

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт _____ Институт Электронного Образования _____
 Специальность _____ 140211 - Электроснабжение _____
 Кафедра _____ Электроснабжение Промышленных Предприятий _____

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Проектирование системы электроснабжения Казанского нефтегазоконденсатного месторождения

УДК 631.31.031:622.279.5(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9301/42	Плюснин Георгий Яковлевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Кабышев А.В.	Д.ф.-м.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кузьмина Н.Г.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	К.т.н.		

По разделу «Молниезащита»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Кабышев А.В.	Д.ф.-м.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о.зав.каф.	Завьялов В.М.			

Томск – 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 180 с., 28 рис., 39 табл., 26_источников, 6 прил.

Ключевые слова: электрооборудование, кабель, схема, электроснабжение, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, напряжение, трансформатор.

Объектом исследования является электрическая часть Казанского нефтегазоконденсатного месторождения. ОАО «Томскгазпром».

Цель работы – проектирование схемы электроснабжения нефтегазоконденсатного месторождения, выбор оборудования.

В процессе выполнения работы проводился сбор исходных данных в ходе производственной практики на данном объекте.

В результате исследования была спроектирована схема электроснабжения от подстанций до конечного электроприемника. Выбраны кабели и провода, коммутационное оборудование, проведены необходимые проверки. Так – же результатом работы стал экономический расчет капитальных затрат на сооружение данной схемы, определены условия безопасного труда на месторождении.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Схема электроснабжения состоит из кабельных и воздушных линий электропередачи. В высоковольтной сети применяются вакуумные выключатели, в низковольтной сети автоматические выключатели. Воздушные линии располагаются на опорах, кабельные в лотках – на лотках. Схема проста и надёжна по степени бесперебойности питания. В итоге можем сделать вывод, что схема пригодна к эксплуатации.

Значимость проектирования схемы электроснабжения очень высока, так как от правильной ее работы зависит работа всего месторождения.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

Описание технологического процесса предприятия

- 1. Исходные данные к проектированию*
- 2. Определение расчетных электрических нагрузок*
 - 2.1. Определение расчетной электрической нагрузки куста №52*
 - 2.2. Определение расчетной электрической нагрузки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.*
 - 2.3. Определение полной нагрузки Казанского*

нефтегазоконденсатного месторождения.

3. *Картаграмма нагрузок и определение центра электрических нагрузок*
4. *Схема внешнего электроснабжения*
 - 4.1 *Технико-экономический расчёт схемы внешнего электроснабжения*
 - 4.2 *Технико-экономическое сравнение рассматриваемых вариантов*
5. *Выбор числа и мощности трансформаторов трансформаторных подстанций*
6. *Компенсация реактивной мощности*
7. *Схема электрической сети 6 кВ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.*
8. *Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением выше 1000 В*
9. *Выбор высоковольтного электрооборудования*
 - 9.1. *Выбор коммутационных аппаратов*
 - 9.2. *Выбор трансформаторов тока*
 - 9.3. *Выбор трансформаторов напряжения*
 - 9.4. *Выбор шкафов КРУ 6 кВ*
 - 9.5 *Выбор трансформаторов собственных нужд*
10. *Электроснабжение куста №52*
 - 10.1. *Выбор автоматических выключателей*
 - 10.2. *Выбор аппаратов защиты цеховой сети*
 - 10.3. *Выбор сечений ответвлений к электроприемникам*
11. *Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением ниже 1000 В*
12. *Построение карты селективности действия защитных аппаратов*
13. *Построение эпюры отклонения напряжения*
14. *Схема измерений и учета электрической энергии*
15. *Производственная и экологическая безопасность*
16. *Молниезащита*
 - 16.1 *Выбор высоты молниеотводов*
 - 16.2 *Определение границ зоны защиты*
 - 16.3 *Определение надежности защиты подстанции от ПУМ*
 - 16.4 *Расчет заземления*
17. *Экономическая часть*
18. *Производственная и экологическая безопасность*

Заключение
Список литературы

Введение

В настоящее время работа любых предприятий не зависимо от отрасли связана с использованием электроэнергии, генерируемой от электростанций.

Транспорт, сельское хозяйство в быту практически везде применяется электроэнергия.

Приведем несколько наиболее важных пунктов в электроэнергетики применительно к системам электроснабжения промышленных предприятий:

1. Одновременность различных процессов производства, распределения и потребления электроэнергии ведёт к тому, что невозможно выработать электроэнергию, не имея потребителей для нее: производство электроэнергии определяется потреблением и наоборот. При этом следует отметить, что преобразование, распределение и потребление электроэнергии на всех уровнях системы электроснабжения происходит с потерями, которые необходимо учитывать.

2. Быстрота протекания переходных процессов требует обязательного применения в системе электроснабжения специальных автоматических устройств. Основное назначение этих устройств – обеспечение функционирования системы электроснабжения, заключающееся в передаче электроэнергии от источника к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества.

3. Технологические особенности промышленных предприятий различных отраслей промышленности заключаются в неравномерности процесса производства, развитии и изменении технологического процесса, увеличении электроемкости, обуславливают различия в принимаемых проектных решениях по системам электроснабжения, например в части обеспечения надежности электроснабжения, гибкости схемы, применения конкретных изделий электротехнической промышленности.

Учитывая данные особенности мы можем рассматривать электроснабжение предприятий как самостоятельную подсистему в системе предприятия.

2. 1 Определение расчетных электрических нагрузок в сети трехфазного тока до 1000 В куста № 52

Расчет силовых нагрузок производим по методу упорядоченных диаграмм, т.е. с использованием коэффициента максимума и $P_{см}$.

Все электроприемники куста разбиваются на две группы:

По каждой группе определяется суммарная номинальная мощность:

в которую входят мощности ЭП, приведенные к ПВ=100%.

где k_u – коэффициент использования.

Коэффициент использования k_u и $\cos\varphi$ для каждого ЭП или группы ЭП определяются по справочным данным [табл.П.2.1, 1].

:

где $\sum P_{см}$ –

$\sum P_{ном}$ –

Расчетная активная и реактивная мощности группы приемников одного режима работы определяются из выражений:

$k_{с.о}$ принимается по справочным данным [табл.П.2.16, 1].

где $p_{уд.о}$ – удельная плотность осветительной нагрузки по [табл.П.2.17, 1], F_u – площадь цеха по генплану (рис.1.1).

Полная расчетная нагрузка куста с учетом освещения определяется:

Расчетный ток:

Пример:

Центрифуга:

При $m > 3$ и $K_{и} > 0,2$ эффективное число ЭП может быть определено по формуле:

Где $\sum_1^m P_{ном}$ - суммарная номинальная мощность всех ЭП данной группы, кВт

по (2.1.11):

	<u>Цех ремонта и профилактики эл. оборудования</u>														
	Приемники группы А														
	Станки разные	56	0,8-55	487,1		0,15	0,95/0,33	73,065	98,64						
	Кран – балки ПВ = 25%	3	6	18		0,1	0,5/1,73	1,8	3,11						
	Сварочные аппараты, ПВ–40%	3	17	51		0,3	0,35 /2,67	15,3	40,85						
	Электрические печи	3	25-45	100		0,55	0,95 /0,33	55	18,15						
	Приемники группы Б														
	Калорифер	1	2,8	2,8		0,65	0,8 /0,75	1,82	1,36						
	Итого силовая нагрузка по цеху	66	0,8 - 55	658,9				146,99	162,11			205,06	162,25		

Продолжение таблицы 2.1.1 - Определение расчетных нагрузок куста № 52

2.2 Определение расчетной электрической нагрузки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

3 Картограмма нагрузок и определение центра электрических нагрузок

Расчёты систематизируем в виде таблицы 4, представленной ниже. На генплане завода произвольно наносятся оси координат и определяются значения x_i и y_i для каждого цеха. Координаты центра электрических нагрузок завода x_i и y_i определяются по формулам:

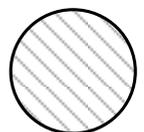
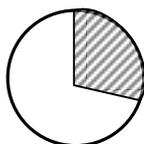
Пример: Куст №52

по (3.4):

Для построения генплана масштаб $m = 1 : 41866$ мм;

Для построения картограммы нагрузок $m_{\text{HH}} = 2$ кВА/мм²; $m_{\text{BH}} = 10$ кВА/мм².

