

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 новой застройки квартала 71 «А» Центрального района г. Тольятти»

Студент(ка)

И.А. Медведев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(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 представленной бакалаврской работе, было спроектировано и рассчитано энергоснабжение жилого микрорайона г. Тольятти, выбраны силовые трансформаторные подстанции с последующей проверкой по перегрузочной способности.

В ходе проектирования была рассчитана распределительная сеть 0,4 кВ и выбрана схема внешнего энергоснабжения.

Бакалаврской работой предусматривается релейная защита и автоматика линий 6кВ для электроснабжения жилого микрорайона.

В разделе безопасность жизнедеятельности человека произведен расчет защитного заземления.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объемом 52 страницы формата А4, содержащей 12 рисунков, 9 таблиц, 20 наименований библиографического списка, и графической части, содержащей 6 чертежей формата А1.

## Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика энергоснабжаемого микрорайона.....	6
2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий и общественных зданий.....	8
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок жилых зданий.....	8
2.2 Определение расчетных электрических нагрузок общественных зданий.....	10
3 Выбор величины питающего напряжения.....	13
4 Выбор местоположения и числа трансформаторных подстанций .....	14
5 Расчет наружной осветительной сети.....	15
6 Выбор числа и мощности потребительских ТП.....	17
6.1 Предварительный расчет мощности трансформаторов ТП.....	17
6.2 Проверка трансформаторов на систематическую перегрузку.....	19
6.3 Проверка трансформаторов на аварийную перегрузку.....	19
7 Выбор схемы распределительных сетей ВН.....	22
8 Предварительный выбор сечения кабельной линии 6 кВ.....	24
9 Расчет токов короткого замыкания.....	29
10 Проверка кабеля 6 кВ на термическую устойчивость к токам короткого замыкания.....	33
11 Выбор и расчет оборудования сети 6 кВ.....	35
12 Ячейки КСО-6(10)-Э1 «Аврора».....	38
13 Расчет схемы распределительной сети 0,4 кВ.....	40
13.1 Расчет кабельной линии 0,4 кВ.....	40
13.2 Выбор аппаратуры защиты кабельных линий 0,4 кВ.....	45
14 Релейная защита и автоматика линий 6 кВ.....	47
15 Безопасность и экологичность.....	48
Заключение.....	50
Список использованных источников.....	51

## **Введение**

Энергетика – одно из направлений стратегического развития государства. Экономика страны в значительной степени зависит от стабильности подачи энергии. Повышение энергетической эффективности экономики предполагает максимально рациональное использование энергетических ресурсов, заинтересованность потребителей в энергоснабжении, инвестирование в эту сферу.

Необходимо внедрять современные высокоэффективные электроустановки и электротехнологическое оборудование, новейшие средства автоматики и телемеханики. При проектировании новых промышленных объектов надо создавать простые схемы энергоснабжения крупного потребителя электроэнергии и максимально полного использования всех видов энергии при наименьших потерях.

В данном дипломном проекте была сделана попытка обобщить имеющиеся знания инженерными методами, для реализации которых требуются минимальные затраты времени у проектировщика при их использовании.

## 1 Характеристика энергоснабжаемого объекта

В дипломном проекте проводится анализ юго-западной части квартала 71 в Центральном районе г. Тольятти, относящейся к городским электрическим сетям МУП «ПО КХ г. Тольятти».

Перед началом проектирования электроснабжения необходимо определить климатические параметры заданного микрорайона: III климатическая зона, температура воздуха от +40°C до -40°C. Осадки за год составляют 484 мм.

Характеристика жилых и общественных зданий сведена в таблицу 1.

Таблица 1- Ведомость жилых и общественных зданий

№ на плане	Наименование	Этажн ость	Количество		Площадь, м <sup>2</sup>	
			зданий	квартир	застройки	здания
	Жилой дом поз.1					
1А	Блок 1А	7-9	1	56	1433,76	5726,03
1Б	Блок 1Б	12	1	44	468,3	3303,3
1В	Блок 1В	18	1	111	883,93	10690
1Г	Блок 1Г	4	1	-	309,28	882,15
	Жилой дом поз.2					
2А	Блок 2А	7-9	1	38	780,7	3020
2Б	Блок 2Б	15	1	89	899,36	8649,3
2В	Блок 2В	7-9	1	56	1075	3983
3-маг	Здание социально-культурного назначения	3	1	-	1762,16	4611,65
14	Жилой дом	6-7	1	44	1154,01	9258,4
	Подземная автостоянка	-2	1	-	93,23	2507,41
15	Жилой дом	7-9-12	1	141	2162,37	16807,55
	Встроенные нежилые помещения	-	-	-	-	959,71

Продолжение таблицы 1

16	Жилой дом	7-9- 12-18	1	260	2869,3	27758,15
	Встроенные нежилые помещения	-	-	-	-	1191,43
17	Здание социально- культурного назначения	2-3-4	1	-	1179,89	3548,24
24	Канализационно- насосная станция	-	1	-	-	36
25	Канализационно- насосная станция	-	1	-	-	36

Электроснабжение новой застройки квартала 71 осуществляется от потребительских ТП, которые запитываются от ТП «Южная». Все здания застройки - II и III категории надежности.

## 2 Расчет электрических нагрузок жилых и общественных зданий

### 2.1 Расчетные электрические нагрузки жилых зданий

В основу расчета положен СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий».

Расчет нагрузок производится по следующему алгоритму:

1. Находится расчетная электрическая нагрузка квартир:

$$P_{кв} = P_{кв.уд.} \times n, \quad (2.1)$$

где  $P_{кв.уд.}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, кВт/квартир;  
 $n$  – количество квартир.

2. Находится расчетная электрическая нагрузка жилого дома

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + K_y P_c, \quad (2.2)$$

где  $K_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузке силовых электроприемников,  $K_y=0,9$ ;

$P_c$  – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт.

3. Находится расчетная нагрузка силовых электроприемников:

$$P_c = P_{рл.} + P_{ст.у.}, \quad (2.3)$$

где  $P_{рл.}$  – мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{ст.у.}$  – мощность электродвигателей санитарно-технических устройств, кВт

4. Находится мощность лифтовых установок:

$$P_{рл.} = K_c \times P_l \times n, \quad (2.4)$$

где  $K_c$  – коэффициент спроса [2];

$P_l$  – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт;

$n$  – количество лифтовых установок.

5. Находится реактивная мощность квартир:

$$Q_{кв} = P_{кв} \times \tan \varphi_{кв}, \quad (2.5)$$

6. Находится реактивная мощность лифтов:

$$Q_{рл} = P_{рл} \times \tan \varphi_{л}, \quad (2.6)$$

Сумма реактивной мощности электродвигателей лифтов и реактивной мощности квартир составляет реактивную нагрузку жилых объектов.

Произведем расчет нагрузок жилого дома, на примере - позиция 1, блок 1А Жилой дом позиция 1, блок 1А на 56 квартир. Дом из 9 этажей, с 3 лифтовыми установками мощностью, приведенной к ПВ=100%, равной 13 кВт.

Удельная расчетная электрическая нагрузка определяется путем интерполяции

$$\frac{60-40}{P_{кв.уд.40} - P_{кв.уд.60}} = \frac{60-56}{P_{кв.уд.56} - P_{кв.уд.60}},$$

$$\frac{60-40}{1,95-1,7} = \frac{60-56}{P_{кв.уд.56} - 1,7}, \quad P_{кв.уд.56} = 1,75 \text{ кВт/квартира},$$

$$P_{кв} = 1,75 \times 56 = 98 \text{ кВт}$$

Расчетная нагрузка для лифтовых установок:

$$P_{рл} = 0,8 \times 13 \times 2 = 20,8 \text{ кВт},$$

$$P_{ст.у} = 0 \text{ кВт},$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома:

$$P_{р.ж.д.} = 98 + 0,9 \times 20,8 = 102,32 \text{ кВт}.$$

Расчетная реактивная мощность квартир, где  $\tan \varphi_{кв} = 0,39$ :

$$Q_{кв} = 98 \times 0,39 = 38,2 \text{ кВАр}.$$

Расчетная реактивная мощность лифтов, где  $\tan \varphi_{л} = 1,17$ :

$$Q_{л} = 20,8 \times 1,17 = 24,3 \text{ кВАр}.$$

Расчетная реактивная нагрузка жилого дома:

$$1700 \text{ кВА} > 1106,1 \text{ кВА} \quad Q_{р.ж.д.} = 38,2 + 0,9 \times 24,3 = 60,1 \text{ кВАр}$$

Расчет остальных жилых зданий аналогичен. Результаты расчетов сводятся в таблицу 2.



## 2.2 Расчетные электрические нагрузки общественных зданий

Расчет нагрузок производится по следующему алгоритму:

1. Находится расчетная мощность:

$$P_p = P_{уд} \times S, \quad (2.7)$$

где  $P_{уд}$  – удельная расчетная нагрузка, кВт/м<sup>2</sup>;

$S$  – площадь застройки, м<sup>2</sup>.

2. Находится расчетная реактивная мощность:

$$Q_p = P_p \times \tan \varphi \quad (2.8)$$

Произведем расчет нагрузок , на примере - офиса (Жилой дом. Блок 1Г).

Расчетная мощность:

$$P_{р.оф} = 0,054 \times 309,28 \times 4 = 66,8 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность:

$$Q_{р.оф} = 66,8 \times 0,62 = 41,4 \text{ кВАр.}$$

где  $\tan \varphi = 0,62$ .

Расчет остальных общественных зданий аналогичен. Результаты расчетов сводятся в таблицу 2

По микрорайону нагрузка составит:

$$P = P_{р.ж.д.} + P_p = 1503,7 + 661,8 = 2165,5 \text{ кВт.}$$

Таблица 2 – Расчет нагрузок жилых и общественных зданий

Но мер	Наименование объекта	К-во кв-тир, шт.	$P_{кв.уд}$ кВт/кв-ра	Этажность	$P_{кв}$ , кВт/ $Q_{кв}$ , кВАр	Мощность лиф. устан. кВт	кол во лиф тов $K_c$	$K_c$	$\cos\phi$ квар-тир/лиф-тов	$tg\phi$ квар-тир/лиф-тов	$P_c$ , кВт/ $Q_{рл.}$ , кВАр	$P_{р.ж.д.}$ , кВт/ $Q_{р.ж.д.}$ , кВАр	Число мест	Площадь застройки	Уд. мощность	$\cos\phi/tg\phi$	$P_p$ , кВт/ $Q_p$ , кВАр
1	Жилой дом поз.1 Блок 1А	56	1,75	7-9	98/ 20,6	13	2	0,8	0,98/ 0,65	0,21/ 1,17	20,8/ 24,3	116,7/ 42,5	-	-	-	-	-
2	Жилой дом поз.1 Блок 1Б	44	1,9	12	83,6/ 17,6	13	2	0,8	0,98/ 0,65	0,21/ 1,17	20,8/ 24,3	102,3/ 39,5	-	-	-	-	-
3	Жилой дом поз.1 Блок 1В	111	1,49	18	165,4/ 34,7	13	2	0,9	0,98/ 0,65	0,21/ 1,17	23,4/ 27,4	186,5/ 59,4	-	-	-	-	-
4	Жилой дом поз.1 Блок 1Г. Офис	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	309,2	0,054	0,92/ 0,62	66,8/ 41,4
5	Жилой дом поз.2 Блок 2А	38	1,98	7-9	75,2/ 15,8	13	2	0,8	0,98/ 0,65	0,21/ 1,17	20,8/ 24,3	93,9/ 37,7	-	-	-	-	-
6	Жилой дом поз.2 Блок 2Б	89	1,55	15	137,9/ 28,9	13	2	0,9	0,98/ 0,65	0,21/ 1,17	23,4/ 27,4	159,1/ 53,6	-	-	-	-	-
7	Жилой дом поз.2 Блок 2В	56	1,75	7-9	98/ 20,58	13	2	0,8	0,98/ 0,65	0,21/ 1,17	20,8/ 24,3	116,7/ 42,5	-	-	-	-	-
8	Здание соц. культур. назначения поз.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4611,7	0,054	0,85/ 0,62	249,1/ 154,4

