МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции сети и системы

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Разработка микроГЭС для питания сельских потребителей Талгарского района

Специальность 5В071800 – Электроэнергетика

Выполнил (а) Сулейманов С.Э. ЭСс-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Черемисинов Ю.Г., к.т.н, доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Валиева Л.Ш., к.эк., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «16» июня 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Джусибалиев М.Ж., д.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «16» июня 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Соколова И.С., старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «16» 06 2016г.
(подпись)

Рецензент: Байсеитова Г.С., к.т.н
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ 20___ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет 5В071900 - Электроэнергетика
Специальность Электрические сети и системы
Кафедра Электрические сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Сулейманов Самитар Элиярович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Разработка мини ТЭС для питания сельских потребителей Жамбарского района

утверждена приказом ректора № 178 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «30» мая 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Летние нагрузки
Зимние нагрузки
$\cos\varphi = 0{,}89$

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

1. Электрические нагрузки сети 10 кВ в районе электрической ТЭС
2. Технические решения по проектированию электрической ТЭС для питания сельских потребителей в районе г. Жамбар
3. Технические решения по проектированию электрической ТЭС
4. Расчет токов КЗ
5. Выбор высоковольтного оборудования
6. РЗиА электрической
7. Безопасность жизнедеятельности
8. Экономическая часть

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Схема электрических соед-ий международной ТЭС
2. Схема РЗ и автоматики
3. Конструкция международной ТЭС
4. Таблицы по расчету грозозащиты
5. Таблицы по экономике, расчет срока окупаемости

Рекомендуемая основная литература

1. Рожкова Л.Д., Козулина З.С., электрооборудование станций и подстанций - М, энергоатомиздат, 2009г. - 648 стр.
2. Рожкая С.С., Шалимов И.А. - оборудование по проектированию электрических систем 4-е издание - М, энергоатомиздат 2005г. - 343стр.
3. Цигельман В.Ю. - электрические сметные [redacted] - М, энергоатомиздат, 2009г - 592стр.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Джсабаев М.Ж.	19.05-31.05.16	
экономика	Вамиева Л.Ш.	1305-16.06.16	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материала по нагрузкам эл. станции	03.03-01.0316	
2.	Анализ схем нагрузок	10.03-20.03.16	
3.	Расчет токов КЗ	17.03-20.03.16	
4.	Выбор высоковольтной аппаратуры	27.03-5.04.16	
5.	Расчет режимов в программе Rastr	7.04-19.04.16	
6.	Безопасность жизнедеятельности	27.04-5.05.16	
7.	Экономическая часть	28.04-6.05.16	
8.	Готовый проект	13.05-27.05.16	

Дата выдачи задания «19» октября 2016 г.

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

Руководитель _____ Кенжесимов Ж.Т
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Сулейманов С.Э.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

Осы дипломдық жобаның тақырыбы ауыл шаруашылығы тұтынушыларын қамтамасыз ету үшін Талғар қаласының түбінде инерциялық ГЭС жобалау болып табылады. Жоба кіріспені, сондай-ақ қозғалтқыш бөлмеде ГЭС бағаланады шу деңгейін анықтау негізгі электрлік тізбектері жобаланған станциялар мен электр жабдықтарын ауқымында, релелік қорғау іріктеу мен сипаттамасы, экологиялық және қауіпсіздік мәселелерін қозғайтын бөлімде, инвестицияның экономикалық тиімділігін есептеу, бірқатар тұратын электр бөлігін қамтиды.

Аннотация

Темой данного дипломного проекта является проектирование инерционной ГЭС в районе города Талгара для питания сельхоз потребителей. Проект содержит введение, электротехническую часть, содержащую выбор основных электрических схем проектируемой станции и выбор электротехнического оборудования, выбор и описание релейной защиты, раздел затрагивающий вопросы экологии и техники безопасности, расчет экономической эффективности инвестиций, также расчетное определение уровня шума в машинном зале ГЭС.

Abstract

The theme of this diploma project is the design of inertial HPP near the town of Talgar to supply agricultural consumers. The project contains an introduction, electrical part comprising a range of basic electrical circuits designed stations and range of electrical equipment, selection and description of relay protection, Section affecting environmental and safety issues, calculation of economic efficiency of investments, also determining the estimated noise level in the engine room HPP.

Содержание

Введение 7
1 Преимущества малой гидроэнергетики 8
2 Электрическая часть 9
2.1 Исходные данные 9
2.2 Выбор гидрогенераторов и построение графиков нагрузки 10
2.3 Выбор вариантов структурной схемы 10
2.4 Технико-экономическое сравнение вариантов 18
2.5 Расчет токов короткого замыкания 21
2.6 Выбор схемы ОРУ 22
2.7 Выбор коммутационных аппаратов и токоведущих частей в цепи генераторов 22
3 Выбор коммутационных аппаратов и проводников для РУ 10 кВ 25
3.1 Выбор коммутационных аппаратов и проводников для РУ 10 кВ 26
3.2 Выбор измерительных трансформаторов 28
3.3 Выбор разрядников и ограничителей перенапряжения 33
3.4 Расчет релейной защиты трансформатора 34
3.5 Токовая защита нулевой последовательности 34
3.6 Газовая защита 35
3.7 Особенности эксплуатации вакуумных выключателей 35
4 Безопасность жизнедеятельности 49
4.1 Анализ условий труда 49
4.2 Классификация производства по степени опасности поражения электрическим током, защита от шума и вибраций 51
4.3 Расчет искусственного освещения в машинном зале 53
4.4 Акустический расчет уровня шума в турбинном цехе 58
4.5 Расчет мероприятий для снижения шума 60
5 Технико-экономическое обоснование строительства инерционной ГЭС для питания сельскохозяйственных потребителей в районе г.Талгар 62
5.1 Характеристика инерционной ГЭС 62
5.2 Расчет технико-экономических показателей ГЭС и ЛЭП 63
5.3 Расчет эксплуатационных издержек 65
5.4 Расчет себестоимости и прибыли на передачу электроэнергии 66
5.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций 69
Заключение 72
Список литературы 73

Введение

Предприятия энергетики при решении технических вопросов, должны иметь всегда оптимальное соотношение между затратами и результатами производства проекта, изыскивать новые формы вложения капитала.

Экономическая часть инновационного патента является обязательным разделом, который обосновывает проектные разработки, представленные в технических разделах с помощью экономических расчетов.

Малые ГЭС. Одним из наиболее эффективных направлений развития нетрадиционной энергетики является использование энергии небольших водотоков с помощью микро - и малых ГЭС. Это объясняется, с одной стороны, значительным потенциалом таких водотоков при сравнительной простоте их использования, а с другой - практическим исчерпанием гидроэнергетического потенциала крупных рек в этом регионе. Объекты малой гидроэнергетики условно делят на два типа: "мини" - обеспечивающие единичную мощность до 5000 кВт, и "микро" - работающие в диапазоне от 3 до 100 кВт. Использование гидроэлектростанций таких мощностей - для России вовсе не новое, а хорошо забытое старое: в 50-60-х годах у нас работало несколько тысяч малых ГЭС. Сегодня их количество едва достигает нескольких сотен штук. Между тем, постоянный рост цен на органическое топливо приводит к значительному удорожанию электрической энергии, доля которой в себестоимости производимой продукции достигает 20 и более процентов. На этом фоне малая гидроэнергетика обретает новую жизнь.

1 Преимущества малой гидроэнергетики

Современная гидроэнергетика по сравнению с другими традиционными видами электроэнергетики является наиболее экономичным и экологически безопасным способом получения электроэнергии. Малая гидроэнергетика идет в этом направлении еще дальше. Небольшие электростанции позволяют сохранять природный ландшафт, окружающую среду не только на этапе эксплуатации, но и в процессе строительства. При последующей эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она полностью сохраняет первоначальные природные свойства. В реках сохраняется рыба, вода может использоваться для водоснабжения населения. В отличие от других экологически безопасных возобновляемых источников электроэнергии - таких, как солнце, ветер, - малая гидроэнергетика практически не зависит от погодных условий и способна обеспечить устойчивую подачу дешевой электроэнергии потребителю. Еще одно преимущество малой энергетики - экономичность. В условиях, когда природные источники энергии - нефть, уголь, газ - истощаются, постоянно дорожают, использование дешевой, доступной, возобновляемой энергии рек, особенно малых, позволяет вырабатывать дешевую электроэнергию. К тому же сооружение объектов малой гидроэнергетики низкозатратно и быстро окупается. Так, при строительстве малой ГЭС установленной мощностью около 500 кВт стоимость строительно-монтажных работ составляет порядка 14,5-15,0 млн рублей. При совмещенном графике разработки проектной документации, изготовления оборудования, строительства и монтажа малая ГЭС вводится в эксплуатацию за 15-18 месяцев. Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на подобной ГЭС, составляет не более 0,45-0,5 рублей за 1 кВт.ч, что в 1,5 раза ниже, чем стоимость электроэнергии, фактически реализуемой энергосистемой. Кстати, в ближайшие один-два года энергосистемы планируют ее увеличить в 2-2,2 раза. Таким образом, затраты на строительство окупятся за 3,5-5 лет. Реализация такого проекта с точки зрения экологии не нанесет ущерба окружающей среде.

2 Электрическая часть

2.1 Исходные данные

Число генераторов – 4.

Единичная мощность генераторов –250 кВт.

Расход мощности на собственные нужды – $P_{сн\ мах}$ = 6% $P_{уст}$.

Местная нагрузка – $P_{мн\ мах}$ = 1500 кВт.

Связь с системой осуществляется на напряжении 10 кВ двумя одноцепными ВЛ длиной 0,5 км.

Мощность к.з. системы – $S_{кз\ сист}$ =3000 кВА.

Графики нагрузки потребителей приведены на рисунке 2.1.

Графики выработки мощности ГТУ приведены на рисунке 2.2.

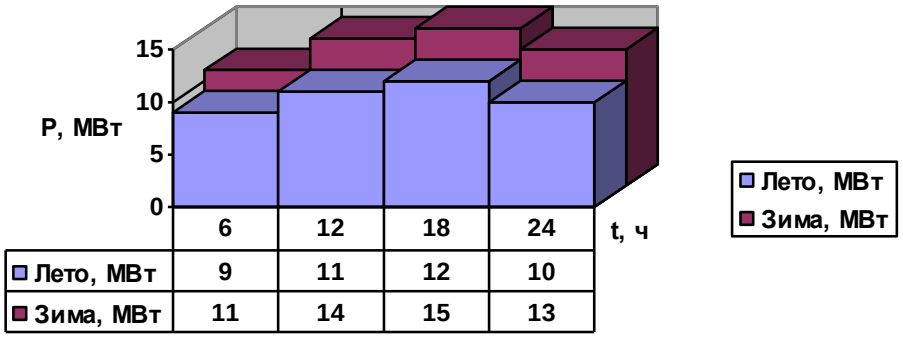


Рисунок 2.1 – Суточные графики нагрузки потребителей на генераторном напряжении

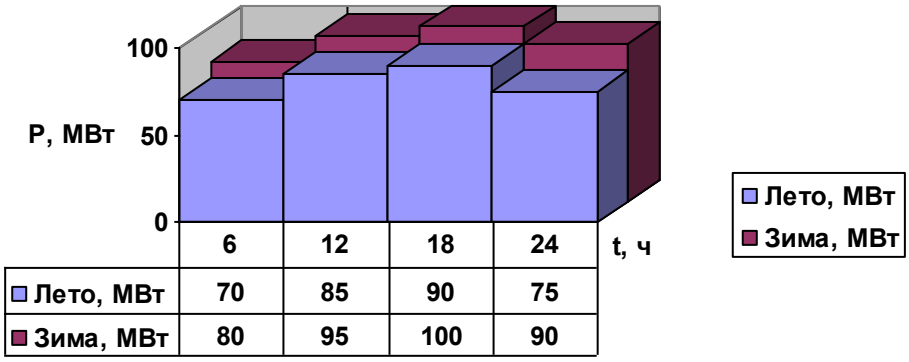


Рисунок 2.2 – Суточные графики выработки мощностиГЭС

2.2 Выбор гидрогенераторов и построение графиков нагрузки

Принимаем к установке турбогенератор СВФ-250-(синхронный вертикальный с форсированным охлаждением), его паспортные данные приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Паспортные данные генератора СВФ-250

$S_{ном}$, кВА	$P_{ном}$, кВТ	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	cos $\varphi_{ном}$	x_d''
312,5	250	10,5	1,718	0,8	0,13

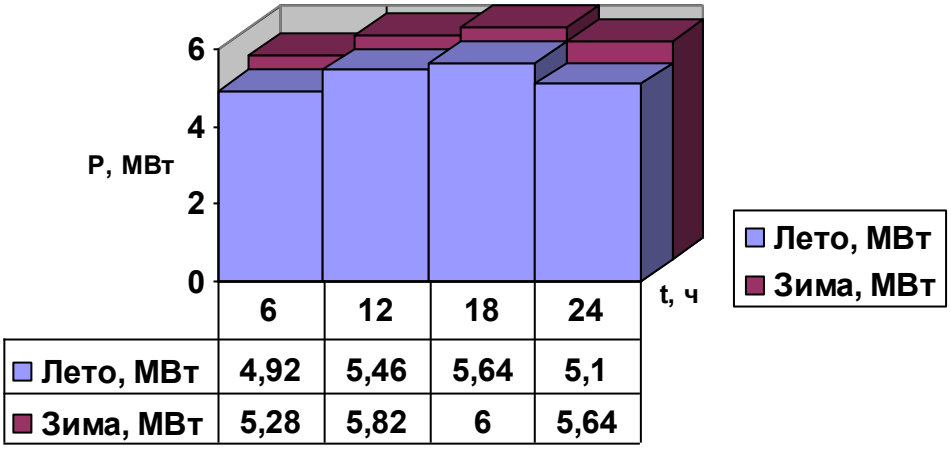
Расход на собственные нужды определяется по формуле:

$$P_{СН} = \left(0{,}4 + 0{,}6\frac{P_Г}{P_{НОМ}}\right) \cdot \frac{\%СН}{100} \cdot P_{НОМ}, \qquad 2.1)$$

где $P_г$ – мощность вырабатываемая генераторами в соответствии с графиком, МВт;

$P_{ном}$ – номинальная мощность генераторов, кВт;

% СН – расход мощности на собственные нужды. Графики расхода мощности на собственные нужды приведены на рисунке 2.3.



	6	12	18	24
Лето, МВт	4,92	5,46	5,64	5,1
Зима, МВт	5,28	5,82	6	5,64

Рисунок 2.3 – Суточные графики нагрузки собственных нужд станции

2.3 Выбор вариантов структурной схемы

На данном этапе проектирования выберем три варианта структурной схемы станции изображенные на рисунке 2.4. Варианты различаются способом электроснабжения местной нагрузки и нагрузки собственных нужд.

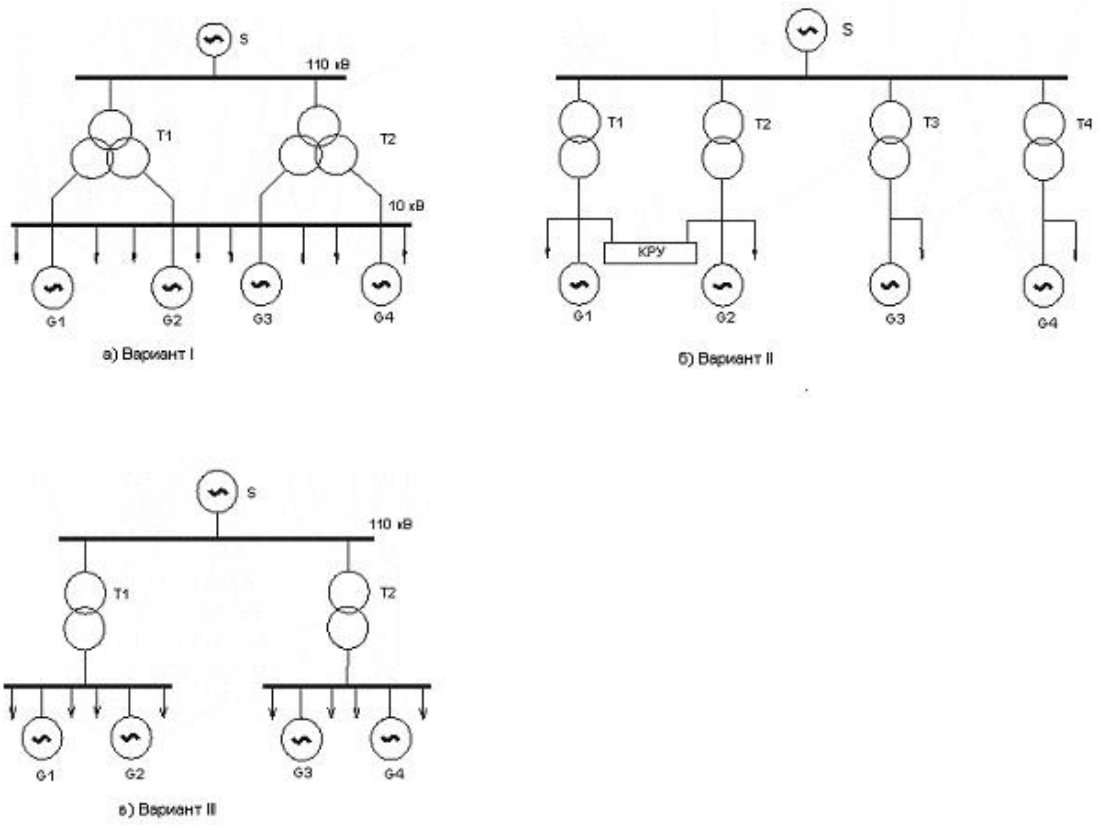


Рисунок 2.4 – Варианты структурной схемы ГЭС

В первом варианте электроснабжение местных потребителей и потребителей собственных нужд осуществляется с РУ генераторного напряжения, к которому подключены все четыре генератора. Сборные шины разделены на четыре секции – по числу генераторов. Секции соединяются между собой с помощью секционных выключателей и секционных реакторов и образуют кольцо. Кабельные линии местной нагрузки получают питание через групповые сдвоенные реакторы от соответствующих секций ГРУ. К каждой секции сборных шин подключена одна из расщепленных обмоток НН трансформаторов.

