АННОТАЦИЯ

Объектом исследования является коксогазовый завод промышленности.

Цель работы - проектирование электроснабжения Московского коксогазового завода и проведение анализа способов монтажа силовых линий.

В процессе выполнения работы произведён поэтапный расчёт электрических нагрузок отдельно для ремонтно-механического цеха и для предприятия в целом, выбор основного оборудования электроснабжения, а также произведены проверки выбранного оборудования. Генплан завода и полная принципиальная схема представлена в графической части.

В качестве специального вопроса были рассмотрены способы монтажа силовых линий.

В результате исследования была спроектирована система электроснабжения Московского коксогазового завода.

Выпускная квалификационная работа бакалавра состоит из 67 страниц, 19 рисунков, презентации в формате *Power Point* (14 слайдов).

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....5
1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА КОКСОХИМИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА.....6
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕХА.....14
4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ В ЦЕЛОМ 18
5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....23
6. ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....26
7. СИСТЕМА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ.....32
8. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....40
9. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....47
11. МОНТАЖ СИЛОВЫХ ЛИНИЙ.....53
11.1 Сборка опор.....54
11.2 Фундаменты опор.....55
11.3 Монтаж проводов и молниезащитных тросов.....57
11.4 Натяжение проводов.....59
11.5 Крепление голых проводов на анкерных опорах.....60
11.6 Крепление голых проводов на промежуточных опорах.....61
11.7 Монтаж молниезащитных тросов.....62
11.8 Монтаж трубчатых разрядников и заземляющих устройств.....63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....65
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....66

ВВЕДЕНИЕ

Одним из главных направлений современной промышленной энергетики является наиболее рациональное построение систем электроснабжения, выполнение всех основных принципов. Это связано с огромным ростом энерговооруженности труда, широким внедрением электротехнологических и автоматических процессов, значительным увеличением энергопотребления.

Целью данной работы является проектирование ГПП 110 кВ Московского коксогазового завода с проведением анализа способов монтажа силовых линий.

Для достижения цели необходимо выполнение следующих задач: определение расчетных электрических нагрузок ремонтно-механического цеха, определение расчетных нагрузок предприятия в целом, определение центра электрических нагрузок, построение графиков электрических нагрузок, выполнение расчета токов короткого замыкания, выбор и проверка высоковольтного оборудования, рассмотреть способы монтажа силовых линий

1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА КОКСОХИМИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

Коксохимическое производство является поставщиком не только металлургического кокса, но и поставщиком ценных химических продуктов.

Развитие и повышение технического уровня доменного, литейного, электротермических и других производств вызывает необходимость увеличения выпуска различных видов кокса высокого качества. В связи с этим одной из важнейших задач, стоящих перед коксохимической промышленностью, является получение высококачественного кокса, обеспечивающего высокую эффективность тех процессов, в которых он применяется. Эта задача должна решаться одновременно со значительным расширением сырьевой базы с целью использования для производства кокса больших запасов слабоспекающихся и неспекающихся углей, обладающих большим химическим потенциалом, а также с обеспечением высокой производительности труда при минимальной его вредности и высоких технико-экономических показателях работы коксохимических предприятий.

В мировом производстве кокса и химических продуктов коксования, только по количеству вырабатываемого кокса, но и по технической оснащенности отечественная коксохимическая промышленность обогнала многие страны мира.

В последнее время развитие получило комплексное использование в шихтах коксохимических предприятий углей различных бассейнов наряду с осуществлением методов дифференцированного обогащения углей разной спекаемости с максимальным использованием и сокращением потерь ценных дефицитных марок коксующихся углей. Широко используется термическая обработка шихты перед коксованием, производство формованного кокса из газовых и слабоспекающихся углей, выработка специальных видов кокса для недоменных производств; осуществлено строительство коксовых печей из высокотеплопроводных огнеупорных материалов, что позволяет значительно увеличить скорость коксования.

АО "Московский коксогазовый завод" (АО "Москокс") - предприятие коксохимической промышленности, расположенное в г. Видном (Московская область). Специализируется на производстве кокса, бензола, каменноугольной смоле.

Коксовая продукция вырабатывается на четырёх коксовых батареях. Предназначена в основном для использования в металлургической промышленности и успешно реализуется на внутреннем и внешнем рынках, включая ближнее и дальнее зарубежье.

Предприятие ориентировано на традиционные рынки сбыта. Одно из важных географических преимуществ завода – его близость к морским портам.

АО "Москокс" входит в состав ПАО "Мечел".

Выпускаемая продукция

- Кокс
- Бензол
- Каменноугольная смола

Современный коксохимический завод является высокомеханизированным предприятием, имеющим в своем составе необходимые службы обеспечивающие бесперебойную работу всего цикла.

Коксовый цех служит для переработки угольной шихты с получением кокса и газообразных химических продуктов (аммиака, сырого бензола, каменноугольной смолы). Назначение коксового цеха - производить из угольной шихты кокс, соответствующий техническим условиям, и летучие продукты коксования при обеспечении установленной производительности коксовых печей и нормативного срока их службы. В состав коксового цеха входят: коксовые батареи со вспомогательными и обслуживающими устройствами и сооружениями; угольные башни; коксовые машины; тушильные башни для мокрого тушения кокса с насосами и отстойниками; установки сухого тушения кокса (УСТК) с устройствами для приема, тушения и подачи потушенного кокса на сортировку; коксовые рампы с устройствами для приема возвратного кокса и подачи кокса на сортировку;

коксосортировки с устройствами для рассева кокса и коксоиспытательной станцией; установки для термической подготовки шихты.

Процесс производства кокса состоит из следующих технологических операций: загрузки камер коксования угольной шихтой; процесса коксования со строго определенным временем выдачи готового кокса; мокрого или сухого тушения кокса; сортировки кокса по крупности. В угольных башнях накапливается оперативный запас шихты, обеспечивающий непрерывную работу батарей в течение не менее 12 ч. В сортировочном отделении кокс рассортировывается по классам крупности: кокс >25 мм, как правило, подается в доменные печи, мелкие фракции кокса используются для агломерации руд, в цветной металлургии, химической промышленности. Некоторая часть крупного кокса используется для литейных целей. Коксовый цех, расположенный в составе металлургического комбината, обычно связан с доменным цехом ленточными конвейерами, по которым кокс поступает в бункера доменных печей. Кроме того, в составе каждого коксового цеха имеются погрузочные устройства и накопительные бункера для отправки кокса железнодорожным транспортом.

Коксовой батареей называется группа коксовых печей, работающих в едином технологическом режиме, с общим фундаментом и устройствами для подвода отопительных газов и воздуха, отвода продуктов сгорания и коксования. В составе коксового цеха может быть несколько коксовых батарей. Коксовые батареи компонуются в блоки, объединяемые общей угольной башней, системой приемки выдаваемого из печей готового кокса и его тушения. Количество коксовых печей в батарее различное. В Российской федерации имеются коксовые батареи с количеством печей от 37 до 77, а рубежом - до 100 и более. Взаиморасположение коксовых батарей определяется компоновкой коксового цеха. Угольная башня может располагаться между двумя коксовыми батареями, в этом случае ее емкость до 3000 т угольной шихты; между четырьмя коксовыми батареями, расположенными в одну линию, в этом случае ее емкость составляет 6000 т шихты. Как правило, коксовая батарея обслуживается одним комплектом

коксовых машин. Сторону батареи, вдоль которой движется коксовыталкивающая машина, называют машинной, противоположную сторону, на которую выдается кокс - коксовой. В комплект коксовых машин коксовой батареи входят: коксовыталкиватель, загрузочный вагон, двересъемная. машина коксовой стороны. Блок из двух коксовых батарей обслуживается одним коксовозным вагоном, который доставляет горячий кокс к тушильному устройству. Обычно блок из двух коксовых батарей при мокром тушении (охлаждение кокса водой) имеет одну коксовую рампу (наклонную площадку), где кокс после тушения выдерживается определенное время перед поступлением на коксосортировку. На четыре коксовые батареи обычно строят одну коксосортировку и один комплект накопительных бункеров кокса. Производительность коксовых батарей в Российской федерации составляет от 200 тыс до 1 млн. т. кокса в год. Коксовый цех работает в непрерывном режиме с периодическими остановками выдачи кокса на отдельных блоках по цикличному графику. Обогрев коксовых печей производится непрерывно.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1. Генеральный план завода представлен на рисунке 1.

2. Мощность энергосистемы 1800 МВ·А.

3. Ведомость электрических нагрузок ремонтно-механического цеха (вариант задания Приложение 1 таблица 1).

4. Напряжение питания 110 кВ.

5. Сопротивление системы Хс=0,34 о.е.

6. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 18 км.

7. Сведения об электрических нагрузках завода представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Ведомость электрических нагрузок завода

№	Наименование цеха	Руст, кВт
1	Машинный зал (6 кВ)	10950
	Машинный зал (0,4 кВ)	750
2	Насосная (6 кВ)	2000
	Насосная (0,4)	580
3	Административные и бытовые помещения	170
4	Компрессорная (6 кВ)	3145
	Компрессорная (0,4 кВ)	420
5	Флотационное отделение	1700
6	Бензольное отделение	350
7	Дозировочное отделение	930
8	Насосная шлам отстойников	1610
9	Насосная бензольного отделения	7400
10	Ремонтно-механический цех	-
11	Главный корпус	5203
12	Насосная конденсата (6 кВ)	8295
	Насосная конденсата (0,4 кВ)	250
13	Коксовые батареи	1700
	Освещение цехов и территории завода	По площади

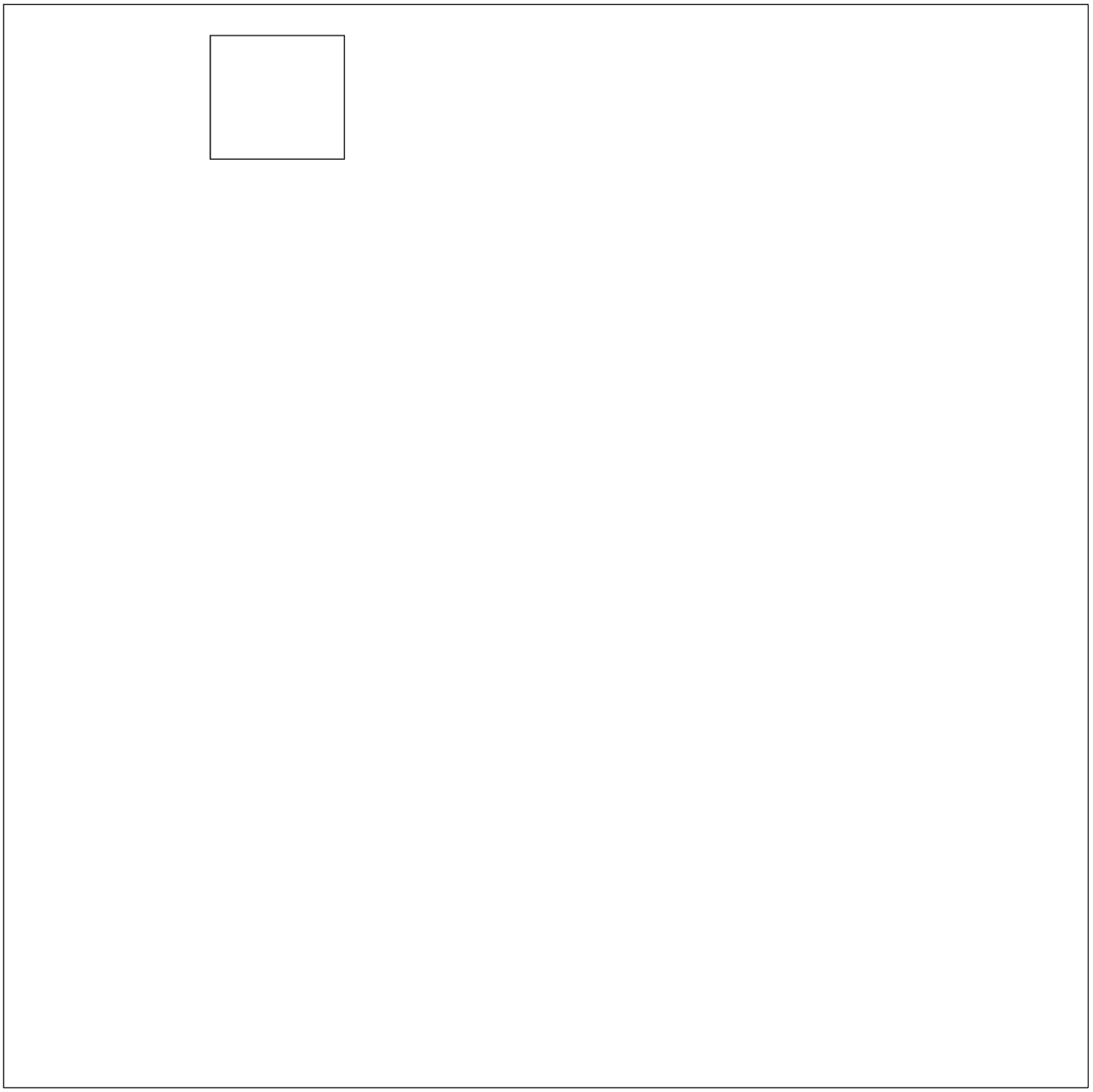


Рисунок 1 - Генеральный план АО "Московский коксогазовый завод"

Таблица 2 - Состав ЭП ремонтно-механического цеха

№ ЭП	Наименование участка цеха и индивидуальных электроприемников	$P_{уст.}$ ЭП, кВт	Кол-во ЭП	Справочные данные	
				k_u	$cos\varphi$
I Механическое отделение					
1	Токарный станок	11,2	2	0,16	0,5
2	Вертикально-сверлильный станок	7,2	1	0,11	0,65
3	Долбежный станок	3,8	-	0,11	0,65
4	Координатно-расточный станок	2,5	-	0,18	0,45
5	Копировально-фрезерный станок	3,5	1	0,11	0,45
6	Плоскошлифовальный станок	2,8	1	0,24	0,65
7	Горизонтально-фрезерный станок	8,7	2	0,11	0,65
8	Кран- балка	7,3	1	0,13	0,5
9	Универсальный заточный станок	1,75	2	0,14	0,65
10	Вентилятор	2,8	2	0,65	0,8
II. Заготовительное отделение					
11	Ножницы листовые	7	1	0,15	0,65
12	Трубогибочный станок	7	1	0,14	0,5
13	Трубоотрезной станок	2,8	-	0,15	0,65
14	Вальцовочная машина	2,5	-	0,17	0,65
15	Пресс листогибочный	15,7	1	0,25	0,65
16	Отрезной станок	1,9	1	0,13	0,5
17	Кран мостовой	24,2	1	0,35	0,5
18	Механическая ножовка	1,7	1	0,13	0,5
19	Обдирочно-точильный станок	2,8	1	0,15	0,65
20	Вентилятор	4,5	1	0,65	0,8
III. Сварочное отделение					
21	Сварочный агрегат	28	2	0,35	0,65
22	Преобразователь сварочный	14	-	0,3	0,5
23	Машина электросварочная шовная, кВ·А	50	1	0,3	0,5
24	Таль электрическая	0,85	1	0,2	0,5
25	Вентилятор	7	1	0,65	0,8
IV. Термическое отделение					
26	Электропечь сопротивления	15	2	0,8	0,95
27	Печь муфельная	2,6	-	0,65	0,8
28	Высокочастотная установка	60	1	0,39	0,8
29	Шкаф сушильный	2,5	-	0,8	0,95
30	Вентилятор	7	1	0,65	0,8
V. Шлифовальный участок					
31	Плоско-шлифовальный станок	3	2	0,24	0,65

Продолжение таблицы 2

32	Кругло- шлифовальный станок	4,7	2	0,14	0,65
33	Координатно-шлифовальный станок	2,3	1	0,2	0,45
34	Обдирочно-шлифовальный станок	2,8	1	0,18	0,65
35	Вентилятор	4,5	1	0,65	0,8
VI. Гальваническое отделение					
36	Преобразовательный агрегат	20	2	0,25	0,95
37	агрегат Шлифовальный	1,7	1	0,2	0,65
38	станок Полировочный	3,2	1	0,24	0,65
39	станок Вентилятор	2,8	2	0,65	0,8
VII. Электроремонтное отделение					
40	Сушильный шкаф	8	1	0,8	0,95
41	Намоточный станок	0,8	2	0,25	0,6
42	Испытательный стенд	20	1	0,22	0,65
43	Установка испытания изоляции, кВ А	2,5	1	0,18	0,5
44	Тельфер	2,8	1	0,1	0,5
45	Вентилятор	2,8	1	0,65	0,8
VIII. Механосборочное отделение					
46	Универсальный фрезерный станок	1,7	1	0,13	0,5
47	Токарный многорезцовый автомат	7	1	0,3	0,6
48	Радиально-сверлильный станок	6,9	-	0,13	0,45
49	Вертикально- сверлильный станок	1	1	0,13	0,5
50	Строгальный станок	2,8	2	0,14	0,6
51	Карусельный станок	28	-	0,11	0,5
52	Универсально-заточный станок	1,75	1	0,14	0,65
53	Кран-балка	7,3	1	0,13	0,5
54	Вентилятор	4,5	1	0,65	0,8

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕХА

Расчетные нагрузки РМЦ определяем методом упорядоченных диаграмм. Электроприёмники разбиваем на подгруппы по узлам питания и производим расчет отдельно для каждой подгруппы. Рассмотрим расчет на примере приемников электрической энергии №1 (заготовительное отделение) (таблица 3).

Определим номинальную мощность электроприёмников механического отделения на примере токарного станка:

$$P_н = P_{уст} \cdot \sqrt{K в} = 11{,}2 \cdot \sqrt{0{,}5} = 7{,}51\,кВт$$

Номинальная мощность остальных приёмников рассчитывается аналогично.

