2550 \text{ кВА}; I_{ав} = 140,4 \text{ А}; I_{р} = 70,2 \text{ А};$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{70,2}{1,1} = 64 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 3,1 \cdot \sqrt{0,4} = 24 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель АВВГ-10-(3x70) с $I_{доп} = 165 \text{ А}$.

$$I_{доп} = 165 \times 0,8 = 132 \text{ А} > I_{р} = 70,2 \text{ А},$$

где $K_{п}=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$1,3 \times I_{доп} \geq I_{ав};$$

$$1,3 \times 132 \text{ А} = 171,6 \text{ А} \geq 140,4 \text{ А};$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{н}} = \frac{(2303 \cdot 0,625 \cdot 0,5 + 1103 \cdot 0,085 \cdot 0,5)}{10,5} = 73 \text{ В};$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{н}} \cdot 100\% = \frac{73}{10500} \cdot 100\% = 0,69\% < 5\%.$$

4) ГПП-СД (насосная):

$$S_{р} = 700 \text{ кВА}; I_{р} = 32,7 \text{ А}.$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{32,7}{1,4} = 23,4 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 3,1 \cdot \sqrt{0,4} = 24 \text{ мм}^2;$$

Выбираем кабель АВВГ-10-(3х35) с $I_{\text{доп}}=115 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}}=115 \cdot 0,8=92 \text{ А} > I_{\text{р}}=32,7 \text{ А},$$

где $K_{\text{п}}=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{н}}} = \frac{(630 \cdot 0,894 \cdot 1 + 315 \cdot 0,088 \cdot 1)}{10,5} = 56 \text{ В}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{\Delta U_{\text{н}}} \cdot 100\% = \frac{56}{10500} \cdot 100\% = 0,5\% < 5\%;$$

5) ТП-3-4:

$$S_{\text{р}}=793,3; I_{\text{ав}}=87,24 \text{ А};$$

$$I_{\text{р}}=43,62 \text{ А};$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{43,62}{1,1} = 40 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 3,1 \cdot \sqrt{0,4} = 24 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель АВВГ-10-(3х50) с $I_{\text{доп}}=150 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}}=150 \cdot 0,8=120 \text{ А} > I_{\text{р}}=43,62 \text{ А},$$

где $K_{\text{п}}=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}} \text{ ;}$$

$$1,3 \cdot 120 \text{ А} = 156 \text{ А} \geq 87,24 \text{ А}.$$

Результаты выбора занесем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Кабельный журнал

Наименование участка	S _р , кВА	N	Кп	Нагрузка		По экон. пл. тока, мм ²		По току КЗ, мм ²		Выбранный кабель	I _{доп} , А
				I _р , А	I _{ав} , А	j _э	F _э , мм ²	I _к , кА	F, мм ²		
ГПП-ТП-1	2600	4	0,8	71	142	1,4	95	3,1	24	АВВГ-10-(3×95)	204
ГПП-ТП-2	2570	4	0,8	70,7	141,4	1,4	95	3,1	24	АВВГ-10-(3×95)	204
ГПП-ТП-4	2550	4	0,8	70,2	140,4	1,4	70	3,1	24	АВВГ-10-(3×70)	165
ГПП-СД	700	4	0,8	32,7	-	1,4	35	3,1	24	АВВГ-10-(3×35)	115
ТП-3-4	793,3	4	0,8	43,6	87,2	1,4	50	3,1	24	АВВГ-10-(3×50)	150

4.4 Выбор выключателей нагрузок на ТП

$$I_p = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 88 \text{ А}$$

Проверка выключателя представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8– Данные ВН NALF-400

Паспортные данные	Расчетные данные
U _н =10кВ	U _н =10кВ
I _н =400А	I _р =88А
I _{скв} =40кА	I _{уд} =7,9кА
I _т ² ·t _т =10 ² ·1=100кА ² ·с	В _к =(3,1) ² ·0,12=1,15кА ² ·с

Устанавливаем выключатель для ТП типа ВН NALF-400.

4.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

- 1) по напряжению установки: U_{ном тт} ≥ U_{ном уст-ки};
- 2) по току: I_{ном тт} ≥ I_{расч};
- 3) по электродинамической стойкости:
- 4) по вторичной нагрузке: S_{н2} ≥ S_{нагррасч};
- 5) по термической стойкости: I_т²·t_т > В_к;
- 6) по конструкции и классу точности.

1) Выбор трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе представлен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Нагрузка ТТ

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
A	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	САЗ-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

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока.

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

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}}, \quad (4.5)$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

$$r_{2н} = \frac{S_{2н\text{ТТ}}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом},$$

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{доппр}} = r_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом}.$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 0,5}{0,44} = 0,032 \text{ мм}^2;$$

принимаем провод АКР ТВ; $F = 1,5 \text{ мм}^2$;

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 0,5}{1,5} = 0,01 \text{ Ом};$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,01 + 0,1 = 0,37 \text{ Ом};$$

$$B_k = I_k^2 \times (t_{\text{отк}} + T_a) = 1,71^2 \times (0,095 + 0,04) = 0,4 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$S_{2\text{расч}} = I^2 \cdot R_2 = 25 \cdot 0,37 = 9,25 \text{ ВА}.$$

Примем трансформатор тока ТОЛ-10
Проверка трансформатора представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Проверка трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}} = 387,06 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 8,915 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$S_{2\text{расч}} = 9,25 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

1) Трансформатор тока на линии ГПП-ТП1:
Нагрузка ТТ представлена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Нагрузка ТТ

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
Итого		5,5	5,5	5,5

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока.
Сопротивление вторичной нагрузки состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}}, \quad (4.6)$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

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

$$r_{2н} = \frac{S_{2нТТ}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0.8 \text{ Ом},$$

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{доппр}} = r_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0.8 - 0.26 - 0.1 = 0.44 \text{ Ом},$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 0,5}{0,44} = 0,032 \text{ мм}^2.$$

принимаем провод АКР ТВ; $F=1,5 \text{ мм}^2$;

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 0,5}{1,5} = 0,01 \text{ Ом};$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,22 + 0,01 + 0,1 = 0,33 \text{ Ом};$$

$$Вк = I_{кз}^2 \times (r_{\text{отк}} + r_a) = 1,71^2 \times (0,095 + 0,04) = 0,4 \text{ кА}^2 \text{с};$$

$$S_{2\text{расч}} = I^2 \cdot R_2 = 25 \cdot 0,33 = 8,25 \text{ ВА}.$$

Примем трансформатор тока ГОЛ-10 для ГПП-ТП1-2
 Проверка ТТ представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12– Проверка трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 90,4 \text{ А}$	$I_n = 100 \text{ А}$
$i_{уд} = 7,9 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$
$S_{2\text{расч}} = 9,25 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 10 \text{ ВА}$

Примем трансформатор тока ГОЛ-10 для ГПП ТП-3

Проверка ТТ представлена в таблице 4.13.

Таблица 4.13– Проверка трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=122,34$ А	$I_H=150$ А
$i_{уд}=7,9$ кА	$I_{дин}= 52$ кА
$S_{2расч}=9,25$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

Примем трансформатор тока ТОЛ-10 для ГПП ТП-4
 Проверка ТТ представлена в таблице 4.14.

Таблица 4.14– Проверка трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=140,1$ А	$I_H=500$ А
$i_{уд}=7,9$ кА	$I_{дин}= 52$ кА
$S_{2расч}=9,25$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

Примем трансформатор тока ТОЛ-10 для ГПП-СД
 Проверка ТТ представлена в таблице 4.15.

Таблица 4.15– Проверка трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=65,4$ А	$I_H=75$ А
$i_{уд}=7,9$ кА	$I_{дин}= 52$ кА
$S_{2расч}=6,5$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

4.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

На шины ГПП

Данные трансформаторов напряжения представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.16– Данные трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S _{об-ки} , ВА	Число об-к	cosφ	sinφ	Число приборов	P _{общ} , Вт	Q _Σ , вар
W	V Э-335	3	1	1	0	1	3	-
	Д-335	2.5	2	0.4	0.93	1	5	-
	Var И-335	2.5	2	0.4	0.93	1	5	-
	Wh СА3-И681	2	2	0.4	0.93	5	20	46,5
	Varh CP4-И689	2	2	0.4	0.93	5	20	46,5
Итого							53	93

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{53^2 + 93^2} = 107,04 \text{ ВА.}$$

Принимаем ТН типа НАМИТ-10
Проверка ТН представлена в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Данные трансформаторов напряжения

U _{нт} =10 кВ	U _{нт} =10 кВ
S _{н2} =300 ВА	S _{р2} =107,04 ВА
Схема соединения обмоток Y ₀ /Y ₀	

4.7 Выбор шин ГПП

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

Выбираем твердотянутые алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АТ 60х8мм; I_{доп}=1025 А (одна полоса на фазу), I_{ав}=388,4А; i_{уд}=8,35 кА.

а) проверка по аварийному току:

$$I_{доп}=1025\text{А} \geq I_{ав}=388,4\text{А};$$

б) проверка по динамической стойкости к I_{кз}:

$$i_{дин}=40\text{кА} \geq i_{уд}=8,35\text{кА};$$

в) проверка по механической стойкости: σ_{доп}=91 кгс/см²:

$$\sigma_{расч} = \frac{F_p \cdot L}{10\omega}, \quad (4.7)$$

$$\omega = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,53 \text{ см}^3;$$

$$F_p = \frac{1,76 \cdot 10^{-2} \cdot i_{уд}^2 \cdot L}{a} = \frac{1,76 \cdot 10^{-2} \cdot 8,35^2 \cdot 0,3}{0,08} = 4,6 \text{ кГс},$$

$$F_{\min} = \alpha \cdot I_{кк} \cdot \sqrt{t} = 12 \cdot 3,29 \cdot \sqrt{0,8} = 35,31 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2 (60 \times 8);$$

$$\sigma_{расч} = \frac{F_p \cdot L}{10\omega} = \frac{4,6 \cdot 60}{10 \cdot 8,53} = 3,24 \frac{\text{кГс}}{\text{см}^2};$$

$$\sigma_{дон} = 91 \frac{\text{кГс}}{\text{см}^2},$$

где $a=0,08$ м-расстояние между изоляторами;

$L=0,3$ м-длина шины;

$b=8$ мм - ширина одной полосы;

$h=0,8$ мм - высота шины.

Из условий получаем, что шины динамически устойчивы.

4.8 Выбор изоляторов ГПП

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

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

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

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

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

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

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-1} \cdot i^2 \cdot L}{a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-1} \cdot 8,35^2 \cdot 1}{0,25} = 48,25 \text{ кГс};$$

Выбираем изолятор типа ИО-10-3,75 УЗ с $F_{разр} = 3750$ кгс.