Во втором варианте применено блочное соединение всех четырех генераторов с повышающими трансформаторами без поперечной связи на генераторном напряжении. Питание местных потребителей, а также собственных нужд осуществляется ответвлениями от двух генераторов через комплектное распределительное устройство.

В третьем варианте два генератора работают в блоке с повышающими трансформаторами. Местная нагрузка и собственные нужды станции питаются со сборных шин.

Определим перетоки мощностей для всех трех вариантов.

В первом варианте в соответствии с рисунком 2.4а в нормальном режиме через обмотки ВН каждого из трансформаторов Т1 и Т2 будет протекать мощность:

$$P_{РАСЧ} = \frac{P_{ГЕН} - P_{СН} - P_{МН}}{2}, \quad (2.2)$$

где $P_{ген}$ – мощность, вырабатываемая всеми трансформаторами, кВт;

$P_{сн}$ – мощность, потребляемая собственными нуждами станции, МВт;

$P_{мн}$ – мощность, потребляемая местной нагрузкой, кВт.

Наиболее тяжелым аварийным режимом в первом варианте будет отключение одного из трансформаторов. При этом загрузка оставшегося трансформатора возрастает в два раза:

$$P_{расч} = P_{ген} - P_{сн} - P_{мн}. \quad (2.3)$$

Результаты расчетов для первого варианта приведены в таблице 2.2.

Во втором варианте в нормальном режиме загрузка каждого из трансформаторов Т1 и Т2 составит:

$$P_{РАСЧ1} = P_{G1} - P_{CHG1} - \frac{P_{МН}}{2}, \quad (2.4)$$

где P_{G1} – мощность, вырабатываемая генератором G1, МВт;

P_{CHG1} – мощность, потребляемая собственными нуждами генератора G1, МВт.

Загрузка трансформаторов Т3 и Т4 определяется по выражению:

$$P_{РАСЧТ3} = P_{G3} - P_{CPG3}. \quad (2.5)$$

Перетоки мощностей во втором варианте приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.2 – Перетоки мощностей в первом варианте

Часы		0 – 6	6 – 12	12 – 18	18 – 24
Нормальный режим					
1. Выработка мощности генераторами, кВт.	Лето Зима	800 700	950 850	1000 900	900 750
2. Нагрузка СН генераторов, кВт.	Лето Зима	52,8 49,2	58,2 54,6	60 56,4	56,4 51
3. Нагрузка на 10 кВ, кВт.	Лето Зима	1100 900	140 110	150 120	130 100
4. Загрузка каждого из трансформаторов Т1 и Т2, кВт.	Лето Зима	318,6 280,4	375,9 342,7	395 361,8	356,8 2995
Аварийный режим					
5. Загрузка оставшегося трансформатора, кВт	Лето Зима	637,2 560,8	751,8 685,4	790 736	713,6 599

Таблица 2.3 – Перетоки мощностей во втором варианте

Часы		0 – 6	6 – 12	12 – 18	18 – 24
1. Выработка мощности каждым из генераторов, кВт.	Лето Зима	200 175	237,5 212,5	250 225	225 187,5
2. Нагрузка СН каждого из генераторов, кВт.	Лето Зима	13,2 12,3	14,6 13,7	15 14,1	14,1 12,8
3. Нагрузка на 10 кВ, кВт.	Лето Зима	110 90	140 110	150 120	130 100
4. Загрузка каждого из трансформаторов Т1 и Т2, кВт.	Лето Зима	131,8 117,7	152,9 143,8	160 150,9	145,9 124,7
5. Загрузка каждого из трансформаторов Т3 и Т4, кВт.	Лето Зима	186,8 16,27	222,9 198,8	235 210,9	200,9 174,7

В третьем варианте в нормальном режиме загрузка каждого из трансформаторов Т1 и Т2 составит:

$$P_{РАСЧ} = 2P_{G1} - 2P_{CHG1} - \frac{P_{МН}}{2} \ . \qquad (2.6)$$

В аварийном режиме (отключение одного из трансформаторов) загрузка оставшегося трансформатора не изменится.

Результаты расчетов для третьего варианта приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Перетоки мощностей в третьем варианте

Часы		0 – 6	6 – 12	12 – 18	18 – 24
1. Выработка мощности каждым из генераторов, МВт.	Лето Зима	200 175	237,5 212,5	250 225	225 187,5
2. Нагрузка СН каждого из генераторов, кВт.	Лето Зима	13,2 12,3	14,6 13,7	15 14,1	14,1 12,8
3. Нагрузка на 10 кВ, кВт.	Лето Зима	110 90	140 110	150 120	130 100
4. Загрузка каждого из трансформаторов Т1 и Т2, кВт.	Лето Зима	318,6 280,4	375,8 342,6	395 361,8	356,8 299,4

2.3.1 Выбор трансформаторов связи.

В первом варианте максимальная мощность, протекающая через оба трансформатора, составляет 790 кВт. Учитывая допустимую 40% аварийную перегрузку, мощность трансформаторов составит:

$$S_{Т1} \geq \frac{P_{РАСЧ}}{\cos\varphi_{Г} \cdot 1{,}4} = \frac{79}{0{,}8 \cdot 1{,}4} = 70{,}5 \text{ кВА}.$$

Принимаем к установке два трансформатора ТМ-1000\10, паспортные данные которых указаны в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Паспортные данные трансформатора ТМ-1000\10

$S_{ном, КВА}$	Напряжение обмоток, кВ		$U_к$,%		Потери, кВт		$I_х$,%
	ВН	НН	ВН-НН	$НН_1$-$НН_2$	$P_х$	$P_к$	
80	115	10,5-10,5	10,5	30	58	310	0,45

Во втором варианте мощность трансформаторов Т1 и Т2 определяется из выражения:

$$S_{Т1} \geq \frac{P_{РАСЧТ1}}{\cos\varphi_Г} = \frac{16}{0{,}8} = 20 \text{ МВА}. \quad (2.8)$$

Принимаем к установке трансформатор ТД-25000/110. Паспортные данные приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Паспортные данные трансформатора ТД-25000/110

$S_{ном}$, МВА	Напряжение обмоток, кВ		$U_к$,%	Потери, кВт		$I_х$,%
	ВН	НН		$P_х$	$P_к$	
25	121	10,5	10,5	23	115	0,65

Мощность трансформаторов Т3 и Т4:

$$S_{Т3} \geq \frac{P_{РАСЧТ3}}{\cos\varphi_Г} = \frac{23{,}5}{0{,}8} = 29{,}38 \text{ МВА}. \quad (2.9)$$

Принимаем к установке трансформатор ТД-32000/110. Паспортные данные указаны в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Паспортные данные трансформатора ТД-32000/110

$S_{ном}$, МВА	Напряжение обмоток, кВ		$U_к$,%	Потери, кВт		$I_х$,%
	ВН	НН		$P_х$	$P_к$	
32	121	10,5	10,5	31	135	0,65

В третьем варианте максимальная мощность протекающая через трансформатор составляет 39,5 МВт. Мощность трансформатора определяется из выражения:

$$S_{ТIII} \geq \frac{P_{РАСЧ3}}{\cos\varphi_Г} = \frac{39{,}5}{0{,}8} = 49{,}4 \text{ МВА}. \quad (2.10)$$

Принимаем к установке два трансформатора ТМ-1000 кВА, паспортные данные которого указаны в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/110

$S_{ном}$, кВА	Напряжение обмоток, кВ		$U_к$,%	Потери, кВт		$I_х$,%
	ВН	НН		$P_х$	$P_к$	
1000	10	0,4	10,5	0,78	0,325	0,6

2.3.2 Выбор трансформаторов собственных нужд.

Вариант I.

Мощность необходимая для потребителей собственных нужд определяется из выражения:

$$S_{СН} = \frac{P_{СН}\% \cdot P_{УСТ}}{100\%} \cdot К_С, \qquad (2.11)$$

где $P_{СН}$% - мощность собственных нужд, %;

$P_{УСТ}$ – установленная мощность станции, МВт;

$К_С$ – коэффициент спрос, берется из [9].

Подставляя значения получим:

$$S_{СН} = \frac{6 \cdot 100}{100} \cdot 0{,}85 = 5{,}1 кВА.$$

Рабочие трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам ГРУ. Их мощность выбираем по условию:

$$S_{НОМ} \geq \frac{S_{СН}}{n}, \qquad (2.12)$$

где $S_{СН}$ – мощность собственных нужд станции, кВА;

n – число секций 10 кВ.

Подставляя значения получим

$$S_{НОМ} \geq \frac{5{,}1}{4} = 1{,}28, \text{ МВА}.$$

Выбираем четыре трансформатора ТМ-1600/10, паспортные данные приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Паспортные данные трансформатора ТМ-1600/10

$S_{ном}$, МВА	Напряжение обмоток, кВ		$U_к$,%	Потери, кВт		$I_х$,%
	ВН	НН		$P_х$	$P_к$	
1600	10	6,3	5,5	3,3	16,5	1,3

Резервный ТСН подключается на ответвлении от трансформатора связи. В качестве резервного ТСН также выбираем трансформатор ТМ-1600/10.

Вариант II.

Аналогично варианту I в качестве рабочих и резервного ТСН выбираем трансформаторы ТМ-1600/10. Количество рабочих ТСН равно числу блоков – 4, они подключаются к ответвлению от генераторов данного блока.

Резервный трансформатор собственных нужд подключается к РУ 110 кВ. Принимаем в качестве резервного ТСН трансформатор ТМ-25000/110. Паспортные данные приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Паспортные данные трансформатора ТМ-25000/110

$S_{ном}$, МВА	Напряжение обмоток, кВ		$U_к$,%	Потери, кВт		$I_х$,%
	ВН	НН		$P_х$	$P_к$	
2500	121	6,3	10,5	5,5	22	1

Вариант III.

В третьем варианте число секций 10 кВ равно двум, тогда мощность ТСН будет равна:

$$S_{НОМ} \geq \frac{S_{СН}}{n} = \frac{5{,}1}{2} = 2{,}55 \text{ кВА}.$$

Принимаем к установке трансформаторы ТМ-40/10, паспортные данные указаны в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Паспортные данные трансформатора ТМ-40/10

$S_{ном}$, кВА	Напряжение обмоток, кВ		$U_к$,%	Потери, кВт		$I_х$,%
	ВН	НН		$P_х$	$P_к$	
40	10	0,4	7,5	5,3	33,5	0,9

В качестве резервного ТСН принимаем трансформатор ТМ-40/10, который подключается к РУ 110 кВ. Паспортные данные трансформатора приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Паспортные данные трансформатора ТМ-40/10

$S_{ном}$, кВА	Напряжение обмоток, кВ		$U_к$,%	Потери, кВт		$I_х$,%
	ВН	НН		$P_х$	$P_к$	
40кВА	10	0,4	10,5	7,5	33	0,9

2.3.3 Подсчет годовых потерь электроэнергии в трансформаторах.
Вариант I.
Трансформатор ТМ-1000/10.
Годовые потери энергии в стали:

$$\Delta Э_{СТ} = P_X \cdot 8760 = 58 \cdot 8760 = 508{,}08 \cdot 10^3 \text{ кВт·ч.} \qquad (2.13)$$

Годовые потери энергии в меди найдем, принимая, что обмотки НН загружены одинаково, по формуле для двухобмоточного трансформатора:

$$\Delta Э_{М} = \frac{P_К}{S^2_{НТ1} \cdot \cos^2 \varphi}\left(P^2_{Т1(0-6)З} \cdot t_{(0-6)З} \cdot З_{ДНИ} + P^2_{Т1(6-12)З} \cdot t_{(6-12)З} \cdot З_{ДНИ} + P^2_{Т1(12-18)З} \cdot t_{(12-18)З} \cdot З_{ДНИ}\right) +$$
$$+ \frac{P_К}{S^2_{НТ1} \cdot \cos^2 \varphi}\left(P^2_{Т1(18-24)З} \cdot t_{(18-24)Л} \cdot З_{ДНИ} + P^2_{Т1(0-6)Л} \cdot t_{(0-6)Л} \cdot Л_{ДНИ} + P^2_{Т1(6-12)Л} \cdot t_{(6-12)Л} \cdot Л_{ДНИ}\right) +$$

$$+ \frac{P_К}{S^2_{НТ1} \cdot \cos^2 \varphi}\left(P^2_{Т1(12-18)Л} \cdot t_{(12-18)Л} \cdot Л_{ДНИ} + P^2_{Т1(18-24)Л} \cdot t_{(18-24)Л} \cdot Л_{ДНИ}\right) =$$

$$= \frac{310}{80^2 \cdot 0{,}8^2}\left(31{,}86^2 \cdot 6 \cdot 165 + 37{,}59^2 \cdot 6 \cdot 165 + 39{,}5^2 \cdot 6 \cdot 165 + 35{,}68^2 \cdot 6 \cdot 165 + 28{,}04^2 \cdot 6 \cdot 200\right) +$$

$$+ \frac{310}{80^2 \cdot 0{,}8^2}\left(34{,}47^2 \cdot 6 \cdot 200 + 36{,}18^2 \cdot 6 \cdot 200 + 29{,}95^2 \cdot 6 \cdot 200\right) = 772{,}64 \cdot 10^3 \text{ кВт·ч.}$$

Данные о загрузках трансформаторов взяты из таблицы 2.2.
Вариант II.
Трансформатор ТД-25000/110.
Годовые потери энергии в стали трансформаторов Т1 и Т2:

$$\Delta Э_{СТ1} = P_X \cdot 8760 = 23 \cdot 8760 = 201{,}48 \cdot 10^3 \text{ кВт·ч.}$$

Годовые потери энергии в меди трансформаторов Т1 и Т2:

$$\Delta Э_{М1} = \frac{115}{25^2 \cdot 0{,}8^2}\left(13{,}18^2 \cdot 6 \cdot 165 + 15{,}29^2 \cdot 6 \cdot 165 + 16^2 \cdot 6 \cdot 165 + 14{,}59^2 \cdot 6 \cdot 165 + 11{,}17^2 \cdot 6 \cdot 200\right) +$$
$$+ \frac{115}{25^2 \cdot 0{,}8^2}\left(14{,}38^2 \cdot 6 \cdot 200 + 15{,}09^2 \cdot 6 \cdot 200 + 12{,}47^2 \cdot 6 \cdot 200\right) = 500{,}78 \cdot 10^3 \text{ } кВт·ч.$$

Трансформатор ТД-32000/110.
Годовые потери энергии в стали трансформаторов Т3 и Т4:

$$\Delta Э_{СТ2} = P_X \cdot 8760 = 31 \cdot 8760 = 271{,}56 \cdot 10^3 \text{ кВт·ч.}$$

Годовые потери энергии в меди трансформаторов Т3 и Т4:

$$\Delta Э_{м2} = \frac{135}{32^2 \cdot 0{,}8^2}\left(18{,}68^2 \cdot 6 \cdot 165 + 22{,}29^2 \cdot 6 \cdot 165 + 23{,}5^2 \cdot 6 \cdot 165 + 21{,}09^2 \cdot 6 \cdot 165 + 16{,}27^2 \cdot 6 \cdot 200\right) +$$
$$+ \frac{135}{32^2 \cdot 0{,}8^2}\left(19{,}88^2 \cdot 6 \cdot 200 + 21{,}09^2 \cdot 6 \cdot 200 + 17{,}47^2 \cdot 6 \cdot 200\right) = 724{,}33 \cdot 10^3 \text{ кВт·ч.}$$

Данные о загрузках трансформаторов взяты из таблицы 2.3.
Вариант III.
Трансформатор ТД-80000/110.
Годовые потери энергии в стали:

$$\Delta Э_{ст} = P_х \cdot 8760 = 78 \cdot 8760 = 683{,}28 \cdot 10^3 \text{ кВт·ч.}$$

Годовые потери энергии в меди:

$$\Delta Э_{м} = \frac{325}{80^2 \cdot 0{,}8^2}\left(31{,}86^2 \cdot 6 \cdot 165 + 37{,}58^2 \cdot 6 \cdot 165 + 39{,}5^2 \cdot 6 \cdot 165 + 35{,}68^2 \cdot 6 \cdot 165 + 28{,}04^2 \cdot 6 \cdot 200\right) +$$
$$+ \frac{325}{80^2 \cdot 0{,}8^2}\left(34{,}26^2 \cdot 6 \cdot 200 + 36{,}18^2 \cdot 6 \cdot 200 + 29{,}94^2 \cdot 6 \cdot 200\right) = 809{,}84 \cdot 10^3 \text{ кВт·ч.}$$

Данные о загрузках трансформаторов взяты из таблицы 2.4.

2.4 Технико-экономическое сравнение вариантов

Технико-экономическое сравнение вариантов проводится методом минимальных приведенных затрат.

