

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль))

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение производства сульфата аммония химического завода»

Студент(ка)

С.О. Степанков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

О.В. Самолина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Тольятти 2016

## **Аннотация**

В выпускной квалификационной работе представлен расчет системы электроснабжения производства сульфата аммония. В первом пункте пояснительной записке рассматриваются свойства и технология производства сульфата аммония.

Представлен расчет электрических нагрузок производства на стороне 6 кВ и на стороне 0.4 кВ. Для построения распределительной сети были выбраны распределительные трансформаторы марки ТМЗ и мощностями 1000 и 1600 кВА. Выбраны кабели распределительной сети производства.

К установке на ГПП предприятия было принято с учетом суммарных нагрузок по производству два силовых трансформатора марки ТДН 10000/110. Так же выбрано оборудование на стороне 6 кВ.

Выполнен расчет молниезащиты ГПП производства сульфата аммония.

Пояснительная записка выпускной квалификационной работы выполнена на 61 странице формата А4, включает в себя 5 рисунков и 19 таблиц. Графическая часть приложена на шести листах формата А1.

## Содержание

Введение.....	6
1 Технология получения сульфата аммония на химическом производстве .....	7
2 Расчет нагрузок производства сульфата аммония химического предприятия	11
3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции производства сульфата аммония.....	22
4 Выбор числа и мощности распределительных трансформаторов производства сульфата аммония.....	32
5 Расчет токов короткого замыкания.....	39
6. Выбор питающих линий 6 кВ.....	44
7 Выбор оборудования главной понизительной подстанции производства сульфата аммония.....	50
8 Релейная защита силовых трансформаторов.....	54
9 Расчет молниезащиты главной понизительной подстанции производства сульфата аммония.....	57
Заключение.....	59
Список использованных источников.....	61

## **Введение**

В общем балансе нашей страны удельный вес промышленности и строительства составляет более 70%, поэтому вопросам электроснабжения промышленных предприятий придается большое значение. Для этого вся система распределения и потребления электрической энергии, полученной от энергосистем, строится таким образом, чтобы удовлетворялись основные требования электроприемников, находящихся у потребителя.

Надежность электроснабжения достигается благодаря безотказной работе всех элементов энергосистемы и применению ряда технических устройств, как в системе, так и у потребителей.

Предприятия химической промышленности зачастую относятся к потребителям первой категории. Это в первую очередь связано с особенностями технологического процесса, который в большинстве случаев не допускает прерывания, так как может повлечь за собой огромный материальный ущерб и оказать влияние на жизнь и здоровье людей.

Поэтому при проектировании систем электроснабжения предприятий химической промышленности, следует особое внимание уделять именно надежности и качеству электроснабжения.

Качество электроснабжения определяется поддержанием на установленном уровне значений напряжения и частоты, а также ограничением в сети значений высших гармоник, не синусоидальности и несимметричности напряжений.

Цель выпускной квалификационной работы – проектирование рациональной схемы электроснабжения производства сульфата аммония химического предприятия.

## **1 Технология получения сульфата аммония на химическом производстве**

Сульфат аммония  $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$  представляет собой белый кристаллический порошок. Удельный вес кристаллического сульфата аммония  $-1,77 \text{ г/см}^3$ , молекулярный вес 132,16; насыпной вес кристаллического сульфата аммония в среднем около  $800 \text{ кг/м}^3$ . Кристаллы сульфата аммония соленые на вкус; они хорошо растворяются в воде, причем с повышением температуры воды растворимость сульфата аммония увеличивается.

С повышением концентрации водного раствора сульфата аммония повышается температура кипения раствора, однако это повышения является весьма незначительным.

Химически чистый сульфат аммония содержит 25,76 % аммиака или 21,21 азота.

При образовании из водного раствора кристаллов сульфата аммония выделяется значительное количество тепла, так называемое тепло кристаллизации. При растворении кристаллов сульфата аммония в воде происходит обратное явление – тепло поглощается.

Растворимость сульфата аммония в слабых растворах серной кислоты примерно такая же. Как и в воде. С повышением концентрации кислоты (выше 10 %) растворимость сульфата аммония увеличивается, при этом часть сульфата аммония переходит в бисульфат.

Под действием тепла сульфат аммония начинает разлагаться с выделением аммиака и образованием кислого сернокислого аммония  $\text{NH}_4\text{HSO}_4$ . Полное разложение сульфата аммония наступает при  $513 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Промышленностью выпускается сульфат аммония трех видов: технически очищенный, аккумуляторный и для удобрений.

Сульфат аммония технический очищенный применяется для производства химических реактивов, в пивоваренной промышленности. Неочищенный технический сульфат аммония применяется в качестве

удобрения и отличается от технического очищенного сульфата тем, что в нем допускается небольшое содержание хлоридов, мышьяка и нерастворимых в воде примесей.

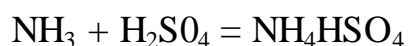
Сульфат аммония аккумуляторный содержит основного вещества столько же, сколько и технический очищенный, но отличается от последнего значительно меньшим содержанием всех других примесей, в частности хлоридов.

Сульфат аммония является одним из самых распространенных видов азотных удобрений. При внесении его в почву он дает хорошие результаты в течение нескольких лет, но затем, по мере использования растениями азота, в почве накапливается свободная серная кислота, которая подкисляет почву и ослабляет действие удобрения. Поэтому после пяти-восьмилетнего внесения сульфата аммония в почву необходимо вместе с удобрением также вносить и некоторое количество извести, которая нейтрализует накапливающуюся в почве серную кислоту.

### **Способы получения сульфата аммония**

Существует много методов получения сульфата аммония из различного сырья, однако в азотной промышленности его производят только из аммиака и серной кислоты. Производство осуществляется по двум основным способам — «мокрому» и «сухому». Химизм процесса в обоих способах одинаков, основное различие заключается в приемах осуществления реакции между аммиаком и кислотой.

Процесс поглощения аммиака серной кислотой может быть выражен двумя реакциями. При прохождении газообразного аммиака через слой кислоты сначала образуется хорошо растворимый в кислоте кислый сернокислый аммоний (бисульфат аммония):



По мере накопления в растворе бисульфата аммония он переходит в плохо растворяющийся в серной кислоте сульфат аммония, который выпадает из раствора в виде белых кристаллов:



Реакция поглощения аммиака серной кислотой протекает с выделением тепла. При образовании сульфата аммония в результате поглощения аммиака 65—70%-ной серной кислотой выделяется 325 кал тепла на 1 кг сульфата аммония.

В заводских условиях реакция взаимодействия аммиака с серной кислотой по «мокрому» способу осуществляется в аппаратах, называемых сатураторами, в которых газообразный аммиак барботирует через слой серной кислоты. Растворы серной кислоты в сатураторе, насыщенные сульфатом и бисульфатом аммония, называют щелоками.

При сухом способе распыленная на мелкие капли серная кислота реагирует с газообразным аммиаком в полый камере, в результате чего образуются сухие кристаллы сульфата аммония, которые осаждаются на дно камеры в виде тонкого порошка.

### Схема производства

Газообразный аммиак (рисунок 1) по трубопроводу поступает в нижнюю часть сатуратора 1; 75—78%-ная серная кислота в сатуратор поступает из напорного резервуара 2 через мерник 3;

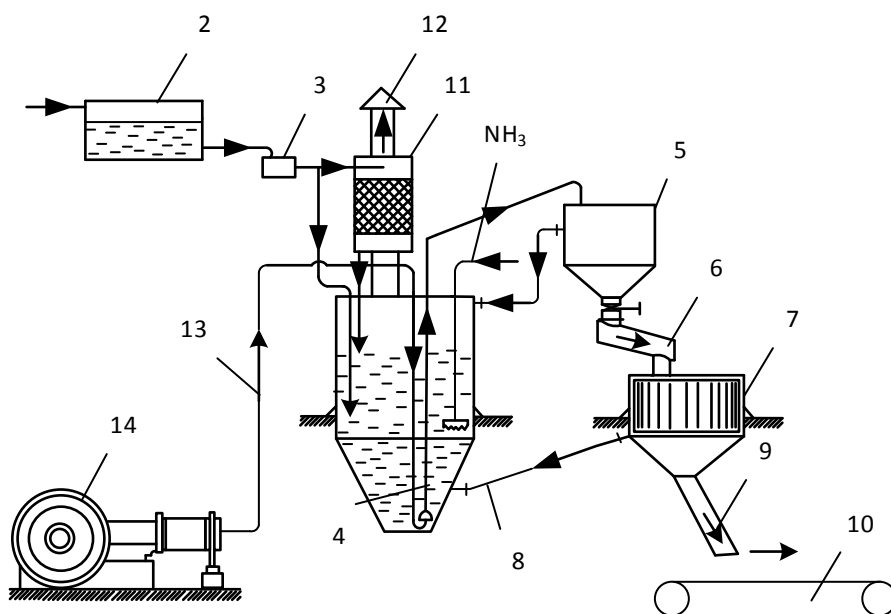


Рисунок 1 – Схема производства сульфата аммония





## 2 Расчет нагрузок производства сульфата аммония химического предприятия

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Суть данного метода состоит в следующем:

1. Все электроприемники разбиваются на характерные группы с однородным режимом работы и объединяются по месту подключения.

2. Для каждой характерной группы определяют:

а) среднюю активную мощность за наиболее загруженную смену группы электроприемников одинакового режима работы

$$P_{cpi} = K_u \cdot \sum P_{номi}$$

где  $P_{номi}$  – номинальная мощность рабочих электроприемников,

$K_u$  – групповой коэффициент использования.

б) среднюю реактивную мощность за наиболее нагруженную смену для группы электроприемников одинакового режима работы:

$$Q_{cpi} = \sum P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – соответствует групповому коэффициенту мощности.

3. Находят суммарную среднюю нагрузку по месту подключения электроприемников:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_k P_{cpi}$$

$$Q_{cp\Sigma} = \sum_k Q_{cpi}$$

4. Определяют средневзвешанный коэффициент использования для рассматриваемой группы электроприемников:

$$K_{иср} = \frac{P_{cp\Sigma}}{\sum P_{ном}}$$

5. Определяется эффективное или приведенное число электроприемников в группе  $n_{\text{Э}}$

$$n_{\text{Э}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^m n_i \cdot P_{H.\text{Э}i} \right)}{\sum n_i \cdot P_{H.\text{Э}i}^2}$$

где  $n_i$  – приведенное число электроприемников.

$P_{н.эi}$  – номинальная мощность ”приведенного” электроприемника, которая для  $i$ -го узла определяется из соотношения  $P_{н.эi} = P_{нi} / n_i$ .