<i>№ цеха</i>	<i>S_{расчi}, кВА</i>	<i>P_{расч.освi}, кВт</i>	<i>R_i, мм</i>	<i>α_i, град</i>	<i>X_i, м</i>	<i>Y_i, м</i>	<i>S_{расчi} · X_i, МВА·м</i>	<i>S_{расчi} · Y_i, МВА·м</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
<i>потребители 0,38 кВ</i>								
1	1416,54	47,6	15	12,1	2137,56	5957,88	3027939,24	8439575,33
2	1050,97	47,6	12,9	16,3	2637,84	5980,62	2772290,7	6285452,2
3	1568,34	47,6	15,8	10,9	3183,6	5935,14	4992967,22	9308317,47
4	1030,73	47,6	12,8	16,6	1250,7	4457,04	1289134,01	4594004,8
5	488,45	110,16	8,8	81,2	3251,82	4275,12	1588351,48	2088182,4
6	379,78	127,5	7,8	120,8	1432,62	1796,46	544080,42	682259,58
7	310,56	48,96	7	56,7	1159,74	1978,38	360168,85	614405,69
8	439,05	427,5	8,3	350,2	341,1	1068,78	149759,96	469247,86
9	414,48	108	8,1	93,8	1523,58	1068,78	631493,44	442987,93
10	1107,2	47,6	13,3	15,5	2956,2	3251,82	3273104,64	3600415,1
11	202,11	47,6	5,7	84,8	2819,76	2842,5	569901,69	574497,68
12	419,41	272	8,1	233,5	1819,2	2137,56	762990,67	896514,04
13	271,24	128,25	6,6	170,2	1819,2	1409,88	493439,81	382415,85
14	1725,8	47,6	16,6	10	2228,52	227,4	1490189,04	152060,11
15	726,18	272	10,7	134,8	1819,2	1773,72	1321066,66	1288040
16	475,85	136	8,7	102,9	1137	2160,3	541041,45	1027978,8
17	858,56	55,3	11,7	23	2660,58	1478,1	2284267,56	1269037,54
18	211,98	63,75	5,8	108,3	2364,96	977,82	501324,22	207278,28



$\frac{414,48}{108}$	↓	Расчетная кажущаяся мощность цеха до 1000 В (в числителе), кВА
$\frac{1697,3}{\triangle}$	↘	Расчетная активная мощность освещения (в знаменателе), кВт
○		Расчетная кажущаяся мощность цеха (свыше 1000 В), кВА
		Расчетный центр электрических нагрузок Дороги

4 Схема внешнего электроснабжения.

ГПП месторождения является тупиковой. По условию надежности электроснабжения число трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух.

Рисунок 4.1 – Схема распределительного устройства ГПП.

где $S_{p.гпп} - \beta_m$ – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП (принимается 0,7); $N_{тр}$ - принимаются два двухобмоточных трансформатора типа ТДН – 16000/110.

4.1 Технико-экономический расчёт схемы внешнего электроснабжения

В данном разделе произведем технико-экономический расчет схемы внешнего электроснабжения при разных классах напряжения питающей линии и разных мощностях трансформаторов ГПП.

4.2 Технико-экономическое сравнение рассматриваемых вариантов

K – единовременное капиталовложение, тыс. у.е.; $I_э$, тыс. у.е.; E_H

$k_{\text{ЛЭП}} = 16,05$ тыс. у.е./км – стоимость одного километра двухцепной ВЛЭП линии 110 кВ на стальных опорах [табл.П4, 5];

$$E_{\text{Н}} = 0,152 -$$

$$E_{\text{А}} = 0,028$$

$$E_{\text{Т.Р.}} = 0,004 - k_{\text{В/к.о.}} = 52,84 \text{ тыс. у.е. } E_{\text{Н}} = 0,193 - E_{\text{А}} = 0,063$$

распределительных устройств [табл.П25, 5];

$$E_{\text{Т.Р.}} = 0,03$$

где $\Delta P_{\text{уд}} = 125$ кВт/км - потери мощности в линии на одну цепь, на один километр [табл.П4, 5];..

$$k_{\text{загр.}} = i_{\text{р}} / i_{\text{доп}} = 50,9 / 330 = 0,145 - \text{коэффициент загрузки линии};$$

$\tau_{\text{макс}}$ - время максимальных потерь, час;

$$\tau_{\text{МАХ}} = (0,124 + 0,876 \cdot K_{\text{зан.зр}})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,876 \cdot 0,9)^2 \cdot 8760 = 7292 \text{ час}$$

[с20, 3];

$$K_{\text{зан.зр}} = 0,9 \text{ для химических предприятий.}$$

$\Delta C_{\text{Э}} = 1$ у.е./кВт·ч - стоимость потери энергии.

$$И_{\text{Э}} = 2 \cdot 125 \cdot 0,145^2 \cdot 7292 \cdot 1 \cdot 163,5 = 6266722,013 \text{ тыс. у.е.}$$

$$\begin{aligned} Z_{110.\text{ЛЭП}} &= 16,05 \cdot 163,5 \cdot (0,152 + 0,024 + 0,004) + 52,84 \cdot (0,193 + 0,063 + 0,03) \\ &+ 6266722,013 = 6267209,477 \text{ тыс.у.е.} \end{aligned}$$

Вариант 1 Трансформатор ТРДН – 16000 / 110 [табл.П.2.28, 2].

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе:

$$И_{\text{тр}} = \Delta W \cdot \Delta C_{\text{Э}} = n \cdot (\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot k_{\text{загр}}^2 \cdot \tau_{\text{макс}} + \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}}) \cdot \Delta C_{\text{Э}},$$

где $\Delta P_{к.з}$ - потери короткого замыкания, 85 кВт;

$k_{загр} = S_P / 2 \cdot S_{ном. тр}$ - коэффициент загрузки трансформатора, $k_{загр} = 19405,6/2 \cdot 16000 = 0,61$;

τ_{max} - время максимальных потерь, 7292 час;

ΔP_{xx} - потери холостого хода, 21 кВт;

$T_{вкл}$ - время включения, определяется сменностью работы предприятия, 8760 ч/год.

$$I_{тр} = 2 \cdot (85 \cdot 0,61^2 \cdot 7292 + 21 \cdot 8760) \cdot 1 = 829190,04 \text{ тыс. у.е.}$$

Стоимость двухтрансформаторной подстанции $K_{тр} = 217,03$ тыс. у.е.

Приведённые затраты:

$$З_{в.1} = (0,193 + 0,063 + 0,03) \cdot 217,03 + 829190,04 = 829252,19 \text{ тыс. у.е.}$$

Вариант 2 Трансформатор ТРДН – 25000 / 110 [табл.П.2.28, 2].

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе:

$$I_{тр} = \Delta W \cdot \Delta C_{Э} = n \cdot (\Delta P_{к.з} \cdot k_{загр}^2 \cdot \tau_{max} + \Delta P_{xx} \cdot T_{вкл}) \cdot \Delta C_{Э},$$

где $\Delta P_{к.з}$ - потери короткого замыкания, 74 кВт;

$k_{загр} = S_P / 2 \cdot S_{ном. тр}$ - коэффициент загрузки трансформатора, $k_{загр} = 19405,6/2 \cdot 25000 = 0,39$;

ΔP_{xx} - потери холостого хода, 27 кВт;

$$I_{тр} = 2 \cdot (74 \cdot 0,39^2 \cdot 7292 + 27 \cdot 8760) \cdot 1 = 637188,75 \text{ тыс. у.е.}$$

Стоимость двухтрансформаторной подстанции $K_{тр} = 305,19$ тыс. у.е.

Приведённые затраты:

$$З_{в.2} = (0,193 + 0,063 + 0,03) \cdot 305,19 + 637188,75 = 637276,03 \text{ тыс. у.е.}$$

Результирующие приведённые затраты по всем вариантам:

$$З_{110}^{16000} = З_{110.лэп} + З_{в.1} = 6267209,477 + 619009,17 = 829252,19 \text{ тыс. у.е.}$$

$$З_{110}^{25000} = З_{110.лэп} + З_{в.2} = 6267209,477 + 1048212,88 = 637276,03 \text{ тыс. у.е.}$$

Принимаем вариант с использованием напряжения питающей линии 110 кВ и трансформаторами на ГПП мощностью 25000 кВА, при котором экономический эффект составит 191976,16 тыс. у.е.

Электроснабжение Казанского месторождения осуществляется от Лугинецкой ПС. Схема внешнего электроснабжения двухцепная линии на стальных опорах, ГПП с двумя трансформаторами ТДН – 25000/110. Питающие линии выполняются проводом марки АС – 95 воздушными. Напряжение питающей линии принимается 110 кВ. На стороне 110 кВ принята схема с высоковольтным выключателем. На стороне 6 кВ используется одинарная система шин с секционным выключателем и устройством АВР. Распределительное устройство 6 кВ выполняется из шкафов КРУ с выключателями на выкатных тележках. Для питания потребителей на 0,4 кВ применяем цеховые трансформаторные подстанции номинальной мощностью от 250 до 2500 кВА. Питание электроприемников производится через распределительные шкафы, нагрузка распределена равномерно.

ГПП размещается на территории месторождения в соответствии с расчётным центром электрических нагрузок с некоторым смещением в сторону источника питания.

5 Выбор числа и мощности трансформаторов трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

По причине большой протяженности месторождения выбор цеховых трансформаторных подстанций будем производить по расчетным нагрузкам цехов и коэффициентов загрузки, с учетом категоричности цехов.

где β_T – коэффициент загрузки трансформаторов. (принимается

Систематизируем расчет в виде таблицы 5.1.

