

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжение группы цехов производства пластмасс

Обучающийся

А.А. Богатырев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И.В. Горохов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

В бакалаврской работе с достаточной степенью подробности рассматривается тема обеспечения надежного электроснабжения промышленного предприятия, которое занимается производством пластмасс, в том числе готовых изделий из пластика. Промышленное предприятие имеет несколько цехов, связанных технологической цепочкой полного цикла изготовления готовых деталей, а также вспомогательных производств. На основании исходных данных по электрическим нагрузкам всех приемников электрической энергии, полученных в ходе практики, были выполнены все типовые этапы проектирования для обеспечения надежной системы электроснабжения промпредприятия: произведены расчеты электрических нагрузок по типовым методикам, рассмотрели несколько вариантов схем и выбрали на основании технико-экономических показателей (с учетом потерь энергии) оптимальную схему внутризаводского электроснабжения с возможностью дальнейшего расширения и увеличения мощности нагрузок в перспективе развития предприятия. Предусматривается технологическая возможность резервирования системы. Также рассмотрены вопросы по компенсации реактивной мощности для обеспечения эффективной загрузки распределительных электрических сетей предприятия и силовых трансформаторов. Рассмотрены нормальные и возможные аварийные режимы, на основании расчетов определены параметры электрического оборудования и выбраны тип. При подборе типа оборудования рассматривались отечественные производители в рамках программы импортзамещения. Немаловажную роль при подготовке проектирования сыграли вопросы обеспечения безопасности в обслуживании для персонала и надежности энергоснабжения.

Содержание

Введение	4
1 Исходные данные	6
1.1 Электрические нагрузки предприятия	6
1.2 Электрические нагрузки штамповочно-заготовительного цеха	8
2 Основной раздел	10
2.1 Расчет по методу коэффициента спроса и установленной мощности	10
2.2 Расчет методом упорядоченных диаграмм	15
2.3 Расчет методом электрической нагрузки по всему предприятию	18
2.4 Картограмма электрических нагрузок	21
2.5 Выбор электрической схемы внешнего электроснабжения	23
2.6 Выбор мощности числа цеховых трансформаторов при учете компенсации реактивной мощности	28
2.7 Выбор напряжения для внутривзаводского электроснабжения	32
2.8 Выбор электрической схемы внутривзаводского электроснабжения на основании технико-экономических расчетов	33
2.9 Расчет токов коротких замыканий	42
2.10 Выбор и проверка токоведущих частей и электрических аппаратов	49
2.11 Расчет релейной защиты элементов сети и автоматизация системы электроснабжения	63
2.12 Молниезащита и расчет защитного заземления	70
Заключение	76
Список используемых источников	77

Введение

“Системы электроснабжения для промышленных предприятий организуют для обеспечения электрического питания промышленных электроприёмников, к которым относятся, например, электрические двигатели различных станков и механизмов, электропечи, электроаппараты и машины для электрической сварки, установки освещения и прочее” [2].

Развитие научных достижений, широкое внедрение инновационных технологий требует совершенствования промышленного электроснабжения и ставит следующие задачи при проектировании: создание экономичных, высоконадежных систем электроснабжения промпредприятий, в том числе освещения, автоматизированных систем управления технологическими процессами, внедрения современных микропроцессорных устройств, элегазового и вакуумного электрооборудования, современных комплектных распределительных и преобразовательных устройств.

В функциональной структуре промышленного предприятия особенностью электроснабжения является то, что затраты на электроэнергию являются существенной частью в конечной стоимости готового материала (пластмассы) и входит в себестоимость выпускаемой продукции. При этом доля энергозатрат в себестоимости продукции зависит от отрасли промышленности. В производстве пластмасс на их долю приходится существенная часть себестоимости продукции. Поэтому все более актуальнее для крупных предприятий становится проблема энергоснабжения. До сих пор энергосберегающие мероприятия внедрялись мало из-за отсутствия экономических стимулов и средств к их осуществлению. Проблема энергосбережения на промышленных предприятиях ведет к внедрению новых видов тарифов и способов учета энергии.

Для успешного развития производства в условиях рыночной экономики промышленное предприятие должно непрерывно совершенствоваться и проводить модернизацию своих производственных технологических

процессов: осваивать новые технологии, вводить в эксплуатацию новые производственные площади, повышать эффективность использования имеющегося оборудования или обновлять устаревший станочный парк на современный.

Таким образом, система снабжения электроэнергией промышленного предприятия (от ввода до конечных приемников электроэнергии) должна отвечать современным техническим требованиям установленных норм и стандартов, предусматривать возможность постоянного технологического развития, рост электрической мощности промышленного предприятия вследствие изменения производственных процессов.

При проектировании предприятия по производству пластмасс были решены основные задачи при проектировании системы электроснабжения промпредприятия, которое состоит в оптимизации всех параметров электросистемы при помощи выбора оптимальных номинальных уровней напряжений, выполнении установленных технических условий при присоединении к энергосистеме, в расчете электрических нагрузок и соблюдении требований к надежности электроснабжения промышленного предприятия заданной категории, оптимального “выбора числа и мощности всех трансформаторов распределительной сети, схем и современных конструкций распределительных и цеховых пунктов электрических сетей, и конечно же, средств для компенсации реактивной мощности, и регулирования напряжения, обеспечении систем безопасного обслуживания и ремонта” [2] выбранных электроустановок.

Итак, при проектировании современного промышленного предприятия к инженерам-проектировщикам предъявляются высокие требования к квалификации и знаний норм в области промышленного электроснабжения [4].

1 Исходные данные

1.1 Электрические нагрузки предприятия

Предприятие производит продукцию из пластмасс, в частности электрические разъемы и соединители, клеммы, изоляторы, а также фурнитуру для производителей электрошкафов, а также другие комплектующие, используемые для нужд отечественной промышленности.

Предприятие состоит из производственных корпусов, куда входят цеха, крупнейшими из которых является литейный, заготовительный, механический, сборочный и инструментальный. Главными потребителями электрической энергии являются печи, обрабатывающие станки, низковольтные силовые электроустановки, осветительные электроприемники цехов и всех производственных помещений предприятия, а также, необходимо отметить, что в технологическом процессе применяются высоковольтные электродвигатели – компрессоры.

“Электрические нагрузки, полученные в ходе преддипломной практики, по цехам приведены в таблице 1” [2].

Таблица 1 – Электрические нагрузки предприятия

Назначение цеха	$P_{ном\ k,i}$, кВт	$K_{ск,i}$ о. е.	$\cos\varphi_{k,i}$ о.е.	$tg\varphi_{k,i}$ о.е.	$P_{рk,i}$, кВт	$Q_{рk,i}$, квар
1 Штамповочно-заготовительный цех	453	0,25	0,65	1,169	113,3	132,4
2 Автоматно-револьверный цех	920	0,25	0,60	1,333	230,0	306,7
3 Механический цех № 4	1200	0,30	0,55	1,518	360,0	546,6
4 Механический цех № 12	750	0,25	0,55	1,518	187,5	284,7
5 Цех товаров народного потребления	210	0,35	0,62	1,265	73,5	93,0
6 Агротехнический цех	820	0,30	0,58	1,404	246,0	345,5
7 Энергоцех № 19	925	0,3	0,62	1,265	277,5	351,1
8 Инструментальный цех № 16	1040	0,23	0,45	1,984	239,2	474,6
9 Ремонтно-механический цех -198	510	0,25	0,50	1,732	127,5	220,8
10 Непромышленные потребители	100	0,90	0,80	0,750	90,0	67,5
Итого по корпусу	-	-	-	-	1944,5	2823,2
1 Гальванический цех -708	1200	0,40	0,80	0,750	480,0	360,0
2 Сборочный цех -10	850	0,40	0,45	1,984	340,0	674,7
3 Непромышленные потребители	640	0,90	0,80	0,750	576,0	432,0
Итого по корпусу	-	-	-	-	1396,0	1466,7
1 Литейные цех	5750	0,75	0,87	0,567	4312,5	2444,0
2 Ремонтный участок	150	0,20	0,40	2,291	30,0	68,7
Итого по корпусу	-	-	-	-	4342,5	2512,7
1 Механический цех-76	1050	0,25	0,55	1,518	262,5	398,6
2 Цех точного литья пластмасс	930	0,60	0,60	1,333	558,0	744,0
3 Участок лазерной обработки	150	0,50	0,70	1,020	75,0	76,5
4 Машинно-бытовой цех	230	0,30	0,45	1,984	69,0	136,9
5 Непромышленные потребители	220	0,90	0,80	0,750	198,0	148,5
Итого по корпусу	-	-	-	-	1162,5	1504,5
1 Деревообрабатывающий цех	250	0,25	0,50	1,732	62,5	108,2
2 Инструментальный цех № 20	680	0,26	0,46	1,930	176,8	341,2
3 Непромышленные потребители	80	0,90	0,80	0,750	72,0	54,0
Итого по корпусу	-	-	-	-	311,3	503,5
Административный корпус	450	0,85	0,85	0,619	382,5	237,0
Склад - 23	200	0,60	0,85	0,619	120,0	74,3
Ремонтно-механический цех -18	250	0,25	0,45	1,984	62,5	124,0
Компрессорная (6кВ)	1260	0,80	0,80	0,750	1008,0	756,0

На заводе основным технологическим оборудованием является - печи, в которых отливаются пластмассовые изделия, перерыв электропитания является недопустимым, так как приведет к выходу из строя дорогостоящего оборудования, массового брака. Режим работы оборудования - круглосуточный. Поэтому производство относится ко I категории электроприемников. Остальные приемники относятся ко II категории.

1.2 Электрические нагрузки штамповочно-заготовительного цеха

Приведем (таблица 2) также основную нагрузку штамповочно-заготовительный цех № 2 (по надежности электроснабжения относится ко II и III категории). Среда цеха нормальная. В цехе изготавливаются детали различных по виду заготовок.

Таблица 2 – Оборудование штамповочно-заготовительного цеха № 2

Наименование оборудования	$P_{ном i}$, кВт	n_i , шт	$\cos\varphi_i$	K_{ii}
1	2	3	4	5
Вертикально-сверлильный станок	1,5	2	0,40	0,12
Плоскошлифовальный станок	2,0	1	0,45	0,15
Радиально-клепальный пресс	2,2	1	0,60	0,17
Сварочная машина шовная	2,5	2	0,70	0,25
Вертикально-сверлильный станок	3,0	8	0,44	0,13
Токарно-винторезный станок	3,0	5	0,47	0,12
Сварочная машина точечная	3,0	1	0,60	0,25
Сварочный трансформатор для ручной сварки	3,0	4	0,36	0,35
Точильно-шлифовальный станок	3,6	4	0,5	0,14
Вертикально-сверлильный станок	3,6	2	0,48	0,13
Преобразователь	4,0	2	0,52	0,20
Сварочный трансформатор для автоматической сварки	4,0	2	0,50	0,35
Сварочный трансформатор для ручной сварки	4,0	1	0,35	0,25
Сварочный преобразователь	4,5	1	0,50	0,30
Сварочная машина ручная	4,5	2	0,39	0,25
Пресс-ножницы комбинированный	4,8	3	0,65	0,20
Фрезерно-центровочный станок	5,0	4	0,42	0,14
Настольно-сверлильный станок	5,0	1	0,50	0,12
Сварочная машина	5,0	1	0,70	0,24
Станок для электроискровой обработки	5,0	2	0,50	0,20
Ножницы листовые	5,5	1	0,43	0,18
Универсально-фрезерный станок	5,5	1	0,44	0,13
Трансформатор сварочный	6,0	1	0,40	0,26
Плоскошлифовальный станок	7,0	1	0,51	0,15
Станок горизонтально-фрезерный	7,0	1	0,52	0,14
Двигатель-генератор для сварки	7,0	3	0,62	0,32
Универсальный-фрезерный станок	9,5	1	0,41	0,16
Токарный винторезный станок	10,0	2	0,48	0,12
Станок плоскошлифовальный	10,0	3	0,52	0,15

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Термокамера	10,0	1	0,85	0,70
Фрезерно-отрезной станок	15,0	2	0,52	0,16
Пресс чеканочный	16,0	1	0,65	0,22
Плоскошлифовальный станок	16,0	1	0,46	0,13
Токарно-гидрополировальный станок	17,0	3	0,50	0,15
Пресс кривошипный	20,0	1	0,70	0,23
Пресс чистой вырубki	23,0	1	0,62	0,20

Вывод по главе 1.

В первом разделе были приведены первичные сведения о проектируемом промышленном предприятии, о выпускаемой продукции, об особенностях технологических процессов. В качестве исходных данных указываются исходные данные по всем производственным цехам предприятия с электрическими нагрузками, кроме того приведен станочный парк - оборудование штамповочно-заготовительного цеха № 2.

2 Основной раздел

2.1 Расчет по методу коэффициента спроса и установленной мощности

“Для определения расчетных нагрузок по указанному методу необходимо установленную мощность” [2] выбранной группы приемников $P_{номк,i}$, k -го корпуса для i -го цеха и соответствующие коэффициенты мощности ($\cos\varphi_{k,i}$) и спроса ($K_{Ск,i}$) данной группы, которые выбираются из справочных данных[6].

Расчетную нагрузку приемников определим по данным формулам:

$$P_{Рк,j} = K_{Ск,i} \cdot P_{номк,i} ; \quad (1)$$

$$Q_{Рк,j} = P_{номк,i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ki} , \quad (2)$$

где $P_{Рк,i}$ и $Q_{Рк,i}$, - это расчетные активные и реактивные нагрузки группы приемников, однородных по режиму работы, $\operatorname{tg}\varphi_{k,ij}$ – рассчитывается исходя из $\cos\varphi_{k,i}$ для данной группы электроприемников.

“Примем к установке в цехах, корпусах светильники с лампами типа ДРЛ.

Расчетные активные и реактивные нагрузки выбранных осветительных приборов ($P_{РО,k}$, $Q_{РО,k}$) каждого k -го корпуса определяем по следующим формулам:

$$P_{РО,k} = k \cdot K_{Со} \cdot P_{уд,k} \cdot F_k ; \quad (3)$$

$$Q_{РО,k} = P_{РО,k} \cdot \operatorname{tg}\varphi_0 , \quad (4)$$

где k – коэффициент, который учитывает потери электроэнергии в пускорегулирующих аппаратах для ламп типа ДРЛ , примем $k=1.1$;

k_{CO} – коэффициент спроса” [2] осветительных приемников, согласно таблице 4.3 [7], $k_{CO} = 0.95$,

$P_{уд,k}$ – это удельная мощность для общего равномерного освещения, согласно таблице 4.1[7], результаты расчетов сводятся в таблицу 2,

F_k - это площадь каждого k-го корпуса, значение определяется из графичес-кой части,

$Tg\varphi_0$ – определяются исходя из заданных значений “коэффициентов мощности для осветительной нагрузки $\cos\varphi_0$.

Для ламп ДРЛ при компенсации реактивной мощности $\cos\varphi_0 = 0.9$, $tg\varphi_0$ будет равен 0.484, с. 356 [8] .

Активную, реактивную расчетные нагрузки с учетом” [2] нагрузки освещения для каждого k-го корпуса ($P_{P\Sigma,k}$, $Q_{P\Sigma,k}$) определяем по следующим формулам:

$$P_{P\Sigma,k} = P_{P,k} + P_{PO,k} , \quad (5)$$

$$Q_{P\Sigma,k} = Q_{P,k} + Q_{PO,k} . \quad (6)$$

Полную расчетную нагрузку ($S_{P,k}$) рассчитывают при учете коэффициента разновременности максимумов нагрузки ($k_{рм}$) отдельных групп по формуле , где $k_{рм}$ равно 0.9 согласно с. 30 [2]

$$S_{P,k} = \sqrt{P_{P\Sigma,k}^2 + Q_{P\Sigma,k}^2} \cdot k_{рм} . \quad (7)$$

Выполним расчет электрических нагрузок методом коэффициента спроса и установленной мощности для штамповочно-заготовительного цеха № 2 первого корпуса.