$P_{нi}$  – суммарная мощность всей группы электроприемников  $i$ -го узла.

Если в результате расчета получили, что  $n_э > n$ , то  $n_э = n$ .

6. По упорядоченным диаграммам определяют коэффициент максимума:

$$K_M = f(K_{испр} n_э)$$

7. Определяется расчетная нагрузка:

$$P_p = K_M \cdot P_{cp\Sigma}$$

$$Q_p = K'_M \cdot Q_{cp\Sigma},$$

где  $K'_M = 1.1$ , если  $n_э \leq 10$ ;

$K'_M = 1$ , если  $n_э > 10$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

Результаты расчетов сведем в таблицы 1-6

Таблица 1 – Расчетная электрическая нагрузка для ТП№5 на 0,4 кВ

№ п/п	Наименование ЭП	Число ЭП n	Уст. мощность, приведенная к ПВ=100%		m	Ku	cosφ	tgφ	Средние нагрузки		nэ	Km	Расчетные нагрузки		
			Одного ЭП, кВт	Всех ЭП Pн, кВт					Pср, кВт	Qср, кВт			Pр, кВт	Qр, вар	Sр, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	<i>П/ст №5</i>														
1	ЭРП-1	2	11	22		0,7	0,87	0,560	15,4	8,624					
2	ЭРП-8	8	3,2	25,6		0,5	0,75	0,880	12,8	11,264					
3	Насос	7	40	280		0,5	0,75	0,880	140	123,200					
4	Насос	1	40	40		0,5	0,75	0,880	20	17,600					
5	Эл.задвижка	6	5	30		0,5	0,75	0,880	15	13,200					
6	<i>Вентиляция</i>														
7	Вентилятор градирни	18	75	1350		0,65	0,8	0,750	877,5	658,125					
8	Вентилятор градирни	9	78	702		0,65	0,8	0,750	456,3	342,225					
9	Приточная вентиляция	4	3	12		0,7	0,8	0,750	8,4	6,300					
10	Приточная вентиляция	12	2,2	26,4		0,7	0,8	0,750	18,48	13,860					
11	Приточная вентиляция	14	0,75	10,5		0,7	0,8	0,750	7,35	5,513					
12	Вытяжная вентиляция	2	0,75	1,5		0,65	0,8	0,750	0,975	0,731					
13	Выт. вентиляция из подс.помещ.	4	0,35	1,4		0,65	0,8	0,750	0,91	0,683					
	<i>Освещение</i>														
14	Светильники			39,18			0,75	1,33				16,03	21,32	26,670	
	Итого по ТП №5		88	1,3-78	2541,3	>3	0,61	0,764	1573	1201,62	32	1,13	1777,87	1201,6	2145,86

Таблица 2 – Расчетная электрическая нагрузка для ТП№14 на 0,4 кВ

№ п/п	Наименование ЭП	Число ЭП	Уст. мощность, приведенная к ПВ=100%		m	Ku	cos φ	tgφ	Средние нагрузки		пэ	Km	Расчетные нагрузки			Ip, А
			Одного ЭП, кВт	Всех ЭП Pн, кВт					Pср, кВт	Qср, кВт			Pp, кВт	Qp, вар	Sp, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	<i>П/см №14</i>															
1	РП ЩСУ	1	10	6,6		0,7	0,75	0,88	4,62	4,066						
2	РП ЭРП	1	16	4,5		0,7	0,87	0,56	3,15	1,764						
3	РП ЭРП1	1	25	70		0,7	0,87	0,56	49	27,440						
4	РП ШР1	1	30	260		0,7	0,87	0,56	182	101,920						
5	РП ШР2	1	10	85,5		0,7	0,75	0,88	59,85	52,668						
6	РП	1	70	38,5		0,7	0,88	0,54	26,95	14,553						
7	РП	1	123	105		0,7	0,88	0,54	73,5	39,690						
8	РП	1	57	110		0,7	0,87	0,56	77	43,120						
9	РП	1	48	169		0,7	0,75	0,88	118,3	104,104						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10	РП	1	45	42		0,7	0,6	1,33	29,4	39,102						
11	Насос ц/б	15	15	225		0,7	0,8	0,51	157,	80,325						
1	2	3	4	5												
12	Насос ц/б	14	18,5	259		0,7	0,8 9	0,51	181, 3	92,463						
	<i>Вентиляция</i>															
13	Приточная	8	15	120		0,7	0,8	0,75	84	63,000						
14	Приточная	5	2,2	11		0,7	0,8	0,75	7,7	5,775						
15	Приточная	59	0,75	44,25		0,7	0,8	0,75	30,9 8	23,231						
16	Вытяжная в.т числе аварийная	31	7,5	232,5		0,65	0,8	0,75	151, 1	113,34 4						
17	Вытяжная	22	0,75	16,5		0,65	0,8	0,75	10,7 3	8,044						
18	Вытяжная из подс. помещений	11	0,35	3,85		0,65	0,8	0,75	2,50 3	1,877						
	<i>Освещение</i>															
19	Светильники			128,3			0,7 5	1,33					70,56	93,85	117,416	169,47 6
	Итого по ТП №14	175	0,75- 200	1931, 5	> 3	0,64 7		0,65 3	1250	816,48	60	1,1 3	1412,0 5	816,48 5	1631,11 0	2354,3 4

Таблица 3 – Расчетная электрическая нагрузка для ТП№17 на 0,4 кВ

№ п/п	Наименование ЭП	Число ЭП n	Уст. мощность, приведенная к ПВ=100%		Ku	cosφ	tgφ	Средние нагрузки		пэ	Km	Расчетные нагрузки			Ip, А
			Одного ЭП, кВт	Всех ЭП Pн, кВт				Pср, кВт	Qср, кВт			Pp, кВт	Qp, вар	Sp, кВА	
	<b><i>П/ст №17</i></b>														
1	ЭРП-1	4	0,25	1	0,7	0,4	2,29	0,7	1,603						
2	ЭРП-1	4	60	240	0,82	0,99	0,14	196,8	27,552						
3	ЭРП-2	3	37	111	0,67	0,8	0,75	74,37	55,778						
4	ЭРП-3	3	1,5	4,5	0,5	0,6	1,33	2,25	2,993						
5	ЭРП контактор	3	5,5	16,5	0,67	0,7	1,02	11,055	11,276						
6	Компрессор	1	240	240	0,82	0,86	0,6	180	24,600						
7	Контактор	1	1,5	1,5	0,7	0,6	1,33	1,05	1,397						
8	Щит управления №3	2	22	44	0,5	0,77	0,83	22	18,260						
9	Щит управления №4	1	1,1	1,1	0,4	0,75	0,88	0,44	0,387						
10	Щит управления №1	3	7,5	22,5	0,7	0,71	0,99	15,75	15,593						
11	Сторонние потребители к.513	1	1000	1000	0,7	0,71	0,99	700	69,300						
12	Щит управления №2	1	1,1	1,1	0,5	0,6	1,33	0,55	0,732						
	<b><i>Освещение</i></b>														
13	Светильники			31,34		0,75	1,33					33,737	44,87	56,138	81,02
	<b>Итого по ТП №17</b>	<b>29</b>		<b>1644,54</b>	<b>0,697</b>		<b>0,533</b>	<b>1020,97</b>	<b>239,219</b>	<b>21</b>	<b>1,15</b>	<b>1204,1</b>	<b>239,29</b>	<b>1324,4</b>	<b>821,33</b>

Таблица 4 – Расчетная электрическая нагрузка для ТП№5 на стороне 6 кВ

№ п/п	Наименование ЭП	Число ЭП n	Уст. мощность, приведенная к ПВ=100%		m	Ku	cosφ	tgφ	Средние нагрузки		nэ	Km	Расчетные нагрузки			Ip, А
			Одног о ЭП, кВт	Всех ЭП Pн, кВт					Pср, кВт	Qср, кВт			Pp, кВт	Qp, вар	Sp, кВА	
	<i>П/ст №5</i>															
1	Щит управления	1	5	5		0,7	0,87	0,560	3,5	1,960						
2	Щит управления	1	5	5		0,5	0,75	0,880	2,5	2,200						
7	Асинхронный двигатель	1	630	630		0,5	0,75	0,880	315	277,200						
8	Асинхронный двигатель	1	630	630		0,5	0,75	0,880	315	277,200						
	Итого по ТП №5	10	1,3-78	1276	>3	0,501		0,878	639	561,040	32	1,13	722,070	561,040	914,413	83,799

Таблица 5 – Расчетная электрическая нагрузка для ТП№14 на стороне 6 кВ

№ п/п	Наименование ЭП	Число ЭП n	Уст. мощность, приведенная к ПВ=100%		m	Ku	cosφ	tgφ	Средние нагрузки		nэ	Km	Расчетные нагрузки			Ip, А
			Одного ЭП, кВт	Всех ЭП Pн, кВт					Pср, кВт	Qср, кВт			Pp, кВт	Qp, вар	Sp, кВА	
	<i>П/см №14</i>															
1	Асинхронный двигатель АД-7	1	295	295		0,7	0,4	2,29	206,5	472,885						
2	Асинхронный двигатель АД-2	1	320	320		0,82	0,99	0,14	262,4	36,736						
3	Асинхронный двигатель АД-1	1	630	630		0,67	0,8	0,75	422,1	316,575						
4	Асинхронный двигатель АД-3	1	630	630		0,5	0,6	1,33	315	418,950						
5	Асинхронный двигатель АД-5	1	630	630		0,67	0,7	1,02	422,1	430,542						
6	Асинхронный двигатель АД-4	1	320	320		0,82	0,86	0,6	262,4	157,440						
7	Асинхронный двигатель АД-8	1	295	295		0,7	0,6	1,33	206,5	274,645						
	Итого по ТП №14	7	0,25 - 100	3120	>3	0,672		1,005	2097	2107,73	21	1,15	2411,55	2107,73	3202,85	308,15



Таблица 6 – Расчетная электрическая нагрузка для ТП№17 на стороне 6 кВ

№ п/п	Наименование ЭП	Число ЭП	Уст. мощность, приведенная к ПВ=100%		m	Ku	cos φ	tgφ	Средние нагрузки		пэ	Km	Расчетные нагрузки			Ip, А
			Одног о ЭП, кВт	Всех ЭП Pн, кВт					Pср, кВт	Qср, кВт			Pp, кВт	Qp, вар	Sp, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8		9	10	11	12	13	14	15	16
1	Компрессор СД-4	1	1250	1250		0,7	0,75	0,88	875	770,000						
2	Насос ц-б АД-6	1	295	295		0,7	0,87	0,56	206,5	115,640						
3	Насос ц-б АД-7	1	320	320		0,7	0,87	0,56	224	125,440						
4	Насос ц-б АД-1	1	320	320		0,7	0,87	0,56	224	125,440						
5	Насос ц-б АД-3	1	1250	1250		0,7	0,75	0,88	875	770,000						
6	Компрессор СД-3	1	1250	1250		0,7	0,88	0,54	875	472,500						
7	Компрессор СД-2	1	1250	1250		0,7	0,88	0,54	875	472,500						
8	Компрессор СД-1	1	320	320		0,7	0,87	0,56	224	125,440						
9	Насос ц-б АД-2	1	320	320		0,7	0,75	0,88	224	197,120						
10	Насос ц-б АД-4	1	320	320		0,7	0,6	1,33	224	297,920						
11	Насос ц-б АД-5	1	320	320		0,7	0,89	0,51	224	114,240						
	Итого по ТП №17	11	0,75-200	7215	> 3	0,7		0,710	5051	3586,240	60	1,13	5707,065	3586,240	6740,30	648,58

На каждой ступени распределительного напряжения главной понизительной подстанции заданы нагрузки потребителей в виде максимальных значений активной мощности  $P_{max}$ , которые соответствуют 100 % максимальной ступени для суточных графиков и годовых графиков по продолжительности. Значения мощностей для других ступеней нагрузки по графикам определяются пропорционально в виде  $P_{in}(t)$ .