Определим средневзвешенный коэффициент использования для механического отделения:

$$k_{и.ср.взв} = \frac{\sum_1^n k_{Иi} \cdot p_{Нu}}{\sum_1^n p_{Нi}}$$

$$k_{и.ср.взв} = \frac{\begin{array}{c}0{,}16 \cdot 7{,}51 + 0{,}11 \cdot 5{,}44 + 0{,}11 \cdot 2{,}64 + 0{,}24 \cdot 2{,}17 + \\ + 0{,}11 \cdot 6{,}74 + 0{,}13 \cdot 5{,}65 + 0{,}14 \cdot 1{,}17 + 0{,}65 \cdot 2{,}8\end{array}}{7{,}51 + 5{,}44 + 2{,}64 + 2{,}17 + 6{,}74 + 5{,}65 + 1{,}17 + 2{,}8} = 0{,}18$$

Полученное число заносим в итоговую строку таблицы 3.

Эффективное число электроприёмников:

$$n_э = \frac{\left(\sum P_H\right)^2}{\sum P_H^2} = \frac{52{,}35^2}{517{,}53} = 5{,}30$$

Округляем полученное число до ближайшего меньшего значения и принимаем $n_э = 5$.

По значениям $k_{и.ср.взв} = 0{,}18$ и $n_э = 5$ определяем расчетный коэффициент $k_p = 1{,}02$.

Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания ЭП:

$$P_p = k_p \cdot \sum \left(k_{Иi} \cdot P_{Нi}\right)$$

$$P_p = 1{,}02 \cdot (0{,}16 \cdot 2 \cdot 7{,}51 + 0{,}11 \cdot 5{,}44 + 0{,}11 \cdot 2{,}64 + 0{,}24 \cdot 2{,}17 + 0{,}11 \cdot 2 \cdot 6{,}74 + 0{,}13 \cdot 5{,}65 + 0{,}14 \cdot 2 \cdot 1{,}17$$

Расчетная реактивная мощность для питающих сетей напряжением до 1кВ при $n_э \le 10$ определяем по формуле:

$$Q_p = 1{,}1 \cdot P_p \cdot tg\varphi_{ср.взв.} = 1{,}1 \cdot 10{,}2 \cdot 1{,}35 = 14{,}92 \ \ кВАр.$$

Тогда полная расчетная мощность группы:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} = \sqrt{10{,}2^2 + 14{,}92^2} = 18{,}08 кВ \cdot А$$

Расчетный ток:

$$I_P = S_P / \left(\sqrt{3} U_н\right) = 18{,}08 / \left(\sqrt{3} \cdot 0{,}4\right) = 26{,}09 \ А$$

Расчет осветительной нагрузки производим следующим образом:

$$P_{Р.О.} = F \rho_{уд} K_{СО} K_{ПРА} = 1716 \cdot 16{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}95 \cdot 1{,}25 = 33{,}62 кВт$$

$$Q_{Р.О.} = P_{Р.О.} tg\phi_О = 33{,}62 \cdot 0{,}9 = 30{,}26 квар$$

где F =1716 – площадь цеха, м^2;

$\rho_{уд} = 16{,}5 \cdot 10^{-3}$ - удельная плотность осветительной нагрузки, кВт/м^2;

$k_{С.О.}$ =0,95 – коэффициент спроса осветительной нагрузки;

$k_{ПРА}$ =1,25 – коэффициент, учитывающий потери в пускорегулирующей аппаратуре;

$tg\varphi_o$ =0,9 – соответствует $cos\varphi_o$ осветительной нагрузки.

После определения расчетных мощностей всех РП рассчитываем активную, реактивную и полную мощности всего РМЦ. Для этого рассмотрим РМЦ как узел питания для рассмотренных ранее РП и расчет сведем в таблицу 3.

Средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{И.ср.взв} = \frac{\sum_1^n k_И p_н}{\sum_1^n p_н} = \frac{9{,}4 + 14{,}1 + 28{,}9 + 42{,}6 + 6{,}7 + 11{,}32 + 12{,}52 + 6{,}69}{52{,}35 + 48{,}63 + 82{,}55 + 83{,}48 + 19{,}56 + 37{,}72 + 31{,}31 + 23{,}05} = 0{,}18.$$

Эффективное число электроприемников определяем по упрощенной формуле:

$$n_Э = \frac{2 \Sigma p_{нi}}{p_{н.\max}} = \frac{2 \cdot 378{,}15}{83{,}48} = 9{,}06,$$

округляем до ближайшего меньшего целого числа и принимаем $n_Э = 9$

По значениям $K_{И.ср.взв}=0,18$ и $n_Э=9$ определяем расчетный коэффициент $K_p=0,91$.

Расчетная активная нагрузка цеха:

$$P_{р.ц.}=K_p\sum\left(K_{Иi}P_{Нi}\right)+P_{Р.О.}=0,91\cdot 69,9+33,62=97,04\ \ кВт.$$

Расчетная реактивная нагрузка цеха:

$$Q_{Р.Ц.}=1,1\cdot P_{Р.Ц.}\cdot tg\varphi_{СР.ВЗВ.}+Q_{Р.О.}=1,1\cdot 97,04\cdot 1,12+30,26=137,001\ \ кВАр.$$

Полная расчетная мощность цеха:

$$S_{Р.Ц.}=\sqrt{P_{Р.Ц.}^2+Q_{Р.Ц.}^2}=\sqrt{97,04^2+137,001^2}=167,89\,кВ\cdot А$$

Расчетный ток:

$$I_{Р.Ц.}=S_{Р.Ц.}/\left(\sqrt{3}U_н\right)=167,89/\left(\sqrt{3}\cdot 0,4\right)=242,3\,А$$

Таблица 3 - Расчетные значения величин РМЦ

Наименование ЭП	n	$k_в$	$P_{уст}$, кВт	$p_{н,}$ кВт	$K_И$	$cos\varphi$	$P_н$, кВт	$K_{ui}*P_{ni}$	$tg\varphi$	$K_{и.ср.взв}$	$n_Э$	$K_р$	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВ · А	$I_р$, А
РП 1 (Механическое отделение)																
Токарный станок	2	0,45	11,2	7,51	0,16	0,5	15,03	1,20	1,73	0,18	5	1,02	10,20	14,92	18,08	26,09
Вертикально-сверлильный станок	1	0,57	7,2	5,44	0,11	0,65	5,44	0,60	1,17							
Копировально-фрезерный станок	1	0,57	3,5	2,64	0,11	0,45	2,64	0,29	1,98							
Плоскошлифовальн. станок	1	0,6	2,8	2,17	0,24	0,65	2,17	0,52	1,17							
Горизонтально-фрезерный станок	2	0,6	8,7	6,74	0,11	0,65	13,48	0,74	1,17							
Кран- балка	1	0,6	7,3	5,65	0,13	0,5	5,65	0,74	1,73							
Универсальный заточный станок	2	0,45	1,75	1,17	0,14	0,65	2,35	0,16	1,17							
Вентилятор	2	1	2,8	2,80	0,65	0,8	5,60	1,82	0,75							
Σ	12						52,35	10								
РП 2(Заготовительное отделение)																
Ножницы листовые	1	0,5	7	4,95	0,15	0,65	4,95	0,74	1,17	0,29	4	1,19	16,98	24,65	29,94	43,21
Трубогибочный станок	1	0,57	7	5,28	0,14	0,5	5,28	0,74	1,73							
Пресс листогибочный	1	0,47	15,7	10,76	0,25	0,65	10,76	2,69	1,17							
Отрезной станок	1	0,4	1,9	1,20	0,13	0,5	1,20	0,16	1,73							

Продолжение Таблицы 3- Расчетные значения величин РМЦ

Кран мостовой	1	0,6	24,2	18,75	0,35	0,5	18,75	6,56	1,73						
Механическая ножовка	1	0,5	1,7	1,20	0,13	0,5	1,20	0,16	1,73						
Обдирочно-точильный станок	1	0,5	2,8	1,98	0,15	0,65	1,98	0,30	1,17						
Вентилятор	1	1	4,5	4,50	0,65	0,8	4,50	2,93	0,75						
Σ	8						48,63	14,27							
РП 3 (сварочное отделение)															
Сварочный агрегат	2	0,5	28	19,80	0,35	0,65	39,60	13,86	1,17	0,35	2,0	1,52	44,29	66,74	80,1	115,6
Машина электросварочная шовная, кВ·А	1	0,5	50	35,36	0,3	0,5	35,36	10,61	1,73							
Таль электрическая	1	0,5	0,85	0,60	0,2	0,5	0,60	0,12	1,73							
Вентилятор	1	1	7	7,00	0,65	0,8	7,00	4,55	0,75							
Σ	5						82,55	29,14								
РП 4 (термическое отделение)															
Электропечь сопротивления	2	1	15	15,00	0,8	0,95	30,00	24,00	0,33	0,51	2,0	1,24	57,88	38,20	69,35	100,09
Высокочастотная установка	1	0,6	60	46,48	0,39	0,8	46,48	18,13	0,75							
Вентилятор	1	1	7	7,00	0,65	0,8	7,00	4,55	0,75							
Σ	4						83,48	46,68								
РП 5 (Шлифовальный участок)															

Продолжение Таблицы 3- Расчетные значения величин РМЦ

Плоско-шлифовальный станок	2	0,6	3	2,32	0,24	0,65	4,65	1,12	1,17	0,34	4,0	1,19	6,75	8,91	11,18	16,13
Кругло-шлифовальный станок	2	0,54	4,7	3,45	0,14	0,65	6,91	0,97	1,17							
Координатно-шлифовальный станок	1	0,5	2,3	1,63	0,2	0,45	1,63	0,33	1,98							
Обдирочно-шлифовальный станок	1	0,45	2,8	1,88	0,18	0,65	1,88	0,34	1,17							
Вентилятор	1	1	4,5	4,50	0,65	0,8	4,50	2,93	0,75							
Σ	7						19,56	5,67								
РП 6 (Гальваническое отделение)																
Преобразовательный агрегат	2	0,5	20	14,14	0,25	0,95	28,28	7,07	0,33	0,3	1	2,67	30,62	28,3	41,69	60,18
агрегат Шлифовальный	1	0,4	1,7	1,08	0,2	0,65	1,08	0,22	1,17							
станок Полировочный	1	0,5	3,2	2,26	0,24	0,65	2,26	0,54	1,17							
станок Вентилятор	2	1	2,8	2,80	0,65	0,8	5,60	3,64	0,75							
Σ	6						37.22	11,47								
РП 7. (Электроремонтное отделение)																
Сушильный шкаф	1	1	8	8,00	0,8	0,95	8,00	6,40	0,33	0,4	3	1,23	15,31	18,7	24,17	34,88
Намоточный станок	2	0,47	0,8	0,55	0,25	0,6	1,10	0,27	1,33							

Продолжение Таблицы 3- Расчетные значения величин РМЦ

Испытательный стенд	1	0,6	20	15,49	0,22	0,65	15,49	3,41	1,17							
Установка испытания изоляции, кВ А	1	0,6	2,5	1,94	0,18	0,5	1,94	0,35	1,73							
Тельфер	1	0,5	2,8	1,98	0,1	0,5	1,98	0,20	1,73							
Вентилятор	1	1	2,8	2,80	0,65	0,8	2,80	1,82	0,75							
Σ	7						31,31	12,45								
РП 8 (Механосборочное отделение)																
Универсальный фрезерный станок	1	0,6	1,7	1,32	0,13	0,5	1,32	0,17	1,73	0,29	5	1,0	10,07	39,85	11,88	17,15
Токарный многорезцовый автомат	1	0,6	7	5,42	0,3	0,6	5,42	1,63	1,33							
Вертикально-сверлильный станок	1	0,57	1	0,75	0,13	0,5	0,75	0,10	1,73							
Строгальный станок	2	0,57	2,8	2,11	0,14	0,6	4,23	0,59	1,33							
Универсально-заточный станок	1	0,45	1,75	1,17	0,14	0,65	1,17	0,16	1,17							
Кран-балка	1	0,6	7,3	5,65	0,13	0,5	5,65	0,74	1,73							
Вентилятор	1	1	4,5	4,50	0,65	0,8	4,50	2,93	0,75							
Σ	8						23,05	6,31								
Ремонтно-механический цех (расчетная нагрузка)																
РП 1							52,35		1,35	0,18	9	0,91	97,04	137,001	167,885	242,32
РП 2							48,63		1,32							
РП 3							82,55		1,37							

Продолжение Таблицы 3- Расчетные значения величин РМЦ

РП 4							83,48		0,6						
РП 5							19,56		1,2						
РП 6							37.22		0,84						
РП 7							31,31		1,11						
РП 8							23,05		1,45						
РП осв							33,62		0,9						
Σ							411,77								

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ В ЦЕЛОМ

Рассмотрим определение расчётного максимума нагрузки на примере машинного зала. Расчёт ведём по коэффициенту спросу, т.к. в задании нет мощностей отдельных приёмников для остальных цехов.

Исходные данные для машинного зала: $P_н = 750$ кВт.

Справочные данные для машинного зала: $K_C = 0,65$; $\cos\phi = 0,78$; $F = 3271,8\ м^2$; $\rho_{уд} = 16,5 \cdot 10^{-3}\ Вт/м^2$; $\cos\phi_O = 0,9$; $K_{CO} = 0,95$.

Расчетная нагрузка:

$$P_{P.C.} = K_C P_н = 0,65 \cdot 750 = 487.5\ кВт$$

$$Q_{P.C.} = tg\phi P_{P.C.} = 0,8 \cdot 487,5 = 391,1\ кВар$$

Таблица 4 - Расчетные нагрузки предприятия

№	Наименование цеха	$P_н$, кВт	$\frac{\cos\varphi}{tg\,\varphi}$	K_C	$P_{P.C.}$, кВт	$Q_{P.C.}$, квар
Электроприемники напряжением 0,4 кВ						
1	Машинный зал (0,4 кВ)	750	0,78/0,8	0,65	487,5	391,11
2	Насосная (0,4)	580	0,8/0,75	0,75	435	326,25
3	Административные и бытовые помещения	170	0,8/0,75	0,5	85	63,75
4	Компрессорная (0,4 кВ)	420	0,8/0,75	0,75	315	236,25
5	Флотационное отделение	1700	0,6/1,33	0,5	850	1133,33
6	Бензольное отделение	350	0,75/0,88	0,4	140	123,47
7	Дозировочное отделение	930	0,75/0,88	0,4	372	328,07
8	Насосная шлам отстойников	1610	0,7/1,02	0,5	805	821,26
9	Насосная бензольного отделения	7400	0,6/1,33	0,45	3330	4440,00
10	Ремонтно-механический цех	378,2	0,7/1,02	0,95	63,4	69,75
11	Главный корпус	5203	0,8/0,75	0,5	2601,5	1951,13
12	Насосная конденсата (0,4 кВ)	250	0,6/1,33	0,45	112,5	150,00
	Коксовые батареи	1700	0,75/0,88	0,2	340	299,85

Продолжение таблицы 4

Итого 0,4 $кВ$:					9936,9	10334,23
Электроприемники напряжением 6 $кВ$						
4	Машинный зал (6 кВ)	10950	0,9/0,48	0,65	7117,5	3447,16
5	Насосная (6 кВ)	2000	1/0	0,75	1500	0
6	Компрессорная (6 кВ)	3145	1/0	0,75	2358,75	0
7	Насосная конденсата (6 кВ)	8295	1/0	0,45	3732,75	0
Итого 6 кВ:					14709	3447,16
Общая сумма:					24645,9	13781,39

Произведем окончательный расчет нагрузки завода с учетом потерь в трансформаторах цеховых ТП, а также искусственного освещения. Результаты расчетов сведем в таблицы 5 и 6. Пример расчета покажем на машинном зале.

Нагрузка искусственного освещения:

$$P_{Р.О.} = k_{С.О.} \cdot k_{ПРА} \cdot F \cdot \rho = 0{,}95 \cdot 1{,}25 \cdot 3271{,}8 \cdot 16{,}5 \cdot 10^{-3} = 64{,}1 \text{ кВт};$$

$$Q_{Р.О.} = P_{Р.О.} \cdot tg\,\varphi_0 = 64{,}1 \cdot 0{,}9 = 57{,}7 \text{кВАр}.$$

Суммарная активная, реактивная и полная нагрузки на шинах 0,4:

$$P_{Р.Ц.} = P_{Р.С.} + P_{Р.О.} = 487{,}5 + 64{,}1 = 551{,}6\,кВт;$$

$$Q_{Р.Ц.} = Q_{Р.С.} + Q_{Р.О.} = 391{,}11 + 57{,}7 = 448{,}81\,кВар;$$

$$S_{Р.Ц.} = \sqrt{\left(P_{Р.Ц.}\right)^2 + \left(Q_{Р.Ц.}\right)^2} = \sqrt{551{,}6^2 + 448{,}81^2} = 711{,}13\,кВ \cdot А.$$

Определим потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{тр} \approx 0{,}02 S_{Р.Ц.} = 0{,}02 \cdot 711{,}13 = 14{,}22\,кВт,$$

$$\Delta Q_{тр} \approx 0{,}1 S_{Р.Ц.} = 0{,}1 \cdot 711{,}13 = 71{,}11\,квар.$$

Расчетный максимум цеха определяется с учетом осветительной нагрузки и потерь в трансформаторе:

$$P_{Р.В.Ц.} = P_{Р.Ц.} + \Delta P_{тр} = 551{,}6 + 14{,}22 = 565{,}83\,кВт,$$

$$Q_{Р.В.Ц.} = Q_{Р.Ц} + \Delta Q_{тр} = 448{,}81 + 71{,}11 = 519{,}92\,квар,$$

$$S_{Р.В.Ц.} = \sqrt{P^2_{Р.В.Ц.} + Q^2_{Р.В.Ц.}} = \sqrt{565{,}83^2 + 519{,}92^2} = 768{,}42\,кВ \cdot А.$$

Определим мощность, требуемую на освещение территории завода:

$$F_{тер} = F_З - F_{ΣЦ} = 236390,44 - 81712,4 = 154678\ м^2,$$

$$P_{Отер} = F_{тер}\rho_{уд} K_{СО} K_{ПРА} = 154678 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1,25 = 386,87\ кВт,$$

$$Q_{Отер} = P_{Отер} tg_О = 386,87 \cdot 0,9 = 348,03\ кВар,$$

где $K_{СО} = 1$ - коэффициент спроса осветительной нагрузки территории;

$K_{ПАР} = 1,25 -$ коэффициент пускорегулирующего аппарата;

$\rho_{уд} = 2 \cdot 10^{-3}$ - удельная плотность осветительной нагрузки территории, $Вт/м^2$.