Расчетные активные и реактивные нагрузки, определяем по формулам (1) и (2), с использованием данных из таблицы 1:

$$P_{P1.1} = 453 \cdot 0.25 = 113.3 \text{ кВт};$$

$$Q_{P1.1} = 113 \cdot 1.169 = 132.4 \text{ квар};$$

$$S_{P1.1} = \sqrt{113.3^2 + 132.4^2} \cdot 0.9 = 156.8.$$

Для всех остальных цехов рассчитываем аналогично и результаты наших расчетов сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета электрических нагрузок

Название цеха	$P_{\text{ном } k,i}$, кВт	$K_{\text{ск},i}$ о. е.	$\cos\varphi_{k,i}$ о.е.	$\text{tg}\varphi_{k,i}$ о.е.	$P_{pk,i}$, кВт	$Q_{pk,i}$, квар
1 Штамповочно-заготовительный цех	453	0,25	0,65	1,169	113,3	132,4
2 Автоматно-револьверный цех	920	0,25	0,60	1,333	230,0	306,7
3 Механический цех № 4	1200	0,30	0,55	1,518	360,0	546,6
4 Механический цех № 12	750	0,25	0,55	1,518	187,5	284,7
5 Цех товаров народного потребления	210	0,35	0,62	1,265	73,5	93,0
6 Агротехнический цех	820	0,30	0,58	1,404	246,0	345,5
7 Энергоцех № 19	925	0,3	0,62	1,265	277,5	351,1
8 Инструментальный цех № 16	1040	0,23	0,45	1,984	239,2	474,6
9 Ремонтно-механический цех -198	510	0,25	0,50	1,732	127,5	220,8
10 Непромышленные потребители	100	0,90	0,80	0,750	90,0	67,5
Итого по корпусу	-	-	-	-	1944,5	2823,2
1 Гальванический цех -708	1200	0,40	0,80	0,750	480,0	360,0
2 Сборочный цех -10	850	0,40	0,45	1,984	340,0	674,7
3 Непромышленные потребители	640	0,90	0,80	0,750	576,0	432,0
Итого по корпусу	-	-	-	-	1396,0	1466,7
1 Цех литья пластмасс	5750	0,75	0,87	0,567	4312,5	2444,0
2 Ремонтный участок 318	150	0,20	0,40	2,291	30,0	68,7
Итого по корпусу	-	-	-	-	4342,5	2512,7
1 Механический цех-76	1050	0,25	0,55	1,518	262,5	398,6
2 Цех точного литья пластмасс	930	0,60	0,60	1,333	558,0	744,0
3 Участок лазерной обработки	150	0,50	0,70	1,020	75,0	76,5
4 Машинно-бытовой цех	230	0,30	0,45	1,984	69,0	136,9
5 Непромышленные потребители	220	0,90	0,80	0,750	198,0	148,5
Итого по корпусу	-	-	-	-	1162,5	1504,5

Продолжение таблицы 3

Название цеха	$P_{ном\ k,i}$, кВт	$K_{ск,i}$ о. е.	$\cos\varphi_{k,i}$ о.е.	$tg\varphi_{k,i}$ о.е.	$P_{рk,i}$, кВт	$Q_{рk,i}$, квар
1 Деревообрабатывающий цех	250	0,25	0,50	1,732	62,5	108,2
2 Инструментальный цех № 20	680	0,26	0,46	1,930	176,8	341,2
3 Непромышленные потребители	80	0,90	0,80	0,750	72,0	54,0
Итого по корпусу	-	-	-	-	311,3	503,5
Административный корпус	450	0,85	0,85	0,619	382,5	237,0
Склад - 23	200	0,60	0,85	0,619	120,0	74,3
Ремонтно-механический цех -18	250	0,25	0,45	1,984	62,5	124,0
Компрессорная (6кВ)	1260	0,80	0,80	0,750	1008,0	756,0

Найдем расчетную активную и реактивную мощности осветительных приборов 1 корпуса определяем по (3) и (4), используя данные таблицы 2:

$$P_{рo,1} = 1,1 \cdot 0,95 \cdot 9,6 \cdot 32000 = 321024 \text{ Вт} = 321 \text{ кВт};$$

$$Q_{рo,1} = 321 \cdot 0,484 = 155,4 \text{ квар}.$$

Учитывая расчетную нагрузку 1 корпуса $P_{р1}=1944,5$ кВт и $Q_{р1}=2823,2$ квар (таблица 1) , а также его осветительную нагрузку найдем суммарную активную мощность ($P_{р\Sigma,1}$, кВт) ; суммарную реактивную мощность ($Q_{р\Sigma,1}$, квар) и полную расчетную нагрузку ($S_{р,1}$,кВА) первого корпуса согласно формулам (5), (6), (7):

$$P_{р\Sigma,1} = 1944,5 + 321 = 2265,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{р\Sigma,1} = 2823,2 + 155,4 = 2978,6 \text{ квар},$$

$$S_{р,1} = \sqrt{2265,5^2 + 2978,6^2} \cdot 0,9 = 3368 \text{ кВА}.$$

Для остальных корпусов расчеты выполняются аналогично и результаты приводятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета электрических нагрузок $U_{ном, с} = 0.38$ кВ

$F_k, м^2$	$P_{уд,к},$ Вт/м ²	$P_{р0,к},$ кВт	$Q_{р0,к},$ квар	$P_{р,к},$ кВт	$Q_{р,к},$ квар	$P_{р\Sigma,к}$ кВт	$Q_{р\Sigma,к}$ квар	$S_{р,к},$ кВА
32000	9,6	321,0	155,4	1944,5	2823,2	2265,5	2978,6	3368,0
24000	9,6	240,8	116,5	1396,0	1466,7	1636,8	1583,2	2049,5
24850	9,6	249,3	120,6	4342,5	2512,7	4591,7	2633,3	4763,9
12000	14,4	180,5	87,4	1162,5	1504,5	1343,1	1591,9	1874,5
5000	9,6	50,2	24,3	311,3	503,5	361,5	527,8	575,7
2900	19,2	58,2	28,2	382,5	237,1	440,6	265,3	462,9
1800	3,6	6,8	3,3	120,0	74,4	126,7	77,6	133,8
1100	9,6	11,0	5,3	62,5	124,0	73,5	129,3	133,9
Всего : $P_{р, 0.38},$ $Q_{р, 0.38}$						10839,6	9787,1	-

Рассчитаем расчетные активную и реактивную мощность потребителей напряжением 6 кВ ($P'_{р,кВт}$), ($Q'_{р, квар}$) по формулам (1) и (2). Высоковольтными потребителями на 6 кВ являются два синхронных двигателя с номинальной активной мощностью $P_{номСД} = 630$ кВт. $\cos \phi_{СД} = 0.8$, $\tan \phi_{СД} = 0.75$. [6]

$$P'_{р} = 2 \cdot 630 \cdot 0.8 = 1008 \text{ кВт};$$

$$Q'_{р} = 1008 \cdot 0.75 = 756 \text{ квар}.$$

В данном разделе по исходным данным выполнили расчет активной и реактивной мощностей первого корпуса по методу коэффициента спроса и установленной мощности. В расчете помимо основных нагрузок учитывалась нагрузка от осветительных приемников и высоковольтных синхронных двигателей. Подробный расчет выполнен на примере одного из цехов, для всех остальных расчет сведен в табличный результат.

2.2 Расчет по методу упорядоченных диаграмм

Электроприемники (ЭП) группы А имеют переменный график нагрузки, электроприемники группы Б имеют постоянный график нагрузки. Тип группы производится по его коэффициенту использования ($K_{и,i}$), который можно определить для каждого i – го ЭП согласно справочных значений[2], при этом если $k_{и,i} < 0.75$ – то ЭП имеет группу А, если $k_{и,i} \geq 0.75$ то ЭП принадлежит к группе Б.

С учетом групп А и Б определяется расчетная нагрузка ($P_{P,j}$, кВт) через соответствующую среднюю мощность ($P_{C,i}$ кВт) за наиболее загруженную смену данного j -го цеха по формуле (8)

$$P_{Pi} = K_M \cdot P_{C,i} = K_M \cdot \sum_{i=1}^m K_{иi} \cdot P_{номi} \cdot n_i, \quad (8)$$

где $P_{ном,i}$ – это номинальная активная мощность каждой i -го ЭП, кВт,
 K_M - коэффициент максимума, находим по таблице 2.6 [7], с
учетом эффективного числа ЭП ($n_э$),
 n – количество приемников в группе,
 m - количество групп ЭП.

Эффективное число ЭП определяется по формуле

$$n_э = \frac{(\sum_{i=1}^m P_{ном,i} \cdot n_i)^2}{\sum_{i=1}^m P_{ном,i}^2 \cdot n_i}. \quad (9)$$

Коэффициент максимума равен 1, если $n_э=200$ или $K_{и}=0,8$. Коэффициент максимума по реактивной мощности (K_M') зависит от $n_э$. Если $n_э > 10$, тогда $K_M'=1$, если же $n_э < 10$, в этом случае $K_M'=1,1$.

Теперь расчетную реактивную мощность группы ЭП ($Q_{p,i,квар}$) можем определить по формуле

$$Q_{p,i} = K_M' \cdot Q_{C,i}, \quad (10)$$

где $Q_{C,i}$ - это средняя реактивная мощность при наиболее загруженной смене для i -го цеха, квар.

Среднюю реактивную “мощность за наиболее загруженную смену” [2] i -го цеха рассчитываем из “средней активной мощность” [2] ($P_{C,i}$) и коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_i$, $\cos\varphi_i$ для данной группы ЭП

$$Q_{C,i} = P_{C,i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i. \quad (11)$$

После расчета $P_{p,i}$ его значение “сравнивается с суммарной номинальной мощностью трех наиболее мощных ЭП” [2] группы ($P_{3\max}$). Если значение окажется меньше, то в качестве расчетной мощности принимаем $P_{3\max}$.

“Расчет электрических нагрузок по методу упорядоченных диаграмм исходя из значений $K_{и,i}$ и $\cos\varphi_i$, которые были” [2] можно найти в таблицах 2.2 [6], данные сведем в нашу таблицу 5.

Штамповочно-заготовительный цех № 2 по надежности электроснабжения относится ко II и III категории. Среда цеха нормальная. В цехе изготавливаются детали различных по виду заготовок.

Таблица 5 – Оборудование штамповочно-заготовительного цеха № 2

Наименование оборудования	$P_{ном i}$, кВт	n_i , шт	$\cos\varphi_i$	$K_{и i}$
1	2	3	4	5
Вертикально-сверлильный станок	1,5	2	0,40	0,12
Плоскошлифовальный станок	2,0	1	0,45	0,15
Радиально-клепальный пресс	2,2	1	0,60	0,17
Сварочная машина шовная	2,5	2	0,70	0,25
Вертикально-сверлильный станок	3,0	8	0,44	0,13
Токарно-винторезный станок	3,0	5	0,47	0,12
Сварочная машина точечная	3,0	1	0,60	0,25
Сварочный трансформатор для ручной сварки	3,0	4	0,36	0,35
Точильно-шлифовальный станок	3,6	4	0,5	0,14
Вертикально-сверлильный станок	3,6	2	0,48	0,13
Преобразователь	4,0	2	0,52	0,20
Сварочный трансформатор для автоматической сварки	4,0	2	0,50	0,35
Сварочный трансформатор для ручной сварки	4,0	1	0,35	0,25
Сварочный преобразователь	4,5	1	0,50	0,30
Сварочная машина ручная	4,5	2	0,39	0,25
Пресс-ножницы комбинированный	4,8	3	0,65	0,20
Фрезерно-центровочный станок	5,0	4	0,42	0,14
Настольно-сверлильный станок	5,0	1	0,50	0,12
Сварочная машина	5,0	1	0,70	0,24
Станок для электроискровой обработки	5,0	2	0,50	0,20
Ножницы листовые	5,5	1	0,43	0,18
Универсально-фрезерный станок	5,5	1	0,44	0,13
Сварочный трансформатор	6,0	1	0,40	0,26
Плоскошлифовальный станок	7,0	1	0,51	0,15
Станок горизонтально-фрезерный	7,0	1	0,52	0,14
Двигатель-генератор для сварки	7,0	3	0,62	0,32
Универсальный-фрезерный станок	9,5	1	0,41	0,16
Токарный винторезный станок	10,0	2	0,48	0,12
Станок плоскошлифовальный	10,0	3	0,52	0,15
Термокамера	10,0	1	0,85	0,70
Фрезерно-отрезной станок	15,0	2	0,52	0,16
Пресс чеканочный	16,0	1	0,65	0,22
Плоскошлифовальный станок	16,0	1	0,46	0,13
Токарно-гидрополировальный станок	17,0	3	0,50	0,15
Пресс кривошипный	20,0	1	0,70	0,23
Пресс чистой вырубки	23,0	1	0,62	0,20

Результаты расчета нужно будет занести в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчет по методу упорядоченных диаграмм

Обозначение параметра	Условное обозначение	Значение параметра
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	453,2 кВт
Номинальная реактивная мощность	$Q_{ном}$	763,4 кВт
Количество электроприемников (группа А)	N	73
Эффективное число электроприемников	$N_{э}$	45,9
Коэффициент максимума	K_m	1,255
Коэффициент использования	K_i	0,195
Реактивный коэффициент максимума	$K_{м1}$	1,000
Средняя активная мощность нагрузки	P_c	88,3 кВт
Средняя реактивная мощность нагрузки	Q_c	141,3 кВАр
Средний коэффициент мощности нагрузки	$\cos \phi$	0,530
Расчетная активная мощность нагрузки	P_p	110,7 кВт
Расчетная реактивная мощность нагрузки	Q_p	141,253 кВАр
Полная расчетная мощность нагрузки	S_p	179,490 кВА
Расчетный ток нагрузки	I_p	272,7 А

Вывод. В данном разделе по исходным данным выполнили расчет активной и реактивной мощностей по методу упорядоченных диаграмм. Для сравнения: полная расчетная мощность штамповочно-заготовительного цеха по методу коэффициента спроса и установленной мощности составила $S_{p1,1} = 156,8$ кВА, а “по методу упорядоченных диаграмм” [2] $S_p = 179,5$ кВА. т.е. погрешность результатов расчетов по двум методам составляет 8 %, что входит в пределы инженерной точности расчетов. Данный результат говорит о том, что расчеты выполнены с достаточной степенью точностью, и результаты можно использовать для дальнейших расчетов.

2.3 Расчет электрической нагрузки по всему предприятию в целом

“При расчете электрических нагрузок систему электроснабжения принято разделить по уровням.

I уровень – это отдельные электроприемники. Ко II уровню относятся щиты напряжением до 1кВ переменного тока. III уровень – щит низкого

напряжения трансформаторной подстанции 6/0.4 кВ. IV уровень – шины распределительной подстанции (РП) – 6 Кв” [2]. VI уровень – это уже граница раздела сетей энергосистемы и предприятия.

Расчетная полная мощность завода ($S_{P,V}$, кВА) на шинах главной понизительной подстанции (ГПП) “определяется по формуле (12), где” [2] используются расчетные данные:

$$S_{P,V} = \sqrt{\left((P_{P,0.38} + P'_P) \cdot K_{PM} + P_{P.o.m} + P_m + P_{KV} \right)^2 + \left((Q_{P,0.38} + Q'_P) \cdot K_{PM} + Q_m - Q_{KV} \right)^2}, \quad (12)$$

где $P_{P, 0.38}$ и P'_P – суммарные расчетные активные мощности потребителей напряжением 0.38 кВ и 6 кВ по заводу в целом, соответственно

$P_{P,0.38} = 10839,6$ кВт (таблица 2) и $P'_P = 1008$ кВт ,

“ K_{PM} – коэффициент разновременности максимума с.30 [8], $K_{PM} = 0.95$,

$P_{P.o.m}$ - активная расчетная нагрузка для освещения всех корпусов предприятия,

ΔP_m - потери активной мощности в трансформаторах,

ΔP_{KV} - потери активной мощности в компенсирующих устройствах (КУ) напряжением до 1кВ” [2],

$Q_{P, 0.38}$ и Q'_P – суммарные реактивные расчетные мощности потребителей на номинальное напряжением 0.38 кВ и 6 кВ по всему заводу в целом, соответственно $Q_{P,0.38} = 9787,1$ квар (см. таблица 2) и $Q'_P = 756$ квар,

ΔQ_m - это потери реактивной мощности в силовых трансформаторах,

Q_{KV} - номинальная мощность устройств компенсации реактивной мощности.

Определим расчетную активную нагрузку от освещения завода ($P_{P.o.m}$, кВт) по формуле

$$P_{P.o.m} = k_{C, O} \cdot P_{уд, осв} \cdot F_3, \quad (13)$$

где $k_{C, O}$ - коэффициент спроса осветительной нагрузки, определяется из таблицы 4.3 [7], при этом $k_{C, O}=1$,

$P_{уд, осв}$ - это удельная электрическая нагрузка от искусственного освещения с.191 [4], при этом $P_{уд, осв}=0,0014$ кВт/м²,

F_3 – это значение площади территории всего промпредприятия, где $F_3=420000$ м².

$$P_{P.o.m} = 1 \cdot 0,0014 \cdot 420000 = 588 \text{ кВт},$$

Тогда потери активной мощности и реактивной мощности в трансформаторах (P_m , кВт, Q_m , квар) определяем по формулам:

$$\Delta P_m = 0.02 \sqrt{P_{P,0.38}^2 + Q_{P,0.38}^2} = 0.02 \sqrt{10839.6^2 + 9787.1^2} = 292,1 \text{ кВт}; \quad (14)$$

$$\Delta Q_m = 0.1 \cdot \sqrt{P_{P,0.38}^2 + Q_{P,0.38}^2} = 0.1 \cdot \sqrt{10839.6^2 + 9787.1^2} = 1460.4 \text{ квар}. \quad (15)$$

Найдем мощность компенсирующих устройств (Q_{KV} , квар) и потери мощности в них (ΔP_{KV} , кВт) по формулам:

$$Q_{KV} = Q_{P,0.38} - P_{P,0.38} \cdot \text{tg}\varphi_{\Delta}; \quad (16)$$

$$\Delta P_{KV} = \Delta p_{y\delta} \cdot Q_{KV}, \quad (17)$$

где $\text{tg}\varphi_{\Delta}$ – экономическое значение тангенса, $\text{tg}\varphi_{\Delta} = 0.3$, [7],

$\Delta p_{y\delta}$ - удельные потери в КУ, $\Delta p_{y\delta} = 0.003$ кВт/квар, [7].

$$Q_{KV} = 9787.1 - 10839.6 \cdot 0.3 = 6535,2 \text{ квар},$$

$$\Delta P_{KV} = 0.003 \cdot 6535.2 = 19,6 \text{ кВт}.$$

Тогда полная расчетная нагрузка для всего предприятия определяется по формуле (12)

$$S_{p,v} = \sqrt{\left((10839.6 + 1008) \cdot 0.95 + 588 + 292,1 + 19,6 \right)^2 + \left((9787.1 + 756) \cdot 0.95 + 1460,4 - 6535,2 \right)^2} = 13121 \text{ кВА}.$$

Таким образом, полная мощность для всего промпредприятия составила 13,121 МВА соответственно.