$F_{доп} = 0,6 F_{разруш} = 2250$ кгс. ($> 48,25$ кгс)

Условие выполняется.

5 Проектирование электроснабжения ремонтно-механической базы

Для ремонтно-механической базы промышленного предприятия произвести следующие мероприятия:

- 1) наметить узлы питания электроприёмников (силовые шкафы, распределительные шинопроводы);
- 2) определить силовые нагрузки по узлам питания, осветительную нагрузку и расчетную нагрузку по цеху в целом методом коэффициентов использования и максимума;
- 3) выбрать схему питающей и распределительной сетей цеха;
- 4) выбрать число и мощность трансформаторов, место расположения цеховой подстанции;
- 5) определить сечение и марку проводов, кабелей и шин сети цеха;
- 6) произвести выбор электрической аппаратуры и рассчитать токи плавких вставок предохранителей и уставок расцепителей автоматов;
- 7) начертить план силовой электрической сети цеха;
- 8) начертить схему силовой питающей и распределительной сетей цеха с указанием сечения проводов, кабелей, параметров отключающей и защитной аппаратуры и электроприемников;
- 9) на расчетной однолинейной схеме питающей и распределительной сетей цеха до 1 кВ указать параметры сети, защитных аппаратов, нулевого провода от КТП до наиболее удаленного мощного электродвигателя, расчетные и пиковые токи;
- 10) определить трех-, двух- и однофазные токи короткого замыкания в намеченных точках К1, К2 и К3. Принять условно мощность к.з. на высшей стороне цеховых трансформаторов в пределах 100÷150 МВА. Однофазные к.з. рассчитать дважды: при схеме трансформатора Δ/Y_0 - 11 и схеме Y/Y_0 - 12;
- 11) проверить выбранные автоматы и предохранители по отключающей способности.

5.1 Исходные данные

В таблице 5.1 представлены исходные данные электроприемников.

Таблица 5.1 – Ведомость электроприемников механического цеха

№ по плану	Наименование оборудования	Установл. мощность, кВт	Коэффициенты	
			$K_{И}$	$\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$
1,2,4	Продольно – строгательный станок	20	0.25	0,65/1.17
3,26	Кран с ПВ-25%	45	0.2	0.5/1.73
5,6,8	Точильный станок	14	0.15	0.6/1.33
7,16,17	Испытательные стенды	8	0.13	0.5/1.73
41,44,45	Вентилятор-калорифер	32	0.6	0.8/0.75
9,37	Сварочные установка с ПВ-40%(кВА)	6	0.35	0.6/1.33
10,11,15	Фрезерный станок	4	0.13	0.5/1.73
12,13,14	Электроинструмент	10	0.15	0.6/1.33
18,19,20,21	Сверлильный станок	45	0.25	0.65/1.17
22,23,43	Распиловочный станок	75	0.25	0.65/1.17
28,31,33	Лабораторные приборы	38	0.25	0,65/1.17
25,27,29	Ковочный пресс	24	0.25	0,65/1.17
32,34,35,36	Токарные автоматы	40	0.25	0,65/1.17
24,30	Сварочный трансформатор	6	0.35	0.6/1.33
38,39,40	Машина шовной сварки с ПВ-25%	14	0.35	0.6/1.33

5.2 Расчет электрических нагрузок механического цеха

В рассматриваемом механическом цехе имеются мостовых крана с ПВ-25%, машина шовной сварки с ПВ-25% и сварочная установка с ПВ – 40% в кВА.

Для электроприемников, установленная мощность которых выражена в кВт с ПВ \neq 100%

$$P_n = P_{уст} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (5.1)$$

Для крана с ПВ=25%:

$$P_n = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ} = 45 \cdot \sqrt{0.25} = 22.5 \text{ кВт}$$

Для машины шовной сварки с ПВ=25%

$$P_n = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ} = 14 \cdot \sqrt{0.25} = 7 \text{ кВт}$$

Для электроприемников, установленная мощность которых выражена в кВА с ПВ \neq 100%

$$P_n = P_{уст} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos\varphi, \quad (5.2)$$

Для сварочной установки с ПВ-40%:

$$P_n = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ} = 6 \cdot \sqrt{0.4} \cdot 0.6 = 2,27 \text{ кВт.}$$

Все электроприемники, присоединенные к определенному шинопроводу, разбиваются на характерные группы. Для каждой характерной группы указывается количество и мощность входящих в нее электроприемников, а для многодвигательного агрегата указывается количество и мощность входящих в него двигателей.

$$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}} = \frac{45}{4} = 11.25, \quad (5.3)$$

$$P_{см} = k_u \cdot \sum P_n = 0.25 \cdot 60 = 15. \text{ кВт}, \quad (5.4)$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 15 \cdot 1.17 = 17.55. \text{ кВАр} \quad , \quad (5.5)$$

$$k_u = \frac{\sum P_{cm}}{\sum P_n} = \frac{79.27}{362.77} = 0.218, \quad (5.6)$$

При $m > 3$ и групповом коэффициенте $k_u > 0.2$ эффективное число ЭП определяется по формуле:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \sum P_n}{P_{n.\text{макс}}} = \frac{2 \cdot 362.77}{45} = 16, \quad (5.7)$$

Коэффициент k_m выбираем из таблицы при известном общем k_u , и он равен $k_m = 1.56$

$$P_M = k_m \cdot \sum P_{cm} = 1.56 \cdot 79.27 = 123.66 \text{ кВт}, \quad (5.8)$$

$$Q_M = \sum Q_{cm} = 99.504 \text{ кВАр}, \quad (5.9)$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{123.66^2 + 99.504^2} = 158.72 \text{ кВА}, \quad (5.10)$$

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{158.72}{1.73 \cdot 0.4} = 232.05 \text{ А}, \quad (5.11)$$

Расчет нагрузок по цеху представлен в таблице 5.2

5.3 Расчет осветительной нагрузки цеха

Расчет осветительной нагрузки выполняется 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 формулам:

$$P_{po} = k_{co} \cdot \rho_o \cdot F = 0.85 \cdot 0.018 \cdot 1440 = 22.032 \text{ кВт}, \quad (5.12)$$

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg\varphi_o = 22.032 \cdot 0.48 = 10.57 \text{ кВАр}, \quad (5.13)$$

где k_{co} -коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки, который равен 0.85;

F -площадь производственного помещения, которая равна $48 \times 30 = 1440 \text{ м}^2$;

ρ_o -удельная расчетная мощность, величина которого зависит от рода помещения, который равен 0.018 кВт/м^2 ;

$tg\varphi$ -коэффициент реактивной мощности, равный 0.48.

$$P_{p\Sigma} = P_{po} + P_p = 22.032 + 464.538 = 486.57 \text{ кВт}, \quad (5.14)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{po} + Q_p = 10.57 + 367.15 = 377.72 \text{ кВАр}, \quad (5.15)$$

$$S_p = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{486.57^2 + 377.72^2} = 617.8 \text{ кВА}, \quad (5.16)$$

$$\cos \varphi = \frac{P_{p\Sigma}}{S_p} = \frac{486.57}{617.8} = 0.789, \quad (5.17)$$

5.4 Выбор цехового трансформатора

Минимальное число трансформаторов N_T определяется по формуле:

$$N_T = \frac{S_p}{k_z \cdot S_{HT}} = \frac{617.8}{0.85 \cdot 630} = 1.15 \approx 1, \quad (5.18)$$

Фактический коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме определяют по формуле:

$$k_{zp} = \frac{S_p}{N_T \cdot S_{HT}} = \frac{617.8}{1 \cdot 630} = 0.98, \quad (5.19)$$

Выбираем трансформатор типа ТСЛ(3)-630/10

Таблица 5.2- Характеристика трансформатора

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, кВА	Напряжение обмотки		Потери ХХ $\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{кз}}$, %	$U_{\text{кз}}$, %
		ВН	НН			
ТСЛ(3)	630	10	0,4	1.25	1.7	5.5

5.5 Выбор оборудования

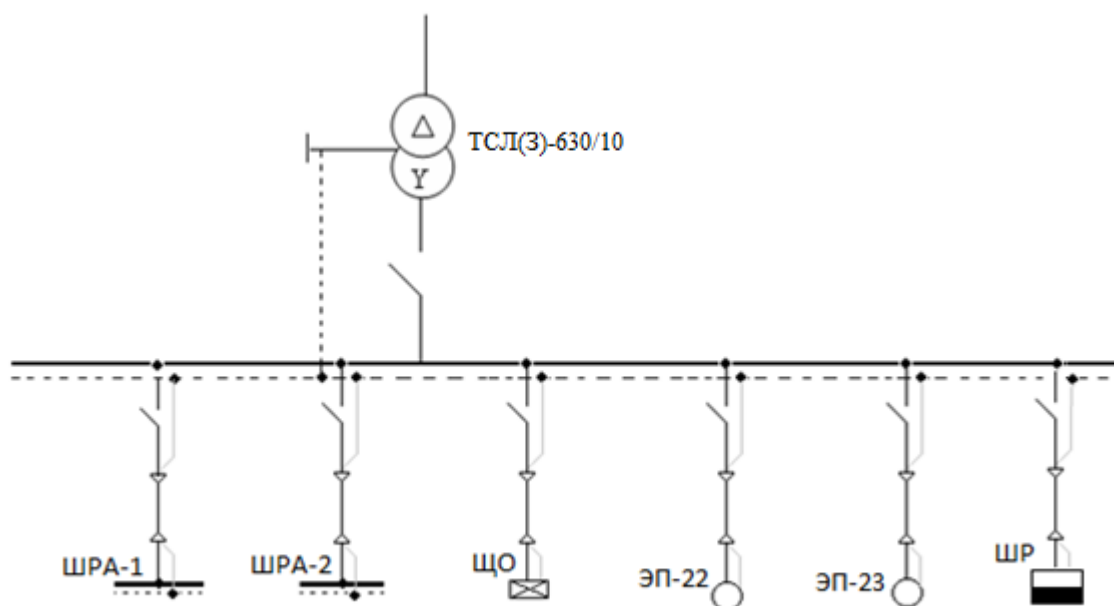


Рисунок 5.1 – Схема электроснабжения

Технические данные электроприемников распределенных по узлам нагрузок.

В таблице 5.3 представлены технические данные для ЭП ШРА – 1.