Продолжение табл.2

Но мер	Наименование объекта	К-во кв-тир, шт.	$P_{кв.уд}$ кВт/кв-ра	Этажно-сть	$P_{кв}$ , кВт/ $Q_{кв}$ , кВАр	Мощность лиф.устан. кВт	КОЛ ВО лиф тов	$K_c$	$\cos\phi$ квар-тир/ лиф-тов	$tg\phi$ квар-тир/ лиф-тов	$P_c$ , кВт/ $Q_{рл}$ , кВАр	$P_{р.ж.д.}$ , кВт/ $Q_{р.ж.д.}$ , кВАр	Число мест	Площадь застройки	Уд. мощность	$\cos\phi/tg\phi$	$P_p$ , кВт/ $Q_p$ , кВАр
9	Жилой дом №14	44	1,9	6-7	83,6/ 17,6	13	3	0,8	0,98/ 0,65	0,21/ 1,17	31,2/ 36,5	111,7/ 50,5	-	-	-	-	-
	Подземная автост-ка	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	48	2507,4	0,004	0,85/ 0,62	20,06/ 12,44
10	Жилой дом №15	141	1,44	7-9- 12	203,1/ 42,7	13	4	0,7	0,98/ 0,65	0,21/ 1,17	36,4/ 426	235,9/ 81,04	-	-	-	-	-
	Встроенные нежилые помещения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	959,7	0,054	0,85/ 0,62	51,82/ 32,13
11	Жилой дом №16	260	1,33	7-9- 12- 18	345,8/ 72,6	13	4	0,8	0,98/ 0,65	0,21/ 1,17	39/ 45,6	380,9/ 113,64	-	-	-	-	-
	Встроенные нежилые помещения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1191,4	0,054	0,85/ 0,62	64,34/ 39,89
12	Здание соц. культур. назначения поз.17	-	-	2-3- 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3548,2	0,054	0,85/ 0,62	191,6/ 118,8
13	КНС-1, поз.24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,85/ 0,62	8,5/5,3
14	КНС-2, поз.25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,62	9,5/5,9
	Итого											1503,7/					661,8/

### **3 Выбор величины питающего напряжения**

Выбор питающего напряжения осуществляется исходя из параметров технико-экономических показателей, рассматривая возможные варианты электроснабжения. В питающих и распределительных сетях применяют напряжение 10 и 6 кВ.

При наличии существующей подстанции «Южная» напряжением 110/6 кВ, от которой осуществляется электроснабжение данного микрорайона, и которая, питает наибольшую часть электроприемников Центрального района г. Тольятти – целесообразно применять напряжение сети 6кВ.[4]

Согласно требованиям ПУЭ [3] электрические сети черте города выполняют напряжением 6кВ.

#### **4 Выбор местоположения и числа трансформаторных подстанций**

Генеральный план микрорайона представлен в виде двух прямоугольников, расположенных по обе стороны улицы Баныкина. Мысленно микрорайон разбиваем на 4 части. Расчет будет производиться исходя из выбора 4 ТП, что обеспечит надежность электроснабжения и уменьшит экономические показатели.

РП-6кВ совмещаем с ТП-22 и располагаем со стороны основного питания - подстанция «Южная».

ТП располагаем ближе к ЦЭН, тем самым приближаем высокое напряжение к центру потребления энергии, уменьшаем расход проводников, сокращаем протяженность линии низкого напряжения – в итоге снижаем потери электроэнергии.

## 5 Расчет наружной осветительной сети

Освещение улиц и фасадов домов жилого микрорайона выполняется светильниками ЖКУ70 с лампами ДНаТ-70 на железобетонных опорах. Электроснабжение наружного освещения предусматривается от панели уличного освещения ЩО-70, которая располагается в РУ трансформаторной подстанции. Для обеспечения автоматического регулирования уличного освещения в вечернее и ночное время устанавливаем панель ЩО-70. В ночное время 2/3 светильников отключается.

Высота установки светильников выбирается с учетом требований ограничения слепящего действия, высоты типовых опор и экономических соображений. Высота подвеса светильников – 10 м [9].

В расчете применяется коэффициент использования по яркости  $\eta_L$ , определяемый в зависимости от ширины проезжей части и высоты подвеса светильника. По значению  $\eta_L$  определяется необходимый поток  $\Phi'$  в люменах на квадратный метр по формуле, где  $k$ -коэффициент запаса:

$$\Phi' = \frac{Lk\pi}{\eta_L} \quad (5.1)$$

По  $\Phi'$  определяется расстояние между светильниками при лампах с известным потоком [9].

Норма освещенности в соответствии с [9] составляет  $E=4$ лк. Данному значению освещенности соответствует яркость  $L=0,3$  кд/м<sup>2</sup>. Высоту установки светильника примем  $h=10$ м. Ширина улицы 10м.

Лампа ДНаТ-70 – имеет следующие характеристики:

$\Phi=6000$  лм;  $k=1,3$ ;  $\eta_L=0,07$ .

$$\Phi' = \frac{0,3 \times 1,3 \times 3,14}{0,07} = 17,5 \text{ лм/м}^2$$

Лампа ДНаТ-70 Вт имеет поток 6000 лм, то есть может осветить площадь  $S=6000/17,5=342\text{м}^2$ , что при ширине полосы 6м соответствует расстоянию между светильниками 34м.

Суммарная длина улицы 2100м. Соответственно для наружного освещения потребуется 62 светильника ДНаТ-70 Вт, установленных на высоте 10м и на расстоянии 34м друг от друг.

Тогда мощность наружного освещения

$$P_{\text{осв}} = n \times P_0 = 62 \times 70 = 4500\text{Вт} = 4,5 \text{ кВт.}$$

где  $n$  – количество светильников,  $P_0$  – мощность одного светильника.

## 6 Выбор числа и мощности потребительских ТП

### 6.1 Предварительный расчет мощности трансформаторов ТП

Электроснабжение потребителей II категории осуществляется от двух источников питания. Источники питания независимые, взаимно резервирующие. При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены вышедшего из строя трансформатора в течение суток – допускается осуществлять питание ЭП II категории от 1 трансформатора [3]. Находим максимальную мощность, приходящуюся на подстанцию:

$$S_m = \frac{P_{\Sigma \max}}{\cos \varphi_{\text{ср.взв}}} \quad (6.1)$$

где  $P_{\Sigma \max}$  - суммарная активная мощность, кВт;

$\cos \varphi_{\text{ср.взв.}}$  - средневзвешенное значение  $\cos \varphi$ , который определяется через  $\text{tg} \varphi_{\text{ср.взв.}}$ :

$$\text{tg} \varphi_{\text{ср.взв.}} = \frac{Q_i}{P_i} \quad (6.2)$$

Мощность одного трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{тр.расс}} = \frac{S_m}{K_{\text{з.принц}} \times 2} \quad (6.3)$$

где  $K_{\text{з.принц.}}$  - принимаемый коэффициент загрузки трансформатора,  $K_{\text{з.принц.}} = 0,7$ .

Полученная расчетная мощность одного трансформатора является показателем для выбора ближайшей стандартной мощности  $S_{\text{ном}}$  и типа трансформатора. Выбранные трансформаторы проверяются по действительному коэффициенту загрузки:

$$K_{\text{з.действ}} = \frac{S_m}{S_{\text{ном}} \times 2} \quad (6.4)$$

$$K_{\text{з.действ}} \leq K_{\text{з.принц}}$$

Результаты расчета мощности трансформаторов потребительской подстанции № 4 сводятся в таблицу 3.



Таблица 3 – Расчет мощности трансформаторов ТП-4

Наименование объекта	P, кВт	Q, кВАр	cosφ	tgφ
Жилой дом поз. 1 Блок 1А	116,7	42,5	0,94	0,36
Жилой дом поз. 1 Блок 1Б	102,3	39,5	0,94	0,38
Жилой дом поз. 1 Блок 1В	186,5	59,4	0,95	0,32
Жилой дом поз. 1 Блок 1Г	66,8	41,4	0,92	0,62
Жилой дом поз. 1 Блок 2А	93,9	37,7	0,93	0,4
Жилой дом поз. 1 Блок 2Б	159,1	53,6	0,95	0,34
Жилой дом поз. 1 Блок 2В	116,7	42,5	0,94	0,36
Здание соц.культурного назначения поз. 3	249,1	154,4	0,85	0,62
Наружное освещение	4,5	2,8	0,85	0,62

$$\Sigma P = 116,7 + 102,3 + 186,5 + 66,8 + 93,9 + 159,1 + 116,7 + 249,1 + 4,5 = 1101,1 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q = 42,5 + 39,5 + 59,4 + 41,4 + 37,7 + 53,6 + 42,5 + 154,4 + 2,8 = 477,2 \text{ кВАр};$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср.взв.}} = \frac{477,2}{1101,1} = 0,43 \Rightarrow \cos \varphi_{\text{ср.взв.}} = 0,92$$

Суммарная расчетная активная мощность  $P_{\Sigma \max}$ , определяется при питании от ТП жилых домов и общественных зданий по формуле:

$$P_{\Sigma \max} = P_{\text{зд.маx}} + P_{\text{зд}1} \times K_1 + P_{\text{зд}2} \times K_2 + \dots + P_{\text{зд}n} \times K_n. \quad (6.5)$$

где  $P_{\text{зд.маx}}$  - наибольшая из электрических нагрузок, питаемой ТП, кВт;

$P_{\text{зд}1}$ ,  $P_{\text{зд}2}$ ,  $P_{\text{зд}n}$  - расчетные нагрузки зданий, кВт;

$K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_n$  - коэффициент, учитывающий несовпадение максимумов нагрузки (квартир и общественных зданий) [3].

$$P_{\Sigma \max} = 116,7 + 102,3 + 186,5 + 66,8 \times 0,6 + 93,9 + 152,1 + 116,7 + 249,1 \times 0,8 + 10 = 1017,6 \text{ кВт}$$

$$S_m = \frac{1017,6}{0,92} = 1106,1 \text{ кВА}$$

Мощность одного трансформатора:  $S_{\text{тр.расч}} = \frac{1106,1}{2 \times 0,7} = 790 \text{ кВА}$

Из приведенного расчета выбираем 2 х ТМ-1000/6/0,4 кВ

$$S_{\text{нт}} = 1000 \text{ кВА}$$

Проверяем выбранные трансформаторы по действительному коэффициенту загрузки.

Расчет мощности трансформаторов других подстанций проводится аналогично.

Для ТП-4 выбираем 2 х ТМ-1000/6/0,4 кВ

Для ТП-20 выбираем 2 х ТМ-400/6/0,4 кВ

Для ТП-21 выбираем 2 х ТМ-400/6/0,4 кВ

Для ТП-22 выбираем 2 х ТМ-250/6/0,4 кВ

## 6.2 Проверка трансформаторов на систематическую перегрузку

За счет неравномерности нагрузки трансформатора в течении суток (года) допускается его систематическая перегрузка. Рассчитывается коэффициент перегрузки  $K_{\text{нт}}^*$  трансформаторов:

$$K_{\text{нт}}^* = \frac{S_{\text{нт}} \times n}{S_m} \quad (6.6)$$

Если  $K_{\text{нт}}^* \geq 1$  – систематической нагрузки нет, проверка не требуется [].

$$K_{\text{нт}}^* = \frac{1000 \times 2}{1106,1} = 1,81 \quad 1,81 \geq 1 \text{ - проверка трансформаторов не требуется.}$$

Трансформаторы других ТП проверяются аналогично.

## 6.3 Проверка трансформаторов на аварийную перегрузку

Если на подстанции установлено не менее двух трансформаторов, то проводится проверка на аварийную перегрузку. Аварийный режим - режим с отключением одного трансформатора.

Рассчитывается коэффициент перегрузки  $K_{\text{нт}}^*$  в аварийном режиме:

$$K_{нмав}^* = \frac{S_{нм}}{S_m},$$

$$K_{нмав}^* = \frac{1000}{1106,1} = 0,9 \quad (6.7)$$

Наносится  $K_{нмав}^*$  на суточный график нагрузки, Рисунок 1 – Зимний суточный график нагрузки.