Вывод. В данном разделе выполнили расчет мощности по всему предприятию в целом, с учетом нагрузки, создаваемой осветительными приборами предприятия. Полученный результат мощности по всему предприятию необходим для дальнейшего выбора оборудования: силового трансформатора и прочего оборудования.

2.4 Картограмма электрических нагрузок

“Для определения местоположения” [2] главной понизительной подстанции (ГПП) промпредприятия, а также остальных цеховых трансформаторных подстанций (ТП) строится картограмма электрических нагрузок.

“Радиус окружности картограммы активной мощности ($R_{a,k}$, мм) определяется по данной формуле

$$R_{a,k} = \sqrt{\frac{P_{\Sigma k}}{\pi \cdot t}}, \quad (18)$$

где $P_{P\Sigma k}$ - это суммарная расчетная мощность k -го корпуса, из таблицы 1,

m - выбранный масштаб, $m = 1:10$;

$\pi = 3.14$.

Для наглядности можно показать на окружности сектор осветительной нагрузки” [2], для этого вычисляется угол (α_k , град)

$$\alpha_k = \frac{P_{po,k}}{P_{P\Sigma k}} \cdot 360^\circ, \quad (19)$$

где $P_{po,k}$ – определим согласно таблице 2.

Радиус окружности картограммы покажем на примере 1 корпуса и сектор осветительной нагрузки рассчитаем по формулам (18) и (19):

$$R_{a1} = \sqrt{\frac{2265.5}{\pi \cdot 1/10}} = 84.9 \text{ мм};$$

$$\alpha_1 = \frac{321}{2265.5} \cdot 360^\circ = 51 \text{ град.}$$

Для остальных корпусов результаты расчетов приведены в таблице 7.

По следующим формулам уже можем найти координаты условного центра электрических нагрузок предприятия (x_0 ; y_0):

$$x_0 = \frac{\sum_{k=1}^l P_{P\Sigma k} \cdot x_k}{\sum_{k=1}^l P_{P\Sigma k}}, \quad (20)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{k=1}^l P_{\Sigma^k} \cdot y_k}{\sum_{k=1}^l P_{\Sigma^k}}, \quad (21)$$

где l - количество корпусов.

x_k и y_k – абсцисса и ордината k -го корпуса в выбранной системе координат на генеральном плане завода, графическая часть.

Таблица 7 – Построение картограммы электрических нагрузок для соответствующих корпусов

P_{Σ^k} кВт	$P_{\rho, k}$, кВт	$R_{a, k}$ мм	α_k грд	$x_{i, k}$ мм	$y_{i, k}$ мм
2265,5	321,0	84,9	51,0	563	254
1636,8	240,8	72,2	52,9	398	453
4591,7	249,3	120,9	19,5	146	332
1343,1	180,5	65,4	48,4	667	73
361,5	50,2	33,9	49,9	460	67
440,6	58,2	37,5	47,5	680	433
126,7	6,8	20,1	19,3	45	264
73,5	11,0	15,3	53,8	265	154

Найдем координаты условного центра электрических нагрузок завода, используя формулы (20) и (21): $x_0 = 368$ мм; $y_0 = 295$.

В данном разделе определили координаты местоположения ГПП, с целью проектного определения места размещения подстанции на территории подстанции. На практике на выбор места размещения ГПП определяют такие факторы как ориентация к источнику питания и существующая инфраструктура предприятия. На чертеже плана подстанции центр электрических нагрузок обозначен соответствующим знаком, подписанным ЦЭН. Физически данный центр обозначает наиболее оптимальное место для размещения пункта питания - ГПП для электроснабжения цеховых КТП.

2.5 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Система внешнего электроснабжения промышленного предприятия включает в себя схему электроснабжения от источника питания - энергосистемы .

Для промышленных предприятий мощностью от 5000 до 75 000кВт применяются схемы электроснабжения с приемным пунктом электроэнергии – ГПП. Расположение ГПП стараются выполнить с максимальным приближением к расчетному центру электрических нагрузок. Схема внешнего электроснабжения для нашего предприятия представлена на рисунке 1. В ней предусматриваются два выключателя на вводных линиях. Третий выключатель предусмотрен в секционной перемычке. В случае повреждения силового трансформатора его отключение производится двумя силовыми выключателями Q1, QB1 или Q2, QB1 и соответствующим выключателем на стороне низшего напряжения поврежденного трансформатора.

Питание предприятия осуществляется по воздушным линиям на напряжении $U_{ВН ГПП} = 110$ кВ. Выбор номинальной мощности трансформаторов ГПП произведем по полной расчетной мощности всего предприятия $S_{P,V} = 13120.9$ кВА. Учитывая наличие на заводе приемников I и II категории надежности, принимаем к установке 2 трансформаторов.

Номинальную мощность каждого трансформатора ($S'_{ном ГПП}$) определим из условия

$$S_{ном ГПП} \geq \frac{S_{P,V}}{2 \cdot k_3} = \frac{13120.9}{2 \cdot 0.7} = 9372.1 = S'_{ном ГПП}, \quad (22)$$

где k_3 - коэффициент загрузки трансформатора, [1].

Принимаем к установке трансформаторы с номинальной мощностью $S_{\text{ном ГПП}} = 10000$ кВА, [3].

Проверим перегрузочную способность трансформаторов в после аварийном режиме, когда отключен один из трансформаторов

$$1.4 \cdot S_{\text{ном ГПП}} \geq S_{P, V} \quad (23)$$
$$1.4 \cdot 10000 = 14000 \geq 13120.9 \text{ ква.}$$

Следовательно, условие выполняется, тогда коэффициент загрузки ($k_{3 \text{ ГПП}}$) каждого трансформатора в нормальном режиме равен

$$k_{3 \text{ ГПП}} = \frac{S_{P, V}}{2 \cdot S_{\text{ном ГПП}}} = \frac{13120.9}{2 \cdot 10000} = 0.66.$$

Устанавливаем на ГПП два трансформатора типа ТДН-10000/110 с параметрами, таблица 3.6 [3]: номинальное напряжение ВН: $U_{\text{ном ВН}} = 115$ кВ, номинальное напряжение НН: $U_{\text{ном НН}} = 6.6$ кВ, а напряжение короткого замыкания $u_K = 10.5\%$, при этом потери холостого хода (ХХ) составили $\Delta P_X = 14$ кВт, и потерями короткого замыкания (КЗ) $\Delta P_K = 58$ кВт, ток ХХ трансформатора ток $I_X = 0.9 \%$.

Электрическая энергия от энергосистемы до ГПП промышленного предприятия передается через воздушные линии. Сечение проводов выбираются исходя из условий:

- выбор сечения по нагреву “расчетным током (для параллельно работающих” [2] ВЛ в “качестве расчетного тока принимается ток в послеаварийном режиме ($I_{\text{ут.в}}$), когда одна питающая” [2] ВЛ выходит из строя и, соответственно, один трансформатор отключается

$$I_{\text{ут.в}} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{ном ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН ГПП}}} = \frac{1.4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73.5 \text{ А} \quad (24)$$

Из справочных значений данных в зависимости от значения расчетного $I_{ут.в}$ выбирают ближайшее большее сечение проводника из стандартной линейки, которые имеет установленный значение длительно-допустимого тока проводника ($I_{дл.доп ВЛ}$) для выполнения условия

$$I_{дл.доп ВЛ} \geq I_{ут.в} \quad (25)$$

По таблице 7.35 [3] выбираем сталеалюминевый провод сечением $s = 10/1.8 \text{ мм}^2$ с $I_{дл.доп ВЛ} = 84 \text{ А}$;

- сечение необходимо проверить по экономической плотности тока $j_{э} = 1.1 \text{ А/мм}^2$ для “числа часов использования максимума нагрузки” [2] равных 3000...5000 ч/год, [3]. Экономическое значение сечения проводов ($s'_{э}, \text{мм}^2$) равно

$$s'_{э} = \frac{I_{рабВН}}{j_{э}}, \quad (26)$$

где $I_{рабВН}$ – рабочий ток нормального режима на стороне высшего напряжения трансформатора ГПП

$$I_{рабВН} = \frac{S_{номГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН ГПП}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52.4 \text{ А}; \quad (27)$$

$$s'_{э} = \frac{52,4}{1.1} = 47.6 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, полученное значение экономического сечения округляем до ближайшего номинального значения $s_{э} = 50 \text{ мм}^2$;

- по условию механической прочности минимальное допустимое сечение провода 35 мм^2 при толщине стенки гололеда 15 мм по таблице 2.5.4

[1], для сталеалюминевых проводов с толщиной стенки гололеда до 20 мм рекомендуется при сечении до 185 мм² отношение А:С=6.0...6.25 (алюминия к стали);

- минимальным номинальным сечением воздушных линий на напряжение 110 кВ является 70/11 мм². Минимальный диаметр провода $d_{пр}=11.4$ мм (АС 70/11) по условию короны на напряжении 110 кВ, таблица 1.4[7]. Итак, для питания ГПП завода прокладываем провод марки “АС 70/11” [2].

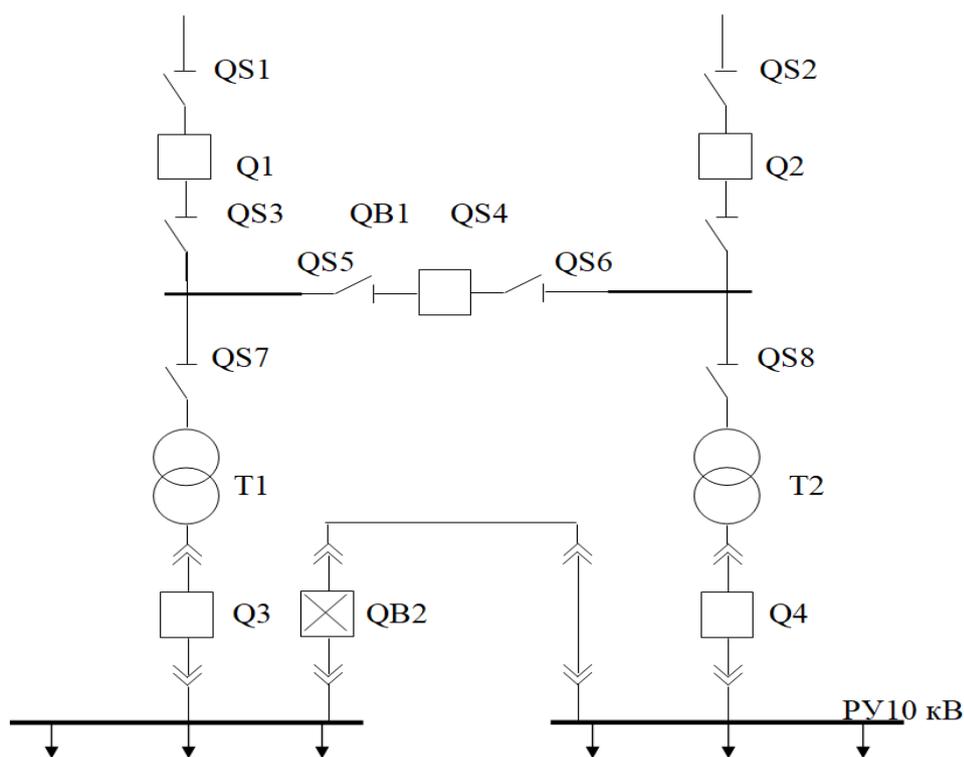


Рисунок 1 - Электрическая схема внешнего электроснабжения
 QS1-QS8 – разъединители 110 кВ, Q1-Q2 – выключатели 110кВ,
 QB1 – секционный выключатель 110кВ, T1 – T2 – силовые
 трансформаторы 110/6

Q3-Q4 – выключатели 10кВ, QB2 – секционный выключатель 110кВ

В данном разделе было обоснован выбор схемы внешнего электроснабжения для организации ее на ГПП. Выбор делался с учетом категории надежности электроснабжения предприятия. Была определена мощность силовых трансформаторов ГПП, обоснован выбор схемы для ГПП.

Кроме того определили сечение провода от питающий ВЛ. Выбор остального оборудования выполняется в следующих разделах.

2.6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

2.6.1 Выбор трансформаторов цеховых подстанций

“Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов произведем исходя из удельной плотности нагрузки ($\sigma_{н,к}$)” [2,13]

$$\sigma_{н,к} = \frac{S_{р,к}}{F_k}, \quad (28)$$

где $S_{р,к}$ – выбирается из таблицы 2,

F_k - площадь k-го корпуса, таблица 4.

При проектировании систем электроснабжения мощность силовых трансформаторов выбирают так: если “плотность нагрузки на квадратный метр при напряжении 0,38 кВ составляет до 0,2 кВА/м², то применяют трансформаторы мощностью до 1000 кВА, а при плотности 0,2...0,3 кВА/м² – тогда ставят трансформаторы мощностью 1600 кВА, если плотность имеет значение более 0,3 кВА/м²” [2], то ставят 2500 кВА [1,20].

Минимальное соответственно число для цеховых трансформаторов ($N_{\min,k}$) k-ой группы корпусов мощностью $S_{ном, T k}$ рассчитаем с использованием значений из таблицы 7, получим

$$N_{\min,k} = \frac{P_{\Sigma k}}{k_3 \cdot S_{номT,k}} + N_k, \quad (29)$$

где k_3 – это значение рекомендуемого коэффициента загрузки трансформатора с. 103 [2,3], k_3 примем равным 0.7,

N – округление до ближайшего большего целого числа.

Определяем оптимальное число трансформаторов $N_{\text{опт},k}$ по следующей формуле (30)

$$N_{\text{опт},k} = N_{\text{мин},k} + m_k, \quad (30)$$

где m_k – это дополнительные трансформаторы, рисунок 4.7 [2].

Рассчитаем число и мощность трансформаторов 1-ой группы корпусов, состоящей из 1 корпуса, таблица 4.

Удельная плотность нагрузки вычислим согласно формуле (28)

$$\sigma_{н,1} = \frac{3368}{32000} = 0.11 \text{ кВА/м}^2.$$

Принимаем к установке трансформаторы марки ТСЗ – 1000/6 мощностью $S_{\text{номТ},1} = 1000$ кВА [3,15].

Определим $N_{\text{мин},1}$ этого корпуса по (29) и $N_{\text{опт},1}$ по формуле (30):

$$N_{\text{мин},1} = \frac{2265,5}{0.7 \cdot 1000} + 0.76 = 4 \text{ шт};$$

$$N_{\text{опт},1} = 4 + 0 = 4 \text{ шт.}$$

Таблица 8 – Расчет числа и мощности цеховых трансформаторов

Номер ТП	№р группы корпусов	Номер корпуса	F _к , м ²	P _{РΣ,к} кВт	Q _{РΣ,к} квар	S _{Р,к} , кВА	σ _{н,к} , кВА/м ²	N _{min,к} , шт	N _{опт,к} , шт	S _{ном, Т_к} кВА.
ТП-1...ТП-2	1	1	3201	2266	2978,6	3368	0,111	4	4	1000
ТП-3...ТП-4	2	2	24001	1637	1583,2	2050	0,09	-	-	-
		6	2901	441	265,3	463	0,16	-	-	-
Итого:		-	-	2077	1848,5	-	-	3	4	1000
ТП-5...ТП-8	3	3	24851	4592	2633,3	4764	0,191	-	-	-
		7	1801	127	77,6	134	0,07	-	-	-
		8	1101	74	129,3	134	0,12	-	-	-
Итого:		-	-	4792	2840,0	-	-	7	8	1000
ТП-9...ТП-10	4	4	12001	1340	1591,9	1875	0,161	-	-	-
		5	5001	362	527,8	576	0,12	-	-	-
Итого :		-	-	1705	2119,7	-	-	3	4	1000

Итак, в 1 корпусе устанавливаем 2 двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами мощностью $S_{номТ,1} = 1000$ кВА. “Выбор числа и мощности цеховых ТП для всех корпусов предприятия приведем в таблице 8” [2].

2.6.2 Расчет мощности конденсаторных батарей

При расчете “числа и мощности трансформаторов для питания цехов одновременно определяется экономически целесообразная величина реактивной мощности, проходящей через трансформатор в сеть напряжением” [4,16] 0,38 кВ.

“Наибольшая реактивная мощность ($Q_{maxТ,к}$), которая целесообразно передавать через трансформаторы” [4] равна

$$Q_{maxТ,к} = \sqrt{(N_{опт,к} \cdot k_3 \cdot S_{номТ,к})^2 - P_{P\Sigma k}^2}, \quad (31)$$

$$Q_{\max T,1} = \sqrt{(4 \cdot 0.7 \cdot 1000)^2 - 2265,5^2} = 1645.5 \text{ квар.}$$

Определим суммарную мощность батарей конденсаторов ($Q_{\text{НК1},k}$) по формуле (32) используя данные таблицы 1

$$Q_{\text{НК1},k} = Q_{\text{P}\Sigma,k} - Q_{\max T,k}; \quad (32)$$

$$Q_{\text{НК1},1} = 2978.6 - 1645.5 = 1332.1 \text{ квар.}$$

Если $Q_{\text{НК1},k} < 0$, то установка батарей конденсаторов не требуется, т.е. примем $Q_{\text{НК1},k} = 0$.