Полные приведенные затраты определяются по формуле;

$$З = И + E_н \cdot \sum К, \qquad (2.14)$$

где И - годовые издержки производства, тыс. тенге;

$E_н$- нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год; для электроэнергетики $E_н = 0{,}12$;

$\sum К$ - суммарные капиталовложения, тыс. тенге.

Определим число ячеек генераторного напряжения для всех трех вариантов.

В первом варианте в стоимость распределительного устройства генераторного напряжения складывается из стоимости:

а) четырех генераторных выключателей;

б) четырех выключателей обмоток НН трансформаторов;

в) пяти выключателей ТСН;

г) четырех секционных выключателей.

Таким образом в первом варианте используется 13 ячеек с выключателем на вводе без реактора и четыре ячейки с выключателем и с секционным реактором.

Во втором варианте рабочие ТСН присоединяются отпайкой, т.е. без выключателей. Выключатели установлены только в цепях генераторов. Таким образом, в схеме используются четыре ячейки генераторного напряжения.

В третьем варианте кроме четырех выключателей генераторов и двух выключателей трансформаторов к шинам 10 кВ подключены два выключателя ТСН. Общее число ячеек 10 кВ - 8.

2.4.1 Капитальные затраты.

В варианте I необходимо учесть стоимость;

- двух трансформаторов ТРДН-80000/110;
- тринадцати ячеек с выключателями на вводе без реактора;
- четырех ячеек с выключателем и секционным реактором;
- пяти трансформаторов ТМ-1600/10.

В варианте II учитываем стоимость:

- двух трансформаторов ТД-25000/110;
- двух трансформаторов ТД-32000/110;
- четырех ячеек с выключателями;
- четырех трансформаторов ТМ-1600/10;
- одного трансформатора ТМ-2500/110.

В варианте III учитываем стоимость:

- двух трансформаторов ТДЦ-80000/110;
- восьми ячеек с выключателями;
- двух трансформаторов ТМ-4000/10;
- одного трансформатора ТМ-4000/110.

Результаты подсчета капитальных затрат приведены в таблице 2.13.

2.4.2 Годовые издержки производства.

Вариант I.

Определим издержки, обусловленные потерями электроэнергии в двух трансформаторах ТРДН-80000/110:

Таблица 2.13 - Капитальные затраты

Наименование обордования	Расчетная стоимость,тыс.тг.	Вариант I		Вариант II		ВариантIII	
		Кол-во,шт	Стоим,тыс.тг.	Кол-во,шт	Стои-ть,тыс.тг.	Кол-во,шт	Стои-ть,тыс.тг.
Трансформатор ТМ-630/10	2355	2	4710				
Трансформатор ТМ-100/10	124	5	620	4	496		
Трансформатор ТМ-250/10	1005			2	2010		
Трансформатор ТМ-400/10	1065			2	2130		
Трансформатор ТМ-25/10	390			1	390		
Трансформатор ТМ-1000/10	2355					2	4710
Трансформатор ТМ-40/10	262					2	525
Ячей с выключателем МГГ-10	2640	13	34320	4	10560	8	21120
Ячей с выключателем и секционным реактором	3675	4	14700				

Суммарные годовые издержки:

$$И = И_{пот} + И_{А} = 4689{,}96 + 6550{,}08 = 11240 \text{ тыс.тг./ год.} \qquad (2.15)$$

Вариант II.

Издержки, обусловленные потерями электроэнергии в двух трансформаторах ТД – 25000/110 и двух трансформаторах ТД – 32000/110:

$$И_{пот} = 2 \cdot (1{,}65 \cdot 201{,}48 \cdot 10^3 + 1{,}95 \cdot 500{,}78 \cdot 10^3) + 2 \cdot (1{,}65 \cdot 271{,}56 \cdot 10^3 + 1{,}95 \cdot 724{,}33) = $$
$$= 6339 \text{ тыс.тг/год.}$$

Амортизационные отчисления:

$$И_{А} = \frac{а \cdot \sum К}{100} = \frac{6{,}4 \cdot 60840}{100} = 3894 \text{ тыс.тг./год.}$$

Суммарные годовые издержки:

$$И = И_{пот} + И_{А} = 6339 + 3894 = 10233 \text{ тыс.тг./год.}$$

Вариант III.

Издержки, обусловленные потерями электроэнергии в двух трансформаторах ТДЦ-80000/110:

$$И_{пот} = 2 \cdot (1{,}65 \cdot 683{,}28 \cdot 10^3 + 1{,}95 \cdot 809{,}84 \cdot 10^3) = 5413{,}2 \text{ тыс.тг./ год.}$$

Амортизационные отчисления:

$$И_A = \frac{6{,}4}{100} \cdot 74820 = 4788{,}5 \text{ тыс.тг./год.}$$

Суммарные годовые издержки:

$$И = И_{пот} + И_A = 5413{,}2 + 4788{,}5 = 10201{,}7 \text{ тыс.тг./ год.}$$

2.4.3 Расчетные затраты и выбор варианта.

Определим расчетные затраты для каждого варианта.

Вариант I.

$$З = 11240 + 0{,}12 \cdot 102345 = 23521{,}4 \text{ тыс. тг.}$$

Вариант II.

$$З = 102345 + 0{,}12 \cdot 60840 = 17533{,}8 \text{ тыс. тг.}$$

Вариант III.

$$З = 10201{,}7 + 0{,}12 + 74820 = 19180{,}1 \text{ тыс. тг.}$$

К дальнейшему проектированию примем вариант II.

2.5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов к.з. произведен на персональном компьютере с использованием программы GUFAULTS - 1.6, разработанной кафедрой "Электрические станции" Московского энергетического института.

Возможности этой программы, а также протокол отчета предоставлен в приложении А.

Результаты расчета сведены в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 - Результаты расчетов токов к.з

Точка к.з.	$U_{НОМ}$, кВ	$I_{n,0}$, кА	$i_у$,кА	$i_{\alpha\tau}$,кА	$I_К$, кА	β , %	$B_К$,кА^2·с
К – 1	110	17,10	39,07	0	24,18	0	108,3
К – 2	10	26,69	71,89	1,13	38,87	3	320,4
К – 3	10	29,76	80,04	1,13	43,22	3	395,7
К – 4	6	4,03	9,01	0	5,7	0	6

2.6 Выбор схемы ОРУ

Для РУ 110 - 220 кВ с количеством присоединений больше шести применяется схема с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на цепь.

В схеме с двумя системами сборных шин каждый элемент присоединяется через развилку двух шинных разъединителей, что позволяет осуществить работу как на одной, так и на другой системе шин. К первой системе шин подключены трансформаторы Tl, Т3 и линия W1, ко второй секции системе шин - трансформаторы Т2,Т4 и линия W2, шиносоединительный выключатель включен. Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы, так как при к.з. на шинах отключается шиносоединительный выключатель и только половина присоединений. Если повреждение на шинах устойчивое, отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин.

2.7 Выбор коммутационных аппаратов и токоведущих частей в цепи генераторов

Наибольший ток генератора в нормальном режиме:

$$I_{норм} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}\cdot \cos\varphi} = \frac{25000}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5\cdot 0{,}8} = 1718 \text{ А}. \qquad (2.18)$$

Наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима:

$$I_{норм} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}\cdot 0{,}95\cdot \cos\varphi} = \frac{25000}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5\cdot 0{,}95\cdot 0{,}8} = 1809 \text{ А}. \qquad (2.19)$$

Расчетные токи к.з. принимаем по таблице 2.14 для точки к.з. К-3.

Выбираем выключатель МГГ-10-3150-45УЗ и разъединитель РВРЗ-2-10/2500УЗ. Результаты выбора сведены в таблицу 2.15.

Токоведущие части от выводов генератора до блочного трансформатора, а также отпайки к трансформаторам собственных нужд и КРУ выполняются шинным мостом [5].

Таблица 2.15 - Расчетные и каталожные данные коммутационных аппаратов в цепи генераторов

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель МГГ-10-3150-45У3	Разъединитель РВРЗ-2-10/2500У3
$U_{УСТ} = 10{,}5$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{МАХ} = 1809$ А	$I_{НОМ} = 3150$ кА	$I_{НОМ} = 2500$ кА
$I_{n,\tau} = 29{,}76$ кА	$I_{отк.ном} = 45$ кА	
$i_{\alpha\tau} = 1{,}13$ кА	$i_{а.ном} = 6{,}34$ кА	
$\sqrt{2}\ I_{n,\tau} + i_{\alpha\tau} = 43{,}22$ кА	$\sqrt{2}I_{ОТК.НОМ}\cdot(1+\frac{\beta н}{100}) =$ $\sqrt{2}\cdot 45\cdot(1+0{,}1) = 69{,}8$ кА	
$I_{n,0} = 43{,}22$ кА	$I_{ДИН} = 45$ кА	
$i_{У} = 80{,}04$ кА	$i_{ДИН} = 120$ кА	$i_{ДИН} = 125$ кА
$B_К = 395$ кА^2·с	$I_{ТЕР}{}^2\cdot t_{ТЕР} = 45\ 2\cdot 4 = 8100$ кА^2*с	$I_{ТЕР}{}^2\cdot t_{ТЕР} = 45^2\cdot 4 = 8100$ кА$^2\cdot$с

Согласно [12] сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току.

Наибольший ток в цепи генераторов $I_{max} = 1809$ А. Принимаем шины алюминиевые коробчатого сечения 2[75·35х5,5] мм^2, $I_{доп}$=2670 А.

Проверяем шины на термическую стойкость.

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_к = I_{n.o}^2\cdot(t_{отк} + T_а) = 43{,}22^2\cdot(4+0{,}185) = 7817\ \text{кА}^2\cdot\text{с}. \qquad (2.20)$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min}\frac{\sqrt{Bk}}{C} = \frac{\sqrt{7817}}{91}\cdot 10^3 = 971{,}6\ \text{мм}^2,$$

что меньше выбранного 2х14438 мм^2, следовательно, шины термически стойки.

Проверяем шины на механическую прочность.

Швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления W_{yo}-$_{yo} = 30{,}1$ см ^{3}.

Сила взаимодействия между швеллерами:

$$f_n = 0{,}5 \cdot \frac{i}{h} \cdot 10^{-7} = 0{,}5 \cdot \frac{(80{,}04 \cdot 10)}{0{,}75} \cdot 10^{-7} = 427 \text{ Н/м} \qquad (2.22)$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l}{\alpha \cdot w} \cdot i_y^2 = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2^2}{1{,}3 \cdot 30{,}1} \cdot (80{,}04 \cdot 10^3)^2 = 11{,}34 \text{ Мпа}$$

где l принято 2 м, α =1,3 м.

$$\sigma_{расч} = \sigma_{Ф} = 11{,}34 \text{ МПа} < \sigma_{доп} = 75 \text{ МПа},$$

поэтому шины механически прочны.

Выбор изоляторов. Выбираем опорные изоляторы ИО-10-2000УЗ, $F_{разр}$=20000 Н, высота изолятора $H_{из}$=134 мм. Проверяем изоляторы на механическую прочность. Максимальная сила действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{\ 2}}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{(80{,}04 \cdot 10^3)^{\ 2}}{1{,}3} \cdot 2 \cdot 1{,}32 \cdot 10^{-7} = 2253 \text{ Н},$$

где k_h - поправочный коэффициент на высоту шины:

$$k_h = \frac{H_{ИЗ} + b + \frac{h}{2}}{H_{ИЗ}} = \frac{(134 + 5{,}5 + \frac{75}{2})}{134} = 1{,}32 \ .$$

$$F_{расч} = 2253 \cdot H < 0{,}6 \cdot F_{разр} = 12000 \text{ Н},$$

изолятор проходит по механической прочности.

Выбираем проходной изолятор ИП-10/5000-4250УХЛ1, $U_{ном}$ =10 кВ; $I_{ном}$=5000 А > I_{max} = 1809 А; $F_{разр}$ = 42500 Н.

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{расч} = 0{,}5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{\ 2}}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = 0{,}5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{(80{,}04 \cdot 10^3)^{\ 2}}{1{,}3} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 854 \text{ Н}.$$

$$F_{расч} < 0{,}6 \cdot F_{разр} = 0{,}6 \cdot 42500 = 25500 \text{ Н}.$$

изолятор проходит по механической прочности.

3 Выбор коммутационных аппаратов и проводников для РУ 10 кВ

Максимальный рабочий ток который может быть на шинах РУ будет равен току в линии. Для двух параллельно работающих линий:

$$I_{норм}\frac{S_{ном}-S_{СН}-S_{МН}}{2\cdot\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{100000-6000-15000}{2\cdot\sqrt{3}\cdot 110}=207\ \text{А};$$

$$I_{мах}=2\cdot I_{норм}=2\cdot 207=414\ \text{А}.$$

Расчетные токи к.з. принимаем по таблице 2.14 для точки к.з. К-1 .

Выбираем выключатель У-110А-200-40У1 (масляный баковый серии "Урал" на номинальное напряжение 110 кВ, ток 2000 А, ток отключения 40 кА, для умеренного климата, открытой установки). Привод к выключателю ШПЭ-44У1. Выбираем разъединитель типа РНД3.2-110/1000У1 (разъединитель для наружной установки, двухколонковый, с заземляющими ножами, на напряжение 110 кВ, ток 1000А).Привод-ПР-110У1.

Результаты проверки сведены в таблицу 2.16.

Выбор сборных шин 110 кВ. Так как сборные шины по экономической плотности не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения - одной из линий:

I_{max} = 414 А.

По [6] принимаем провод марки АС-240/32, q=240 мм^2, d=21,6 мм, $I_{доп}$=605 А. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

Проверка на схлестывание не производится, т. к. $I_K{}^3$ = 17,1 кА < 20 кА.

Проверка на термическое действие тока к.з. не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условию коронирования не производится, т.к. провод АС-240/32 не коронирует.

Токоведущие части от выводов 10 кВ блочного трансформатора до сборных шин выполняем гибкими токопроводами. Сечение выбираем по экономической плотности тока $j_{ЭК}$=l А/мм^2 .

$$q_Э=\frac{I_{НОРМ}}{j_{ЭК}}=\frac{168}{1}=168\ \text{мм}^2, \qquad (3/1)$$

$$I_{норм}\frac{S_{ТР}}{\sqrt{3}\cdot U_{НОМ}}=\frac{32000}{\sqrt{3}\cdot 110}=168\ \text{А}.$$

Таблица 3.1 - Расчетные и каталожные данные коммутационных аппаратов РУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель У-10А-200-40У1	Разъединитель РНДЗ.2-110/1000У1
$U_{УСТ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{МАХ} = 414$ А	$I_{НОМ}$=2000 кА	$I_{НОМ} = 1100$ кА
$I_{n,\tau} = 17{,}1$ кА	$I_{отк.ном} = 40$ кА	
$i_{\alpha\tau} = 0$ кА	$i_{а.ном} = 11{,}3$ кА	
$\sqrt{2}\ I_{n,\tau} + i_{\alpha\tau} = 24{,}18$ кА	$\sqrt{2}I_{ОТК.НОМ}.(1+\frac{\beta н}{100}) =$ $\sqrt{2}\cdot 40\cdot(1+0{,}1) = 62{,}23$ кА	
$I_{n,0} = 24{,}18$ кА	$I_{ДИН} = 40$ кА	
$i_{у} = 39{,}07$ кА	$i_{ДИН} = 102$ кА	$i_{ДИН} = 80$ кА
$B_К = 108{,}3$ кА^2·с	$I_{ТЕР}{}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА^2·с	$I_{ТЕР}{}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31{,}5^2 \cdot 3 = 2977$ кА^2·с

Принимаем провод АС-240/32, наружный диаметр 21,6 мм^2, допустимый ток 605 А.

Проверяем провода по допустимому току:

$$I_{мах} = 2 \cdot I_{норм} = 2 \cdot 207 = 414 \text{ А}.$$

$$I_{мах} = 168 \text{ А} < I_{доп} = 605 \text{ А}.$$

Согласно [12] проверку на термическое действие тока и коронирование не производим.

3.1 Выбор коммутационных аппаратов и проводников для РУ 10 кВ

Ток нормального режима равен току, потребляемому агрегатами собственных нужд блока:

$$I_{норм} = \frac{S_{СН}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}} = \frac{1{,}28\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 6} = 123 \text{ А} \qquad (3.2)$$

Расчетные токи к.з. принимаем по таблице 2.14 для точки к.з. К-4.

В качестве распределительного устройства собственных нужд выбираем комплектное распределительное устройство внутренней установки типа КЭЭ-6. Номинальный ток сборных шин 1600 А, шкафов -630 А, электродинамическая стойкость 128 кА. Тип выключателя ВЭЭ-6-40/1600УЗ.

Расчетные и каталожные данные приведены в таблице 2.17.

Таблица 3.2 - Расчетные и каталожные данные КРУ 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель У-110А-200-40У1	Разъединитель РНДЗ.2-110/1000У1
$U_{УСТ} = 6$ кВ	$U_{НОМ} = 6$ кВ	$U_{НОМ} = 6$ кВ
$I_{MAX} = 92$ А	$I_{НОМ} = 1600$ кА	$I_{НОМ} = 1600$ кА
$I_{п,\tau} = 4{,}02$ кА	$I_{отк.ном} = 40$ кА	
$i_{\alpha\tau} = 0$ кА	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{ОТКЛ} = \sqrt{2} \cdot 0{,}2 \cdot 40 = 11{,}3$	
$I_{п,0} = 5{,}7$ кА	$I_{ДИН} = 40$ кА	
$i_{у} = 9{,}01$ кА	$i_{ДИН} = 128$ кА	$i_{ДИН} = 128$ кА
$B_К = 6$ кА^2·с	$I_{ТЕР}{}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА^2·с	

Соединение от трансформатора собственных нужд до распределительного устройства собственных нужд выполним кабелем ААШв на номинальное напряжение 6 кВ.