Определяется, по точкам пересечения  $K_{нмав}^*$  с графиком нагрузки, время перегрузки,  $t_n=5$  ч.

Определяется коэффициент начальной загрузки в аварийном режиме:

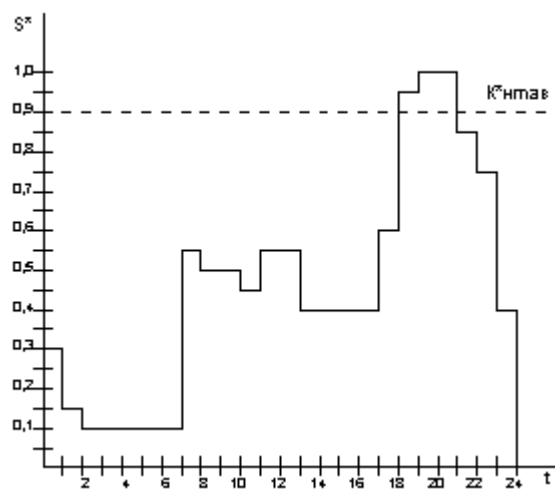


Рисунок 1 – Зимний суточный график нагрузки

$$K_{lab} = \frac{1}{K_{нмав}^*} \times \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \Delta t_i}{24 - t_n}}$$

где  $S_i$  - мощность  $i$ -го участка времени;

$\Delta t_i$  - временной участок, г;

$t_n$  - время перегрузки за сутки, ч.

$$K_{4ав} = \frac{1}{0,9} \times \frac{\sqrt{0,3^2 \times 1 + 0,15^2 \times 1 + 0,1^2 \times 5 + 0,55^2 \times 3 + 0,5^2 \times 2 + 0,45^2 + 1 + 0,4^2 \times 5 + 0,6^2 \times 1}}{19} = 0,43$$

По таблице «Нормы максимально допустимых систематических и аварийных перегрузок трансформаторов» [2] в зависимости от эквивалентной температуры охлаждающей среды  $\Theta_{охл}$ , от системы охлаждения

трансформатора, от коэффициента начальной загрузки  $K_{1ав}$  и от времени перегрузки  $T_n$ , определяется коэффициент допустимой аварийной перегрузки  $K_{доп.ав}$ .

$\Theta_{охл}$  для Тольятти составляет  $-13,4^{\circ}\text{C}$ .

Система трансформатора – М – с естественной циркуляцией воздуха и масла.

Время перегрузки  $T_n$  – 5 часов.

$$K_{доп.ав} = 1,7 \quad S_{нт} \times K_{доп.ав} \geq S_m \quad 1000 \times 1,7 \geq 1106,1 \quad 1700 \text{кВА} > 1106,1 \text{кВА}$$

Выбранные трансформаторы ТП-4 удовлетворяют условиям проверки.

Проверка трансформаторов на аварийную перегрузку проводится аналогично.

Для ТП-4 выбраны:

$$K_{нт}^* = 1,81, K_{нтав}^* = 0,9, K_{1ав} = 0,43, K_{2доп} = 1,7, S_{нт} \times K_{2доп} = 1700 \text{кВА},$$

$$S_m = 1106,1 \text{кВА}$$

Для ТП-20 выбраны:

$$K_{нт}^* = 1,79, K_{нтав}^* = 0,89, K_{1ав} = 0,44, K_{2доп} = 1,7, S_{нт} \times K_{2доп} = 680 \text{кВА},$$

$$S_m = 446,3 \text{кВА}$$

Для ТП-21 выбраны:

$$K_{нт}^* = 1,86, K_{нтав}^* = 0,93, K_{1ав} = 0,42, K_{2доп} = 1,7, S_{нт} \times K_{2доп} = 680 \text{кВА},$$

$$S_m = 431,2 \text{кВА}$$

Для ТП-22 выбраны:

$$K_{нт}^* = 1,94, K_{нтав}^* = 0,95, K_{1ав} = 0,41, K_{2доп} = 1,7, S_{нт} \times K_{2доп} = 425 \text{кВА},$$

$$S_m = 257,4 \text{кВА}$$

## 7 Выбор схемы распределительных сетей ВН

В соответствии с ПУЭ, распределение электроэнергии от РП до потребительских ТП осуществляется по линиям 6 кВ. Схема выбирается исходя из степени надежности электроснабжения и расположения потребителей относительно РП и друг друга.

Рассмотрим и проанализируем схемы электрических сетей заданного района. Распределительные сети ВН выполняются по схемам: радиальной (одностороннего питания), магистральной, по разомкнутой петлевой с АВР, по замкнутой петлевой. На рисунке 2 показаны распределительные сети, выполненные по радиальной или магистральной схеме. Особенность данных схем – одностороннее электроснабжение. При возникновении аварии на участках Л1, Л2, шинах 6 кВ подстанции автоматически отключится основной выключатель В1 или В2 – подача энергии прекращается на время ремонта. Схемы применяются для III категории надежности.

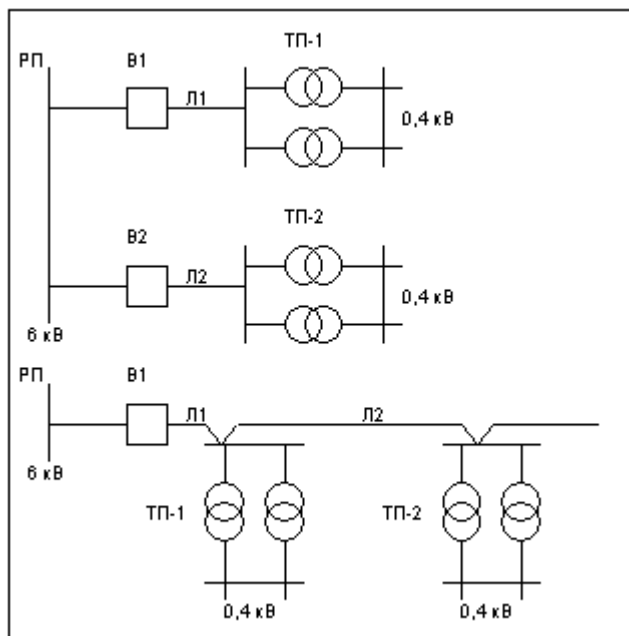


Рисунок 2 – Схемы распределительных сетей

В черте города распределительная сеть 6 кВ выполняется по кольцевой схеме (рисунок 3).

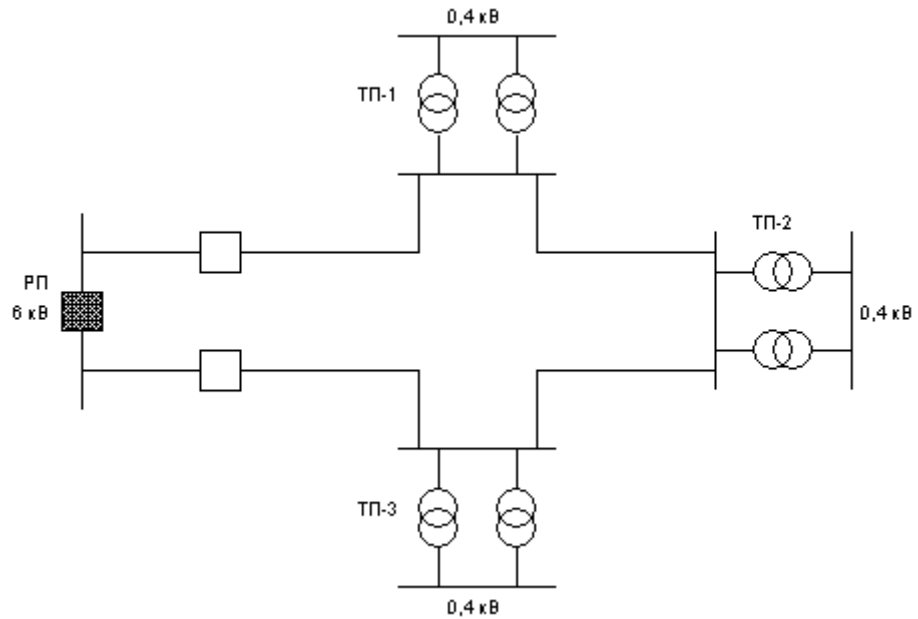


Рисунок 3 – Кольцевая схема электроснабжения

Кольцевая схема предусматривает двухстороннее питание каждой ТП. В случае повреждения участка линии каждая ТП будет получать питание, согласно обеспеченной надежности электроснабжения. Для увеличения электроснабжения магистральная сеть выполняется с двумя источниками питания (от разных секций шин РП), видно из рисунка 4.

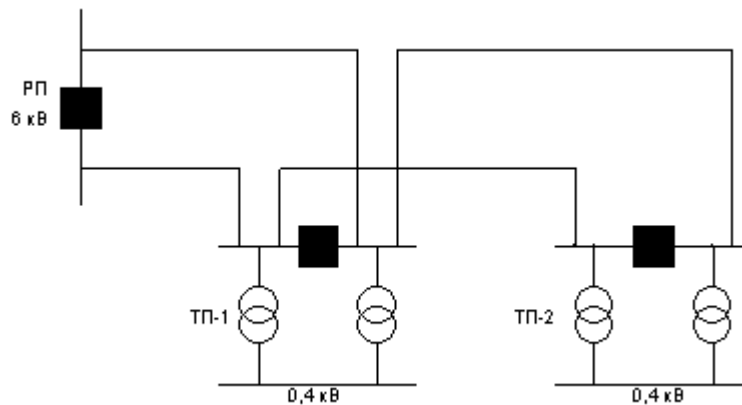


Рисунок 4 – Магистральная схема электроснабжения

В данном дипломном проекте рассматриваются кольцевая схема электроснабжения и магистральная схема с двумя источниками питания.

Согласно [10] электрические сети 6 кВ на территории выполняются кабельными и прокладываются в траншеях на глубине не менее 0,7м [3].

## 8 Предварительный выбор сечения кабельной линии 6 кВ

В соответствии с [4] сечение кабелей с алюминиевыми жилами в распределительных сетях 6 кВ при прокладке их в земляных траншеях, следует принимать не менее 35 мм<sup>2</sup>. Согласно ПУЭ выбор подходящего сечения производится по экономической плотности тока в зависимости от металла провода и числа часов использования максимума нагрузки:

$$F = \frac{I_m}{j_{\text{э}}}, \quad (8.1)$$

где  $I_m$  - расчетный максимальный ток, А;

$j_{\text{э}}$  - нормальное значение экономической плотности тока (1,6 А/мм<sup>2</sup>)[4]

$$I_m = \frac{S_m}{\sqrt{3} \times U_{\text{л}}}, \quad (8.2)$$

где  $S_m$  - максимальная расчетная мощность, передающаяся по кабелю, кВА;

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} \quad (8.3)$$

Выбираем сечение кабеля на участке п/ст «Южная» - РП с ТП-23.

$$P_m = \sum_{i=1}^n P_{\Sigma i} \times K_y \quad (8.4)$$

где  $K_y = 0,8$  [3];  $P_{\Sigma i}$  - суммарная расчетная нагрузка  $i$ -й ТП.

$$P_{m0-22} = (P_{\Sigma 1} + P_{\Sigma 2} + P_{\Sigma 3} + P_{\Sigma 4} + P_{\Sigma 5} + P_{\Sigma 6}) \times 0,8 = (1017,6 + 419,5 + 396,8 + 218,8) \times 0,8 = 1642,2 \text{ кВ}$$

$\cos \varphi = 0,9$  - на шинах РП [3]  $\tan \varphi = 0,43$

$$Q_{m0-22} = P_{m0-22} \times \tan \varphi = 1642,16 \times 0,43 = 706,13 \text{ кВт}$$

$$S_{m0-22} = \sqrt{1642,2^2 + 706,13^2} = 1787,5 \text{ кВА}$$

$$I_{m0-22} = \frac{1787,5}{\sqrt{3} \times 6} = 172,2 \text{ А}$$

$$F_{m0-22} = \frac{172,2}{1,6} = 107,2 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель марки АСБ с сечением жилы 120 мм<sup>2</sup>  $I_{\text{доп}} = 260 \text{ А}$ .