После нахождения расчетных нагрузок всех цехов, определяем суммарные нагрузки на 0,4 кВ и 6 кВ, а после этого находим максимальную нагрузку коксогазового завода в целом ($K_о = 0,9$, т.к. средневзвешенный коэффициент использования $K_{Исп.взв.} = 0,5$, а число присоединений 6 (10) кВ на сборных шинах РП, ГПП $n = 9 - 25$).

$$P_З = \left(ΣP_{Р.С.0,4} + ΣP_{Р.С.6}\right) K_о + P_{Отер} = \left(9936,9 + 14709\right) \cdot 0,9 + 386,7 = 22568,01\ кВт,$$

$$Q_З = \left(ΣQ_{Р.С.0,4} + ΣQ_{Р.С.6}\right) K_о + Q_{Отер} = \left(10334,23 + 3447,16\right) \cdot 0,9 + 348,03 = 12751,28\ квар,$$

$$S_З = \sqrt{P_З^2 + Q_З^2} = \sqrt{22568,01^2 + 12751,28^2} = 25921,23\ кВ \cdot А.$$

Таблица 5 – Расчетные нагрузки предприятия

№	Наименование цеха	$P_{Р.С.}$, кВт	$Q_{Р.С.}$, квар	F, $м^2$	$\rho_{уд}$, $Вт\ м^2$	$K_{СО}$	$P_{Р.О.}$, кВт	$Q_{Р.О.}$, квар	$P_{Р.Ц.}$, кВт	$Q_{Р.Ц.}$, квар	$S'_{Р.Ц.}$, $кВ \cdot А$
Электроприемники напряжением 0,4 кВ											
1	Машинный зал (0,4 кВ)	487,5	391,11	3271,8	0,0165	0,95	64,11	57,70	551,61	448,81	711,13
2	Насосная (0,4)	435	326,25	1799,5	0,0115	0,95	24,57	22,12	459,57	348,37	576,69
3	Административные и бытовые помещения	85	63,75	4417	0,0182	0,9	90,44	81,39	175,44	145,14	227,70
4	Компрессорная (0,4 кВ)	315	236,25	1226,9	0,013	0,95	18,94	0,00	333,94	236,25	409,06
5	Флотационное отделение	850	1133,33	5521,2	0,015	0,95	98,35	88,51	948,35	1221,85	1546,70
6	Бензольное отделение	140	123,47	7157,2	0,015	0,95	127,49	114,74	267,49	238,21	358,18
7	Дозировочное отделение	372	328,07	5594,8	0,015	0,95	99,66	89,69	471,66	417,76	630,07
8	Насосная шлам отстойников	805	821,26	6543,7	0,0115	0,95	89,36	80,43	894,36	901,69	1270,01
9	Насосная бензольного отделения	3330	4440,00	23033,8	0,0115	0,95	314,56	283,10	3644,56	4723,10	5965,77
10	Ремонтно-механический цех	378,2	333,54	1716	0,0165	0,95	33,62	30,26	411,82	363,8	549,5
11	Главный корпус	2601,5	1951,13	14396	0,0195	0,9	315,81	284,23	2917,31	2235,36	3675,26
12	Насосная конденсата (0,4 кВ)	112,5	150,00	1799,5	0,0115	0,95	24,57	22,12	137,07	172,12	220,03
13	Коксовые батареи	340	299,85	5235	0,0165	0,95	102,57	92,32	442,57	392,17	591,33
Электроприемники напряжением 6 кВ											
1	Машинный зал (6 кВ)	7117,5	3447,163	3271,8							
2	Насосная (6 кВ)	1500	0	1799,5							
3	Компрессорная (6 кВ)	2358,75	0	1226,9							
4	Насосная конденсата (6 кВ)	3732,75	0	1799,5							

Таблица 6 – Расчетные нагрузки предприятия

№	Наименование цеха	$\Delta P_{тр}$, *кВт*	$\Delta Q_{тр}$, *квар*	$P_{Р.В.Ц.}$, *кВт*	$Q_{Р.В.Ц.}$, *квар*	$S_{Р.В.Ц.}$, *кВ · А*
Электроприемники напряжением 0,4 *кВ*						
1	Машинный зал (0,4 кВ)	14,22	71,11	565,83	519,9209	768,43
2	Насосная (0,4)	11,53	57,67	471,11	406,0357	621,94
3	Административные и бытовые помещения	4,55	22,77	179,99	167,9138	246,15
4	Компрессорная (0,4 кВ)	8,18	40,91	342,12	277,156	440,30
5	Флотационное отделение	30,93	154,67	979,28	1376,515	1689,31
6	Бензольное отделение	7,16	35,82	274,65	274,0252	387,97
7	Дозировочное отделение	12,60	63,01	484,26	480,7718	682,38
8	Насосная шлам отстойников	25,40	127,00	919,76	1028,692	1379,92
9	Насосная бензольного отделения	119,32	596,58	3763,87	5319,677	6516,57
10	Ремонтно-механический цех	4,53	22,66	174,15	172,858	245,38
11	Главный корпус	73,51	367,53	2990,82	2602,882	3964,84
12	Насосная конденсата (0,4 кВ)	4,40	22,00	141,48	194,1201	240,20
13	Коксовые батареи	11,83	59,13	454,40	451,3004	640,43
Итого 0,4 *кВ* :				11667,38	13212,95	17729,93
Электроприемники напряжением 6 *кВ*						
1	Машинный зал (6 кВ)			7117,5	3447,16	7908,33
2	Насосная (6 кВ)			1500,0	0	1500,0
3	Компрессорная (6 кВ)			2358,75	0	2358,75
4	Насосная конденсата (6 кВ)			3732,75	0	3732,75
Итого 6 *кВ* :				14709	3447,16	15499,83

Общая сумма:	26376,38	16660,12	33229,77

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет ЦЭН производится для определения мест расположения цеховых трансформаторных подстанций и пункта приёма электрической энергии на генеральном плане завода, а также для построения картограммы нагрузок.

Построение картограммы производится на основании результатов определения расчетных нагрузок цехов. Картограмма строится из условия, что площади кругов в выбранном масштабе являются расчетными нагрузками цехов (рисунок 2).

На генеральном плане завода произвольным образом выбираем оси координат. Координаты центра электрических нагрузок завода определяются по следующим формулам:

$$x_0 = \frac{\sum P_{P.C.i} \cdot x_i}{\sum P_{P.C.i}}$$

$$x_0 = \frac{487,5 \cdot 44 + 435 \cdot 11 + 85 \cdot 110 + 315 \cdot 13 + 850 \cdot 88 + 140 \cdot 88 + 372 \cdot 88 + 805 \cdot 44 + 3330 \cdot 44 + 136 \cdot 141 + 2601,5 \cdot 145 + 112,5 \cdot 130 + 340 \cdot 152 + 7117,5 \cdot 44 + 1500 \cdot 11 + 2358,75 \cdot 13 + 3732,75 \cdot 130}{487,5 + 435 + 85 + 315 + 850 + 140 + 372 + 805 + 3330 + 136 + 2601,5 + 112,5 + 340 + 7117,5 + 1500 + 2358,75 + 3732,75} = 67,4 \text{ мм},$$

$$y_0 = \frac{\sum P_{P.C.i} \cdot y_i}{\sum P_{P.C.i}}$$

$$y_0 = \frac{487,5 \cdot 152 + 435 \cdot 88 + 85 \cdot 158 + 315 \cdot 51 + 850 \cdot 63 + 140 \cdot 107 + 372 \cdot 32 + 805 \cdot 28 + 3330 \cdot 95 + 136 \cdot 15 + 2601,5 \cdot 92 + 112,5 \cdot 44 + 340 \cdot 145 + 7117,5 \cdot 152 + 1500 \cdot 88 + 2358,75 \cdot 51 + 3732,75 \cdot 44}{487,5 + 435 + 85 + 315 + 850 + 140 + 372 + 805 + 330 + 136 + 12601,5 + 112,5 + 340 + 7117,5 + 1500 + 2358,75 + 3732,75} = 94,5 \text{ мм},$$

где x_i, y_i — координаты ЦЭН для i-го цеха;

$P_{P.C.i}$ — расчетная нагрузка i-го цеха.

Таким образом, центр электрических нагрузок завода находится в точке с координатами (67,4; 94,5).

Далее, исходя из условия, что площади кругов в выбранном масштабе являются полными расчетными нагрузками цехов, строим картограмму электрических нагрузок.

Радиус окружности находим по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{P.C.i}}{\pi m}}$$

где $r_i -$ радиус круга, определяющего нагрузку *i*-го цеха;

$P_{P.C.i} -$ расчетная нагрузка *i*-го цеха;

$m = 10\,кВт/мм^2 -$ масштаб (задается произвольно).

Теперь определяем радиус ремонтно-механического цеха:

$$r = \sqrt{\frac{P_P}{\pi m}} = \sqrt{\frac{378,2}{3,14 \cdot 10}} = 3,62\,мм,$$

где $P_P = P_{P.C.} + P_{P.O.} -$ расчетная активная мощность с учетом осветительной нагрузки.

Осветительная нагрузка показывается в виде сегмента круга. Угол сектора определяется по формуле:

$$\alpha = \frac{P_{P.O.} \cdot 360}{\pi r^2 m} = \frac{33,62 \cdot 360}{3,14 \cdot 3,62^2 \cdot 10} = 29,39^o.$$

Таблица 7 - Расчет центра электрических нагрузок

№ цеха	$U_н$, *кВ*	$P_{P.C.}$, *кВт*	$P_{P.O.}$, *кВт*	*x*, *мм*	*y*, *мм*	P_P, *кВт*	r_i, *мм*	φ_i, *град*
1	0,4 *кВ*	487,5	64,11	44	152	551,61	4,19	41,84
2		435	24,57	11	88	459,57	3,83	19,25
3		85	90,44	110	158	175,44	2,36	185,58
4		315	18,94	13	51	333,94	3,26	20,42
5		850	98,35	88	63	948,35	5,50	37,33
6		140	127,49	88	107	267,49	2,92	171,58
7		372	99,66	88	32	471,66	3,88	76,07
8		805	89,36	44	28	894,36	5,34	35,97
9		3330	314,56	44	95	3644,56	10,77	31,07
10		378,2	33,62	141	15	411,82	3,62	29,39
11		2601,5	315,81	145	92	2917,31	9,64	38,97
12		112,5	24,57	130	44	137,07	2,09	64,54
13		340	102,57	152	145	442,57	3,75	83,44
1	6 *кВ*	7117,5		44	152	7117,50	15,06	0
2		1500		11	88	1500,00	6,91	0
4		2358,75		13	51	2358,75	8,67	0
12		3732,75		130	44	3732,75	10,90	0

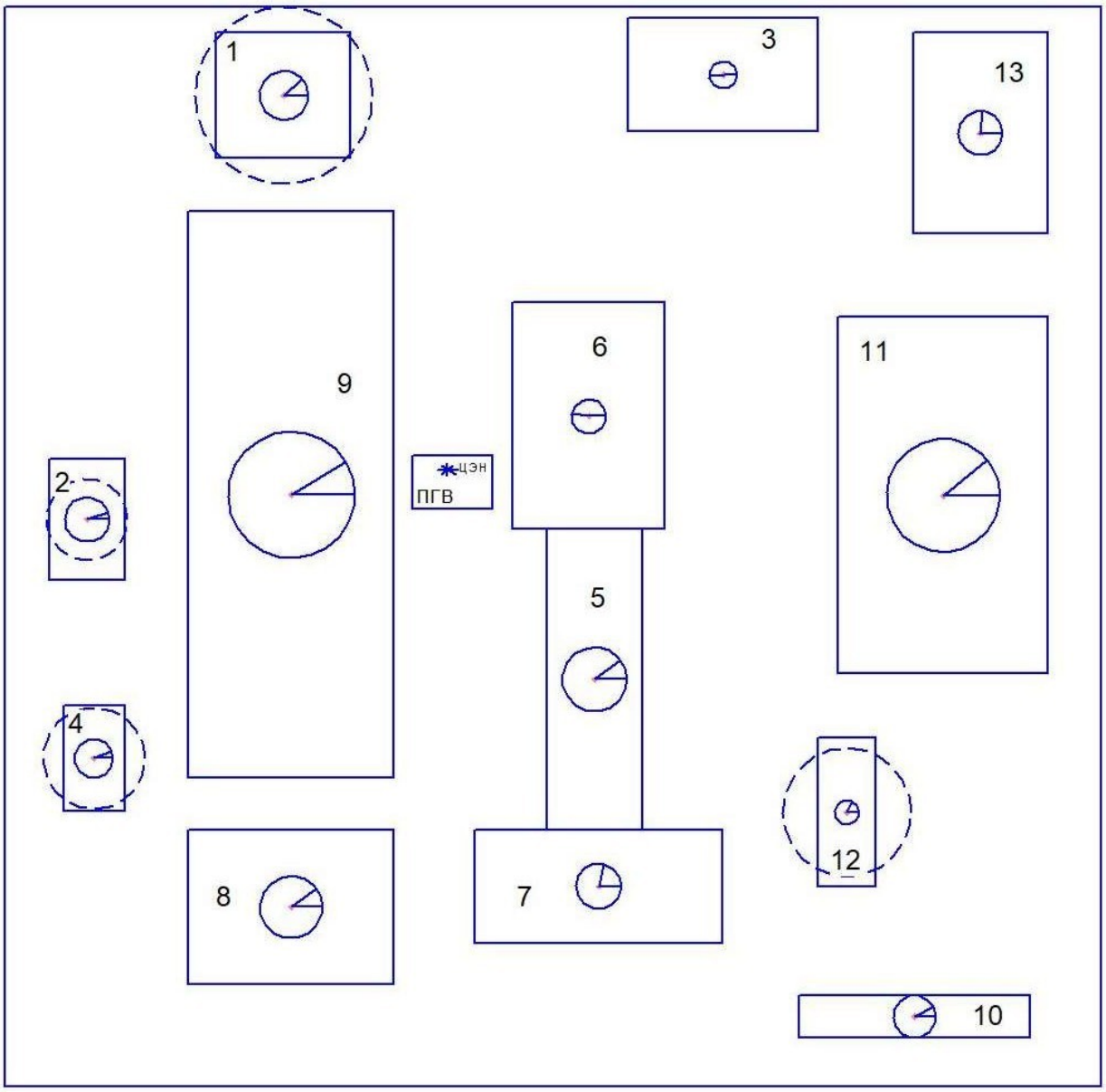


Рисунок 2 - Картограмма электрических нагрузок АО "Московский коксогазовый завод"

6. ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Графики электрических нагрузок дают представление о характере изменения нагрузок в течение характерных суток или всего года. Графики электрических нагрузок используются при определении потерь электроэнергии в элементах СЭС, а также при выборе силовых трансформаторов и других целей.

Необходимые данные приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Ведомость суточных электрических нагрузок

Часы	Зима		Лето	
	%	S, МВ·А	%	S, МВ·А
0	93	30,915	85	28,255
1	93	30,915	85	28,255
2	93	30,915	85	28,255
3	96	31,912	88	29,253
4	96	31,912	88	29,253
5	96	31,912	86	28,588
6	90	29,917	78	25,928
7	85	28,255	70	23,269
8	80	26,593	68	22,604
9	79	26,261	67	22,272
10	75	24,931	67	22,272
11	77	25,596	68	22,604
12	80	26,593	70	23,269
13	82	27,258	72	23,934
14	85	28,255	76	25,264
15	88	29,253	80	26,593
16	90	29,917	82	27,258
17	92	30,582	83	27,59
18	90	29,917	81	26,926
19	96	31,912	84	27,923
20	100	33,242	87	28,92
21	100	33,242	90	29,917
22	98	32,577	90	29,917
23	98	32,577	87	28,92



Рисунок 3 – Суточный график нагрузки (зима)



Рисунок 4 – Суточный график нагрузки (лето)

После построения графиков нагрузки (рисунок 3 и рисунок 4) произведем выбор напряжения распределения. Доля нагрузки 6 кВ в общем по заводу составляет:

$$\frac{\sum S_{6\,кВ}}{S_З^{'}} 100\,\% = \frac{7908,33+1500+2358,75+3732,75}{33229,77} \cdot 100\,\% = 46,64\,\%$$

Исходя из полученного процентного соотношения, принимаем напряжение распределения на низкой стороне ПГВ равным 6 кВ.

Выбор трансформаторов ППЭ производиться согласно ГОСТ 14209-97. Мощность трансформаторов выбирают по суточному графику максимальной нагрузки предприятия и проверяют на послеаварийную перегрузку.

