

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 строительных металлоконструкций

Обучающийся

Д.С. Шкутович
(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

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

Тольятти 2024

Аннотация

В настоящей выпускной квалификационной работе рассматривается тема электроснабжения группы цехов строительных металлоконструкций.

Цель выполнения выпускной работы – разработка системы электроснабжения предприятия, специализирующегося на изготовлении полного комплекса металлических конструкций, используемых в строительстве.

Объект исследования – система электроснабжения предприятия по производству строительных металлоконструкций.

Предмет исследования – определение наиболее эффективных технических решений при проектировании системы электроснабжения группы цехов строительных металлоконструкций.

Результатом настоящей выпускной квалификационной работы является технически грамотно спроектированная система электроснабжения.

Содержание

Введение	4
1 Анализ исходных данных	5
1.1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей завода .	5
1.2 Требования к системе электроснабжения	6
2 Расчет системы электроснабжения	8
2.1 Расчёт электрических нагрузок	8
2.2 Определение центра электрических нагрузок	16
2.3 Выбор напряжения и схемы внешнего электроснабжения	19
2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	30
2.5 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций с учетом компенсации реактивной мощности.....	31
2.6 Выбор и проверка сечений кабельных линий.....	41
2.7 Расчет токов КЗ	45
2.8 Выбор оборудования системы электроснабжения	54
2.8.1 Выбор схем ВН КТП.....	54
2.8.2 Выбор оборудования на ОРУ 35 кВ.....	54
2.8.3 Выбор оборудования на РУ 10 кВ	62
2.8.4. Выбор трансформаторов собственных нужд	66
3 Расчет и выбор устройств РЗА	69
3.1 Выбор устройств автоматики и релейной защиты	69
3.2 Расчет уставок защит	70
Заключение	75
Список используемых источников.....	76

Введение

Развитие научно-технического процесса, а также технологий, используемых в сфере производства металлоконструкций, в свою очередь требует также развития систем электроснабжения. К современным системам электроснабжения повышены требования в надежности, экономичности, автоматизации.

При этом необходимо обеспечить гибкость системы, которая позволит расширить возможности предприятия в случае его дальнейшего развития без существенного ухудшения и удорожания системы электроснабжения. В процессе проведения технических расчетов требуется выбрать решение с его экономическим обоснованием.

Проектирование системы электроснабжения для промышленных предприятий должно включать в себя множество факторов, таких как: расчет электрической мощности, определение категории надежности электроснабжения, определение оптимального места размещения главных понизительных и цеховых подстанций.

В качестве основной цели данной выпускной работы рассматривается разработка системы электроснабжения группы цехов по производству металлоконструкций, отвечающей требованиям надежности, имеющей возможность дальнейшего развития и позволяющей производить строительные металлоконструкции с минимальными затратами.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи: определяются расчетные нагрузки предприятия и центр электрических нагрузок, производится выбор напряжения и схемы электроснабжения, определяются мощности силовых трансформаторов и сечения проводников линий электропередачи, выполняется расчет токов коротких замыканий, производится выбор коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов, выполняется проверка соответствия выбранного оборудования токам нагрузок и условиям режима короткого замыкания.

1 Анализ исходных данных

1.1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей завода

При выполнении работы рассматривается предприятие с полным циклом проектирования и изготовления строительных металлоконструкций.

Предприятие состоит из группы цехов, перечень которых приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень цехов предприятия

№ по плану	Наименование цеха	Категория надежности	Количество смен
1	Кузнечный цех	2	2
2	Прессовочный цех	2	2
3	Гараж	2	2
4	Цех заготовок	2	2
5	Котельная	2	2
6	Сварочный цех	2	2
7	Цех покраски	2	2
8	Цех проката №1	2	2
9	Компрессорный цех	2	2
10	Цех проката №2	2	2
11	Проходная	3	2
12	Административный корпус	2	2
13	Цех проката №3	2	2
14	Цех проката №4	2	2
15	Цех проката №5	2	2
16	Ремонтно-механический цех	3	2
17	Сортировочный цех	2	2
18	Цех обработки изделий	2	2
19	Склад	3	2

Генеральный план предприятия приведен на рисунке 1.