Рассмотрим два варианта распределительной сети – кольцевая и двухлучевая.

Вариант I

Расчет кольцевой распределительной сети 6 кВ представлен на рисунке 5.

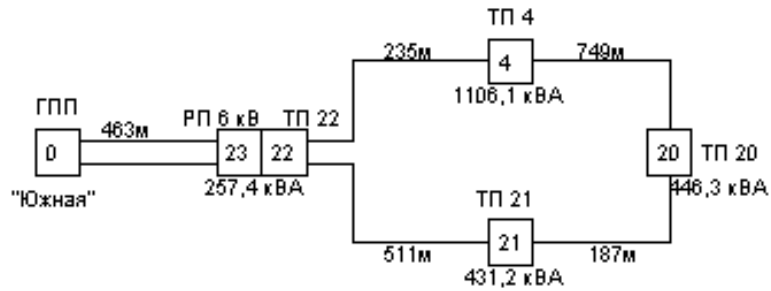


Рисунок 5 – Кольцевая схема распределительной сети 6 кВ

Выбираем сечения кабелей распределительной сети 6 кВ от РП.

Находится точка потокораздела:

$$S_{22-21} = \frac{S_{21} \times I_{4-22} + I_{20-4} + I_{21-20} + S_{20} \times I_{20-4} + I_{4-22} + S_4 \times I_{4-22}}{I_{22-21} + I_{21-20} + I_{20-4} + I_{4-22}} =$$

$$= \frac{431,2 \times 234,8 + 748,8 + 187 + 446,3 \times 748,8 + 234,8 + 1106,1 \times 234,8}{511 + 187 + 748,8 + 234,8}$$

$$= 715,6 \text{ кВА},$$

$$S_{22-4} = \frac{S_4 \times (I_{4-20} + I_{20-21} + I_{21-20}) + S_{20} \times (I_{20-21} + I_{21-22}) + S_{21} \times I_{21-22}}{I_{22-21} + I_{21-20} + I_{20-4} + I_{4-22}} =$$

$$= \frac{1106,1 \times (748,8 + 187 + 511) + 446,3 \times (187 + 511) + 431,2 \times 511}{511 + 187 + 748,8 + 234,8} =$$

$$= 1267,9 \text{ кВА}$$

Потоки мощности по участкам:

$$S_{4-20} = S_{22-4} - S_4 = 1267,9 - 1106,1 = 161,8 \text{ кВА},$$

$$S_{20-21} = S_{4-20} - S_{20} = 161,8 - 446,3 = -284,5 \text{ кВА},$$

$$S_{21-20} = S_{22-21} - S_{21} = 715,6 - 431,2 = 284,4 \text{ кВА},$$

$$S_{20-4} = S_{21-20} - S_{20} = 284,4 - 446,3 = -161,9 \text{ кВА}$$

ТП-4 является точкой токораздела:

$$P_{22-4} = S_{22-4} \times \cos \varphi_{\text{ср.вз.}} = 1267,9 \times 0,92 = 1166,5 \text{ кВт},$$

$$P_{22-21} = S_{22-21} \times \cos \varphi_{\text{ср.вз.}} = 715,6 \times 0,92 = 658,4 \text{ кВт},$$

$$P_{21-20} = S_{21-20} \times \cos \varphi_{\text{ср.вз.}} = 284,4 \times 0,92 = 261,7 \text{ кВт},$$

$$P_{4-20} = S_{4-20} \times \cos \varphi_{\text{ср.вз.}} = 162 \times 0,92 = 149 \text{ кВт}.$$

Определяется ток на каждом участке сети 6кВ:



$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \times U_H}, \quad (8.5)$$

$$I_{22-4} = \frac{S_{22-4}}{\sqrt{3} \times 6} = \frac{1267,9}{\sqrt{3} \times 6} = 122 A,$$

$$I_{22-21} = \frac{S_{22-21}}{\sqrt{3} \times 6} = \frac{715,6}{\sqrt{3} \times 6} = 68 A,$$

$$I_{21-20} = \frac{S_{21-20}}{\sqrt{3} \times 6} = \frac{284,4}{\sqrt{3} \times 6} = 27,4 A,$$

$$I_{4-20} = \frac{S_{4-20}}{\sqrt{3} \times 6} = \frac{162}{\sqrt{3} \times 6} = 15,6 A,$$

По определённомому току рассчитывается экономическая плотность тока и принимается стандартное большее сечение кабеля. Марка кабеля – АСБ, стандартное сечение кабеля 35-240мм<sup>2</sup>. [17]

$$F_{22-4} = 76 \text{ мм}^2; \quad F_{СТ22-4} = 95 \text{ мм}^2; \quad F_{ДОП} = 225 A,$$

$$F_{22-21} = 42,5 \text{ мм}^2; \quad F_{СТ22-21} = 50 \text{ мм}^2; \quad F_{ДОП} = 155 A,$$

$$F_{21-20} = 17,13 \text{ мм}^2; \quad F_{СТ21-20} = 35 \text{ мм}^2; \quad F_{ДОП} = 125 A,$$

$$F_{4-20} = 9,8 \text{ мм}^2; \quad F_{СТ4-20} = 35 \text{ мм}^2; \quad F_{ДОП} = 125 A,$$

Производится проверка выбранных сечений кабеля в аварийных режимах: обрыв линии 22-4 или обрыв линии 22-21. Питание распределительной сети 6 кВ осуществляется от одной из двух секций шин РП-6кВ. Расчёт производится аналогично расчёту в нормальном режиме. Результаты расчётов сводятся в таблице 4.

Таблица 4 - Проверка сечений кабеля в аварийных режимах

Обрыв участка	№ i-го участка	$S_{iав}$ , кВА	$P_{iав}$ , кВт	$I_{iав}$ , А	$F_{ст.}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А	$F_{ст.прин.}$ , мм <sup>2</sup>
22-4	22-21	1983,6	1824,9	191,1	50	225	95
	21-20	1552,4	1428,2	149,6	35	155	50
	20-4	1106,1	1017,6	106,6	35	125	35
22-21	22-4	1983,6	1824,9	191,1	95	225	95
	4-20	877,5	807,3	84,5	35	125	35
	20-21	431,2	396,7	41,5	35	125	35

Потери напряжения при найденном сечении определяются [17]:

$$\Delta U = \Delta U_{\text{тб}} \times M_a, \quad (8.6)$$

где  $\Delta U_{\text{тб}}$  - табл. значение удельной величины потери напряжения, %/кВт·км [17]

$M_a$  - сумма произведений активных нагрузок для длины участков линий, кВт·м.

Расчетная потеря напряжений  $\Delta U$  сравнивается с допустимой потерей напряжения  $\Delta U_{\text{доп}}$ .

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_p \quad (8.7)$$

$\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$  - в нормальном режиме работы;

$\Delta U_{\text{доп}} = 10\%$  - в аварийном режиме работы;

Определяются потери напряжения в нормальном режиме работы:

Потеря напряжения на участке 22-21-20:

$$\Delta U_{22-21-20} = 1,03 \times 511 \times 658,4 \times 10^{-6} + 1,87 \times 261,7 \times 187 \times 10^{-6} + 2,66 \times 149 \times 748,8 \times 10^{-6} = 0,73 < 5\%$$

Потеря напряжения на участке 22-4:

$$\Delta U_{22-4} = 1,03 \times 234,8 \times 1166,5 \times 10^{-6} = 0,28 < 5\%$$

Определяются потери напряжений в аварийном режиме работы:

Обрыв участка 22-21:

$$\Delta U_{22-4-20-21} = 1,03 \times 1824,9 \times 234,8 \times 10^{-6} + 2,66 \times 807,3 \times 748,8 \times 10^{-6} = 2,18 < 10\%.$$

Обрыв участка 22-4:

$$\Delta U_{22-21-20-4} = 1,03 \times 1824,9 \times 511 \times 10^{-6} + 1,87 \times 187 \times 1428,2 \times 10^{-6} + 2,66 \times 748,8 \times 1017,6 \times 10^{-6} = 3,49 < 10\%$$

Выбранные сечения кабельной сети удовлетворяют условиям проверки по нагреву длительно допустимым током и по потери напряжения.

## Вариант II

Расчет двухлучевой схемы распределительной сети 6 кВ (рисунок 6).

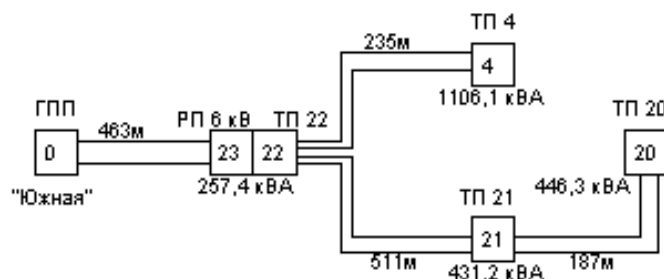


Рисунок 6 – Двухлучевая схема

Определяются потоки мощности по участкам:

$$S_{22-21} = S_{21} + S_{20} = 431,2 + 446,3 = 877,5 \text{ кВА},$$

$$S_{21-20} = S_{20} = 446,3 \text{ кВА}, \quad S_{22-4} = S_4 = 1106,1 \text{ кВА}$$

Расчет и выбор сечений кабельной сети производится аналогично.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет и выбор сечений кабельной сети

№ участка	$S_{mi}$ , кВА	$I_{pi}$ , А	$F_i$ , мм <sup>2</sup>	$F_{cr,i}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А	$I_{ави}$ , А
22-21	877,5	42,3	26	35	125	84,6
21-20	446,3	21,5	13	35	125	43
22-4	1106,1	53,3	33	35	125	106,6

После расчета и выбора кабелей сечения проверяются по допустимой потере напряжения  $\Delta U_{доп.}$ , в нормальном и аварийном режимах (когда из нормальной работы выходит один из двух кабелей в начале линии – участок 22-21 или 22-4). Результаты проведенных расчетов представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Проверка выбранных сечений кабеля по допустимой потере напряжения  $\Delta U_{доп.}$

№ участка	$P_i$ , кВт	$l_i$ , м	$\Delta U_{тб}$ , % км*МВт	$\Delta U_p$ , %	$\Delta U_{доп}$ , %	$\Delta U_{рав}$ , %	$\Delta U_{допав}$ , %
22-21	807,3	511	2,66	1,3	5	2,6	10
21-20	410,6	187	2,66				
22-4	1017	234,8	2,66	0,6	5	1,2	10

Выбранные сечения кабельной сети удовлетворяют условиям проверки по нагреву длительно допустимым током и по потере напряжения.

## 9 Расчёт токов короткого замыкания

Для проверки кабеля на термическую устойчивость производится расчёт токов короткого замыкания.

I вариант

Составляется схема замещения кольцевой сети, которая представлена на рисунке 7.

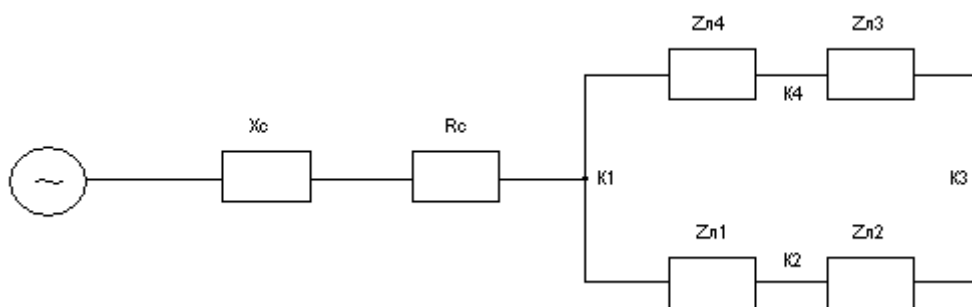


Рисунок 7 – Схема замещения кольцевой сети

Сопротивление системы – 0,63 Ом;  $I_{по} = 9,2$  кА;  $i_{уд} = 19$  кА.

$$X = X_0 \times l, \quad (9.1)$$

$F_{СТ} > F_{терм}$   $35\text{мм}^2 > 15,9\text{мм}^2$  - кабель удовлетворяет условию проверки

$$r = r_0 + l, \quad (9.2)$$

где  $X_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км;

$r_0$  – погонное активное сопротивление, Ом/км;

$l$  - длина участка линии, км.