Определим экономическое сечение:

$$q_э = \frac{I_{НОРМ}}{j_{ЭК}} = \frac{123}{1} = 102{,}5 \text{ мм}^2 \qquad (3.3)$$

Принимаем трехжильный кабель 3х95 мм^2, $I_{доп.ном}$=165 А, поправочный коэффициент на температуру воздуха $k_2 = 0{,}87$, тогда

$$I_{доп} = k_2 \cdot I_{доп.ном} = 0{,}87 \cdot 165 = 143{,}6 \text{ А} > 123 \text{ А}.$$

Для проверки по термической стойкости кабеля определяем тепловой импульс тока к.з.:

$$B_к = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_\alpha) = (5{,}7 \cdot 10^3)^2 \cdot (0{,}1 + 0{,}185) = 9{,}26 \cdot 10^6 \text{ кА}^2\text{·с}.$$

Минимальное сечение по термической плотности:

$$= q_{min} = \frac{\sqrt{9{,}26 \cdot 10^6}}{98} = 31 \text{ мм}^2 < 95 \text{ мм}^2.$$

Кабель удовлетворяет условию термической стойкости.

3.2 Выбор измерительных трансформаторов

3.2.1 Выбор трансформаторов тока

Участок от выводов генератора до блочного трансформатора выполнен шинным мостом с применением шин коробчатого сечения, максимальный рабочий ток I_{max} = 1809 А, поэтому выбираем трансформатор тока типа ТШЛ-10/2000, $r_{2ном}$,=2,4 Ом; $k_{тер}$=35; $t_{тер.р}$=3с. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 2.18.

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке определяем нагрузку по фазам. Распределение измерительных приборов по фазам представлено в таблице 2.19,

Таблица 3.3 - Расчетные и каталожные данные для выбора ТТ 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст}$ = 10,5 кВ	$U_{ном}$ = 10 кВ
I_{max} = 1809 А	$I_{ном}$ = 2500 кА
$i_{у}$ =80,04 кА	не проверяется
$B_К$ = 395 кА^2·с	$(k_{тер} \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{тер}$=14700 кА^2·с
r_2 = 1,1 Ом	$r_{2ном}$ = 1,2 Ом

Таблица 3.4 - Вторичная нагрузка ТТ в цепи генератора

Приборы	Тип	Нагрузка, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-378	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д-305	-	2	2
Варметр	Д-305	2	-	-
Фазометр	Д-301	-	5	_
Частотомер	Э-371	0,7	0,7	-
Амперметр	Н-343	10	-	-
Ваттметр	Н-348	-	-	10
Варметр	Н-348	-	-	10
Частотомер	Н-345	-	10	-
Фазометр	Н-351	10	-	_
Счетчик активной мощности	Н-670Н	-	2,5	-
Счетчик реактивной мощности	Н-673М	-	2,5	-
Итого		22,8	22,8	22,1

Из таблицы 2.19 видно, что наиболее загружены трансформаторы фаз А и В.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{22,8}{5^2} = 0,9 \text{ Ом}, \qquad (3.4)$$

где $S_{приб}$ - мощность потребляемая приборами;

I_2- вторичный номинальный ток приборов.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 1{,}2 - 0{,}9 - 0{,}1 = 0{,}2 \text{ Ом}.$$

Длина измерительных проводов от трансформаторов тока до приборов в цепи генератора 30 м, трансформаторы тока соединены в звезду, поэтому $l_{расч}$ =l, тогда сечение:

$$q_{расч} = \frac{\rho \cdot l_{РАСЧ}}{r_{ПР}} = \frac{0{,}0283 \cdot 30}{0{,}2} = 4{,}2 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 6 мм^2 .

Определим нагрузку трансформаторов тока на напряжении 110 кВ. Результаты приведены в таблице 2.20.

Таблица 3.5 - Нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Приборы	Тип	Нагрузка, В[1] А		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д-355	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной мощности	И-670	2,5	-	2,5
Варметр	Д-305	2	-	2
Амперметр	Н-343	-	10	-
Итого		5,1	10,6	5,1

Из приведенной таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фазы В.

Принимаем трансформатор тока типа ТФЗМ-110Б, $г_2$=1,2 Ом.

Расчетные и каталожные данные приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Расчетные и каталожные данные ТФЗМ-110Б

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{УСТ}$ = 110 кВ	$U_{НОМ}$ = 110 кВ
$I_{МАХ}$ = 414 А	$I_{НОМ}$ = 600 кА
i_v= 39,07 кА	$i_{ДИН}$ =126 кА
$B_к$ =108,3 кА^2-с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ =26 ^{2} ·3 =2028 кА^2·с

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{10,6}{5^2} = 0,42 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 1,2 - 0,42 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом}.$$

Длина цепи измерительных проводов l = 80 м, трансформаторы тока соединены в звезду, поэтому $l_{ржч} = l$.

Определим сечение соединительных проводов:

$$q_{расч} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{0,68} = 3,3 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 .

Определим нагрузку трансформаторов тока на напряжении 6 кВ. Результаты приведены в таблице 2.22.

Таблица 3.7 - Нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Приборы	Тип	Нагрузка, В[1] А		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	0,1	-
Ваттметр	Д-355	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной мощности	И-670	2,5	2,5	2,5
Итого		3,1	3,1	3

Из приведенной таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и В.

Выбираем трансформаторы тока ТВЛМ-6, r_2 = 0,б Ом, расчетные и каталожные данные которого приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Расчетные и каталожные данные ТВЛМ-6

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст}$ - 6 кВ	$U_{НОМ}$ =6 кВ
$I_{РАБ}$ = 144 А	$I_{НОМ}$ = 200 кА
i_y = 9,01 кА	$i_{ДИН}$ = 52 кА
$B_к$ = 6 кА^2-с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ =190,44 кА^2·с

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{3,1}{5^2} = 0,124 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 0,6 - 0,124 - 0,1 = 0,38 \text{ Ом}.$$

Длина цепи измерительных проводов l=6 м, трансформаторы тока соединены в звезду, поэтому $l_{ржч} = l$.

Определим сечение соединительных проводов:

$$q_{расч} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,38} = 0,45 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм^2 .

3.2.2 Выбор трансформаторов напряжения.

На напряжении 10 кВ выбираем трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06-10УЗ, каталожные и расчетные данные приведены в таблице 3.9

Таблица 3.9 - Расчетные и каталожные данные ЗНОЛ.06-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст}$ =10 кВ	$U_{НОМ}$ =10 кВ
$S_{РАСЧ}$ = 49,9 ВА	$S_{НОМ}$ = 75 ВА

Определим нагрузку трансформатора напряжения. Результаты приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Мощ-ть ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Числ. приб	Общая потр. мощность	
							P,Вт	Q,Вт
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Счетчик активной энергии	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	2	1	0	1	20	-
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	1	10	-
Частотометр	Э-372	3	1	1	0	2	6	-
Итого							71	9,7

Вторичная нагрузка:

$$S_{2расч} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{71^2 + 9{,}7^2} = 71{,}7\ ВА.$$

Выбранный трансформатор ЗНОЛ.06-10У3 имеет номинальную мощность 75 ВА в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков. Таким образом, $S_{2РАСЧ}$=71,7 ВА<$S_{2НОМ}$=3·75=225 ВА, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

На напряжении 110 кВ выбираем трансформатор напряжения типа НКФ-110-83У1, расчетные и каталожные данные представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11- Расчетные и каталожные данные НКФ-110-83У1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст}$ =110 кВ	$U_{НОМ}$ =110 кВ
$S_{РАСЧ}$ = 49,9 ВА	$S_{НОМ}$ = 400 ВА

Определим нагрузку трансформаторов напряжения 110 кВ.

Таблица 3.12 - Нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Мощ-ть ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Числ. приб.	Общая потр. мощность	
							Р,Вт	Q,Вт
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	6	-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	2	20	-
Датчик реактивной мощности	Э-377	2	2	1	0	2	4	-
Счетчик активной энергии	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	2	8	19,4
Итого							46	19,4

Вторичная нагрузка:

$$S_{2расч} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{46^2 + 19{,}4^2} = 49{,}9\ ВА < S_{ном} = 400\ ВА.$$

Трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности.

Определим нагрузку трансформаторов напряжения 6 кВ.

Таблица 3.13 - Нагрузка трансформатора напряжения 6 кВ

Прибор	Тип	Мощ-ть ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Чис-ло прибр-ов	Общая потр. мощность	
							P,Вт	Q,Вт
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Счетчик активной энергии	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Итого							24	9,7

Вторичная нагрузка:

$$S_{2расч} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{24^2 + 9{,}7^2} = 25{,}8\,ВА.$$

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6УЗ, паспортные данные представлены в таблице 3.14.

Таблица 3.14- Расчетные и каталожные данные ЗНОЛ.06-6УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст}$ =6 кВ	$U_{НОМ}$ =6 кВ
$S_{РАСЧ}$ = 25,8 ВА	$S_{НОМ}$ = 50 ВА

Выбранный трансформатор имеет номинальную мощность $S_{ном}$=50 ВА в классе точности 0,5.

Трансформаторы соединены в звезду, тогда $S_{ном}$=3, $S_{ном}$=3·50=150 ВА.

$S_{расч}$ =25,8 ВА<$S_{2ном}$=150 ВА

Данный трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

3.3 Выбор разрядников и ограничителей перенапряжения

На напряжении 10 кВ устанавливаем разрядники типа РВРД-10У1: разрядник вентильный, с растягивающейся дугой, на номинальное напряжение 10 кВ, для работы в районах с умеренным климатом, на открытом воздухе.

На напряжении 10 кВ принимаем к установке ограничители перенапряжений типа ОПН-10У1 на номинальное напряжение 10 кВ, для работы в районах с умеренным климатом на открытом воздухе.

3.4 Расчет релейной защиты трансформатора

Основными видами повреждений в трансформаторах являются:

а) замыкания между фазами внутри кожуха трансформатора и на наружных выводах обмоток;

б) замыкания в обмотках между витками одной фазы (так называемые витковые замыкания);

в) замыкания на землю обмоток или наружных выводов.

В качестве защиты от повреждений применяются токовая отсечка, и газовая защиты.

В качестве защиты от сверхтоков при внешних к.з. применяются: защита, реагирующая на ток обратной последовательности; токовая защита нулевой последовательности и максимальная токовая защита с пуском по напряжению.

3.5 Токовая защита нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности реагирует на ток, появляющийся при внешних к.з. и в трансформаторе. Они устанавливаются на повышающих трансформаторах со стороны обмотки высшего напряжения.

Выдержка времени выбирается из условия селективности с защитами присоединений, отходящих от шин станции, со стороны которых установлена рассматриваемая защита.

Расчет защиты.

Ток обратной последовательности, протекающий в трансформаторе при двухфазном к.з. на шинах 110 кВ станции: $I_{2тр}^{(2)} = 50\,А$.

Токи обратной и нулевой последовательности при однофазном к.з. на шинах станции: $I_{2тр}^{(2)} = 311А,\ I_{отр}^{(1)} = 668\,А$.

Токи обратной последовательности, протекающие в трансформаторе и линии при двухфазном к.з. на шинах узла системы: $I_{2Л}^{(2)} = I_{2Л}^{(2)} = 430$ А.

Токи обратной и нулевой последовательности при однофазном к.з. на шинах узла системы: $I_{2Л}^{(1)} = I_{2ТР}^{(1)} = 274$ А; $I_{0Л}^{(1)} = 448$ А; $I_{0ТР}^{(1)} = 310$А.

Первичный ток срабатывания одноступенчатой защиты нулевой последовательности, установленной на стороне 110 кВ:

$$I_{ос.з.тр} = К_{н} \cdot I_{ос.з.л} = 1{,}2 \cdot 120 = 144\,А.$$

где $К_{н}$ - коэффициент надежности согласования;

$I_{0С.З.Л.} = 120$ А - первичный ток срабатывания третьей ступени защиты тока нулевой последовательности линии.

Защита должна надежно действовать при однофазных и двухфазных к.з. на землю в конце линии, отходящей от шин станции.

Коэффициент чувствительности при однофазном к.з, на шинах станции:

$$К_ч = \frac{3 \cdot I_{0ТР.}^{(1)}}{I_{0С.З.ТР}} = \frac{3 \cdot 668}{144} = 13,7 > 1,5.$$

То же при однофазном к.з. в конце линии:

$$К_ч = \frac{3 \cdot I_{0ТР.}^{(1)}}{I_{0С.З.ТР}} = \frac{3 \cdot 310}{144} = 6,45 > 1,2.$$

Значительные $К_ч$ получены вследствие того, что линия 110 кВ небольшой длины.

3.6 Газовая защита

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов. Повреждения трансформаторов, возникающие внутри его кожуха, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов. Будучи легче масла, газы поднимаются в расширитель, который является самой высокой частью трансформатора и имеет сообщение с атмосферой.

Газовой реле устанавливается в трубе, соединяющей кожух трансформатора с расширителем так, чтобы через него проходили газ и поток масла, устремляющиеся в расширитель при повреждениях в трансформаторе.

При незначительных повреждениях образование газа происходит медленно, и он небольшими пузырьками поднимается к расширителю трансформатора - газовое реле срабатывает на сигнал.

Если повреждение трансформатора значительное, то под влиянием давления, создаваемого бурно образующимися газами, реле подает сигнал на отключение трансформатора.

3.7 Особенности эксплуатации вакуумных выключателей

В настоящее время на класс напряжения 6 -10 кВ выпускаются, в основном, вакуумные выключатели (ВВ), широкое применение которых вызвано их умеренной стоимостью и высокими эксплуатационными качествами, прежде всего, - большой коммутационной и механической износостойкостью, высокой надежностью и низкими эксплуатационными затратами.

Сейчас к вакуумным выключателям массового применения предъявляется требование возможности работы без ремонта в течение всего срока службы (25 лет). Цель статьи - ознакомить читателей с вопросами создания и обслуживания таких выключателей.

Конструкции современных ВВ должны исключать необходимость проведения внеочередных, текущих и средних ремонтов и большинства периодических плановых проверок состояния ВВ, характерных для других типов выключателей. Для этих целей больше всего подходят конструкции с электромагнитными приводами. Применение пружинных приводов менее целесообразно из-за сложности их конструкции и меньшей надежности в работе, что подтверждается многолетним опытом их эксплуатации. Они требуют также более квалифицированного и частого обслуживания.

Достоинством пружинных приводов является небольшое потребление тока и способность совершать оперативное включение при ручном взведении пружин, которое может быть использовано для включения вводного выключателя на обесточенной подстанции. Однако конструкции электромагнитных приводов, имеющих возможность работать также от низковольтных (12 - 24 В) источников питания, лишают пружинные приводы этого преимущества.

При создании ВВ нового поколения вопросы их ремонтопригодности отступают на второй план в тех случаях, когда их реализация снижает другие более важные качества выключателей. Так, например, открытая установка вакуумных дугогасительных камер (ВДК), применяемая рядом фирм, удобна для их замены в эксплуатации, однако она не защищает ВДК от механических ударов и воздействия дуги тока КЗ, которые могут привести к их повреждению.

С целью удобства обслуживания приводов, на которые ранее приходился основной объем ремонтных и профилактических работ, они устанавливались на некотором расстоянии от высоковольтных полюсов в сторону зоны обслуживания. При этом разработчики были вынуждены использовать для их соединения не самые простые кинематические схемы, что снижало надежность выключателей.

Непосредственное соединение силового элемента привода с подвижными контактами ВДК через тяговый изолятор снижает ремонтопригодность ВВ, но существенно увеличивает надежность работы. Поэтому при разработке ВВ на первый план выступает вопрос обеспечения их долговременной надежной работы за счет применения простой конструкции привода с эффективной кинематической схемой.

Однако как бы ни была надежна конструкция ВВ, необходимо считаться с возможными случаями отказа их в работе и повреждениями узлов и деталей, в том числе ВДК.

При существующей форме обслуживания оборудования потребители не могут безоговорочно согласиться с недостаточной ремонтопригодностью ВВ. Этого можно достигнуть организацией новой формы обслуживания, при которой производитель в течение длительного гарантийного срока восстанавливает работоспособность ВВ, отказавшего в работе по его вине, а при его истечении выполняет сервисные работы по договоренности с потребителем.

Новая форма обслуживания значительно снижает эксплуатационные затраты, исключает необходимость приобретения запасных частей, специального инструмента и приспособлений, а также подготовки потребителем квалифицированного ремонтного персонала. Выгода производителя заключается в повышении конкурентоспособности своей продукции, что имеет существенное значение в новых экономических условиях.

При всей привлекательности этой формы обслуживания она оправдана только при условии высокой надежности работы ВВ, отсутствия необходимости проведения внеочередных и плановых ремонтов, большого гарантийного срока эксплуатации и своевременного выполнения производителем своих гарантийных обязательств.

Надежность работы, сроки внеочередных и плановых ремонтов определяются конструкцией ВВ, качеством их изготовления, коммутационной и механической износостойкостью.