Пример:

Куст №10 $S_{расч}=1416,54$ кВА, 3 категория.

$$\text{По (30) } S_{н.тр} = \frac{1416,54}{1 \cdot 0,7} = 2023,63 \text{ кВА,}$$

Принимаем к установке трансформатор мощностью 2500 кВА.

№ на генплане	Наименование	Категории ЭП по степени бесперебойности питания	$S_{расч}$, кВА	Мощность трансформатора, кВА
---------------	--------------	---	------------------	------------------------------

1	2	3	4	5
1	Куст 10	3	1416,54	2500
2	Куст 13	3	1050,97	1600
3	Куст 11	3	1568,34	2500
4	Куст 9	2	1030,73	2x1000
5	ПСП “Сибнефть”	3	488,45	1000
6	Котельная	3	379,78	630
7	ВУТТ	3	310,56	630
8	Вертолетка	3	439,05	630
9	Столовая	3	414,48	630
10	Куст 8	3	1107,2	1600
11	Куст 1	3	202,11	400
12	УТТ-4	3	419,41	630
13	КНС	2	271,24	2x250
14	Куст 4	3	1725,8	2500
15	Промзона	3	726,18	1600
16	ЦКРТ	3	475,85	1000
17	Куст 52	2	858,56	3x630
18	КОС	3	211,98	400

Таблица 5.1 - Число трансформаторов на месторождении

Таблица 5.2 -

2	3	4	5
ТП – 1	Куст 10	Куст 10	

ТП – 2	Куст 13	Куст 13	
ТП – 3	Куст 11	Куст 11	
ТП – 4	Куст 9	Куст 9	
ТП – 5	ПСП “Сибнефть”	ПСП “Сибнефть”	
ТП – 6	Котельная	Котельная	
ТП – 7	ВУТТ	ВУТТ	
ТП – 8	Вертолетка	Вертолетка	
ТП – 9	Столовая	Столовая	
ТП – 10	Куст 8	Куст 8	
ТП – 11	Куст 1	Куст 1	
ТП – 12	УТТ-4	УТТ-4	
ТП – 13	КНС	КНС	
ТП – 14	Куст 4	Куст 4	
ТП – 15	Промзона	Промзона	
ТП – 16	ЦКРТ	ЦКРТ	
ТП – 17,19	Куст 52	Куст 52	
ТП – 18	КОС	КОС	
РУ – 1	КНС	КНС	Потребители выше 1 кВ
РУ – 2	Куст №52	Куст №52	Потребители выше 1 кВ

Условные обозначения и пояснения к рисунку 5.1:

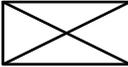
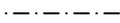
-  - Главная понизительная подстанция;
-  - Распределительное устройство выше 1000 В;
-  - Цеховая трансформаторная подстанция;
-  - Распределительная сеть выше 1000 В ;

Рисунок 5.1 - Схема расположения трансформаторов на месторождении

Рисунок 5.2 - Схема питания трансформаторных подстанций и высоковольтных электроприёмников

6 Компенсация реактивной мощности

Рисунок 6.1 - Расчётная схема для определения мощности компенсирующих устройств

Составим баланс реактивной мощности для линии 6 кВ

$$Q_c + Q_{сд} = Q_1 + Q_a$$

где Q_1 – располагаемая реактивная мощность, кВАр; Q_c – реактивная мощность поступающая из системы, кВАр; $Q_{сд}$ – реактивная мощность вырабатываемая СД, кВАр, Q_a – реактивная мощность потребляемая из сети на стороне 6кВ

По исходным данным $Q_c = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0,29 \cdot 17615 = 5108,35$ кВАр,

где $P_{p\Sigma}$ - суммарная расчётная активная мощность, отнесённая к шинам 6 кВ ГПП.

Для предприятия, расположенного в Сибири, у которого величина напряжения питающей линии 110 кВ, $\alpha = 0,29$.

По (7.1):

На стороне 6 кВ установлены 6 синхронных двигателей, 4 - номинальной мощностью $P_{ном} = 1600$ кВт, а два $P_{ном} = 630$ кВт

Паспортные данные СДН-15-19-8 с $P_{ном} = 1600$ кВт:

$N = 750$ об/мин; $Q_{ном} = 812$ кВАр; $D_1 = 7,22$; $D_2 = 7,33$; $U_n = 6$ кВ

В-коэффициент загрузки = 0,9

Паспортные данные СДН-14-44-10 с $P_{ном} = 630$ кВт:

$N = 600$ об/мин; $Q_{ном} = 325$ кВАр; $D_1 = 5,6$; $D_2 = 4,06$; $U_n = 6$ кВ

Коэффициент загрузки = 0,9

D_1 и D_2 – постоянные для данного двигателя величины, зависящие от мощности и КПД.

Суммарная потребляемая мощность на стороне 0,4 кВ:

$P_b = 9025,07$ кВт – активная мощность.

$Q_b = 6698,43$ кВАр – реактивная мощность.

Q_a – потребляемая реактивная мощность в сети 6 кВ, равная 3382,32 кВАр;

1. Располагаемая реактивная мощность СД:

Где $\alpha = 1,06$ для СДН 6 кВ, $U = 1,05 \cdot U_n$ и $\beta = 0,9$ [с.24, 3];

2. Затраты на генерацию реактивной мощности

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронным двигателем

где K_p

$E_p - C_0 = 50$;

N – число однотипных двигателей.

Принимаем $Z_0=0$.

, следовательно установка высоковольтных КБ не нужна

3. Определим мощность БК на 0,4 кВ, исходя из баланса в узле Б:

, следовательно установка низковольтных КБ не нужна.

4. Определим затраты на установку трансформаторов

ВЫВОД: Таким образом по результатам расчета нет необходимости устанавливать конденсаторные батареи.

7 Схема электрической сети 6 кВ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

Распределительная сеть выше 1000 В по месторождению выполняется воздушными линиями

Так как основные узлы предприятия работают в три смены, то в соответствии с [табл.4.5, 1] для $T_{\max} > 5000$ ч, а экономическая плотность тока $j_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$.

Пример:

Выбор воздушной линии для участка ГПП - РУ-2

Экономическое сечение:

.

Выбираем ближайшее стандартное сечение АС – 120 с максимально допустимым током $i_{\text{доп}} = 375 \text{ А}$ для одной линии [табл.П2, 5].

Сделаем необходимые проверки выбранного сечения:

1) По нагреву:

2) По допустимой потере напряжения:

где $\Delta U\%$ - допустимая потеря напряжения, 5%; $L_{\Delta U\%}$ - длина линии на которой при протекании допустимого тока величина потери напряжения 1%, принимаем 0,353 км для $U = 6 \text{ кВ}$ [табл.п3, 5]; $L_{\text{ф}}$ - длина линии от ГПП до РУ-2, 2,29 км; $L_{\text{доп}}$ - допустимая длина линии, км.

3) По механической прочности:

4) По короне проверку проводов делать нет необходимости, так как напряжение питающей линии $U_{лэп} = 6 \text{ кВ} < 110 \text{ кВ}$.

Выбранное сечение удовлетворяет всем условиям.

Остальной расчет сведем в таблицу 8.1.

Синхронный двигатель №1 и №2 $P_{ном.ЭД} = 630 \text{ кВт}$. $\eta = 93,98\%$, $\cos\varphi = 0,9$.

По (7.2): А;

Для $T_{max} > 5000$ час $j_{эк} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами;

Используя справочную литературу [табл.П.2.5, 4] выбираем кабель марки АПВГ – (3х35) с $I_{доп} = 85 \text{ А}$;

Проверка:

сечение проводника выбрано правильно.

Асинхронный двигатель $P_{ном.ЭД} = 630 \text{ кВт}$. $\eta = 91,5\%$, $\cos\varphi = 0,85$.

Для $T_{max} > 5000$ час $j_{эк} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами;

по (4.1.1):

Используя справочную литературу [табл.П.2.5, 4] выбираем кабель марки АПВГ – (3х35) с $I_{доп} = 85 \text{ А}$;

Проверка:

сечение проводника выбрано правильно.

Выбор кабеля для участка РУ-2 -ТП - 17.

Для $T_{max} > 5000$ час $j_{эк} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами;

округляем полученное значение до ближайшего стандартного значения 70 мм^2 ; выбираем кабель марки АСБ – 2(3×70) по [табл.П.2.5, 4] с $I_{доп} = 110 \text{ А}$ для прокладки в воздухе;

Проверка

Выбранное сечение удовлетворяет всем условиям.

Выбор кабеля для участка РУ-2 -ТП - 18.