Средняя мощность $S_{ср\%}$ рассчитывается по формуле:

$$S_{ср\%}=\frac{\sum S_{i\%}t_i}{\sum t_i}$$

$$S_{ср\%}=¿\frac{93\cdot3+96\cdot3+90\cdot3+85\cdot2+80\cdot2+79\cdot1+75\cdot1+¿}{+77\cdot1+82\cdot1+88\cdot1+92\cdot1+96\cdot1+100\cdot2+98\cdot2¿}24=89,7\%.$$

Тогда максимальная нагрузка равна:

$$S_{\max}=\frac{S_3^{'}}{S_{ср\%}}100\%=\frac{33229,7}{89,7}\cdot100=37045,45\,кВ\cdot А.$$

Среднеквадратичная мощность $S_{ср.кв.}$ рассчитывается по формуле:

$$S_{ср.кв.}=\sqrt{\frac{\sum S_i^2t_i}{\sum t_i}}$$

$$S_{ср.кв.}=\sqrt{\frac{30,915^2\cdot3+31,912^2\cdot3+29,917^2\cdot3+28,255^2\cdot2+26593^2\cdot2+¿}{+26,261^2\cdot1+24,931^2\cdot1+25,596^2\cdot1+27,258^2\cdot1+29,253^2\cdot1+¿}+30,582^2\cdot1+31,912^2\cdot1+33,242^2\cdot2+32,577^2\cdot2¿}24=29,91\,МВ\cdot А.¿¿$$

Мощность одного трансформатора для *n*–трансформаторной подстанции:

$$S_{тр}\geq\frac{S_{ср.кв.}}{n}=\frac{29,91}{2}=14,955\,МВ\cdot А$$

Выбираем трансформатор марки ТРДН-25000/110.

После выбора трансформаторов их проверяют на перегрузочную способность.

Коэффициент предварительной загрузки K_1:

$$K_1=\frac{1}{S_{тр}n}\sqrt{\frac{\sum S_i^2t_i}{\sum t_i}}=\frac{29,91}{16\cdot2}=0,9,$$

а коэффициент максимума $K_{\max}=S_{\max}/S_{тр}=37045,45/16000=2,32.$

Коэффициент перегрузки K_2 определяется по полной мощности, которая больше полной среднеквадратичной мощности $S_{\Delta t}>S_{ср.кв.}$ в период времени Δt.

$$K_2 = \frac{1}{S_{mp}} \sqrt{\frac{\sum S_{\Delta t_i}^2 \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} 15 = 2{,}1. ¿¿$$

$$K_2 = \frac{1}{16000} \sqrt{\frac{30{,}91^2 \cdot 3 + 31{,}91^2 \cdot 3 + 29{,}92^2 \cdot 3 + ¿}{+30{,}58^2 \cdot 1 + 31{,}91^2 \cdot 1 + 29{,}9^2 \cdot 1 + ¿} + 33{,}24^2 \cdot 2 + 32{,}57^2 \cdot 2 ¿}$$

Далее проверяем следующее условие: $0{,}9\,K_{\max} \le K_2 \le K_{\max}$.

$$0{,}9 \cdot 2{,}3 \le 2{,}1 \le 2{,}32,$$
$$2{,}07 \le 2{,}1 \le 2{,}32.$$

Данное условие выполняется, следовательно, трансформатор ТРДН-16000/110 принимается к установке.

Схемы электрических соединений на стороне высшего напряжения подстанций желательно выполнять наиболее простыми.

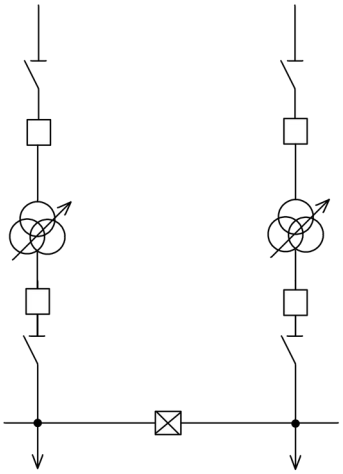


Рисунок 5 - Однолинейная схема электрических соединений главных понизительных подстанций с двумя трансформаторами (с выключателями)

Так как на коксохимическом заводе имеется большое количество потребителей I-ой категории, то выбираем схему линия – разъединитель – выключатель – трансформатор (рисунок 5).

Питание завода осуществляется по двухцепной воздушной ЛЭП с напряжением сети $U_C = 110\,кВ$.

Выбор экономически целесообразного сечения ВЛ производят по экономической плотности тока $J_Э$ (так как в данном случае этот фактор

является определяющим). Величина $J_Э$ зависит от материала провода и числа часов использования максимума нагрузки.

Сечение питающей линии электропередачи для выбранного стандартного рационального напряжения определяется в следующей последовательности:

1. Определяем ток в линии в нормальном режиме:

$$I_{Н.Р.}=\frac{S_З}{n\sqrt{3}U_С}=\frac{25921,23}{2\cdot\sqrt{3}\cdot 115}=65\,А,$$

ток в линии в послеаварийном режиме (ПАР):

$$I_{ПАР}=\frac{S_З}{\sqrt{3}U_С}=\frac{25921,23}{\sqrt{3}\cdot 115}=130,29\,А,$$

где $n=2$ – количество цепей на ЛЭП;

$U_С=115\,кВ$ – номинальное напряжение сети;

$S_З=25921,23\ кВ\cdot А$ – полная расчетная мощность завода.

2. Сечение провода рассчитывается по экономической плотности тока:

$$F_Э=\frac{I_{Н.Р.}}{J_Э},$$

где $I_{Н.Р.}$ – расчетный ток;

$J_Э$ – экономическая плотность тока, зависящая от числа часов использования T_{max}.

Для определения T_{max} построим годовой график нагрузок коксогазового завода.

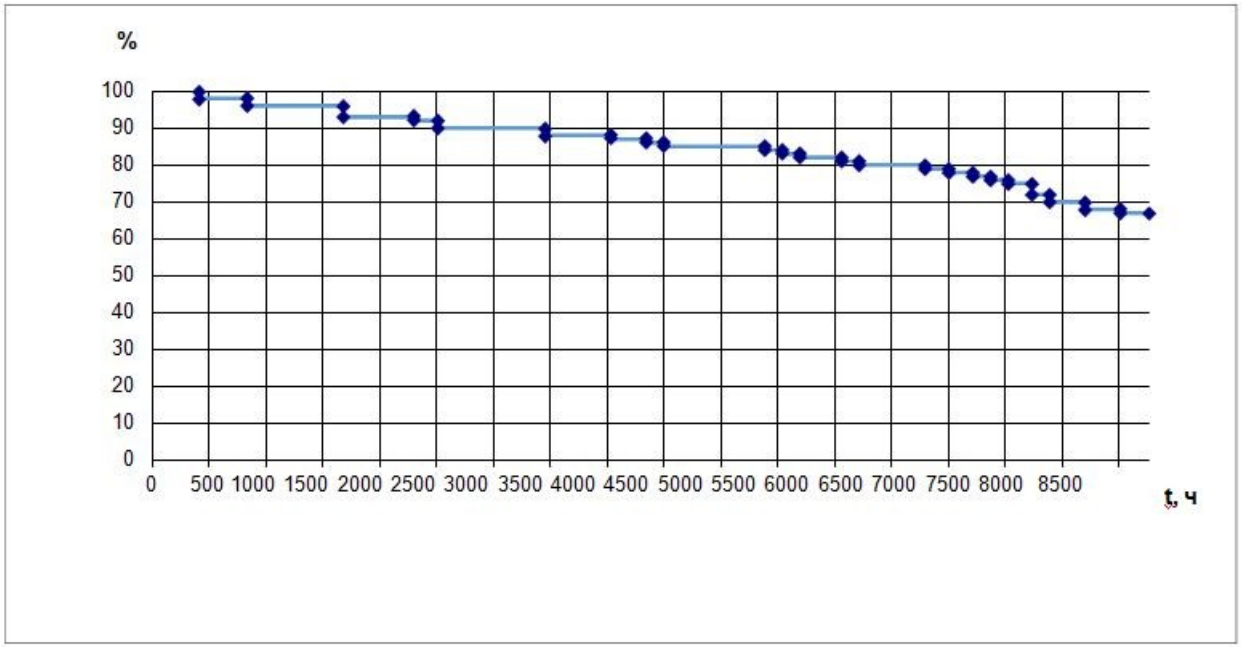


Рисунок 6 - Годовой график нагрузок завода

Из графика следует, что

$$T_{\max} = \frac{W_{год}}{S_{\max}} = \frac{\sum S_i t_i}{S_{\max}},$$

$$T_{\max} = 5237\,ч$$

тогда согласно [1] $J_Э = 1{,}2\ A/мм^2$ при $T_{\max} \geq 5000$ часов. Следовательно:

$$F_Э = \frac{I_{Н.Р.}}{J_Э} = \frac{65}{1{,}2} = 54{,}2\,мм^2$$

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного значения и выбирается провод марки АС-70 ($I_д = 265\,A$) [1].

3. Проверка сечения проводника по условию допустимого нагрева.

Проверка сечения проводов, жил кабелей и шин по условиям допустимого нагрева производят с учетом выполнения следующего неравенства:

$$I_{ПАР} \leq I_д,$$

$$130{,}29\,A \leq 265\,A.$$

4. Проверка на «корону».

Если сечение провода для линии 110 $кВ$ больше 70 $мм^2$, то провод по потерям на «корону» не проверяется [1].

Для распределительных устройств низшего напряжения ППЭ выбираем схему, приведенную на рисунке 7, которая применяется для

трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой мощностью $25-63\,МВ\cdot А$ напряжением 6-10 $кВ$.

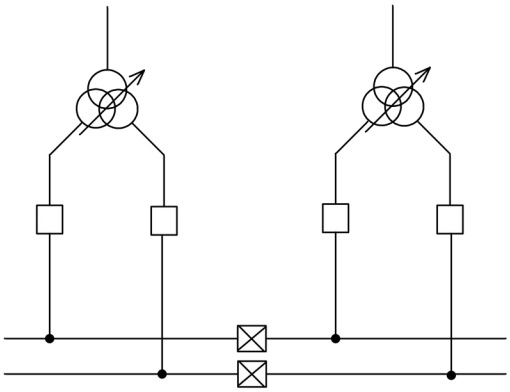


Рисунок 7 - Схема подключения распределительных устройств низкого напряжения к трансформаторам

7. СИСТЕМА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Произведем выбор цеховых трансформаторных подстанций. Будем принимать к установке комплектные трансформаторные подстанции (КТП). При выборе числа и мощности трансформаторов будем учитывать условия резервирования питания потребителей и соблюдать экономически целесообразный режим работы.

Мощность устанавливаемых трансформаторов выбирается в зависимости от удельной мощности по площади цеха $S_{уд}$:

если $S_{уд}\le 0{,}2$, то $S_{тр}\le 1000\,кВ\cdot А$;

если $0{,}2\le S_{уд}\le 0{,}3$, то $S_{тр}\le 1600\,кВ\cdot А$;

если $S_{уд}>0{,}3$, то $S_{тр}\le 2500\,кВ\cdot А$.

Удельная мощность по площади цеха $S_{уд}$ определяется по следующей формуле:

$$S_{уд}=S'_{Р.Ц.}/F,$$

где $F-$ площадь *i*-го цеха, $м^2$; $S'_{Р.Ц.}=\sqrt{P^2_{Р.Ц.}+Q^2_{Р.Ц.}}-$ мощность *i*-го цеха.

Расчет ведем для дозировочного отделения:

$$S_{уд}=S'_{Р.Ц.}/F=\frac{630{,}07}{5594{,}8}=0{,}11\,кВ\cdot А/м^2.$$

Так как удельная мощность $S_{уд} \leq 0{,}2\,кВ \cdot А/м^2$, то на цеховой подстанции можно устанавливать трансформаторы до 1000 $кВ \cdot А$.

По величине расчетной мощности бензольного отделения $S'_{Р.Ц.}$ выбираем два трансформатора марки $ТМЗ-630/6\,У1$ и проверяем их на перегрузочную способность:

$$k_{З.НР} = \frac{S'_{Р.Ц.}}{nS_{тр}} = \frac{630,07}{2 \cdot 630} = 0{,}5,$$

$$k_{З.ПАР} = \frac{S'_{Р.Ц.}}{(n/2)S_{тр}} = \frac{630,07}{630} = 1 < 1{,}5.$$

Отсюда следует, что данные трансформаторы обеспечивают резервирование. В цехах, потребляющих мощности $P_{Р.Ц.}$ и $Q_{Р.Ц.}$ меньше 250 $кВ \cdot А$, устанавливается силовой пункт (СП). Результаты расчетов и выбранные трансформаторы сведем в таблицу 9.

Таблица 9 - Выбор числа и мощности КТП

№	Наименование цеха	F, $м^2$	$P_{Р.Ц.}$, $кВт$	$Q_{Р.Ц.}$, $квар$	$S'_{Р.Ц.}$, $кВ \cdot А$	$S_{уд}$, $\frac{кВ \cdot А}{м^2}$	Число и мощность КТП	$k_{З.НР}$	$k_{З.ПАР}$
1	Машинный зал	3271,8	551,61	448,81	711,13	0,22	$1\times(2\times 630)$	0,56	1,13
2	Насосная	1799,5	459,57	348,37	576,69	0,32	$1\times(2\times 630)$	0,46	0,92
3	Административные и бытовые помещения	4417	175,44	145,14	227,70	0,05	СП		
4	Компрессорная	1226,9	333,94	253,30	419,14	0,34	$1\times(2\times 630)$	0,33	0,67
5	Флотационное отделение	5521,2	948,35	1221,85	1546,70	0,28	$1\times(2\times1000)$	0,39	1,55
6	Бензольное отделение	7157,2	267,49	238,21	358,18	0,05	$1\times(2\times 400)$	0,45	0,90
7	Дозировочное отделение	5594,8	471,66	417,76	630,07	0,11	$1\times(2\times 630)$	0,50	1,00
8	Насосная шлам отстойников	6543,7	894,36	901,69	1270,01	0,19	$1\times(2\times1000)$	0,64	1,27
9	Насосная бензольного отделения	23033,8	3644,56	4723,10	5965,77	0,26	$1\times(2\times 4000)$	0,60	1,19
10	Ремонтно-механический цех	1716	411,82	363,80	549,50	0,13	$1\times(2\times 400)$	0,67	1,4
11	Главный корпус	14396	2917,31	2235,36	3675,26	0,26	$1\times(2\times 2500)$	0,74	1,47
12	Насосная конденсата	1799,5	137,07	172,12	220,03	0,12	СП		

13	Коксовые батареи	5235	442,57	392,17	591,33	0,11	$1\times(2\times 400)$	0,74	1,48

Рассчитаем потери в трансформаторах. Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определяются по формулам:

$$\Delta P_{тр} = n\Delta P_{хх} + \frac{1}{n} k_3^2 \Delta P_{кз},$$

$$\Delta Q_{тр} = n\Delta Q_{хх} + \frac{1}{n} k_3^2 \Delta Q_{кз},$$

$$\Delta Q_{хх} = S_{тр} \frac{I_{хх\%}}{100\%},$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{тр} \frac{U_{кз\%}}{100\%},$$

где $\Delta P_{хх}, \Delta P_{кз}, \Delta Q_{хх}, \Delta Q_{кз}$ – потери холостого хода и короткого замыкания [6]

Расчет произведем на примере бензольного отделения.

Марка трансформатора $ТМЗ-630/6\,У1$, $S_{тр} = 630\,кВ \cdot А$, $I_{хх\%} = 1{,}8\%$, $U_{кз\%} = 5{,}5\%$, $\Delta P_{хх} = 1{,}05\,кВт$, $\Delta P_{кз} = 7{,}6\,кВт$ [6].

Потери холостого хода и короткого замыкания:

$$\Delta Q_{хх} = S_{тр} \frac{I_{хх\%}}{100\%} = 630 \cdot \frac{1{,}8}{100} = 11{,}3\,квар,$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{тр} \frac{U_{кз\%}}{100\%} = 630 \cdot \frac{5{,}5}{100} = 34{,}7\,квар.$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе для нормального режима работы:

$$\Delta P_{тр} = n\Delta P_{хх} + \frac{1}{n} k_{3.НР}^2 \Delta P_{кз} = 2 \cdot 1{,}05 + \frac{1}{2} \cdot 0{,}45^2 \cdot 7{,}6 = 2{,}33\,кВт$$

$$\Delta Q_{тр} = n\Delta Q_{хх} + \frac{1}{n} k_{3.НР}^2 \Delta Q_{кз} = 2 \cdot 11{,}3 + \frac{1}{2} \cdot 0{,}45^2 \cdot 34{,}7 = 17{,}8\,квар$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе для послеаварийного режима работы:

$$\Delta P_{тр} = n\Delta P_{хх} + \frac{1}{n} k_{3.ПАР}^2 \Delta P_{кз} = 2 \cdot 1{,}05 + \frac{1}{2} \cdot 0{,}9^2 \cdot 7{,}6 = 11{,}35\,кВт,$$

$$\Delta Q_{тр} = n\Delta Q_{хх} + \frac{1}{n} k_{3.ПАР}^2 \Delta Q_{кз} = 2 \cdot 11{,}3 + \frac{1}{2} \cdot 0{,}9^2 \cdot 34{,}7 = 23{,}22\,квар.$$

Расчет потерь мощности для трансформаторов остальных цехов сведен в таблицу 10.

После определения количества и мощности трансформаторов цеховых КТП, нанесем на генеральный план схему транспортировки электроэнергии

по территории коксогазового завода, нанося при этом трассы кабельных линий электропередач (рис. 8).