Коммутационная износостойкость современных ВДК составляет 20-50 тыс. циклов "ВО" номинального тока и 50 -150 циклов "ВО" номинального тока отключения. При таких значениях износостойкости ВДК и соответствующей механической износостойкости ВВ очевидно, что их ресурс не может быть исчерпан в течение 25 лет. Следовательно, в течение этого срока отпадает необходимость во внеочередных ремонтах ВВ, установленных на присоединениях с нормальным числом коммутаций. В цепях с частыми коммутациями должны применяться ВВ специального исполнения, коммутационная износостойкость которых по ГОСТ 18397 должна составлять не менее 120 тыс. циклов "ВО" номинального тока.

Необходимость в периодических плановых ремонтах имеет место у выключателей, технические характеристики которых могут изменяться с течением времени, например, из-за высыхания смазки, загрязнения изоляции, коррозии и износа деталей, раз регулировки узлов и других подобных причин. Для них вопрос ремонтопригодности остается актуальным. Однако конструкции современных ВВ позволяют эксплуатировать их без проведения таких ремонтов. Примером этому является конструкция выключателя ВВ/TEL-10-20/1000 У2 (патент РФ № 202063) производства предприятия "Таврида Электрик", разрез полюса которого представлен на рисунке.

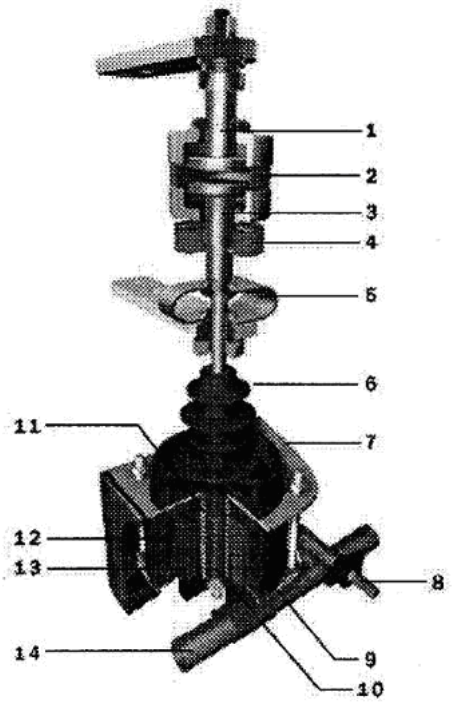


Рисунок 3.1 – Разрез полюса выключателя

В состав полюса входят: ВДК 2 с неподвижным 1 и подвижным 3 контактами и сильфоном 4, гибкий токосъем 5, тяговый изолятор 6 и электромагнитный привод. Он состоит из электромагнита 9, крышки 7, якоря 13, катушки 12, пружин отключения 11 и поджатая 10, тяги 8 устройства ручного отключения и межполюсного вала 14. Корпуса полюсов изготовлены из прозрачного механически прочного и дугостойкого полимерного материала. Отличительной особенностью выключателя BB/TEL является пофазный электромагнитный привод с магнитной защелкой для удержания ВВ во включенном положении после прерывания тока в катушке электромагнита. Для включения и отключения ВВ используется одна и та же катушка 12, создающая при включении магнитный поток, под действием которого якорь движется вверх до упора и остается во включенном положении за счет остаточной индукции электромагнита. Вместе с якорем 13 вдоль одной оси движутся пружина поджатия 10, тяговый изолятор 6 и подвижный контакт 3, После замыкания контактов пружина сжимается на 2 мм, создавая необходимое контактное нажатие.

Отключение происходит путем подачи на катушку 12 напряжения противоположной полярности, которое размагничивает магнитную систему, после чего якорь под действием пружин отключения и поджатия перемещается вниз. Подвижные части ВВ удерживаются в отключенном положении усилием отключающей пружины.

Исключительно простая кинематическая схема, небольшое число деталей, незначительное трение движущихся частей, способных работать без смазки, и замена механической защелки на магнитную обеспечивают ВВ

большую механическую стойкость и надежность в течение всего срока службы без проведения ремонтных работ.

Фактический механический ресурс выключателя BB/TEL определяется ресурсом сильфона 4, который составляет не менее 100 тыс. операций "ВО". Ресурс по коммутационной стойкости BB/TEL составляет 50 тыс. операций "ВО" тока 1000 А, 100 операций "ВО" или 150 операций "О" тока 20 кА.

Выключателям BB/TEL не требуется проводить в эксплуатации проверки и регулировки, характерные для других типов выключателей. К ним относятся: проверки скоростных характеристик, разновременности замыкания и размыкания контактов, хода контактов, состояния изоляции, работоспособности при нижнем и верхнем пределе напряжения питания, регулировка момента срабатывания вспомогательных блок-контактов, проверка и подтяжка резьбовых соединений, проверка и регулировка буферного устройства, различных зазоров, расстояний и положений защелок, обеспечивающих работоспособность выключателей, и др.

Основанием для отказа от выполнения этих работ служит следующее.

При небольшом трении и ходе контактов (6 мм) их скорость определяется только параметрами катушки электромагнита и пружин отключения и поджатия, которые стабильны в течение всего срока службы. Учитывая также большое быстродействие выключателя BB/TEL (собственные времена включения и отключения не более 50 и 10 мс соответственно), создающего большой запас между фактическими и предельными значениями скоростей включения и отключения, а также разновременности замыкания и размыкания контактов, контролировать эти характеристики не требуется.

Ход и величина поджатия контактов устанавливаются на заводе так, что в эксплуатации они могут изменяться только за счет износа контактов, который после совершения 50 тыс. операций отключения номинального тока не превышает 1 мм, что соответствует норме.

Момент срабатывания блок-контакта в цепи управления включением имеет большое значение для работы большинства выключателей. Так, при преждевременном его размыкании выключатель может не включиться, а при установке позднего момента размыкания может произойти отказ в его срабатывании с повреждением катушки электромагнита и контактов реле вторичных цепей. В выключателях BB/TEL этот блок-контакт участвует в управлении только в первый момент (необходимо его замкнутое состояние), так как дальнейший процесс происходит под действием блока управления (БУ), который формирует управляющий импульс длительностью 60 - 80 мс при времени включения не более 50 мс. Это позволяет в заводских условиях устанавливать момент размыкания блок-контакта оптимальным для надежного срабатывания, которое не требуется контролировать в эксплуатации.

Для включения используется энергия предварительно заряженных малогабаритных конденсаторов, которые устанавливаются в БУ. Применение

стабилизаторов напряжения в схеме зарядки конденсаторов обеспечивает работоспособность ВВ при больших колебаниях напряжения внешней сети. Так, при напряжении сети переменного тока 220 В нижний предел допустимого напряжения составляет 80 В, а верхний - 300 В. Таким образом, эти источники энергии гарантируют работу ВВ в значительно большем диапазоне напряжения питания, чем это требуется по ГОСТ 687-78.

Указанная схема питания ВВ имеет ряд преимуществ перед обычными схемами. Одно из них состоит в независимости включающей способности ВВ от значительного снижения напряжения питания во время включения ВВ на близкое КЗ. Это имеет важное значение для эксплуатации, так как снимает вопрос, характерный для других типов выключателей, о необходимости применения индуктивных накопителей энергии в схеме питания выпрямленным током. Другое состоит в том, что для зарядки конденсаторов требуется небольшой ток, а при потере оперативного напряжения включение ВВ можно произвести с помощью стандартных элементов питания, подключив их к низковольтному входу БУ (12 - 24 В). В этой части выключатели ВВ/TEL не уступают выключателям с пружинными приводами.

Выключатели ВВ/TEL не имеет буферных устройств. Необходимость в них отсутствует из-за небольшой массы подвижных частей в каждом полюсе и низких значений скоростей при коммутациях. В выключателе отсутствуют защелки и узлы, которые требовалось бы контролировать и регулировать в них какие-либо зазоры или расстояния. Большой ресурс по механической стойкости исключает необходимость проверки и подтяжки резьбовых соединений.

Изоляция выключателя обладает высокой электрической прочностью, которая определяется свойствами полимерного материала и повышенной длиной пути утечки. Она выдерживает в сухом состоянии относительно земли испытательное напряжение не менее 55 кВ и не менее 38 кВ в условиях выпадения росы. Учитывая также незначительную загрязняемость полимерной изоляции, она не требует проведения профилактических работ в эксплуатации.

Как видно из конструкции и перечисленных качеств выключателя ВВ/TEL им не требуются внеочередные и плановые ремонты. Поэтому предприятие гарантирует эксплуатацию выключателей ВВ/TEL в течение 25 лет без проведения ремонтных работ, а их техническое состояние рекомендует проверять 1 раз в 5 лет только путем измерения электрической прочности ВДК и электрического сопротивления токоведущей цепи. Для выполнения этих измерений разборка выключателя не требуется.

Вопросы гарантийного обслуживания ВВ каждая фирма решает по-своему, но общей тенденцией является увеличение гарантийного срока эксплуатации до 3 - 5 лет.

Предприятие "Таврида Электрик" не только увеличило с 01.01.02 гарантийный срок эксплуатации выключателей ВВ/TEL с 2 до 7 лет, но и с момента своего образования стало организовывать в регионах центры

гарантийного обслуживания (ЦГО) для оказания потребителям всесторонней помощи во внедрении и эксплуатации своей продукции. Без организации подобных ЦГО невозможно реально осуществлять гарантийное обслуживание ВВ и своевременно оказывать потребителям помощь в восстановлении поврежденных или отказавших в работе ВВ.

ЦГО собирают сведения об опыте эксплуатации оборудования и осуществляют обратную связь между изготовителем и потребителями для учета их интересов в разработке новых и усовершенствовании конструкции эксплуатируемых изделий. Они своевременно оказывают помощь потребителям своего региона при любом нарушении нормальной работы выключателей ВВ/TEL, в том числе по причинам, не зависящим от качества выключателей. Финансовые вопросы решаются между сторонами после восстановительных работ и анализа причин отказа или повреждения ВВ. В спорных случаях расходы по восстановлению ВВ предприятие берет на себя.

При такой форме обслуживания вопрос ремонтопригодности ВВ для потребителей не является приоритетным, а предприятию это позволило сделать конструкцию выключателя ВВ/TEL максимально простой и надежной, что подтверждается положительным опытом эксплуатации более 35 тыс. этих выключателей. Затраты на отдельные восстановительные работы столь незначительны, что в этом случае уместно говорить не о затратах, а об общей экономической и технической выгоде потребителя и производителя.

Выводы

1 Конструкции современных вакуумных выключателей массового применения должны обеспечивать их эксплуатацию без проведения ремонта в течение всего срока службы (25 лет).

2. Обязательства заводов-изготовителей по гарантийному обслуживанию вакуумных выключателей должны быть длительными (не менее 5 лет) и реально осуществимыми.

3. Коммутации индуктивных нагрузок вакуумными выключателями

Широкое применение вакуумных выключателей в качестве коммутирующих устройств в сетях 6-35 кВ возможно благодаря ряду их существенных преимуществ по сравнению с другими выключателями.

Вакуумные выключатели обладают высокими надежностью и ресурсом, просты в обслуживании, взрыво- и пожаробезопасны, бесшумны, стойки к ударным и вибронагрузкам.

Наряду с перечисленными выше достоинствами вакуумные выключатели обладают способностью срезать отключаемые токи до их естественного перехода через нулевое значение. Это свойство выключателя, а также способность отключения высокочастотных токов, могут приводить к возникновению в процессе коммутации перенапряжений, представляющих опасность для изоляции электрооборудования.

Опасные воздействия, сопровождающие процесс отключения.

Для выбора параметров защитных устройств и места их установки необходимо четкое представление о характере опасных воздействий,

сопровождающих процесс отключения малых индуктивных токов вакуумным выключателем.

Источником опасных воздействий, сопровождающих процесс отключения, является срез тока в вакуумной камере до его естественного перехода через нулевое значение. При этом магнитная энергия, запасенная в индуктивности нагрузки, колебательным образом переходит в собственную емкость нагрузки и кабеля присоединения. Кратность возникающих, перенапряжений зависит от соотношения индуктивности и емкости отключаемого присоединения. У двигателей 6-10 кВ индуктивность имеет относительно небольшое значение (менее 100 мГн), запасенная в ней энергия в момент среза тока невелика и выделение ее в емкость присоединения не приводит к опасным перенапряжениям. Амплитуда переходной составляющей напряжения определяется в основном разностью между напряжением на двигателе до отключения и величиной смещения нейтрали, вызванного отключением, и практически не зависит от тока среза.

После среза тока промышленной частоты напряжение в отключаемой фазе на стороне секции шин остается практически неизменным за счет большого числа присоединений и примерно равным амплитудному значению фазного рабочего напряжения. Напряжение на полюсе отключаемой фазы выключателя со стороны присоединения изменяется в соответствии с переходным процессом, вызванным перезарядом емкости присоединения и рассеянием индуктивной энергии двигателя. Разность потенциалов на контактах выключателя носит название переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН). Если ПВН в некоторый момент времени превышает значение электрической прочности промежутка между расходящимися контактами выключателя, то происходит повторное зажигание дуги. При этом в кабеле отключаемого присоединения возбуждается волна напряжения, перезаряжающая его до потенциала, под которым находится секция шин. Амплитуда этой волны определяется разностью между напряжением сети и напряжением на двигателе до ПЗ. Приходя на двигатель эта волна испытывает отражение, близкое по характеру к отражению от холостого конца кабеля, что приводит к удвоению амплитуды волны на зажимах двигателя. Это объясняется тем, что постоянная времени контура "волновое сопротивление кабеля - индуктивность двигателя" составляет доли секунды и индуктивность практически не участвует в волновом процессе. Наличие собственной емкости двигателя приводит к затягиванию фронта набегающей волны за счет перезарядки емкости через волновое сопротивление кабеля. Постоянная времени перезарядки для кабелей и двигателей не превышает 1 мкс. Перепад напряжения на двигателе за столь короткое время, равный удвоенному значению волны напряжения, представляет опасность для продольной (межвитковой) изоляции двигателя и требует рассмотрения при выборе защитных устройств.

Частота высокочастотных колебаний, вызванных пробегами волн в кабеле после ПЗ, определяется длиной кабеля, и при длинах, меньших 1 км,

превышает 50 кГц. Отличительной особенностью вакуумного выключателя является его способность к отключению высокочастотного тока этих колебаний при переходе его через нулевое значение. После такого отключения возобновляется процесс восстановления напряжения на контактах выключателя, однако уже при иных начальных условиях. Напряжение на емкости двигателя и ток в его индуктивности в момент отключения больше, чем при первом отключении. Это приводит к тому, что максимум в кривой ПВН становится больше; возможно новое зажигание дуги. Возрастание максимума кривой ПВН объясняет тот факт, что уровень перенапряжений при ПЗ на присоединениях с двигательной нагрузкой значительно выше, чем при одиночном срезе тока промышленной частоты, и тем больше, чем больше число ПЗ. Так, например, для двигателя, мощностью 630 кВт, при длине кабеля 80 м, кратность перенапряжений при одиночном срезе тока 5 А по расчетам составляет 1.77, а при возникновении повторных зажиганий достигает 7-кратной величины.

Проведенный выше анализ раскрывает механизм возникновения опасных воздействий при отключении двигателей и показывает опасность перенапряжений для двигательной нагрузки.

3.71. Выбор защитных устройств для присоединений с двигательной нагрузкой.

Существует два вида защитных устройств, предназначенных для защиты от перенапряжений, вызванных отключением малого индуктивного тока вакуумным выключателем: защитная RC-цепочка и нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН). Далее рассмотрено их влияние на процесс отключения с учетом возможности их установки как на зажимах нагрузки, так и на выключателе со стороны отключаемого присоединения.

Выбор защитного устройства должен проводиться исходя из ограничения воздействий как на главную, так и на продольную изоляцию двигателя. ОПН представляет собой активное сопротивление, вольт-амперная характеристика которого имеет ярко выраженный нелинейный характер. До тех пор, пока напряжение в переходном процессе не достигает остающегося напряжения ОПН, он не влияет на переходный процесс и на его начальные условия, то есть установка ОПН не снижает вероятности возникновения ПЗ.

Рассмотрим вариант установки ОПН на выключателе со стороны присоединения. Возникшие повторные зажигания развиваются до тех пор, пока электрическая прочность промежутка между расходящимися контактами выключателя не достигнет разности между остающимся напряжением ОПН и потенциалом сети, после чего повторные зажигания прекращаются. При этом напряжение на двигателе, отделенном от ОПН кабелем, не может существенно превысить остающееся на ОПН напряжение, чем обеспечивается защита главной изоляции. Однако продольная изоляция

двигателя остается при этом незащищенной. Объясняется это следующим образом.

Поскольку срез тока и сопровождающие его ПЗ происходят вблизи нуля тока промышленной частоты, а заторможенный двигатель представляет собой чисто индуктивную нагрузку, то напряжение сети во время рассматриваемого процесса близко к амплитудному значению рабочего напряжения 5 кВ. В отключаемой фазе присоединения при этом развивается переходной процесс, в котором напряжение на выключателе не может превысить (12-14) кВ в соответствии с типом ОПН. Поскольку ОПН не влияет на переходной процесс пока напряжение на выключателе не превышает значения остающегося напряжения, то последнее повторное зажигание происходит при потенциале на ОПН -13 кВ. Возникшая при этом волна напряжения, перезаряжающая кабель до потенциала сети, имеет амплитуду 18 кВ, которая, приходя на двигатель, удваивается до значения 36 кВ. Перепад напряжения на двигателе, величиной 30 кВ, происходит за время, меньшее 1 мкс, что соответствует постоянной времени перезарядки емкости двигателя через волновое сопротивление кабеля.