Для $T_{\max} > 5000$ час $j_{\text{эк}}=1,2$ А/мм² – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами;

округляем полученное значение до ближайшего стандартного значения 70 мм²; выбираем кабель марки АСБ – 2(3×70) по [табл.П.2.5, 4] с $I_{\text{доп}} = 110$ А для прокладки в воздухе;

Проверка:

Выбранное сечение удовлетворяет всем условиям

Таблица 7.1 - Сечения воздушных линий сети месторождения 6 кВ

№ п/п	№ фидера	Назначение линии	Количество цепей	Расчетная нагрузка	Расчетный ток на одну цепь		Длина, км	Марка и сечение провода, S_i , мм ²	$L_{ЛУ}\%$	$L_{доп}$	Допустимый ток на одну цепь	
					$S_{расч}$	I_p, A					$I_p^{n/ав}, A$	км
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Ф1	ГПП - К-13	1	1050,97	101,13	101,13	0,91	АС-95	0,315	4,98	320	416
2	Ф2	ГПП - К-11	1	1568,34	150,3	150,3	1,2	АС-120	0,353	4,4	375	487,5
3	Ф3	ГПП - ПСП «Сибнефть»	1	488,45	47	47	2,14	АС-50	0,253	5,65	210	273
4	Ф4	ГПП - У1	1	1107,2+202,11	126	126	2,84	АС-120	0,353	5,25	375	487,5
5	Ф4	У1 - К-8	1	1107,2	106,5	106,5	0,14	АС-95	0,315	4,7	320	416
6	Ф4	У1 - К-1	1	202,11	19,5	19,5	0,14	АС-25	0,21	7,00	130	169
7	Ф5	ГПП - У2	1	419,41+211,98	60,75	60,75	3,98	АС-70	0,284	6,19	265	344,5
8	Ф5	У2 - КОС	1	211,98	20,4	20,4	0,16	АС-25	0,21	6,69	130	169
9	Ф5	У2 - К-4	1	419,41	40,36	40,36	0,95	АС-50	0,253	6,54	210	273
10	Ф6, Ф10	ГПП - К-9	2	1030,74	49,6	99,2	2,7	АС-50	0,253	5,36	210	273
11	Ф7, Ф9	ГПП - РУ-2	2	1697,3+593,57	110,2	220,4	2,29	АС-120	0,353	6,01	375	487,5
12	Ф8, Ф11	ГПП - РУ-1	6	5747,4+271,24	96,5	144	4,38	АС-95	0,315	5,22	320	416
13	Ф12	ГПП - У3	1	414,48+439,05	82,1	82,1	4,43	АС-95	0,315	6,14	320	416
14	Ф12	У3 - Столовая	1	414,48	39,8	39,8	0,59	АС-35	0,23	5,06	175	227,5
15	Ф12	У3 - Вертолетка	1	439,05	42,3	42,3	2,27	АС-50	0,253	6,28	210	273
16	Ф13	ГПП - К-10	1	1416,54	136,3	136,3	0,63	АС-120	0,353	4,86	375	487,5
17	Ф14	ГПП - Промзона	1	726,18	69,9	69,9	3,98	АС-70	0,284	5,38	265	344,5
18	Ф15	ГПП - У4	1	419,41+475,85+379,78+310,56	152,6	152,6	4,0	АС-120	0,353	4,34	375	487,5
19	Ф15	У4 - УТТ	1	419,41	40,3	40,3	0,14	АС-50	0,253	6,59	210	273
20	Ф15	У4 - ЦКРТ	1	475,85	45,8	45,8	0,12	АС-50	0,253	5,80	210	273
21	Ф15	У4 - У5	1	379,78+310,56	66,4	66,4	0,36	АС-70	0,284	5,67	265	344,5
22	Ф15	У5 - Котельная	1	379,78	36,6	36,6	0,07	АС-35	0,23	5,50	175	227,5
23	Ф15	У5 - ВУТТ	1	310,56	29,9	29,9	0,2	АС-25	0,21	4,57	130	169

8 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

Рисунок 8.2 - Расчётная схема (а) и схема замещения (б) для участка распределительной сети 6 кВ ГПП – СД1

Пример (линия ГПП – ТП-8):

Полученное значение минимального сечения показывает, что выбранный провод для данного участка распределительной сети 6 кВ, АС – 95 проходит по термической стойкости к току КЗ, т.к.: $F > F_{\min}$ ($95 > 27,9$) мм

Полученное значение минимального сечения показывает, что выбранный провод для данного участка распределительной сети 6 кВ, АС – 50 проходит по термической стойкости к току КЗ, т.к.: $F > F_{\min}$ ($50 > 19,54$) мм

Влияние синхронных двигателей на ток короткого замыкания

Для участка 0 – 1 – 2 расчет уже произведен, рассчитаем участок 2 – 6.

так как от каждой системы шин РУ – 2 запитано по одному двигателю, то расчет будем вести на одно плечо.

Согласно [4], для генераторов, трансформаторов, высоковольтных линий обычно учитываются только индуктивные сопротивления; считается, что целесообразно учитывать активное сопротивление, если $R_{\Sigma} < X_{\Sigma} / 3$;

принимая во внимание соотношение $R_{\Sigma} < X_{\Sigma} / 3$ ($0,718 < 27,025 / 3$) согласно [с.45, 4] активное сопротивление не учитываем;

Полученные результаты систематизируем в таблицу 8.2:

Таблица 8.2 - Токи КЗ в сети выше 1000 В

Точка кз	x_{Σ}^*	R_{Σ}^*	Z_{Σ}^*	$k_{y\partial}$	i_y / I_k
k1	4,95	0	4,95	1,8	2,57 / 1,01
k2	9,15	0	9,15	1,92	27,18 / 10,01
K5	26,98	0	26,98	1,8	9,6 / 3,774

Используя полученные значения токов короткого замыкания проверим принятые ранее сечение проводников на термическую стойкость при КЗ в начале линии.

Пример (ГПП - РУ-2):

Полученное значение минимального сечения показывает, что выбранный провод, для данного участка распределительной сети 6 кВ, АС – 120 проходит по термической стойкости к току КЗ, т.к.: $F > F_{min}$ ($120 > 48,3 \text{ мм}^2$), следовательно оставляем выбранное сечение без изменений – АС – 120.

(РУ-2 – СД1):

Полученное значение минимального сечения показывает, что выбранный кабель, для данного участка распределительной сети 6 кВ, АПВГ – (3x35) не проходит по термической стойкости к току КЗ, т.к.: $F < F_{min}$ ($35 < 49,8 \text{ мм}^2$), следовательно меняем выбранное сечение на АПВГ – (3x50).

9 Выбор высоковольтного оборудования

9.1 Выбор коммутационных аппаратов

В распределительной сети 6 кВ будем использовать вакуумные выключатели, предназначенные для работы в комплектных распределительных устройствах и камерах стационарного одностороннего обслуживания внутренней и наружной установки класса напряжения до 6 кВ трехфазного переменного тока 50 Гц для систем с изолированной и заземленной нейтралью.

9.5 Выбор ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

В качестве трансформаторов собственных нужд принимаем сухие трансформаторы ТСЗ 160/6, которые будут располагаться в ЗРУ ГПП 6 кВ.

10 Электроснабжение куста №52

Электроснабжение куста выполняется в следующей последовательности.

1. Приёмники куста распределяются по пунктам питания (силовым распределительным шкафам), выбирается схема и способ прокладки питающей сети куста (от ТП до пунктов питания). Принятая схема (радиальная, магистральная, смешанная) питающей сети должна обеспечивать требуемую надёжность питания приёмников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность сети в отношении

присоединения новых приёмников и перемещения приёмников по площади куста. Выбор способа прокладки питающей сети производится с учётом характера окружающей среды и возможных условий места прокладки. Исполнение силовых распределительных пунктов должно также соответствовать характеру окружающей среды.

2. Определяются расчётные электрические нагрузки по пунктам питания куста (табл.10.2).
3. Производится выбор сечений питающей сети по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева и проверка их по потере напряжения (табл.10.1).
4. Производится выбор силовой распределительной сети и аппаратов защиты и управления куста (табл.10.3).
5. Для участка сети куста (от вводного автомата на подстанции до самого мощного или самого удалённого электроприёмника) строится карта селективности действия аппаратов защиты (рис.10.2).
6. Производится расчёт питающей и распределительной сети по условиям допустимой потере напряжения и построения эпюры отклонений напряжения для цепочки линий от шин ГПП до зажимов одного наиболее удалённого от ТП куста или наиболее мощного электроприёмника для режимов максимальной и минимальной нагрузок, а в случае двухтрансформаторной подстанции и послеаварийного режима (рис.13.1).
7. Производится расчёт токов короткого замыкания для участка сети куста от ТП до наиболее мощного электроприёмника куста. Полученные данные наносятся на карту селективности действия аппаратов защиты.

Рисунок 10.1- Распределение электроприемников по пунктам питания

Рисунок 10.2 - Распределение электроприемников по пунктам питания

10.1 Выбор автоматических выключателей

Выбор автоматических выключателей необходим для обеспечения автоматического отключения при ненормальных режимах работы в сети.

Выбор производится по следующим условиям:

Уставки по времени должны быть проверены на селективность действия последовательно включенных аппаратов защиты, чтобы при каждом нарушении нормального режима отключался только поврежденный участок, но не срабатывали аппараты в высших звеньях.