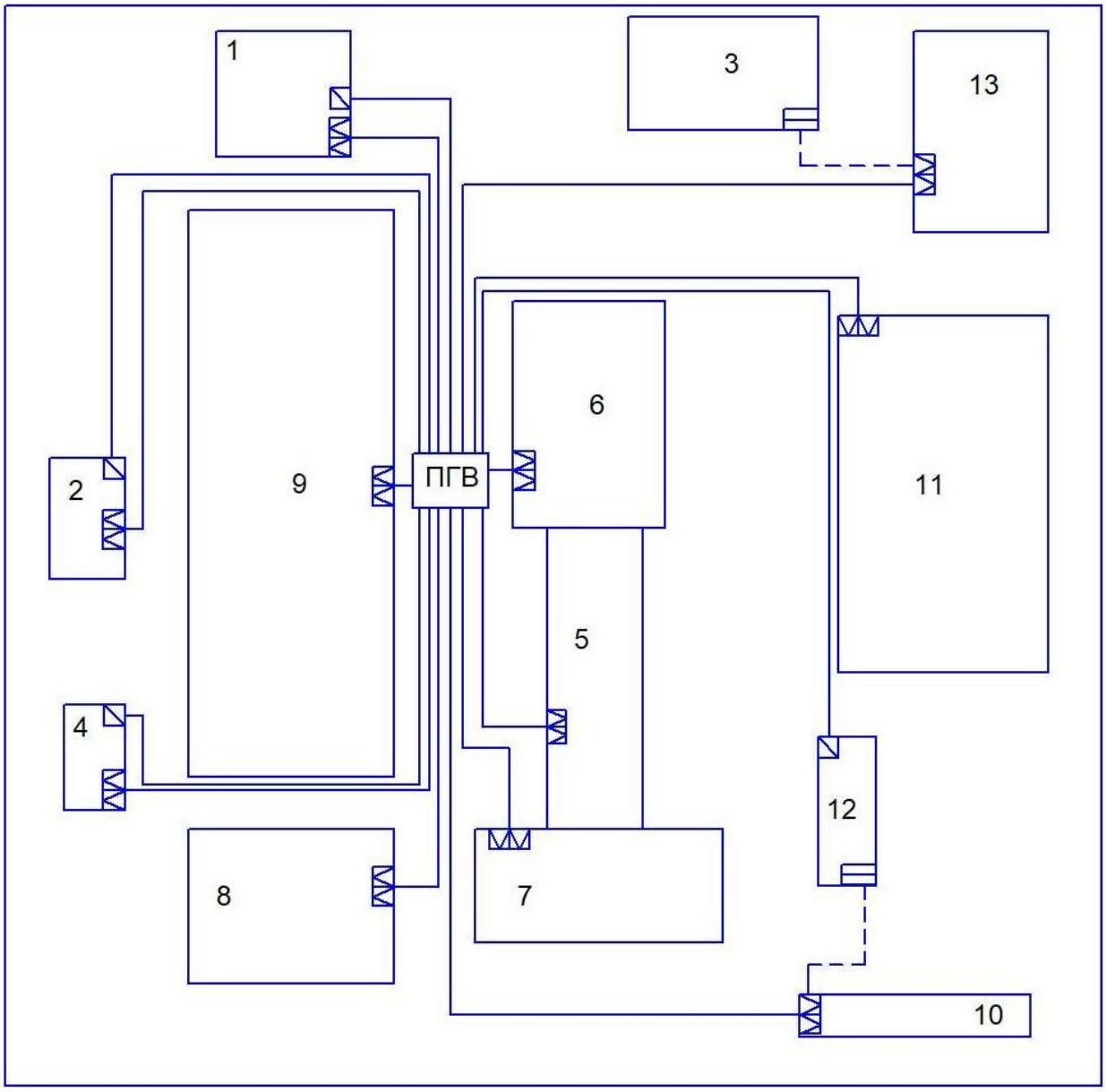
Таблица 10 - Расчет потерь мощности для цеховых КТП

№	Наименование цеха	Марка трансформатора	$n,\ S_{тр}$, $кВ \cdot А$	$I_{хх}$, %	$U_{кз}$, %	$\Delta P_{хх}$, $кВт$	$\Delta P_{кз}$, $кВт$	$\Delta Q_{хх}$, $квар$	$\Delta Q_{кз}$, $квар$	$\Delta P_{трНР}$ $кВт$	$\Delta Q_{трНР}$ $квар$	$\Delta P_{трПАР}$ $кВт$	$\Delta Q_{трПАР}$ $квар$
1	Машинный зал	ТМЗ-630/6У1	2х630	1,8	5,5	1,05	7,6	11,3	34,7	3,31	28,13	15,87	44,71
2	Насосная	ТМЗ-630/6У1	2х630	1,8	5,5	1,05	7,6	11,3	34,7	2,90	26,23	15,64	37,14
3	Административные и бытовые помещения	СП											
4	Компрессорная	ТМЗ-630/6У1	2х630	1,8	5,5	1,05	7,6	11,3	34,7	2,52	24,52	15,43	30,28
5	Флотационное отделение	ТМЗ-1000/6У1	2х1000	1,2	5,5	1,55	10,8	12	55	6,60	85,61	44,13	169,71
6	Бензольное отделение	ТМЗ-400/6У1	2х630	1,8	5,5	1,05	7,6	8	18	2,33	17,80	11,35	23,22
7	Дозировочное отделение	ТМЗ-630/6У1	2х630	1,8	5,5	1,05	7,6	11,3	34,7	3,05	26,94	15,73	39,95
8	Насосная шлам отстойников	ТМЗ-1000/6У1	2х1000	1,2	5,5	1,55	10,8	12	55	5,28	22,12	22,85	43,10
9	Насосная бензольного отделения	ТМЗ-4000/6У1	2х4000	0,9	7,5	5,3	33,5	25	170	19,91	97,27	72,89	239,07
10	Ремонтно-механический цех	ТМЗ-400/6У1	2х400	2	4,5	0,88	5,5	8	18	18,50	90,10	72,00	210,41
11	Главный корпус	ТМЗ-2500/6У1	2х2500	0,8	6	2,8	24	20	150	12,08	80,52	51,03	202,09
12	Насосная конденсата	СП											
13	Коксовые батареи	ТМЗ-400/6У1	2х400	2	4,5	0,88	5,5	8	18	3,26	20,92	11,96	35,67

Схема транспортировки электрической энергии по территории коксохимического завода. Обозначения на рисунке: – – – – $0{,}4\,кВ$,

——— – $6\ кВ$.

Рисунок 8 - Транспорт электрической энергии



В промышленных распределительных сетях выше $1000В$ в качестве основного способа канализации электроэнергии применяются кабельные ЛЭП и токопроводы $6-10\,кВ$.

Выбор сечения КЛЭП производится в соответствии с учетом нормальных и послеаварийных режимов работы электрической сети и перегрузочной способности кабелей различной конструкции. Прокладка кабелей будет производиться в земле. При проверке сечения кабелей по

условию ПАР для кабелей напряжением $6-10\,кВ$ необходимо учитывать допускаемую в течение 5-ти суток (на время ликвидации аварии) перегрузку для кабелей с бумажной изоляцией до 30 % номинальной.

Рассмотрим выбор кабельных линий на примере $ПГВ-ТП\,13.11$. Расчетные мощности в нормальном режиме определяются по формулам:

$$P_P = P_{Р.Ц.} + \Delta P_{трНР} = 442,57 + 3,26 = 445,84\,кВт,$$

$$Q_P = Q_{Р.Ц.} + \Delta Q_{трНР} = 392,17 + 20,92 = 413,08\,квар,$$

$$S_{Р.НР} = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} = \sqrt{445,84^2 + 413,08^2} = 607,79\,кВ\cdot А,$$

$$S_{СП\,12} = \sqrt{P_{Р.Ц.}^2 + Q_{Р.Ц.}^2} = \sqrt{115,97^2 + 115,97^2} = 227,704\,кВ\cdot А$$

Расчетный ток нормального режима:

$$I_{Р.НР} = \frac{S_{Р.НР} + S_{СП\,12}}{n\sqrt{3}U_C} = \frac{607,79 + 227,7}{2\cdot\sqrt{3}\cdot 6,3} = 27,88\,А$$

Расчетные мощности в послеаварийном режиме определяются по формулам:

$$P_P = P_{Р.Ц.} + \Delta P_{трПАР} = 442,57 + 11,96 = 454,53\,кВт,$$

$$Q_P = Q_{Р.Ц.} + \Delta Q_{трПАР} = 392,17 + 35,67 = 427,84\,квар$$

$$S_{Р.ПАР} = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} = \sqrt{454,53^2 + 427,84^2} = 624,2\,кВ\cdot А$$

Расчетный ток послеаварийного режима:

$$I_{Р.ПАР} = \frac{S_{Р.ПАР} + S_{СП\,12}}{n/2\sqrt{3}U_C} = \frac{624,2 + 227,7}{1\cdot\sqrt{3}\cdot 6,3} = 57,27\,А$$

Сечение линии выбирается по экономической плотности тока и по току нормального режима:

$$F_{ЭК} = \frac{I_{Р.НР}}{J_{ЭК}} = \frac{27,88}{1,2} = 23,2\,мм^2,$$

где $J_Э = 1,2\,А/мм^2$. Принимаем стандартное сечение $F_{ст} = 25\,мм^2$ с допустимым длительным током $I_{доп} = 87\,А$ [1] таблица 1.3.16.

Допустимый длительный ток нормального режима:

$$I_{доп.НР} = K_1 K_2 K_3 I_{доп} = 1,1\cdot 0,85\cdot 1,3\cdot 87 = 105,75\,А,$$

где $K_1 = 1,1-$ коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды [1] таблица 1.3.3;

$K_2 = 0,85 -$ коэффициент, учитывающий количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле [1] таблица 1.3.26;

$K_3 = 1,3 -$ коэффициент допустимой перегрузки, который зависит от вида изоляции [1] таблица 1.3.1.

Допустимый длительный ток послеаварийного режима:

$$I_{доп.ПАР} = K_П I_{допНР} = 1,2 \cdot 105,75 = 126,9\,A,$$

где $K_П = 1,2 -$ поправочный коэффициент для кабелей в зависимости от удельного теплового сопротивления земли [1] таблица 1.3.2.

Проверка выбранного кабеля выполняется по следующим условиям:

$$I_{Р.НР} \le I_{доп.НР};\ \ 27,88\,A \le 105,75\,A;$$

$$I_{Р.ПАР} \le I_{доп.ПАР};\ \ 57,27\,A \le 126,9\,A.$$

Окончательно принимаем кабель марки $ААШв - 3 \times 35$. Результаты остальных расчетов сведем в таблицу 11.

Таблица 11 - Выбор кабельных линий

№	КЛЭП	$P_{Р.Ц.}$ *кВт*	$Q_{Р.Ц.}$ *квар*	$\Delta P_{трНР}$ *кВт*	$\Delta Q_{трНР}$ *квар*	$\Delta P_{трПАР}$ *кВт*	$\Delta Q_{трПАР}$ *квар*	$I_{Р.НР}$ *А*	$I_{Р.ПАР}$ *А*	$F_{Э}$ *мм²*	$F_{ст}$ *мм²*	K_1	K_2	K_3	$I_{допНР}$ *А*	$I_{допПАР}$ *А*	Марка, количество, сечение КЛЭП
1	*ПГВ-ТП1.1*	551,61	448,81	3,31	28,13	15,87	44,71	33,57	69,00	27,97	35,00		0,93		166,2	199,49	*2ААШВ3х35*
2	*ПГВ – ТП2.2*	459,57	348,37	2,90	26,23	15,64	37,14	27,30	56,14	22,75	25,00		0,93		115,70	138,84	*2ААШВ3х25*
3	*ТП13.11-СП3*	175,44	145,14					10,45	20,89	8,70	25,00		0,85		105,75	126,90	*2ААШВ3х25*
4	*ПГВ-ТП4.3*	333,94	253,30	2,52	24,52	15,43	30,28	20,02	41,29	16,68	25,00		0,93		115,70	138,84	*2ААШВ3х25*
5	*ПГВ-ТП5.4*	948,35	1221,85	6,60	85,61	44,13	169,71	74,28	156,82	61,90	70,00		0,93		214,11	256,94	*2ААШВ3х70*
6	*ПГВ-ТП6.5*	267,49	238,21	2,31	17,80	11,35	23,22	17,06	35,07	14,22	25,00		0,85		105,75	126,90	*2ААШВ3х25*
7	*ПГВ-ТП7.6*	471,66	417,76	3,05	26,94	15,73	39,95	29,84	61,35	24,87	25,00	1,1	0,85	1,2	105,75	126,90	*2ААШВ3х25*
8	*ПГВ-ТП8.7*	894,36	901,69	5,28	22,12	22,85	43,10	59,16	120,82	49,30	50,00		0,85		162,88	195,45	*2ААШВ3х50*
9	*ПГВ-ТП9.8*	3644,56	4723,10	19,91	97,27	72,89	239,07	277,7	568,8	231,4	240,0		0,93		517,3	620,80	*2ААШВ3х240*
10	*ПГВ-ТП10.9*	411,82	363,80	18,50	90,10	72,00	210,41	28,69	68,89	23,91	25,00		0,93		115,70	138,84	*2ААШВ3х25*
11	*ПГВ-ТП11.10*	2917,31	2235,36	12,08	80,52	51,03	202,09	171,3	352,4	142,7	185,0		0,85		417,4	542,6	*2ААШВ3х185*
12	*ТП10.9-СП12*	137,07	172,12					10,09	20,19	8,41	25,00		0,85		105,75	126,90	*2ААШВ3х25*
13	*ПГВ-ТП13.11*	442,57	392,17	3,26	20,92	11,96	35,67	27,88	57,27	23,24	25,00		0,85		105,75	126,90	*2ААШВ3х25*

8. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) в установках напряжением выше $1000 B$ имеет ряд особенностей.

Активные элементы систем электроснабжения не учитываются, если выполняется условие $r > x/3$, где r и $x-$ суммарные активные и реактивные сопротивления элементов СЭС до точки КЗ. При определении тока КЗ учитывают подпитку от двигателей высокого напряжения.

а) б)

в)



Рисунок 9 - Принципиальная схема расчёта токов КЗ и схемы замещения

Принимаем базисные условия:

$S_б = S_C = 1800\,МВ \cdot А$, $U_б = 115\,кВ$, $U_{б2} = 6{,}3\,кВ$, $x_C = 0{,}34\,о.е.$

Базисный ток определяем по следующей формуле:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_{б1}} = \frac{1800}{\sqrt{3}\cdot 115} = 9{,}05\,А,$$

$$I_{б2} = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_{б2}} = \frac{1800}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3} = 165{,}15\,А.$$

Расчет токов короткого замыкания в точке $К-1$.

Сопротивление воздушной линии, приведенное к базисным условиям:

$$r_Л = r_0 l \frac{S_б}{U_{б1}^2} = 0{,}249 \cdot 8{,}7 \cdot \frac{1800}{115^2} = 0{,}61\,о.е.,$$

$$x_Л = x_0 l \frac{S_б}{U_{б1}^2} = 0{,}427 \cdot 8{,}7 \cdot \frac{1800}{115^2} = 0{,}77\,о.е.,$$

где $r_0 = 0{,}249\,Ом/км -$ удельное активное сопротивление линии [6] табл. 7.35;

$x_0 = 0{,}427\,Ом/км -$ удельное реактивное сопротивление линии [6] табл. 7.38;

$l = 18\,км -$ длина линии (исходные данные).

Сопротивление системы до точки $K-1$:

$$z_{\Sigma K-1}=\sqrt{r_{Л}^2+\left(x_C+x_{Л}\right)^2}=\sqrt{0,61^2+\left(0,34+0,77\right)^2}=1,27\,o.e.$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке $K-1$:

$$I_{ПО(K-1)}=\frac{E_C^{''}}{z_{\Sigma K-1}}I_{б1}=\frac{1}{1,27}\cdot 9,05=7,11\,кА.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд}=\sqrt{2}K_{уд}I_{ПО(K-1)}=\sqrt{2}\cdot 1,64\cdot 7,11=16,4\,кА,$$

где $K_{уд}=1+e^{-0,01/T_a}=1+e^{-0,01/0,0227}=1,64-$ ударный коэффициент;

$$T_a=\frac{x_{\Sigma}}{\omega r_{\Sigma}}=\frac{0,89}{314\cdot 0,123}=0,0227\,c-$$ постоянная времени затухания апериодической составляющей.

Расчет токов короткого замыкания в точке $K-2$.

Точка $K-2$ расположена на шинах *РУНН ПГВ*. Сопротивление силового трансформатора ТРДН-16000/110/6 с расщепленной обмоткой НН рассчитывается следующим образом:

$$x_{тр}=\frac{U_k}{100}\frac{S_{б}}{S_{тр}}=\frac{10,5}{100}\cdot\frac{1800}{16}=11,8\,o.e.,$$

$$x_{трВ}=0,125\,x_{тр}=0,125\cdot 11,8=1,47\,o.e.,$$

$$x_{трН}=1,75\,x_{тр}=1,75\cdot 11,8=20,67\,o.e.$$

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки $K-2$ (рис. 9):

$$z_{\Sigma K-2}=\sqrt{r_{Л}^2+\left(x_{\Sigma K-1}+x_{трВ}+x_{трН}\right)^2}=23,43\,o.e.$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке $K-2$:

$$I_{ПО(K-2)}=\frac{E_C^{''}}{z_{\Sigma K-2}}I_{б2}=\frac{1}{23,43}\cdot 165,15=7,04\,кА.$$

В этой точке необходимо учитывать подпитку тока КЗ от высоковольтных двигателей. Определим сопротивление подпитывающей цепочки:

1. Сопротивление двигателя и кабельной линии от двигателей цеха №1 до шин РУНН ПГВ (для двигателей мощностью $S_H = 2880\,кВ\cdot А$ типа СДН-18-61-16 в количестве 2 штук) [7]. КЛЭП:

$$I_P = \frac{S_{Н.СД}}{\sqrt{3}U_н} = \frac{2880}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3} = 277\,А,$$

$$F_{ЭК} = \frac{I_P}{J_{ЭК}} = \frac{277}{1{,}2} = 230{,}8\,мм^2.$$

Выбираем кабель марки ААШв-6-3х240 с $I_{уд} = 290\,А$.