С использованием заданных значений коэффициентов мощности потребителей графики активной мощности преобразуются в графики полной мощности отдельных потребителей.

Максимальная активная мощность для ГПП:

$$P = P_{0,4mn5} + P_{0,4mn14} + P_{0,4mn17} + P_{6mn5} + P_{6mn14} + P_{6mn17} =$$

$$= 1777,87 + 1412,05 + 1204,1 + 722,07 + 2411,55 + 5707,06 = 13234,7 \text{ (кВт)},$$

где  $P_{0,4mn5}$  - расчётная активная нагрузка ТП №5 на 0,4 кВ, кВт;

где  $P_{0,4mn14}$  - расчётная активная нагрузка ТП №14 на 0,4 кВ, кВт;

где  $P_{0,4mn17}$  - расчётная активная нагрузка ТП №17 на 0,4 кВ, кВт;

где  $P_{6mn5}$  - расчётная активная нагрузка ТП №5 на 6 кВ, кВт;

где  $P_{6mn14}$  - расчётная активная нагрузка ТП №14 на 6 кВ, кВт;

где  $P_{6mn17}$  - расчётная активная нагрузка ТП №17 на 6 кВ, кВт.

Максимальная реактивная мощность для ГПП:

$$Q = Q_{0,4mn5} + Q_{0,4mn14} + Q_{0,4mn17} + Q_{6mn5} + Q_{6mn14} + Q_{6mn17} =$$

$$= 1201,6 + 816,485 + 239,29 + 561,04 + 2107,73 + 3586,24 = 8512,385 \text{ (кВт)},$$

где  $Q_{0,4mn5}$  - расчётная активная нагрузка ТП №5 на 0,4 кВ, квар;

где  $Q_{0,4mn14}$  - расчётная активная нагрузка ТП №14 на 0,4 кВ, квар;

где  $Q_{0,4mn17}$  - расчётная активная нагрузка ТП №17 на 0,4 кВ, квар;

где  $Q_{6mn5}$  - расчётная активная нагрузка ТП №5 на 6 кВ, квар;

где  $Q_{6mn14}$  - расчётная активная нагрузка ТП №14 на 6 кВ, квар;

где  $Q_{6mn17}$  - расчётная активная нагрузка ТП №17 на 6 кВ, квар.

Максимальная полная мощность для ГПП:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{13234,7^2 + 8512,385^2} = 15735,88 \text{ (кВА)}.$$

По известному годовому графику по продолжительности для потребителя  $P_{in}(t)$  определяется значение потребляемой электроэнергии:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in} = 13234,7 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 79778,77 \text{ (МВт} \cdot \text{ч)},$$

где  $P_{in}(t)$  - процентное значение от максимума данной ступени графика,

$t_{in}$  - продолжительность данной ступени, ч.

Продолжительность максимальной годовой нагрузки ПС:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P} = \frac{79778,77}{13,2347} = 6028 \text{ (ч)}.$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{зап} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6028}{8760} = 0,69.$$

Годовой график нагрузки предприятия по продолжительности изображен на рисунке 2.

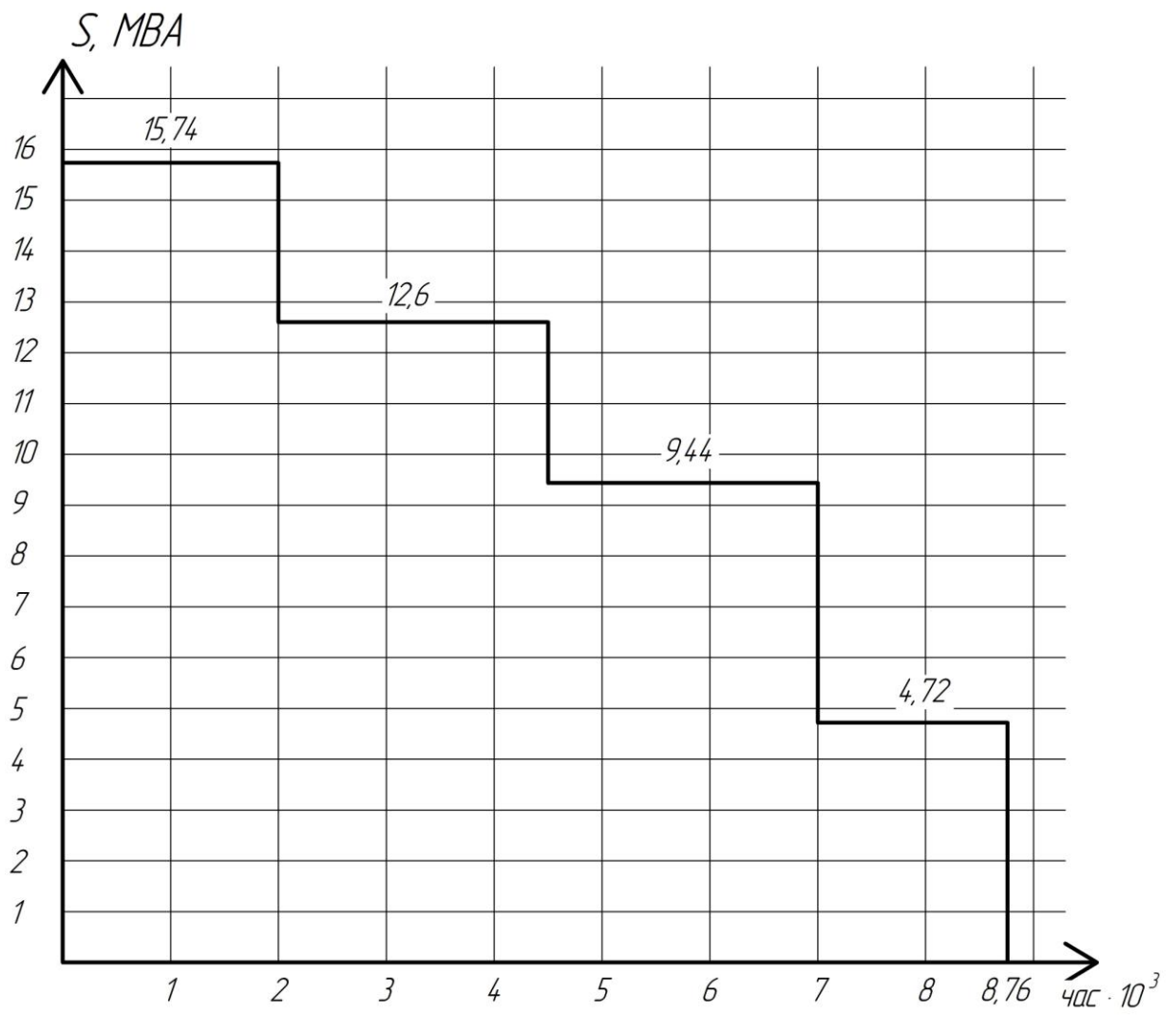


Рисунок 2 - Годовой график нагрузок ГПП по продолжительности

### 3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции производства сульфата аммония

#### 3.1 Выбор мощности силовых трансформаторов

С учётом категории потребителей для обеспечения надежности питания определяется число трансформаторов на ГПП с выполнением приближенного расчёта номинальной мощности выбираемых трансформаторов.

Для потребителей 1-й или 2-й категории без резервирования по стороне низшего напряжения выбирают многотрансформаторную ПС, как правило, двухтрансформаторную ПС, для которой допустимая номинальная мощность каждого трансформатора с учётом допустимой перегрузки в аварийном режиме в общем виде определяется по выражению:

$$S_{ном.Т} = \frac{S \cdot k_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)} = \frac{15,74 \cdot 0,8}{1,4 \cdot 1} = 8,99 \text{ (МВА)},$$

где  $k_{1-2}$  - коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории;  
 $K_{авд}$  - коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора;  
 $n$  - количество параллельно работающих трансформаторов.

По значению номинальной мощности по шкале мощностей силовых трансформаторов из справочников выбирается не менее двух ближайших и больших по мощности трансформаторов из условия:

$$S_{ном.Т2} > S_{ном.Т1} \geq S_{ном.Т}$$

В таблице 7 приведены характеристики двух двухобмоточных трансформаторов, которые выбраны по данному условию.

Таблица 7 – Характеристики проверяемых трансформаторов

Марка СТ	S <sub>НОМ</sub> , кВА	U <sub>НОМ</sub> , кВ		ΔP, кВт		U <sub>КЗ</sub> ,%	I <sub>ХХ</sub> , %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТДН-10000/110	10000	115	6,3	10	56	10,5	0,3
ТДН-16000/110	16000	115	6,3	12	83	10,5	0,3

### 3.2 Технико-экономический расчёт ТДН-10000/110

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,3}{100} \cdot 10000 = 30 \text{ (квар)},$$

где  $I_x(\%)$  - ток холостого хода трансформатора, %.

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ин} \cdot Q_x = 10 + 0,05 \cdot 30 = 11,5 \text{ (кВт)},$$

где  $\Delta P_x$  - потери мощности трансформатора в режиме холостого хода, кВт;  
 $k_{ин}$  - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания, кВт/квар.