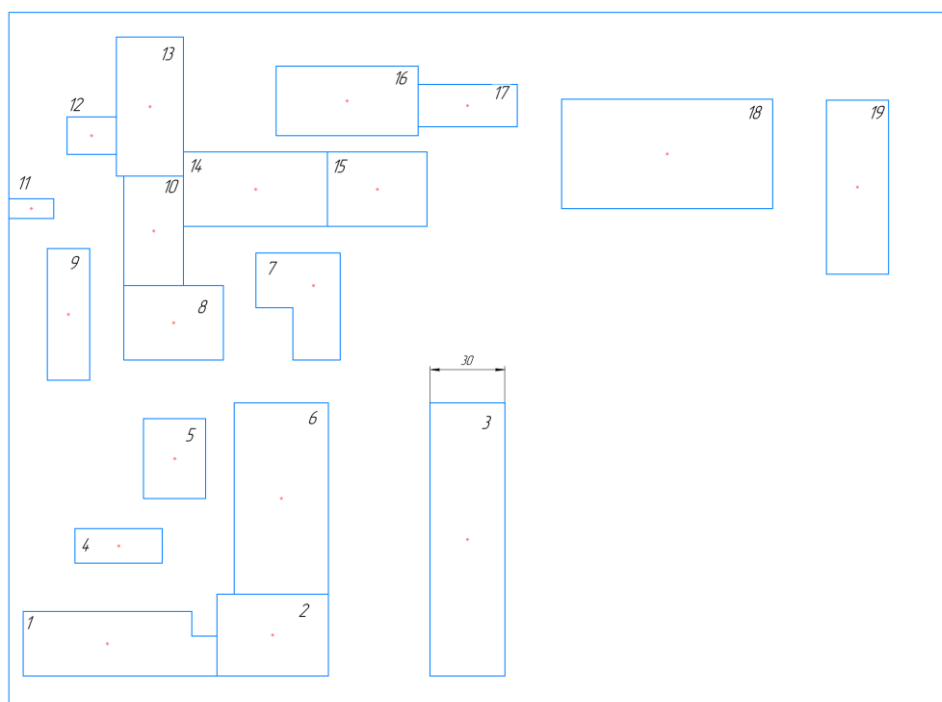


Рисунок 1 – Генеральный план предприятия

Предприятие работает в две смены, это необходимо учесть при дальнейших электрических расчетах. Категория надежности электроснабжения предприятия – вторая. Категории надежности каждого цеха приведены в таблице 1.

Ближайшим центром питания от предприятия является ПС 110/35/10 кВ с двумя силовыми трансформаторами, мощностью 10 МВА на расстоянии 5,5 км.

1.2 Требования к системе электроснабжения

В [16] приведены требования, которые предъявляются к системе электроснабжения. В их перечень входят надёжность, качество электроэнергии, безопасность и экономичность.

Для обеспечения того, чтобы электроэнергия соответствовала требованиям по качеству и не превышала показатели допустимых значения по отклонениям напряжения, необходимо правильно подобрать номинальные

мощности силовых трансформаторов и сечения проводников. Кроме того, следует ограничить реактивную мощность, которая протекает в сети.

Ключевыми показателями надежности являются: минимизация времени, необходимого для восстановления энергоснабжения потребителей в случае аварийных отключений; и минимальное количество потребителей, которые были отключены при аварийных и плановых отключениях. По мере развития технологий, становится возможным повышение надежности электроснабжения:

- определяется оптимальная схема;
- проектирование современных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Существуют определенные требования к главным понизительным и цеховым трансформаторных подстанций:

- чтобы обеспечить возможность восстановления работы нескольких силовых трансформаторов, шин и подключения к линиям ВН без перерыва в энергоснабжении потребителей электроэнергии, следует организовать возможность вывода в ремонт отдельных секций трансформаторов, а также присоединений с переходом всех потребителей на резервное оборудование;
- для того, чтобы повысить качество эксплуатации и снизить затраты на обслуживание, рекомендуется использование современных коммутационных аппаратов с высокой коммутационной способностью.

В ходе выполнения квалификационной работы, необходимо спроектировать систему электроснабжения, которая будет соответствовать всем требованиям, которые прописаны в данном разделе и нормативной документации.

Выводы по разделу: в разделе 1 выпускной работы проведен анализ исходных данных и определены требования к проектируемой системе электроснабжения для выполнения дальнейших расчетов.

2 Расчет системы электроснабжения

2.1 Расчёт электрических нагрузок

Расчет электрически нагрузок в настоящем разделе выполняется методом коэффициентов спроса по [13].

При использовании данного метода, расчетная номинальная мощность цеха будет равна по формуле (1):

$$P_{p.n} = K_c \cdot P_{ном}, \quad (1)$$

где $P_{ном}$ – сумма активных мощностей электроприемников цеха, кВт;

K_c – справочный показатель коэффициента спроса по [16].

Реактивная мощность цеха определяется по формуле:

$$Q_{p.n} = tg\varphi \cdot P_{p.n}, \quad (2)$$

где $tg\varphi$ – значение, соответствующее справочному $cos\varphi$.

Полная электрическая расчётная мощность рассчитывается по формуле (3):

$$S_{p.n} = \sqrt{P_{p.n}^2 + Q_{p.n}^2}. \quad (3)$$

Расчетный ток, протекающий на элементах сети в максимальном режиме, определяется по формуле (4):

$$I_{p\ max} = \frac{S_{p.n}}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (4)$$

С помощью расчетов можно рассчитать, какие нагрузки будут возникать в процессе работы. Далее рассматривается кузнечный цех, с следующими параметрами нагрузки: $K_c = 0,4$ и $\cos\varphi = 0,7$ [4, таблица 1.6]

Показатель активной мощности, по формуле (1):

$$P_{p.n} = 0,4 \cdot 600 = 240 \text{ кВт.}$$

По формуле (2) рассчитывается реактивная мощность:

$$Q_{p.n} = 1,02 \cdot 240 = 244,85 \text{ квар.}$$

Показатель полной мощности по формуле (3) составляет:

$$S_{p.n} = \sqrt{240^2 + 244,85^2} = 342,86 \text{ кВА.}$$

Существует расчетный максимальный ток, по формуле (4), для уровня напряжения $U_n = 0,4 \text{ кВ.}$

$$I_{p \max} = \frac{342,86}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 494,87 \text{ А.}$$

В результате аналогичного расчета для всех цехов предприятия по производству металлоконструкций, мы получаем результаты, которые сводится в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок предприятия