Для кабеля сечением  $120\text{мм}^2$ :  $X_0 = 0,076$  Ом/км,  $r_0 = 0,258$  Ом/км;

Для кабеля сечением  $95\text{мм}^2$ :  $X_0 = 0,078$  Ом/км,  $r_0 = 0,326$  Ом/км;

Для кабеля сечением  $50\text{мм}^2$ :  $X_0 = 0,083$  Ом/км,  $r_0 = 0,62$  Ом/км;

Для кабеля сечением  $35\text{мм}^2$ :  $X_0 = 0,087$  Ом/км,  $r_0 = 0,89$  Ом/км;

$$X_{л} = \frac{0,076}{2} \times 0,46 = 0,018 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивлений для каждой линии:

$$\begin{aligned}
X_{л1} &= 0,078 \times 0,511 = 0,04 \text{ Ом}, \\
X_{л2} &= 0,083 \times 0,187 = 0,016 \text{ Ом}, \\
X_{л3} &= 0,087 \times 0,748 = 0,07 \text{ Ом}, \\
X_{л4} &= 0,078 \times 0,234 = 0,018 \text{ Ом}. \\
r_{л1} &= 0,326 \times 0,511 = 0,17 \text{ Ом}, \\
r_{л2} &= 0,62 \times 0,187 = 0,12 \text{ Ом}, \\
r_{л3} &= 0,89 \times 0,748 = 0,67 \text{ Ом}, \\
r_{л4} &= 0,326 \times 0,234 = 0,08 \text{ Ом}.
\end{aligned}$$

Производим выбор базисных величин:

$$\begin{aligned}
S_{\bar{\sigma}} &= 100 \text{ МВА}, \quad U_{\bar{\sigma}} = 6,3 \text{ кВ}, \quad r_{k1} = r_n = 0,08 \text{ Ом}, \\
x_{k1} &= x_c + x_l = 0,63 + 0,018 = 0,648 \text{ Ом},
\end{aligned}$$

$$Z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = \sqrt{0,08^2 + 0,648^2} = 0,66 \text{ Ом}$$

Определяется сопротивление в относительных единицах:

$$X_{k1}^* = Z \times \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = 0,66 \times \frac{100}{6,3^2} = 1,66$$

$$1. \text{ Определяется ток } I_{кз} \text{ в точке К1: } I_{\infty k1} = I_{\infty k2}^* \times \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \times U_{\bar{\sigma}}} \text{ кА}$$

По расчетным кривым определяется установившейся ток короткого замыкания в относительных единицах [12]:  $I_{\infty k1}^* = 0,7$ .

Переводим  $I_{\infty}^*$  в именованные единицы:

$$I_{\infty k1} = 0,7 \times \frac{100}{\sqrt{3} \times 6,3} \text{ кА}$$

По расчетным кривым определяется ток короткого замыкания в начальный момент времени ( $t=0$ )[12]:  $I_{on}^* = 0,65$ ,

$$I_{ok1} = I_{ok1}^* \times \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \times U_{\bar{\sigma}}} = 0,65 \times \frac{100}{\sqrt{3} \times 6,3} = 5,96 \text{ кА}.$$

Определяется ударный ток:

$$i_{удк1} = \bar{2} \times k_{уд} \times I_{ок1} \tag{9.3}$$

где  $k_{уд}$  - ударный коэффициент,  $k_{уд} = 1,39$  [2].

$$i_{удк1} = \sqrt{2} \times 1,39 \times 5,96 = 11,72 \text{ кА.}$$

2. Определяется ток  $I_{к3}$  в точке К2:

$$r_{к2} = r_{к1} + \frac{r_{л1} \times r_{л2} + r_{л3} + r_{л4}}{r_{л1} + r_{л2} + r_{л3} + r_{л4}} = 0,08 + \frac{0,17 \times 0,12 + 0,67 + 0,08}{0,17 + 0,12 + 0,67 + 0,08} =$$

$$= 0,22 \text{ Ом,}$$

$$X_{к2} = X_{к1} + \frac{X_{л1} \times (X_{л2} + X_{л3} + X_{л4})}{X_{л1} + X_{л2} + X_{л3} + X_{л4}} = 0,648 + \frac{0,04 \times (0,016 + 0,07 + 0,018)}{0,04 + 0,016 + 0,07 + 0,018} =$$

$$= 0,677 \text{ Ом,}$$

$$Z_{к2} = \sqrt{r_{к2}^2 + x_{к2}^2} = \sqrt{0,22^2 + 0,677^2} = 0,7 \text{ Ом,}$$

$$X_{к2}^* = 0,7 \times \frac{100}{6,3^2} = 1,79,$$

$$I_{\infty}^* = 0,68; I_0^* = 0,63, I_{\infty к2} = 0,68 \times \frac{100}{3 \times 6,3} = 6,24 \text{ кА,}$$

$$I_{ок2} = 0,63 \times \frac{100}{3 \times 6,3} = 5,78 \text{ кА,}$$

$$i_{удк2} = \sqrt{2} \times 1,4 \times 5,78 = 11,40 \text{ кА.}$$

3. Определяется ток  $I_{к3}$  в точке К3: Определяется ток  $I_{к3}$  в точке К4:

$$r_{к3} = 0,08 + \frac{0,17 + 0,12 \times 0,67 + 0,08}{0,17 + 0,12 + 0,67 + 0,08} = 0,28 \text{ Ом,}$$

$$X_{к3} = 0,648 + \frac{(0,04 + 0,016) \times (0,07 + 0,018)}{0,04 + 0,016 + 0,07 + 0,018} = 0,684 \text{ Ом,}$$

$$Z_{к3} = \sqrt{0,28^2 + 0,684^2} = 0,74 \text{ Ом,}$$

$$X_{к3}^* = 0,74 \times \frac{100}{6,3^2} = 1,86,$$

$$I_{\infty}^* = 0,6; I_0^* = 0,58, I_{\infty к3} = 0,6 \times \frac{100}{3 \times 6,3} = 5,5 \text{ кА,}$$

$$I_{ок3} = 0,58 \times \frac{100}{3 \times 6,3} = 5,3 \text{ кА,}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 1,15 \times 5,5 = 8,6 \text{ кА}$$

4. Определяется ток  $I_{к3}$  в точке К4:

$$r_{к4} = 0,08 + \frac{0,08 \times 0,17 + 0,12 + 0,67}{0,17 + 0,12 + 0,67 + 0,08} = 0,15 \text{ Ом,}$$

$$X_{k4} = 0,648 + \frac{0,018 \times (0,04 + 0,016 + 0,07)}{0,04 + 0,016 + 0,07 + 0,018} = 0,66 \text{ Ом},$$

$$Z_{k4} = \sqrt{0,15^2 + 0,66^2} = 0,68 \text{ Ом},$$

$$X_{k4}^* = 0,68 \times \frac{100}{6,3^2} = 1,7,$$

$$I_{\infty}^* = 0,68; \quad I_0^* = 0,63, \quad I_{\infty k4} = 0,68 \times \frac{100}{3 \times 6,3} = 6,24 \text{ кА},$$

$$I_{ok4} = 0,63 \times \frac{100}{3 \times 6,3} = 5,78 \text{ кА}, \quad i_{y\partial} = \sqrt{2} \times 1,18 \times 5,78 = 9,65 \text{ кА}.$$

## II вариант

Составляется схема замещения двухлучевой сети, которая представлена на рисунке 8.

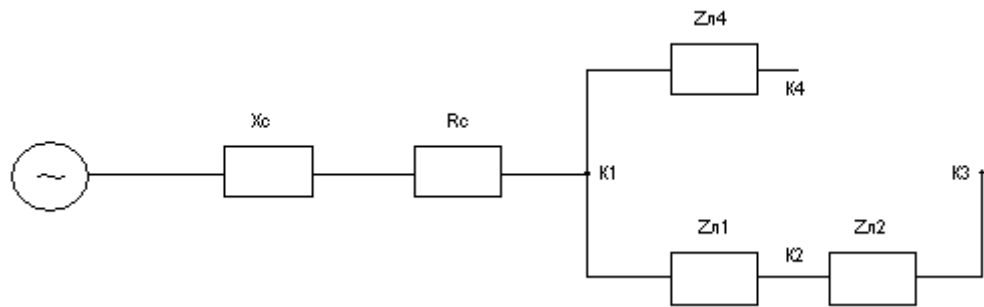


Рисунок 8 – Схема замещения двухлучевой схемы

Расчет токов короткого замыкания для двухлучевой схемы выполняется аналогично.

Для линии 1 рассчитаны:

$$X_{ki} = 0,688 \text{ Ом}; \quad r_{ki} = 0,25 \text{ Ом}; \quad Z_k = 0,75 \text{ Ом}; \quad X^* = 1,88; \quad I_{\infty}^* = 0,6;$$

$$I_{\infty} = 5,5 \text{ кА}; \quad I_0^* = 0,55; \quad I_0 = 5,05 \text{ кА}; \quad i_{y\partial} = 9,93 \text{ кА}.$$

Для линии 2 рассчитаны:

$$X_{ki} = 0,704 \text{ Ом}; \quad r_{ki} = 0,37 \text{ Ом}; \quad Z_k = 0,79 \text{ Ом}; \quad X^* = 1,99; \quad I_{\infty}^* = 0,55;$$

$$I_{\infty} = 5,05 \text{ кА}; \quad I_0^* = 0,5; \quad I_0 = 4,5 \text{ кА}; \quad i_{y\partial} = 7,32 \text{ кА}.$$

Для линии 4 рассчитаны:

$$X_{ki} = 0,67 \text{ Ом}; \quad r_{ki} = 0,16 \text{ Ом}; \quad Z_k = 0,65 \text{ Ом}; \quad X^* = 1,64; \quad I_{\infty}^* = 0,72;$$

$$I_{\infty} = 6,61 \text{ кА}; \quad I_0^* = 0,7; \quad I_0 = 6,4 \text{ кА}; \quad i_{y\partial} = 10,68 \text{ кА}.$$

## 10 Проверка кабеля 6 кВ на термическую устойчивость к токам короткого замыкания

Для одного кабеля место короткого замыкания принимаем в начале линии – одно сечение или в начале каждого участка нового сечения – по длине линии разные сечения. Для пучка из двух и более параллельно проложенных кабелей ток короткого замыкания определяют непосредственно за пучком, т.е. учитывается сквозной ток короткого замыкания [3].

Проверка сечения кабелей по термической стойкости:

$$F_{\text{терм}} = \frac{I_{\infty} \sqrt{t_n}}{C}, \quad (10.1)$$

где  $I_{\infty}$  - действующее значение установившегося тока к.з.;

$t_n$  - приведенное время короткого замыкания;

$C$  - расчетный коэффициент;  $C=98 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ .

Затухание тока к.з. при проверке кабелей 6 кВ на термическую стойкость не учитывается,  $t_n$  считается равным действительному (складывается из выдержки времени релейной защиты линий 6 кВ и собственного времени отключающего аппарата) [].

$$t_n = t_{p.z.} + t_{отк.ап} \quad (10.2)$$

Проверяем выбранное сечение кабеля на участке п/ст "Южная" и РП-23 с ТП-22 по термической устойчивости. Расчетная точка к.з. - К1.

$I_{\infty} = 6420 \text{ А}$ ;  $t_{p.z.} = 0,1 \text{ с}$ ;  $t_{отк.ап} = 0,03 \text{ с}$ ;  $t_n = 0,13 \text{ с}$

$$F_{\text{терм}} = \frac{6420 \times \sqrt{0,13}}{98} = 23,6 \text{ мм}^2;$$

$$F_{СТ} > F_{\text{терм}} \quad 120 \text{ мм}^2 > 23,6 \text{ мм}^2 - \text{кабель удовлетворяет условию проверки}$$

Проверим сечение кабелей кольцевой схемы, вариант I.