Мощность конденсаторных батарей ($Q_{\text{НК2},k}$) для снижения потерь мощности в силовых “трансформаторах определяется их разницы

$$Q_{\text{НК2},k} = Q_{\text{P}\Sigma,k} - Q_{\text{НК},k} - \gamma \cdot N_{\text{опт},k} \cdot S_{\text{ном}, T k}; \quad (33)$$

где γ – это расчетное значение коэффициента, зависящего от схемы питания ТП, и от удельных приведенных затрат на НБК, от $S_{\text{ном}, T k}$, с. 107 [2], $\gamma = 0.35$.

$$Q_{\text{НК2},1} = 2978,6 - 1332.1 - 0,35 \cdot 4 \cdot 1000 = 246.5 \text{ квар.}” [2]$$

Если $Q_{\text{НК2},k} < 0$, то принимаем $Q_{\text{НК2},k} = 0$.

Суммарная расчетная мощность ($Q_{\text{НК},k}$) НБК составит

$$Q_{\text{НК},k} = Q_{\text{НК1},k} + Q_{\text{НК2},k} \quad (34)$$

$$Q_{\text{НК},1} = 1332 + 247 = 1579 \text{квар.}$$

Рассчитаем полную мощность ТП-1 $S_{\text{ТП},1}$ с учетом компенсации стандартными модулями НБК ($Q'_{\text{НКст},i}$) по 775 квар.

$$S_{PTII,i} = \sqrt{P_{P\Sigma i}^2 + (Q_{P\Sigma i} - Q_{HKcm,i})^2} \quad (35)$$

$$S_{PTII,1} = \sqrt{1132.8^2 + (1489,3 - 775)^2} = 1339.2 \text{ кВА.}$$

Результаты расчетов мощностей НБК для всех корпусов завода приведем в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет конденсаторных батарей

Номер ТП	$P_{P\Sigma,i}$ кВт	$Q_{P\Sigma,i}$, квар	$Q_{maxT,i}$ квар	$Q'_{HK1,i}$ квар	$Q'_{HK2,i}$ квар	$Q'_{HK,iK}$ вар	$Q'_{HKct,iK}$ вар	$S_{PTII,i}$ кВ А	Количество трансформаторов \times $S_{ном, T k}$
ТП1	1133	1489	823	667	123	789	775	1339	2 \times 1000
ТП2	1133	1489	823	667	123	789	775	1339	2 \times 1000
ТП3	1039	924	939	0	224	224	225	1252	2 \times 1000
ТП4	1039	924	939	0	224	224	225	1252	2 \times 1000
ТП5	1198	710	725	0	10	10	0	1393	2 \times 1000
ТП6	1198	710	725	0	10	10	0	1393	2 \times 1000
ТП7	1198	710	725	0	10	10	0	1393	2 \times 1000
ТП8	1198	710	725	0	10	10	0	1393	2 \times 1000
ТП9	852	1060	1111	0	360	360	350	1109	2 \times 1000
ТП10	852	1060	1111	0	360	3560	350	1109	2 \times 1000

В данном разделе произвели расчет выбора мощности силовых трансформаторов для цеховых ТП. Расчет велся с учетом применения средств компенсации реактивной мощности – конденсаторных батарей. Установка конденсаторных батарей снижает полную потребляемую мощность цеховыми КТП, снижают токи и потери электроэнергии.

2.7 Выбор напряжения внутризаводского электроснабжения

Для электроснабжения и “питания крупных предприятий, как правило, применяют напряжения 110, 220кВ. На первых ступенях распределения энергии рекомендуется применять напряжение 110, 220 кВ. Напряжение 10

кВ следует применять в качестве основного на второй ступени трансформации, как более экономичное по сравнению с напряжением 6кВ.

Для внутризаводских распределительных сетей в качестве основного напряжения рационально использовать напряжение 10 и 6кВ.

В сетях внутрицехового электроснабжения для питания силовых и осветительных электроприемников напряжением до 1000 В возможно применение трех основных уровней напряжения: 220/127 В; 380/220 В; 660/380 В.

Напряжение 6 и 10 кВ применяется в питающих и распределительных сетях небольших и средних предприятий и на второй и последующих ступенях распределительных сетей крупных предприятий при применении глубоких вводов на первой ступени электроснабжения, при этом следует применить напряжение 10 кВ, как более экономичное, чем 6 кВ.” [2]

Поскольку на заводе имеются высоковольтные двигатели напряжением 6 кВ, поэтому во избежание дополнительной ступени трансформации прием напряжение на шинах низшего напряжения ГПП и распределительного пункта $U_{\text{нн ГПП}} = 6\text{кВ}$. Напряжение силовой и осветительной сети принято 380/220 при частоте 50 Гц.

В данном разделе обосновали выбор напряжения для сети внутризаводского электроснабжения с учетом класса напряжений электроустановок. Напряжение силовой и осветительной сети принято 380/220 при частоте 50 Гц. Напряжение на шинах низшего напряжения ГПП и распределительного пункта $U_{\text{нн ГПП}} = 6\text{кВ}$.

2.8 Выбор схемы внутризаводского электроснабжения на основании технико-экономических расчетов

“При проектировании схемы внутреннего электроснабжения промпредприятия необходимо рассматривать варианты, обеспечивающие

рациональное использование ячеек КРУ, минимальную длину распределительной кабельной сети, максимум экономии электроаппаратов.

Рассмотрим 2 варианта схемы электроснабжения промышленного предприятия” [2,16] по производству пластмасс.

I вариант. При проектировании редко применяют чисто радиальные или магистральные схемы. Чаще всего применяют смешанные схемы. В первом варианте часть подстанций ТП-1...ТП-4, ТП-9 и ТП-10 запитаем магистралью, а остальные ТП-5...ТП8 – радиально. Для питания радиальных линий применяем двухступенчатую радиальную схему электроснабжения. “Двухступенчатая схема с промежуточным распределительным пунктом (РП) целесообразна для питания крупных потребителей электроэнергии. От промежуточной РП питаются цеховые ТП и отдельные электроприемники напряжением 6 кВ (обычно электродвигатели). При такой схеме включения вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП.

Для повышения надежности электроснабжения трансформаторных подстанций радиальное питание выполняется от различных секций РП. В этом случае используется глухое присоединение трансформаторов на ТП.” [2]

На рисунке 1 представлен I вариант схемы внутризаводского электроснабжения.

Сечение жил кабелей от ГПП до цеховых ТП выбираем исходя из значения расчетных токов. Расчетный нормальный ток ($I_{раб,нi}$, А) и рабочий утяжеленный ток ($I_{раб,ути}$, А) определим по формулам:

$$I_{раб,нi} = \frac{S_{р,КЛi}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НН ГПП}} ; \quad (36)$$

$$I_{раб,утиi} = \frac{S_{р,КЛi}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН ГПП}} , \quad (37)$$

где $S_{р,КЛi}$ – полная расчетная нагрузка i–ой кабельной линии;

$U_{\text{нн ГПП}}$ – номинальное напряжение распределительной сети,
 $U_{\text{нн ГПП}} = 6 \text{ кВ}$, раздел 5.

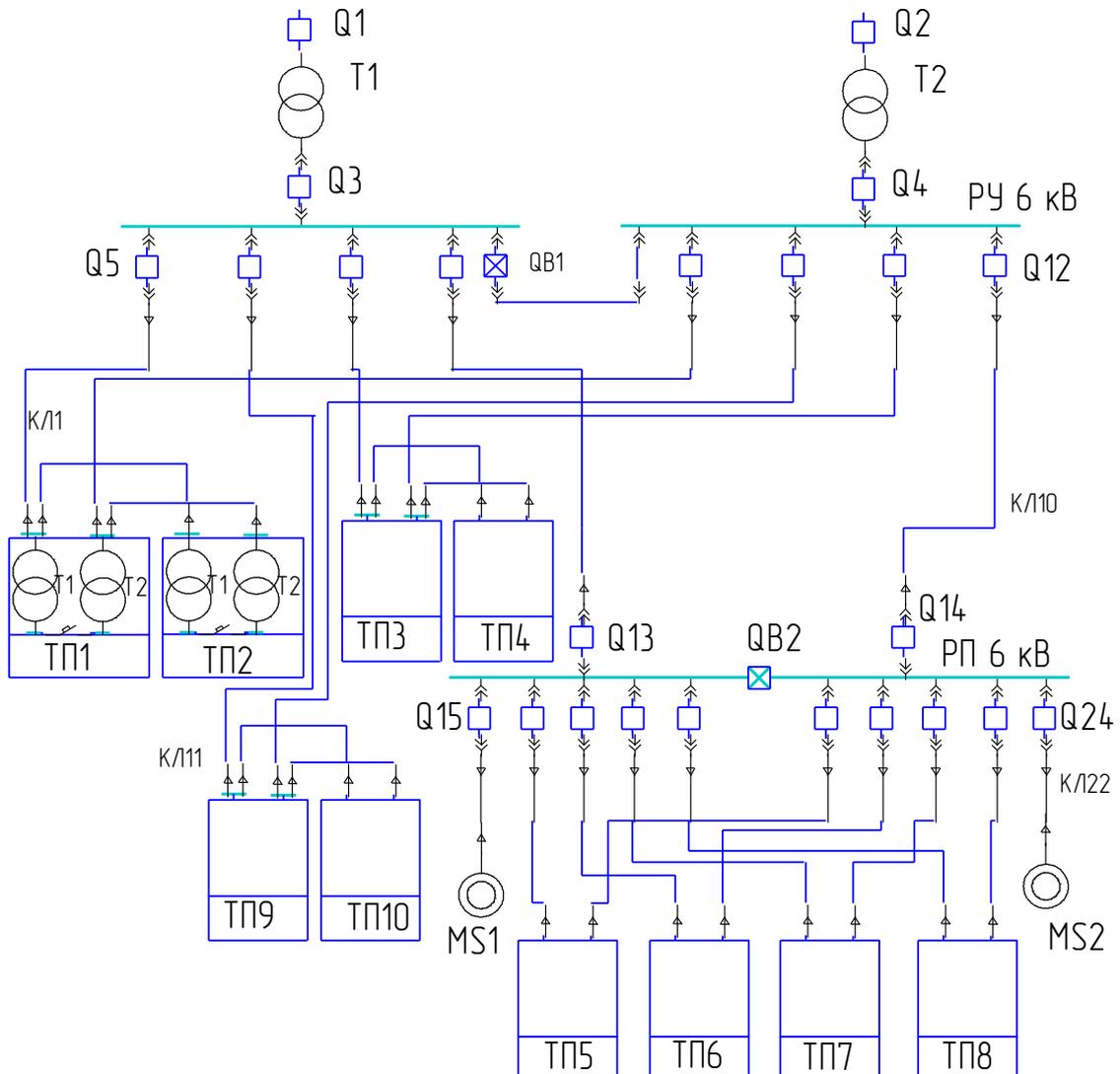


Рисунок 2 - I вариант схемы электроснабжения

“Выбор сечений кабельных линий (КЛ) произведем по:

-По экономической плотности тока определим по формуле” [2,21]

$$s'_{\text{экон},i} = \frac{I_{\text{раб},ni}}{j_{\text{экон}}}, \quad (38)$$

где $S_{\text{экон}, i}$ - экономически целесообразное сечение КЛ,

$j_{\text{экон}}$ - экономическая плотность тока по таблице 1.3.36 [1] для

$$T_M = 5000\text{ч}, j_{\text{экон}} = 1.4 \text{ А/мм}^2.$$

Полученное сечение “округляется до ближайшего стандартного сечения.

- По нагреву током рабочего утяжеленного режима

$$I_{\text{длит доп}, i} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \geq I_{\text{раб}, \text{ут} i} \quad (39)$$

где $I_{\text{длит доп}, i}$ – длительно допустимый ток i - ой кабельной линии,

k_1 – коэффициент, учитывающий температуру среды, отличную от расчетной,” [2] таблица 1.13 [3],

k_2 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, “проложенных в земле, таблица 7.17 [3],

k_3 - коэффициент перегрузки, таблица 1.3 [3,12].

В качестве примера рассчитаем сечения кабельной линии” [2] от РП до ТП 5. Полная расчетная нагрузка $S_{\text{р,кЛ8}} = 1392.6\text{кВА}$, таблица 4.2.

Рассчитаем токи рабочих режимов, используя (36), (37):

$$I_{\text{раб}, \text{н} 8} = \frac{1392.6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 67 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб}, \text{ут} 8} = \frac{1392.6}{\sqrt{3} \cdot 6} = 134 \text{ А}.$$

Определим сечение “по экономической плотности тока по (38)

$$s'_{\text{экон}, 8} = \frac{67}{1.4} = 48 \text{ мм}^2$$

Подбираем по таблице 7.10 [3] трехжильные кабели с алюминиевыми жилами сечением $S_{\text{экон},8} = (3 \times 50) \text{ мм}^2$, где $I_{\text{длит доп}, 8} = 110 \text{ А}$. и проверим сечение по нагреву током рабочего утяжеленного режима по условию” [2] (39).

Номинальная температура окружающей среды для проводников (кабели) равна $25 \text{ }^\circ\text{С}$, таблица 1.13 [3]. Принимаем температуру окружающей среды при прокладке в воздухе $25 \text{ }^\circ\text{С}$, 1.37 [3]. Тогда температурный коэффициент $k_1 = 1.0$, таблица 7.18 [3]. Поскольку кабели располагаются в воздухе, на эстакадах, то $k_2 = 1$, таблица 7.17 [3]. По таблице 1.30 [3] “коэффициент перегрузки $k_3 = 1.25$ при времени ликвидации аварии - 6 ч и коэффициенте загрузки линии в нормальном режиме” [2,10,23] равным 0.6. Тогда условие проверки КЛ по нагреву по (42)

$$I_{\text{длит доп}, 8} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 110 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,25 = 137,5 \text{ А} > I_{\text{раб,ут5}} = 134 \text{ А}.$$

Как видно, выбранный кабель проходит по нагреву.

Итак, по справочным данным по таблице 7.10 [3], принимаем кабель трехжильный типа ААШВУ с “алюминиевыми жилами, бумажной пропитанной изоляцией” [2] сечением $S_{\text{экон},8} = (3 \times 50) \text{ мм}^2$, $I_{\text{длит доп}, 8} = 110 \text{ А}$.

Для остальных КЛ расчеты приводятся в таблице 10.

Таблица 10 – Первый вариант выбора кабельных линий

Часть схемы	Номер КЛ	Питающие линии	$S_{\text{р, КЛ}}$, кВА	$I_{\text{раб,нi}}$, А	$I_{\text{раб,утi}}$, А	$S'_{\text{экон}}$, мм ²	Количество кабелей (Количество жил $\times S_{\text{экон},i}$ мм ²)	$I_{\text{длит доп}, i}$ А	$I'_{\text{длит доп}, i}$ А
Неизмен. часть схемы	1	ГПП – ТП1	2678.0	128,8	257,6	92	(3 × 150)	225	281
	2	ТП1 – ТП2	1339	64,4	128,8	46	(3 × 50)	110	138
	3	ГПП – ТП3	2504	120,5	240,9	86	(3 × 150)	225	281,0
	4	ТП-3 – ТП4	1252	60,2	120,4	43	(3 × 50)	110	138
	5	РП – СД	788	37,9	39,9	27	(3 × 25)	70	88
	6	ГПП – ТП9	2219	106,7	213,4	76	(3 × 120)	190	238
	7	ГПП – ТП10	1110	53,6	106,2	38	(3 × 50)	110	138
Изменяющуюся	8	РП – ТП5	1393	67,0	134,0	47	(3 × 50)	110	138
	9	РП – ТП6	1393	67,0	134,0	47	(3 × 50)	110	138

10	РП – ТП7	1393	67,0	134,0	47	(3×50)	110	138
11	РП – ТП8	1393	67,0	134,0	47	(3×50)	110	138
12	ГПП – РП	6824	328,3	656,5	234	2(3×240)	580	726

II вариант. В данном случае запитаем цеховые ТП-5 и ТП-6 по магистральной схеме, рисунок2.