Таблица 5.3 – Технические данные для ЭП ШРА - 1

№ ЭП	Наименование	$P_n, \text{кВт}$	$\cos\phi$	$I_n, \text{А}$	$K_{\text{пуск}}$	$I_{\text{пуск}}$	$1,25I_{\text{пуск}}$ к	Режим работы	α	$I_{\text{пуск}}/\alpha$	
1,2,4	Продольно-строгальный станок	20	0.65	44.5	4	177.8	222.3	тяжелый	1.6	111.2	автом.
3	Кран с ПВ-25%	22.5	0.5	65	4	260	325	тяжелый	1.6	162.5	автом.
5,6,8	Точильный станок	14	0.6	33.7	5	168.5	210.6	средний	2	84.25	пред.
7,16,17	Испытательные стенды	8	0.5	23.1	7	161.7	202.1	легкий	2.5	64.68	пред.
9	Сварочные установки с ПВ-40%(кВА)	2.27	0.6	5.5	4	22	27.5	тяжелый	1.6	13.75	пред.
10,11,15	Фрезерный станок	4	0.5	11.5	7	80.5	100.6	легкий	2.5	32.2	пред.
12,14	Электроинструмент	10	0.6	24	5	120	150	средний	2	60	пред.
18,19,20,21	Сверлильный станок	45	0.65	100	4	400	500	тяжелый	1.6	250.1	автом.

Производим выбор автоматов и предохранителей по условию, если режим работы ЭП – тяжелый, то выбираем автомат, а если – средний или легкий, то предохранитель.

ЭП № 1,2,4:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 0.4 \cdot 0.65} = 44,46 \text{ А};$$

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 44.46 = 133.4 \text{ А}.$$

Аналогично рассчитываются номинальные и пусковые токи остальных электроприемников установленных в цехе.

В таблице 5.4 представлены технические данные для ЭП ШРА – 2.

Таблица 5.4 – Технические данные для ЭП ШРА - 2

№ ЭП	Наименование	P _н , кВт	cosφ	I _н , А	K _{пуск}	I _{пуск}	1,25I _{пус}	Режим работы	α	I _{пуск} / α	
13	Электроинструмент	10	0.6	24	5	120	150	средний	2	60	пред.
25,27,29	Ковочный пресс	24	0.65	53.4	4	213.4	266.7	тяжелый	1.6	133.4	автом.
28,31,33	Лабораторные приборы	38	0.65	84.5	4	337.9	422.4	тяжелый	1.6	211.2	автом.
32,34,35,36	Токарные автоматы	40	0.65	88.9	4	355.7	444.6	тяжелый	1.6	222.3	автом.
24,30	Сварочный трансформатор	6	0.6	14.45	4	57.8	72.25	тяжелый	1.6	36.12	пред.
26	Кран с ПВ-25%	22.5	0.5	65	4	260	325	тяжелый	1.6	162.5	автом.

В таблице 5.5 представлены технические данные для ЭП ШР.

Таблица 5.5 – Технические данные для ЭП ШР

№ ЭП	Наименование	P _н , кВт	cos φ	I _н , А	K _{пуск}	I _{пуск}	1,25 I _{пуск}	Режим работы	α	I _{пуск} / α	
37	Сварочные установка с ПВ-40%(кВА)	2.27	0.6	5.5	4	22	27.5	тяжелый	1.6	13.75	автом.
38,39,40	Машина шовной сварки с ПВ-25%	7	0.6	16.8	4	67.2	84	тяжелый	1.6	42	автом.
41	Вентилятор-калорифер	32	0.8	57.8	7	404.6	505.7	легкий	2.5	161.8	автом.

В таблице 5.6 представлены технические данные ЭП-22,ЭП-23.

Таблица 5.6 - Технические данные ЭП-22,ЭП-23

№ ЭП	Наименование	Р _н ,кВт Т	cosφ	I _н ,А	К _{пуск}	I _{пуск}	1,25I _{пус} к	Режим работы	α	I _{пуск} / α	
22,23	Распиловочный станок	75	0.65	166.7	4	666.9	833.6	тяжелый	1.6	416.8	автом.

В таблице 5.7 представлены технические данные ТП.

Таблица 5.7 - Технические данные ТП

Наименование	Р _н ,кВт	cosφ	I _н ,А	К _{пуск}	I _{крит} /I _{пуск}	1,25*I _{пуск} /I _{крит}	
ШРА-1	362.77	-	232.05	1.3	532.05	665.06	автом.
ШРА-2	390.5	-	273.3	1.3	520.1	650.13	автом.
ШР	55.27	-	67.53	1.3	87.8	109.75	автом.
ЩО	22.032	0.9	35.31	1	35.31	44.14	автом.
ТП	958.54	-	895.5	1.3	1164.15	1455.2	автом

Для ШРА-1 I_{крит}:

$$I_{крит} = I_{пуск\ наиб} + I_{рШРА} - I_{ном.пуск.наиб} = 400 + 232.05 - 100 = 532.05 \text{ А.}$$

В сетях напряжением до 1 кВ защиту выполняют плавкими предохранителями и автоматическими выключателями.

Выбор предохранителей производится по следующим условиям:

а) $I_{ном.пред} \geq I_{дл}$

б) $I_{ном.пл.вст} \geq I_{расч.пл.вст}$

где

$$I_{дл} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}, \quad (5.20)$$

$$I_{расч.пл.вст} = \frac{I_{пуск}}{\alpha}, \quad (5.21)$$

где α – коэффициент снижения пускового тока, зависящий от режима пуска электроприемников (α=1,6 – для тяжелого режима пуска; α=2 – для среднего режима пуска; α=2,5 – для легкого режима пуска).

Выбор автоматических выключателей производится по следующим условиям:

$$а) I_{ном.ав} \geq I_{дл};$$

$$б) I_{ном.расц} \geq I_{дл};$$

$$в) I_{сраб.эл.расц} \geq 1.25 \cdot I_{пуск}.$$

В таблице 5.8 представлены проверка защитной аппаратуры для ШРА-1.

Таблица 5.8 - Выбор защитной аппаратуры для ШРА-1

№ ЭП	Автомат			предохранитель		Тип
	$I_{ном.ав}$	$I_{ном.расц}$	$I_{сраб.эл.сраб}$	$I_{н.пред.}$	$I_{н.пл.вст}$	
1,2,4	$125 \geq 44.46$	$80 \geq 44.46$	$500 \geq 222.3$	-	-	ВА88-32
3	$125 \geq 65$	$80 \geq 65$	$500 \geq 325$	-	-	ВА88-32
5,6,8	-	-	-	$100 \geq 33.7$	$100 \geq 84.25$	ППНИ-33,00С,100А
7,16,17	-	-	-	$80 \geq 23.1$	$80 \geq 64.68$	ППНИ-33,00С,80А
9	-	-	-	$20 \geq 5.5$	$20 \geq 13.75$	ППНИ-33,00С,20А
10,11,15	-	-	-	$40 \geq 11.5$	$40 \geq 32.2$	ППНИ-33,00С,40А
12,14	-	-	-	$63 \geq 24$	$63 \geq 60$	ППНИ-33,00С,63А
18,19,20,21	$250 \geq 100$	$125 \geq 100$	$750 \geq 500$	-	-	ВА88-35

В таблице 5.9 представлены проверка защитной аппаратуры для ШРА-2.

Таблица 5.9 - Выбор защитной аппаратуры для ШРА-2

№ ЭП	Автомат			предохранитель		Тип
	$I_{ном.ав}$	$I_{ном.расц}$	$I_{сраб.эл.сраб}$	$I_{н.пред.}$	$I_{н.пл.вст}$	
13	-	-	-	$80 \geq 24$	$80 \geq 60$	ППНИ-33,00С,80А
25,27,29	$125 \geq 53.4$	$80 \geq 53.4$	$500 \geq 266.7$	-	-	ВА88-32
28,31,33	$125 \geq 84.5$	$100 \geq 84.5$	$500 \geq 422.4$	-	-	ВА88-32
32,34,35,36	$125 \geq 88.9$	$100 \geq 88.9$	$500 \geq 444.6$	-	-	ВА88-32
24,30	-	-	-	$40 \geq 14.45$	$40 \geq 36.12$	ППНИ-33,00С,40А
26	$125 \geq 65$	$80 \geq 65$	$500 \geq 325$	-	-	ВА88-32

В таблице 5.10 представлены проверка защитной аппаратуры для ШР.

Таблица 5.10 - Выбор защитной аппаратуры для ШР

№ ЭП	Автомат			предохранитель		Тип
	$I_{ном.ав}$	$I_{ном.расц}$	$I_{сраб.эл.сраб}$	$I_{н.пред.}$	$I_{н.пл.вст}$	
37	$125 \geq 5.5$	$12.5 \geq 5.5$	$500 \geq 27.5$	-	-	ВА88-32

Продолжение таблицы 5.10

38,39,40	125≥16.8	25≥16.8	500≥84	-	-	BA88-32
41	125≥57.8	63≥57.8	756≥505.7	-	-	BA88-35

В таблице 5.11 представлены проверка защитной аппаратуры ЭП-22,ЭП-23.

Таблица 5.11 - Выбор защитной аппаратуры для ЭП-22,ЭП-23

№ ЭП	Автомат			предохранитель		Тип
	I _{ном.ав}	I _{ном.расц}	I _{сраб.эл.сраб}	I _{н.пред.}	I _{н.пл.вст}	
22,23	250≥166.7	250≥166.7	1000≥833.6	-	-	BA88-35

В таблице 5.12 представлены проверка защитной аппаратуры для ТП.

Таблица 5.12 - Выбор защитной аппаратуры для ТП

	Автомат			предохранитель		Тип
	I _{ном.ав}	I _{ном.расц}	I _{сраб.эл.сраб}	I _{н.пред.}	I _{н.пл.вст}	
ШРА-1	250≥232.05	250≥232.05	750≥665.06	-	-	BA88-35
ШРА-2	400≥273.3	315≥273.3	3150≥650.13	-	-	BA88-37
ШР	125≥67.53	80≥67.53	500≥109.75	-	-	BA88-32
ЩО	125≥35.31	40≥35.31	500≥44.14	-	-	BA88-32
ТП	1600≥895.5	1000≥895.5	2000≥1455.2	-	-	BA88-43

Выбираются аппараты защиты и провода отходящих линий к электроприемникам и узлам питания.

5.6 Выбор проводов и кабелей

Выбор проводов к электроприемникам и кабелей к узлам нагрузок

$$I_{\text{доп.пров}} \geq \frac{I_{\text{дл}}}{K_{\text{нопр}}};$$

$$I_{\text{доп.пров}} \geq \frac{K_{\text{защ}} \cdot I_{\text{защ}}}{K_{\text{нопр}}}.$$

где $K_{\text{защ}}$ – коэффициент защиты; $K_{\text{защ}}=0,33$ – для предохранителей, $K_{\text{защ}}=0,22; 0,66; 1$ – для автоматических выключателей;

$K_{\text{попр}}$ – поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей;

$I_{\text{защ}} = I_{\text{ном.пл.вст}}$ – ток защиты предохранителя;

$I_{\text{защ}} = I_{\text{ном.расц}}$ – ток защиты автоматического выключателя.