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_3 = \frac{S}{S_{ном.Т}} = \frac{15,74}{10} = 1,574 .$$

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания:

$$Q_k = \frac{U_{кз}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 10000 = 1050 \text{ (квар)},$$

где  $U_{\acute{e}c}(\%)$  - напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора:

$$P_k' = \Delta P_{кз} + k_{un} \cdot Q_k = 56 + 0,05 \cdot 1050 = 108,5 \text{ (кВт)},$$

где  $\Delta P_{\acute{e}c}$  - потери мощности короткого замыкания трансформатора, кВт.

Приведенные потери мощности трансформатора:

$$P_T' = P_x' + k_3^2 \cdot P_k' = 11,5 + 1,574^2 \cdot 108,5 = 280,3 \text{ (кВт)}.$$

Экономическая нагрузка трансформатора:

$$S_{\acute{e}лс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P_x'}{P_k'}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot 1 \cdot \frac{11,5}{108,5}} = 4604 \text{ (кВА)}.$$

Для двухобмоточных трёхфазных трансформаторов потери электроэнергии -  $\Delta W_{\acute{e}лс}$  определяется из суммы потерь при коротком замыкании и при холостом ходе на всех ступенях графика нагрузки.

Определим потери короткого замыкания и холостого хода трансформатора на каждой ступени графика нагрузки:

Первая ступень:

$$k_{з.вi} = \frac{S_{Bi}}{S_{ном.Т}} = \frac{15,74}{10} = 1,574 ,$$

где  $S_{Bi}$  - расчётная мощность нагрузки соответствующей обмотки трансформатора из графиков на  $i$ -ой ступени.

$$\Delta W_{xi} = n_i \cdot P'_x \cdot T_i = 2 \cdot 11,5 \cdot 2000 = 46000 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)},$$

где  $n_i$  - число трансформаторов ПС, находящихся в работе на  $i$ -ой ступени годового графика нагрузки;

$T_i$  - продолжительность нахождения нагрузки  $S_{Bi}$  на  $i$ -ой ступени.

Здесь стоит заметить, что если  $S_{Bi}$  на какой-либо ступени будет меньше 4604 кВА, то параллельная работа двух трансформаторов нецелесообразна, и поэтому на этой и последующих ступенях используют один трансформатор.

$$\Delta W_{kBi} = \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot k_{звi}^2 \cdot T_i = \frac{1}{2} \cdot 108,5 \cdot 1,574^2 \cdot 2000 = 268806,15 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Вторая ступень:

$$k_{з.вi} = \frac{12,6}{10} = 1,26 ,$$

$$\Delta W_{xii} = 2 \cdot 11,5 \cdot 2500 = 57500 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)},$$

$$\Delta W_{kBi} = \frac{1}{2} \cdot 108,5 \cdot 1,26^2 \cdot 2500 = 215318,25 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Третья ступень:



$$k_{3.6i} = \frac{9,44}{10} = 0,944 ,$$

$$\Delta W_{xi} = 2 \cdot 11,5 \cdot 2500 = 57500 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)},$$

$$\Delta W_{kBi} = \frac{1}{2} \cdot 108,5 \cdot 0,944^2 \cdot 2500 = 120860,32 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Четвёртая ступень:

$$k_{3.6i} = \frac{4,72}{10} = 0,472 ,$$

$$\Delta W_{xi} = 2 \cdot 11,5 \cdot 1760 = 40480 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)},$$

$$\Delta W_{kBi} = \frac{1}{2} \cdot 108,5 \cdot 0,472^2 \cdot 1760 = 21271,42 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Теперь необходимо сложить потери при коротком замыкании и при холостом ходе:

$$\sum \Delta W_{k\emptyset\emptyset} = 268806,15 + 215318,25 + 120860 + 21271,42 = 626255,82 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)},$$

$$\sum \Delta W_{xi} = 46000 + 57500 + 57500 + 40480 = 201480 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Потери электроэнергии трансформатора:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{k\emptyset\emptyset} + \sum \Delta W_{xi} = 626255,82 + 201480 = 827735,82 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Затем определяем экономическую целесообразность выбора трансформатора.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{240}{6028} + 0,7 = 0,7398 \text{ (руб./кВт} \cdot \text{ч)},$$

где  $\alpha$  - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;

$\beta$  - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчётным счётчиком.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\beta} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\beta} = 827735,82 \cdot 0,7398 = 612359 \text{ (руб)}.$$

Годовые отчисления:

$$I_{\alpha} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,104 \cdot 8000000 = 832000 \text{ (руб)},$$

где  $p_{\text{сум}}$  - суммарный коэффициент отчислений;

$K$  - стоимость трансформатора, руб.

Полные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_{\alpha} + I_{\beta} = 0,1 \cdot 8000000 + 832000 + 612359 = 2244359 \text{ (руб)},$$

где  $E_H$  - нормативный коэффициент дискотирования.

### 3.2 Технико-экономический расчёт ТДН-16000/110

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ (квар)}.$$

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ин} \cdot Q_x = 12 + 0,05 \cdot 48 = 14,4 \text{ (кВт)}.$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_z = \frac{S}{S_{ном.Т}} = \frac{15,74}{16} = 0,98375 .$$

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания:

$$Q_k = \frac{U_{кз}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ (квар)}.$$

Приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора:

$$P'_k = \Delta P_{кз} + k_{ин} \cdot Q_k = 83 + 0,05 \cdot 1680 = 167 \text{ (кВт)}.$$

Приведенные потери мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_x + k_z^2 \cdot P'_k = 14,4 + 0,98375^2 \cdot 167 = 176 \text{ (кВт)}.$$

Экономическая нагрузка трансформатора:

$$S_{э.лс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot 1 \cdot \frac{14,4}{167}} = 6644,4 \text{ (кВА)}.$$

Определим потери короткого замыкания и холостого хода трансформатора на каждой ступени графика нагрузки:

Первая ступень:

$$k_{з.вi} = \frac{S_{Bi}}{S_{ном.Т}} = \frac{15,74}{16} = 0,98375 ,$$

$$\Delta W_{xi} = n_i \cdot P_x' \cdot T_i = 2 \cdot 14,4 \cdot 2000 = 57600 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)},$$

$$\Delta W_{kBi} = \frac{1}{n_i} \cdot P_k' \cdot k_{звi}^2 \cdot T_i = \frac{1}{2} \cdot 167 \cdot 0,98375^2 \cdot 2000 = 161616,6 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Вторая ступень:

$$k_{з.вi} = \frac{12,6}{16} = 0,7875,$$

$$\Delta W_{xi} = 2 \cdot 14,4 \cdot 2500 = 72000 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)},$$

$$\Delta W_{kBi} = \frac{1}{2} \cdot 167 \cdot 0,7875^2 \cdot 2500 = 129457,62 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Третья ступень:

$$k_{з.вi} = \frac{9,44}{16} = 0,59,$$

$$\Delta W_{xi} = 2 \cdot 14,4 \cdot 2500 = 72000 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)},$$

$$\Delta W_{kBi} = \frac{1}{2} \cdot 167 \cdot 0,59^2 \cdot 2500 = 72665,88 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Четвёртая ступень:

Так как мощность нагрузки соответствующей обмотки трансформатора на четвёртой ступени меньше экономической нагрузки трансформаторов, то при расчётах этой ступени используем один трансформатор.

$$k_{э.в} = \frac{4,72}{16} = 0,295 ,$$

$$\Delta W_{xi} = 1 \cdot 14,4 \cdot 1760 = 25344 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)},$$

$$\Delta W_{kBi} = \frac{1}{1} \cdot 167 \cdot 0,295^2 \cdot 1760 = 25578,39 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Теперь необходимо сложить потери при коротком замыкании и при холостом ходе:

$$\sum \Delta W_{квз} = 161616,6 + 129457,62 + 72665,88 + 25578,39 = 389318,5 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)},$$

$$\sum \Delta W_{xi} = 57600 + 72000 + 72000 + 25344 = 226944 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Потери электроэнергии трансформатора:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{квз} + \sum \Delta W_{xi} = 389318,5 + 226944 = 616262,5 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Затем определяем экономическую целесообразность выбора трансформатора.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{э} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{240}{6028} + 0,7 = 0,7398 \text{ (руб./кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{э} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э} = 616262,5 \cdot 0,7398 = 455911 \text{ (руб)}.$$

Годовые отчисления:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,104 \cdot 10000000 = 1040000 \text{ (руб)}.$$

Полные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_o + I_э = 0,1 \cdot 10000000 + 1040000 + 455911 = 2495911 \text{ (руб)}.$$

Таким образом, на подстанции устанавливаются 2×ТДН-10000/110.

#### **4 Выбор числа и мощности распределительных трансформаторов производства сульфата аммония**

Схема электроснабжения представляет собой радиальную сеть. РУ 6 кВ цеховых подстанций, выполненные секциями, питаются по двум и более радиальным линиям, которые работают отдельно, каждая на свою секцию; при отключении одной из них нагрузка автоматически воспринимается другой секцией. Выбор данной схемы обусловлен преобладанием потребителей 1 категории по надежности электроснабжения. Так как электроприемники 1 категории имеются и на вторичном напряжении цеховых ТП, то применяется АВР секционных автоматов.

Недостатком радиальной схемы является большой расход кабеля, но при этом достигается требуемая надежность электроснабжения.

Для крупных предприятий наиболее экономичной и надежной является система электроснабжения, при которой сеть высшего напряжения (в данной работе 110 кВ) максимально приближена к потребителям электроэнергии. На рассматриваемом предприятии кабельные линии 110 кВ проложенные в земле и подходят к ГПП, расположенным в центрах электрических нагрузок, тем самым выполняется условие непосредственной близости сети высокого напряжения к потребителям.

Схема электроснабжения рассматриваемого химического предприятия построена по ступенчатому принципу. Пунктом приема энергии от системы является ГПП, от нее отходящими линиями запитаны РУ 6 кВ цеховых ТП. От РУ 6 кВ цеховых ТП, в свою очередь, питаются мощные электроприемники и трансформаторы цеховых ТП, от которых питается нагрузка с номинальным напряжением 0,4 кВ.

В соответствии с требованиями при проектировании электроснабжения, для распределительных сетей промышленных

предприятий, рекомендуется принимать напряжения 10 кВ. Так же его следует применять для вновь строящихся распределительных сетей.

Однако, анализ оборудования предприятия показал большое количество электроприемников рассчитанных на напряжение 6 кв. К этим электроприемникам относятся мощные асинхронные и синхронные двигатели, в связи с этим принимаем питающие напряжение цеховых ТП 6 кВ.