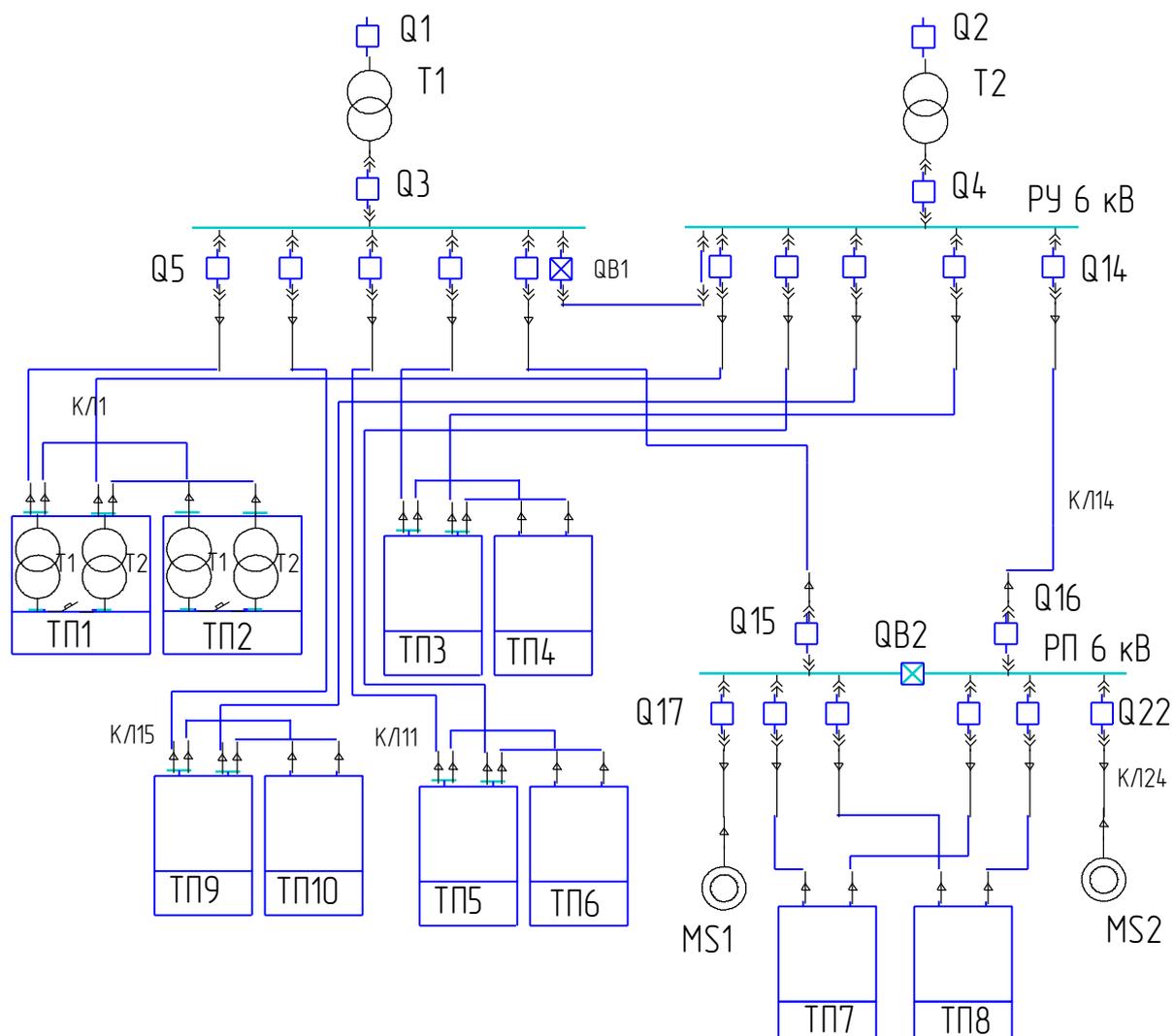


Рисунок 3 - II вариант схемы электроснабжения

Для питания ТП-7, ТП-8 и синхронных двигателей устанавливаем промежуточный РП. Для обеспечения более высокой надежности питания цеховых ТП применим двойные сквозные магистрали. Они целесообразны

для питания двухтрансформаторных ТП. Допускается к каждой магистрали подключать от двух до четырех ТП с общей мощностью не более 5000 кВА. Аналогично, выбираем КЛ и результаты расчетов сведем в таблицу 11 для отличающейся части схемы.

Таблица 11 – Выбор кабельных линий (II вариант)

Часть схемы	Номер КЛ	Питающие линии	$S_{р, КЛ}$ i кВА	$I_{раб,ни}$, А	$I_{раб,ути}$, А	$S'_{экон}$, мм ²	Количество кабелей (Количество жил $\times S_{экон,i}$ мм ²)	$I_{длит}$ доп, i А	$I'_{длит}$ доп, i А
Изменяющаяся часть схемы	8	ГПП – ТП-5	2785.2	134,0	268,0	97	(3 \times 150)	225	281,3
	9	ТП5 – ТП-6	1392.6	67,0	134,0	47	(3 \times 50)	110	137,5
	10	РП – ТП-7	1392.6	67,0	134,0	47	(3 \times 50)	110	137,5
	11	РП – ТП-8	1392.6	67,0	134,0	47	(3 \times 50)	110	137,5
	12	ГПП – РП	4039.9	194,4	388,8	191	2(3 \times 95)	330	412,5

Выбор оптимальной схемы из предложенных вариантов будем делать на основании упрощенного расчета длины кабелей и потерям электроэнергии, так как эта величины будут прямопропорциональна затратам.

Потери мощности ($\Delta P'_{л, i}$) в i -ой кабельной линии, питающей нагрузку от двух секций распределительного устройства источника питания, определим по формуле

$$\Delta P'_{л, i} = 3 \cdot I_{раб,ни}^2 \cdot r_{0,i} \cdot 2 \cdot L_i, \quad (40)$$

где $I_{раб,ни}$ – расчетный ток нормального режима i -ой КЛ, таблица 6.1;

$r_{0,i}$ – активное удельное сопротивление i -ой КЛ, таблица 7.28, [3];

L_i – длина i -ой кабельной линии, графическая часть, лист 1.

Для определения потерь электроэнергии рассчитываем время максимальных потерь (τ_m) по следующей формуле

$$\tau_m = \left(0.124 + \frac{T_M}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ ч.} \quad (41)$$

Суммарные потери электрической энергии в линиях ($\Delta W'_{\text{л}}$) определим по формуле

$$\Delta W'_{\text{л}} = \sum_{i=1}^n \Delta W'_{\text{л},i} = \sum_{i=1}^n \Delta P'_{\text{л},i} \cdot \tau_m, \quad (42)$$

где $\Delta W'_{\text{л},i}$ – потери электроэнергии в i -ой линии.

Пример расчета для кабельной линии от РП до ТП5 первого варианта. Для выбранной КЛ длиной $L_8 = 0.2$ км, сечением $S_{\text{экон},8} = (3 \times 50)$ мм².

Для расчета потерь мощности в КЛ определим по таблице 7.28 [3], $r_{0,8} = 0,62$ Ом/км, $I_{\text{раб},n} = 67$ А из таблица 4.8. Рассчитаем $\Delta P'_{\text{л},8}$ по (44) и $\Delta W'_{\text{л},8}$ по формуле (45), с учетом $\tau_m = 3411$ ч, смотри выше:

$$\Delta P'_{\text{л},8} = 3 \cdot 67^2 \cdot 0,62 \cdot 2 \cdot 0,2 = 3339 \text{ Вт} = 3,3 \text{ кВт}$$

$$\Delta W'_{\text{л},8} = 3,3 \cdot 3411 = 11256 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Стоимость цеховых трансформаторов, потери мощности и электроэнергии в них не учитываем, т.к. рассчитываем только изменяющуюся часть схемы электроснабжения, поскольку мощность цеховых трансформаторов не изменяется.

Соответственно производится расчет для остальных КЛ. Результаты расчетов приводятся в таблице 12 (I вариант) и таблице 13 (II вариант).

Таблица 12 – Показатели кабельных линий первого варианта

Номер КЛ	Питающие линии	Количество кабелей (Количество жил $\times S_{экон,i}$ $мм^2$)	$I_{раб,ни}$, А	L_i , км	$r_{0,i}$ Ом/км	$\Delta P'_{л,i}$ кВт	$\Delta W'_{л,i}$ кВт·ч
8	РП – ТП-5	(3×50)	67,0	0.20	0,62	3.3	11256
9	РП – ТП-6	(3×50)	67,0	0.21	0,62	3.5	11961
10	РП – ТП-7	(3×50)	67,0	0.25	0,62	4.2	14240
11	РП – ТП-8	(3×50)	67,0	0.30	0,62	5.0	17088
12	ГПП – РП	2(3×240)	328,3	0.25	0,06	9.7	33087
Итого	-	-	-	-	-	27.1	92657

Таблица 13 – Показатели кабельных линий второго варианта

Номер КЛ	Питающие линии	Количество кабелей (Количество жил $\times S_{экон,i}$ $мм^2$)	$I_{раб,ни}$, А	L_i , км	$r_{0,i}$ Ом/км	$\Delta P''_{л,i}$ кВт	$\Delta W''_{л,i}$ кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8
8	ГПП – ТП-5	(3×150)	134,0	0.32	0,21	7.2	24695
9	ТП-5 – ТП-6	(3×50)	67,0	0.10	0,62	1.6	5696
10	РП – ТП-7	(3×50)	67,0	0.25	0,62	4.2	14240
11	РП – ТП-8	(3×50)	67,0	0.30	0,62	5.0	17088
12	ГПП – РП	2(3×95)	194,4	0.25	0,16	9.1	30937
Итого	-	-	-	-	-	25.7	87769

Из таблицы 13 для II варианта получили суммарные потери электроэнергии $\Delta W''_{л} = 87769 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$.

Вывод. Анализируя результаты расчета можно сделать вывод, что наиболее “рациональным вариантом внутриводского электроснабжения является II вариант, имеющий меньшие потери электроэнергии.” [2] Выбор оптимальной схемы из предложенных вариантов был сделан на основании упрощенного расчета длины кабелей и потерям электроэнергии, так как эти величины будут прямопропорциональна затратам. Выбранная однолинейная схема электроснабжения предприятия является смешанной (радиально-магистральная) показана в графической части, варианты схем – на листе 3.

2.9 Расчет токов короткого замыкания

“Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение короткого замыкания (КЗ) в сети.

Для расчета токов КЗ составляется расчетная схема системы электроснабжения и на ее основании - схема замещения.

Расчетная схема - это однолинейная схема из цепочки ГПП – РП – ТП-7, где указываются все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток КЗ” [2], см. рисунок 4 и 5.

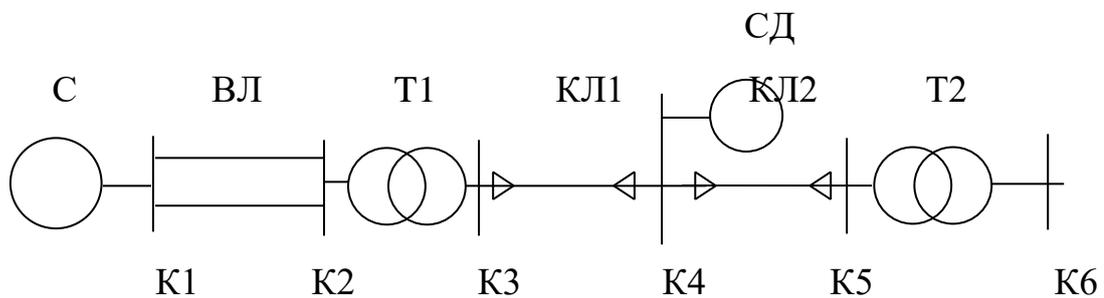


Рисунок 4 – Расчётная схема

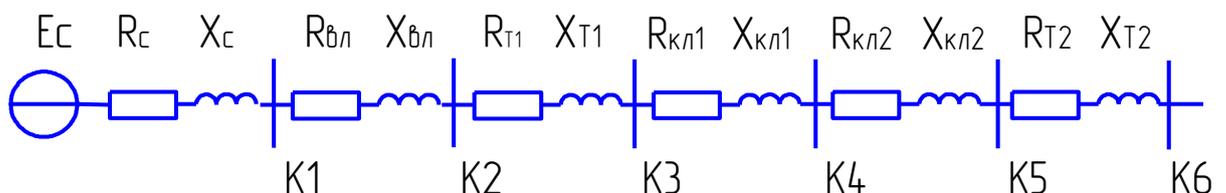


Рисунок 5 –Схема замещения

Исходные данные для расчётной схемы на рисунке4:

- Система (С):

- Номинальное напряжение системы $U_{\text{ном, сист}} = 110$ кВ.

- Реактивное сопротивление системы $X_C = 2.5$ Ом.

- Воздушная линия (ВЛ):

- Материал жил – алюминий.

- Номинальное сечение жил $F_{\text{ном ВЛ}} = 70$ мм².

- Длина воздушной линии $L_{ВЛ} = 0.9$ км.
- Трансформатор (Т1):
 - “Номинальная мощность $S'_{номТ1} = S_{номТП1} = 10000$ кВА.
 - Номинальное высшее напряжение $U_{ном ВН} = 115$ кВ.
 - Номинальное низшее напряжение $U_{ном НН} = 6.6$ кВ.
 - Напряжение короткого замыкания” [2] $u_K = 10.5\%$.
 - Потери короткого замыкания (КЗ) $\Delta P_K = 58$ кВт.
- Кабельная линия к РП (КЛ-1):
 - Материал жил – алюминий.
 - Номинальное сечение кабеля $F_{ном,КЛ1} = 95$ мм².
 - Длина кабеля $L_{КЛ1} = 0.25$ км.
- Кабельная линия к ТП7 (КЛ-2):
 - Материал жил – алюминий.
 - Номинальное сечение кабеля $F_{ном,КЛ2} = 50$ мм².
 - Длина кабеля $L_{КЛ2} = 0.25$ км.
- “Трансформатор на ТП7 (Т2):
 - Номинальная мощность трансформатора $S'_{номТ,2} = 1000$ кВА.
 - Номинальное высшее напряжение $U_{ном ВН, Т} = 6$ кВ, [3].
 - Номинальное низшее напряжение $U_{ном НН, Т} = 0.4$ кВ, [3].
 - Напряжение короткого замыкания” [2] $u_K = 8\%$, [3].
 - Потери короткого замыкания (КЗ) $\Delta P_K = 12$ кВт, [3].
- Синхронный двигатель, $P_{ном СД} = 630$ кВт.

Расчет токов КЗ за каждым элементом схемы производим в относительных единицах.

Все параметры приводим к базисным условиям и определяют нижеперечисленные значения.

Сопротивления системы (X_{*c}) реактивное и (R_{*c}) активное:

$$X_{*c} = X_c \cdot \frac{S_6}{U_6^2} ; \quad (43)$$

$$R_{*C} = 0.071 \cdot X_C, \quad (44)$$

где $S_{\bar{\sigma}}$ - базисная мощность, принята равной номинальной мощности одного трансформатора ГПП, $S_{\bar{\sigma}} = 10$ МВА;

$U_{\bar{\sigma}}$ - базисное напряжение, $U_{\bar{\sigma}} = 6$ кВ.

Активное ($R_{*T,i}$) и индуктивное ($X_{*T,i}$) сопротивления i -го трансформатора:

ра:

$$R_{*T,i} = \frac{P_{K,i}}{S_{номT,i}} \cdot \frac{U_{ном,i}^2}{S_{номT,i}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} \quad (45)$$

$$X_{*T,i} = \frac{U_{к,i}}{100} \cdot \frac{U_{ном,i}^2}{S_{номT,i}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} \quad (46)$$

где $\Delta P_{к,i}$ - мощность КЗ i -го трансформатора;

$U_{к,i}$ - напряжение КЗ i -го трансформатора;

$U_{ном, i}$ - номинальное напряжение i -го трансформатора, соответствующее базисному напряжению;

$S_{ном,i}$ - номинальная мощность i -го трансформатора.

Сопротивления кабельных линий активное ($R_{*КЛ,k}$) и реактивное ($X_{*КЛ,k}$):

$$R_{*КЛ,k} = R_{уд,k} \cdot L_{КЛ,k} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} \quad (47)$$

$$X_{*КЛ,k} = X_{уд,k} \cdot L_{КЛ,k} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} \quad (48)$$

где $R_{уд,k}$ и $X_{уд,k}$ - удельное индуктивное и активное сопротивление k -ой кабельной линии [3].

“Действующее значение периодической составляющей трехфазного КЗ в j -ой точке ($I_{к,j}$) определяется по формуле” [2]

$$I_{K,j} = \frac{E_c}{\sqrt{R_{\Sigma j}^2 + x_{\Sigma j}^2}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \quad (49)$$

где E_c – приведенная ЭДС системы (электродвижущая сила),

$R_{\Sigma j}$ - сумма активных сопротивлений от системы до j -ого узла;

$x_{\Sigma j}$ - сумма индуктивных сопротивлений от системы до j -ого узла.

Ударный коэффициент для j -ой узла ($K_{уд,j}$)

$$K_{уд,j} = 1 + e^{\frac{-t}{T_a}}, \quad (50)$$

где t – время, при котором ток КЗ имеет наибольшее значение, $t = 0.01$ с, [2];

T_a – время затухания апериодической составляющей.

Ударный ток КЗ ($I_{уд,j}$)

$$I_{уд,j} = \sqrt{2} \cdot K_{уд,j} \cdot I_{K,j}. \quad (51)$$

Приведем пример расчета тока КЗ для точки К2.

Расчет токов КЗ за каждым элементом схемы производим точным способом в “относительных единицах. Все параметры приводим к базисным условиям.

$S_{\bar{\sigma}}$ - базисная мощность, принята равной номинальной мощности” [2] одного трансформатора $S_{\bar{\sigma}} = 10$ МВА;

$U_{\bar{\sigma}}$ - базисное напряжение, $U_{\bar{\sigma}} = 6$ кВ.

Тогда базисное напряжение I ступени равно

$$U_{61} = U_{62} \frac{115}{6} = 6 \frac{115}{6} = 115 \text{ кВ}$$

Определим также базисные токи для каждой ступени:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{61}} = \frac{10\,000\,000}{\sqrt{3} \cdot 115\,000} = 50,2 \text{ А}$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{62}} = \frac{10\,000\,000}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 962,2 \text{ А}$$

Сопротивления системы (X_{*c}) реактивное и (R_{*c}) активное:

$$X_{*c} = X_c \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 2,5 \cdot \frac{10000}{115^2} = 0,0019 \text{ ;}$$

Относительная величина ЭДС источника питания

$$E_c'' = \frac{110}{115} = 0,956$$

Активное ($R_{*T,i}$) и индуктивное ($X_{*T,i}$) сопротивления i -го трансформатора:

$$R_{*T1} = \frac{P_{K,1}}{S_{номT,1}} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{номT,1}} \cdot \frac{S_{62}}{U_{62}^2} = \frac{58}{10000} \cdot \frac{6^2}{10000} \cdot \frac{10000}{6^2} = 0,0058$$

$$X_{*T,i} = \frac{U_{к,i}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{номT,1}} \cdot \frac{S_{62}}{U_{62}^2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{6^2}{10000} \cdot \frac{10000}{6^2} = 0,105$$

где $\Delta P_{к,i}$ - мощность КЗ i -го трансформатора;

Сопротивления кабельных линий активное ($R_{*КЛ,k}$) и реактивное ($X_{*КЛ,k}$):

$$R_{* \text{ КЛ},k} = R_{\text{уд}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}2}^2} = 0,326 \cdot 0,125 \cdot \frac{10000}{6^2} = 0,011$$

$$X_{* \text{ КЛ}} = X_{\text{уд}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}2}^2} = 0,078 \cdot 0,125 \cdot \frac{10000}{6^2} = 0,0027$$

где $R_{\text{уд}}$ и $X_{\text{уд}}$ - удельное индуктивное и активное сопротивление кабельной линии.