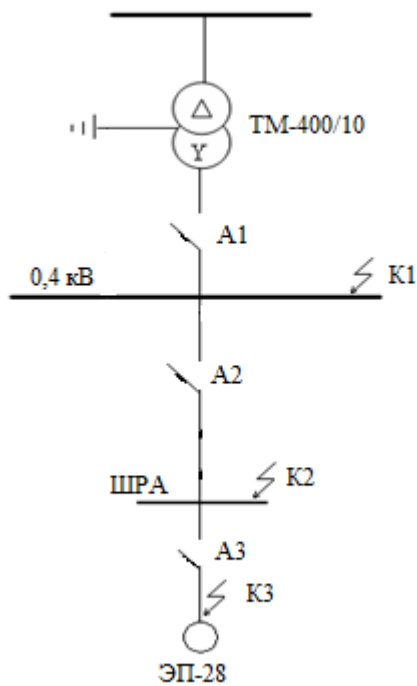
Выбор проводов и кабелей приведен в таблице 5.13.

В таблицы 5.13 представлен выбор проводов и кабелей.

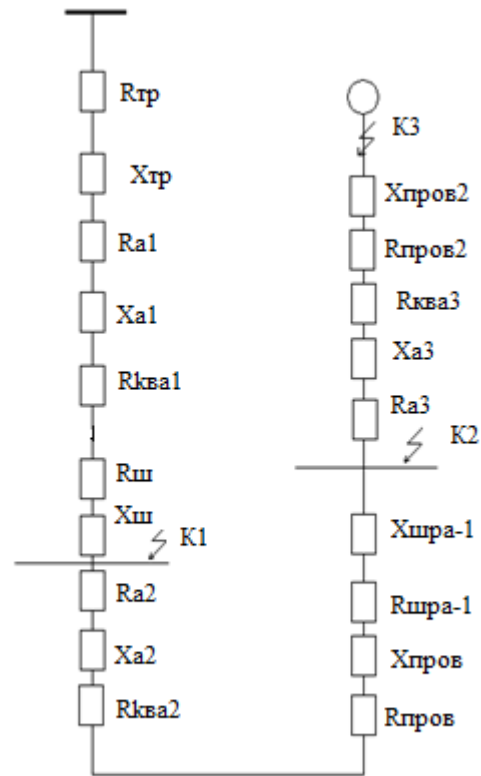
5.7 Расчет токов короткого замыкания

Для расчета токов короткого замыкания составим схему питания наиболее удаленного электроприемника цеха цветных металлов (рисунок 5.2,а) для проверки его аппарата защиты на отключающую способность и схему замещения (рисунок,5.2 б)

а)



б)



R_T, X_T – активное и реактивное сопротивление трансформатора

R_A, X_A – активное и реактивное сопротивление катушек и контактов автоматических выключателей

$R_{ш}, X_{ш}$ – активное и реактивное сопротивление шинпровода ШМА-4

$R_{пров}, X_{пров}$ – активное и реактивное сопротивление проводов

$R_{ШРА}, X_{ШРА}$ – активное и реактивное сопротивление шинпровода ШРА-1

Рисунок 5.2 – Схема питания электроприемника

Схема соединений $\Delta/y-11$

$$L_{ШМА}=32;$$

$$L_{прое1}=46 \text{ м};$$

$$L_{прое2}=3 \text{ м}.$$

1) Трех- и двухфазное к.з. в точке К3

$$R_3 = R_T + R_{A1} + R_{кв.а1} = 3,4 + 0,24 + 0,1 = 3,74 \text{ мОм};$$

$$X_3 = X_T + X_{A1} = 13,5 + 0,08 = 13,58 \text{ мОм};$$

$$I_{кз}^3 = \frac{U_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_3^2 + X_3^2}} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,74^2 + 13,58^2}} = 15,6 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{X_3}{\omega \cdot R_3} = \frac{13,58}{314 \cdot 3,74} = 0,011 \text{ с};$$

T_a – постоянная времени

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,011} = 1,407;$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^3 \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 15,6 \cdot 1,407 = 30,73 \text{ кА};$$

$$I_{кз}^2 = I_{кз}^3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 15,6 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 13,49 \text{ кА};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^2 \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 13,49 \cdot 1,407 = 26,57 \text{ кА}.$$

2) Трех- и двухфазное к.з. в точке К2

$$R_2 = R_3 + R_{A2} + R_{кв.а2} + R_{каб} + R_{ШРА1} + R_{ШМА} = 3,74 + 0,2 + 1,1 + 0,4 + 6 = 11,44 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_3 + X_{A2} + X_{каб} + X_{ШРА1} + X_{ШМА} = 13,58 + 0,07 + 0,5 + 6 + 1,37 = 21,52 \text{ мОм};$$

$$I_{кз}^3 = \frac{U_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_2^2 + X_2^2}} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{11,44^2 + 21,52^2}} = 9 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{X_2}{\omega \cdot R_2} = \frac{21,52}{314 \cdot 11,44} = 0,006 \text{ с};$$

$$K_{y\vartheta} = 1 + e^{-0,01/Ta} = 1 + e^{-0,01/0,006} = 1,19;$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 3}^3 \cdot K_{y\vartheta} = \sqrt{2} \cdot 9 \cdot 1,19 = 15 \text{кА};$$

$$I_{\hat{e}\zeta}^2 = I_{\hat{e}\zeta}^3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 9 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7,79 \text{êÀ}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 3}^2 \cdot K_{y\vartheta} = \sqrt{2} \cdot 7,79 \cdot 1,19 = 12,98 \text{кА}.$$

3) Трех- и двухфазное к.з. в точке К1

$$R_1 = R_2 + R_{авт\Delta\Pi} + R_{\kappa\delta 3} + R_{\text{пров}} = 11,44 + 2,15 + 0,5 + 4,68 = 18,77 \text{МОм},$$

$$X_1 = X_2 + X_{\text{пров}} = 21,52 + 1,2 + 0,16 = 22,88 \text{МОм},$$

$$I_{\kappa 3}^3 = \frac{U_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_2^2 + X_2^2}} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{79,601^2 + 25,063^2}} = 7,4 \text{кА};$$

$$T_a = \frac{X_1}{\omega \cdot R_1} = \frac{22,88}{314 \cdot 18,77} = 0,0003 \text{с};$$

$$\hat{E}_{\delta\hat{a}} = 1 + \hat{a}^{-0,01/\hat{\Delta}\hat{a}} = 1 + \hat{a}^{-0,01/0,0003} = 4,45$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 3}^3 \cdot K_{y\vartheta} = \sqrt{2} \cdot 7,4 \cdot 3,45 = 35,74 \text{кА};$$

$$I_{\kappa 3}^2 = I_{\kappa 3}^3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7,4 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 6,4 \text{кА};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 3}^2 \cdot K_{y\vartheta} = \sqrt{2} \cdot 6,4 \cdot 3,45 = 30,91 \text{кА};$$

4) Расчёт однофазного короткого замыкания

Вместо $R_T, X_T, R_{ш}, X_{ш}, R_{\text{каб}}, X_{\text{каб}}, R_{\text{пров}}, X_{\text{пров}}$ – принимаем полное сопротивление цепи фаза – нуль; $Z_{\text{н.}\phi-0.\text{к.}}$ – полное сопротивление цепи фаза-нуль кабельной линии; $Z_{\text{н.}\phi-0.\text{л}}$ – полное сопротивление цепи фаза-нуль провода; $Z_{\text{н.}\phi-0.\text{ш}}$ – полное сопротивление цепи фаза-нуль шинопровода, $\frac{1}{3} Z_{\text{н.}\text{Тр}}^1$ – полное сопротивление фазы трансформатора.

$$Z_{\dot{r},\dot{\delta}-0,\dot{\epsilon}\dot{\alpha}\dot{\alpha}} = 0,7 \cdot 22,8 = 15,96 i\hat{t} \quad ;$$

$$Z_{\dot{r},\dot{\delta}-0,i\dot{\delta}\dot{\alpha}} = 2,7 \cdot 2,4 = 6,48 i\hat{t} \quad ;$$

$$Z_{n,\phi-0,uu} = 0,6 \cdot 0,046 = 30 \text{ мОм.}$$

$$\frac{1}{3} Z_{n,Tr}^1 = 42,7 \text{ мОм (при соединении обмоток трансформатора } y/y^{\circ} - 12)$$

$$\frac{1}{3} Z_{n,Tr}^1 = 14 \text{ мОм (при соединении обмоток трансформатора } \Delta/y^{\circ} - 11)$$

При однофазном к.з. в точке К3 и соединении обмоток трансформатора $y/y^{\circ}-12$

$$Z_3 = \frac{1}{3} Z_{n,Tr}^1 + \sqrt{R_{A1}^2 + X_{A1}^2} = 42,7 + \sqrt{0,24^2 + 0,1^2} = 42,96 \text{ мОм,}$$

$$I_{K3}^1 = \frac{U_n \cdot 10^3}{Z_3} = \frac{0,22 \cdot 10^3}{42,96} = 5,1 \text{ кА.}$$

При однофазном к.з. в точке К2 и соединении обмоток трансформатора $y/y^{\circ}-12$

$$Z_2 = Z_3 + Z_{n,\phi-0,каб} + \sqrt{R_{A2}^2 + X_{A2}^2} = 42,96 + 15,96 + \sqrt{1,1^2 + 0,5^2} = 60,12 \text{ мОм,}$$

$$I_{K2}^1 = \frac{U_n \cdot 10^3}{Z_2} = \frac{0,22 \cdot 10^3}{60,12} = 3,7 \text{ кА.}$$

При однофазном к.з. в точке К1 и соединении обмоток трансформатора $y/y^{\circ}-12$

$$I_{K1}^1 = \frac{U_n \cdot 10^3}{(Z_2 + Z_{n,\phi-0,ШРА1} + R_{автЭП} + Z_{n,\phi-0,прое})} = \frac{0,22 \cdot 10^3}{60,12 + 30 + 2,15 + 6,48} = 2,2 \text{ кА.}$$

При однофазном к.з. в точке К3 и соединении обмоток трансформатора $\Delta/y^{\circ}-11$

$$Z_3 = \frac{1}{3} Z_{n,Tr}^1 + \sqrt{R_{A1}^2 + X_{A1}^2} = 14 + \sqrt{0,24^2 + 0,1^2} = 14,26 \text{ мОм,}$$

$$I_{K3}^1 = \frac{U_n \cdot 10^3}{Z_3} = \frac{0,22 \cdot 10^3}{14,26} = 15,4 \text{ кА.}$$

При однофазном к.з. в точке К2 и соединении обмоток трансформатора $\Delta/y^{\circ}-11$

$$Z_2 = Z_3 + Z_{n,\phi-0,каб} + \sqrt{R_{A2}^2 + X_{A2}^2} = 14,26 + 15,96 + \sqrt{1,1^2 + 0,5^2} = 31,42 \text{ мОм,}$$

$$I_{кз}^1 = \frac{U_n \cdot 10^3}{Z_2} = \frac{0,22 \cdot 10^3}{31,42} = 7 \text{ кА.}$$

При однофазном к.з. в точке К1 и соединении обмоток трансформатора $\Delta/y^\circ-11$

$$I_{кз}^1 = \frac{U_n \cdot 10^3}{(Z_2 + Z_{н.ф-0.ШРА1} + R_{предЭП} + Z_{н.ф-0.нпов})} = \frac{0,22 \cdot 10^3}{31,42 + 30 + 2,15 + 6,48} = 3,1 \text{ кА.}$$

В таблице 5.14 представлены результаты расчетов.