#### **4.1 Выбор трансформаторов питающих основную нагрузку 0.4 кВ(ТП №17)**

Для установки на в распределительной сети предприятия принимаем трансформаторы марки ТМЗ. Они обладают большей перегрузочной способностью, а их стоимость ниже стоимости трансформаторов марок ТСЗ и ТНЭЗ. Рассмотрим два варианта установки распределительных трансформаторов:

1. ТМЗ – 1000/6/0,4 кВА
2. ТМЗ – 1600/6/0,4 кВА

Рассмотрим первый вариант предусматривающий установку распределительного трансформатора марки ТМЗ – 1000/6/0,4кВА

$$S_{расч} < 1,4 \cdot 1000$$

$$1324,4 \text{ кВА} \leq 1400 \text{ кВА}$$

1. Определим расчетные нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = 1220,97 \text{ кВт}$$

$$Q_{p\Sigma} = 239,3 \text{ кВар}$$

$$Q_{min} = 0,5 \cdot Q_{p\Sigma} = 0,5 \cdot 239,3 = 119,65 \text{ кВар}$$

По таблице находим:

$$\Delta P_{TP} = 2 \cdot 2,45 = 4,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TP} = 2 \cdot 26 = 52 \text{ кВар};$$

$$P_P = P_{p\Sigma} + \Delta P_{TP} = 1220,97 + 4,9 = 1225,87 \text{ кВт};$$



$$Q_P = Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{TP} = 239,3 + 52 = 291,3 \text{ кВар};$$

2. Минимально возможное число трансформаторов:

$$N_T = \frac{P_P + 2\Delta P_{mp}}{K_3 \cdot S_{HT}} = \frac{1225,87}{0,7 \cdot 1000} = 1,75 \approx 2 \text{ шт.}$$

где  $K_3 = 0,7$

3. Определение входных реактивных мощностей переданных из сети энергосистемы  $Q_{Э1}$  и  $Q_{Э2}$ :

$$а) Q'_{Э1} = Q_P - 0,7 \cdot Q_{CD} = 239,3 - 0,7 \cdot 0 = 239,3 \text{ кВар}$$

$$Q''_{Э1} = \alpha \cdot P_P = 0,28 \cdot 1220,97 = 341,97 \text{ кВар}$$

Принимаем  $Q''_{Э1} = Q_{Э1} = 341,97 \text{ кВар}$

$$б) Q'_{Э2} = Q_{MIN} - (Q_P - Q_{Э1}) = 119,65 - (239,3 - 341,97) = 16,98 \text{ кВар}$$

$$Q''_{Э2} = Q_{MIN} + Q_K = 119,65 + 0 = 119,65 \text{ кВар}$$

Принимаем  $Q_{Э2} = Q'_{Э2} = 119,65 \text{ кВар}$

4. Определим суммарную мощность компенсирующих устройств

$$Q_{КУ, MAX} = 1,1 \cdot Q_P - Q_{Э1} = 1,1 \cdot 239,3 - 341,97 = -77,77 \text{ кВар}$$

5. Мощность нерегулируемых компенсирующих устройств

$$Q_{КУ, MIN} = Q_{MIN} - Q_{Э2} = 119,65 - 119,65 = 0 \text{ кВар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

6. Определим реактивную мощность, которая должна быть передана из сети 6 кВ в сеть 0,4 кВ и не должна компенсироваться.

$$Q_{ЭН} = Q_{Э1} - Q_B = Q_{Э1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}) = 341,97 - (239,3 - 239,3) = 341,97 \text{ кВар}$$

7. Реактивная мощность, которая может быть передана из сети до 1000В:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_H)^2 - P_{P\Sigma}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1012,785^2} = 966,574 \text{ кВар}$$

8. Мощность компенсирующих устройств, установленных на стороне до 1000В:

$$Q_{КУ, Н} = Q_{P\Sigma} - Q_T = 341,97 - 966,574 = -624,604 \text{ кВар}$$

$$Q_{КУ, Н} = -624,604 \text{ кВар, значит установку БК на стороне 6 кВ не}$$

устанавливаем

9. Затраты на установку ТП с ТМЗ 1000/6/0,4 кВА.

$$\alpha = 230 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}; \beta = 0,236 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; T_M = 6100 \text{ч.}$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{6100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4719 \text{ ч.}$$

10. Удельные стоимости потерь в трансформаторе:

а) Удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь:

$$C = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot \frac{1}{2} \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau = \left( \frac{230}{6100} + 0,236 \right) \cdot 4719 = 1291,61 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

б) Удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора:

$$C_0 = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P = \left( \frac{230}{6100} + 0,236 \right) \cdot 8760 = 2397,7 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

11. Стоимость потерь мощности в трансформаторах:

$$C_{\Delta P} = n \cdot C_0 \cdot \Delta P_{XX} + n \cdot C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} = 2 \cdot 2397,7 \cdot 2,45 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 1291,61 \cdot 0,7^2 \cdot 10^{-3} \cdot 11,6$$

$$C_{\Delta P} = 26,43 \text{ тыс. руб.}$$

12. Стоимость ТП

Принимаем для расчета одну двухтрансформаторную ТП.

$$K_{ТП} = K_T \cdot N_T = 2 \cdot 950 = 1900 \text{ т.руб.}$$

$$\Delta P_{XX} = 2,45 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{K3} = 11,6 \text{ кВт};$$

$$E = 0,33;$$

$$Z_{ТП} = E \cdot K_{ТП} + C_{\Delta P} = 0,33 \cdot 1900 + 26,43 = 653,43 \text{ т.руб.}$$

Для дальнейшего рассмотрения выбираем трансформатор большей мощности.

Рассмотри трансформатор ТМЗ – 1600/6/0,4кВА

$$S_{\text{расч}} < 1,4 \cdot 1000$$

$$1324,4 \text{ кВА} \leq 1400 \text{ кВА}$$

1. Определим расчетные нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = 1220,97 \text{ кВт}$$

$$Q_{p\Sigma} = 239,3 \text{ квар}$$

$$Q_{min}=0,5 \cdot Q_{P\Sigma}=0,5 \cdot 239,3 = 119,65 \text{кВар}$$

По таблице находим:

$$\Delta P_{TP} = 2 \cdot 11,4 = 22,8 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TP} = 2 \cdot 62,3 = 124,6 \text{ кВар};$$

$$P_P = P_{P\Sigma} + \Delta P_{TP} = 1220,97 + 22,8 = 1243,77 \text{ кВт};$$

$$Q_P = Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{TP} = 239,3 + 124,6 = 363,9 \text{кВар};$$

2. Минимально возможное число трансформаторов:

$$N_T = \frac{P_P + 2\Delta P_{mp}}{K_3 \cdot S_{HT}} = \frac{1243,77}{0,7 \cdot 1600} = 1,12 \approx 2 \text{ шт. т.к целесообразнее ставить 2-х}$$

трансформаторные цеховые подстанции, т.к потребитель 1-категории.

где  $K_3=0,7$

3. Определение входных реактивных мощностей переданных из сети энергосистемы  $Q_{\Sigma 1}$  и  $Q_{\Sigma 2}$ :

$$а) Q'_{\Sigma 1} = Q_P - 0,7 \cdot Q_{CD} = 363,9 - 0,7 \cdot 0 = 363,9 \text{кВар}$$

$$Q''_{\Sigma 1} = \alpha \cdot P_P = 0,28 \cdot 1220,97 = 341,9 \text{ кВар}$$

Принимаем  $Q''_{\Sigma 1} = Q_{\Sigma 1} = 341,9 \text{ кВар}$

$$б) Q'_{\Sigma 2} = Q_{MIN} - (Q_P - Q_{\Sigma 1}) = 119,65 - (363,9 - 341,9) = 97,65 \text{кВар}$$

$$Q''_{\Sigma 2} = Q_{MIN} + Q_K = 291,975 + 0 = 291,975 \text{ кВар}$$

Принимаем  $Q_{\Sigma 2} = Q'_{\Sigma 2} = 119,65 \text{кВар}$

4. Определим суммарную мощность компенсирующих устройств

$$Q_{КУ, MAX} = 1,1 \cdot Q_P - Q_{\Sigma 1} = 1,1 \cdot 363,9 - 341,9 = 97,64 \text{ кВар}$$

5. Мощность нерегулируемых компенсирующих устройств

$$Q_{КУ, MIN} = Q_{MIN} - Q_{\Sigma 2} = 119,65 - 119,65 = 0 \text{ кВар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

6. Определим РМ, которая должна быть передана из сети 6 кВ в сеть 0,4 кВ и не должна компенсироваться.

$$Q_{ЭН} = Q_{\Sigma 1} - Q_B = Q_{\Sigma 1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}) = 341,9 - (363,9 - 239,3) = 217,3 \text{ кВар}$$

7. Реактивная мощность, которая может быть передана из сети до 1000В:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_H)^2 - P_{P\Sigma}^2} = \sqrt{0,7 \cdot 1600^2 - 1012,785^2} = 1997,965$$

кВар

8. Мощность компенсирующих устройств, установленных на стороне до 1000В:

$$Q_{кв, н} = Q_{P\Sigma} - Q_T = 363,9 - 1997,965 = -1634,065 \text{кВар}$$

$Q_{кв, н} = -1634,065 \text{кВар}$ , значит установку БК на стороне 6 кВ не устанавливаем

9. Затраты на установку ТП с ТМЗ 1600/6/0,4 кВА.

$$\alpha = 230 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}; \beta = 0,236 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; T_M = 6100 \text{ч.}$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{6100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4719 \text{ ч.}$$

10. Удельные стоимости потерь в трансформаторе:

а) Удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь:

$$C = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau = \left( \frac{230}{6100} + 0,236 \right) \cdot 4719 = 1291,61 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

б) Удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора:

$$C_0 = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P = \left( \frac{230}{6100} + 0,236 \right) \cdot 8760 = 2397,7 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

11. Стоимость потерь мощности в трансформаторах:

$$C_{\Delta P} = n \cdot C_0 \cdot \Delta P_{XX} + n \cdot C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} = 2 \cdot 2397,7 \cdot 3,3 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 1291,61 \cdot 0,7^2 \cdot 10^{-3} \cdot 18$$

$$C_{\Delta P} = 38,608 \text{тыс. руб.}$$

12. Стоимость ТП

Принимаем для расчета одну двухтрансформаторную ТП.

$$K_{ТП} = K_T \cdot N_T = 2 \cdot 1276,6 = 2553,2 \text{ т.руб.}$$

$$\Delta P_{XX} = 3,3 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{K3} = 18 \text{ кВт};$$

$$E = 0,33;$$

$$Z_{ТП} = E \cdot K_{ТП} + C_{\Delta P} = 0,33 \cdot 2553,2 + 38,608 = 881,165 \text{ т.руб.}$$

Выбираем первый вариант по минимуму затрат. Принимаем двух трансформаторную ТП с трансформатором марки ТМЗ 1000/6/0.4кВА.