№ цеха	Наименование цеха	$P_{ном}$, кВт	K_c	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_{р.н.}$, кВт	$Q_{р.н.}$, квар	$S_{р.н.}$, кВА	$I_{р. max}$, А
1	Кузнечный цех	600	0,40	0,70	1,02	240,00	244,85	342,86	494,87
2	Прессовочный цех	450	0,50	0,75	0,88	225,00	198,43	300,00	433,01
3	Гараж	100	0,30	0,70	1,02	30,00	30,61	42,86	61,86
4	Цех заготовок	600	0,45	0,65	1,17	270,00	315,66	415,38	599,56
5	Котельная	500	0,60	0,75	0,88	300,00	264,58	400,00	577,35
6	Сварочный цех	420	0,70	0,80	0,75	294,00	220,50	367,50	530,44
7	Цех покраски	450	0,57	0,80	0,75	256,50	192,38	320,63	462,78
8	Цех проката №1	380	0,65	0,80	0,75	247,00	185,25	308,75	445,64
9	Компрессорный цех	530	0,50	0,85	0,62	265,00	164,23	311,76	449,99
10	Цех проката №2	460	0,65	0,80	0,75	299,00	224,25	373,75	539,46
11	Проходная	15	0,50	0,80	0,75	7,50	5,63	9,38	13,53
12	Административный корпус	100	0,60	0,75	0,88	60,00	52,92	80,00	115,47
13	Цех проката №3	340	0,65	0,80	0,75	221,00	165,75	276,25	398,73
14	Цех проката №4	1300	0,45	0,85	0,62	585,00	362,55	688,24	993,38
15	Цех проката №5	830	0,55	0,80	0,75	456,50	342,38	570,63	823,63
16	Ремонтно-механический цех	364,45	0,68	0,81	0,73	249,40	183,40	309,50	446,72
17	Сортировочный цех	580	0,68	0,80	0,75	394,40	295,80	493,00	711,58
18	Цех обработки изделий	790	0,65	0,80	0,75	513,50	385,13	641,88	926,47
19	Склад	100	0,40	0,80	0,75	40,00	30,00	50,00	72,17
-	Итого	-	-	-	-	4953,8	3864,27	-	-

Следующим этапом производится расчет мощности электрического освещения.

В соответствии с методом коэффициента спроса рассчитывается расчетная активная мощность электроприемников освещения цеха:

$$P_{p.o} = K_{c.o} \cdot P_{ном.o} \cdot K_{пр.a}, \quad (5)$$

где $K_{c.o}$ – справочный показатель коэффициента спроса для освещения;
 $K_{пр.a}$ – коэффициент, который учитывает потери мощности в пускорегулирующем аппарате ($K_{пр.a} = 1,1$);

$P_{ном.o}$ – номинальная мощность осветительных приборов, кВт:

$$P_{ном.o} = P_{уд.o} \cdot F_{ц}, \quad (6)$$

где $P_{уд.o}$ – «величина удельной установленной мощности ламп освещения на 1 м² освещаемой площади цеха» [4, таблица 1.11];

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Расчетная реактивная мощность освещения определяется как:

$$Q_{p.o} = tg\varphi_o \cdot P_{p.o}, \quad (7)$$

где $tg\varphi_o$ – коэффициент реактивной мощности ламп освещения.

Мощности приемников освещения для кузнечного цеха со следующими параметрами: $P_{уд.o} = 12$ Вт/м² [4, таблица 1.11], $F_{ц} = 1928$ м², определяются по формулам (5) – (7).

Номинальная активная мощность всех приемников освещения по (6) равна:

$$P_{ном.o} = 0,012 \cdot 1928 \cdot 1,1 = 25,45 \text{ кВт.}$$

Показатель активной мощности при (2.5) по [4, таблица 1.10] является расчетным и может быть использован для определения максимальной мощности:

$$P_{p.o} = 0,85 \cdot 25,45 = 21,63 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность, рассчитанная по формуле (7) будет равна:

$$Q_{p.o} = 0,484 \cdot 21,63 = 10,47 \text{ квар.}$$

Для остальных цехов расчет производится аналогично.

Результаты, полученные в результате расчетов, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет мощности освещения цехов

№ цеха	Наименование цеха	$F_{ц}$, м ²	$P_{уд.о.}$, Вт/м ²	$P_{ном.о.}$, кВт	$K_{с.о}$	$tg\varphi_0$	$P_{p.o.}$, кВт	$Q_{p.o.}$, квар
1	Кузнечный цех	1928	12	25,45	0,85	0,484	21,63	10,47
2	Прессовочный цех	1485	12	19,60	0,85	0,484	16,66	8,06
3	Гараж	3300	9	32,67	0,85	0,484	27,77	13,44
4	Цех заготовок	490	11	5,93	0,95	0,484	5,63	2,73
5	Котельная	800	9	7,92	0,95	0,484	7,52	3,64
6	Сварочный цех	2926	12	38,62	0,85	0,484	32,83	15,89
7	Цех покраски	1147	12	15,14	0,85	0,484	12,87	6,23
8	Цех проката №1	1200	12	15,84	0,85	0,484	13,46	6,52
9	Компрессорный цех	901	12	11,89	0,95	0,484	11,30	5,47
10	Цех проката №2	1056	12	13,94	0,85	0,484	11,85	5,73
11	Проходная	144	13	2,06	0,95	0,484	1,96	0,95
12	Административный корпус	300	13	4,29	0,95	0,484	4,08	1,97
13	Цех проката №3	1512	12	19,96	0,85	0,484	16,96	8,21
14	Цех проката №4	1740	12	22,97	0,85	0,484	19,52	9,45
15	Цех проката №5	1200	12	15,84	0,85	0,484	13,46	6,52
16	Ремонтно-механический цех	1596	12	21,07	0,85	0,484	17,91	8,67

Продолжение таблицы 3

№ цеха	Наименование цеха	$F_{ц}$, м ²	$P_{уд.о}$, Вт/м ²	$P_{ном.о}$, кВт	$Kc.о$	$tg\phi_о$	$Pp.о$, кВт	$Qp.о$, квар
17	Сортировочный цех	680	12	8,98	0,95	0,484	8,53	4,13
18	Цех обработки изделий	3740	12	49,37	0,85	0,484	41,96	20,31
19	Склад	1750	9	17,33	0,85	0,484	14,73	7,13
20	Территория	78505	0,16	13,82	1	0,484	13,82	6,69
-	Итого	-	-	-	-	-	314,45	152,2