Используя справочную литературу [с.88, 4] выбираем автоматический выключатель типа ВА 74 - 43, у которого:

Пример:

Выбор автоматического выключателя, защищающего линию ТП-17 -ПР-1.

Результаты расчетов сведены в таблицу 10.2.

10.2 Выбор аппаратов защиты цеховой сети

Все электрические сети должны иметь защиту от токов кз по возможности с наименьшим временем отключения и обеспечением селективности последовательно включенных аппаратов защиты. Защита при этом должна обеспечивать отключение аварийной линии при кз на любом её участке, включая и кз в конце линии.

Обязательная защита от перегрузки согласно ПУЭ требуется для:

- сетей внутри помещений, выполненных открыто проложенными проводниками с горючей наружной оболочкой или изоляцией;
- осветительных сетей в жилых или общественных зданиях, в торговых помещениях, промышленных предприятиях, а так же в пожароопасных зонах;
- силовых сетей на предприятиях, в жилых и общественных зданиях, в торговых помещениях – только в случаях, когда по условиям технологического процесса или по режиму работы сети может возникать длительная перегрузка;
- проводников силовых, осветительных и вторичных цепей в сетях до 1 кВ во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Ia, В-II, В-IIa.

Аппаратами защиты в сетях до 1 кВ обычно служат предохранители и автоматические выключатели.

Номинальные токи электроприемников:

где $\cos\varphi = 0,85$; $\eta = 0,9$ – принимаем для всех электроприемников.

Пусковые токи электроприемников:

где $k = 5$ – кратность пускового тока, принимается для всех электроприемников с асинхронным приводом.

Выбираем автоматический выключатель серии ВА – ВА13-29 - $63 \frac{12,5}{75}$:

$I_{ном} = 63$ А;

Результаты расчетов сведены в таблицу 10.3.

Транспортёр : $P_{ном} = 4,5$ кВт;

Используя справочную литературу [2] выбираем предохранитель типа НПН2–60, у которого $I_{ном} = 60$ А, $I_{св} = 20$ А.

Расчёты представлены в таблице 10.4.

10.3 Выбор сечений линий питающей сети и ответвлений к электроприемникам

Выбор сечений ответвлений к ЭП производится по длительному току ЭП:

Пример: Перемешиватель

Используя справочную литературу [табл.П.2.6, 4] выбираем провод марки АПВ –4(1х4) с $I_{доп} = 32 \text{ А}$;

По (10.3.1): $I_{расч} = 10,92 \text{ А} \leq I_{доп} = 32 \text{ А}$; сечение проводника выбрано правильно.

Пример согласования ответвления и защитного аппарата для перемешивателя №1:

где $I_{доп}$ – допустимый длительный ток проводника, А;

$K_з$ – коэффициент защиты, принимаем 1;

$I_з$ – номинальный ток плавкой вставки предохранителя или расцепителя А;

$K_{пр}$ – коэффициент прокладки проводника, $K_{пр} = 1$ – по воздуху,
 $K_{пр} = 0,9$ – в бетонном полу;

Пример: КТП - ПР-1.

Из таблицы 12.2 для ПР-1 $I_{расч} = 206,8 \text{ А}$;

Используя справочную литературу [табл.П.2.6, 4] выбираем кабель марки АВВГ-(4х150) с $I_{доп} = 230 \text{ А}$;

По (10.3.1): $I_{расч} = 206,8 \text{ А} \leq I_{доп} = 230 \text{ А}$;

Выбранное сечение необходимо проверить по допустимой потере напряжения:

где ΔU_0 – потеря напряжения в 3-х фазных сетях, %/А·км, принимаем по справочной литературе [с.91, 4];

I_p – расчётный ток, А;

l – длина проводника, м.

Сечение проводника выбрано правильно.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Пункт распределительный ПР-3															
Группа А															
12	Перемешиватель №1	1	5,5	5,5		0,5	0,85/0,62	2,75	1,705						
14	Перемешиватель №3	1	7,5	7,5		0,5	0,85/0,62	3,75	2,325						
16	Перемешиватель №5	1	7,5	7,5		0,5	0,85/0,62	3,75	2,325						
Группа Б															
3	Насос	1	55	55		0,8	0,8/0,75	44	33						
4	Насос	1	55	55		0,8	0,8/0,75	44	33						
8	Насос	1	30	30		0,8	0,8/0,75	24	18						
9	Вибросито	1	30	30		0,8	0,8/0,75	24	18						
10	Вибросито	1	30	30		0,8	0,8/0,75	24	18						
Пункт распределительный ПР-4															
Группа А															
11	Глиномес	1	7,5	7,5		0,5	0,85/0,62	3,75	2,325						
12	Перемешиватель №2	1	7,5	7,5		0,5	0,85/0,62	3,75	2,325						
14	Перемешиватель №4	1	7,5	7,5		0,5	0,85/0,62	3,75	2,325						
16	Перемешиватель №6	1	7,5	7,5		0,5	0,85/0,62	3,75	2,325						
18	Центрифуга	1	30	30		0,5	0,85/0,62	15	9,3						
Группа Б															
5	Насос	1	55	55		0,8	0,8/0,75	44	33						
6	Насос	1	55	55		0,8	0,8/0,75	44	33						
7	Насос	1	30	30		0,8	0,8/0,75	24	18						
Цех ремонта и профилактики эл. оборудования и проводникова-кабельной оснастки															
Пункт распределительный ПР-1															
Группа А															
	Станки разные №№1,3,5,6,7	5	2,8-7	24,7		0,15	0,6/1,33	3,7	4,9						
	Сварочная кабина ПВ-40% №№ 64-66	3	17,1	51,3		0,3	0,48/1,51	15,4	23,3						

Окончание таблицы 10.1

Пункт распределительный ПР-7														
Группа А														
	Станки разные №№12,13,17,19,24,27, 38,39	8	1-40	77,3		0,15	0,6/1,33	11,59	15,42					
Пункт распределительный ПР-8														
Группа А														
	Станки разные №№ 23,50,54,55,56,57	6	0,8-7	12,9		0,15	0,6/1,33	1,93	2,57					

Таблица 10.3 - Защитные аппараты силовых распределительных пунктов

№ ПР	Идл	Икр	Тип выключателя	Ин./Ин.расц/Икз	№ ПР	Идл	Икр	Тип выключателя	Ин./Ин.расц/Икз
Цех ремонта и профилактики э.о					Оборудование куста 52				
ПР-1 ПР(11-7077)	70,3	295,5	ВА74-40	800/130//975	ПР-1 ПР(11-7077)	206,8	639,51	ВА 57-35	250/250/1000
ПР-2 ПР(11-7077)	168,29	705,6	ВА57-35	250/200//800	ПР-2 ПР(11-7077)	176,5	654,81	ВА 57-35	250/200/800
ПР-3 ПР(11-7077)	50,62	210,1	ВА13-29	63/63/378	ПР-3 ПР(11-7123)	345,98	804,8	ВА74-40	800/500/1000
ПР-4 ПР(11-7077)	50,28	216,2	ВА13-29	63/63/378	ПР-4 ПР(11-7121)	308,73	767,5	ВА74-40	800/500/1000
ПР-5 ПР(11-7077)	83,86	335,4	ВА57-35	250/160/400					
ПР-6 ПР(11-7077)	93,51	392,7	ВА57-35	250/250//1000					
ПР-7 ПР(11-7077)	56,72	232,55	ВА13-29	63/63/378					
ПР-8 ПР(11-7077)	11,2	48,2	ВА 13-29	63/31,5/189					