Теперь определяем сопротивления КЛ:

$$r_{КЛ1} = r_0 l \frac{S_б}{U_н^2} = 0{,}129\cdot 0{,}2\cdot \frac{1800}{6{,}3^2} = 1{,}17\,о.е.,$$

$$x_{КЛ1} = x_0 l \frac{S_б}{U_н^2} = 0{,}071\cdot 0{,}2\cdot \frac{1800}{6{,}3^2} = 0{,}65\,о.е.,$$

$$x_{d1} = x_d^{''} \frac{S_б}{S_{тр}} = 0{,}2\cdot \frac{1800}{2{,}88} = 125\,о.е.,$$

$$z_1 = \sqrt{r_{КЛ1}^2 + (x_{КЛ1} + x_{d1})^2} = \sqrt{1{,}17^2 + (0{,}65 + 125)^2} = 127{,}36\,о.е.$$

Аналогично определяем $r_{КЛ2}$, $x_{КЛ2}$, x_{q2}, z_2 и получаем те же самые значения.

2. Сопротивление двигателя и кабельной линии от двигателей цеха №2 до шин РУНН ПГВ (для двигателей мощностью $S_H = 550\,кВ\cdot А$ типа СДН-2-16-41-16 в количестве 2 штук) [7]. КЛЭП:

$$I_P = \frac{S_{Н.СД}}{\sqrt{3}U_н} = \frac{515}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3} = 47{,}25\,А,$$

$$F_{ЭК} = \frac{I_P}{J_{ЭК}} = \frac{42{,}5}{1{,}2} = 39{,}4\,мм^2.$$

Выбираем кабель марки ААШв-6-3х50.

Теперь определяем сопротивления КЛ:

$$r_{КЛ3} = r_0 l \frac{S_б}{U_н^2} = 0{,}167\cdot 0{,}1\cdot \frac{1800}{6{,}3^2} = 0{,}58\,о.е.,$$

$$x_{КЛ3} = x_0 l \frac{S_б}{U_н^2} = 0{,}073\cdot 0{,}05\cdot \frac{1800}{6{,}3^2} = 0{,}33\,о.е.,$$

$$x_{d3} = x_d^{''} \frac{S_б}{S_{тр}} = 0{,}2\cdot \frac{1800}{0{,}515} = 699{,}1\,о.е.,$$

$$z_1=\sqrt{r_{КЛ3}^2+\left(x_{КЛ3}+x_{d3}\right)^2}=746,6 o.e.$$

Аналогично определяем $r_{КЛ4}$, $x_{КЛ4}$, x_{q4}, z_4 и получаем те же самые значения.

3. Сопротивление двигателя и кабельной линии от двигателей цеха №4 до шин РУНН ПГВ (для двигателей мощностью $S_H=1000 кВ\cdot А$ типа СДН-16-49-673 в количестве 2 штук) [11]. КЛЭП:

$$I_P=\frac{S_{Н.СД}}{\sqrt{3}U_н}=\frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 6,3}=91,7 А,$$

$$F_{ЭК}=\frac{I_P}{J_{ЭК}}=\frac{91,7}{1,2}=76,4 мм^2.$$

Выбираем кабель марки ААШв-6-3х95.

Теперь определяем сопротивления КЛ:

$$r_{КЛ5}=r_0 l\frac{S_б}{U_н^2}=0,129\cdot 0,07\cdot\frac{1000}{6,3^2}=0,36 o.e.,$$

$$x_{КЛ5}=x_0 l\frac{S_б}{U_н^2}=0,071\cdot 0,3\cdot\frac{1800}{6,3^2}=0,23 o.e.,$$

$$x_{d5}=x_d^{''}\frac{S_б}{S_{тр}}=0,02\cdot\frac{1800}{1,0}=360 o.e.$$

$$z_1=\sqrt{r_{КЛ5}^2+\left(x_{КЛ5}+x_{d5}\right)^2}=360,6 o.e.$$

$$z_1=\sqrt{r_{КЛ5}^2+\left(x_{КЛ5}+x_{d5}\right)^2}=\sqrt{0,74^2+\left(0,33+111,4\right)^2}=112,5 o.e.$$

Аналогично определяем $r_{КЛ6}$, $x_{КЛ6}$, x_{q6}, z_6 и получаем те же самые значения.

4. Сопротивление двигателя и кабельной линии от двигателей цеха №12 до шин РУНН ПГВ (для двигателей мощностью $S_H=2020 кВ\cdot А$ типа СДН-2-16-41-16 в количестве 2 штук) [11]. КЛЭП:

$$I_P=\frac{S_{Н.СД}}{\sqrt{3}U_н}=\frac{2020}{\sqrt{3}\cdot 6,3}=185,3 А,$$

$$F_{ЭК}=\frac{I_P}{J_{ЭК}}=\frac{185,3}{1,2}=154,4 мм^2.$$

Выбираем кабель марки ААШв-3х185.

Теперь определяем сопротивления КЛ:

$$r_{КЛ7}=r_0 l\frac{S_б}{U_н^2}=0,129\cdot 0,05\cdot\frac{1800}{6,3^2}=0,26\,o.e.,$$

$$x_{КЛ7}=x_0 l\frac{S_б}{U_н^2}=0,071\cdot 0,05\cdot\frac{1800}{6,3^2}=0,23\,o.e.,$$

$$x_{d7}=x_d^{''}\frac{S_б}{S_{тр}}=0,02\cdot\frac{1800}{2,02}=178,2\,o.e.$$

$$z_1=\sqrt{r_{КЛ7}^2+(x_{КЛ7}+x_{d7})^2}=180,52\,o.e.$$

Аналогично определяем $r_{КЛ8}$, $x_{КЛ8}$, x_{q8}, z_8 и получаем те же самые значения.

Произведем дальнейшие преобразования:

$$z_9=\frac{z_1 z_2}{z_1+z_2}=\frac{127,36\cdot 127.36}{127,36+127,36}=63,68\,o.e.$$

$$z_{10}=\frac{z_9 z_3}{z_9+z_3}=\frac{63,68\cdot 746,63}{63,68+746,63}=54,12\,o.e.$$

$$z_{11}=\frac{z_{10} z_5}{z_{10}+z_5}=\frac{54,12\cdot 360,58}{54,12+360,58}=47,06\,o.e.$$

$$z_{12}=\frac{z_{11} z_7}{z_{11}+z_7}=\frac{47,06\cdot 180,52}{47,06+180,52}=37,3\,o.e.$$

Начальная периодическая составляющая тока подпитки от высоковольтных двигателей определяется следующим образом:

$$I_{ПО(К-2)}=\frac{E_C^{''}}{z_\Sigma}I_{б2}=\frac{1}{37,3}\cdot 165,15=4,4\,кА$$

Тогда ударный ток $i_{уд}$ в точке $К-2$ с учетом подпитки от СД равен:

$$i_{уд}=\sqrt{2}\left(K_{удЭД}I_{ПОЭД}+K_{уд}I_{ПО(К-2)}\right)=\sqrt{2}\cdot(1,8\cdot 4,4+1,91\cdot 7,04)=30,6\,кА,$$

где $K_{уд}=1+e^{-0,01/T_a}=1+e^{-0,01/0,118}=1,91$;

$$T_a=\frac{x_\Sigma}{\omega(r_\Sigma+z_{тр})}=0,118\,c.$$

Расчет токов короткого замыкания в точке $К-3$.

Систему принимаем системой бесконечной мощности, т.е. $x_C=0, S_C=\infty$.

Сопротивление цехового трансформатора ТП 6 (ТМЗ-400)[11] табл.2.50

Сопротивление цехового трансформатора ТП 9 (ТМЗ-400) [11]табл.2.50

$$r_{тр}=0,68\,мОм,\quad x_{тр}=3,4\,мОм.$$

Сопротивление трансформатора тока (3000/5)

$$r_{TA}=0\,мОм,\quad x_{TA}=0\,мОм.$$

Сопротивление шинопровода на $I_н=3200\,A$ [11] табл. 2.52

$$r_ш=0,015\,мОм,\quad x_ш=0,007\,мОм.$$

Сопротивление автоматического выключателя 4000 A [11] табл. 2.54

$$r_{AB}=0,1\,мОм,\quad x_{AB}=0,05\,мОм.$$

Сопротивление дуги

$$r_д=3\,мОм.$$

Сопротивление контактов:

- для контактных соединений шинопроводов $r_{кш}=0,01\,мОм$,

- для контактных соединений коммутационного аппарата $r_{к.ком.аппар.}=1\,мОм$.

Тогда результирующее сопротивление схемы замещения равно:

$$r_Σ=r_{тр}+r_{TA}+r_ш+r_{AB}+r_д+r_{кш}+r_{к.ком.аппар.}$$ ¿

$$r_{\sum}$$ ¿$=0,68+0+0,015+0,1+3+0,01+1=4,81\,мОм,$

$$x_Σ=x_{тр}+x_{TA}+x_ш+x_{AB}=3,4+0+0,007+0,05=3,46\,мОм,$$

$$z_Σ=\sqrt{r_Σ^2+x_Σ^2}=\sqrt{4,81^2+3,46^2}=5,92\,мОм.$$

Ток трехфазного КЗ в точке $K-3$ определяется по формуле:

$$I_{ПО(K-3)}=\frac{U_н}{\sqrt{3}z_Σ}=\frac{400}{\sqrt{3}\cdot 5,92}=39,05\,кА.$$

Ударный ток равен:

$$i_{уд}=\sqrt{2}K_{уд}I_{ПО(K-3)}=\sqrt{2}\cdot 1,013\cdot 39,05=56,5\,кА,$$

где $K_{уд}=1+e^{-0,01/T_a}=1+e^{-0,01/0,0023}=1,013$;

$T_a=\frac{x_Σ}{\omega\cdot r_Σ}=0,0023\,c.$

Таблица 12 - Величины токов КЗ

Точка КЗ	$I_{ПО}$, $кА$	$i_{уд}$, $кА$
K -1	7,11	16,4
K - 2	11,44	30,6
K - 3	39,05	56,5

9. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор и проверка высоковольтных выключателей.

Ток в питающей линии ВЛЭП в нормальном режиме $I_{НР}=65\,А$, в послеаварийном режиме – $I_{ПАР}=130\,А$.

Предварительно выбираем выключатель марки ВМТ-110Б-20/1000УХЛ1. [6]

Тогда тепловой импульс равен:

$$B_K=I^2_{ПО(К-1)}\left(\tau+T_a\right)=I^2_{ПО(К-1)}\left(t_{РЗ}+t_{ОВ}+T_a\right)=$$
$$¿7,11^2\cdot\left(1{,}8+0{,}1+0,115\right)=101,9\,кА^2\cdot с,$$

где $t_{РЗ}=1{,}8\,с$; $t_{ОВ}=0{,}1\,с-$ время отключения выключателя;

$T_a=0,115\,с-$ постоянная времени затухания апериодической составляющей.

Таблица 13 - Проверка высоковольтных выключателей

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст}=110\,кВ$	$U_{ном}=110\,кВ$	$U_{ном}\geq U_{уст}$
$I_{раб.\max}=130\,А$	$I_{ном}=1000\,А$	$I_{ном}\geq I_{раб.\max}$

$I_{ПО} = 7{,}11\ кА$	$I_{откл.н} = 20\ кА$	$I_{откл.н} \geq I_{ПО}$
$i_{уд} = 16{,}4\ кА$	$i_{т.дин} = 52\ кА$	$i_{т.дин} \geq i_{уд}$
$B_K = 101{,}9\ кА^2 \cdot с$	$I_T t_T = 20\ кА\ 3\ с$	$I_T^2 t_T = 1200\ кА^2 \cdot с \geq B_K$

Выключатель по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

Выбор и проверка разъединителей.

Предварительно выбираем разъединитель марки РНДЗ-110/630У1 [6].

Таблица 14 - Проверка разъединителя

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст} = 110\ кВ$	$U_{ном} = 110\ кВ$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.\max} = 130\ А$	$I_{ном} = 630\ А$	$I_{ном} \geq I_{раб.\max}$
$i_{уд} = 16{,}4 кА$	$i_{т.дин} = 80\ кА$	$i_{т.дин} \geq i_{уд}$
$B_K = 96{,}1\ кА^2 \cdot с$	$I_T t_T = 31{,}5\ кА\ 3\ с$	$I_T t_T = 3969\ кА^2 \cdot с \geq B_K$

Разъединитель по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

Выбор и проверка выключателей на стороне $6\ кВ$.

Выбираем выключатель на отводе трансформатора ТРДН-25000/110. Максимальный рабочий ток равен:

$$I_{раб.\max} = \frac{S'/2}{n\sqrt{3}U_C} = \frac{33685{,}1/2}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 1728{,}5\ А.$$

Предварительно выбираем для установки КРУ марки КЭ-6/40 с выключателем марки ВЭ-6-40/3200У3. Тогда тепловой импульс равен:

$$B_K = I^2_{ПО(К-2)}(\tau + T_a) = 7{,}04^2 \cdot (1{,}4 + 0{,}06 + 0{,}118) = 133{,}7\ кА^2 \cdot с.$$

Таблица 15 - Проверка выключателей на стороне 6 кВ

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст} = 6\ кВ$	$U_{ном} = 6\ кВ$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.max} = 1528{,}5$ А	$I_{ном} = 3200$ А	$I_{ном} \geq I_{раб.\max}$
$I_{ПО} = 11{,}44\ кА$	$I_{откл.н} = 40\ кА$	$I_{откл.н} \geq I_{ПО}$
$i_{уд} = 4{,}4\ кА$	$i_{т.дин} = 128\ кА$	$i_{т.дин} \geq i_{уд}$
$B_K = 133.7 кА^2 \cdot с$	$I_T / t_T = 40\ кА / 4\ с$	$I_T^2 t_T = 6400\ кА^2 \cdot с \geq B_K$

Выключатель по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

Выбор и проверка коммутационных аппаратов $0{,}4\,кВ$.

Выбираем автоматический выключатель на стороне $0{,}4\,кВ$. Максимальный рабочий ток равен:

$$I_{раб.\max}=\frac{S_{Р.В.Ц.10}}{\sqrt{3}U_C}=\frac{595{,}08}{\sqrt{3}\cdot 0{,}4}=859{,}9\,А.$$

Выбираем выключатель марки ВА83-41.

Таблица 16 - Проверка коммутационных аппаратов 0,4 кВ

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст}=0{,}4\,кВ$	$U_{ном}=0{,}4\,кВ$	$U_{ном}\geq U_{уст}$
$I_{раб.\max}=859{,}9\,А$	$I_{ном}=1000\,А$	$I_{ном}\geq I_{раб.\max}$
$I_{ПО}=39{,}05\,кА$	$I_{откл.н}=80\,кА$	$I_{окл.н}\geq I_{ПО}$

Выключатель по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке. Уставка тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{расц}=1{,}25\,I_{раб.\max}=1{,}25\cdot 859{,}9=1074{,}9\,А.$$

Принимаем уставку тока $I_{расц}=1100\,А$.

Проверка кабельных линий на термическую стойкость.

Определим минимальное сечение кабельной линии отходящей от ПГВ к ТП №1, 3, 5, 10 и 12 на $6\,кВ$ (для кабельных линий с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами $C=85\,\frac{А\cdot с^{1/2}}{мм^2}$):

$$F_{\min.доп}=\frac{I_\infty\sqrt{t_П}}{C}=\frac{\sqrt{B_K}}{C}=\frac{\sqrt{133{,}2}\cdot 10^3}{85}=135\,мм^2,$$

Условие $F_{ст}>F_{\min.доп}$ выполняется для кабельных линий ПГВ – ТП1, ПГВ-ТП12.

Для кабельных линий ПГВ-ТП2, ПГВ-ТП4 не прошедших проверку на термическую стойкость выбираем кабели ААШв-3х185.

Выбор и проверка трансформатора тока (TT).

По напряжению и току в первичной обмотке ТТ выбираем трансформатор тока марки ТШЛ-10У3.

Проверку на динамическую стойкость не производим, т.к. ТШЛ-10У3 – это шинный трансформатор тока. Трансформатор тока включен в сеть по схеме «неполной звезды» (рис. 10).

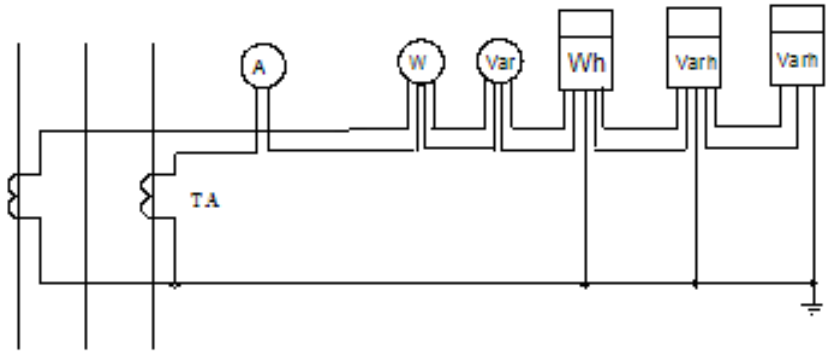


Рисунок 10 - Схема подключения измерительных приборов к ТТ

Для того, чтобы трансформатор тока не вышел за заданные пределы класса точности 1 (технический учет), необходимо выполнение условия $z_{2ном} \geq z_2$, где $z_2 = r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к -$ полное сопротивления токовых цепей, $Ом$.

Для определения сопротивления приборов $r_{приб}$, питающихся от трансформатора тока, необходимо составить таблицу-перечень электроизмерительных приборов, устанавливаемых в данном присоединении (табл. 17).