Выбор трансформаторов на остальных подстанциях распределительной сети сведем в таблицу 8

Таблица 8 – Выбор трансформаторов на ТП

№ п/п	Наименование ТП	Расчетная активная нагрузка $P_{p\Sigma}$ , кВт	Кат. надежности	Принято			
				Мощность транс-ов кВА	Число тр-ов в ТП	БК	Количество ТП
1	ТП №5	1777,7	1	1600	2	нет	1
2	ТП №14	1412	1	1000	2	нет	1
3	ТП №17	1220,97	1	1000	2	нет	1

## 5 Расчет токов короткого замыкания

Расчетная схема и схема замещения участка сети для расчёта тока КЗ представлена на рисунке 3 и рисунке 4.

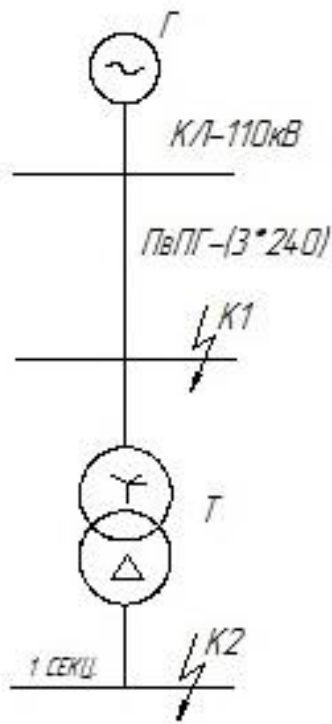


Рисунок 3 – Схема для расчета токов КЗ

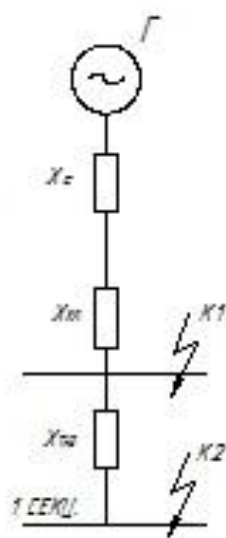


Рисунок 4 - Схема замещения для расчета токов КЗ

## 5.1 Расчёт параметров схемы

Таблица 9 – Исходные данные элементов схемы

Напряжение ВН, $U_{ВН}$	115 кВ
Напряжение НН, $U_{НН}$	6,3 кВ
Базисная мощность, $S_{\bar{\sigma}}$	100 МВА
Мощность короткого замыкания, $S_k$	2100 МВА
Напряжение КЗ трансформатора ТДН-10000/110, $U_k$ %	10,5 %
Номинальная мощность трансформатора ТДН-10000/110, $S_{номТ}$	10 МВА
Удельное реактивное сопротивление кабеля 110 кВ, $x_{y\sigma}$	0,124 Ом/км
Длина кабеля 110 кВ, $l$	25 км

С помощью исходных данных (таблица 9) определим параметры схемы.

Сопротивление системы:

$$x_{*c\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_k} = \frac{100}{2100} = 0,0476 \text{ (о.е.)}.$$

Сопротивление линии:

$$x_{*л\bar{\sigma}} = x_{y\sigma} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ВН}^2} = 0,124 \cdot 25 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0234 \text{ (о.е.)}.$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{*Т\bar{\sigma}} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номТ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,05 \text{ (о.е.)}.$$

## 5.2 Расчёт токов КЗ в точке К1

Расчёт трёхфазного тока короткого замыкания:

Резльтирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*резб} = x_{*сб} + x_{*лб} = 0,0476 + 0,0234 = 0,071 \text{ (о.е.)}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{3,0}^{(3)} = \frac{E_{*б}''}{x_{*резб}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1}{0,071} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,07 \text{ (кА)}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{3,0,yд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{yд} \cdot I_{3,0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,07 = 18 \text{ (кА)},$$

где  $k_{yд}$  - ударный коэффициент.

Мощность КЗ:

$$S_{к1} = \sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot I_{3,0}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 7,07 = 1408 \text{ (МВА)}.$$

Расчёт однофазного тока короткого замыкания:

Для расчета несимметричных токов короткого замыкания необходимы сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности. Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_{*резб} = 0,071 \text{ (о.е.)}.$$



Сопротивление нулевой последовательности:

$$x_{\Sigma 0} = x_{*c\bar{b}} + d \cdot x_{*l\bar{b}} + x_{*T\bar{b}} = 0,0476 + 3 \cdot 0,0234 + 1,05 = 1,1678 \text{ (о.е.)}.$$

Шунтовое сопротивление:

$$\Delta x^{(1)} = x_{\Sigma 2} + x_{\Sigma 0} = 0,071 + 1,1678 = 1,2388 \text{ (о.е.)}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{1,0}^{(1)} = m \cdot \frac{E_{*\bar{b}}''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(1)}} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}} = 3 \cdot \frac{1}{0,071 + 1,2388} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,15 \text{ (кА)},$$

где  $m$  - коэффициент, значение которого зависит от вида короткого замыкания.

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{1,0,y\bar{d}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\bar{d}} \cdot I_{1,0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,15 = 2,93 \text{ (кА)}.$$

### 5.3 Расчёт токов КЗ в точке К2

Расчёт трёхфазного тока короткого замыкания:

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{*\text{рез}\bar{b}} = x_{*\bar{c}\bar{b}} + x_{*\bar{l}\bar{b}} = 0,0476 + 0,0234 + 1,05 = 1,121 \text{ (о.е.)}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{3,0}^{(3)} = \frac{E_{*\bar{b}}''}{x_{*\text{рез}\bar{b}}} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1}{1,121} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 8,175 \text{ (кА)}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{3,0,y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{3,0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 8,175 = 22,54 \text{ (кА)},$$

Мощность КЗ:

$$S_{k2} = \sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot I_{3,0}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 8,175 = 89,2 \text{ (МВА)}.$$

Сопротивление нулевой последовательности в данном примере равно бесконечности, так как обмотка трансформатора на стороне 6,3 кВ соединена в треугольник. Поэтому можно сказать, что ток однофазного короткого замыкания на низкой стороне трансформатора равен нулю.

Результаты расчёта токов короткого замыкания сведём в таблицу 10.

Таблица 10– Результаты расчёта токов короткого замыкания

Место КЗ	$U$ , кВ	$I_{3,0}^{(3)}$ , кА	$k_{y\partial}$	$i_{3,0,y\partial}^{(3)}$ , кА	$I_{1,0}^{(1)}$ , кА	$i_{1,0,y\partial}^{(1)}$ , кА	$S_k$ , МВА
К1	115	7,07	1,8	18	1,15	2,93	1408
К2	6,3	8,175	1,95	22,54	0	0	89,2

## 6 Выбор питающих линий 6 кВ

а) Выбор кабеля питающей ТП-5

1) Определение расчетного тока в нормальном режиме

$$I_{1 \text{ расч.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{3200 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 411,046 \text{ А}$$

2) Выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = I_{\text{р.л.}} / j_{\text{эк}},$$

где  $j_{\text{эк}} = 1,2$  – нормативное значение экономической плотности тока [6].

Результаты расчетов занесены в таблицу 11.

Таблица 11

Расчетные сечения, мм <sup>2</sup>	Стандартные сечения, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А
$F_{\text{э1}} = 411,046 / 1,2 =$ $342,58 / 3 = 120$	150	215

Рассматриваем кабель три кабеля АСБГ (3×150)

где А- алюминиевая жила.

С– свинцовая оболочка

Б– бронированный

Г– броня без джутового покрова

3) Проверка выбранных сечений кабелей по нагреву

$$I_{\text{дон}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{дон}}$$

$$I_{\text{дон}} = 1,2 \cdot 0,87 \cdot 235 = 245,34 \text{ А}$$

где  $k_1 = 1,2$  – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды;

$k_2 = 0,87$  – поправочный коэффициент на число кабелей, проложенных рядом на расстоянии 200 мм друг от друга;

Таблица 12 - Характеристики кабеля

Сечение, мм <sup>2</sup>	185
$I_{дон}, A$	3×215
$I_{расч.}, A$	411,04

$$I_{дон} > I_{расч}$$

$$645A > 192,4 A$$

Следовательно, кабель подходит по нагреву.

4) Проверка выбранных сечений по условиям токораспределения в доаварийном режиме.

$$I_{дон.ав.} = 1,3 \cdot I_{дон}, A$$

$$I_{дон.ав.} = 1,3 \cdot 3 \times 215 = 838,5 A$$

Таблица 13 - Характеристики кабеля

Сечение, мм <sup>2</sup>	185
$I_{дон.ав.}, A$	645
$I_{расч.}, A$	192,45

Проверка выбранных сечений по условиям токо распределения в до аварийном режиме показывает, что кабель подходит для дальнейшего рассмотрения

5) Проверка сечения жил кабелей по потерям напряжения.

$$\Delta U = I_{доав} \cdot r \cdot \cos \varphi,$$

где  $\cos \varphi = 0,84$ ;

$r = r_0 l$  - активное сопротивление кабеля

$$l = 800 \text{ м}$$

$$\Delta U_l = 0,8 \cdot 318,942 \cdot 0,84 \cdot 0,167 = 35,79 \text{ В} \rightarrow 0,34\%$$

$$U = U_{ном} - \Delta U_l = 10500 - 35,79 = 10464,207 \text{ В};$$

Согласно полученным результатам, максимальные потери на линии составляют 0,34%. Следовательно, сечения жил кабелей проходят по проверке потерь напряжения. Выбор и проверку кабелей по потребителям 6 кВ сведем в таблицу 14.