Итоговые расчеты силовой нагрузки и нагрузки освещения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Сводные результаты расчета мощностей электроприемников цехов

№ цеха	Наименование цеха	$Pp.н$, кВт	$Pp.о$, кВт	$Qp.н$, квар	$Qp.о$, квар	Pp , кВт	Qp , квар	Sp , кВА
1	Кузнечный цех	240,00	21,63	244,85	10,47	261,63	255,32	365,57
2	Прессовочный цех	225,00	16,66	198,43	8,06	241,66	206,50	317,87
3	Гараж	30,00	27,77	30,61	13,44	57,77	44,05	72,65
4	Цех заготовок	270,00	5,63	315,66	2,73	275,63	318,39	421,12
5	Котельная	300,00	7,52	264,58	3,64	307,52	268,22	408,06
6	Сварочный цех	294,00	32,83	220,50	15,89	326,83	236,39	403,36
7	Цех покраски	256,50	12,87	192,38	6,23	269,37	198,60	334,67
8	Цех проката №1	247,00	13,46	185,25	6,52	260,46	191,77	323,44
9	Компрессорный цех	265,00	11,30	164,23	5,47	276,30	169,70	324,25
10	Цех проката №2	299,00	11,85	224,25	5,73	310,85	229,98	386,68
11	Проходная	7,50	1,96	5,63	0,95	9,46	6,57	11,52
12	Административный корпус	60,00	4,08	52,92	1,97	64,08	54,89	84,37
13	Цех проката №3	221,00	16,96	165,75	8,21	237,96	173,96	294,77
14	Цех проката №4	585,00	19,52	362,55	9,45	604,52	372,00	709,81
15	Цех проката №5	456,50	13,46	342,38	6,52	469,96	348,89	585,31
16	Ремонтно-механический цех	249,40	17,91	183,40	8,67	267,31	192,07	329,15
17	Сортировочный цех	394,40	8,53	295,80	4,13	402,93	299,93	502,30
18	Цех обработки изделий	513,50	41,96	385,13	20,31	555,46	405,43	687,69
19	Склад	40,00	14,73	30,00	7,13	54,73	37,13	66,13
20	Территория	-	13,82	-	6,69	13,82	6,69	15,35

Продолжение таблицы 4

№ цеха	Наименование цеха	$P_{p.n}$, кВт	$P_{p.o}$, кВт	$Q_{p.n}$, квар	$Q_{p.o}$, квар	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
-	Итого на стороне НН	4953,80	314,45	3864,27	152,20	5020,56	3823,26	6310,57
-	Итого на стороне НН с компенс	-	-	-	-	5020,56	1656,79	5286,87
-	Потери в трансформаторах ГПП	-	-	-	-	105,74	528,69	539,16
-	Итого на стороне ВН без компенсации	-	-	-	-	5126,30	4351,94	6724,46
-	Итого на стороне ВН с компенсацией	-	-	-	-	5126,30	2185,47	5572,72

Шинопроводы, кабели и электрические аппараты выбирают исходя из полной расчетной мощности электроприемников низкого напряжения цеха:

$$S_{p.n} = \sqrt{(P_{p.n} + P_{p.o})^2 + (Q_{p.n} + Q_{p.o})^2}. \quad (8)$$

Расчетные значения активной и реактивной мощности ГПП определяется по формулам (9) – (10):

$$P_{p \text{ ГПП}} = (\Sigma P_{p.n})K_{рм} + \Sigma P_{p.o}, \quad (9)$$

$$Q_{p \text{ ГПП}} = (\Sigma Q_{p.n})K_{рм} + \Sigma Q_{p.o}. \quad (10)$$

В таком случае:

$$P_{p.ГПП} = 4953,8 \cdot 0,95 + 314,45 = 5020,56 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.ГПП} = 3864,27 \cdot 0,95 + 152,2 = 3823,26 \text{ квар},$$

где $K_{рм} = 0,95$ – является коэффициентом одновременности максимальных нагрузок на отдельные группы приемников;

$\Sigma P_{p.n}$ – это сумма активных нагрузок, которые имеют место быть на стороне 0,4 кВ (таблицы 2.1);

$\Sigma Q_{p.n}$ – согласно данным таблицы 2.1, общая сумма реактивных нагрузок составляет 0,4 кВ;

$\Sigma P_{p.o}$ – согласно данным таблицы 2.2, показана сумма активных нагрузок освещения;

$\Sigma Q_{p.o}$ – общая сумма реактивных нагрузок на освещение (таблица 2.2);

$$S_{p.гпп} = \sqrt{P_{p.гпп}^2 + Q_{p.гпп}^2}, \quad (11)$$

$$S_{p.гпп} = \sqrt{5020,56^2 + 3823,26^2} = 6310,57 \text{ кВА.}$$

Чтобы выбрать линию питания напряжением 35-110 кВ и трансформаторы ГПП, необходимо произвести расчет мощности на шинах высшего напряжения 35-110кВ. Данная мощность имеет отличия от мощности $S_{p.гпп}$ которые обусловлены потерями энергии и реактивной силы в трансформаторах ГПП.