Проверяем сечение кабеля на уч. РП-23-ТП-21, расчетная точка к.з. - К1

$$I_{\infty} = 6420 \text{ А}; \quad t_{p.z.} = 0,05 \text{ с}; \quad t_n = 0,08 \text{ с}$$

$$F_{\text{терм}} = \frac{6420 \times \sqrt{0,08}}{98} = 18,5 \text{ мм}^2;$$



$F_{СТ} > F_{терм}$   $95\text{мм}^2 > 18,5\text{мм}^2$  - кабель удовлетворяет условию проверки

Проверяем сечение кабеля на уч. ТП-21–ТП-20, расчетная точка к.з. – К2.

$$I_{\infty} = 6240 \text{ А}; t_{р.з.} = 0,05 \text{ с}; t_n = 0,08 \text{ с}$$

$$F_{терм} = \frac{6240 \times \sqrt{0,08}}{98} = 18,1 \text{ мм}^2;$$

$F_{СТ} > F_{терм}$   $50\text{мм}^2 > 18,1\text{мм}^2$  - кабель удовлетворяет условию проверки

Проверяем сечение кабеля на уч. ТП-20–ТП-4, расчетная точка к.з. – К3.

$$I_{\infty} = 5500 \text{ А}; t_{р.з.} = 0,05 \text{ с}; t_n = 0,08 \text{ с}$$

$$F_{терм} = \frac{5500 \times \sqrt{0,08}}{98} = 15,9 \text{ мм}^2;$$

$F_{СТ} > F_{терм}$   $35\text{мм}^2 > 15,9\text{мм}^2$  - кабель удовлетворяет условию проверки

Проверяем сечение кабеля на уч. ТП-4–РП-23, расчетная точка к.з. – К4.

$$I_{\infty} = 6240 \text{ А}; t_{р.з.} = 0,05 \text{ с}; t_n = 0,08 \text{ с}$$

$$F_{терм} = \frac{6240 \times \sqrt{0,08}}{98} = 18,1 \text{ мм}^2;$$

$F_{СТ} > F_{терм}$   $95\text{мм}^2 > 18,1\text{мм}^2$  - кабель удовлетворяет условию проверки

Двухлучевая схема. Вариант II.

Проверяем сечение кабеля проводится аналогично. Выбранные сечения кабелей ( $35\text{мм}^2$  - на уч. РП-23–ТП-21;  $35\text{мм}^2$  – на уч. ТП-21–ТП-20;  $35\text{мм}^2$  – на уч. ТП-4 – РП-23) удовлетворяют условию проверки по термической устойчивости.

## 11 Выбор и расчет оборудования сети 6 кВ

В проектируемом жилом микрорайоне РП совмещен с ТП (на 250 кВА). Выбираем РП на 12 отходящих линий. Силовое оборудование (трансформаторы, распределительный щит 0,4 кВ, РУ-6 кВ) устанавливаются в отдельных помещениях. В комплектацию РУ-6 кВ входят камеры КСО-6-Э1, в РУ-0,4 кВ – панели ЩО-70 (автоматическое регулирование уличного освещения ночью) и панели внутриквартального освещения.

На п/ст «Южная» производится замена выключателя на стороне 6 кВ. Выключатели выбираются:

- по роду установки - внутренний;
- по номинал. напряжению установки:  $U_{\text{выкл.н}} \geq U_{\text{ном}}$ ;  $U_{\text{выкл.н}} = 6 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ ,
- по длительному току:  $I_{\text{выкл.н}} \geq I_{\text{расч}}$ ;  $I_{\text{выкл.н}} = 630 \text{ А}$ ;  $I_{\text{расч}} = 172 \text{ А}$ ,
- по отключающей способности:  $I_0^{(3)} \leq I_{\text{пр.с.}}$ ;  $I_0^{(3)} = 5,96 \text{ кА}$ ;  $I_{\text{пр.с.}} = 12,5 \text{ кА}$   
 $5,96 < 12,5$  - выбираем элегазовый выключатель типа ORTHOFLUOR FPX071616

Проверка выключателя:

- на термическую стойкость:  $I_{\text{пр.тер.}}^2 \times t_{\text{тер}} \geq I_{\infty}^2 \times t_{\phi}$ , (11.1)

где  $I_{\text{пр.тер.}}$  - предельный термический ток, кА,  $I_{\text{пр.тер.}} = 20 \text{ кА}$

$t_{\text{тер}}$  - допустимое время прохождения предельного термического тока, 2с

$I_{\infty}$  - установившееся значение тока короткого замыкания, кА,  $I_{\infty} = 9,2 \text{ кА}$ ;

$t_{\phi}$  - фиктивное время прохождения тока короткого замыкания, с,  $t_{\phi} = 0,6\text{с}$ ;

$$12,5^2 \times 3 \geq 9,2^2 \times 0,6; \quad 469 \text{ кА}^2\text{с} \geq 50,8 \text{ кА}^2\text{с}$$

- на электродинамическую стойкость:  $i_y < i_{\text{пр.с.}}$ , (11.2)

где  $i_y$  - ударный ток к.з., кА,

$i_{\text{пр.с.}}$  - предельный сквозной ток, кА,

$19 \text{ кА} < 32 \text{ кА}$  - выбранный элегазовый выключатель типа

ORTHOFLUOR FPX071616 удовлетворяет условиям проверки.

Аналогично производится выбор электрооборудования РП-6 кВ и ячейки трансформаторов (разъединитель типа РТ, выключатель типа ВВ/TEL, предохранитель с кварцевым наполнителем серии ПК, выключатель нагрузки

типа ВНТ-1, трансформатора тока ячейки ввода типа ТОЛ-10-УЗ, измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИТ-10-66УЗ, сборные шины прямоугольного сечения, опорные изоляторы типа ОФ-10) с последующей проверкой на термическую и электродинамическую стойкость, по допустимой нагрузке вторичных цепей.

При выборе электрооборудования РП-6 кВ производится проверка разъединителя типа РТ, проверка переключателя ВВ/ТЕЛ, которые в свою очередь должны удовлетворять заданным условиям проверки. Проверка электрооборудования других ячеек (секционирования и отходящих линий) производится аналогично, в соответствие с полученными расчетными данными и данными из каталога электрооборудования.

### **Пример выбора электрооборудования ячейки трансформаторов**

Выбор трансформатора тока ячейки ввода:

- по роду установки - внутренний;
- по номинал. напряжению установки:  $U_{тт.н} \geq U_{ном}$ ;  $U_{тт.н} = 10$  кВ;  $U_{ном} = 6$  кВ;
- по длительному току:  $I_{тт.н} \geq I_{расч}$ ;  $I_{тт.н} = 200$  А;  $I_{расч} = 172$  А;
- на термическую стойкость:  $I_{пр.тер}^2 \times t_{тер} \geq I_{\infty}^2 \times t_{\phi}$ ,  $137 \text{ кА}^2\text{с} > 136 \text{ кА}^2\text{с}$ ;
- на электродинамическую стойкость:  $11,72 \text{ кА} < 37,5 \text{ кА}$
- по допустимой наагрузке вторичных цепей:  $Z_2 \leq Z_{ном2}$ ;  $Z_{ном2} = 0,4$  Ом.

Полное сопротивление внешней цепи определяется по формуле:

$$Z_2 = \Sigma r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}. \quad (11.3)$$

где  $\Sigma r_{приб}$  - сумма сопротивлений всех последовательно включенных обмоток приборов, Ом;

$r_{пров}$  - сопротивление соединительных проводов, Ом;

$r_{конт}$  - сопротивление контактных соединений, Ом; ( $r_{конт} = 0,05$  Ом)

$$r_{пров} = \rho \cdot m \cdot l / q$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление провода, Ом/м·мм<sup>2</sup>,  $\rho=0,0283$  Ом/м·мм<sup>2</sup>;  
 $m$  - коэффициент, зависящий от схемы включения,  $m=1$ ;  
 $l$  - длина провода, м;  $l=5$ м;  
 $q$  - сечение провода, мм<sup>2</sup>,  $q=4$  мм<sup>2</sup>;  
 $r_{\text{пров}}=0,0283 \cdot 1 \cdot 5/4=0,061$  Ом.

Нагрузка от измерительных приборов составляет 3 ВА, тогда:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{2н}^2, \quad (11.4)$$

$$\Sigma r_{\text{приб}} = 3 / 5^2 = 0,12 \text{ Ом},$$

$$Z_2 = 0,12 + 0,061 + 0,05 = 0,231 \text{ Ом}, \quad 0,231 \text{ Ом} < 0,4 \text{ Ом}$$

Трансформатор тока обеспечивает заданную точность измерений.

Выбранный трансформатор тока типа ТОЛ-10-У3 удовлетворяет условиям проверки. Выбор трансформаторов тока других ячеек производится аналогично, в соответствие с параметром трансформатора, условием выбора и типа ячейки (секционирования, отходящая линия, ТМ).

Для ТП-20 ТП-21 распределительное устройство 6 кВ комплектуется:

- вводными разъединителями типа РТ,  $I_{\text{ном}}=630$ А, ручной привод;
- выключателями нагрузки типа ВНТ – 1 м  $I_{\text{ном}}=630$ А, ручной привод;
- высоковольтными предохранителями типа ПКТ-102.

Расчет и выбор параметров предохранителя представлен ниже:

Для ТП-20 выбраны:

$$S_{\text{н.тр.}} = 400 \text{ кВА}; I_{\text{н.тр.}} = 38,5 \text{ А}; I_{\text{н.пр.}} = 40 \text{ А}; I_{\text{н.пл.вст.}} = 40 \text{ А};$$

Для ТП-21 выбраны:

$$S_{\text{н.тр.}} = 400 \text{ кВА}; I_{\text{н.тр.}} = 38,5 \text{ А}; I_{\text{н.пр.}} = 40 \text{ А}; I_{\text{н.пл.вст.}} = 40 \text{ А};$$

Для ТП-4 распределительное устройство комплектуется:

- вводными разъединителями типа РТ,  $I_{\text{ном}}=630$ А;
- вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10,  $I_{\text{ном}}=630$ А.

## 12 Ячейки КСО-6(10)-Э1 «Аврора»

### 1. Общие сведения и область применения

В 1999 г. Конструкторским отделом ОАО «ПО Элтехника» была разработана принципиально новая по конструкции ячейка КСО6(10)-Э1 «Аврора», в ее составе были применены трехпозиционные выключатели нагрузки и разъединители с воздушной изоляцией, расположенные поперечно по отношению к сборным шинам. При разработке ячеек особое внимание уделялось безопасности обслуживающего персонала. Система блокировок, стационарные указатели наличия напряжения на кабелях и шинах со съемными блоками индикации, механическая и световая индикация положения коммутационных аппаратов, деление ячеек на отсеки – всё это гарантирует надежную работу оборудования и безопасность его обслуживания.

Ячейки выпускаются по согласованным с Госэнергонадзором техническими условиями, сертифицированы в системе Госстандарта России. Появление ячейки КСО-6(10)-Э1 «Аврора» на рынке задало новый стандарт оборудования для распределительных сетей 6-10 кВ (рисунок 9).



Рисунок 9 – Ячейка КСО-6(10)-Э1

Ячейки КСО-6(10)-Э1 «Аврора» - серия модульных ячеек в металлических корпусах одностороннего обслуживания, с воздушной изоляцией, комплектование РУ-6(10) кВ в сетях с изолированной или заземленной нейтралью. Ячейки имеют в своей конструкции – стационарные, выкатные или выдвигаемые силовые выключатели, воздушные разъединители и

выключатели нагрузки, измерительные трансформаторы тока, напряжения, трансформаторы собственных нужд, конденсаторы.

Основные преимущества: универсальность применения; высокая надежность; безопасность эксплуатации; малые габариты; простота обслуживания; дистанционное управление и сбор данных; гарантия качества.

## 2. Конструкция ячейки КСО-6(10)-Э1 «Аврора»

Камера КСО разделена на 3 изолированных отсека: отсек сборных шин, высоковольтный отсек, отсек релейной защиты и автоматики. На границе 1-го и 2-го отсека устанавливаются разъединители и выключатели нагрузки. Второй отсек включает в себя – вакуумный выключатель, трансформаторы тока и напряжения, предохранители. Третий отсек – микропроцессорные блоки релейной защиты и автоматики, приборы контроля и учета электроэнергии. Камеры КСО отделены друг от друга металлическими перегородками.