Сопротивления воздушной линии активное ($R_{* \text{ ВЛ}}$) и реактивное ($X_{* \text{ ВЛ}}$) с учетом того, что она двухцепная:

$$R_{* \text{ ВЛ}} = \frac{1}{2} \cdot R_{\text{уд}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}1}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,428 \cdot 0,9 \cdot \frac{10000}{115^2} = 0,000145$$

$$X_{* \text{ ВЛ}} = \frac{1}{2} \cdot X_{\text{уд}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}1}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,44 \cdot 0,9 \cdot \frac{10000}{115^2} = 0,00015$$

Составим “схему замещения для точки К2” [2] для трехфазного тока КЗ(рисунок 6)

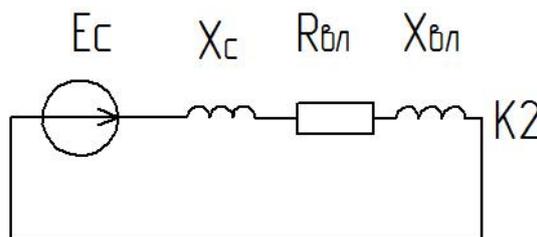


Рисунок 6 - Схема замещения для точки К2

$$I_{* \text{ К2}}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{R_{\Sigma j}^2 + x_{\Sigma j}^2}} = \frac{0,956}{\sqrt{0,000145^2 + (0,0019 + 0,00015)^2}} = 465,18$$

В именованных единица ток равен

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2}^{(3)} * I_{\sigma 1} = 465,18 * 50,2 = 23,321 \text{ кА}$$

$$K_{y\sigma, j} = 1 + e^{\frac{-t}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,045}} = 1,65$$

$$T_a = (X_c + X_{вЛ}) / (314 * R_{вЛ}) = 0,045$$

$$i_{y\sigma K2} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 23,35 = 54,48 \text{ кА}$$

Результаты остальных расчетов сведем в таблицу 14.

Таблица 14 - Результаты расчетов токов короткого замыкания

Точка КЗ	Номинальное напряжение сети, кВ	Ток к.з.периодич. кА	Ток к.з.ударный кА	Ударный коэффициент
1	110	25.3	64.5	1.8
2	110	23.3	54.41	1.67
3	6	7.8	20.27	1.8
4	6	8.0	18.9	1.6
5	6	7.05	12.4	1.2
6	0,38	16.1	35.1	1.5

Вывод. В данном разделе был произведен расчет токов короткого замыкания во всех точках сети. Расчет производился по составленной схеме замещения. Расчет токов КЗ за каждым элементом схемы производили точным способом в относительных единицах. Все параметры приводили к базисным условиям. В результате получили токи КЗ (значения токов КЗ периодической составляющей и значения ударных токов). Данные расчеты необходимы для дальнейшего выбора параметров силового оборудования.

2.10 Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей

2.10.1 Выбор выключателей

“Выключатели выбирают по следующим критериям:

- По роду установки.
- По номинальному напряжению

$$U_{\text{ном. в.}} > U_{\text{ном. зу.}} \quad (52)$$

- По нагреву рабочим током при утяжеленном режиме ($I_{\text{р. ут}}$)

$$I_{\text{ном. в.}} > I_{\text{р. ут}}, \quad (53)$$

где $I_{\text{ном. в.}}$ - номинальный ток выключателя, А.

- По номинальному току отключения ($I_{\text{ном. откл}}$)

$$I_{\text{ном. откл}} > I_{\text{пт}}, \quad (54)$$

где $I_{\text{пт}}$ - периодическая составляющая тока КЗ ко времени размыкания контактов выключателя (τ). Расчетное время τ равна сумме собственного времени выключателя ($t_{\text{отк, соб}}$) и минимального времени срабатывания релейной защиты ($t_{\text{min, РЗ}}$), поэтому примем $t_{\text{min, РЗ}} = 0,01\text{с}$ [4].

- “По полному току отключения

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном. откл}} (1 + \beta_{\text{ном}}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{а, \tau}}, \quad (55)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ – номинальное [2] относительное содержание аperiodической составляющей в токе выключателя, рисунок 12.36[9];

$i_{a,\tau}$ - значение аperiodической составляющей тока отключения, $i_{a,\tau}$ вычисляется по формуле

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (56)$$

где $I_{n,0}$ – периодическая составляющая тока КЗ, для расчетной схемы, типа “система” $I_{n,0} = I_{нт}$;

T_a – постоянная времени аperiodической составляющей тока КЗ, $T_a = 0,02$ таблица 12.13 [9].

- Проверка по номинальному току включения ($I_{\text{ном. вкл}}$)

$$I_{\text{ном. вкл}} \geq I_{n,0} \quad (57)$$

- По условию электродинамической стойкости выключателя

$$I_{\text{пр.скв.ампл}} \geq I_{\text{уд.мах}} \quad (58)$$

где $I_{\text{пр.скв.ампл}}$ – наибольший предельный сквозной ток выключателя [3];

$I_{\text{уд.мах}}$ - ударный ток трехфазного КЗ.

- По условие термической стойкости выключателя

$$I_{\text{ном. откл}}^2 \cdot t_{\text{ном,т}} \geq B \quad (59)$$

где $t_{\text{ном,т}}$ - номинальное время термической стойкости, таблица 5.1 [3];

W – интеграл Джоуля, для расчетной схемы типа “система” определим по формуле (63).

$$W = I_{n,0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (60)$$

где $t_{откл}$ – время отключения, определим по формуле (64)

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пол.вык}, \quad (61)$$

где $t_{рз}$ – время срабатывания основной релейной защиты;

$t_{пол.вык}$ – полное время отключения выбранного выключателя, таблица 14 [3].

Выберем выключатели Q1, Q2 и QB1” [2] для схемы из рисунка 1 – согласно вышеуказанным условиям. Ток утяжеленного режима ($I_{р. утвн}$), когда одна питающая линия вышла из строя и только один трансформатор остался во включенном состоянии, тогда

$$I_{р. утвн} = \frac{1.4 \cdot S_{ном ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН ГПП}} = \frac{1.4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73.5 A . \quad (62)$$

Примем к установке выключатель типа ВГТ-110Б-25/1000УХЛ1 по таблице 14 [3] со следующими номинальными характеристиками (см. таблицу 15). Для ВЛ “ $I_{н,0} = 23.3$ кА, а $I_{уд.мах} = 54.4$ кА. Примем время срабатывания релейной защиты $t_{рз} = 0.02$ с.

Проверка выключателя Q1 приведена в таблице 15.” [2]

Таблица 15 – Проверка выключателя Q1

Номер условия	Номинальные параметры ВГТ-110Б-25/1000УХЛ1	Расчетные данные
1	Наружная установка	ОРУ
2	$U_{\text{НОМ.В}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.ЭУ}} = 110 \text{ кВ}$
3	$I_{\text{НОМ.В}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{р. утвн}} = 73,5 \text{ А}$
4	$I_{\text{НОМ. ОТКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 23,3 \text{ кА}$
5	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ. ОТКЛ}} (1 + \beta_{\text{НОМ}}) = \sqrt{2} \cdot 25(1+0.3) = 45,9 \text{ кА}$	$\tau = t_{\text{отк, соб}} + t_{\text{min, ПЗ}} = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с}$ $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 23,3 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 3,47 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 23,3 + 3,47 = 36,4 \text{ кА}$
6	$I_{\text{НОМ. ВКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{н,0 2}} = 23,3 \text{ кА}$
7	$I_{\text{пр.скв.ампл}} = 65 \text{ кА}$	$I_{\text{уд,мак 2}} = 54,4 \text{ кА}$
8	$I_{\text{НОМ. ОТКЛ}}^2 \cdot t_{\text{НОМ,Т}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B' = I_{\text{н,0 2}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 23,3^2 \cdot (0,08 + 0,02) = 54,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пол.вык}} = 0,02 + 0,06 = 0,08 \text{ с}$

Итого , выбранный выключатель удовлетворяет по всем условиям.

Теперь выберем выключатель Q3. Примем к установке из [16] выключатель типа ВВ/TEL-10-12.5/1600-У2-41со следующими номинальными характеристиками (см. таблицу 16). Для участка: “ $I_{\text{н,0 3}} = 7,8 \text{ кА}$, и $I_{\text{уд,мак 3}} = 20,3 \text{ кА}$. Время срабатывания релейной МТФз $t_{\text{рз}} = 0,9 \text{ с}$.

Ток утяжеленного режима ($I_{\text{р. утнн}}$) , когда одна питающая линия вышла из строя и только один трансформатор” [2] остался во включенном состоянии, тогда

$$I_{\text{р. утнн}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН ГПП}}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1347 \text{ А} . \quad (63)$$

Результат Проверки выключателя Q3сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Проверка выключателя Q3

Номер условия	Номинальные параметры ВВ/TEL-10-12.5/1600-У2-41	Расчетные данные
1	Внутренняя установка	ЗРУ
2	$U_{\text{ном.в}} = 10 \text{ кВ}$	$U'_{\text{ном.эу}} = 6 \text{ кВ}$
3	$I_{\text{ном.в}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{р. утнн}} = 1347 \text{ А}$
4	$I_{\text{ном. откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 7,8 \text{ кА}$
5	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном. откл}} (1 + \beta_{\text{ном}}) = \sqrt{2} \cdot 12,5(1+0,5) = 26,5 \text{ кА}$	$\tau = t_{\text{отк, соб}} + t_{\text{min, ПЗ}} = 0,015 + 0,01 = 0,025 \text{ с}$ $i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,8 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,05}} = 6,7 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} + i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,8 + 6,7 = 17,7 \text{ кА}$
6	$I_{\text{ном. вкл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н,0 3}} = 7,8 \text{ кА}$
7	$I_{\text{пр.скв.ампл}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{уд,мах 3}} = 20,3 \text{ кА}$
8	$I_{\text{ном. откл}}^2 \cdot t_{\text{ном,т}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B'' = I_{\text{н,0 3}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 7,8^2 \cdot (0,93 + 0,05) = 59,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $t_{\text{откл}} = t_{\text{ПЗ}} + t_{\text{пол.вык}} = 0,9 + 0,03 = 0,93 \text{ с}$

Вывод. Выбранный выключатель подходит к установке. Выключатели выбирали по следующим критериям:

- по роду установки;
- по номинальному напряжению;
- по нагреву рабочим током при утяжеленном режиме;
- по номинальному току отключения;
- по времени выключателя и “минимального время срабатывания релейной защиты” [2] по полному току отключения;
- проверка по номинальному току включения;
- по условию электродинамической стойкости выключателя;
- по условию термической стойкости выключателя.

2.10.2 Выбор разъединителей, выключателей нагрузки и плавких предохранителей

Выбор разъединителей, выключателей нагрузки и “плавких предохранителей выполняется по следующим основным условиям:

- по роду установки;
- по номинальному напряжению ($U_{ном}$) должно соответствовать $U_{ном. зу}$

$$U_{ном} \geq U_{ном. зу};$$

- электрические аппараты должны быть рассчитаны на нагрев в длительном режиме

$$I_{ном.} > I_{р.ут}; \quad (64)$$

где $I_{ном.}$ – номинальный ток соответственно:

$I_{ном раз}$ – для разъединителя,

$I_{номВНГ}$ – для выключателя нагрузки,

$I_{ном пр}$ – для предохранителя.” [2]

При выборе разъединителей необходимо проверять по следующему условию:

- условие электродинамической стойкости

$$I_{ном дин.раз.} \geq I_{уд.мах} , \quad (65)$$

где $I_{ном дин.раз.}$ – предельный сквозной ток, таблица 5.5 [3].

- “условие термической стойкости разъединителя по номинальному току термической стойкости ($I_{ном. раз. т}$) и допустимому времени его действия ($t_{ном. раз. т}$)” [2] по таблице 5.5 [3]

$$I_{\text{ном. раз. т}}^2 \geq B \cdot I_{\text{ном. раз. т}} \quad (66)$$

При выборе плавкого предохранителя проверяют по
 - номинальному току отключения предохранителя ($I_{\text{ном. отк. пр}}$)

$$I_{\text{ном. отк. пр}} \geq I_{\text{н,0}} \quad (67)$$

Для нашей ГПП выполним выбор разъединителя QS1 (по рисунку 1).
 Примем к установке разъединитель типа РНДЗ-110/630 Т1 с параметрами (см, таблицу 18) Проверку разъединителя приведем в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка разъединителя

Номер условия	Номинальные характеристики разъединителя РНДЗ-110/630 Т1	Расчетные значения
1	Наружная установка	ОРУ
2	$U_{\text{ном раз}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.эу}} = 110 \text{ кВ}$
3	$I_{\text{ном раз}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{р. утвн}} = 74 \text{ А}$
4	$I_{\text{ном дин.раз}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд.мах 2}} = 55 \text{ кА}$
5	$I_{\text{ном. раз. т}}^2 \geq B \cdot I_{\text{ном. раз. т}} = 31.5^2 \cdot 4 = 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B' = 54,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Итак, разъединитель типа РНДЗ-110/630 Т1 удовлетворяет всем условиям.

Выбираем, аналогично, выключатель нагрузки на УВН ТП-1 “мощностью $S_{\text{ном Т}} = 1000 \text{ кВА}$. Примем к установке выключатель нагрузки типа ВНР-10/400-10зУЗ (таблица 5.3 [3]) со номинальными параметрами” [2] согласно таблице 19. Рассчитаем ток утяжеленного режима ($I_{\text{р.утвнг}}$) через выключатель нагрузки

$$I_{\text{р.утвнг}} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{ном Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{1.4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 134.7 \text{ А.}$$

Результаты анализа занесем в таблицу 19.

Таблица 19 – Результаты анализа выключателя нагрузки

Номер условия	Номинальные параметры ВНР-10/400-10зУЗ	Расчетные параметры
1	Внутренняя установка	ЗРУ (ТП)
2	$U_{\text{ном ВНР}} = 10 \text{ кВ}$	$U'_{\text{ном.эу}} = 6 \text{ кВ}$
3	$I_{\text{ном ВНР}} = 400 \text{ А}$	$\Gamma_{\text{р. утВНР}} = 135 \text{ А}$
4	$I_{\text{ном ВНР отк}} = 400 \text{ А}$	$\Gamma_{\text{р. утВНР}} = 135 \text{ А}$

Таким образом, выбранный выключатель нагрузки удовлетворяет всем требованиям.

Выберем плавкий предохранитель, установленный последовательно с выключателем нагрузки для защиты силового трансформатора мощностью 1000 кВА. Возьмем для анализа предохранитель типа ПКТ104-10-160-20У2 с номинальными параметрами в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор предохранителя

Номер условия	Номинальные параметры ПКТ104-10-160-20У2	Расчетные данные
1	Внутренняя установка	ЗРУ (ТП)
2	$U_{\text{ном пр}} = 10 \text{ кВ}$	$U'_{\text{ном.эу}} = 6 \text{ кВ}$
3	$I_{\text{ном. отк. пр}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0.5}} = 7 \text{ кА}$
4	$I_{\text{ном пр}} = 160 \text{ А}$	$\Gamma_{\text{р. утВНР}} = 135 \text{ А}$

Вывод. Выбранный предохранитель типа ПКТ104-10-160-20УЗ подходит.

Оборудование выбиралось по следующим критериям:

- по роду установки;
- по номинальному напряжению ;
- электрические аппараты должны быть рассчитаны на нагрев в длительном режиме;
- условие электродинамической стойкости;
- “условие термической стойкости.” [2]

2.10.3 Выбор трансформаторов тока

“Выбор трансформаторов тока выполняется по следующим условиям:

- По роду установки.

- Номинальное напряжение трансформатора тока ($U_{\text{ном.тт}}$) должно соответствовать номинальному напряжению электроустановки ($U_{\text{ном.эу}}$)

$$U_{\text{ном.тт}} > U_{\text{ном.эу}} \quad (68)$$

- По нагреву током в утяжеленном режиме

$$I_{1 \text{ ном ТТ}} \geq I_{\text{р. ут}} \quad (69)$$

где $I_{1 \text{ ном ТТ}}$ – номинальный первичный ток ТТ.

- Вторичная номинальная нагрузка ТТ ($z_{2 \text{ ном}}$) в требуемом классе точности должна соответствовать расчетной вторичной нагрузке ТТ ($z_{2 \text{ расч}}$)

$$z_{2 \text{ ном}} \geq z_{2 \text{ расч}}; \quad (70)$$

$$z_{2 \text{ расч}} \approx R_{\text{к}} + R_{\text{сп}} + R_{\text{пр}}, \quad (71)$$

где $R_{\text{к}}$ – это соответственно активное сопротивление контактов, $R_{\text{к}} = 0.1 \text{ Ом}$, с. 226 [9];

$R_{\text{сп}}$ – это соответственно сопротивление соединительных проводов, определяем по формуле (72);

$R_{\text{пр}}$ – это соответственно сопротивление измерительных приборов во вторичной цепи ТТ.