Реактивная мощность с учетом компенсации определяется выражением:

$$Q_{э.1} = tg\varphi_{э.1} \cdot P_{p.гпп}, \quad (12)$$

где $tg\varphi_{э.1} = 0,328$ – коэффициент реактивной мощности на шинах 10 кВ распределительного устройства главной понизительной подстанции имеет экономически обоснованное значение, соответствующее $cos\varphi_{y1} = 0,95$.

$$Q_{э.1} = 0,33 \cdot 5020,56 = 1656,79 \text{ квар.}$$

В виду того, что на данном этапе трансформаторы ГПП еще не выбраны, потери мощности в них можно определить по формулам:

$$\Delta P_{\text{т.ГПП}} = 0,02 \cdot S_{\text{р.1ГПП}}, \quad (13)$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,1 \cdot S_{\text{р.1ГПП}}, \quad (14)$$

$$S_{\text{р.1ГПП}} = \sqrt{5020,56^2 + 1656,79^2} = 5286,87 \text{ кВА},$$

$$\Delta P_{\text{т.ГПП}} = 0,02 \cdot 5286,87 = 105,74 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,1 \cdot 5286,87 = 528,687 \text{ квар}.$$

В таком случае, полная расчетная мощность на шинах высокого напряжения 35-110 кВ ГПП будет составлять:

$$S_{\text{р.п}} = \sqrt{P_{\text{р.п}}^2 + \Delta Q_{\text{р.п}}^2} = \sqrt{(P_{\text{р.ГПП}} + \Delta P_{\text{т.ГПП}})^2 + (Q_{\text{р.ГПП}} + \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}, \quad (15)$$

$$\begin{aligned} S_{\text{р.п}} &= \sqrt{(5020,56 + 105,74)^2 + (1656,79 + 528,687)^2} \\ &= 5572,72 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

2.2 Определение центра электрических нагрузок

С помощью картограммы электрических нагрузок, которая нанесена на генплан предприятия, можно определить точное расположение главной понизительной подстанции. Площадь окружностей на генплане выбрана таким образом, что они соответствуют расчетным показателям активных мощностей цехов.

Активна мощность цеха определяется по формуле:

$$P_{\text{р.и}} = \pi R_i^2 m. \quad (16)$$

Путем преобразования формулы, определяется радиус окружности:

$$R = \sqrt{\frac{P_{p.i}}{\pi m}}, \quad (17)$$

где $P_{p.i}$ – расчетная активная мощность i -го цеха, кВт;

m – масштаб мощности, который принято принимать исходя из удобства геометрического построения.

Координаты ЦЭН можно определить по формулам:

$$X_0 = \frac{\sum P_{p.i} X_i}{\sum P_{p.i}}, \quad (18)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_{p.i} Y_i}{\sum P_{p.i}}, \quad (19)$$

где X_i, Y_i – это координаты центров нагрузок, для отдельных цехов, м.

В качестве значения масштаба мощности принимается значение $m = 0,5$.

Радиус окружности кузнечного цеха определяется по формуле (17) и равен:

$$R = \sqrt{\frac{240 + 21,63}{3,14 \cdot 0,5}} = 12,91 \text{ м.}$$

Приведенные результаты расчета оформляются в виде таблицы 5.

Таблица 5 – Определение центра электрических нагрузок

№ цеха	Наименование цеха	P_p , кВт	X , м	Y , м	$P_p \times X$, кВт · м	$P_p \times Y$, кВт · м	R , мм
1	Кузнечный цех	261,63	39,64	25,86	9512,91	6205,39	12,91
2	Прессовочный цех	241,66	106,14	29,36	23880,86	6605,05	12,40
3	Гараж	57,77	184,56	67,86	5536,76	2035,67	6,06

Продолжение таблицы 5

№ цеха	Наименование цеха	P_p , кВт	X , м	Y , м	$P_p \times X$, кВт · м	$P_p \times Y$, кВт · м	R , мм
4	Цех заготовок	275,63	44,20	65,22	11933,53	17609,11	13,25
5	Котельная	307,52	66,73	100,36	20018,23	30106,73	13,99
6	Сварочный цех	326,83	109,64	84,36	32233,32	24800,60	14,42
7	Цех покраски	269,37	122,57	170,00	31439,29	43605,00	13,10
8	Цех проката №1	260,46	66,30	155,00	16375,60	38285,00	12,88
9	Компрессорный цех	276,30	23,94	158,42	6344,61	41982,47	13,26
10	Цех проката №2	310,85	58,30	192,00	17431,09	57408,00	14,07
11	Проходная	9,46	9,00	200,99	67,50	1507,43	2,45
12	Административный корпус	64,08	33,30	230,34	1997,88	13820,35	6,39
13	Цех проката №3	237,96	56,80	242,00	12552,35	53482,00	12,31
14	Цех проката №4	604,52	99,30	208,76	58089,31	122124,47	19,62
15	Цех проката №5	469,96	148,30	208,76	67698,02	95298,84	17,30
16	Ремонтно-механический цех	267,31	136,07	244,34	33935,55	60938,17	13,05
17	Сортировочный цех	402,93	184,57	242,42	72793,92	95610,97	16,02
18	Цех обработки изделий	555,46	264,91	222,99	136033,85	114505,67	18,80
19	Склад	54,73	341,48	209,66	13659,11	8386,52	5,90
-	Итого	5254,44	108,77	158,78	571533,70	834317,43	-

Применяя формулу, получаем $X_0 = 108,77$ м; $Y_0 = 158,78$ м. Картограмма активных нагрузок цехов предприятия представлена на рисунке 2.