## 3. Элементы безопасности ячейки КСО-6(10)-Э1 «Аврора»

Все отсеки ячейки имеют свои двери. Приводы оборудования (разъединителей, выключателей нагрузки, и аппаратов управления) находятся с фасадной стороны ячейки.

В камерах КСО предусмотрена многоуровневая система безопасности, реализуемая с помощью механических и электромагнитных блокировок.

## 13 Расчет схемы распределительной сети 0,4 кВ

### 13.1 Расчет кабельных линий 0,4 кВ

Питание ЭП II и III категории, непосредственно жилы и бытовых помещений, осуществляется по радиальной схеме с двумя кабельными линиями (рисунок 10) и по кольцевой схеме, запитывающей 2-3 здания (рисунок 11). В случае применения кольцевой схемы при выходе из строя одной из питающих линий, питание здания осуществляется по резервной линии.

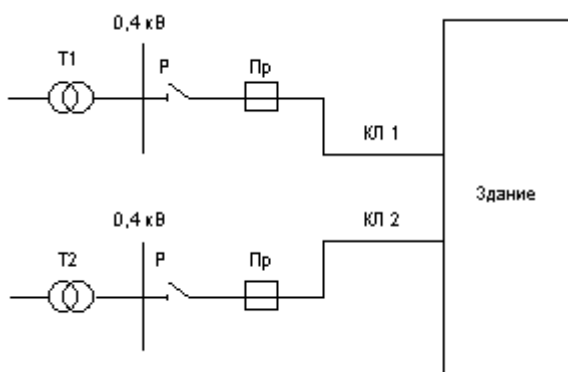


Рисунок 10 – Радиальная схема электроснабжения 0,4 кВ

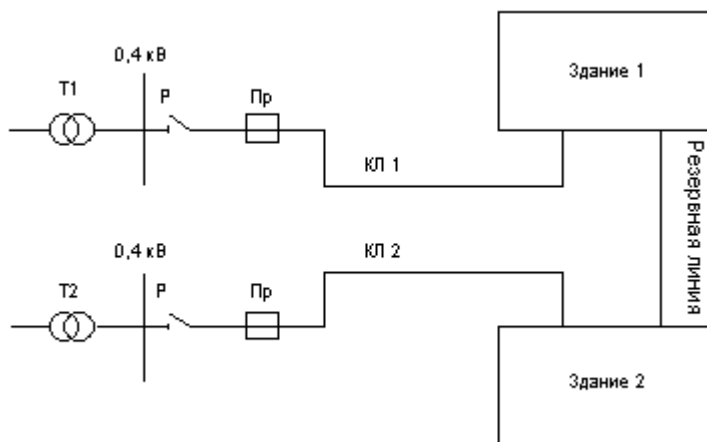


Рисунок 11 – Кольцевая схема электроснабжения 0,4 кВ

Для сетей 0,4 кВ применяем кабель марки АСБ - линия выполняется трехфазная четырехпроводная, сечения кабеля подбираются по потере напряжения с проверкой по длительно допустимому току в нормальном и аварийном режимах. Суммарные допустимые потери напряжения в сетях

жилых районов города до наиболее удаленного ЭП не должны превышать 7,5%. Располагаемые потери напряжения во внутренней проводке зданий принимаются 2,5% .

Расчет кабельной линии 0,4 кВ рассмотрим на примере жилого дома позиция 1, блок 1А, питающегося от ТП-4 с мощностью трансформаторов 2х1000 кВА. Электроснабжение осуществляется по двум кабелям.

$$P_p = 116,7 \text{ кВт}; \quad \cos \varphi = 0,98; \quad l = 0,101 \text{ км}$$

Определяется расчетное значение удельной потери напряжения:

$$\Delta U_{уд} = \frac{\Delta U_{кл}}{M_a}, [16] \quad (13.1)$$

где  $\Delta U_{кл}$  – располагаемые потери напряжения в кабельной сети %;

$M_a$  – произведение активной нагрузки на длину участка линий, кВткм;

$$M_a = P_{р.ж.д.} \times l \quad (13.2)$$

Располагаемые потери напряжения в кабельной линии на участке от ТП №1 до ввода в жилой дом №1:

$$\Delta U_{кл} = 7,5\% - 2,5\% = 5\%$$

Определяется момент нагрузки:

$$M_a = 116,7/2 \times 0,101 = 5,89 \text{ кВткм};$$

$$\Delta U_{уд} = \frac{5}{5,89} = 0,848\%/кВткм$$

По [15] подбираем сечения кабеля с алюминиевыми жилами с ближайшим меньшим значением удельной потери напряжения:

$$\Delta U_{уд.тб} = 0,652\%/кВткм$$

$$F_{ст} = 35 \text{ мм}^2;$$

Определяется фактическая потеря напряжения на участке по формуле:

$$\Delta U_{ф} = M_a \times \Delta U_{уд \text{ тб}}, \% \quad (13.3)$$

$$\Delta U_{ф} = 5,89 \times 0,652 = 3,8 \%$$

Определяется потеря напряжения в аварийном режиме (выход из работы одного кабеля):

$$\Delta U_{ав} = P_{р.ж.д.} \times l \times \Delta U_{уд \text{ тб}}, \% \quad (13.4)$$

$$\Delta U_{ав} = 116,7 \times 0,101 \times 0,652 = 7,9 \% > 5\%;$$



Выбираем сечение кабеля  $70 \text{ мм}^2$  с удельной потерей напряжения

$$\Delta U_{\text{уд.тб}} = 0,333\%/ \text{кВткм}$$

$$\Delta U_{\text{ав}} = 116,7 \times 0,101 \times 0,333 = 3,9 \%$$

Принимаем кабель марки АСБ 4х70.

Выбранный кабель необходимо проверить по длительно допустимому току в нормальном и аварийном режимах:

$$I_{\text{м}} \leq I_{\text{доп}} \quad (13.5)$$

$$I_{\text{ав}} \leq I_{\text{доп}} \quad (13.6)$$

$$I_{\text{м}} = \frac{\frac{P}{3} \times U \times \cos \varphi}{2}, \text{ А}, \quad (13.7)$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{P}{3} \times U \times \cos \varphi, \text{ А}, \quad (13.8)$$

$$I_{\text{м}} = \frac{\frac{116,7}{3} \times 0,4 \times 0,98}{2} = 86 \text{ А},$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{116,7}{3} \times 0,4 \times 0,98 = 172 \text{ А}.$$

Выбранный кабель марки АСБ 4х70 с  $I_{\text{доп}} = 200 \text{ А}$ , согласно ПУЭ, удовлетворяет условиям проверки. Марки кабелей и сечения на остальных линиях определяются аналогично, результаты представлены в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 – Предварительный выбор сечения кабеля по потере напряжения в нормальном и аварийном режимах

Наименование объекта	P, кВт	l, км	M <sub>a</sub> , кВт·км	$\Delta U_{кл}$ , %	$\Delta U_{уд}$ , % / кВт·км	$\Delta U_{уд.тб}$ , % / кВт·км	Тип предохранителя	$\Delta U_{\phi}$ , %	$\Delta U_{ав}$ , %
ТП-4									
Блок 1А	116,7	0,101	5,89	5	0,848	0,652	70	3,8	3,9
Блок 1Б	102,3	0,098	5,08	5	0,98	0,652	50	2,32	4,6
Блок 1В	186,5	0,080	7,46	5	0,67	0,249	95	1,86	3,7
Блок 1Г	66,8	0,094	3,14	5	1,6	0,664	35	2,08	4,2
Блок 2А	93,9	0,075	3,5	5	1,43	0,652	35	2,3	4,6
Блок 2Б	159,1	0,075	16,7	5	0,29	0,132	185	2,2	4,4
Блок 2В	116,7	0,180	10,5	5	0,48	0,201	120	2,1	4,2
3-маг	249,1	0,130	16,19	5	0,31	0,143	185	2,3	4,6
ТП-20									
Поз.16									
7 эт.	70,97	0,119	4,2	5	1,2	0,457	50	1,9	3,8
9 эт.	136,1	0,124	8,4	5	0,6	0,249	95	2,1	4,2
12 эт.	132,2	0,098	6,48	5	0,77	0,333	70	2,15	4,3
18 эт.	204,1	0,092	9,3	5	0,54	0,249	95	2,3	4,6
Нежилое помещение	64,34	0,130	4,2	5	1,19	0,470	50	1,95	3,9
ТП-21									
Поз.15									
7 эт.	66,7	0,098	3,27	5	1,53	0,658	35	2,15	4,3
9 эт.	136,1	0,103	7,01	5	0,713	0,333	70	2,33	4,66
12 эт.	103,9	0,110	5,72	5	0,87	0,333	70	1,9	3,8
Нежилое помещение	51,82	0,141	3,65	5	1,37	0,644	35	2,4	4,8
Поз.14	104	0,158	8,2	5	0,609	0,249	95	2,05	4,1
Подземная автостоянка	20,06	0,161	1,62	5	3,1	1,40	16	2,25	4,5
ТП-22									
Поз.17	191,65	0,095	9,1	5	0,55	0,261	95	2,35	4,7
Поз.24	8,5	0,054	0,23	5	21,74	1,40	16	0,3	0,6
Поз.25	8,5	0,164	0,7	5	7,1	1,40	16	0,98	1,95

Таблица 8 – Выбор сечения кабеля по длительно допустимому току в нормальном и аварийном режимах

№ объекта по плану	Предварительно выбранное сечение F, мм <sup>2</sup>	I <sub>доп.</sub> , А	Расчетный ток I <sub>р.</sub> , А	I <sub>ав.</sub> , А	Принятая марка кабеля	I <sub>доп.</sub> , А
ТП-4						
Блок 1А	70	200	86	172	АСБ 4х70	200
Блок 1Б	50	165	75,4	158	АСБ 4х50	165
Блок 1В	95	240	137,5	275	АСБ 4х150	305
Блок 1Г	35	135	56,7	113,5	АСБ 4х35	135
Блок 2А	35	135	69,2	138,4	АСБ 4х50	165
Блок 2Б	185	345	117,2	234,6	АСБ 4х185	345
Блок 2В	120	270	86	172	АСБ 4х120	270
3-маг	185	345	211,7	423	АСБ 2х(4Х95)	480
ТП-20						
Поз.16						
7 эт.	50	165	52,3	104,6	АСБ 4х50	165
9 эт.	95	240	100,3	200,6	АСБ 4х95	240
12 эт.	70	200	97,5	194,9	АСБ 4х70	200
18 эт.	95	240	150,5	300,9	АСБ 4х150	305
Нежилое помещение	50	165	54,6	109,3	АСБ 4х50	165
ТП-21						
Поз.15						
7 эт.	35	135	49,17	98,35	АСБ 4х35	135
9 эт.	70	200	100,3	200,6	АСБ 4х95	240
12 эт.	70	200	76,6	153,2	АСБ 4х70	200
Нежилое помещение	35	135	38,2	76,4	АСБ 4х35	135
Поз.14	95	240	76,6	153,2	АСБ 4х95	240
Подземная автостоянка	16	90	17	34,1	АСБ 4х16	90
ТП-22						
Поз.17	95	240	162	325	АСБ 4х185	345
КНС-1	16	90	7,2	14,5	АСБ 4х16	90
КНС-2	16	90	7,2	14,5	АСБ 4х16	90

### 13.2 Выбор аппаратуры защиты кабельных линий 0,4 кВ

Кабельные линии 0,4 кВ защищаются предохранителями типа ПН-2. Выбор и проверку предохранителей рассмотрим на примере жилого дома позиция 1, блок 1А.