Таблица 17 - Таблица-перечень измерительных приборов

Прибор	Тип	Количество	$S_{пр.А}, В \cdot А$	$S_{пр.С}, В \cdot А$
Амперметр	Э-377	1	0,1	-
Ваттметр	Д-335	1	0,5	0,5
Варметр	Д-335	1	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	СЭТ3	1	2	2
Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	2	2	2

Суммарное сопротивление приборов рассчитывается по суммарной

мощности:

$$r_{приб}=\frac{S_2}{I_{2ном}^2}=\frac{10,1}{5^2}=0,4\,Ом$$

Сопротивление соединительных проводов $r_{пр}$ определяем по площади сечения и длине проводов (при установке в шкафах КРУ $l=6\,м$, т.к. схема соединения «неполная звезда», то расчетная длина равна $l_р=\sqrt{3}l$):

$$r_{пр}=\frac{l_р\rho_{медь}}{F_{пр}}=\frac{\sqrt{3}\cdot 6\cdot 17,8}{2,5}=74\,мОм,$$

где $l_р-$ расчетная длина провода, $м$; $\rho_{медь}=17,8\,Ом/м-$ удельное сопротивление материала провода (медь); $F_{пр}=2,5\,мм^2-$ сечение кабеля.

Сопротивление контактов $r_к$ принимаем равным $0,1\,Ом$, т.к. количество приборов более 3-х, тогда z_2 равно

$$z_2=r_2=r_{приб}+r_{пр}+r_к=0,4+0,074+0,1=0,57\,Ом$$

Таблица 18 - Проверка ТТ

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{уст}=6\,кВ$	$U_{ном}=6\,кВ$	$U_{ном}\geq U_{уст}$
$I_{раб.\max}=684,5\,А$	$I_{ном}=1000\,А$	$I_{ном}\geq I_{раб.\max}$
$B_К=175,13\,кА^2\cdot с$	$t_Т=3, k_Т=35$	$(k_Т I_{1ном})^2 t_Т\geq B_К$
$z_2=0,57\,Ом$	$z_{2ном}=1,2\,Ом$	$z_{2ном}\geq z_2$

Трансформатор тока по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

Выбор и проверка трансформатора напряжения ($ТН$).

Трансформатор напряжения выбирается по конструкции; схеме замещения; $U_{Сном}=U_{1ном}$, где $U_{Сном}-$ номинальное напряжение сети, к которой присоединяется ТН, $кВ$, $U_{1ном}-$ номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, $кВ$; классу точности; $S_{2ном}\geq S_{2расч}$, где $S_{2ном}-$

номинальная мощность вторичной цепи ТН, обеспечивающая его работу в заданном классе точности, $B \cdot A$, $S_{2\,расч}-$ расчетная мощность, потребляемая вторичной цепью, $B \cdot A$.

Выбираем трансформатор напряжения марки НАМИ-6. Схема подключения измерительных приборов показана на рисунке 11.

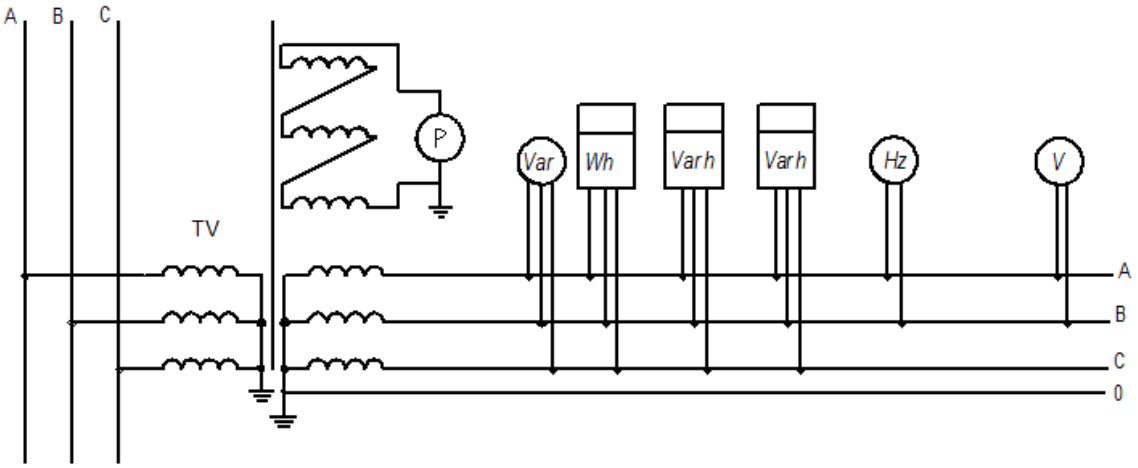


Рисунок 11 - Схема подключения измерительных приборов к ТН

Для определения расчетной мощности, потребляемой вторичной цепью $S_{2\,расч}$, необходимо составить таблицу-перечень электроизмерительных приборов, устанавливаемых в данном присоединении (табл. 19).

Таблица 19 - Таблица-перечень измерительных приборов

Прибор	Тип	Количество	$S_{пр}, B \cdot A$	$S_{\Sigma пр}, B \cdot A$
Ваттметр	Д-335	13	1,5	9,5
Варметр	Д-335	13	1,5	9.5
Счетчик активной энергии	СЭТ3	13	2	26
Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	26	2	52
Вольтметр	Э-335	1	2	109

В итоге получаем $U_{Сном} = U_{1\,ном} = 6\,кВ$, класс точности 1 (технический учет), $S_{2\,ном} = 200\,B \cdot A$, $S_{2\,расч} = 109\,B \cdot A$, следовательно, условие $S_{2\,ном} \geq S_{2\,расч}$ выполняется.

Трансформатор напряжения по условиям проверки проходит. Принимаем его к установке.

11. МОНТАЖ СИЛОВЫХ ЛИНИЙ

До начала работ по сооружению воздушных линий электропередачи (ВЛ) должны быть выполнены следующие работы:

- получены разрешения на ведение работ по трассе ВЛ, включая территории лесных массивов и сельскохозяйственных угодий;
- подготовлены временные помещения для размещения монтажных бригад и прорабских участков;
- организованы временные базы для складирования материалов;
- проверены состояние дорог, мостов и подъездных путей к трассе ВЛ, при необходимости сооружены временные подъездные дороги;
- расчищена полоса земли вдоль трассы, а в лесной местности устроены просеки;
- осуществлен предусмотренный проектом снос строений, находящихся на трассе ВЛ или вблизи нее и препятствующих производству

работ;

- выполнен производственный пикетаж - установка вдоль трассы ВЛ пикетов, отмечающих будущие места установки опор.

После устройства временных баз для хранения материалов выполняется транспортировка этих материалов в район прохождения трассы ВЛ.

Перевозка опор на трассу ВЛ осуществляется специальными столбовозами. Барабаны с проводом перевозят в вертикальном положении, закрепляя их в кузове автотранспорта растяжками из стальной проволоки. Фарфоровые и стеклянные подвесные изоляторы, предварительно проверенные и собранные в гирлянды требуемой длины, транспортируются на трассу ВЛ в специальных деревянных контейнерах, предохраняющих изоляторы от механических повреждений. Разгрузка опор и барабанов с проводом должна выполняться, как правило, подъемными кранами.

Поставка строительной техники на трассу ВЛ осуществляется своим ходом или на специальных автомобильных платформах.

11.1 Сборка опор

Стойки деревянных опор (рис. 12) соединяются внахлест с железобетонными приставками (пасынками). Соединения приставок с деревянной стойкой выполняются с помощью бандажей из стальной проволоки или стальных хомутов. Для бандажей применяется мягкая оцинкованная проволока диаметром 4 мм или неоцинкованная проволока диаметром 5…6 мм. Число витков бандажа принимается равным:

- 12 – при диаметре проволоки 4 мм;
- 10 – при диаметре проволоки 5 мм;
- 8 – при диаметре проволоки 6 мм.

Деревянные опоры для ВЛ напряжением 35 кВ и выше поставляются отдельными элементами (стойки, траверса, раскосы), сборка которых между собой выполняется с помощью болтовых соединений.

В стойках деревянных опор ВЛ напряжением до 10 кВ высверливаются отверстия для вкручивания стальных крючьев, на которые с помощью полиэтиленовых колпачков армируются штыревые изоляторы. На траверсах деревянных П-образных опор ВЛ напряжением 35 кВ и выше в просверленные отверстия устанавливаются элементы сцепной арматуры для дальнейшего крепления гирлянд изоляторов. При необходимости по стойке деревянной опоры прокладывается заземляющий спуск из стальной проволоки.

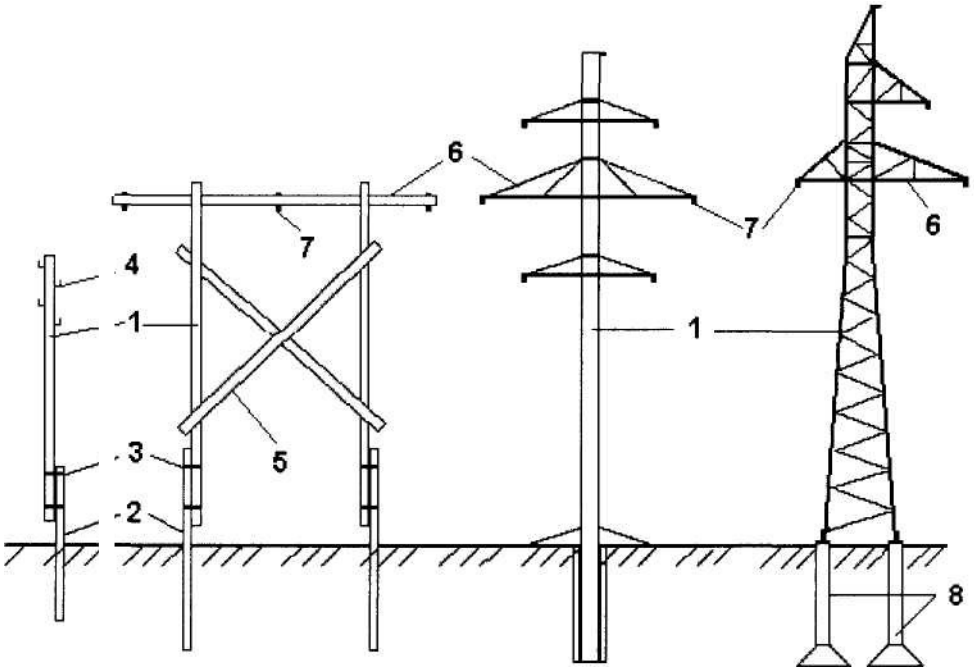
На железобетонных опорах ВЛ с помощью специальных хомутов монтируются стальные траверсы. Для ВЛ напряжением до 10 кВ эти траверсы имеют штыри, на которые с помощью полиэтиленовых колпачков армируются штыревые изоляторы. Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше на концы траверс устанавливаются элементы сцепной арматуры для дальнейшего крепления гирлянд подвесных изоляторов.

Металлические опоры поставляются отдельными элементами, сборка которых между собой выполняется с помощью болтовых соединений. После завершения сборки металлических опор производится восстановление их антикоррозийного покрытия в местах его повреждения при транспортировке и сборке.

Сборка опор выполняется по возможности ближе к месту ее будущей установки. При сборке применяются автокраны, домкраты и другие механизмы и инструменты. Собранные опоры должны соответствовать рабочим чертежам проекта ВЛ.

11.2 Фундаменты опор

Металлические опоры устанавливаются на железобетонные фундаменты (подножники) или сваи. Котлованы под фундаменты металлических опор разрабатываются экскаваторами. Заглубление железобетонных свай в грунт выполняется виброударным способом. Глубина заложения фундаментов или свай должна соответствовать проекту ВЛ.



а *б* *в*

Рисунок 12 - Деревянные (а), железобетонная (б) и стальная (в) опоры ВЛ: 1 - стойка опоры; 2 - железобетонная приставка (пасынок); 3 - бандаж из стальной проволоки или стальной хомут; 4 - крючья для армировки изоляторов; 5 - рас- косы для жесткости; 6 - траверсы; 7 - сцепная арматура для крепления гирлянды изоляторов; 8 - железобетонные фундаменты

Одновременно с устройством фундаментов выполняется монтаж заземляющих устройств – устанавливаются искусственные вертикальные и горизонтальные заземлители. В качестве естественных заземлителей используются непосредственно железобетонные фундаменты опор.

Верхние части железобетонных фундаментов нивелируются по горизонтали и на них устанавливается жесткий шаблон, соответствующий размерам нижней части металлической опоры. После этого котлованы засыпаются с послойной трамбовкой грунта. Шаблон снимается после засыпки котлованов.

Железобетонные и деревянные опоры устанавливаются без фундаментов. Котлованы для деревянных и железобетонных опор разрабатываются специальными буровыми машинами. Диаметр котлована должен превышать нижний диаметр (размер) стойки опоры на 5…10 см.

Глубина котлованов должна соответствовать проекту ВЛ.

Установка опор. Методы установки опор зависят от их конструкций, фундаментов, а также наличия тех или иных подъемных средств и механизмов. Большинство опор устанавливаются с помощью подъемного крана соответствующей грузоподъемности. Вылет и рабочий ход стрелы подъема крана должны обеспечивать полный подъем опоры, перемещение ее к месту установки и удержание в вертикальном положении до закрепления опоры на фундаменте или в грунте.

При установке опоры выверяется ее вертикальное положение. Для металлических опор используются металлические прокладки, устанавливаемые между пятой опоры и верхней плоскостью железобетонного фундамента. Вертикальность деревянных и железобетонных опор достигается с помощью временных оттяжек и упоров до окончательного закрепления опоры в грунте. Котлованы под деревянные и железобетонные опоры после выверки их вертикального положения засыпаются гравийно-песчаной смесью с послойным трамбованием.

11.3 Монтаж проводов и молниезащитных тросов

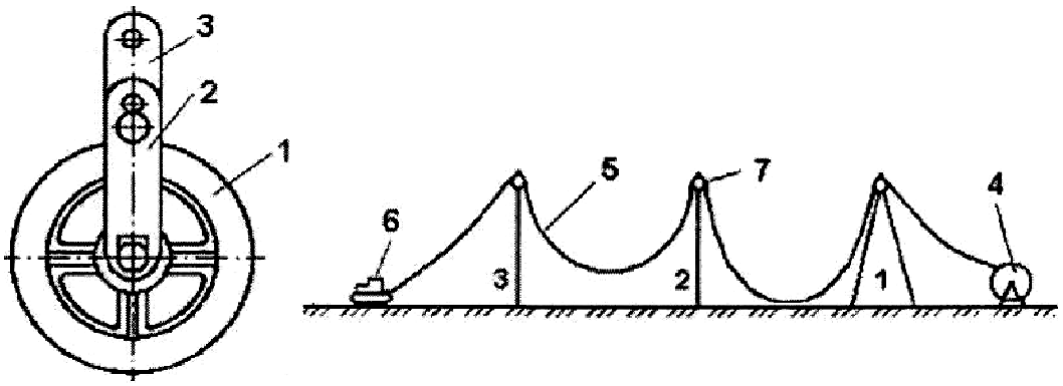
Монтаж проводов (тросов) выполняется отдельно на каждом участке ВЛ, ограниченном двумя ближайшими анкерными опорами (анкерном пролете), и состоит из следующих основных операций:

- раскатки проводов, включая их соединения и подъем на опоры;
- натяжения проводов с регулировкой стрелы провеса;
- крепления проводов к изоляторам опор.

Перед раскаткой проводов к опорам подвешиваются специальные монтажные ролики (13, *а*), на которые вывешивается провод в процессе раскатки, и по которым выполняется последующее натяжение провода. Раскатка проводов проводится с помощью тягового механизма (трактора) и может осуществляться двумя способами:

- установкой барабана с проводом на стационарном устройстве (козлах или винтовых домкратах) в начале монтируемого участка и закреплением конца провода у движущегося вдоль трассы трактора (рис. 13, б);
- закреплением конца провода в начале монтируемого участка и установкой барабана с проводом на движущемся вдоль трассы тракторе.

Второй способ раскатки обеспечивает лучшую сохранность про вода от механических повреждений при трении о грунте, однако применение этого способа ограничено. В частности, невозможно раскатать и вывесить средний провод у деревянных П-образных опор с раскосами.



а *б*

Рисунок 13 - Монтажный ролик (а) и фрагмент раскатки провода (б); а: 1 - диск; 2 - откидная щека для укладки провода; 3 - подвеска для крепления; б: 1 - анкерная опора; 2, 3 - промежуточные опоры; 4 - барабан с проводом; 5 - провод; 6 - тяговый механизм (трактор); 7 - монтажный ролик

Указанная технология раскатки применяется для голых (неизолированных) алюминиевых и сталеалюминиевых проводов.

При раскатке проводов производится их соединение. Голые алюминиевые и сталеалюминиевые провода сечением до 185 мм^2 соединяются с помощью овальных соединителей, представляющих собой алюминиевую трубку овального сечения. В соединитель с разных сторон

вставляются концы соединяемых проводов, после чего с помощью переносных монтажных инструментов производится скручивание соединителя (рис. 14, *а*) или его обжатие (рис. 14, *б*).

Для повышения надежности контактного соединения и уменьшения его переходного сопротивления короткие концы соединяемых проводов, выходящие из овального соединителя, свариваются с помощью термитного патрона (рис. 14, *г*).

Сталеалюминиевые провода сечением 240 мм^2 и более соединяются с помощью прессуемых соединителей, состоящих из двух трубок - стальной и алюминиевой (рис. 14, *в*). Для соединения таких проводов применяется переносный ручной пресс. С помощью стальной трубки 1 опрессовываются концы стальных сердечников соединяемых проводов, с помощью алюминиевой трубки 2, накладываемой поверх стальной, опрессовываются алюминиевые части соединяемых проводов.

В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на провод каждой фазы.