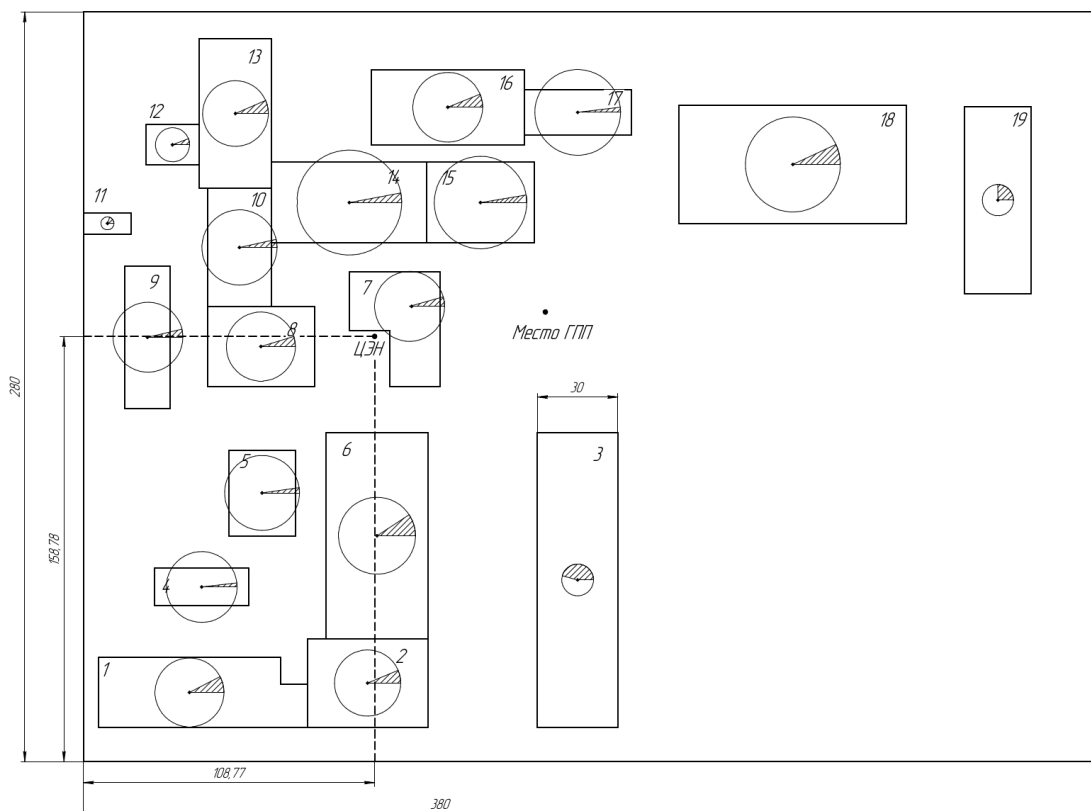


Рисунок 2 – Картграмма нагрузок предприятия

Внизу на территории предприятия, в левом углу расположена точка начала координат. С помощью системы САПР Компас были измерены расстояния. Для этого был использован инструмент «длина кривой» (рисунок 2 – 1:2500).

2.3 Выбор напряжения и схемы внешнего электроснабжения

В рамках проектирования системы электроснабжения требуется определить напряжение питания предприятия и схему внешнего электроснабжения.

При использовании формулы Стилла (20) определяется значение экономически эффективного напряжения питания:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{L + 0,016 \cdot P}, \quad (20)$$

где L – протяженность питающей ЛЭП, км;

P – активная мощность ГПП, МВт.

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{5,5 + 0,016 \cdot 5126,3} = 40,602 \text{ кВ}$$

Ближайшие стандартные значения мощностей к стандартному:

– 35 кВ – 1 вариант,

– 110 кВ – 2-й вариант.

После чего необходимо определить технико-экономические показатели.

Стоимость капиталовложений в строительство системы электроснабжения составляют стоимость выключателей и ЛЭП:

$$K = K_{\text{в}} + K_{\text{л}}. \quad (21)$$

На основе метода экономических интервалов, можно определить площадь сечения проводов ВЛ 35 – 110кВ. Это необходимо для определения:

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{E_{\text{н}} + p}{\tau c_{\text{э}}}}, \quad (22)$$

где $E_{\text{н}}$ - коэффициент эффективности, который является нормативным

$$E_{\text{н}} = 0,12;$$

p - коэффициент, по которому происходит отчисление на амортизацию $p = 0,024$ о.е./год, (таблица 6.32, [1]);

τ – время максимальных потерь за год.

Для стандартных графиков нагрузок, имеющих форму квадрата, значение τ рассчитывается по эмпирической формуле:

$$\tau = \tau_q = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000}\right)^2 \cdot T, \quad (23)$$

где T_{\max} – число часов использования максимальной мощности в году ч

Число часов использования максимальной мощности в году, для предприятия по производству строительных металлоконструкций, работающего в две смены равно: $T_{\max} = 4500$ ч.

$$\tau = \tau_q = \left(0,124 + \frac{4500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2886,21 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

В результате мы находим значение $\sqrt{\sigma}$:

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{0,12 + 0,024}{5247,91 \cdot 5}} = 0,003 \frac{\text{кВт}}{\text{руб}}.$$

Показатель максимального тока нагрузки ЛЭП определяется по формуле (24):

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{р.п.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (24)$$

Для варианта №1, при номинальном напряжении 35 кВ:

$$I_{\max} = \frac{5572,72}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 45,7 \text{ А}.$$

Для варианта №2, при номинальном напряжении 110 кВ:

$$I_{\max} = \frac{5572,72}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 14,54 \text{ А.}$$

При экономической плотности, представленной в таблица 3.12 [16], значение показателя составляет $j_3 = 0,9 \text{ А/мм}^2$

Сечение проводников, питающих предприятие, по экономической плотности тока определяется по формуле:

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}. \quad (25)$$

Вариант 1:

$$F_3 = \frac{45,7}{0,9} = 50,78 \text{ мм}^2.$$

Принимаем значение АС-50/9 как наиболее близкое к стандартному значение сечения провода.

Вариант 2:

$$F_3 = \frac{14,54}{0,9} = 16,16 \text{ мм}^2.$$

Наиболее вероятное значение сечения провода, которое будет принято в качестве ближайшего стандартного значения, это АС-70/11 по условиям потерь на «корону».