Таблица 10.4 - Выбор распределительной сети и аппаратов защиты

Приёмник				Ответвление к ЭП			Автомат	
№ по плану цеха	Наименование электроприёмника	Рн, кВт	Ip, А	Марка и сечение проводника, мм ²	Способ прокладки	Длина, м	Тип авт.выкл.	Ин/Ин.расц./Лкз ,А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оборудование куста 52								
1	Компрессор	37	73,48	АПВ-4(1×25)	в трубе	15	ВА51-31	100/80/600
2	Компрессор	37	73,48	АПВ-4(1×25)	в трубе	20	ВА51-31	100/80/600
	Городок	100	198,61	АПВ-4(1×70)	в трубе	70	ВА57-35	250/200/500
19	Аварийный привод	55	109,23	АПВ-4(1×35)	в трубе	15	ВА57-35	250/125/750
20	Вспомогательная лебедка	15	29,79	АПВ-4(1×4)	в трубе	25	ВА51Г-26	32/32/224
22	Гидротолкатель вспомлебедки	7,5	14,90	АПВ-4(1×4)	в трубе	25	ВА13-29	63/16/96
23	Гидротолкатель аварийного привода	30	59,58	АПВ-4(1×16)	в трубе	15	ВА57-35	250/63/378
21	Маслонасос	2,2	4,37	АПВ-4(1×4)	в трубе	20	ВА13-29	63/5/30
12	Перемешиватель №1	5,5	10,92	АПВ-4(1×4)	в трубе	30	ВА13-29	63/12,5/75
14	Перемешиватель №3	7,5	14,90	АПВ-4(1×4)	в трубе	30	ВА13-29	63/16/96
16	Перемешиватель №5	7,5	14,90	АПВ-4(1×4)	в трубе	25	ВА13-29	63/16/96
3	Насос	55	109,23	АПВ-4(1×35)	в трубе	30	ВА57-35	250/125/750
4	Насос	55	109,23	АПВ-4(1×35)	в трубе	25	ВА57-35	250/125/750
8	Насос	30	59,58	АПВ-4(1×16)	в трубе	5	ВА57-35	250/63/378
9	Вибросито	30	59,58	АПВ-4(1×16)	в трубе	20	ВА57-35	250/63/378
10	Вибросито	30	59,58	АПВ-4(1×16)	в трубе	20	ВА57-35	250/63/378
5	Насос	55	109,23	АПВ-4(1×35)	в трубе	30	ВА57-35	250/125/750
6	Насос	55	109,23	АПВ-4(1×35)	в трубе	25	ВА57-35	250/125/750
7	Насос	30	59,58	АПВ-4(1×16)	в трубе	5	ВА57-35	250/63/378
11	Глиномес	7,5	14,9	АПВ-4(1×4)	в трубе	25	ВА13-29	63/16/96
13	Перемешиватель №2	7,5	14,9	АПВ-4(1×4)	в трубе	30	ВА13-29	63/16/96
15	Перемешиватель №4	7,5	14,9	АПВ-4(1×4)	в трубе	30	ВА13-29	63/16/96
17	Перемешиватель №6	7,5	14,9	АПВ-4(1×4)	в трубе	25	ВА13-29	63/16/96
18	Центрифуга	30	59,58	АПВ-4(1×16)	в трубе	25	ВА57-35	250/63/378
Цех ремонта и профилактики э.о								
1	Листогибочные вальцы	5	14	АПВ-4(1×2)	в трубе	8	ВА13-29	63/16/96
2	Вертикально-сверлильный ст.	0,8	2,25	АПВ-4(1×2)	в трубе	54	ВА13-29	63/4/24
3	Станок для рубки металла	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	36	ВА13-29	63/25/150
4	Стружкодробилка	2,8	8	АПВ-4(1×2)	в трубе	89	ВА13-29	63/12,5/75
5	Станок для рубки металла	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	59	ВА13-29	63/25/150
6	Станок для резки металла	2,8	8	АПВ-4(1×2)	в трубе	65	ВА13-29	63/12,5/75

7	Радиально-сверлильный ст	2,9	8,2	АПВ-4(1×2)	в трубе	40	BA13-29	63/12,5/75
8	Станок для резки металла	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	70	BA13-29	63/25/150
9	Зубофрезерный ст.	14	39,4	АПВ-4(1×8)	в трубе	4	BA13-29	63/50/300
10	Зубострогальный ст	4,5	12,7	АПВ-4(1×2)	в трубе	11	BA13-29	63/16/96
11	Зубострогальный ст	4,5	12,7	АПВ-4(1×2)	в трубе	33	BA13-29	63/16/96
12	Полуавтомат зубофрезерный	4,5	12,7	АПВ-4(1×2)	в трубе	22	BA13-29	63/16/96
13	Горизонтально-протяжной ст	40	11,2	АПВ-4(1×2)	в трубе	14	BA13-29	63/12,5/75
14	Зубодолбежный ст	12	33,8	АПВ-4(1×8)	в трубе	22	BA13-29	63/40/240
15	Горизонтально-фрезерный ст	2,8	8	АПВ-4(1×2)	в трубе	51	BA13-29	63/12,5/75
16	Зубофрезерный ст	15	42,2	АПВ-4(1×16)	в трубе	44	BA13-29	63/50/300
17	Зубофрезерный ст	14	39,4	АПВ-4(1×8)	в трубе	34	BA13-29	63/50/300
18	Вертикально-фрезерный ст	5,8	16,3	АПВ-4(1×2)	в трубе	53	BA13-29	63/25/150
19	Вертикально-фрезерный ст	7,6	21,4	АПВ-4(1×4)	в трубе	39	BA13-29	63/25/150
20	Внутришлифовальный ст	3,5	9,8	АПВ-4(1×2)	в трубе	61	BA13-29	63/12,5/75
21	Плоскошлифовальный ст	14	39,4	АПВ-4(1×8)	в трубе	50		
22	Круглошлифовальный ст	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	60	BA13-29	63/25/150
23	Токарно-револьверный ст	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	4	BA13-29	63/25/150
24	Токарно-винторезный ст	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	15	BA13-29	63/25/150
25	Круглошлифовальный ст	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	43	BA13-29	63/25/150
26	Токарно-винторезный ст	4,5	12,7	АПВ-4(1×2)	в трубе	14	BA13-29	63/16/96
27	Наждачное точило	1,4	4	АПВ-4(1×2)	в трубе	20	BA13-29	63/6,3/37,8
28	Поперечно-строгальный ст	4	11,25	АПВ-4(1×2)	в трубе	50	BA13-29	63/12,5/75
29	Поперечно-строгальный ст	4	11,25	АПВ-4(1×2)	в трубе	45	BA13-29	63/12,5/75
30	Поперечно-строгальный ст	1,7	4,8	АПВ-4(1×2)	в трубе	41	BA13-29	63/6,3/37,8
31	Долбежный ст	4,5	12,7	АПВ-4(1×2)	в трубе	59	BA13-29	63/16/96
32	Наждачное точило	1	2,8	АПВ-4(1×2)	в трубе	65	BA13-29	63/4/24
33	Лоботокарный ст	30	84,4	АПВ-4(1×35)	в трубе	59	BA 57-35	250/100/800
34	Продольно-строгальный ст	40	112,5	АПВ-4(1×35)	в трубе	40	BA 57-35	250/125/1000
35	Токарно-винторезный ст	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	37	BA13-29	63/25/150
36	Токарно-винторезный ст	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	39	BA13-29	63/25/150
37	Токарно-винторезный ст	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	47	BA13-29	63/25/150
38	Наждачное точило	1	2,8	АПВ-4(1×2)	в трубе	70	BA13-29	63/4/24
39	Токарно-винторезный ст	2,8	8	АПВ-4(1×2)	в трубе	18	BA13-29	63/12,5/75

40	Токарно-винторезный ст	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	48	BA13-29	63/25/150
41	Токарно-карусельный ст	28	78,8	АПВ-4(1×25)	в трубе	31	BA51-33	100/80/600
42	Расточной ст	28	78,8	АПВ-4(1×25)	в трубе	11	BA51-33	100/80/600
43	Калорифер	2,8	7,3	АПВ-4(1×2)	в трубе	76	BA13-29	63/12,5/75
44	Токарно-винторезный ст	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	5	BA13-29	63/25/150
49	Токарно-винторезный ст	55	154,7	АНРГ-4(1×120)	канал в полу	5	BA57-35	250/200/1600
50	Токарно-винторезный ст	2,8	8	АПВ-4(1×2)	в трубе	5	BA13-29	63/12,5/75
51	Зубофрезерный ст	15	42,2	АПВ-4(1×16)	в трубе	28	BA13-29	63/50/300
52	Токарно-винторезный ст	7	19,7	АПВ-4(1×4)	в трубе	37	BA13-29	63/25/150
53	Токарно-винторезный ст	14	39,4	АПВ-4(1×8)	в трубе	40	BA13-29	63/50/300
54	Полуавтомат для заточки фрез	1,7	4,8	АПВ-4(1×2)	в трубе	23	BA13-29	63/6,3/37,8
55	Станок для заточки фрез	0,8	2,25	АПВ-4(1×2)	в трубе	14	BA13-29	63/4/24
56	Ст. для заточки дисковых пил	1,7	4,8	АПВ-4(1×2)	в трубе	25	BA13-29	63/6,3/37,8
57	Полуавтомат для заточки резцовых головок	1,7	4,8	АПВ-4(1×2)	в трубе	20	BA13-29	63/6,3/37,8
58	Печь	30	53,3	АПВ-4(1×16)	в трубе	23	BA13-29	63/63/378
59	Печь	45	80	АПВ-4(1×25)	в трубе	28	BA 57-35	250/100/800
60	Печь	25	44,4	АПВ-4(1×16)	в трубе	20	BA13-29	63/50/300
61	Кран-балка	6	22,5	АВВГ-4(1×4)	в трубе	5	BA13-29	63/25/150
62	Кран-балка	6	22,5	АВВГ-4(1×4)	в трубе	65	BA13-29	63/25/150
63	Кран-балка	6	22,5	АВВГ-4(1×4)	в трубе	11	BA13-29	63/25/150
64	Сварочная кабина	17,1	60,1	АПВ-4(1×25)	в трубе	10	BA13-29	63/63/378
65	Сварочная кабина	17,1	60,1	АПВ-4(1×25)	в трубе	12	BA13-29	63/63/378
66	Сварочная кабина	17,1	60,1	АПВ-4(1×25)	в трубе	15	BA13-29	63/63/378

11 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В

Схема сети ниже 1000 В показана на рис.11.1. Расчет токов кз в сетях до 1000 В обладает следующими особенностями:

- (при $U_{\text{сети}} = 0,38$ кВ принимаем $U = 1,05 \cdot U_{\text{сети}} = 0,4$ кВ);
- ток кз определяется по следующей формуле:

где Z_{Σ} , мОм – сопротивление до точки кз; $U_{\text{н}} = 400$ В.