Таблица 5.14 - Результаты расчетов

	К3	К2	К1
Трёхфазное КЗ	$I_{\hat{e}_\zeta}^3 = 15,6 \hat{A}$	$I_{\hat{e}_\zeta}^3 = 9 \hat{A}$	$I_{\hat{e}_\zeta}^3 = 7,4 \hat{A}$
	$i_y = 30,73 \hat{A}$	$i_y = 15 \hat{A}$	$i_y = 35,74 \hat{A}$
Двухфазное КЗ	$I_{\hat{e}_\zeta}^2 = 13,49 \hat{A}$	$I_{\hat{e}_\zeta}^2 = 7,79 \hat{A}$	$I_{\hat{e}_\zeta}^2 = 6,4 \hat{A}$
	$i_y = 26,57 \text{ кА}$	$i_y = 12,98 \hat{A}$	$i_y = 30,91 \hat{A}$
Однофазное КЗ ($y/y^\circ-12$)	$I_{кз}^1 = 5,1 \text{ кА}$	$I_{\hat{e}_\zeta}^1 = 3,7 \hat{A}$	$I_{\hat{e}_\zeta}^1 = 2,2 \hat{A}$
Однофазное КЗ ($\Delta /y^\circ-12$)	$I_{кз}^1 = 15,4 \text{ кА}$	$I_{\hat{e}_\zeta}^1 = 7 \hat{A}$	$I_{\hat{e}_\zeta}^1 = 3,1 \hat{A}$

5) Проверка оборудования по отключающей способности:

В точке К3:

Предельно отключающий ток автоматического выключателя ВА53-41 с расцепителем на $I_{ном}=1000\text{А}$ ($2\text{кА} < 15,6\text{кА}$);

В точке К2:

Предельный отключающий ток автомата ВА51-35
 $2,4\text{кА} < 9 \text{ кА}$;

В точке К1:

Предельно отключающий ток автомата ВА51-31-1
 $0,35 \text{ кА} < 7.4 \text{ кА}$.

Выбранные автоматы по отключающей способности и чувствительности соответствует требованиям.

6 Экономическая часть

6.1 Цели разработки проекта

Целью технико-экономического обоснования является обеспечение строительства подстанции 110/10,5 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10,5 кВ.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии завода котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов данного района со стороны 110 и 10,5 кВ.

Проектируемую подстанцию и прилегающие к ней сети предполагается разместить вне населенных пунктов в равнинной местности. Сооружение ЛЭП 110 и 10,5 кВ предполагается с использованием железобетонных опор.

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

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

6.2 Анализ рынка сбыта

В связи с выявленным дефицитом в ТОО «Строй и К^о» в электроснабжении потребителей рассматриваемого района, предполагается, что сооружение межсистемной связи позволит ТОО реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Энергетический эффект от развития сети 110 кВ будет характеризоваться дополнительной подачей электроэнергии завода котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов, при выходе завода на полную мощность.

Расчетный период принят 30 лет и 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 ТОО «Строй 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 передаваемой электроэнергии на объект.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы Т=16 тенге за 1 кВт ч.

6.4 План производства

В соответствии со строительными нормами срок строительства подстанции, установленной мощности 2x40МВА, и прилегающих сетей 110 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	3
Коэффициент нагрузки, %	0,75	0,78	0,81
Поступление энергии в сеть, кВт час	30 468 000	31 686 720	32 905 440

6.5 Организационный план

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.

6.6 Юридический план

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

Кредит для строительства подстанции берется в банке с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 8 % годовых, срок кредитования 10 лет.

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

6.7 Экологическая информация

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

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

6.8 Расчет технико-экономических показателей подстанции

1) Определение капитальных вложений в строительство подстанции.

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

- Высоковольтные выключатели;
- трансформаторы ТМН-6300-110/10,5;
- Разъединители
- Ограничители перенапряжений.

Все расчеты капиталовложений в подстанцию сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Капиталовложения в объект

РУ или оборудование	Число элементов обору-	Цена единицы оборудования, млн.тенге	Общая стоимость, млн.тенге
Высоковольтные выключатели	4	27,20	108,8
Трансформаторы	2	113,5	227
Разъединители	4	8	32
Ограничители перенапряжений	4	3,5	14
Итого:			381,8

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$K_{П/СТ} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{тр} + K_{мон}) \cdot \alpha_p = 477,25 \text{ млн.тенге},$$

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

n_i - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{тр}$ —затраты на транспортировку РУ и оборудования:

$$K_{тр} = 10\% \cdot K_{П/СТ} = 381,8 \cdot 0,1 = 38,18 \text{ млн.тенге};$$

$K_{мон}$ —затраты на монтаж РУ и оборудования:

$$K_{мон} = 15\% \cdot K_{П/СТ} = 381,8 \cdot 0,15 = 57,27 \text{ млн.тенге};$$

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.

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

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.

2) 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:

$$K_{ЛЭП} = k_{уд} \cdot L \cdot \alpha_{нв} \cdot \alpha_p + \Delta K_{р.пр.} + \Delta K_{д.гр.} + n_{р.б.} \cdot K_{р.б.}, \quad (6.1)$$

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);

$L = 6$ 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.

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)
ВЛ110 кВ	6	9,5	57
Итого:			57

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят:

$$K_{ЭС} = K_{П/СТ} + K_{ЛЭП} = 477,25 + 57 = 534,25 \text{ млн. тенге}$$

6.9 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:

$$I_{перед} = I_{экс} + I_{пот}, \quad (6.2)$$

где $I_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств системы 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:

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем}, \quad (6.3)$$

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

$$I_{амПСТ} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ЭС} = \frac{4}{100} \cdot 477,25 = 19,1 \text{ млн.тенге},$$

$$I_{амЛЭП} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ЭС} = \frac{4}{100} \cdot 57 = 2,28 \text{ млн.тенге}$$

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

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

$$I_{обл/ремЛСТ} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{ЭС} = \frac{3}{100} \cdot 477,25 = 14,3 \text{ млн.тенге},$$

$$I_{обл/ремЛЭП} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{ЭС} = \frac{3}{100} \cdot 57 = 1,71 \text{ млн.тенге}$$

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 110/6,3кВ	381,8	4	3	19,1	14,3	33,4
ЛЭП 110 кВ	57	4	3	2,28	1,71	3,99
Итого:				21,38	16,01	37,4

6.10 Расчет себестоимости и прибыли

Себестоимость на передачу электроэнергии

$$S = \frac{\sum I_{передача}}{\mathcal{E}_{год}}, \quad (6.4)$$

где $\mathcal{E}_{год} = 10156 \cdot 4000 = 40,624 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$ – годовое энергопотребление предприятия;

$$I_{передача} = 37,4 \text{ млн.тенге}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$V_{нпс} = \frac{\sum I_{передача}}{\mathcal{E}_{год}} = \frac{37,4 \cdot 10^6}{40,624 \cdot 10^6} = 0,92 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч}$$

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии заводу составит

$$V = T \cdot \mathcal{E}_{год} = 16 \cdot 40,624 = 650 \text{ млн. тенге}$$

$T = 16$ тенге/кВтч – тариф за электроэнергию.

ТОО «Болат И К^о» заключает договора по поставке электроэнергии со следующими поставщиками:

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

$T_{\text{эпо}} = 7$ тенге/кВтч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{\text{НЭС}} = 2$ тенге/кВтч – тариф на услуги по передаче электроэнергии по национальным электрическим сетям.

Из прогнозируемой выручки ТОО «БолатИ К^о» произведет следующие выплаты:

- Выплаты по договору ТОО «Болат И К^о» составят:

$$0,1 \cdot 40,624 = 4,062 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$5 \cdot 40,624 = 203,12 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$2 \cdot 40,624 = 81,25 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$7 \cdot 40,624 = 284,37 \text{ млн. тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$V_p = 650 - 4,062 - 203,12 - 81,25 - 248,37 = 113,2 \text{ млн. тенге}$$

Прибыль при этом будет равна:

$$Pr = V_p - I_{\text{экс}} = 113 - 37,4 = 75,6 \text{ млн. тенге}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 20% составит:

$$ЧPr = Pr(1 - 0,2) = 75,6 \times 0,8 = 60,5 \text{ млн. тенге}$$

40% полученной прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств:

$$Pr = ЧPr(1 - 0,4) = 60,5 \times 0,6 = 36,3 \text{ млн. тенге}$$

6.11 Расчет экономической эффективности инвестиций в строительство объекта

Срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП для ТОО «Строй И К^о» составит:

$$PP = \frac{\sum K_{n/cm, ЛЭП}}{U_{ам} + Д} = \frac{534,25}{21,38 + 36,3} = 9,2 \text{ лет}$$

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:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (6.5)$$

$$CF = I_{ам} + ЧП = 21,38 + 60,5 = 81,88 \text{ млн. тенге}$$

где CF – ежегодные денежные поступления;
 n - годы реализации проекта;
 I₀ - полные суммарные инвестиции;
 r – процентная ставка(8%).