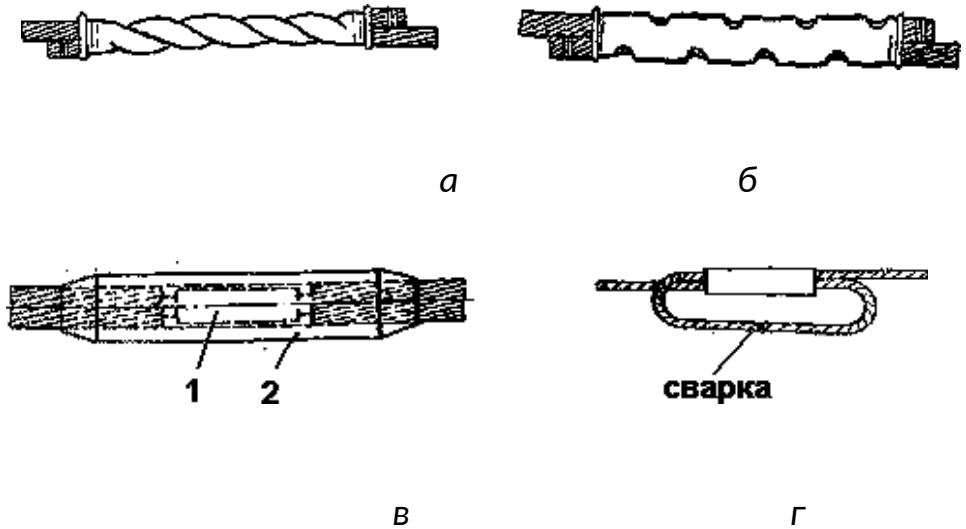
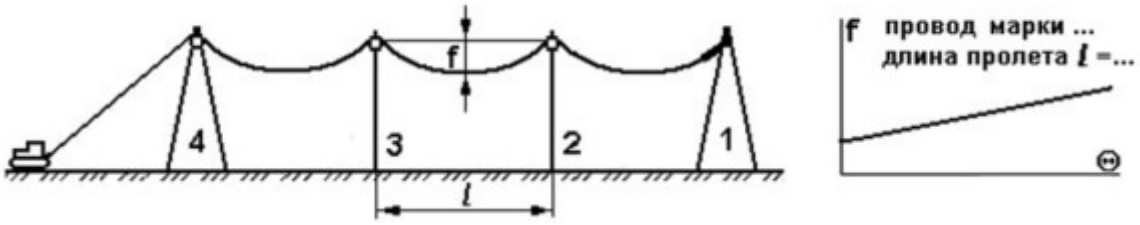


Рисунок 14 - Соединения алюминиевых и сталеалюминиевых проводов

11.4 Натяжение проводов

Выполняют с помощью тягового механизма (трактора, лебедки). При натяжении проводов необходимо следить за прохождением через монтажные ролики мест соединений проводов, у пересекаемых проезжих дорог должны

быть выставлены сигнальщики.



а *б*

Рисунок 15 - Натяжение проводов (а) и монтажный график (б)

При натяжении проводов регулируются их стрела провеса *f*-расстояние между прямой, соединяющей точки подвеса провода на опорах и низшей точкой провисания провода. Регулировка стрелы провеса выполняется по монтажным графикам (рис. 15, *б*) в соответствии с фактической температурой воздуха *t*°, маркой провода и длиной пролета *L*.

Измерение стрел провеса проводов может выполняться различными способами. В частности, для этих целей применяется простейшее приспособление – карманный высотомер (рис. 16). Этот прибор представляет собой плоскую коробку 1, имеющую форму равносторонней трапеции, в верхней части которой имеются смотровые отверстия 2, а в основании вставлено стекло, на котором нанесены две риски – верхняя 3 и нижняя 4.

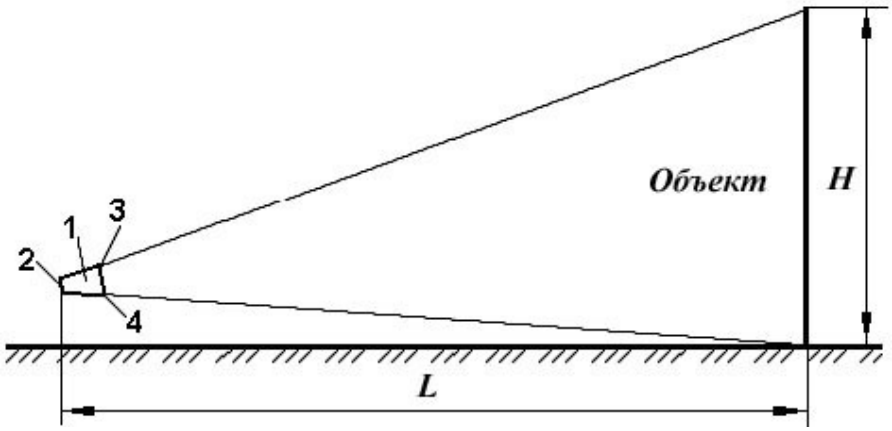


Рисунок 16 - Измерение высоты объекта

Для определения высоты измеряемого объекта *H* наблюдатель удаляется от него, держа прибор смотровыми отверстиями у глаз, на такое расстояние *L*, при котором верхняя риска совпадет с вершиной объекта, а нижняя – с его основанием.

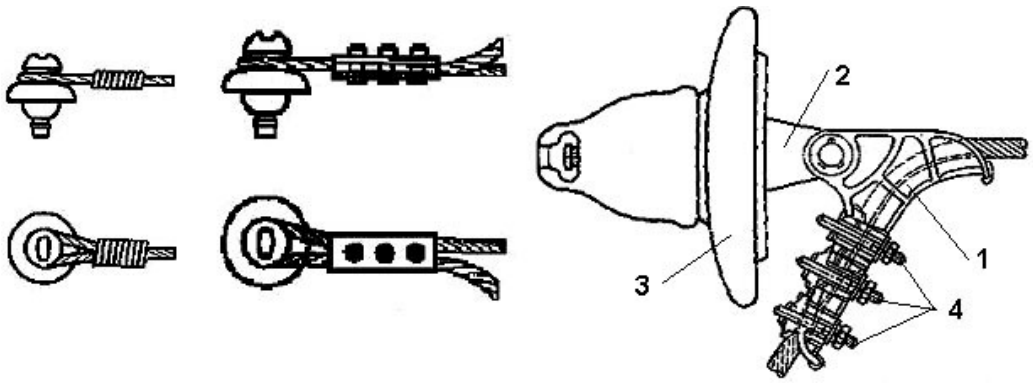
Для определения стрелы провеса провода измеряется сначала высота подвески провода на опоре, затем расстояние от низшей точки провисания провода до земли и находится разность полученных значений. Погрешность измерений таким прибором составляет 3...4 %, что вполне приемлемо.

11.5 Крепление голых проводов на анкерных опорах

Крепление ВЛ напряжением до 1 кВ со штыревыми изоляторами осуществляется закручиванием проводов так называемой «заглушкой» (рис. 17, *а*). На опорах ВЛ напряжением выше 1 кВ со стержневыми изоляторами крепление проводов выполняется петлей, образованной с помощью болтового плашечного зажима (рис. 17, *б*).

Крепление проводов на анкерных опорах с подвесными изоляторами осуществляется с помощью натяжных зажимов (рис. 17, *в*). Зажим 1 с помощью сцепной арматуры 2 крепится к нижнему изолятору гирлянды 3. Провод в зажиме затягивается прижимными плашками с помощью *U*-образных шпилек 4.

На анкерных опорах короткие концы проводов (шлейфы), идущие от двух натяжных зажимов одной фазы, соединяются болтовыми зажимами или свариваются с помощью термитного патрона.



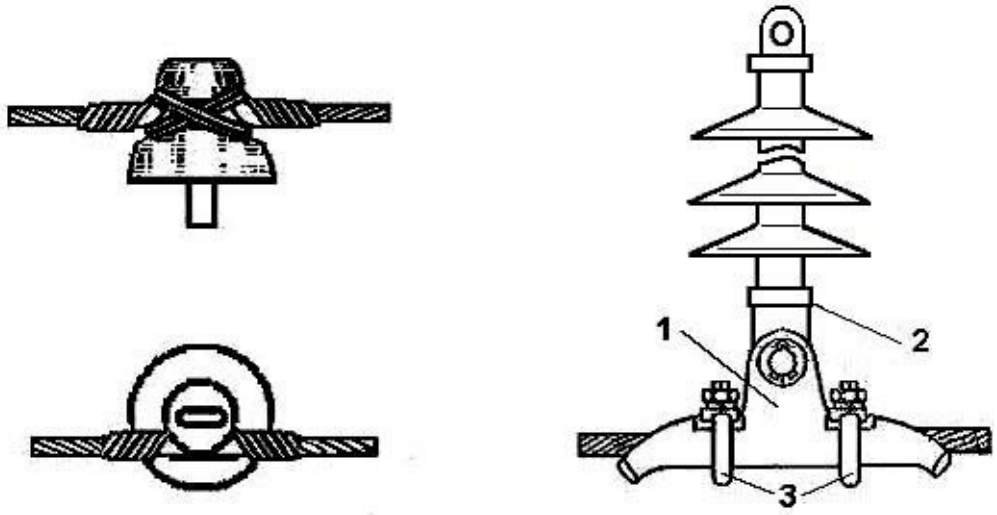
а *б* *в*

Рисунок 17 - Крепление проводов на анкерных опорах со штыревыми изоляторами (а, б); с подвесными изоляторами (в)

11.6 Крепление голых проводов на промежуточных опорах

Крепление со стержневыми изоляторами осуществляется вязкой из

алюминиевых проволок (рис. 18, *а*). На промежуточных опорах с подвесными изоляторами провод с монтажных роликов перекладывается в поддерживающий зажим 1 (рис. 18, *б*), прикрепляемый к нижней части изолятора 2. Провод в зажиме затягивается прижимными плашками с помощью *U*- образных шпилек 3. На рис. 18, *б* показан полимерный подвесной изолятор.



а *б*

Рисунок 18 - Крепление проводов на промежуточных опорах со штыревыми изоляторами (а) и подвесными изоляторами (б)

11.7 Монтаж молниезащитных тросов

Аналогичен монтажу проводов. Соединение тросов выполняется, как правило, с помощью стальных прессуемых соединителей. На ВЛ напряжением до 110 кВ крепление троса к опорам выполняется с помощью сцепной арматуры без изолятора. На ВЛ напряжением 220 кВ крепление троса ко всем опорам выполняется через подвесной изолятор, как правило, стеклянный, шунтированный искровым промежутком. В каждом анкерном участке на одной из анкерных опор трос заземляется.

Большинство работ по монтажу проводов и тросов связано с

подъемами на опоры. На ВЛ напряжением до 10 кВ монтажники поднимаются на опоры, как правило, с помощью монтажных когтей (лазов) и поясов. На ВЛ более высокого напряжения широко используются телескопические вышки и гидроподъемники.

После окончания всех монтажных работ на опоры ВЛ на высоте 2…3 м наносятся следующие знаки:

- порядковые номера опор;
- номер ВЛ или ее условное обозначение;
- информационные знаки с указанием ширины охранной зоны;
- предупредительные плакаты на всех опорах в населенной местности.

11.8 Монтаж трубчатых разрядников и заземляющих устройств

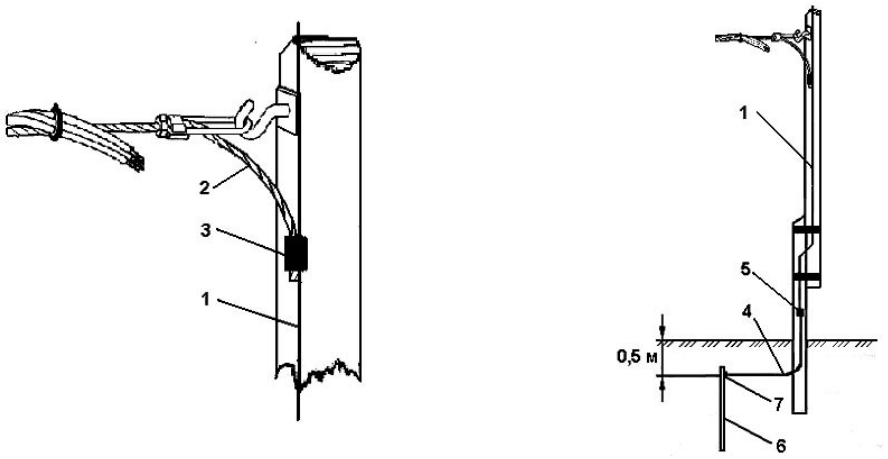
Трубчатые разрядники крепятся закрытым концом к элементам опор под углом 15° к горизонтали при более низком расположении открытого конца. Закрытый конец разрядника соединяется с заземляющим спуском на опоре из древесины или с металлом проводящей опоры (стальной и железобетонной). Длина внешнего искрового промежутка устанавливается в соответствии с проектом ВЛ.

Поскольку срабатывание разрядника сопровождается сильным выхлопом генерированного электрической дугой газа, открытый конец разрядника должен располагаться так, чтобы выхлопные газы не вызвали междуфазных перекрытий или перекрытий на землю. Зоны выхлопа разрядников разных фаз не должны пересекаться и охватывать элементы конструкций и проводов ВЛ.

При монтаже ВЛ напряжением до 1кВ выполняются заземляющие устройства для повторного заземления нулевого провода (PEN- проводника), защиты от грозовых перенапряжений, заземления электрооборудования, установленного на опорах ВЛ. Повторные заземления выполняются на концевых опорах линии и опорах с ответвлениями к вводам в здания, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школы) или

которые представляют большую материальную ценность (склады). Заземляющие устройства защиты от грозовых перенапряжений совмещаются с повторными заземлениями.

Схема выполнения совмещенного заземления на деревянной опоре ВЛ напряжением до 1 кВ приведена на рис. 1.8. Заземляющий спуск 1 выполняется стальной проволокой диаметром не менее 6 мм и крепится к телу опоры *U*-образными скобками. Присоединение заземляющего спуска к нулевому проводу 2 выполняется болтовым зажимом 3. Ужележобетонных опор нулевой провод соединяется со стальной арматурой, у металлических опор – с телом опоры.



а *б*

Рисунок 19 - Схема выполнения заземления на опоре ВЛ:

а - верхняя часть опоры; б - опора с заземляющим устройством

При монтаже ВЛ напряжением выше 1кВ заземляющие устройства выполняются у опор:

- имеющих молниезащитный трос;
- имеющих трубчатые разрядники, разъединители, предохранители и прочее оборудование;
- железобетонных и металлических при напряжении 6…35кВ.

Заземляющие спуски у деревянных опор выполняются стальным многожильным проводом сечением не менее 35 мм^2 или стальной проволокой диаметром не менее 10 мм.

В качестве заземлителей на ВЛ всех напряжений следует в первую

очередь использовать естественные заземлители (железобетонные фундаменты). При недостаточном сопротивлении естественных заземлителей устанавливаются искусственные заземлители 6 (рис. 19, *б*). При соединение заземляющего спуска деревянной опоры, стальной арматуры железобетонной опоры, тела металлической опоры к заземлителям выполняется заземляющим проводником 4. Заземляющий проводник соединяется с заземлителем сваркой 7, а с заземляющим спуском - свар кой или болтовым зажимом 5.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе выполнен расчет электрических нагрузок промышленного предприятия двумя методами – методом упорядоченных диаграмм и методом коэффициента спроса.

Построена картограмма электрических нагрузок, найдены координаты центра электрических нагрузок.

Определена система питания, построены графики нагрузки, выбраны силовой трансформатор, цеховые КТП, способ транспорта электрической энергии, сечения и марки проводников системы распределения. Рассчитаны токи короткого замыкания. Проведен выбор и проверка высоковольтного оборудования, а также проверка кабельных линий по термической стойкости, а также рассмотрен монтаж линий высоковольтных линий электропередач.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок.– 7-е изд. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 776 с.

2. Расчёт электрических нагрузок, выбор главных схем и оборудования систем электроснабжения объектов: Учеб. пособие / В.Ф. Небускин, В.К. Федоров, А.Д. Эрнст; Под общ. ред. В.К. Грунина. Изд. 2-е испр. и доп. Омск: Изд–во ОмГТУ, 2014. – 144 с.

3. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005. – 672 с.

4. Эффективные инженерные решения по повышению пропускной способности ВЛ на основе применения системы мониторинга тока и температуры проводов, математического моделирования поведения элементов линий в различных режимах эксплуатации // Материалы презентации МРСК Ходинг.

5. Костиков И. Система мониторинга CAT-1 — повышение пропускной способности и надежности в ЛЭП // Энергетика. 2011. № 3 (38).

6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

7. Самарин А. В., Рыгалин Д. Б., Шкляев А. А. Современные технологии мониторинга воздушных электросетей ЛЭП // Естественные и технические науки. 2012. № 1, 2.

8. Фёдоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472с.

9. Фёдоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1987.– 368 с.

10. Волобринский С.Д. Электрические нагрузки и балансы промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1976. – 264 с.

11. Справочник по проектированию электроснабжения промышленных пред-приятий/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. –

576с.

12. Анастасиев П.И., Фролов Ю.А. Сооружение и монтаж линий 3-10 кВ. – М-Л.: «Энергия», 1965. – 48 с.

13. Виноградов Д.Е. Монтаж опор линий электропередачи 110-500 кВ. – М.: «Энергия», 1971. – 96 с.

14. Белоцерковец В.В. Справочник по монтажу электроустановок промышленных предприятий (Кн.2). – М.: «Энергоиздат», 1982. – 400

15. Боричев И.Е. Справочник по электроустановкам промышленных предприятий. Том второй: Монтаж электроустановок. – «Энергия», 1964. – 1008 с.

16. Даценко В.А., Сивков А.А., Герасимов Д.Ю. Монтаж, ремонт и эксплуатация электрических распределительных сетей в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2007. – 132 с.

17. Костин В.Н. Монтаж и эксплуатация оборудования систем электроснабжения: Учебное пособие. – СПб.: СЗТУ, 2004 – 184с.

18. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкция и механический расчет линий электропередач. – Л.: Энергия, 1979. –312 с.

19. Магазинник Л.Т. Монтаж линий электропередач самонесущими изолированными проводами. – Ульяновск: УлГТУ, 2005. – 77 с.

20. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ (том I). – М.: Папирус Про, 1999. – 608 с.