Расчет токов кз производим до участка цеховой сети до ЭП № 22.

Рисунок 11.1. Однолинейная схема сети ниже 1000 В

Для удобства расчетов составим электрическую схему замещения.

Линия ТП - 17 – РУ 0,4кВ

Определяем полное суммарное сопротивление до точки К1. Сопротивления QF1 и ТА1 не учитываем, т.к. $I_{\text{ном.ап}} = 1600$ А > 1000 А.

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора:

Принимаем $k_{\text{уд}} = 1,6$ согласно [6];

Линия РУ 0,4кВ – ПР-2

Определяем полное суммарное сопротивление до точки К2. Сопротивления QF2 и ТА2 учитываем, т.к. $I_{\text{ном.ап}} = 250$ А.

Принимаем для автоматического выключателя, согласно [2] следующие величины:

$R_K = 0,36$ (Ом) – активное сопротивление токовой катушки автоматического выключателя;

$X_K = 0,28$ (Ом) – реактивное сопротивление токовой катушки автоматического выключателя;

$R_{пер} = 0,6$ (Ом) – переходное сопротивление контактов.

Для трансформатора тока, согласно [2] при коэффициенте трансформации $K_T=400/5$ принимаем следующие величины:

$R_{mm} = 0,11$ (Ом) – активное сопротивление первичной обмотки трансформатора тока;

$X_{mm} = 0,17$ (Ом) – реактивное сопротивление первичной обмотки трансформатора тока.

Для кабеля АВВГ-(4х120)

Принимаем $k_{y0} = 1,3$ согласно[6];

Линия РП - 2 - ЭП -22

Определяем полное суммарное сопротивление до точки КЗ.

Принимаем для автоматического выключателя, согласно [2] следующие величины:

$R_K = 2,35$ (Ом) – активное сопротивление токовой катушки автоматического выключателя;

$X_K = 1,3$ (Ом) – реактивное сопротивление токовой катушки автоматического выключателя;

$R_{пер} = 1$ (Ом) – переходное сопротивление контактов.

Для провода АПВ-4(1х4)

Принимаем $k_{y0} = 1,12$ согласно[6];

Представим для наглядности расчет в виде таблицы 13.1.

Таблица 11.1 - Значения токов КЗ

1. Номинальный ток Гидротолкателя вспомлебедки: $I_{ном}=14,9$ А,
2. Пусковой ток Гидротолкателя вспомлебедки: $I_{пуск}=74,48$ А,
3. Расчетный ток ПР-2: $I_{расч}=176,5$ А,
4. Пиковый ток ПР-2: $I_{пик}=645,81$ А,
5. Расчетный ток ТП-17: $I_{расч}=957$ А,
6. Пиковый ток ТП-17: $I_{пик}=1415,8$ А,
7. Ток КЗ в точке К1: $I_{кз1}=16060$ А,
8. Ток КЗ в точке К2: $I_{кз2}=6720$ А,
9. Ток КЗ в точке К3: $I_{кз3}=950$ А,
10. Защитная характеристика ВА 13-29 16/96 ($I_{ном}=63$ А),
11. Защитная характеристика ВА 57-35 200/800 ($I_{ном}=250$ А),
12. Защитная характеристика ВА 74-43 1250/2500 ($I_{ном}=1600$ А),

Защитные характеристики автоматических выключателей, которые необходимо использовать для построения карты селективности действия аппаратов защиты приведены в справочной литературе [с.87, 4].

Рисунок 12.1 - Карта селективности

13

Если при построении эпюры отклонения напряжения окажется, что потеря напряжения больше допустимой, то нужно будет увеличить сечение проводников.

Расчет потерь напряжения в различных элементах производится по ниже приведенным выражениям:

потери напряжения в трансформаторах:

- коэффициент загрузки трансформатора;

активная и реактивная составляющие напряжения кз:

потери напряжения в линиях электропередач:

отклонение напряжения:

Рисунок 13.1 - Радиальная сеть для расчета отклонений напряжения и эпюра отклонений напряжения

Максимальный режим:

Участок 0 - 1

Для расчета максимального режима определим активные и реактивные мощности куста №52

Потери напряжения определяем по формуле:

Или в вольтах:

где $R_{001} = 0,27 \text{ Ом/км}$ и $X_{001} = 0,309 \text{ Ом/км}$ – активное и индуктивное сопротивления ВЛ на участке 0-1.

Участок 1 – 2

Потери напряжения определяем по формуле:

Или в вольтах:

$$U_2 = 6145,65 - 0,21 = 6145,44 \text{ В};$$

где $R_{012} = 0,48$ Ом/км и $X_{012} = 0,06$ Ом/км – активное и индуктивное сопротивления КЛ на участке 1 – 2.

Участок 2 - 3

Так как на участке 2-3 в расчетной цепочке имеется цеховая ТП, то нужно выполнить расчет потери напряжения в трансформаторе ΔU_T , а именно:

Или в вольтах:

где β – коэффициент загрузки трансформатора; $U_k\%$ - определяется по справочным данным; $\cos\varphi_2$, $\sin\varphi_2$ – коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора.

С учетом потерь в обмотке ВН напряжение ВН:

повышаем уровень напряжения на ТП – 2 переключением отпайки на одну ступень +2,5%:

Перерасчет напряжения НН:

Участок 3 - 4

Для расчёта максимального режима определим активные и реактивные мощности ПР-2

Потери напряжения определяем по формуле:

Или в вольтах:

где $R_{034} = 0,28$ Ом/км и $X_{034} = 0,06$ Ом/км – активное и индуктивное сопротивления КЛ на участке 3 –4.

Участок 4 – 5

Для расчёта максимального режима определим активные и реактивные мощности ЭП №22 (Гидротолкатель вспомлебедки)

Потери напряжения определяем по формуле:

Или в вольтах:

где $R_{045} = 8,35$ Ом/км и $X_{045} = 0,1$ Ом/км – активное и индуктивное сопротивления провода на участке 4 –5.

Минимальный режим:

По графикам электрических нагрузок определяем минимальную активную и реактивную мощности.

Участок 0 - 1

Потери напряжения определяем по формуле:

Или в вольтах:

где $R_{001} = 0,27$ Ом/км и $X_{001} = 0,309$ Ом/км – активное и индуктивное сопротивления ВЛ на участке 0-1.

Участок 1 – 2

кВА.

Потери напряжения определяем по формуле:

Или в вольтах:

где $R_{012} = 0,48$ Ом/км и $X_{012} = 0,06$ Ом/км – активное и индуктивное сопротивления КЛ на участке 1 – 2.

Участок 2 - 3

Так как на участке 2-3 в расчетной цепочке имеется цеховая ТП, то нужно выполнить расчет потери напряжения в трансформаторе ΔU_T , а именно:

Или в вольтах:

где β – коэффициент загрузки трансформатора; $U_k\%$ - определяется по справочным данным; $\cos\varphi_2$, $\sin\varphi_2$ – коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора.

;

С учетом потерь в обмотке ВН напряжение ВН:

повышаем уровень напряжения на ТП – 2 переключением отпайки на одну ступень +2,5%:

Перерасчет напряжения НН:

Участок 3 - 4

Для расчёта минимального режима определим активные и реактивные мощности ПР-2

Потери напряжения определяем по формуле:

Или в вольтах:

где $R_{034} = 0,28$ Ом/км и $X_{034} = 0,06$ Ом/км – активное и индуктивное сопротивление КЛ на участке 3 –4.

Участок 4 – 5

Для расчёта минимального режима определим активные и реактивные мощности ЭП №22 (Гидротолкатель вспомлебедки)

$$P_{45\min} = P_{45} = 1,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{45\min} = Q_{45} = 0,93 \text{ кВАр};$$

Потери напряжения определяем по формуле:

Или в вольтах:

где $R_{045} = 8,35$ Ом/км и $X_{045} = 0,1$ Ом/км – активное и индуктивное сопротивление провода на участке 4 –5.

Послеаварийный режим:

В качестве аварийного режима рассмотрим выход из строя одного трансформатора в цеховой подстанции.

Участок 0 - 1

Для расчёта максимального режима определим активные и реактивные мощности куста №52

Потери напряжения определяем по формуле:

Или в вольтах:

Участок 1 – 2

$$P_{12\text{п.ав}} = (P_{\Sigma}) = 525,31 \text{ кВт};$$

$$Q_{12\text{п.ав}} = (Q_{\Sigma}) = 276,375 \text{ кВАр};$$

кВА.