Результаты расчета сведем в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 – Результаты расчета чистой текущей стоимости

Годы	CF, млн. тенге	r	NpV
0	-534,25	1	-534,25
1	81,88	0,92	458,95
2	81,88	0,846	-389,65
3	81,88	0,778	-325,95
4	81,88	0,716	-267,32
5	81,88	0,659	-213,4
6	81,88	0,606	-163,8
7	81,88	0,557	-118,2
8	81,88	0,512	-76,3
9	81,88	0,471	-37,7

Продолжение таблицы 6.7

10	81,88	0,433	-2,2
----	-------	-------	------

11	81,88	0,398	30,38
			NPV=30,38

Вывод: срок окупаемости объекта составит 10.1 лет, с учетом дисконтирования.

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

В данной дипломной работе будут рассмотрены условия труда на промышленной базе.

На промышленной базе есть ряд основных цехов, которые более подвержены опасным и вредным производственным факторам: блок цехов силикатобетонных изделий, склад нефтепродуктов, известково-помольное производство, блок цехов асбоцементных изделий, блок цехов ЗЖБИ, ремонтно-механическая база и др.

Рассмотрим условия труда в блоке цехов ЗЖБИ. В состав блока входят следующие цеха и участки:

1. Бетоно-смесительный цех;
2. Цех железобетонных изделий (формовочный участок, арматурный и заготовительный участки).

Основная продукция предприятия блоке цехов ЗЖБИ - железобетонные плиты, блоки, лотки, кольца, трубы безнапорные, лестничные марши, площадки и ступени, сваи, фундаментные блоки, перемишки брусковые.

Режим работы подразделений завода следующий: бетоносмесительный узел, формовочный и арматурный цеха работают в две смены, или 2932 часа в году.

Для того чтобы выявить какие опасные и вредные факторы существуют в блоке ЗЖБИ нужно изучить технологический процесс производства.

Технологический процесс:

- прием сырья (доставка, разгрузка), хранение, транспортирование, включая подогрев, рыхление заполнителей, имеющих определенную влажность (обычно это операция требуется в зимний период времени т.к. влажный заполнитель при отрицательных температурах смерзается, что вызывает трудности при загрузке);
- прием вяжущих веществ (разгрузка, хранение и транспортирование);
- прием добавок (подготовка к рабочей консистенции);
- хранение исходных материалов в промежуточных (расходных) бункерах;
- дозирование, смешивание компонентов, выгрузка и дальнейшее транспортирование бетонной смеси.

Основными опасными и вредными факторами в блоке цехов ЗЖБИ являются:

- шум (зоны около технологического оборудования. транспортные средства);
- запыленность воздуха рабочей зоны (зоны переработки сыпучих материалов);

- вибрация (виброплощадки, строительные площадки, виброинструмент);
- электрический ток (электроустановки и оборудование с электроприводом).

7.2 Мероприятия по улучшению условий труда

Защита от производственного шума

Источниками шума в блоке цехов ЗЖБИ являются технологическое оборудование (формовочная машина, основная пила для поперечной резки), транспортные средства. В проекте произведен акустический расчет шума, а также мер защит от воздействия шума на персонал. При условии, что в помещении работает один источников шума. Источники расположены на полу ($\Phi=1$). Источник шума находится на расстоянии r от расчетной точки, которая расположена на высоте 1,6 м от пола. Определим октавные уровни звукового давления в расчетной точке.

Данные расчета сравним с нормируемыми уровнями звукового давления. Определим требуемое снижение звукового давления и рассчитаем параметры кабины наблюдения, в качестве меры защиты персонала от действия шума.

В таблице 7.1 представлены исходные данные.

Таблица 7.1 Исходные данные

Вид оборудования	Пила для поперечной резки
Количество источников	1
Расстояние от ИШ до РТ, м	$r_1=11,2$
Объем помещения, м ³	1900
Отношение $V/S_{огр}$	1
l_{max}	1,6
Параметры кабины наблюдения	18×12×5
Площадь глухой стены, S_1	90
Площадь глухой стены, S_2	216
Площадь двери, S_3	6
Площадь окна, S_4	5

На рисунке 7.1 представлена схема расположения расчетной точки и источников шума в помещении.

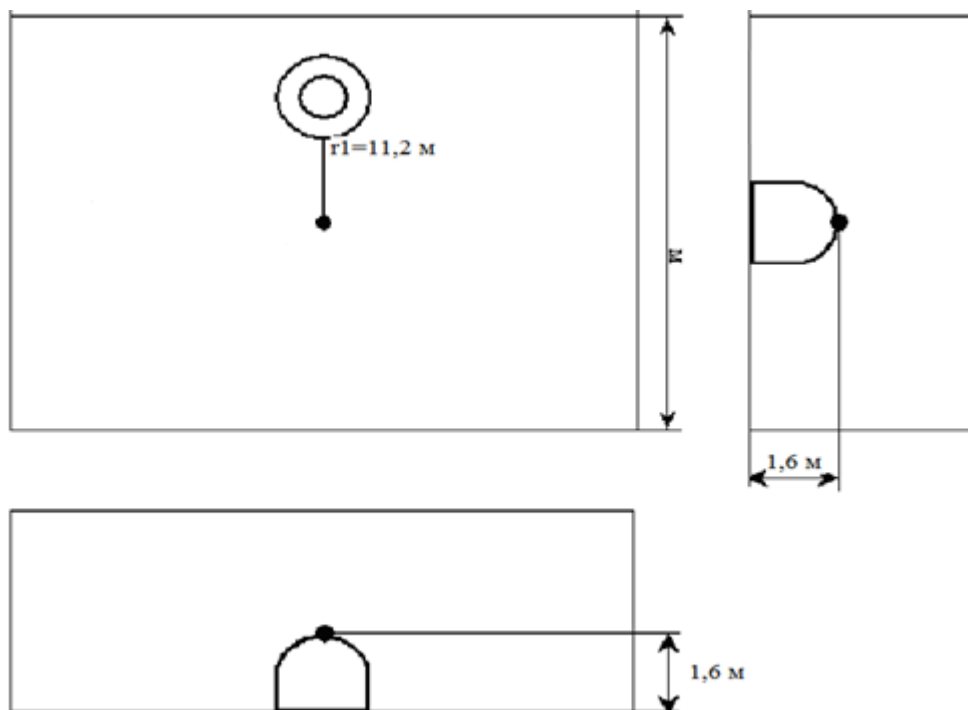


Рисунок 7.1 - Схема расположения расчетной точки и источников шума в помещении

Октавные уровни звукового давления L в дБ в расчетных точках помещений, в которых несколько источников шума в зоне прямого и отраженного звука, следует определять по формуле

$$L = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i \right), \quad (7.1)$$

где $\Delta_i = 10^{0,1 \cdot L_{pi}}$;

L_{pi} – октавный уровень звуковой мощности дБ, создаваемый i -тым источником шума;

m – количество источников шума, ближайших к расчетной точке (т.е. источников, для которых $r_i < 5 r_{imin}$);

n – общее количество источников шума в помещении;

минимальное расстояние от расчетной точки до акустического центра и ближайшего к ней источника $r_{imin} = 11,2 \text{ м}$, $5 \cdot r_{imin} = 56 \text{ м}$.

χ – коэффициент, учитывающий влияние ближайшего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения r_i / l_{max} ;

l_{max} – наибольший габаритный размер источников шума.

Величина $r_{imin} / l_{max} = 11,2 / 1,6 = 7$. Т.к. $r_{imin} / l_{max} > 2$, принимаем $\chi = 1$;

Φ – фактор направленности источника шума, принят равным единице;

S – площадь воображаемой поверхности правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящей через расчетную точку.

Для всех источников выполняется условие $2 \cdot l_{max} < r$, $2 \cdot 1,6 м < 5 м$.

Поэтому можно принять $S_i = 2 \pi r_i^2$;

ψ – коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении, принимаемый по опытным данным, при $V/S_{отр} = 1$, $\psi = 0,6$;

V – постоянная помещения.

$$B = B_{1000} \cdot \mu, \quad (7.2)$$

где B_{1000} – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц;

μ – частотный множитель (данные в таблице 7.2)

Таблица 7.2 Значения частотного множителя μ

Объем помещения, м ³	Частотный множитель μ на среднегеометрических частотах октавных полос, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$V < 200$	0,8	0,75	0,70	0,80	1	1,4	1,8	2,5
$V = 200 - 1000$	0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2
$V > 1000$	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6

Выбрав тип помещения, определяем постоянную помещения B_{1000} ; Выбираем тип помещения I – с небольшим количеством людей (металлообрабатывающие цехи, вентиляционные камеры, машинные залы, генераторные, испытательные стенды и др).

$$B_{1000} = \frac{V}{20} = \frac{1900}{20} = 95$$

Из таблицы 7.2 приведем значения частотного множителя μ в таблице 7.3 для объема помещения $V = 1900 м^3$.

Таблица 7.3 Значения частотного множителя

	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
μ	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6

Определяем требуемое снижение шума ΔL_{TP} , приняв нормативные уровни звукового давления для постоянных рабочих зон в производственных помещениях и на территории предприятия.

$$\Delta L_{TP} = L_{общ} - L_{дон}, \quad (7.3)$$

где $L_{общ}$ – октавный уровень звукового давления в расчетной точке от всех источников шума, дБ.

$L_{доп}$ – данные в таблице 7.5.

Таблица 7.4 Уровни звукового давления, создаваемые пилой.

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_p	100	103	99	95	97	98	85	72

Таблица 7.5 Допустимые уровни звукового давления.