Также учитываем сопротивление соединительных проводов, которое равно

$$R_{\text{сп}} = \rho \cdot \frac{l_{\text{расч}}}{s}, \quad (72)$$

где ρ – удельное сопротивление материала проводов, для проводов из алюминия принимаем $\rho = 0.028 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$, с. 227 [9];

s – сечение проводов;

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина, $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} l$;

l – расстояние от ТТ до измерительных приборов в один конец.

Учитываем сопротивление приборов

$$R_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{2\text{номТТ}}^2}; \quad (73)$$

где $S_{\text{пр}}$ – мощность приборов, подключенных к наиболее загруженной фазе;

$I_{2\text{номТТ}}$ – номинальный вторичный ток ТТ.

- Условие по динамической стойкости ТТ

$$\sqrt{2} \cdot k_{\text{ном дин}} \cdot I_{1\text{номТТ}} \geq I_{\text{уд.мах}}, \quad (74)$$

где $k_{\text{ном дин}}$ – соответственно кратность электродинамической стойкости.

- Условие по термической стойкости ТТ

$$(k_{\text{ном тер}} \cdot I_{1\text{номТТ}})^2 \cdot t_{\text{ном т}} \geq B'', \quad (75)$$

где $k_{\text{ном тер}}$ – это соответственно кратность термической стойкости, $t_{\text{ном т}}$ – допустимое время термической стойкости, таблица” [2] 5.9 [3].

Принимаем ТТ для измерительных приборов на ГПП. Создаваемая нагрузка от приборов на ТТ указана в таблице 21.

Таблица 21 – Нагрузка трансформатора тока

Приборы	Тип	Количество	Нагрузка , ВА	
			Фаза А	Фаза С
Амперметр	ЭП351	1	0.5	-
Ваттметр	ДП305	1	0.5	0.5
Варметр	ДП305	1	0.5	0.5
Счетчик активной энергии	ИП670	1	2.5	2.5
Счетчик активной энергии	ИП673	1	2.5	2.5
$S_{пр}$	-	-	6.5	6.0

“В качестве соединительных проводников для подключения всех указанных приборов берем контрольные кабели с алюминиевыми жилами сечением $s=4 \text{ мм}^2, l=19\text{м.}$ ” [2]

“Теперь по вышеуказанным формулам определяем $R_{пр}, R_{сп}$ ” [2] , $Z_2 \text{ расч}$, причем $I_{2ном ТТ} = 5 \text{ А}$, таблица 5.9 [3]:

$$R_{пр} = \frac{6.5}{5^2} = 0.26 \text{ Ом};$$

$$R_{сп} = 0.028 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 20}{4} = 0.24 \text{ Ом};$$

$$Z_2 \text{ расч} \approx 0.2 + 0.24 + 0.26 = 0.7 \text{ Ом.}$$

Примем к установке трансформатор тока типа ТОЛ-10 с номинальными параметрами из таблицы 22. Результаты анализа и выбора сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Выбор трансформатора тока

Номер условия	Номинальные параметры ТОЛ-10	Расчетные данные
1	Внутренняя установка	ЗРУ
2	$U_{\text{ном ТТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U'_{\text{ном.эу}} = 6 \text{ кВ}$
3	$I_{1 \text{ ном ТТ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{р. утнн}} = 1347 \text{ А}$
4	$Z_{2\text{ном}} = 0.8 \text{ Ом}$	$Z_{2 \text{ расч}} = 0.7 \text{ Ом}$
5	Не нормируется	$I_{\text{уд.мах 3}} = 20,3 \text{ кА}$
6	$(k_{\text{ном тер}} \cdot I_{1 \text{ ном ТТ}})^2 \cdot t_{\text{ном т}} = (35 \cdot 1)^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B'' = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 59,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ (таблица 8.2)

Вывод. “Трансформатор тока типа ТОЛ-10 отвечает всем требованиям, принимаем его к установке.

Выбор трансформаторов тока выполнялся по следующим условиям:

- по роду установки;
- по номинальному напряжению трансформатора тока” [2];
- по нагреву током в утяжеленном режиме;
- по вторичной номинальной нагрузке;
- по условию динамической стойкости ТТ;
- по условию по термической стойкости ТТ.

2.10.4 Выбор трансформатора напряжения

“Трансформатор напряжения (ТН) выбирается по следующим критериям:

- Род установки (открытое или закрытое).
- Номинальное напряжение трансформатора напряжения ($U_{\text{ном.тн}}$) должно соответствовать номинальному напряжению электроустановки ($U_{\text{ном.эу}}$)

$$U_{\text{ном. тн}} > U'_{\text{ном. эу}} \quad (76)$$

- Номинальная мощность ТН ($S_{2 \text{ ном ТН}}$) должна соответствовать суммарной расчетной нагрузке измерительных приборов ($S_{2 \text{ расч}}$)

$$S_{2 \text{ номТН}} \geq S_{2 \text{ расч}}; \quad (77)$$

$$S_{2 \text{ расч}} = \sqrt{P_{np\Sigma}^2 + Q_{np\Sigma}^2}, \quad (78)$$

где $P_{np\Sigma}$ - суммарная активная мощность, потребляемая приборами;

$Q_{np\Sigma}$ - суммарная реактивная мощность, потребляемая приборами.

Нагрузка от приборов, присоединяемых к ТН, приведены в таблице 23; параметры приборов взяты из таблицы 6.26 [3] [2].

Таблица 23 – Нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип	Потребляемая мощность катушки, ВА	Число катушек	cos φ	Количество приборов	$P_{пр}$, Вт	$Q_{пр}$, вар
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	1	3	-
Вольтметр	Э-387	2,0	1	1	2	4	-
Частотомер	Э-371	3,0	1	1	1	3	-
Частотомер регистрирующий	Н-345	3,0	1	1	1	3	-
Вольтметр регистрирующий	Н-343	10,0	1	1	1	10	-
Счетчик активной энергии	И-680	2,0	2	0,38	5	20	48,7
Счетчик реактивной энергии	И-676	3,0	2	0,38	1	6	14,5
$P_{np\Sigma}, Q_{np\Sigma} :$						52	63,2

“Примем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ–6” [2] с параметрами, взятыми из таблицы 5.13 [3,14]: $U_{\text{ном. ТН}} = 6 \text{ кВ}$, $S_{2 \text{ номТН}} = 75 \text{ ВА}$ для класса точности 0.5. Анализ проверки ТН на соответствие заданным условиям сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Результат выбора трансформатора напряжения

Номер условия	Номинальные параметры НАМИ–6УЗ	Расчетные данные
1	Внутренняя установка	ЗРУ
2	$U_{\text{ном. тн}} = 6 \text{ кВ}$	$U'_{\text{ном. эу}} = 6 \text{ кВ}$
3	$S_{2 \text{ ном тн}} = 100 \text{ ВА}$	$S_{2 \text{ расч}} = \sqrt{52^2 + 63.2^2} = 82 \text{ ВА}$

Вывод. Принимаем к установке трехфазный антирезонансный трансформатор напряжения типа НАМИ-6.

Выбор трансформатор напряжения производился по следующим критериям:

- по род установки (открытое или закрытое).
- по номинальному напряжению трансформатора;
- по номинальной мощности ТН.

2.10.5 Проверка кабелей на термическую стойкость

Выбранные кабели необходимо проверить на термическую стойкость по формуле

$$I_{\text{т ст}} = \frac{C \cdot s}{\sqrt{t_{\text{рз}} + t_{\text{п.вык}} + Ta}}, \quad (79)$$

где $I_{\text{т ст}}$ - это ток термической стойкости;

C –это соответственно принятый коэффициент для кабелей с алюминиевыми жилами до 10 кВ включительно из таблицы 8.3 [21], $C = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{0.5} / \text{мм}^2$;

s – это выбранное сечение проверяемого кабеля.

Проверим на термическую стойкость кабель сечением $s = 50 \text{ мм}^2$, $I_{\text{п,0.4}} = 8,018 \text{ кА}$. Найдем его ток термической стойкости ($I_{\text{т ст}}(50)$)

$$I_{T\text{ ст } (50)} = \frac{90 \cdot 50}{\sqrt{0.45 + 0.03 + 0.05}} = 6.2 \text{ кА.}$$

По условию термической стойкости $I_{T\text{ ст}}$ должен быть больше $I_{п,0}$. Как видно для кабеля сечением 50 мм^2 это условие не выполняется. Следовательно, необходимо принять большое сечение $s = 70 \text{ мм}^2$.

$$I_{T\text{ ст } (70)} = \frac{90 \cdot 70}{\sqrt{0.45 + 0.03 + 0.05}} = 8.6 \text{ кА.}$$

Вывод. Все кабели сечением 50 мм^2 и 25 мм^2 (таблица 4.8-4.11), отходящие от РП, не проходят по термической стойкости, поэтому необходимо принять их сечение равным 70 мм^2 .

2.11 Выбор релейной защиты элементов сети и автоматизация системы электроснабжения

2.11.1 Назначение релейной защиты и автоматики

В процессе эксплуатации электрооборудования элементы электроснабжения могут подвергаться отрицательному воздействию и повреждению при аварийных ситуациях, например при коротких замыканиях.

Защита трансформаторов. В эксплуатации “обеспечивают защиту силовых трансформаторов от отрицательного воздействия токов КЗ. Защита действует на отключение выключателем без выдержки времени поврежденного трансформатора для ограничения ущерба от повреждения от ударных токов. Для защиты мощных трансформаторов дополнительно применяется продольная дифференциальная защита, а для маломощных - токовая защита со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Газовая защита защищает при всех повреждениях внутри бака трансформатора и при

понижении уровня масла. Здесь можно отметить, что релейная защита от воздействия токов внешних коротких замыканий используется как дополнительная и поэтому должна выполняться с выдержкой времени. Кроме того, защита от перегрузки может быть выполнена с помощью одного максимального токового реле с действием на сигнал (при наличии постоянного обслуживающего или дежурного персонала), а при их отсутствии защита может выполнить с выдержкой времени его разгрузку или полное отключение трансформатора от источника питания.” [2]

2.11.2 Расчет устройств релейной защиты блока линия-трансформатор

Для линий в сетях 3...10 кВ глухозаземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных и однофазных замыканий на землю. “Произведем расчет для всех видов защиты.

- Токовая отсечка. Ток срабатывания реле токовой отсечки” [2] ($I_{с.р.то}$) определяется по формуле

$$I_{с.р. то} = k_{отс} \cdot k_{сх}^{(3)} \cdot \frac{I_{КЗвн.мах}}{k_{ТА}} \quad (80)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент, учитывающий отстройку, с.9 [15,24]

принимается $k_{отс}=1,2$;

$k_{сх}^{(3)}$ – коэффициент схемы, в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю) рекомендуется использовать схему соединения при трансформатора тока и реле “неполная звезда”, тогда $k_{сх}^{(3)} = 1$;

$k_{ТА}$ – коэффициент трансформации;

$I_{КЗ внмах}$ – максимальный ток трехфазного КЗ определяется со стороны высшего напряжения при коротком замыкании на стороне низшего напряжения трансформатора ТП-7; в нашем

случае этот ток соответствует току короткого замыкания в 6-ом узле $I_{К,6} = 16,07$ кА.

Тогда $I_{КЗ\text{ в}н\text{ма}х}$ приведенный ток равен

$$I_{КЗ\text{ в}н\text{ма}х} = I_{К,6} \cdot \frac{U_{ном\text{НН}\text{ Т}}}{U_{ном\text{ВН}\text{ Т}}} = 16,07 \cdot \frac{0,4}{6} = 1,071 \text{ кА}, \quad (81)$$

где $U_{ном\text{ВН}\text{ Т}}$ и $U_{ном\text{НН}\text{ Т}}$ – номинальные напряжения трансформатора на высшей и низшей сторонах, соответственно 6 кВ и 0,4 кВ.

Выберем трансформатор тока для защиты линии (по утяжеленному режиму). Рабочий утяжеленный ток линии, питающей ТП-7, равен $I_{раб,ут} = 134$ А (таблица 4.11). По таблице 5.9 [3,18] выбираем трансформатор тока (ТТ) типа ТПЛК-10 со следующими параметрами: номинальное напряжение трансформатора тока $U_{ном\text{ ТТ}} = 10$ кВ, коэффициент трансформации $k_{ТА} = 150/5 = 30$.

$$I_{с.р.\text{ то}} = 1,2 \cdot 1 \cdot \frac{1071}{30} = 42,8 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты ($I_{с.з.\text{ то}}$) равен

$$I_{с.з.\text{ то}} = k_{отс} \cdot I_{КЗ\text{ в}н\text{ма}х} = 1,2 \cdot 1,071 = 1,29 \text{ кА.} \quad (82)$$

Оценка чувствительности защиты должна производиться с помощью коэффициента чувствительности. Коэффициент чувствительности для токовой отсечки ($k_{чт.о}$) определяется по формуле

$$k_{чт.о} = \frac{I_{р.\text{min}\text{ т.о}}}{I_{с.р.\text{ то}}}, \quad (83)$$

где $I_{p. \text{ минт.о}}$ - ток в реле при минимальном токе металлического двухфазного КЗ при проверки токовой отсечки.

Тогда $I_{p. \text{ минт.о}}$ данном случае будет равен

$$I_{p. \text{ мин}} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot k_{TA}} I_{K,5}, \quad (84)$$

где $I_{K,5}$ - ток трехфазного КЗ в конце линии, в 5 узле (рисунок 7.1);
 $I_{K,5} = 7.046 \text{ кА}$.

$$I_{p. \text{ минт.о}} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot 30} \cdot 7046 = 203 \text{ А},$$

$$k_{\text{чт.о}} = \frac{203}{42.8} = 4.7$$

Таким образом, коэффициент чувствительности для токовой отсечки равен $k_{\text{чт.о}} = 4.7$, что больше двух [15], что удовлетворяет условиям чувствительности

- Максимальная токовая защита (МТЗ). Ток срабатывания максимальной токовой защиты ($I_{с.з \text{ МТЗ}}$) “выбираю исходя из требования отстройки от наибольшего тока нагрузки согласно формуле

$$I_{с.з \text{ МТЗ}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{с.з} \cdot k_{сх}^{(3)} \cdot I_{\text{рабуг}}}{k_{\text{в}} \cdot k_{TA}}, \quad (85)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки для МТЗ по с.489 [6], $k_{\text{отс}}=1,2$;
 $k_{с.з}$ - это соответственно коэффициент самозапуска, учитывающий токи самозапуска электродвигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ либо после срабатывания” [2, 19] АПВ, по с.9[15] принимаем $k_{с.з}=2.5$;

k_B - это соответственно коэффициент возврата реле, $k_B=0,85$ с.9[15].

$$I_{c.з. МТЗ} = \frac{1.2 \cdot 2.5 \cdot 134}{0.85} = 473 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток срабатывания реле МТЗ ($I_{c.р. МТЗ}$)

$$I_{c.р. МТЗ} = \frac{k_{сх}^{(3)} \cdot I_{c.з. МТЗ}}{k_{ТА}} = \frac{1 \cdot 473}{30} = 15.8 \text{ А.} \quad (86)$$

Для проверки чувствительности МТЗ найдем минимальный ток реле ($I_{p. \min МТЗ}$). Проверка чувствительности МТЗ должна производиться при однофазных КЗ на землю и двухфазных КЗ со стороны низшего напряжения цехового трансформатора с группой соединения обмоток “треугольник - звезда” токами со стороны высшего напряжения. При двухрелейном исполнении защиты

$$I_{p. \min МТЗ} = \frac{0.5}{k_{ТА}} \cdot I_{K,6} \cdot \frac{U_{номНН Т}}{U_{номВН Т}} = \frac{0.5}{30} \cdot 16.07 \cdot \frac{0.4}{6} = 24 \text{ А.} \quad (87)$$

Чувствительность защиты проверяем по формуле

$$K_{чт.о} = \frac{I_{p. \min МТЗ}}{I_{c.р. МТЗ}} = \frac{24}{15.8} = 1.51 > 1.5. \quad (88)$$

Как видно, “МТЗ обладает достаточной степенью чувствительности при двухфазном замыкании, а следовательно и при трехфазном КЗ.

Ток срабатывания защиты нулевой последовательности ($I_{сз.нп}$) выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нулевом проводе” [2]

$$I_{сз.нп} > 1.2 \cdot \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{номННТ}} = 1.2 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 1732 \text{ А.} \quad (89)$$

- Защита от однофазных замыканий на землю выполняются с применением специальных трансформаторов тока нулевой последовательности “типов ТЗЛМ-1-1,(или аналог) .

Ток срабатывания защиты ($I_{с.з.з}$) определяется по условию отстройки от емкостного тока ($3I_0$) данной линии при однофазном замыкании на землю в рассматриваемой электрически связанной части сети” [2]

$$I_{с.з.з} = k'_{отс} \cdot 3 \cdot I_{0.уд} \cdot L_{л}, \quad (90)$$

где $k'_{отс}$ – это соответственно коэффициент для отстройки для защиты при однофазных замыканий, $k'_{отс} = 2.5$ [16];

$I_{0.уд}$ – удельный емкостной ток металлического однофазного замыкания на землю для защищаемой кабельной линий при частоте 50 Гц, таблица 1 [15];

$L_{л}$ – это соответственно длина защищаемой линии.