Таблица 14 - Выбор и проверка кабелей на 6 кВ

Потребитель	ТП №5	ТП №14	ТП №17
1	2	3	4
Мощность и кол-во тр-ров	2*1600 кВА	2*1000 кВА	2*1000 кВА
Расчетный ток, $I_{доп}, A$	210	192,45	192,45
Расчетные сечения, $мм^2$	$F_{э1} = 123,17/1,2$ $= 102,64$	$F_{э2} = 192,45/1,2$ $=160,38$	$F_{э3} =$ $76,98/1,2$ $= 64,15$
Стандартное сечения, $мм^2$	3×150	3×150	3×150
Длительно допустимый ток, $I_{доп}, A$	215/645	215/645	215/645
Фактически длительно допустимый ток $I_{доп}, A$	210	192,45	192,45
Условия токораспределения в до аварийном режиме, $I_{до.ав}, A$	251,08	319,94	176,44
$L, м$	1000	750	850
$r_0, мОм/м$	0,258	0,167	0,443

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6
$\Delta U_{л, В}$ $\Delta U_{л, \%}$	54,41 0,52%	33,66 0,23%	55,80 0,32%	49,37 0,48%	35,79 0,34%
Кабель	АСБГ 3×(3*150)	АСБГ 3×(3*150)	АСБГ 3×(3*150)	АСБГ 3×(3*150)	АСБГ 3×(3*150)
Кол-во кабелей	3	3	3	3	3

## 6.2 Выбор и проверка кабелей на 6 кВ от РУ 6 кВ ТП до оборудования

Таблица 15– Выбор кабелей 6 кВ

№	Технологическая позиция	Электрич. позиция	Длительно допустимый ток $I_{доп}, A$	Расчетный ток, $I_{расч}, A$	Длина КЛ, м	Кабель
<b>ТП№17</b>						
1.	Компрессор газа 3\1	СД-1	190	120,4	50	АСБГ-6-3×120
2.	Компрессор газа 3\2	СД-2	190	120,4	65	АСБГ-6-3×120
3.	Компрессор газа 3\3	СД-3	190	120,4	85	АСБГ-6-3×120
4.	Компрессор газа 3\4	СД-4	190	120,4	100	АСБГ-6-3×120
5	Карболатный насос 11\1	АД-4	135	30,82	45	ААШ8-6-3×70
6	Карболатный насос 11\2	АД-5	135	30,82	55	ААШ8-6-3×70
7	Карболатный насос 11\3	АД-6	135	28,4	45	ААШ8-6-3×70
8	Аммиачный насос 12\1	АД-1	135	30,82	120	ААШ8-6-3×70
9	Аммиачный насос 12\2	АД-2	135	30,82	100	ААШ8-6-3×70
10	Аммиачный насос 12\3	АД-3	135	30,82	100	ААШ8-6-3×70
11	Трансформатор N1 п\ст 17	Т-1	135	96,4	25	ААБГ-6-3×70
12	Трансформатор N2 п\ст 17	Т-2	135	96,4	25	ААБГ-6-3×70
<b>ТП-№5</b>						
13	Вентилятор 501\1	АД-1	135	60,69	45	АВВБГ-6-3×70
14	Вентилятор 501\2	АД-2	135	60,69	50	АВВБГ-6-3×70
15	Трансформатор N1 п\ст 7	Т-1	165	115,7	40	АСБ-6-3×95
16	Трансформатор N2 п\ст 7	Т-2	165	115,7	40	АСБ-6-3×95
<b>ТП-№14</b>						
17	Карболатный насос 11\4	АД-8	165	28,4	50	АСБГ-6-3×95
18	Аммиачный насос 12\4	АД-7	165	28,4	70	АСБГ-6-3×95
19	Трансформатор N1 п\ст 47	Т-1	135	96,4	65	ААБГ-6-3×70
20	Трансформатор N2 п\ст 47	Т-2	135	96,4	70	ААБГ-6-3×70

### 6.3 Выбор и проверка кабелей на 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ ТП до оборудования(можно снести в приложение)

Таблица 16

N	Технологическая позиция	Расчетная мощность $P_{расч}$ , кВт	Длительно допустимый ток $I_{доп}$ , А	Расчетный ток, $I_{расч}$ , А	Длина КЛ, м	Кабель
1	2	3	4	5	6	7
ТП-№17						
	Ввод №1 1ШР-3ШР ЭРП-1	208	360	312	45	АНРБГ 2(3×70+1×25)
	Ввод №3 7ШР-9ШР ЭРП-1	120,5	290	189	35	АНРБГ 2(3×50+1×25)
	Ввод №1 14 ШР-16 ШР ЭРП-2	109	360	189	35	АНРБГ 2(3×70+1×25)
	Ввод №1 23ШР-25ШР ЭРП-3	155,2	440	269	50	АНРБГ 2(3×95+1×25)
	ЭПР-1 к контактору	105	290	195	15	АНРБГ 3×50+1×25
	Компрессор	40	290	70/456	55	АНРБГ 3×50+1×25
	ЭРП-1 к контактору	75	290	138	35	АНРБГ 3×50+1×25
	ЭРП-1 к контактору	40	290	80	35	АНРБГ 4×50
	Щит управления СД-3	50	290	100	100	АНРГ 3×50
	Щит управления СД-4	45	290	90	100	АНРГ 3×50
	Корпус 513	25	290	50	300	АНРГ 3×50
	Щит управления СД-№2	75	290	103	15	АНРГ 3×150
	Ввод №2 17ШР-19ШР	50	290	100	100	АНРГ 3×50
	Ввод №4 10ШР-12ШР ЭРП-1	55	290	110	35	АНРБГ 3×50+1×25
	Ввод №2 4 ШР- 6 ШР	50	610	103	15	АНРГ 3×150
	Ввод №2 20ШР-22ШР ЭРП-3	161,82	440	281	55	АНРБГ 2(3×95+1×35)
	Корпус 513	50	440	100	350	АНРБГ 3×95



## **7 Выбор оборудования главной понизительной подстанции производства сульфата аммония**

Так как главная понизительная подстанция производства сульфата аммония является подстанцией глубокого ввода, то выбор оборудования будем проводить только на стороне 6 кВ.

Выбор аппаратов и проводников для проектируемой установки начинается с определения по заданной электрической схеме расчётных условий, а именно: расчётных рабочих токов присоединений и токов короткого замыкания.

При выборе аппаратов необходимо учитывать род установки, загрязнённость среды, габариты, вес, стоимость аппарата, удобство его размещения в распределительном устройстве.

### **7.1 Выбор ячейки КРУ 6 кВ**

На стороне 6 кВ устанавливаем комплектное распределительное устройство (КРУ). Существует несколько преимуществ КРУ перед обычными распределительными устройствами, которыми руководствовались при выборе:

1. Компактность
2. Удобство управления
3. Надежность

Таким образом, к установке принимаем КРУ-СЭЩ-70 производства компании «Самарский Электрощит». Для данного шкафа уже существует встраиваемое оборудование на выбор, поэтому выключатель и трансформатор тока выбираем данной компании.

## 7.2 Выбор выключателя

Рассчитаем необходимые параметры для выбора выключателя.

Номинальный ток:

$$I_n = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64(\text{А}).$$

Термическая стойкость:

$$B_k = I_{3,0}^{(3)2} \cdot t_t = 8,175^2 \cdot 0,055 = 3,68 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}),$$

где  $t_t$  - полное время срабатывания выключателя (среднее значение), с.

По рассчитанным параметрам, а также по трёхфазному току короткого замыкания выбираем выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000. Сравним рассчитанные параметры с каталожными в таблице 17.

Таблица 17 – Сравнение расчётных параметров с каталожными

Параметр	Расчётные параметры	Сравнение	Каталожные параметры
Номинальное напряжение, кВ	6	<	10
Номинальный ток, А	94,64	<	1000
Ток короткого замыкания, кА	8,175	<	20
Ударный ток, кА	22,54	<	50
Термическая стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3,68	<	3600

Так как каталожные параметры равны или превышают расчётные значения, то выключатель пригоден к установке.

### 7.3 Трансформатор тока

В таблицу 18 сведем определение вторичной нагрузки ТТ.

Таблица 18 – Определение вторичной нагрузки трансформатора тока

№	Прибор	Тип прибора	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-335	0,5	–	–
2	Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
4	Счетчик активной энергии	СА3-4681	2,5	2,5	–
5	Счетчик реактивной энергии	СР4-4676	–	2,5	2,5
	$S_{приб}, В·А$		4	5	3,5

Сопротивление подключенных приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ (Ом)},$$

где  $I_2$  - ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

Сопротивление вторичной нагрузки принимаем стандартное -  $Z_{2ном} = 1,2$  Ом, сопротивление контактов –  $R_k = 0,1$  Ом, тогда сопротивление проводов:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k = 1,2 - 0,2 - 0,1 = 0,9 \text{ (Ом)}.$$

Сечение выбранных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{пр}}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,9} = 1,94 \text{ (мм}^2\text{)},$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление медных проводов, Ом·м/мм<sup>2</sup>;

$l_{np}$  - длина соединительных проводов, м.

Таким образом, в качестве соединительных проводов выбираем КВВГ 2,5.

Так как параметры номинального тока и термической стойкости трансформатора тока можно взять из расчёта выключателя, то по этим параметрам выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ 10. Сравним рассчитанные параметры с каталожными в таблице 19.

Таблица 19 – Сравнение расчётных параметров с каталожными

Параметр	Расчётные параметры	Сравнение	Каталожные параметры
Номинальное напряжение, кВ	6	<	10
Номинальный ток, А	94,64	<	100
Ток короткого замыкания, кА	8,175	<	15
Ударный ток, кА	22,54	<	50
Термическая стойкость, $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$	3,68	<	100

Так как каталожные параметры превышают расчётные значения, то трансформатор тока пригоден к установке.

## 8 Релейная защита силовых трансформаторов

### 8.1 Расчёт дифференциальной защиты трансформатора ТДН-10000/110

Для защиты трансформатора ТДН-10000/110 установим микропроцессорную релейную защиту на базе устройства SEPAM T87 производства компании «Schneider Electric».

#### 8.1.1 Расчёт уставки на высокой стороне

Для определения тока срабатывания защиты необходимо знать значение тока небаланса. Ток небаланса составляет сумму трёх составляющих, значения которых и определим:

Составляющая, обусловленная регулированием напряжения:

$$I_{нб\ рег} = \frac{\Delta U_{рег}}{(1 - \Delta U_{рег})} \cdot I_{3,0}^{(3)} = \frac{0,16}{(1 - 0,16)} \cdot 7,07 = 1,347 \text{ (кА)},$$

где  $\Delta U_{рег}$  - диапазон регулирования напряжения трансформатора, %.

Составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока:

$$I_{нб\ тт} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{3,0}^{(3)} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 7,07 = 1,414 \text{ (кА)},$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим,

$K_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока,

$\varepsilon$  - полная погрешность трансформатора тока.

Составляющая, обусловленная погрешностями выравниваниями, погрешностью преобразования аналого-цифрового преобразователя:

$$I_{нб\ f} = K_{ног} \cdot I_{3,0}^{(3)} = 0,02 \cdot 7,07 = 0,141 \text{ (кА)},$$

где  $K_{noz}$  - средний коэффициент погрешности.