Потери напряжения определяем по формуле:

Или в вольтах:

где $R_{012} = 0,48$ Ом/км и $X_{012} = 0,06$ Ом/км – активное и индуктивное сопротивления КЛ на участке 1 – 2.

Участок 2 - 3

Так как на участке 2-3 в расчетной цепочке имеется цеховая ТП, то нужно выполнить расчет потери напряжения в трансформаторе ΔU_T , а именно:

Или в вольтах:

где β – коэффициент загрузки трансформатора; $U_K\%$ - определяется по справочным данным; $\cos\varphi_2$, $\sin\varphi_2$ – коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора.

;

С учетом потерь в обмотке ВН напряжение ВН:

$$6145,22 - 3,403 \cdot \frac{6145,22}{100} = 5936,1 \text{ В};$$

повышаем уровень напряжения на ТП – 2 переключением отпайки на одну ступень +2,5%:

Перерасчет напряжения НН:

Участок 3 - 4

Для расчёта послеаварийного режима определим активные и реактивные мощности ПР-2

Потери напряжения определяем по формуле:

где $R_{034} = 0,28$ Ом/км и $X_{034} = 0,06$ Ом/км – активное и индуктивное сопротивления КЛ на участке 3 –4.

Участок 4 – 5

Для расчёта послеаварийного режима определим активные и реактивные мощности ЭП №22 (Гидротолкатель вспомлебедки)

Потери напряжения определяем по формуле:

Или в вольтах:

где $R_{045} = 8,35 \text{ Ом/км}$ и $X_{045} = 0,1 \text{ Ом/км}$ – активное и индуктивное сопротивление провода на участке 4 –5.

Таблица 13.1 - Данные для построения эпюры отклонения напряжения

Обозначение участка	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5
Марка проводника, сечение, мм ²	АС-2(120)	АСБ-2(3x240)	ТМ -630/6	АВВГ-(4x120)	АПВ-4(1x4)
Длина, км	2,9	0,010	-	0,085	0,025
Нагрузки P+jQ					
Максимальный	1018,66+j198,75	262,65+j138,19	262,65+j138,19	82,39+j81,95	1,5+j0,93
Минимальный	916,8+j166,95	236,385+j116,08	236,385+j116,08	74,15+j68,84	1,5+j0,93
Послеаварийный	1018,66+j198,75	525,31+j276,375	525,31+j276,375	82,39+j81,95	1,5+j0,93
Потеря напряжения, В					
Максимальный	154,38	0,21	104,84	6,05	0,81
Минимальный	94,68	0,2	87,75	5,6	0,85
Послеаварийный	154,38	0,43	209,12	6,16	0,84
Отклонение напряжения δU, %					
Максимальный	2,45	0,0035	1,706	1,639	0,21
Минимальный	1,578	0,0034	1,486	1,483	0,23
Послеаварийный	2,45	0,0071	3,403	1,594	0,22

14.1 Схема измерений и учета электрической энергии в сети напряжением 0,4 кВ

Расчёт с потребителями (субабонентами), получающими электроэнергию через подстанции предприятия.

Учёт полученной потребителем электроэнергии для денежного расчёта за нее называют расчётным учётом электроэнергии. Счетчики, предназначенные для расчётного учёта, называют расчётными счетчиками, их устанавливают как правило на границе балансовой принадлежности электросети электроснабжающей организации и потребителя.

В системе общего учёта расхода электроэнергии на промышленном предприятии важное место занимает технический учёт, то есть контроль расхода электроэнергии по цехам, энергоёмким агрегатам и линиям. Счетчики, устанавливаемые для технического учёта, называются счётчиками технического учёта. Технический учёт позволяет осуществлять контроль за соблюдением режимов электропотребления и является основой для составления электробалансов на промышленном предприятии.

Рисунок 14.1 - Схема учета электроэнергии

Условные обозначения к рисунку 14.1:

СА4У – И682

СР44У – И689

Токовые обмотки соединяются последовательно и включаются во вторичные обмотки трансформатора тока каждой из фаз.

Для активного счетчика концы всех обмоток соединяются и подключаются к нулевому проводу, а начало подключают к соответствующей фазе.

Для реактивного счетчика, обмотка напряжения включается на любые из двух фаз, кроме той, к которой подключена обмотка трансформатора тока.

14.2 Схема измерений и учёта электрической энергии в сети напряжением 6 кВ.

На рисунке 14.2 показана схема включения счетчиков активной и реактивной энергии на вводе 6 кВ ГПП.

Рисунок 14.2 - Схема учета электроэнергии напряжением 6 кВ
Условные обозначения к рисунку 11.2:

Автоматизированный мониторинг

В целях энергосбережения а также для учета и контроля расхода энергоресурсов на промышленных предприятиях применяют автоматизированный мониторинг. В процессе эксплуатации осуществляется постоянный мониторинг работы оборудования на базе высокоинтеллектуальных счетчиков ION, учет выработки электроэнергии и расхода топлива.

Рисунок 14.3 - Схема мониторинга

Функции системы:

- Непрерывный точный учет электроэнергии с разбивкой на производственные процессы, здания, участки и отдельные присоединения
- Непрерывный контроль потребления энергии и коэффициента мощности

- Возможность одновременного учета всех видов энергоресурсов, включая газ, пар, воду, воздух и т.п.
- Непрерывный мониторинг и контроль состояния оборудования
- Сигнализация о проблемах и предаварийных ситуациях
- Возможность интеграции с существующими системами автоматизации, телемеханики и системами управления производством
- Возможность коммерческих расчетов по любым методикам учета, в том числе по многотарифной схеме

16 Молниезащита

Открытые распределительные устройства подстанций должны защищаться от прямых ударов молнии отдельно стоящими стержневыми молниеотводами.

Для установки молниеотводов целесообразно использовать также все высокие сооружения, расположенные вблизи подстанции.

Учитывая протяженность границ подстанции, намечаем для установки четыре молниеотвода.

Рисунок 16.1 - Схема молниезащиты ГПП

Для дальнейших расчетов необходимо определиться с вероятностью прорыва молнии через зону защиты. Статистические данные показывают, что при вероятности прорыва 0,05 защищаемый объект в среднем будет поражаться не чаще, чем 1 раз за 200 лет, что почти всегда удовлетворяет потребностям практики.

16.1 Выбор высоты молниеотводов

Рисунок 16.2.1 - Итоговая схема молниезащиты ГПП

Итоговая схема молниезащиты показывает, что все объекты подстанции полностью входят в получившуюся зону защиты.

16.3 Определение надежности защиты подстанции от ПУМ

Вообще, подстанции имеют относительно небольшие размеры по сравнению с линиями электропередач, и прямые удары молнии в территорию подстанции случаются крайне редко.

Тем не менее, следует оценить вероятное число лет работы подстанции при нормальной ее защите в соответствии с требованиями Руководящих указаний.

Таким образом, подтверждается эффективность защиты с помощью молниеотводов.

16.4 Расчёт заземления

Рисунок 16.4.1 - План заземляющего устройства молниеотвода

Сопротивление одного стержня:

Сопротивление заземляющей полосы

где коэффициент сезонности $K_{сез} = 4,0$ [табл. 1.11, 26].

Сопротивление вертикальных заземлителей при $\eta_a = 0,69$ составит:

а заземляющего устройства пс в целом:

Для токов молнии $I_i = 10-100 \text{ kA}$ импульсный коэффициент изменяется в пределах:

импульсное сопротивление заземляющего устройства:

17 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данной работы является составление сметы на проектирование электрической части Управления материально-технического снабжения и комплектации Казанского нефтегазоконденсатного месторождения и расчет сметы затрат на электрооборудование механосборочного цеха предприятия. Детальный расчет электроснабжения производится для силовых трансформаторных подстанций, где используется стандартное электрооборудование, как наиболее экономически выгодное.

17.1 Смета затрат на проектирование

Решение о проектировании электроснабжения цеха принимается на основе технико-экономического обоснования.

На основе утвержденного ТЭО заказчик заключает договор с проектной организацией на проектирование и выдает ей задание, которое содержит:

1. Генплан предприятия;
2. Расположение источника питания;
3. Сведения об электрических нагрузках;
4. План размещения электроприемников в отделениях;
5. Площадь отделений и всей территории цеха.

Различают две стадии проектирования:

Выбор трансформаторов на ГПП. Сравнение и выбор оптимального варианта.

Сведем в таблицу 17.6.

Таблица 17.6 Сравнение и выбор оптимальных трансформаторов на ГПП.

Наименование трансформатора	Стоимость потерь в трансформаторах, Стр тыс.у.е.	Суммарные приведенные затраты, Зтр тыс.у.е.	Суммарные годовые потери энергии, Эа МВт/ч.
ТРДМ 16000/110	829190,04	829252,19	190,6МВт/ч
ТРДМ 25000/110	637188,75	637276,03	167,3МВт/ч

По результатам расчета видно, что наиболее выгодным и оптимальным вариантом является установка трансформаторов ТМ-25000/110.