Проверка правильности выбора сечения провода выполняется по условиям:

- для линии 110 кВ и более это может быть выполнено в соответствии с условиями потерь на коронный разряд. Для того чтобы удовлетворить это условие, необходимо, чтобы площадь сечения проводов АС-70/11

соответствовала минимальной для данного напряжения [5, таблица 3.7];

– в зависимости от условий нагрева в нормальных и послеаварийных условиях. Для того чтобы подтвердить выполнение условия, мы проводим проверку. АС 70/11 имеет допустимый ток $I_{\text{доп}} = 265$ А, АС 50/9 – 210 А, который составляет 265 А.

Сравнение выполняется по условию (26):

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \text{ и } I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (26)$$

Вариант 1:

$$45,7 < 210 \text{ и } 91,4 < 210.$$

Вариант 2:

$$14,54 < 265 \text{ и } 29,08 < 265.$$

Годовые эксплуатационные расходы включают в себя сумму затрат на потери электроэнергии в линиях составляет около тысячи рублей за каждый год)

$$I_{\Delta W} = c_3 \Delta W_{\text{л}}, \quad (27)$$

где $\Delta W_{\text{л}}$ – это количество потерь электроэнергии в линиях, тыс. кВт·ч/год;

c_3 – по данным [20], стоимость потерь электроэнергии составит 3,7 руб/кВт*ч

$$\Delta W_{\text{л}} = \frac{n \Delta P_{\text{НОМ}} K_3^2 L_{\tau} \tau_q}{1000}, \quad (28)$$

где n – суммарное количество питающих линий;

$\Delta P_{\text{ном}}$ – масштаб потерь энергии в линии при предельно допустимой нагрузке, кВт/км (рис.3.1 [3]);

K_3 – показатель, характеризующий степень загрузки линии.

Вариант 1:

$$\Delta P_{\text{ном}} = \frac{Sn^2}{Uc^2} \cdot \frac{R_{\text{л}}}{2}, \quad (29)$$

где U_c – показатель напряжения системы;

$R_{\text{л}}$ – сопротивление части линии.

$$\Delta P_{\text{ном}} = \frac{5572,72^2}{35^2} \cdot \frac{0,65 \cdot 5,5}{2} = 45,31 \text{ кВт},$$

$$K_3 = \frac{45,7}{210} = 0,22,$$

$$\Delta W_{\text{л}} = \frac{2 \cdot 45,31 \cdot 0,19^2 \cdot 5,5 \cdot 2886,21}{1000} = 68,92 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}},$$

$$I_{\Delta W} = 3,7 \cdot 67,36 = 336,82 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Затраты на амортизационные отчисления для каждой линии
(тыс. руб./год)

$$I_{\text{л}} = \frac{p}{100} \cdot K_{\text{л}}, \quad (30)$$

где p – коэффициент, по которому происходит отчисление на амортизацию $p = 6,7$ о.е./год,

Стоимость сооружения ВЛ-35 с проводами АС-50/9 за 1 км, в зависимости от длины, составляет 658 тыс.руб.

$$K_{\text{л}} = N \cdot K_{\text{овл}} \cdot L_{\text{вл}} = 7238 \text{ тыс. руб.}, \quad (31)$$

где N – показатель количества ЛЭП;

$K_{\text{овл}}$ – цена строительства 1 км ЛЭП, рассчитывается по [12];

$L_{\text{вл}}$ – расстояние между опорами ЛЭП

$$K_{\text{овл}} = K_{\text{осмр}} + K_{\text{опор}} + K_{\text{пров}}, \quad (32)$$

где $K_{\text{осмр}}$ – показатели затрат на СМР, составляющие 4623,6 тыс.руб. В таблице Л1 [12] приведены значения для линий 35 кВ;

$K_{\text{опор}}$ – удельные затраты на опоры ЛЭП составляют 3749,12 тыс.руб. Показатели для ЛЭП 35 кВ в таблице Л3 [12];

$K_{\text{пров}}$ – удельные затраты на провода ЛЭП, в размере 750,95 тыс. руб. Стандартный провод АС-50 используется для ЛЭП 35 кВ, согласно таблице Л5 [12].

Для варианта, когда напряжение составляет 35 кВ:

$$K_{\text{овл}} = 4623,6 + 3749,12 + 750,19 = 9123,67 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{л}} = 2 \cdot 9123,67 \cdot 5,5 = 100360,37 \text{ тыс. руб.},$$

$$И_{\text{л}} = \frac{6,7}{100} \cdot 100360,37 = 6724,14 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Стоимости амортизационных отчислений на строительство ПС (тыс. руб./год) определяется по формуле (33):

$$И_{\text{ПС}} = \frac{p}{100} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (33)$$

где p – коэффициент, по которому происходит отчисление на амортизацию. Он составляет 5 о.е./год,

$K_{\text{ПС}}$ – Цена за строительство ПС рассчитывается по таблице В [12]

$$K_B = 104246,46 \text{ тыс. руб,}$$

$$I_B = \frac{5}{100} \cdot 102246,46 = 5212,323 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Обязательным является только то, что расходы на обслуживание и ремонт оборудования будут незначительно изменяться в рассматриваемых вариантах, так как эти составляющие не являются постоянными.

Следовательно, издержки будут равны:

$$I = I_{\Delta W} + I_l + I_B, \quad (34)$$

$$I = 255,004 + 6724,14 + 5212,323 = 12191,47 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}},$$

$$K = 100360,37 + 104246,46 = 204606,8 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Приведенные затраты на сооружение системы электроснабжения будут равны:

$$Z = E_n \cdot K + I, \quad (35)$$

$$Z = 0,12 \cdot 204606,8 + 12191,47 = 36744,29 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Таким же образом выполняется расчет экономических показателей для второго варианта, напряжением 110 кВ.

В таблице 6 представлены результаты, полученные по обоим вариантам.