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	25	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{доп}$	99	92	86	83	80	78	76	74

Результаты расчета представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 Результаты расчета

Величина	Ед. измер.	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Lp_i	дБ	100	103	99	95	97	98	85	72
$\Delta i = 10^{0,1Lp_i}$	-	$10 \cdot 10^9$	$19,95 \cdot 10^9$	$7,9 \cdot 10^9$	$3,2 \cdot 10^9$	$5 \cdot 10^9$	$6,3 \cdot 10^9$	$3 \cdot 10^8$	$0,16 \cdot 10^8$
$S_1 = 2 \cdot \pi \cdot r_1^2$	М ²	788	788	788	788	788	788	788	788
$S_2 = 2 \cdot \pi \cdot r_2^2$	М ²	788	788	788	788	788	788	788	788
$S_3 = 2 \cdot \pi \cdot r_3^2$	М ²	666	666	666	666	666	666	666	666
$\Delta i/S_1$		$0,13 \cdot 10^8$	$0,3 \cdot 10^8$	$0,1 \cdot 10^8$	$0,041 \cdot 10^8$	$0,06 \cdot 10^8$	$0,07 \cdot 10^8$	$0,003 \cdot 10^8$	$0,0002 \cdot 10^8$
$\Delta i/S_2$		$0,13 \cdot 10^8$	$0,3 \cdot 10^8$	$0,1 \cdot 10^8$	$0,041 \cdot 10^8$	$0,06 \cdot 10^8$	$0,07 \cdot 10^8$	$0,003 \cdot 10^8$	$0,0002 \cdot 10^8$
$\Delta i/S_3$		$0,2 \cdot 10^8$	$0,3 \cdot 10^8$	$0,1 \cdot 10^8$	$0,048 \cdot 10^8$	$0,07 \cdot 10^8$	$0,09 \cdot 10^8$	$0,004 \cdot 10^8$	$0,00024 \cdot 10^8$
$\sum_{i=1}^3 \frac{\Delta_i}{S_i}$		$0,46 \cdot 10^8$	$0,9 \cdot 10^8$	$0,3 \cdot 10^8$	$0,13 \cdot 10^8$	$0,19 \cdot 10^8$	$0,23 \cdot 10^8$	$0,01 \cdot 10^8$	$0,00064 \cdot 10^8$
B_{1000}	-	95	95	95	95	95	95	95	95
μ	-	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6
$B_i = B_{1000} \cdot \mu$	-	48	48	52	67	95	152	285	570
$\frac{4\psi}{B_i}$		0,05	0,05	0,046	0,035	0,025	0,015	0,008	0,004
$\sum_{i=1}^3 \Delta_i$		$300 \cdot 10^8$	$599 \cdot 10^8$	$237 \cdot 10^8$	$96 \cdot 10^8$	$150 \cdot 10^8$	$189 \cdot 10^8$	$9 \cdot 10^8$	$0,48 \cdot 10^8$
$\frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i$		$15 \cdot 10^8$	$29,9 \cdot 10^8$	$10,9 \cdot 10^8$	$3,36 \cdot 10^8$	$3,75 \cdot 10^8$	$2,84 \cdot 10^8$	$0,72 \cdot 10^8$	$0,0192 \cdot 10^8$
$\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i$		$15,46 \cdot 10^8$	$30,8 \cdot 10^8$	$11,2 \cdot 10^8$	$3,49 \cdot 10^8$	$3,94 \cdot 10^8$	$3,07 \cdot 10^8$	$0,73 \cdot 10^8$	$0,0198 \cdot 10^8$
$L = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i \right)$	дБ	92	95	90	85	86	85	78	63
$L_{ДОП}$	дБ	99	92	86	83	80	78	76	74
$\Delta L_{ТРЕБ} = L - L_{ДОП}$	дБ	-	3	4	2	6	7	2	-

Расчет приведен для частоты 500 Гц, $L_{p1} = 95$ дБ.

Затем по формуле $\Delta_1 = 10^{0,1 \cdot L_p}$ рассчитываю все частоты, то есть

$$\Delta_1 = 10^{0,195} = 3,2 \cdot 10^9.$$

После этого считаем площадь по формуле $S = 2 \cdot \pi \cdot r^2$

$$S_1 = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,2^2 = 788 \text{ м}^2,$$

Затем по формуле $\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{S_i}$ получаем

$$\sum_{i=1}^3 \frac{\Delta_i}{S_i} = \frac{3,2 \cdot 10^9}{788} = 0,004 \cdot 10^8.$$

Далее произведем расчет по формуле

$$B_{500} = B_{1000} \cdot \mu_{500}.$$

Значение коэффициента μ - найдем из таблицы 3.3, где для $V=1900 \text{ м}^3$ и для частоты 500 Гц $\mu = 0,7$

Тогда значение $B_{500}=95$

Далее считаем следующее

$$\frac{4\Psi}{B_{500}} \cdot \sum_{i=1}^3 \Delta_i = \frac{4 \cdot 0,6}{95} \cdot 96 \cdot 10^8 = 3,36 \cdot 10^8.$$

Затем просуммируем значения:

$$\sum_{i=1}^3 \frac{\Delta_i}{S_i} + \frac{4\Psi}{B} \cdot \sum_{i=1}^3 \Delta_i = 0,004 \cdot 10^8 + 3,36 \cdot 10^8 = 3,4 \cdot 10^8.$$

Теперь можно найти

$$L = 10Lg(3,4 \cdot 10^8) = 85 \text{ дБ}.$$

После этого по таблице 7.5 выбираем для частоты 500Гц значение $L_{дон} = 83 \text{ дБ}$

Окончательным расчетом является определение значения

$$\Delta L_{mp} = L_{ож} - L_{дон} = 85 - 83 = 2 \text{ дБ.}$$

Для остальных октавных полос расчет приведен в таблице 7.6.

Расчет мероприятий для снижения шума

Запроектировать стену (с окном и дверью) и перекрытием кабины наблюдения зала, имеющего размеры 18x12x5 м. Площадь глухой стены S_1 и перекрытия кабины наблюдения S_2 , граничащих с залом вибростендов соответственно равны 90 и 216 м², площадь двери $S_3=6$ м², окна $S_4=5$ м². Суммарный уровень звуковой мощности $L_{p\text{сум}}$, излучаемой всеми вибростендами, приведен в таблице 7.7.

Таблица 7.7 Суммарный уровень звуковой мощности, излучаемой всеми котлами и насосами

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{ш}$	92	95	90	85	86	85	78	63

Требуемую звукоизолирующую способность каждого элемента наблюдательной кабины рассчитаем по формуле:

$$R_{mp} = L_{ш} - 10 \lg V + 10 \lg S_i - L_{дон} + 10 \lg n, \quad (7.4)$$

где $L_{ш}$ – октавный уровень звукового давления вне защищаемого от шума помещения, найденного нами по формуле 6.1 указанной выше;

V – постоянная защищаемого от шума помещения, м²,

$V = \mu \cdot V_{1000}$

Для наблюдательной кабины с объемом $V=18 \times 12 \times 5=1080$ м³.

$$V_{1000} = V/10 = 1080/10 = 108 \text{ м}^2.$$

Используя таблицу 3.2 частотного множителя, найдем значение V .

Все расчеты приведены в таблице 7.8.

7.3 Расчет зануления

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 полного сопротивления цепи, складывающегося из полных сопротивлений обмотки трансформатора $Z_{T/3}$, фазного проводника Z_{ϕ} , нулевого защитного проводника $Z_{н}$, внешнего индуктивного сопротивления петли фаза – ноль $X_{п}$, активного сопротивления заземления нейтрали трансформатора R_0 .

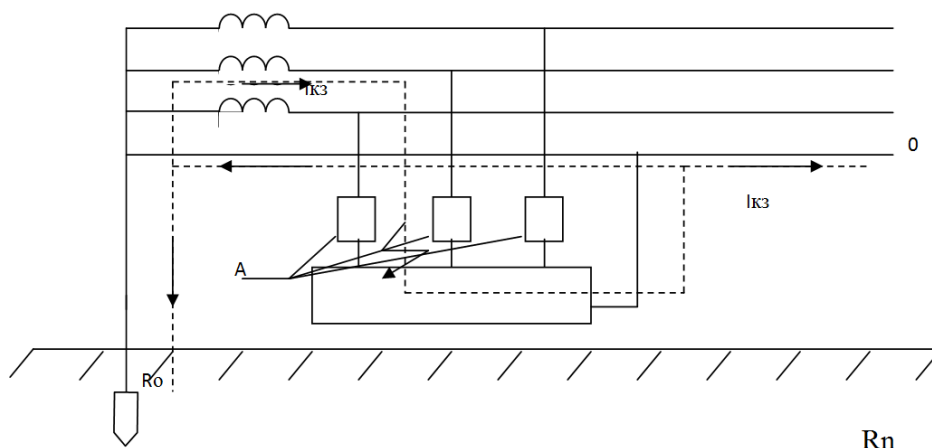


Рисунок 7.2 - Принципиальная схема сети переменного тока с занулением

A - аппарат защиты (предохранитель или автоматический выключатель);
 R_0 - заземление нейтрали; $R_{п}$ - повторное заземление

На рисунке 7.3 представлена полная расчетная схема соединения зануления.

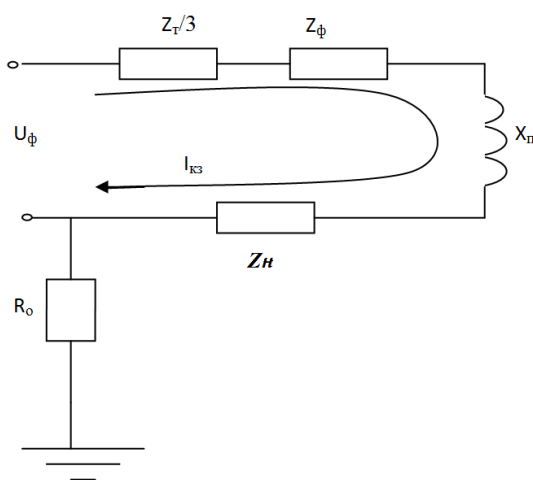


Рисунок 7.3 - Полная расчетная схема соединения зануления

Поскольку R_0 , как правило, велико по сравнению с другими элементами цепи, параллельная ветвь, образованная им 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.

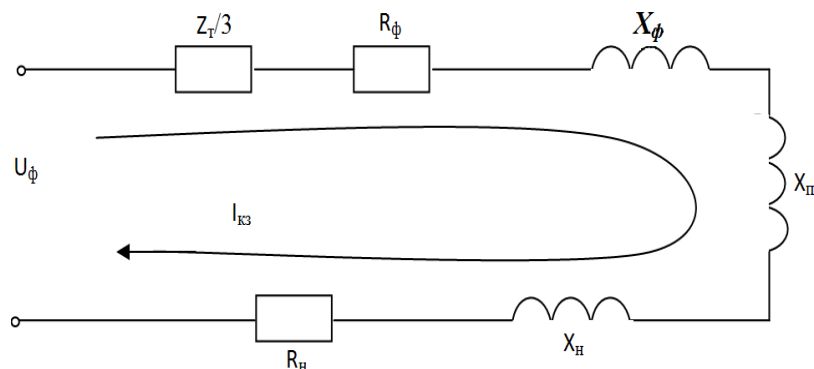


Рисунок 7.4 - Упрощенная схема зануления

В этом случае выражение короткого замыкания $I_{кз}$ в комплексной форме согласно формуле 7.1:

$$I_{кз} = U_{\phi} / (Z_T/3 + Z_{\phi} + Z_n + jX_n), \quad (7.5)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети, В;

Z_T – комплекс полного сопротивления обмоток трехфазного источника тока (трансформатора), Ом;

R_{ϕ} и R_n – активное сопротивление 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:

$$I_{кз} = U_{\phi} / (Z_M/3 + Z_n). \quad (7.6)$$

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 формулы 7.3:

$$Z_{\pi} = \sqrt{(R_{\phi} + R_n)^2 + (X_{\phi} + X_n + X_n)^2}, \text{ Ом.} \quad (7.7)$$

Формула 7.4 для проверочного расчета определяется с учетом коэффициента кратности K тока короткого замыкания определяемого требованиями к занулению:

$$K \cdot I_n \leq U_{\phi} / (Z_{T/3} + Z_{\pi}) \quad (7.8)$$

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, $K = 1,25$.