Отметим, что если в процессе отключения возникли повторные зажигания, что определяется, в основном, углом отключения, то перенапряжения неизбежно достигнут указанного выше уровня. Это справедливо для всех двигателей независимо от их мощности. Таким образом, установку ОПН на зажимах выключателя следует признать недостаточной по условиям защиты продольной изоляции электродвигателей.При установке ОПН на зажимах двигателя продольная

изоляция оказывается в более мягких условиях, но все же уровень воздействий остается опасным. Перепад напряжения составляет 27 кВ, а длительность его не превышает 1 мкс.

Установка ОПН параллельно контактам выключателя приводит к более эффективному ограничению перенапряжений. Это обусловлено тем, что при повторных зажигании дуги в вакуумном выключателе ОПН ограничивает разность потенциалов между источником и присоединением. Как следствие значительно снижается свободная составляющая переходного процесса и уровень перенапряжений в целом. Таким образом из трех рассмотренных способов подключения ОПН, приоритетным является - ОПН параллельно контактам.

На основании проведения большого количества расчетов можно предложить упрощенные рекомендации по защите двигательной и трансформаторной нагрузки. Они сведены в таблицу 1.

3.1 Таблица – Защита двигательной и трансформаторной нагрузки

Двигатель			
Длина кабеля	до 50 м	Свыше 50 м	
Тип установки	Фаза – земля	Параллельно контактам	Фаза – земля
Тип ОПН	ОПН-РТ-TEL6/6,9 или 10/10,5	ОПН-КР-TEL6/6,0 или 10/10,5	ОПН-РТ-TEL6/6,9 или 10/10,5
Место	Рядом с двигателем	В ячейке	Рядом с двигателем

3.7.2 Вакуумная коммутационная техника на рубеже столетий.

В последние годы мировая практика электроаппаратостроения ориентируется на направление, связанное с применением новых нетрадиционных видов изоляции. В частности, в области создания коммутационных аппаратов для электрических сетей напряжением 6-35 кВ в настоящее время стали доминирующими вакуумные выключатели. Так, доля вакуумных выключателей в общем количестве выпускаемых аппаратов в странах Европы и США достигает 70%, в Японии 100%. В России в последние годы эта доля имеет постоянную тенденцию к росту и составляет более 50%. Вакуум как дугогасительная и изолирующая среда благодаря своим замечательным свойствам позволяет создавать коммутационные аппараты в простейшем с конструктивной точки зрения виде. Резюмируя целый ряд преимуществ вакуумных выключателей перед традиционно применяемыми в средних классах напряжения масляными и электромагнитными выключателями, можно выделить основные:

- высокая надежность;
- низкие затраты на обслуживание.

Применение вакуумной техники особенно оправданно для работы с частыми коммутациями рабочих токов, например для коммутации реакторов, конденсаторных устройств компенсации реактивной мощности промышленных дуговых печей, где присутствуют не только частые коммутации, но и довольно большой коммутируемый ток, для пусков и переключений электродвигателей мощностью от десятков до тысяч киловатт. Многие повреждения, особенно в воздушных сетях, являются по природе временными. Например, межфазное дуговое замыкание, вызванное ударом молнии или схлестыванием проводов из-за сильного ветра. В таких обстоятельствах целесообразным видится быстрое отключение аварийного участка для прекращения дугового разряда с последующим восстановлением питания аварийного участка, на котором причина возникновения замыкания к этому моменту, как правило, исчезает. Вся операция занимает доли секунды. Аппараты, предназначенные для таких целей, называют реклоузерами. Большинство современных промышленных реклоузеров являются вакуумными, поскольку они лучшевсего соответствуют предъявленным требованиям к массогабаритным показателям, быстродействию и минимизации энергопотребления при выполнении операций.

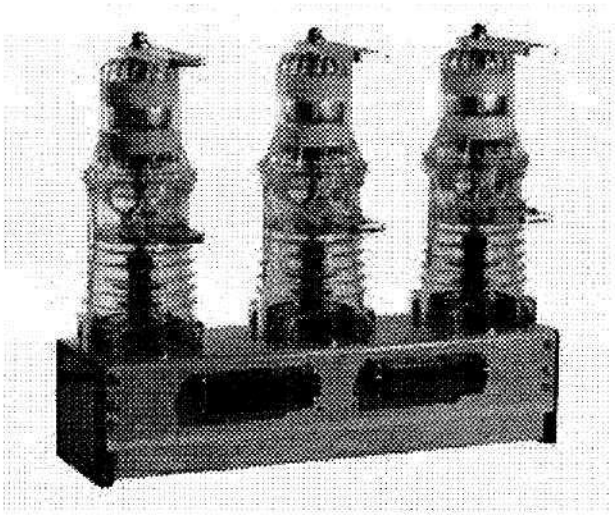


Рисунок 3.2 - Предельные параметры вакуумных выключателей

Предельные параметры вакуумных выключателей, достигнутые в серийном производстве, составляют по номинальному току 4000 А, по току отключения - 100 кА при 7,2 кВ и 31,5 кА при 35 кВ. Таким образом, в последние годы усилия разработчиков направлены не на повышение основных параметров аппаратов, а на создание более экономичных конструкций и повышение их надежности. По первому направлению работа идет, в основном, по пути совершенствования конструкции и технологии изготовления вакуумных дугогасительных камер, стоимость которых является определяющим фактором стоимости вакуумного выключателя в целом. В области создания приводов традиционного типа (пружинно-моторные, пружинно-рычажные) возможности с точки зрения снижения производственных затрат практически исчерпаны. Второе направление - повышение надежности вакуумных выключателей - в основном связано с повышением надежности их приводов, так как надежность камер при современной технологии производства практически безупречна. Однако при сохранении традиционного подхода к проектированию выключателя маловероятно ожидать существенного повышения надежности аппарата и снижения производственных издержек.

Принципиально отличным изделием на рынке вакуумных выключателей явился аппарат, разработанный специалистами предприятия "Таврида Электрик". В отличие от "классического" вакуумного выключателя с приводом, использующим механизм свободного расцепления, в основе построения привода выключателя ВВ/TEL-10 заложен принцип соосности электромагнитов каждой из фаз и соответствующей вакуумной камеры. В качестве механизма, удерживающего контакты выключателя в замкнутом состоянии, использован и впервые реализован применительно к высоковольтному коммутационному аппарату известный принцип "магнитной защелки". Оптимизация привода по критерию минимума потребляемой мощности в сочетании с конденсаторным принципом

управления и малогабаритной вакуумной камерой позволило в конечном итоге создать аппарат, рекордный по своим массогабаритным показателям, коммутационному и механическому ресурсу и не требующий обслуживания в течение всего расчетного срока эксплуатации. Подтверждением правильности выбранного пути могут служить многочисленные положительные отзывы эксплуатирующих организаций. Статистика такова - на начало 2000 года введено в эксплуатацию порядка 15000 аппаратов, в том числе и в ряде зарубежных стран. Разработаны проекты по адаптации выключателя и реконструкции порядка 60 различной конфигурации ячеек КРУ(Н) как бывшего союзного производства, так и производства России, Польши, Чехословакии, ГДР, Великобритании и т. д. Подход к конструированию выключателей с "магнитной защелкой" вслед за фирмой "Таврида Электрик" стали применять (сначала в конструкциях реклоузеров) фирмы "Joslin", "Cooper", "Whipp & Burn". Наконец в 1997 г. фирма "ABB" представила силовой выключатель, основанный на этом подходе. Можно утверждать, что благодаря указанным преимуществам вакуумные выключатели с "магнитной защелкой" становятся доминирующим видом коммутационных аппаратов в среднем классе напряжения.

Очевидно, что с появлением современного коммутационного оборудования наметились новые тенденции в КРУ-строении. На наш взгляд, наиболее важной задачей на сегодняшний день представляется разработка и внедрение в серийное производство полного спектра комплектных распределительных устройств как внутренней, так и наружной установки, продолжающих концепцию выключателя, т. е. не требующих обслуживания в течение всего срока службы и максимально эффективно использующих указанные преимущества выключателя с "магнитной защелкой". Так, для распределительных сетей 10 кВ специалистами "Таврида Электрик" разработан реклоузер на номинальный ток 400 А и ток отключения 12,5 кА, который предназначен для секционирования и защиты воздушных линий электропередачи (ВЛ) в аварийных режимах, осуществления АВР и АПВ. Выключатель ВВ/TEL может выполнять цикл О-0,1с-ВО-1с-ВО-1с-ВО. Реклоузер работает в автономном режиме - источником питания выключателя, устройств защиты и автоматики служит аккумуляторная батарея (АБ) 12 В необслуживаемого типа производства фирмы "Hawcker Energi" емкостью 25 А*ч и сроком службы 15 лет. Для подзаряда АБ используются трансформаторы напряжения, подключаемые к ВЛ с двух или одной стороны в зависимости от схемы питания.

Реклоузер состоит из высоковольтного модуля (ВМ) и шкафа управления. Корпус ВМ выполнен из алюминиевого сплава со степенью защиты IP65. Он имеет приспособление для крепления его на деревянных и бетонных опорах. В нем, кроме вакуумного выключателя, установлены трансформаторы напряжения, датчики тока (катушки Роговского) и емкостные датчики напряжения. При необходимости на крышке ВМ устанавливаются ограничители перенапряжений. В нижней части ВМ

имеется рычаг ручного отключения, приводимый в действие посредством специальной штанги. Подсоединение к проводам В Л осуществляется при помощи изолированных проводов типа SAX фирмы "NOKIA".

Шкаф управления (ШУ) устанавливается на столбе под высоковольтным модулем. В нем размещаются: источник бесперебойного питания (ИБП) с аккумуляторной батареей, блок управления выключателем, микропроцессорное устройство защиты и автоматики, интерфейс RS485 для подключения средств теле-радио коммуникаций. Управление выключателем может осуществляться от местного пульта управления в ШУ, дистанционного пульта при помощи инфракрасных лучей или с помощью средств телемеханики .Микропроцессорное устройство выполняет функции направленной токовой защиты, защиты от замыканий на землю, ЗМН, АЧР, АВР с указанием стороны источника питания и нагрузки, АПВ (одно-трехкратное).

Направленная токовая защита содержит 10 времятоковых кривых (ВТК) по 5 для каждого направления мощности. Каждая ВТК состоит из 4 ступеней, одна из которых может быть с зависимой характеристикой выдержки времени. Имеется возможность ускорения действия защит при включении.

Микропроцессорное устройство выполняет функции направленной токовой защиты, защиты от замыканий на землю.

4 Безопасность жизнедеятельности

Дипломный проект посвящен проектированию инерционной ГЭС в районе г. Талгара для питания сельскохозяйственных потребителей

Современная гидроэнергетика по сравнению с другими традиционными видами электроэнергетики является наиболее экономичным и экологически безопасным способом получения электроэнергии. Малая гидроэнергетика идет в этом направлении еще дальше. Небольшие электростанции позволяют сохранять природный ландшафт, окружающую среду не только на этапе эксплуатации, но и в процессе строительства. При последующей эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она полностью сохраняет первоначальные природные свойства. В реках сохраняется рыба, вода может использоваться для водоснабжения населения.

При проектировании инерционной электростанции важное значение приобретают вопросы безопасной эксплуатации и защите обслуживающего персонала от таких вредных факторов, как, например, шум.

В разделе БЖД рассматриваются следующие темы:

- расчет искусственного освещения в машинном зале.
- акустический расчет уровня шума в турбинном цехе.

4.1 Анализ условий труда

4.1.1 Расположение производственных помещений на территории электростанции.

Проектирование промышленных предприятий должны соответствовать санитарным нормам, обеспечивающим нормальные условия труда на данном предприятии. В санитарных нормах указаны требования к выбору площадки для строительства предприятия, к производственным и вспомогательным помещениям, а также к другим сооружениям, к отоплению, вентиляции, водоснабжению и канализации, к освещению. Указаны предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе и в воздухе рабочей зоны, метеорологические условия в рабочей зоне производственных помещений, предельно допустимые концентрации вредных веществ в воде водоемов для санитарно-бытового водоиспользования, допустимые уровни шумов и вибрации, нормы допустимых ионизирующих и электромагнитных излучений и других вредных факторов.

Согласно требованиям СН 245-71 промышленные предприятия, в том числе тепловые электростанции (ТЭС) (за исключением атомных), размещают на территории населенных пунктов в специально выделенных промышленных районах или за чертой населенных пунктов на достаточном расстоянии от них (в зависимости от выброса вредных веществ).

Между предприятием и жилым районом создается санитарно-защитная зона, ширина которой зависит от количества вредных веществ, выбрасывае-

мых предприятием в воздушный бассейн. Санитарными нормами СН 245-71 устанавливается пять классов предприятий в зависимости от характера производства и выброса в атмосферу вредных веществ.

Согласно требованиям Строительных норм и правил СНиП П-58-75 («Электростанции тепловые») санитарно-защитную зону устанавливают в соответствии с Указаниями по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Она может быть от 25 до 1000 м в зависимости от содержания в выбросах в атмосферу вредных веществ. Например, при зольности твердого топлива до 10%, а также для котельных, работающих на мазуте, при расходе топлива до 3 т/ч санитарно-защитная зона устанавливается равной 25 м, а при расходе топлива более 200 т/ч - 500м. При болыней зольности санитарно - защитная зона, соответственно увеличивается до 75 - 1000 м. Для электростанций и котельных, работающих на газе, устанавливается единая санитарно - защитная зона, равная 15 м, независимо от количества сжигаемого газа. В санитарно-защитной зоне допус-кается расположение пожарных депо, гаражей, складов и других сооружений; рекомендуется озеленение.

На территории предприятия, в свою очередь, между отдельными зданиями и сооружениями имеются санитарные разрывы, обеспечивающие незатенение оконных проемов. Шумящие и пылящие объекты располагают, учитывая господствующее направление ветров. Разрывы между зданиями используют для дорог и зеленых насаждений. Расстояния от открытых распределительных устройств с воздушными выключателями устанавливаются в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ). Нр' Территория предприятия должна быть ровной, хорошо освещенной, иметь проходы и проезды достаточной ширины, с твердым покрытием. Ир* В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ) к началу эксплуатации электростанции и подстанции должны быть закончены следующие работы: планировка и ограждения соответствующей части территории; устройства для организованного отвода ливневых вод от зданий, сооружений и с территории; железнодорожные пути; автомобильные дороги; пожарные проезды и подъезды; сети водопровода, канализации и теплофикации с их сооружениями; сети наружного освещения, связи и сигнализации; глубинные и осадочные реперы; на электростанциях должны быть также выполнены контрольные скважины (пьезометры) для наблюдения за режимом грунтовых вод.

Скрытые под землей коммуникации водопровода, канализации, теплофикации, а также газопроводы, воздухопроводы и подземные кабели должны иметь на поверхности земли соответствующие указатели.

За состоянием строительных конструкций производственных зданий и сооружений необходимо вести систематическое наблюдение, особенно за подвижными опорами, температурными швами, сварными, клепаными и болтовыми соединениями, стыками и закладными частями сборных

железобетонных конструкций, за состоянием арматуры и бетона, за конструкциями и участками, подверженными динамическим и термическим нагрузкам и воздействиям.

4.1.2 Санитарные нормы для производственных и вспомогательных помещений.

Выбор типа производственного помещения определяется технологическим процессом, возможностью борьбы с шумом, вибрациями и загрязнением воздуха. Наличие больших оконных проемов и фонарей должно обеспечивать хорошую естественную освещенность. В помещении обязательно устройство вентиляции.

Объем и площадь производственного помещения, которые должны приходиться на каждого работающего по санитарным нормам, должны быть не менее 15 м и 4,5 м" соответственно. Высота производственных помещений не должна быть менее 3,2 м. Стены и потолки необходимо сооружать из малотеплопроводных материалов, не задерживающих осаждение пыли. Полы должны быть теплыми, эластичными, ровными и нескользкими. Если работы связаны с применением ядовитых веществ (например, цианистые соли, ртуть, свинец), то к внутренней отделке предъявляются специальные требования.

К вспомогательным помещениям электростанций и подстанций относятся административно-конторские и санитарно-бытовые помещения, помещения общественных организаций, здравпункты, пункты питания. Вспомогательные помещения, как правило, следует размещать в пристройках к производственным зданиям или в отдельно стоящих зданиях. В некоторых случаях вспомогательные помещения допускается размещать внутри производственных зданий, если этому не препятствует характер, производственных процессов, санитарно-гигиенические требования и принятые конструктивные решения.

При устройстве бытовых помещений (гардеробные, души, уборные и т.п.) в отдельных зданиях они должны соединяться с производственными зданиями отапливаемыми переходами.

Высота этажей вспомогательных помещений должна быть 3,3 м. Высоту бытовых и административно-конторских помещений, расположенных в производственных зданиях (например, на антресолях), допускается принимать не менее 2,5м от пола до потолка и не менее 2,2м от пола до низа выступающих конструкций.

4.2 Классификация производства по степени опасности поражения электрическим током, защита от шума и вибраций

Электрический ток поражает человека внезапно. Прохождение тока через тело человека вызывает электрические травмы различного характера: электрический удар, ожоги, электрические знаки-метки.

Электрическим ударом называется поражение током, при котором возникает шок, т.е. своеобразная тяжелая реакция организма на сильный раздражитель - электрический ток. В тяжелом случае шок сопровождается расстройством кровообращения и дыхания.