Кабельная линия выполнена кабелем марки АСБ 4х70,

$$I_{\text{доп}} = 200 \text{ А}; I_p = 86 \text{ А}; I_{\text{ав}} = 172 \text{ А}.$$

Т.к. предохранитель должен пропускать аварийный ток линии, то номинальный ток плавкой вставки должен быть больше аварийного тока.

$$I_{\text{н.пл.вст.}} \geq I_{\text{ав}} \quad (13.9)$$

Выбираем предохранитель типа ПН-2-250.

$$U_{\text{н.пр.}} = 380 \text{ В}; I_{\text{ном.пр.}} = 250 \text{ А}; I_{\text{н.пл.вст.}} = 150 \text{ А}; I_{\text{отк.}} = 40 \text{ кА}.$$

При замыкании на землю или нулевой провод должно соблюдаться условие:

$$I_{\text{н.пл.вст.}} \leq I_{\text{кз}}^{(1)} / 3 \quad (13.10)$$

где  $I_{\text{кз}}^{(1)}$  - минимальный ток однофазного короткого замыкания, определяемый величиной полного сопротивления петли провода фаза-нуль.

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = U_{\text{ф}} / Z_{\text{п}} \quad (13.11)$$

где  $Z_{\text{п}}$  – сопротивление петли фаза – нуль,  $= 2,9 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$  для кабеля сечением 35 мм<sup>2</sup>.

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{220}{2,9 \times 0,09} = 843 \text{ А};$$

$150 < 843/3 \quad 150 \text{ А} < 281 \text{ А}$  предохранитель удовлетворяет условиям проверки

Выбор предохранителей на остальных линиях проводится аналогично, результаты представлены в таблице 9.

Панели распределительных щитов серии ЩО-70 комплектуются рубильниками типа РПБ-3 на токи 100-630 А.

Таблица 9 - Выбор и проверка предохранителей

№ объекта по плану	$I_{ав},$ А	$I_{н.пр.},$ А	$I_{н.пл.вст.},$ А	$I_{н.отк.},$ кА	$Z_{п},$ Ом	$I_{кз}^{(1)} / 3,$ А	Тип предохранителя
Блок 1А	172	250	200	100	0,094	709	ПН-2-250/200
Блок 1Б	158	250	200	100	0,13	564	ПН-2-250/200
Блок 1В	275	400	315	100	0,036	2037	ПН-2-400/315
Блок 1Г	113,5	250	125	100	0,17	431	ПН-2-250/125
Блок 2А	138,4	250	150	100	0,097	756	ПН-2-250/150
Блок 2Б	234,6	250	250	100			ПН-2-250/250
Блок 2В	172	250	200	100	0,101	726	ПН-2-250/200
3-маг	423	630	500	100	0,104	705	ПН-2-630/500
Поз.16							
7 эт.	104,6	250	125	100	0,15	488	ПН-2-250/125
9 эт.	200,6	250	250	100	0,19	733	ПН-2-250/250
12 эт.	194,9	250	200	100	0,089	823	ПН-2-250/200
18 эт.	300,9	400	315	100	0,04	1833	ПН-2-400/315
Нежилое помещение	109,3	250	125	100	0,17	431	ПН-2-250/125
Поз.15							
7 эт.	98,35	250	100	100	0,18	407	ПН-2-250/100
9 эт.	200,6	250	250	100	0,08	916	ПН-2-250/250
12 эт.	153,2	250	200	100	0,103	711	ПН-2-100/200
Нежилое помещение	76,4	250	80	100	0,26	282	ПН-2-250/80
Поз.14	153,2	250	200	100	0,126	582	ПН-2-250/200
Подземная автостоянка	34,1	100	40	100	0,64	114	ПН-2-100/40
Поз.17	325	400	400	100			ПН-2-400/400
КНС-1	14,5	63	20	10	0,21	349	НПН-2-60/20
КНС-2	14,5	63	20	10	0,65	112	НПН-2-60/20

## 14 Релейная защита и автоматика линий 6 кВ

Проектом предусматривается питание устройств релейной защиты и автоматики переменным оперативным током на напряжении 220 В, питание цепей центральной сигнализации – на постоянном токе напряжением 220 В и цепей блокировок – на выпрямленном токе напряжением 220 В.

Схемы РЗА выполнены на комбинированных микропроцессорных терминалах релейной защиты и автоматики «Сириус-2» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика» г. Москва. За основу приняты схемы вторичной коммутации ячеек КСО «Аврора» с терминалами «Сириус-2», предоставленные ОАО «ПО ЭЛТЕХНИКА». Управление приводами выключателей - кнопки управления и дистанционное.

Примененные устройства РЗА обеспечивают следующие виды защиты и автоматики:

- на вводах, секционном выключателе и отходящих линиях – многоступенчатую максимальную токовую защиту от всех видов к.з.;
- на отходящих линиях – от однофазных замыканий на землю;
- устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ);
- автоматическое включение резерва (АВР);
- на отходящих линиях - однократное или двукратное АПВ.

Проектом предусматривается устройство дуговой защиты «ОВОД-МД» ячеек 6 кВ РП – для защиты ячеек КСО при возникновении в них коротких замыканий, сопровождаемых открытой электрической дугой.

Контроль напряжения на секциях РП осуществляется при помощи трехфазных измерительных трансформаторов напряжения НАМИТ и устройств микропроцессорной защиты «Сириус-ТН».

Проектом предусматривается устройство системы центральной сигнализации на базе блока центральной сигнализации (БЦС) «Сириус-ЦС».

Для передачи сигналов от ячеек к БЦС – наличие шинок аварийной и предупредительной сигнализации.

## 15 Безопасность и экологичность

Электробезопасность на производстве регламентируется соответствующими мероприятиями согласно ГОСТ 12.1.019-79\* и ГОСТ 12.1.030-81\*. Основные способы и средства защиты - защитное заземление; защитное зануление; защитное отключение; блокировка.

Заземляющее устройство РП 6 кВ, совмещенного с ТП, выполняется общим для напряжений 6 и 0,4 кВ. Защита от внутренних коммутационных перенапряжений выполняется путем установки на всех присоединениях 6 кВ ОПН.

Допустимое сопротивление заземляющего устройства принято не более 4 Ом [3]. Для расчета заземления будем использовать стальные уголки 50x50x5мм, l=3м. В качестве горизонтального заземлителя используем стальную полосу 40x4мм (глубина заложения 0,5м). Расстояние между стальными прутками 3м, уголки забиты по контуру (рис. 12). Площадь (РП и ТП) 12,5м x 9,5м.

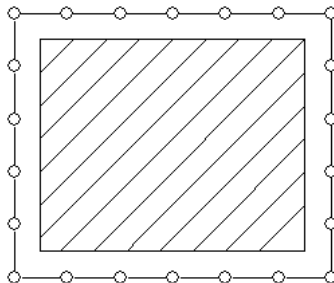


Рисунок 12 – План заземляющего устройства

1. Допустимое сопротивление заземляющего устройства:  $R_d = 4$  Ом;
2. Расчетное удельное сопротивление грунта:  $\rho = 100$  Ом·м;
3. Сопротивление растеканию вертикального заземлителя:

$$R_B = \frac{\rho}{2 \times \pi \times l} \ln \frac{2 \times l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \times t + l}{4 \times t - l} ;$$

где  $l$  – длина вертикального заземлителя:

$d$  – диаметр стержневого заземлителя (для уголка с шириной полки  $b$  принимается  $d = 0,95 \times b$ );  $d = 0,95 \times 0,05 = 0,0475$  м;

$t$  – глубина заложения вертикального заземлителя;  $t = t_0 + 0,5 \times l$ ;  $t = 0,5 + 0,5 \times 3 = 2$  м;

$$R_B = \frac{100}{2 \times \pi \times 3} \ln \frac{2 \times 3}{d \times 0,0475} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \times 2 + 3}{4 \times 2 - 3} = 30,4 \text{ Ом};$$

4. Количество вертикальных заземлителей:  $n_B = \frac{R_B}{\eta_B R_d}$ ,

где  $\eta_B$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей;

$$n_B = 0,44; n_B = \frac{30,4}{0,44 \times 4} = 17,2 \approx 18 \text{ шт};$$

5. Длина горизонтального заземлителя (полосы):  $l_r = n_B \times a$ ;

где  $a$  – расстояние между вертикальными заземлителями;  $l_r = 18 \times 3 = 54 \text{ м}$ ;

6. Сопротивление растекания горизонтального заземлителя:

$$R_r = \frac{\rho}{2 \times \pi \times l_r} \times \ln \frac{l_r^2}{b \times t_0},$$

где  $t_0$  – глубина заложения горизонтального заземлителя;

$b$  – ширина полосы горизонтального заземлителя;

$$R_r = \frac{100}{2 \times \pi \times 54} \times \ln \frac{54^2}{0,04 \times 0,5} = 3,45 \text{ Ом};$$

7. Сопротивление растеканию заземлителей:

$$R_3 = \frac{R_B \times R_r}{R_B \times \eta_r + R_r \times \eta_B \times n},$$

где  $\eta_B$  – коэффициент использования горизонтального заземлителя;  $\eta_B = 0,28$

$$R_3 = \frac{30,4 \times 3,45}{30,4 \times 0,28 + 3,45 \times 0,44 \times 18} = 2,9 \leq 4 \text{ Ом}.$$

Чтобы предотвратить отрицательное воздействие экологических и социально-экономических последствий осуществления проекта на окружающую среду проводят комплексную оценку всех последствий осуществления проекта - экологическую экспертизу. Основная задача комплексной проверки – контроль выполнения установленных нормативных требований при написании дипломного проекта и внедрение научно-технических достижений по защите окружающей среды.

Во время производства электромонтажных работ и при дальнейшей эксплуатации не допускается утилизация отходов производства в контейнеры, не предусмотренные для данного типа отходов.



## Заключение

Электроснабжение потребителей должно обеспечивать: надежность питания, качество электроэнергии, резервирование и защиту отдельных элементов. Спроектированные системы электроснабжения должны учитывать ряд аспектов при выборе напряжения, определении электрических нагрузок, выборе ТП (числа, типа, мощности), вида их защиты. В итоге готовой спроектированной системы электроснабжения обязательно предусматривается рост мощности и усовершенствование технологического процесса.

В дипломном проекте произведено электроснабжение юго-западной части квартала 71 Центрального района г. Тольятти. Было выбрано: основное напряжение 6 кВ; напряжение распределительных сетей 0,4 и 6 кВ; четыре двухтрансформаторных подстанции мощностью от 250 до 1000 кВА; основное силовое оборудование на 0,4 и 6 кВ; в РП-6 кВ установлены ячейки КСО-6(10)-Э1; на ТП панели освещения типа ЩО-70 на 0,4 кВ. Осуществлен расчет токов короткого замыкания и выполнена проверка выбранного оборудования по термической и электродинамической стойкости. В проекте была рассмотрена ячейка КСО. В разделе релейной защите и автоматики был рассмотрен вопрос о микропроцессорной защите. Рассмотрены вопросы безопасности работ в электроустановках.

### Список использованных источников

1. ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках переменного напряжения до 1 кВ. – М. Изд-во меж. гос. стандарт, 1994г.
2. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – М.: Изд-во стандартов
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7. 2003г., дополненное от 2010 – 2011г.г.
4. ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
5. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
6. СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий».
7. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин, Л.Е. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1990 г. – 576 с.
8. Карпов Ф.Ф., Козлов В.Н. Справочник по расчету проводов и кабелей / Ф.Ф. Карпов, В.Н. Козлов. изд. 2-е. М.-Л., издательство „Энергия“, 1984. 224 с.
9. Копьев В.Н. Релейная защита: пособие / В.Н. Копьев. – М.: Изд-во Томского политехнического университета, 2009г. – 153 с.
10. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. / Е.Ф. Марков; под ред. И.Т. Горюнова [и др.].-М.: Папирус Про, 2005. – Т.3.
11. Степкина Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2006.
12. Оборудование на напряжение 6(10) – 35 кВ. Каталог «Иносат-2004». – М.: ЗАО «Юнипак», 2004. – 57 с.
13. ЗАО «РАДИУС-Автоматика». Комплекс оборудования релейной защиты и автоматики для сетей от 0,4 кВ до 220 кВ [Электронный ресурс]. – <http://www.rza.ru/catalog/>

14. Продукция АО «ПО Элтехника» [Электронный ресурс]. – <http://elteh.ru/products.php>
15. Электрические сети. Оборудование электроустановок [Электронный ресурс]. – <http://forca.ru>