Сложим составляющие и найдём ток небаланса:

$$I_{нб\Sigma} = I_{нб\text{ рел}} + I_{нб\text{ тт}} + I_{нб\text{ ф}} = 1,347 + 1,414 + 0,141 = 2,902 \text{ (кА)}.$$

Ток срабатывания дифференциальной защиты на стороне ВН:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб\Sigma} = 1,1 \cdot 2,902 = 3,192 \text{ (кА)},$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчётов, запас, погрешности реле.

### 8.1.2 НН

Определим значения составляющих тока небаланса:

Составляющая, обусловленная регулированием напряжения:

$$I_{нб\text{ рел}} = \frac{\Delta U_{\text{рел}}}{(1 - \Delta U_{\text{рел}})} \cdot I_{3,0}^{(3)} = \frac{0,16}{(1 - 0,16)} \cdot 8,175 = 1,557 \text{ (кА)}.$$

Составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока:

$$I_{нб\text{ тт}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{3,0}^{(3)} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 8,175 = 1,635 \text{ (кА)}.$$

Составляющая, обусловленная погрешностями выравниваниями, погрешностью преобразования аналого-цифрового преобразователя:

$$I_{нб\text{ ф}} = K_{noz} \cdot I_{3,0}^{(3)} = 0,02 \cdot 8,175 = 0,164 \text{ (кА)}.$$

Сложим составляющие и найдём ток небаланса:

$$I_{нб\Sigma} = I_{нб\text{рег}} + I_{нб\text{тм}} + I_{нб\text{ф}} = 1,557 + 1,635 + 0,164 = 3,356 \text{ (кА)}.$$

Ток срабатывания дифференциальной защиты на стороне ВН:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб\Sigma} = 1,1 \cdot 3,356 = 3,692 \text{ (кА)}.$$

Итак, рассчитали уставки дифференциальной защиты трансформатора ТДН-10000/110.

## **8.2 Прочие защиты, защищающие трансформатор и шины НН**

Существуют также повреждения трансформатора, на которые дифференциальная защита не в состоянии среагировать. К таким повреждениям можно отнести замыкания на витках разрушающие изоляцию и магнитопровод трансформатора; «пожар стали» магнитопровода возникающий при нарушении изоляции между листами магнитопровода, ведущий к увеличению потерь на перемагничивание и вихревые токи, что, в свою очередь, ведёт к дальнейшему разрушению изоляции; снижение уровня масла в баке трансформатора. Поэтому также в качестве основной защиты установим на трансформаторах газовую защиту. Для установки используем реле РЗТ-80 компании ООО «Феррол».

Для защиты трансформатора, шин НН, ложных срабатываний при перегрузке трансформатора, а также для осуществления дальнего резервирования, на высокой стороне установим МТЗ с комбинированным пуском по напряжению. Для установки используем токовые реле РЭО-401 и реле напряжения РСН50 компании ООО ТД "ЭЛКОНТ".

## 9 Расчет молниезащиты главной понизительной подстанции производства сульфата аммония

Здания и сооружения подстанции с достаточной степенью надежности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний.

Устройство защиты от прямых ударов молнии (молниеотводы) – комплекс, состоящий из молниеприемников, токоотводов и заземлителей.

Молниеотводы бывают стержневые и тросовые. Стержневые применяются для защиты от прямых ударов молнии в здания, тросовые – для защиты линий электропередач.

Для нашей подстанции будем использовать одиночный стержневой молниеотвод, так как размер заданной подстанции невелик.

Высоту молниеотвода  $h$  примем 30 м. Определим высоту вершины конуса молниеотводов:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ (м)}.$$

Рассчитаем радиус защиты на уровне земли:

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ (м)}.$$

На рисунке 5 схематично показана молниезащита подстанции. Максимальную высоту на подстанции имеет ЗРУ – 6 метров. На рисунке 5 показано, что при высоте 6 метров радиус молниезащиты составляет 18 метров, то есть всё оборудование высотой 6 метров и ниже защищено от попадания молнии. А так как оборудования выше 6 метров нет, то можно считать, что подстанция защищена от попадания молний.



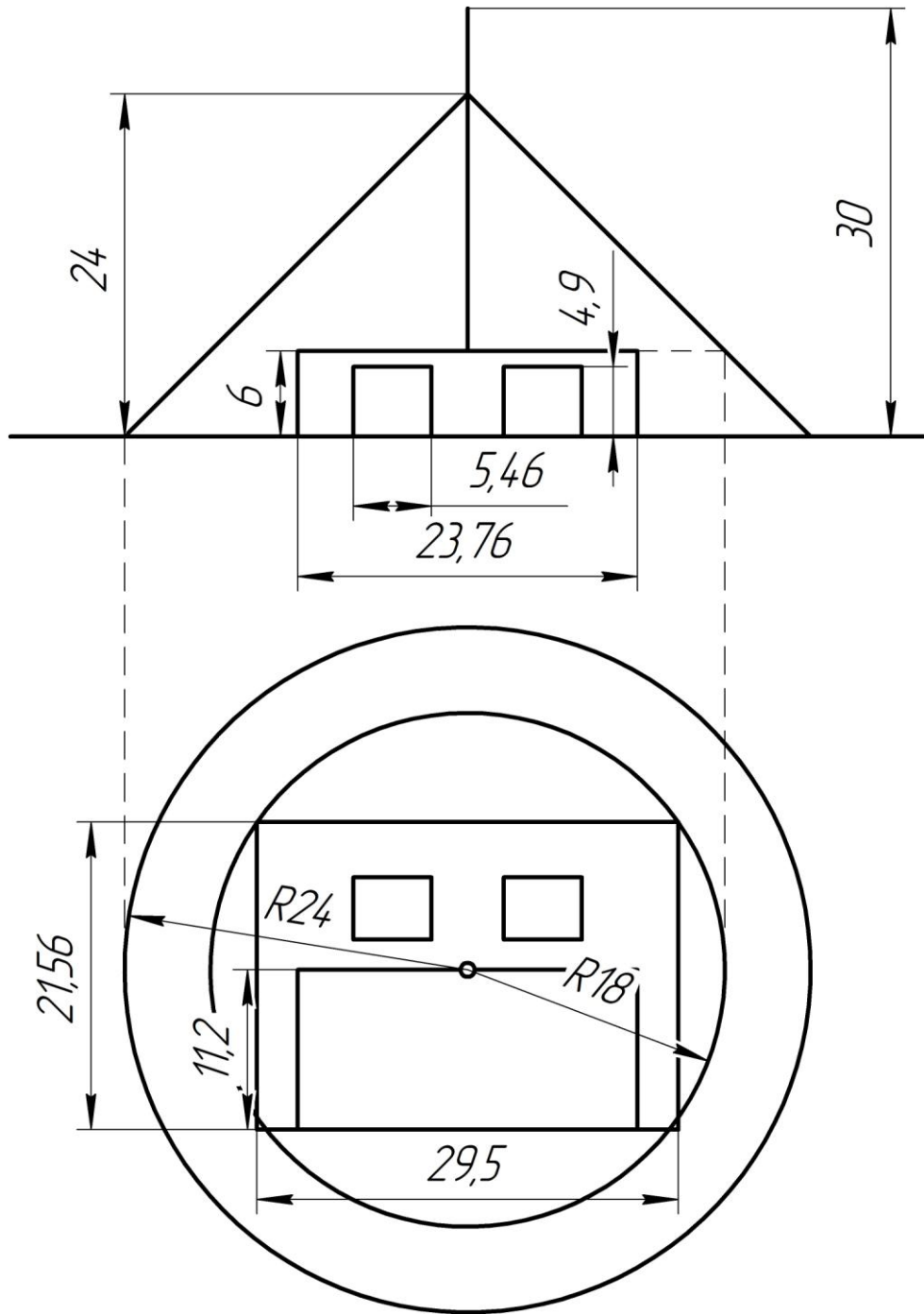


Рисунок 5 – Молниезащита подстанции

## Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована оптимальная схема электроснабжения производства сульфата аммония.

Так как предприятия химической промышленности относятся к потребителям первой категории надежности, то к установке на ГПП производства приняли два трансформатора ТДН мощностью 10000 кВА. Питание ГПП осуществляется по двум кабельным линиям 110 кВ проложенным в подземных кабельных сооружениях. На ГПП предприятия на стороне 110 кВ отсутствует коммутационное оборудование. Поэтому в работе был проведен выбор оборудования на стороне 6 кВ. В результате расчетов на стороне 6 кВ в ЗРУ было принято КРУ СЭЩ 70. Трансформаторы тока марки ТОЛ-10 и выключатель марки ВВУ –СЭЩ-10. Все оборудование производится в Самарской области на заводе «Электрощит».

Так же для электроснабжения отдельных корпусов и участков производства была спроектирована оптимальная распределительная сеть. На трансформаторных подстанциях к установке были приняты распределительные трансформаторы марки ТМЗ мощностью 1000 и 1600 кВа.

Кроме того был проведен выбор кабелей распределительной сети производства сульфата аммония.

Для защиты силовых трансформаторов ГПП производства был проведен выбор и расчет уставок дифференциальной защиты СТ, приняты к установке блоки микропроцессорной защиты Seram T87 производства Schneider Electric.

На ГПП предприятия была спроектирована молниезащита, для предотвращения повреждения оборудования от поражения прямыми ударами молнии.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы спроектирована система электроснабжения производства сульфата аммония, которая отвечает всем современным требованиям по надежности и качеству электроснабжения.

## Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2008.
2. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. – М.: Высш. шк., 2007.
3. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов / Ю.Н. Балаков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006.
4. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.-метод. пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2007.
5. Григорьев, В.И. Справочник энергетика: учебник / В.И. Григорьев. – М.: Колос, 2006.
6. Гуревич, Ю.Э. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Э. Гуревич, К.В. Кабиков. – М.: Торус Пресс, 2005.
7. Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
8. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006.
9. Лопухова, Т.В. Методические указания к расчетному заданию по курсу «Изоляция и перенапряжения на электрических станциях и подстанциях» / Т.В. Лопухова. – Казань: Каз. гос. энерг. ун-т, 2003 г.
10. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М.: Изд-во «Энергия», 2006.
11. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. – М.: Изд. центр «Академия», 2004.

12. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. – Санкт-Петербург: ПЭИПК, 1999г.
13. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
14. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти : ТГУ, 2007.
15. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцев. – М.: Форум: Инфра-М, 2007.
16. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцев. – М.: Форум: Инфра-М, 2006.
17. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
18. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
19. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3<sup>rd</sup> Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
20. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2<sup>nd</sup> Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
21. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.