Ожоги возникают при воздействии тока значительной величины (около 1А и более) или от электрической дуги. При приближении к токоведущим частям напряжением выше 1000 В на недопустимо малое расстояние между токоведущей частью и телом человека появляется искровой разряд и затем электрическая дуга, которая причиняет тяжелый ожог. При случайном контакте с токоведущей частью напряжением до 1000 В проходящий через тело человека ток нагревает ткани до 60-70 С. Это вызывает свертывание белка.

Электрические знаки (метки) - это омертвление кожи в виде мозоли желтого цвета с серой каймой вместе входа и выхода тока. Если поражение проникло глубоко, то ткани тела постепенно отмирают.

Шум оказывает вредное влияние на центральную нервную систему человека, вызывая истощение клеток коры головного мозга. Особенно вреден длительный шум болыпой силы и высокой (более 800 Гц) частоты. Шум нарушает работу сердечно-сосудистой системы, некоторых внутренних органов (например, желудка), способствует возникновению гипертонической болезни. Возникает быстрое утомление, понижение внимание, бессонница. Шум утомляет орган слуха и ослабляет слуховую способность.

Колебание при низких частотах (3-100 Гц) с болыпими амплитудами (0,5-0,003 мм) человек воспринимает как вибрации или сотрясение. Вибрации оборудовании, передаваемые через конструкции и пол, вызывают общую вибрацию тела человека. Особенно вредны колебания с частотой 6-9 Гц, близкой к частоте собственных колебаний тела, головы, брюшной полости.

Резонанс усиливает воздействие: увеличиваются колебания внутренних органов, которые могут расширяться или, наоборот, сужаться, что весьма вредно. Чем больше амплитуда, тем болыпе энергии колебательных движении и тем сильнее на них реакция человека. Вибрация, которую сопровождает возвратно - ударная отдача, например при работе с пневматическим инструментом особо вредна.

Чем выше частота, тем меныне допустимые амплитуды и скорость колебаний. Это можно увидеть в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Предельно допустимые параметры вибраций на рабочем месте, воздействующих 4 ч и более

Частота колебаний, Гц	Амплитуда наиболь-ших перемещений при колебаниях, мм	Скорость колебатель-ных движений, мм/с
2	1,28	11,2
Частота колебаний, Гц	Амплитуда наиболь-ших перемещений при колебаниях, мм	Скорость колебатель-ных движений, мм/с
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

При длительности воздействия менее 4 ч допустимые параметры вибрации следует увеличить в 1,4 раза, менее 2 ч - в 2 раза, менее 1 ч - в 3 раза.

4.3 Расчет искусственного освещения в машинном зале

Исходные данные:
Помещение: Машинный зал;
Габариты: 20х40х6;
Количество светильников: 15;
Тип светильника: ДРЛ-250;
Разряд зрительной работы: У,а;
Коэффициенты отражения: $\rho_{пот}$ = 70, $\rho_{ст}$= 50, $\rho_{пон}$ = 30.
Разряд зрительной работы V(а) поэтому нормируемая освещенность по таблице 4.2 - 200 лк [6].

Точечным методом проверим соответствие данного количества и типа светильников нормируемой величине. Схема расположения светильников в производственном помещении изображена на рисунке 4.1.

Определим расчетную высоту подвеса по формуле

$$h = H - (h_{раб} + h_{свеса}), \qquad (4.1)$$

где $h_{раб}$ - высота рабочей поверхности над телом, м;
$h_{свеса}$ - расстояние от светильника до перекрытия, м. Н= 6м,
$h_{свеса}$= 1м,
$h_{раб}$= 0,5м

Расстояние между светильниками определяем из выражения:

$$h = 6 - (0{,}5 + 1{,}0) = 4{,}5 м.$$

$$Z = \lambda \cdot h, \qquad (4.2)$$

где λ =1.2-1.4 [2].

Отсюда

$$Z = 4{,}5 \cdot 1{,}4 = 6{,}3 \text{ м.}$$

но так как помещение очень длинное возьмем 2=8м.

Намечаем контрольную точку А. Для нее определяем суммарную условную освещенность всех светильников по следующим образом:

Находим проекцию расстояния на потолок от точки А до светильника-ci.

Далее определяем угол между потолком и прямой c_i. По этому углу находим условную освещенность.

$$d_1 = 8 \cdot m,$$

$$\alpha_1 = a\tan\cdot\left(\frac{d_1}{h}\right) = a\tan\left(\frac{8}{4{,}5}\right) = 60^o,$$

$$e_1 = \frac{I_\alpha \cdot (\cos(\alpha_1))^3}{h^2} = \frac{143 \cdot (\cos(60))^3}{4{,}5^2} = 0{,}83\,lk.$$

$$d_2 = 16m,$$

$$\alpha_2 = a\tan\cdot\left(\frac{d_2}{h}\right) = a\tan\left(\frac{16}{4{,}5}\right) = 75^o,$$

$$e_2 = \frac{I_\alpha \cdot (\cos(\alpha_2))^3}{h^2} = \frac{80 \cdot (\cos(75))^3}{4{,}5^2} = 0{,}07\,lk.$$

$$d_3 = \sqrt{7^2 + 8^2} = 10{,}63m,$$

$$\alpha_3 = a\tan\cdot\left(\frac{10{,}63}{4{,}5}\right) = 65^o,$$

$$e_3 = \frac{I_\alpha \cdot (\cos(\alpha_3))^3}{h^2} = \frac{101 \cdot (\cos(65))^3}{4{,}5^2} = 0{,}38\,\text{lk}.$$

$$d_4 = \sqrt{16^2 + 7^2} = 17{,}46\text{m},$$

$$\alpha_3 = a\tan\cdot\left(\frac{17{,}46}{4{,}5}\right) = 75^o,$$

$$e_3 = \frac{I_\alpha \cdot (\cos(\alpha_3))^3}{h^2} = \frac{80 \cdot (\cos(75))^3}{4{,}5^2} = 0{,}07\,\text{lk}.$$

Затем определим суммарную условную освещенность в контрольной точке А.

$$\sum e = 4 \cdot 0{,}83 + 4 \cdot 0{,}38 + 2 \cdot 0{,}07 = 5{,}26\,\text{лк}.$$

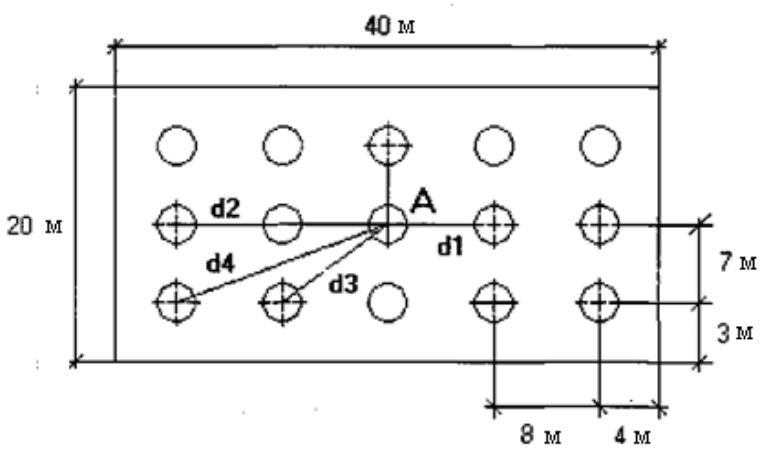


Рисунок 4.1 - Размещение данного кол-ва светильников в помещении

Определим световой поток по формуле:

$$F = \frac{1000 \cdot E_n \cdot k_3}{\mu \cdot \sum e}, \qquad (4.3)$$

где E_n - заданное номинальное освещение, лк;

k_3 - коэффициент запаса;

μ - коэффициент, учитывающий дополнительную освещенность за счет отражения;

$\sum e$ - суммарная освещенность, создаваемая всеми источниками, лк.

$$F = \frac{1000 \cdot E_n \cdot k_3}{\mu \cdot \sum e} = \frac{1000 \cdot 200 \cdot 1{,}5}{1{,}1 \cdot 5{,}26} = 51850 \text{ Лм.}$$

μ=1.1 - для ламп накаливания (коэффициент, учитывающий действие «удаленных» светильников)

$k_З$=5 - (тип помещения - турбинный цех).

Для светильника ДРЛ-250 F=13000 лм, поэтому этот тип светильника не подходит.

Рассчитаем освещение помещения по методу коэффициента использования.

Определим расчетную высоту подвеса по формуле:

$$h = H - (h_{раб} + h_{свеса}), \qquad (4.4)$$

где $h_{раб}$ - высота рабочей поверхности над телом, м;

$h_{свеса}$ - расстояние от светильника до перекрытия, м.

$$H = 6 \text{ м}, \; h_{свеса} = 1 \text{м}, \; h_{раб} = 0{,}5 \text{м}.$$

$$h = 6 - (0{,}5 + 1{,}0) = 4{,}5 \text{м}.$$

Расстояние между светильниками 2 определяем из выражения:

$$Z = \lambda \cdot h, \qquad (4.5)$$

где $\lambda = 1{,}2 - 1{,}4$ [6].

Отсюда расстояние между светильниками в длину помещения:

$$Z = 4{,}5 \cdot 1{,}3 \approx 6 \text{м}.$$

Расстояние между светильниками в ширину помещения:

$$Z = 4{,}5 \cdot 1{,}2 \approx 5 \text{м}.$$

Расстояние от стены до ближайшего светильника в длину помещения:

$$L = 0{,}3 \cdot Z = 0{,}3 \cdot 6 \approx 2 \text{м}.$$

Расстояние от стены до ближайшего светильника в ширину помещения:

$$L = 0{,}5 \cdot Z = 0{,}5 \cdot 5 \approx 2{,}5\,\text{м}.$$

Индекс помещения i рассчитывается по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \tag{4.6}$$

где A - длина помещения, м;
B - ширина помещения, м;
h - расчетная высота, м.

$$i = \frac{40 \cdot 20}{4{,}5 \cdot (20 + 40)} = 3.$$

Определим коэффициент использования:

Для турбинного цеха необходимо выбрать лампы накаливания, так как ДРЛ не подходит из-за своего недостатка. При i=3 для светильников с лампами накаливания находим значение г по справочным данным [6], которое равно 66 - 73%. Коэффициент запаса $к_З$равен 1,5.

Количество светильников, которое должно быть установлено в помещении определяется по следующей формуле:

$$N = \frac{E_Н \cdot К_З \cdot S \cdot Z}{n \cdot Ф \cdot \eta}, \tag{4.7}$$

где $E_н$ -заданная минимальная освещенность, лк;
S - площадь потолка, м;
Z - коэффициент неравномерности освещения;
п - число ламп в светильнике;
Ф - световой поток;
г - коэффициент использования.

$$N = \frac{800 \cdot 200 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}2}{1 \cdot 13000 \cdot 0{,}73} = 27{,}8\,\text{шт}.$$

Выберем лампу накаливания типа Г-750 со световым потоком F=130 лм. Разница расчетной величины и паспортной составляет 7%, что допустимо.

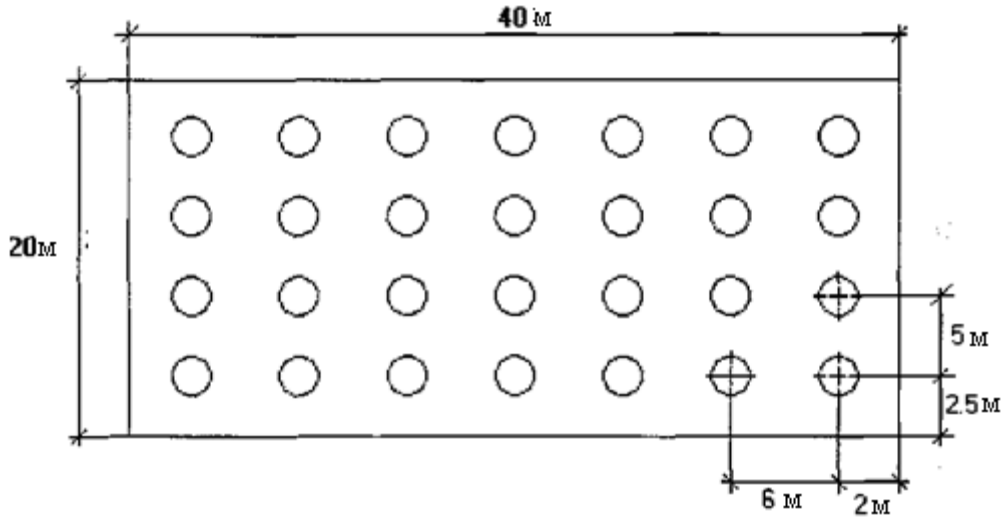


Рисунок 4.2 - Размещение нужного количества светильников согласно ГОСТу (симметричное расположение)

Вывод.

В связи с тем, что лампы типа ДРЛ нельзя устанавливать в помещениях с вращающимся оборудованием, поэтому устанавливаем лампы накаливания в количестве 28 шт. со схемой размещения согласно рисунку 4.2.

4.4 Акустический расчет уровня шума в турбинном цехе

Определить требуемое снижение шума, когда источники шума и расчетная точка расположены в одном закрытом помещение.

В турбинном цехе объемом 2200 м^3 размещено равномерно 4 источника шума (турбин и генераторов).

Все источники работают одновременно. Источники шума установлены на полу, поэтому принимаем для них (Ф = 1). Расчетная точка находиться в середине помещения между турбинами на высоте 1,5м от пола. Расстояние от акустических центров до расчетной точки: гі =г$_2$ =15,8 г$_3$= г$_3$= 5 г$_4$= 15,8 м Максимальный размер любого из рассматриваемых источников не превышает 4мд=1$_5$5 м. И надо также учесть, что отношение В/8$_{0гр}$ = 0,8.

Для расчета октавных уровней звукового давления в расчетных местах помещений, в которых несколько источников шума, используется следующее выражение:

$$L = 10 \cdot \lg\left(\sum_{i=1}^{m} \frac{\Delta i \cdot \lambda_1 \cdot \Phi}{S_i} + \frac{4\psi}{B} \cdot \sum_{i=1}^{n} \Delta i \right), \text{дБ} \qquad (4.8)$$

где lg - фактор направленности источника шума, определяемый по Ф экспериментальным данным. Для источника шума с равным излучением звука Ф = 1;

S_i - площадь воображаемой поверхности, м^2;

Ф - коэффициент, учитывающий влияние ближнего акустического поля;

λ - коэффициент, учитывающий наличие ограждающих поверхностей.

Для определения требуемого снижения шума от нескольких источников шума используется следующее выражение:

$$\Delta L_{ТР} = L - L_{доп} + 10 \cdot lg \cdot n, \text{,дБ} \qquad (4.9)$$

где lg n - допустимый октавный уровень звукового давления, дБ, в расчетной точке. Для постоянных рабочих мест и рабочих зон в производственных помещениях и на территории предприятий Ь$_{доп}$ приводится в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - значения Ь$_{доп}$

F,Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Ь$_{доп.}$ дБ	99	92	86	83	80	78	76	74

$$\Delta i = 10^{0,1} L_{pi}, \text{,дБ} \qquad (4.10)$$

где L_{pi} - октавный уровень звуковой мощности источника шума, дБ;

Воспользуемся для расчета S на поверхности стены, перекрытия, формулой:

$$S = 2 \cdot \pi \cdot r^2, \text{дБ} \qquad (4.11)$$

где r^2 - допустимый октавный уровень звукового давления, дБ, в расчетной точке.

$$S_1 = S_2 = S_5 = S_6 = 2 \cdot \pi \cdot 15,8^2 = 1569 \text{ м}^2,$$

$$S_3 = S_4 = 2 \cdot 3,14 \cdot 5^2 = 157,08 \text{ м}^2.$$

η- коэффициент, учитывающий влияние ближнего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения расстояния г в мм рисунку 4.2 [7].

$$\frac{r_1}{l_{max}} = \frac{r_2}{l_{max}} = \frac{r_5}{l_{max}} = \frac{r_6}{l_{max}} = 10{,}5,$$

$$\frac{r_3}{l_{max}} = \frac{r_3}{l_{max}} = 3{,}33.$$

Произведем расчет Ь для одного значения £= 1000 (Гц)

$$\Delta i = 10^{0{,}197} = 5{,}012E + 9,$$

$$\Delta L_{TP} = 88{,}004 - 80 + 10 \cdot \lg 6 = 15{,}786 \text{ дБ}.$$

Таблица 4.4 — Результаты расчетов

F, Гц	Ai	Ь, дБ	АЬтр. дБ
63	10^{10}	91,98	0,76
125	1.995-Ю^{10}	95,26	11,04
250	7.943-Ю^{9}	91,56	13,34
500	3.162-Ю^{9}	86,98	11,76
1000	5.012-10^{y}	88,02	15,80
2000	6.31-Ю^{9}	87,57	17,35
4000	3.162-Ю^{8}	73,49	5,27
8000	1.585-Ю^{8}	169,08	102,87

4.5 Расчет мероприятий для снижения шума

Суммарный и допустимый уровни звуковой мощности излучаемые всеми генераторами, а также значения частотного множителя приведены в таблице 4.5:

Таблица 4.5 - Расчетные значения Ь и АЬтр

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
F общ	91,98	95,26	91,56	86,98	88,02	87,57	73,49	169,08
Ь доп	99	92	86	83	80	78	76	74
АЬтр	0,65	0,62	0,64	0,75	1,0	1,5	2,4	4,2

Так как уровень шума в помещении превышает допустимые значения (таблица 4.5), то необходимо провести мероприятия по его снижению.