Расчет зануления электродвигателя распилочного станка

- напряжение сети – 0,38 кВ;
- мощность трансформатора – 1600 кВА;
- мощность наиболее удаленного электроприемника (распилочный станок) 15 кВт;
- длина кабеля от ТП до ШРА, $L_1 = 25$ м;
- длина провода от ШРА-1 до электроприемника, $L_3 = 10$ м.

На рисунке 7.5 представлена схема замещения.

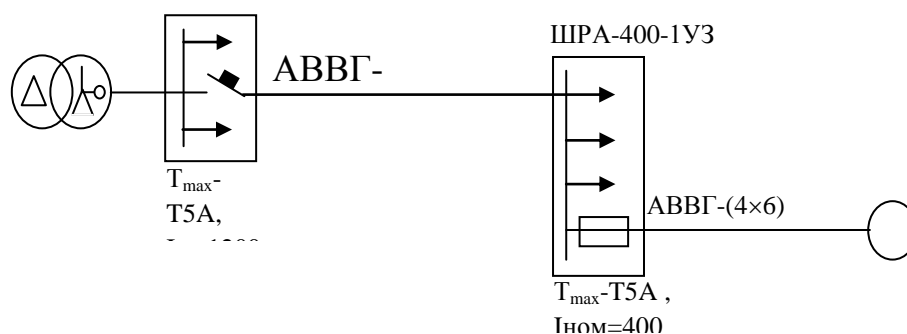


Рисунок 7.5 - Схема замещения

Определение токов нагрузки и выбор аппаратов защиты:

$$I_{\partial\epsilon} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 28,5 \text{ A};$$

$$I_{\text{пн\epsilon}} = \frac{K_n \cdot I_{\partial\epsilon}}{K_m} = \frac{6 \cdot 28,5}{1,8} = 95 \text{ A};$$

$$I_{\text{нпв}}=80 \text{ A}; I_{\text{на}}=100 \text{ A}.$$

Определение полных сопротивлений элементов цепи:

а) сопротивление трансформатора для группы соединения Д/У₀-11
 $Z_T=0,027 \text{ Ом}$.

б) для расчета активных сопротивлений R_n и R_ϕ необходимо предварительно выбрать сечение, длину и материал нулевого и фазного проводников. Сопротивление проводников из цветных металлов определим по формуле 7.9:

$$R_n = \frac{\rho \cdot L}{S}, \quad (7.9)$$

где ρ - удельное сопротивление алюминиевой жилы принимается равной $0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

L – длина проводника, м;

S – сечение жилы, мм^2 .

$$R_{\phi 1} = \frac{0,028 \cdot 25}{120} = 0,0058 \text{ Ом};$$

$$R_{\phi 2} = \frac{0,028 \cdot 10}{6} = 0,047 \text{ Ом};$$

$$R_{\phi \Sigma} = 0,0058 + 0,047 = 0,0528 \text{ Ом};$$

$$R_{n1} = \frac{0,028 \cdot 25}{50} = 0,014 \text{ Ом};$$

$$R_{n2} = \frac{0,028 \cdot 10}{6} = 0,047 \text{ Ом};$$

$$R_{n\Sigma} = 0,014 + 0,047 = 0,061 \text{ Ом}.$$

Для алюминиевых проводников внутреннее индуктивное сопротивление фазного и нулевого проводников X_ϕ и X_0 невелико и составляет $0,0156 \text{ Ом/км}$, т.е. $X_\phi=0,0156 \cdot 0,13=0,002 \text{ Ом}$; $X_0=0,0156 \cdot 0,13=0,002 \text{ Ом}$. Величину внешнего индуктивного сопротивления петли «фаза-нуль» в практических расчетах принимают равной $0,6 \text{ Ом/км}$.

Внешнее индуктивное сопротивление петли «фаза-нуль» при $X_n = 0,6 \text{ Ом/км}$:

$$X_{\pi} = 0,6 \cdot 0,13 = 0,078 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем сопротивление петли «фаза-нуль» Z_{π} :

$$Z_{\pi} = \sqrt{(0,1178 + 0,061)^2 + (0,002 + 0,002 + 0,078)^2} = 0,19 \text{ Ом.}$$

в) сопротивление шинпровода ШРА при $I_H = 400 \text{ А}$, $Z_{\pi\phi_0} = 0,23 \text{ Ом/км}$:

$$Z_{\pi} = Z_{\pi\phi_0} \cdot L_2 = 0,23 \cdot 0,036 = 0,00828 \text{ Ом.}$$

Определение тока КЗ:

$$I_{\text{кз}} = \frac{220}{\frac{0,027}{3} + 0,19 + 0,00828} = 1,06 \text{ кА.}$$

Определение кратности тока:

$$\frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{нл}}} = \frac{1060}{100} = 10,60.$$

Ожидаемое значение тока короткого замыкания по формуле 7.10:

$$I_{\text{кз}} \geq I_{\text{нпв}} \cdot K_{\text{пв}}, \quad (7.10)$$

где $K_{\text{пв}} = 3$, то $1060 \text{ А} > 80 \cdot 3 = 240 \text{ А}$.

Время срабатывания плавкой вставки определяется по ее защитной характеристике, а для автомата принимается из справочника. В данном случае при номинальном токе плавкой вставки 80 А время отключения аппарата защиты $0,01 \text{ секунд}$. Время отключения автоматического выключателя – $0,05 \text{ секунды}$.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$U_{\text{кз}} = I_{\text{кз}} \cdot Z_{\text{н}\Sigma} = 1060 \cdot 0,061 = 64,66 \text{ В.}$$

Ток, проходящий через тело человека, равен:

$$I_h = \frac{U_{\text{кз}}}{R_h} = \frac{64,66}{1000} = 64,66 \text{ мА.}$$

Согласно ПУЭ такие величины тока являются допустимыми при времени воздействия $0,05$ и $0,01 \text{ секунды}$, т.е. время срабатывания автоматического выключателя и плавкой вставки не превышает допустимых величин. Расчет в столярном цехе показал, что обеспечивается требуемый уровень электробезопасности. Время

срабатывания автомата соответствует нормам, что позволяет персоналу чувствовать себя защищенным при повреждении оборудования.

Заключение

В данном дипломном проекте была спроектирована система электроснабжения промышленной базы. Электроснабжение предприятия осуществляется линиями электропередач напряжением 110 кВ. Были выбраны трансформаторы ГПП типа ТМН-6300/110, цеховые трансформаторы типа ТСЛ(З)-1600, ТСЛ(З)-1000, ТСЛ(З)-630, провода АС-70, разъединители РГ 110/1000 УХЛ 1, оборудование компании АВВ, среди них элегазовые выключатели 121 РМ63-30В, ОПН EXLIM R. Были составлены три варианта электроснабжения промышленной базы, среди которых был выбран первый вариант, т.к. второй является более дорогим, а третий конструктивно не выполним. Был проведен расчет токов КЗ. По результатам этих расчетов был проведен выбор оборудования на шины 10,5 кВ и низковольтное оборудование.

Было спроектирована система электроснабжения ремонтно-механической базы. Проведены расчеты по определению силовых нагрузок по узлам питания и расчетной нагрузки по цеху в целом методом коэффициентов использования и максимума. Все расчеты проведены на высоком уровне. Также была выбрана схема питающей и распределительной сетей цеха. Был произведен выбор электрической аппаратуры, трансформаторов, кабелей, проводов. Проверка оборудования на КЗ (трех-, двух- и однофазные токи короткого замыкания), автоматы и предохранители на отключающую способность.

В экономической части проведено технико-экономическое обоснование строительства подстанции ГПП и прилегающих к ним сетей ЛЭП 110 кВ. Были рассчитаны капитальные вложения в строительство ЛЭП и подстанции, ежегодные издержки производства в них, показатели финансовой эффективности, по результатам которой было определено, что строительство подстанции и ЛЭП является рентабельным, а срок окупаемости равен 10 годам.

Был проведен анализ условий труда блока цехов ЗЖБИ на предельно допустимые спектры шума, по результатам которого было установлено, что допустимый уровень был превышен, поэтому были разработаны мероприятия по снижению уровня шума, а именно спроектированы стены (с окном и дверью) и перекрытием кабины наблюдения. Был проведен акустический расчет с учетом проведенных мероприятий по снижению уровня шума.

Список литературы

1. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий/Под редакцией Барыбина Ю.Г. и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006
2. Справочная книга по проектированию электрического освещения/Под редакцией Кнорринга Г.М. – «Энергия», 2007
3. Князевский Б.А., Липкин Б.Е. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Высшая школа, 2002
4. Неклепаев Б.И., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 608с.
5. Федоров А.А.- справочник по электроснабжению пром. предприятий стр.477
6. Живаева О.П., Тергеусизова М.А. – Проектирование систем электроснабжения, 2009г
7. Формирование цен на электроэнергию в Казахстане. Алматы, 2005г.
8. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики - М. Высшая школа, 2008г
9. Санатова Т.С. Методические указания к выполнению РГР по «Экологии», для всех форм обучения, 2009.
10. Дюсебаев М.К., Борисов В.Н., Арестова В.В. Энергетика и окружающая среда (учебное пособие).- Алматы: АЭИ, 2001.-55 стр.
11. Кормилицын В.И., Цицкишвили М.С., Яламов Ю.И. Основы экологии. Учебное пособие. М.:МПУ, 2001г.
12. Охрана окружающей среды: Учебник для технических вузов/ Под ред. Белова С.В. 2-е изд., испр. и доп. – Москва: Высшая школа, 2005г.
13. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики - М. Высшая школа, 2005г.
14. Качан А.Д., Яковлев Б.В. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС. Минск, 2001г.
15. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. /Под редакцией Рокотяна С.С. и Шапиро И.М.-М. Энергоатомиздат, 2001г.
16. Основы управления энергетическим производством. /Под редакцией Окурокова В.Р.-М. Высшая школа, 2002.г.
17. Концепция развития электроэнергетики Казахстана. Институт Энергия.
18. Формирование цен на электроэнергию в Казахстане. Алматы, 2005г.
19. Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. Отраслевой кварталный журнал. С 2005года.
20. Индексы цен в строительстве. Выпуск 55. — М.: КО-ИНВЕСТ, 2006.