Защищаемая линия имеет сечение 70 мм², удельный емкостной ток $3 \cdot I_{0.уд} = 0.73$ А/км (таблица 1, [15]) и длину $L_{л} = 0.25$ км.

$$I_{с.з.з} = 2.5 \cdot 0.73 \cdot 0.25 = 0.5 \text{ А.}$$

“Коэффициент чувствительности ($K_{чз}$) равен

$$K_{чз} = \frac{3 \cdot w \cdot C_{0\Sigma} \cdot U_{\phi}}{I_{с.з.з}}, \quad (91)$$

где $C_{0\Sigma}$ - суммарная емкость одной фазы относительно земли всей электрической связанной сети за исключением защищаемого направления” [2],

U_{ϕ} – фазное напряжение сети, $\omega = 314$ 1/с.

При приближенном учете емкостей всех кабельных линий ($C_{0\Sigma}$), из [6] находим суммарный емкостной ток ($I_{0\Sigma}$) всех элементов схемы

$$I_{0\Sigma} = 3 \cdot \omega \cdot C_{0\Sigma} \cdot U_{\phi} = 3 \cdot 314 \cdot 5 \cdot 10^{-6} \cdot 3.46 \approx 15 \text{ А.}$$

Тогда коэффициент чувствительности равен

$$K_{\text{чз}} = \frac{I_{0\Sigma}}{I_{\text{с.з.з}}} = \frac{15}{0.5} = 30.$$

Отсюда видно, что коэффициент чувствительности равен $K_{\text{чз}} = 30 > 1.5$, поэтому делаем вывод, что защита от однофазных замыканий обладает достаточной степенью чувствительности.

Вывод. В процессе эксплуатации электрооборудования элементы электроснабжения могут подвергаться отрицательному воздействию и повреждению при аварийных ситуациях, например при коротких замыканиях. Для линий в сетях 3...10 кВ глухозаземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных и однофазных замыканий на землю. В данном разделе был произведен расчет уставок “для устройств релейной защиты:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- защита от однофазных замыканий.” [2]

2.12 Молниезащита и расчет защитного заземления

2.12.1 Расчет защитного заземления

Рассчитаем заземлитель комплектной двухтрансформаторной подстанции КТП 2×1000 (6/0,4 кВ). Ток замыкания на землю не известен, но известна протяженность всех кабельных линий со стороны напряжения 6 кВ $L_{кл} = 2.5$ км, грунт в месте сооружения – суглинок, климатическая зона 3, естественные заземлители не используются. Заземлитель должен быть выполнен из стержневых электродов длиной $l_{в} = 5$ м, и диаметром $\Phi = 16$ мм, которые вбивают в грунт. Верхние концы электродов располагают на глубине $t = 0.5$ м от поверхности земли.

Расчетный ток замыкания на землю (I_3) со стороны напряжения 6 кВ определяем по приближенной формуле

$$I_3 = \frac{U}{350} \cdot (35 \cdot L_{кл} + L_{вл}), \quad (92)$$

где U - линейное напряжение сети;

$L_{вл}$ - общая длина подключенных к сети воздушных линий, в данной сети воздушных линий нет, поэтому $L_{вл} = 0$.

$$I_3 = \frac{6}{350} \cdot (35 \cdot 2.5 + 0) = 1.5 \text{ А.}$$

Требуемое сопротивление растеканию заземлителя (R_3), принимаем общим для установок напряжением 6/0.4 кВ и равным $R_3 = 4$ Ом, [1].

“Заземлитель выбираем контурного типа, при котором он размещается по периметру подстанции. В этом случае заземлитель наносим на план подстанции с основными размерами (рисунок 7). При этом вертикальные электроды размещаем на расстоянии $a = 3$ м, один от другого.” [1] Из

планировки видно, что в этом случае суммарная длина горизонтального электрода $L_{\Gamma} = 36$ м, а количество вертикальных электродов равно 12 шт.

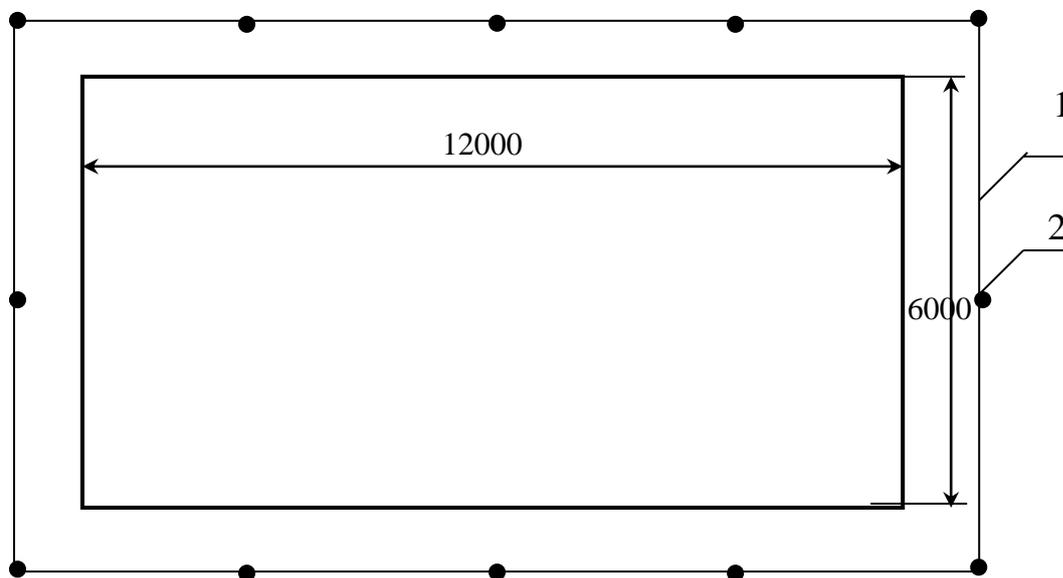


Рисунок 7 – План подстанции КТП 2×1000

1 – горизонтальный электрод;

2 – вертикальный электрод.

Теперь рассчитаем удельные сопротивления грунта для каждого горизонтального ($\rho_{p,\Gamma}$) и вертикального ($\rho_{p,v}$) заземлителей согласно формулам:

$$\rho_{p,\Gamma} = \rho_{уд} \cdot K_{пг}; \quad (93)$$

$$\rho_{p,v} = \rho_{уд} \cdot K_{пв}, \quad (94)$$

где $\rho_{уд}$ – это соответственно удельные сопротивления грунта, с.143 [12], $\rho_{уд} = 100$ Ом·м (суглинок);

$K_{пг}$, $K_{пв}$ – это соответственно повышающие коэффициенты для вертикальных и горизонтальных электродов, принятые по таблице 8.2 [12] для климатической зоны 3 - $K_{пг} = 2.2$, $K_{пв} = 1.5$:

$$\rho_{p.\Gamma} = 100 \cdot 2.2 = 220 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_{p.B} = 100 \cdot 1.5 = 150 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Следующим этапом необходимо определить сопротивление растеканию каждого вертикального электрода стержневого типа ($R_{B.\text{Э}}$) по формуле из таблицы 12.1 [12]:

$$R_{B.\text{Э}} = \frac{\rho_{p.\text{э}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{э}}} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_{\text{э}}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4b + l_{\text{э}}}{4b - l_{\text{э}}} \right), \quad (95)$$

где b – определяемая величина, $b = t + l_{\text{В}}/2 = 0.7 + 5/2 = 3.2$ м;

$R_{B.\text{Э}}$ – сопротивление растеканию одного вертикального электрода.

$$R_{B.\text{Э}} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,04} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 28.3 \text{ Ом}.$$

Следующим этапом необходимо определить сопротивление растеканию горизонтальных ($R_{\Gamma.\text{Э}}$) электродов по формуле из таблицы 12.1 [12] для расчетных данных

$$R_{\Gamma.\text{Э}} = \frac{\rho_{p.\Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot L_{\Gamma}} \cdot \ln \frac{L_{\Gamma}^2}{d \cdot t} = \frac{220}{2 \cdot 3,14 \cdot 36} \cdot \ln \frac{360^2}{0,04 \cdot 0,7} = 10.45 \text{ Ом}. \quad (96)$$

Примем, что выбранный заземлитель контурного типа, тогда $n = 12$ шт, а отношение $\frac{a}{l_{\text{э}}} = \frac{3}{5} \approx 1$, поэтому найдем по таблице 3.2 и 3.3 [12] коэффициенты использования электродов заземлителя – вертикальных $k_{и.в} = 0.54$, горизонтального $k_{и.г} = 0.32$ соответственно. Далее определим активное сопротивление растеканию принятого нами грунтового заземлителя R_{ρ} по формуле:

$$R = \frac{R_{B,Э} \cdot R_{Г,Э}}{R_{B,Э} \cdot \kappa_{u,Г} + R_{Г,Э} \cdot \kappa_{u,B} \cdot n} = \frac{28,33 \cdot 10,45}{28,33 \cdot 0,32 + 10,45 \cdot 0,54 \cdot 12} = 3,5 \text{ Ом} \quad (97)$$

“Это сопротивление меньше требуемого $R_3 = 4 \text{ Ом}$, но т.к. разница между ними не велика (0.5 Ом) и она повышает условия безопасности, принимаем этот результат окончательным. [1]

Вывод. В данном разделе был произведен расчет надежного защитного заземления для обеспечения безопасности в эксплуатации электрооборудования для обслуживающего персонала. Конструктивно заземляющее устройство представляет собой электрически связанные горизонтальные и вертикальные электроды, размещенные по периметру КТП. В данном разделе определили количество и длину указанных электродов. На основании данных получили расчетное значение сопротивления растеканию тока, которое не превышает установленного значения.

2.12.2 Расчет молниезащиты

“Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов. Конструктивно молниеотвод устанавливаются на приемные порталы ПС110, а также на подстанции предусматриваются отдельно стоящие прожекторные мачты с молниеотводами, через которые ток молнии, минуя защищаемый объект, отводится в землю. Молниеотвод состоит из молниеприемника, непосредственно воспринимающего на себя удар молнии, токоотвода и заземлителя.” [1]

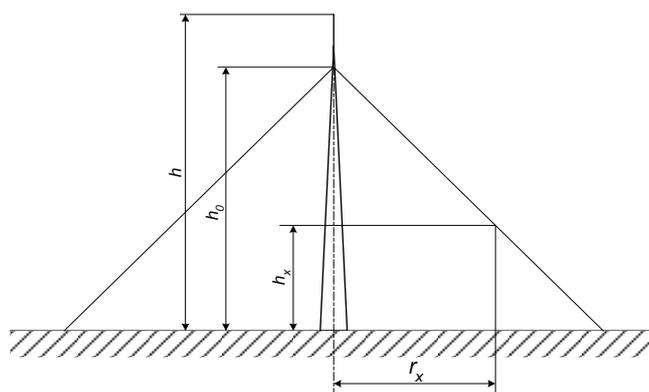


Рисунок 10 - Сечение зоны защиты стержневого молниеотвода.

На рисунке 10 h_x это максимальная высота защищаемого объекта, и т.к. высота подвеса линий, соответственно выбранной нами молниеотвода, равен 17.5 м тогда примем $h_x = 17.5$ м.

“Для защиты подстанции целесообразно использовать 5 стержневых молниеотводов, 2 из которых расположены в углах подстанции на расстоянии 5 м от каждой из границ, а один в центре подстанции” [1], а еще 2 устанавливаются как было ранее сказано на приемных порталах.

Для группы из пары молниеотводов угол-угол:

$$l = a - 5 \cdot 2 = 40 - 10 = 30 \text{ м} \quad (98)$$

$$h_0 = 0.85 \cdot h = 0.85 \cdot 28 = 23.8 \text{ м} \quad (99)$$

Если $l > h \Rightarrow$ то, мы должны вести расчет по следующим формулам:

$$h_{\min} = h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(l - h) = 23.8 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 28)(30 - 28) = 23.443 \text{ м}$$

$$dx = r_0 \frac{(h_{\min} - h_x)}{h_{\min}} = 29.232 \frac{(23.443 - 17.5)}{23.443} = 7.411 \text{ м}$$

$$r_x = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0.85} \right) = (1.1 - 0.002 \cdot 28) \cdot \left(28 - \frac{17.5}{0.85} \right) = 7.738 \text{ м}$$

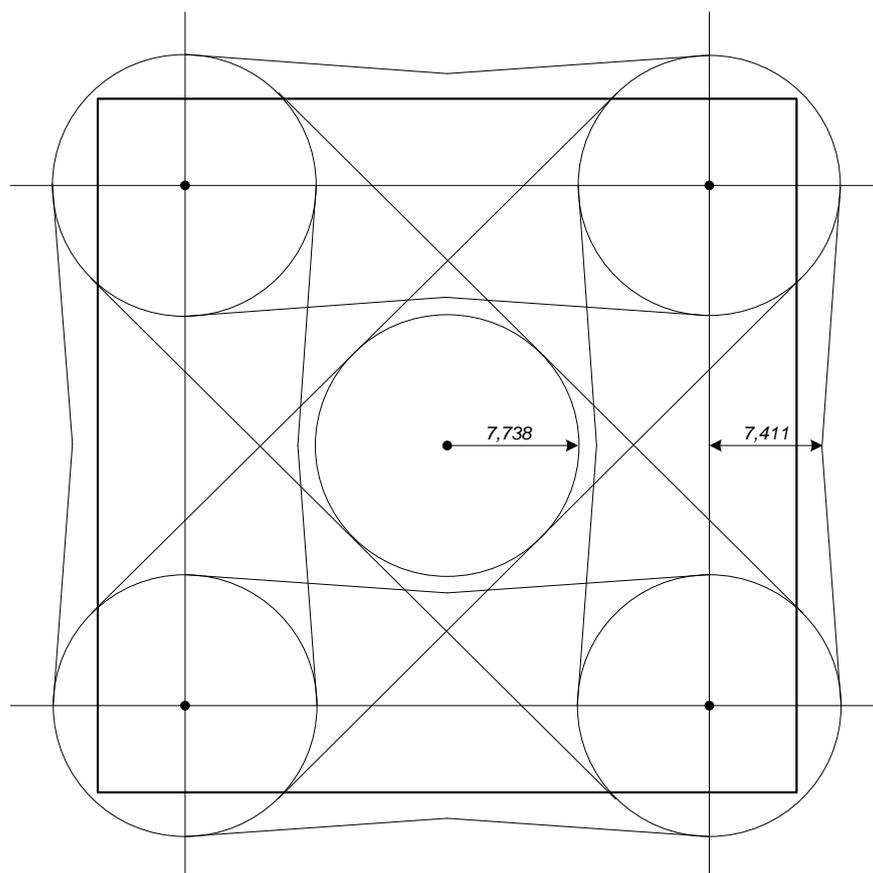


Рисунок 11 - Расположение молниеотводов на подстанции и их зоны защиты.

Вывод. В данном разделе была рассчитана расстановка молниеотводов на территории подстанции, которая должна полностью обеспечивать защиту от ударов молнии. В расчете учитывались конструктивные особенности молниеотводов, как отдельно стоящие, так и на приемных порталах. Определили количество и основные размеры молниеотводов для обеспечения требуемой безопасности, определили зоны молниезащиты на территории ГПП.

Заключение

В ходе преддипломной практики получили данные для подготовки выпускной квалификационной работы и выполнили проектирование по электроснабжению промышленного предприятия по производству пластмасс. В ходе проектирования были решены важные задачи обеспечения надежности и непрерывности электроснабжения производства, отличающегося повышенными требованиями к качеству напряжения и его бесперебойности.

В проект вошли такие этапы, как подбор основного электрического оборудования на основании расчетов электрических нагрузок, выполненными по установленным методикам. При выборе оборудования основной упор делался на выбор из отечественных производителей в рамках правительственной программы импортозамещения. Кроме того, технические параметры выбранного электрооборудования были проверены на работоспособность при возможных аварийных ситуациях, например, в случае потери питания от одного из двух независимых источников электроэнергии, либо в случае возможных коротких замыканий. Для обеспечения надежности электроснабжения и автоматической защиты оборудования в проект включен также расчет уставок релейной защиты. Важное внимание уделено разработке наиболее оптимальной схемы всей системы электроснабжения на основании технико-экономических расчетов.

Определили количество и длину указанных электродов. На основании данных получили расчетное значение сопротивления растеканию тока, которое не превышает установленного значения.

В расчете учитывались конструктивные особенности молниеотводов, как отдельно стоящие, так и на приемных порталах. Определили количество и основные размеры молниеотводов для обеспечения требуемой безопасности, определили зоны молниезащиты на территории ГПП.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2017. 256 с.
2. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. 416 с.
3. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Энергия, 2018. 39 с.
4. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. – М.: Солон-Пресс, 2017. 416 с.
5. Кнорринг Т.М. Справочная книга для проектирования электроосвещения. – СПб.: Энергия, 2018. 573 с.
6. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. – М.: ИЦ Академия, 2017. 320 с.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2016. 412 с.
8. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Додэка XXI, 2016. 336 с.
9. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2018. 208 с., ил.
10. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2017. 376 с.
11. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2021. 648 с.
12. Проектирование электроснабжения. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://220blog.ru/> (дата обращения: 24.06.2021).

13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования - М.: Энергия, 2018. 69 с.
14. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – Москва: Изд-во стандартов, 2021. 30 с.
15. Техническая документация. Электроснабжение микрорайона Обдорский. – Салехард, 2021. 198 с.
16. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. – М.: Лань, 2018. 480 с.
17. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: Форум, Инфра-М, 2017. 128 с.
18. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: Дрофа, 2016. 288 с.
19. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В.П. Шеховцов. – М.: Форум, Инфра-М, 2017. 216 с.
20. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2016. 136 с.
21. Школа электрика. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 22.06.2021).
22. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению / М.А. Юндин, А.М. Королев. - М.: Лань, 2016. 320 с.
23. Энергосети России. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <https://energoseti.ru/> (дата обращения: 23.06.2021).
24. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2017. 428 p.