Требуемую звукоизолирующую способность каждого элемента наблюдательной кабины рассчитаем по формуле:

$$R_{тр} = L - 10\lg \cdot B_u + 10\lg S_i - L_{доп} + 10\lg n, дБ \qquad (4.12)$$

Для наблюдательной кабины с объемом У=12-8-4

$$В_иi=Y/2О =384/20=19,2\ м^3$$

Y - общее количество ограждающих конструкций, через которые проникает шум.

Таблица 4.7 - расчетные значения $К_{трЬ}$, $К_{тр2}$, $К_{тр3}$ и $К_{тр4}$

£ Гц	$в_и$	К-трi	К-тр2	К-тр3	$К_{тр4}$
63	12.48	6,61	9,62	-3,21	-4,18
125	11.904	17,10	20,11	7,27	6,31
250	12.288	19,26	22,27	9,44	8,47
500	14.4	16,99	20,00	7,17	6,20
1000	19.2	19,78	22,79	9,96	8,99
2000	28.8	19,57	22,58	9,75	8,78
4000	46.08	5,45	8,46	-4,37	-5,34
8000	80.64	100,61	103,62	90,79	89,82

Сделав расчеты и используя таблицы 4.6 [7] и 4.7 [7] методических указаний, можем выбрать конструкции обеспечивающие необходимую звукоизоляцию. Для стен и перекрытий 81 и 82 используем кирпичную кладку. Дверь 83 используем обыкновенную филенчатую. Для окон 84 выберем стеклопластик с толщиной 1 мм. Данная конструкция позволит осуществить полную звукоизоляцию.

Выводы.

1. Выбор типа производственного помещения определяется технологическим процессом, возможностью борьбы с шумом и вибрациями. Наличие больших оконных проемов и фонарей должно обеспечивать хорошую естественную освещенность. В помещении обязательно устрой-ство вентиляции.
2. Расчетано естественное и искусственное освещение в машинном зале.
3. Проведен акустический расчет уровня шума в турбинном цехе.
4. Выполнен расчет мероприятий для снижения шума.

5 Технико-экономическое обоснование строительства инерционной ГЭС для питания сельскохозяйственных потребителей в районе г.Талгар

5.1 Характеристика инерционной ГЭС

Инерционной ГЭС проектируется в соответствии с иновационном патентом для питания сельскохозяйственных потребителей в районе г. Талгар является важным звеном в надежном обеспечении электроэнергией г. Талгар. Сегодня г. Талгар активно развивается и надежное его электроснабжение – первостепенная задача электросетевой компании.

Инерционной ГЭС является двухтрансформаторной, с мощностью трансформаторов по 630 кВ·А каждый и четырех гидрогенераторов мощностью 250 кВт каждый. Оборудование установлено с учётом будущего роста энергопотребления данного региона.

Расширение, так же, как и строительство любого промышленного объекта состоит из множества работ: изыскательских, проектных, общестроительных, монтажных, наладочных. Расширение подстанции начинается с подготовки территории и выполнения земляных работ. Затем производится закладка фундаментов, осуществляется подвод наружных сетей, монтируются опорные металлоконструкции, подводятся необходимые кабели, устанавливается оборудование, монтируется и готовится к работе противоаварийная автоматика и прочие системы. По завершении строительных и монтажных работ производятся пусконаладочные работы и благоустройство территории. Только после этого объект может быть введен в эксплуатацию.

Строительство инерционной ГЭС требует совместных усилий специалистов самого разного профиля. К проекту привлекаются специалисты высокой квалификации, способные предложить оптимальное инженерно-техническое решение, разработать проектную документацию и нанять ответственных субподрядчиков. Разработка проекта предполагает грамотное составление бюджета и правовое сопровождение всех этапов работы.

Годовой объём вырабатываемой электроэнергии ГЭС составляет около 357,21тыс. кВт·ч. Объем передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых повышающих трансформаторов суммарной мощностью 1260 кВА, можности генераторов суммарной мощносмтью 1000 кВт коэффициента мощности $\cos\varphi = 0{,}9$, коэффициента загрузки $K_{з} = 0{,}7$ и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 4500 часов.

5.2 Расчет технико-экономических показателей ГЭС и ЛЭП

5.2.1 Определение капитальных вложений в строительство ГЭС

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

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (Т);
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на сооружение электростанции определяются составом оборудования

$$К_{эс/ст} = (\sum К_i \cdot n_i + К_{пост}) \cdot \alpha_р, \quad (5.1)$$

где $К_i$ - расчетные стоимости гидротурбин, генераторов, распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также дополнительные капиталовложения линий электропередачи.

n_i - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$К_{пост}$ - постоянная часть затрат по гидроэлектростанции, мало зависящая от мощности ГЭС;

$\alpha_р$ - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ Расчетная стоимость трансформаторов должна включать затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, релейную защиту, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

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

Таблица 5.1 - Капитальные вложения в распределительные устройства

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, тыс. тенге	Всего, тыс. тенге
Выключатель10кВ	2	218	436
Разъединитель10кВ	4	11.5	46
Трансформаторы тока 10кВ	10	18.2	182
Трансформатор напряжения 10кВ	2	32	64
Ограничители перенапряжений 10кВ	2	8.1	16.2
Шины 10 кВ	19 м	2,5	47.5
Низковольтные автоматы	20	5	100
Кабели	50 м	0,22	11.3
Итого			903

Таблица 5.2 - Капитальные вложения в силовые трансформаторы

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, тыс. тенге	Всего, тыс. тенге
1	2	3	4
Трансформатор ТМ – 630/10	2	150	300
Гидрогенератор	4	70	280
Гидротурбина	2	80	160
Итого			740

Постоянная часть затрат ($К_{пост}$) = 120 тыс. тенге.

Капитальные затраты по ЭС:

$$К_{ЭС} = 903 + 740 = 1643 \text{ тыс.тенге.}$$

5.2.2 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.

Зная стоимость 1 км воздушных линий и их длину L, находятся затраты на сооружение линии:

$$К_{ЛЭП} = К \cdot L, \qquad (5.2)$$

где К - удельные капитальные затраты на сооружение ВЛ, учитывающие затраты на провод, опоры, строительно-монтажные работы;

L - протяженность ВЛ.

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 5.2

Таблица 5.2 - Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км.длины линии, тыс.тенге	Общая стоимость линии, тыс.тенге (с учетом рем.баз и линий связи)
ВЛ10кВ	2,5	5,65	141,25
ВЛ0,4кВ	10	5,65	565
Итого			706,25

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составляют

$$К_{ЭС} = К_{ПС} \cdot К_{ЛЭП}, \quad (5.3)$$

$$К_{ЭС} = 706,25 + 1643 = 2349,25 \text{ тыс.тенге.}$$

5.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки ГЭС определяются по формуле:

$$К_{ЭКС} = И_{ам} + И_{об/рем}, \quad (5.4)$$

где $И_{ам}$ - ежегодные издержки на амортизацию, тенге;

$И_{об/рем}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге.

$$И_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot К_{ПС}, \quad (5.5)$$

$$И_{ам}^{ГЭС} = \frac{1,9}{100} \cdot 1643 = 32,18. \quad (5.6)$$

где $\alpha_{ам}$ - норма отчислений на амортизацию, % (для ЭС = 1,9%):

$$И_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot К_{ПС}, \quad (5.7)$$

где $\alpha_{об/рем}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, % (в таблице 6.3.1).

Показатели стоимости ГЭС учитывают установленное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ОПН), панели управления защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ЗРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей ОПУ и др., а также строительный и монтажные работы.

Таблица 5.2 - Расчет эксплуатационных издержек ЛЭП

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам}$,%	$\alpha_{об/рем}$, %	$И_{ам}$, тыс. тенге	$И_{об/рем}$, тыс. тенге	$И_{экс}$, тыс. тенге
ВЛ 10кВ	141,25	2,0	0,8	2,83	1,13	3,96
ВЛ 0,4 кВ	565	2,0	0,8	11,3	4,52	15,82
Итого:				14,13	5,65	19,78

Таким образом ежегодные издержки на амортизацию составляют:

$$И_{ам} = И_{ам.ПС} + И_{ам.ЛЭП}, \quad (5.8)$$

$$И_{ам} = 32{,}18 + 14{,}13 = 46{,}31 \text{ тыс.тенге.}$$

$$\sum И = И_{ам.} + И_{др}, \quad (5.9)$$

где $И_{ам.}$ – ежегодные издержки на амортизацию (состовляют 40% от общих затрат);

$И_{др}$ - прочие издержки (состовляют 60% от общих затрат).

$$И_{др} = \frac{46{,}31 \cdot 0{,}60}{0{,}40} = 56{,}6 \text{ тыс.тенге.}$$

$$\sum И = 56{,}6 + 46{,}31 = 102{,}91 \text{ тыс.тенге.}$$

5.4 Расчет себестоимости и прибыли на передачу электроэнергии

Для ГЭС составляющими эксплуатационных расходов являются:

- энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);
- ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);
- энергия на компенсацию технических потерь;
- материалы на эксплуатацию (в эту статью включаются затраты, связанные с техническим обслуживанием энергооборудования и транспорта, материалы, инструменты, приспособления основного и вспомогательного

производств, материалы на обеспечение санитарно-гигиенических требований и техники безопасности, поддержание зданий в рабочем состоянии, ГСМ);

- расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);
- износ основных средств;
- командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);
- канцелярские расходы;
- охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);
- поверка приборов (необходима поверка рабочих и исходных эталонов);
- страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);
- переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;
- типографские расходы (эта статья складывается из закупки бланков различной отчетности и повседневного пользования (журналов, карточек, ведомостей, актов, инструкций, правил, заявок));
- подготовка кадров (складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании);
- расходы на экологию (эта статья содержит расходы, связанные с выбросами в атмосферу вредных веществ от использования ГСМ транспортом компании, с загрязнением среды твердо-бытовыми отходами и т.д.);
- услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);
- расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);
- налоговые платежи;
- расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);
- услуги банка (комиссионные за проведение зарплаты, командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере установленного процента с сумм оборота);
- услуги почтамта (за пересылку корреспонденции, писем, деловой переписки и др. почтамт согласно договору выставляет счет).

Себестоимость электроэнергии определится из выражения:

$$S = \frac{\sum И}{Э}, \qquad (5.10)$$

где $\sum И$ - суммарные издержки;

$Э$ - объем отпущенной электроэнергии.

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле

$$Э = n \cdot P \cdot \cos\varphi \cdot K_З \cdot T_{max}, \qquad (5.11)$$

где P - мощность трансформаторов;

$K_З$ - коэффициент загрузки трансформаторов;

T_{max} - число часов максимума нагрузки.

$$Э = 2 \cdot 630 \cdot 10^3 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}7 \cdot 4500 = 3572{,}1 \text{ тыс.кВт·ч.}$$

Тогда себестоимость составит

$$S = \frac{102{,}91}{3572{,}1} = 2{,}88 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Стоимость электроэнергии

$T = 12{,}22$ тенге/кВт·ч - тариф за электроэнергию в Алматинкой области.

$T_{ЭПО} = 5{,}5$ тенге/кВт·ч - тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{РЭК} = 1{,}685$ тенге/кВт·ч - тариф РЭК за передачу электроэнергии.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

$$V_{реал} = Э \cdot T, \qquad (5.12)$$

$$V_{реал} = 357{,}21 \cdot 12{,}22 = 4 \text{ млрд.37 тыс.тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки ГЗС произведет следующие выплаты:
Выплаты энергопроизводящим предприятиям:

$$V_{ЭПО} = 357{,}21 \cdot 5{,}5 = 1 \text{ млрд.965 тыс.тенге.}$$

Выплаты KEGOC:

$$V_{KEGOG} = 357{,}21 \cdot 1{,}685 = 602 \text{ млн.тенге.}$$

Выплаты региональной компании:

$$V_{РЭК} = 357{,}21 \cdot 3{,}3 = 1 \text{ млрд.179 тыс.тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии

$$V_{выр} = V_{реал} - V_{РЭК} - V_{KEGOG} - V_{ЭПО}, \quad (5.13)$$

$$V_{выр} = 4{,}37 - 1{,}965 - 0{,}602 - 1{,}179 = 1828 \text{ тыс.тенге.}$$

Прибыль определяется по формуле

$$П = V_{выр} - И, \quad (5.14)$$

$$П = 1828 - 102{,}9 = 1725{,}09 \text{ тыс.тенге.}$$

С учётом налогообложения (налог на прибыль составляет 20%) чистая прибыль составит

$$ЧП = 1725{,}09 \cdot 0{,}8 = 1180{,}072 \text{ тыс.тенге.}$$

60% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств

$$ЧП_{инв} = 0{,}6 \cdot 1180{,}072 = 508{,}04 \text{ тыс.тенге.}$$

5.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

5.5.1 ЧПС "Чистая приведенная стоимость"

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$ЧПС = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF}{(1+r)^n} - I_c, \quad (5.15)$$

где I_c - инвестиции в данный проект, тыс. тенге,

r - ставка дисконтирования, $r = 8\%$.

n - время реализации проекта, год.

Денежный поток определяется по формуле

$$CF = ЧП_{инв} + И_{ам}, \quad (5.16)$$

$$CF = 508{,}04 + 46{,}31 = 554{,}35 \text{ тыс.тенге.}$$

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

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{\sum К_{ПС}}{CF}, \quad (5.17)$$

$$PP = \frac{2249{,}25}{554{,}35} = 4{,}05 \text{ год.}$$

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

$ЧПС > 0$ и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость.

$ЧПС = 0$, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов.

$ЧПС < 0$, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается.

Приметается, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 5.7

Таблица 5.7 – Расчёт ЧПС

Год	CF, тыс. тенге	$\frac{1}{(1+r)^n}$, тыс.тенге	ЧПС, тыс. тенге
0	-2249,25		-2249,25
1	554,35	0,803	-1480,65
2	554,35	0,698	-938,3
3	554,35	0,607	-316,05
4	554,35	0,517	-0,7
5	554,35	0,214	552

IRR Внутренняя норма прибыли.

Внутренняя норма прибыли равна показателю цены капитала.

Для определения цены капитала:

1) аналитически выполняется несколько расчетов с тем, чтобы довести ЧПС=0 при IRR=r

2) рассчитывается по формуле:

$$К_{ЭС} = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF}{(1+IRR)^2},$$

$$1267 = \frac{554{,}35}{(1+IRR)} + \frac{554{,}35}{(1+IRR)^2},$$

$$IRR = 16\%.$$

Оценка IRR имеет следующие свойства:

- не зависит от вида денежного потока;
- не линейная форма зависимости;
- представляет собой убывающую функцию;
- не обладает свойством адетивности;
- позволяет предположить ожидать ли максимальную прибыль.

В дипломном проекте спроектирована ГЭС мощностью 1000 кВт. Произведен выбор основного электрического оборудования.

Технико-экономическое обоснование строительства ГЭС с введением современных устройств автоматики показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 1267 тыс. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 4,1 года, т.е. строительство подстанции является экономически целесообразным.

Заключение

В ходе выполнения дипломного проекта нами была спроектирована инерционная ГЭС для питания сельскохозяйственных потребителей в районе г. Талгара. По графикам нагрузок была выбрана схема гидроэлектростанции с четырмя генераторами мощностью 250 кВт каждый и двумя трансформаторами с единичной мощностью 630 кВа. Составлена схема замещения для данного региона. Произведен расчёт токов короткого замыкания в программах Electronic Workbench и TKZ-3000. По токам короткого замыкания выбрано силовое оборудование ГЭС

В качестве защит трансформатора и линии 10 кВ были выбраны микропроцессорные блоки защиты немецкой фирмы “SIEMENS”. По результатам проверки электрооборудования, установлено, что всё электрооборудование проходят по электротехническим по номинальным параметрам и по току КЗ.

В разделе “Безопасность жизнедеятельности ” был произведен анализ опасных и вредных производственных факторов: расчет шумоизоляции наблюдательной кабины в турбинном цехе, естественная и искусственная освещённости в машинном зале электростанции.

В разделе “Экономическая часть” рассматривалась инвестиционная привлекательность проекта. Для расчетов использовалась современный метод оценки эффективности инвестиций, основанный на определении чистого дисконтированного дохода. Расчеты показали, что срок окупаемости проекта составляет 4,1 года

Список литературы

1. http://5ballov.qip.ru/referats/preview/96723/?referat-elektricheskienagruzki
2. http://silovoytransformator.ru/stati/vybor-silovyh-transformatorov. Htm.
3. Правила устройства электроустановок. –М.: Энергоатомиздат, 1986.-648 с.
4. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 648 с.
5. http://www.positron.ru/file_lib/lib_1180617231.pdf.
6. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. 3-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1995. 349 с.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
8. http://www.studmed.ru/docs/document39217?view=4.
9. А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучаю-щихся по направлению «Электроэнергетика»). – Алматы: АИЭС, 2011. – 28 с.
10. СНиП РК 2.04-05-2002. Естественное и искусственное освещение. Государственные нормативы в области архитектуры, градостроительства и строительства.
11. Абдимуратов Ж.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Расчет производственного освещения» в выпускных работах для всех специальностей . Бакалавриат-Алматы: АИЭС, 2009.-20 с.
12. Найфельд М.Р. Заземление, защитные меры электробезопасности, изд. 6-е, перераб. и доп.- М: Энергосервис, 2002.-157 с.
13. Стандарт НАО «Алматинский Институт Энергетики и Связи» СТ НАО 56023-1910-01-2009 г.