Таблица 6 – Техничко-экономическое сравнение вариантов напряжения питающих линий

Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
Тип выключателя	ВБЭС-35	ВРС-110
Марка в сечение питающих линий, тип опоры	АС 50/9 ж/б опоры	АС 70/11 ж/б опоры
K_3	0,22	0,05
Капитальные затраты на ПС, $K_{\text{ПС}}$, тыс.руб.	104246,5	263954,8
Капитальные затраты на линии, $K_{\text{Л}}$, тыс.руб.	100360,37	137502,53
Суммарные капитальные затраты, K , тыс.руб	204606,8	401457,3
Потери электроэнергии тыс. кВт·ч/год	68,92	0,29
Стоимость потерь электроэнергии, $I_{\Delta W}$, тыс.руб./год	255,004	1,081
Амортизационные отчисления на линии, $I_{\text{Л}}$, тыс.руб./год	6724,14	9212,67
Амортизационные отчисления на ПС, $I_{\text{В}}$, тыс.руб./год	5212,323	13197,74
Ежегодные эксплуатационные расходы, I , тыс.руб./год	12191,47	22411,49
Приведённые затраты, Z , тыс.руб./год	36744,29	70586,37

Сравнение капитальных вложений и приведенных затрат позволяет определить, что сооружение системы электроснабжения с питанием от сети напряжением 35 кВ существенно более выгодно с экономической точки зрения.

В случае выбора схемы питания для подстанции, необходимо руководствоваться действующими стандартами.

На рисунке 3 приведена схема 5Н - мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

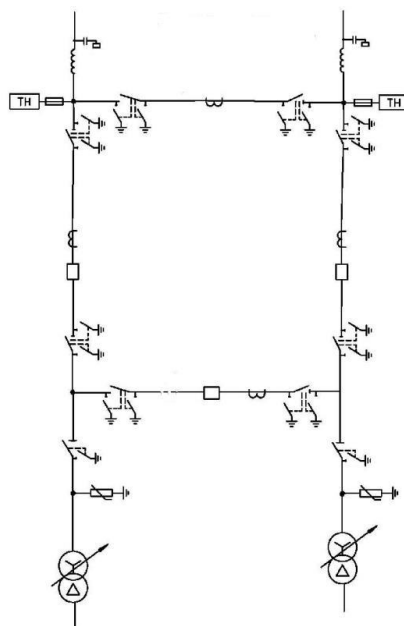


Рисунок 3 – Вариант №1 схемы внешнего электроснабжения

Такая схема может применяться для того, чтобы сохранить в рабочем состоянии трансформаторы при коротких замыканиях на линиях напряжения в нормальном режиме работы ПС (при равномерном графике нагрузок), а также для восстановления двух линий под напряжением при проверке выключателей на ВН. Отключение одной линии при КЗ на трансформаторе является недостатком.

На рисунке 4 приведена схема 4Н – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой.

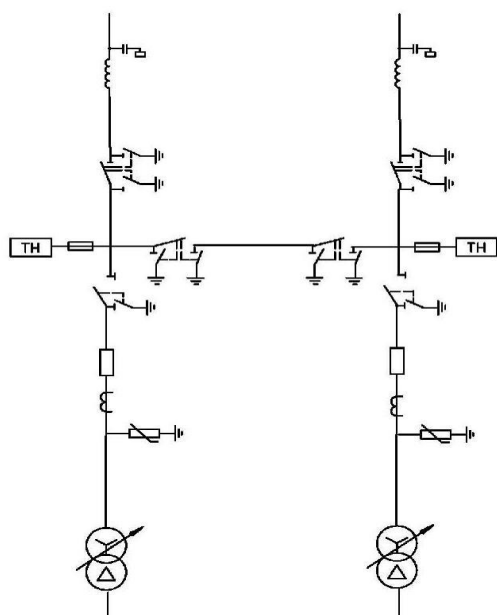


Рисунок 4 – Вариант №2 схемы внешнего электроснабжения

Данная схема используется при строительстве тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций, которые могут питаться от двух ВЛ (или двухцепной ВЛ).

На основе технико-экономического и функционального сравнения будет произведён выбор схемы, основанной на соответствии требованиям надёжности электроснабжения. Эти схемы будут различаться стоимостью капитальных вложений. Оценим стоимость основных компонентов РУ, опираясь на показатели стоимости электрических сетей в целом. Обобщенный расчет представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Стоимость элементов типовых схем РУ

Оборудование	5Н		4Н	
	Цена, тыс. руб.	Количество	Цена, тыс. руб.	Количество
Выключатель 35 кВ	6300	3	6300	2
Разъединитель 35 кВ	230	10	230	8
Итого:	21200		14440	

В конечном итоге предпочтение будет отдано схеме 4Н, так как она более экономически выгодна.

2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

В условиях нормальной работы системы электроснабжения промышленных предприятий, мощность силовых трансформаторов должна обеспечивать бесперебойное питание всех потребителей. Для того чтобы обеспечить надежное электроснабжение предприятия, необходимо установить на подстанции два трансформатора. Если произойдет авария одного трансформатора, второй будет способен покрыть все потребляемые мощности потребителей 2-ой категории, учитывая при этом перегрузочную способность трансформатора.

При выборе мощности трансформаторов ГПП, следует руководствоваться формулой [2]:

$$S_{T.ном} = \frac{S_{p.э.1}}{K_3 \cdot n_T} \text{ кВА}, \quad (36)$$

где $S_{p.э.1}$ – это полная расчетная мощность завода, кВА;

K_3 – требуемый уровень загрузки трансформаторов;

n_T – количество трансформаторов.

$$S_{T.ном} = \frac{5572,72}{0,7 \cdot 2} = 3980,517 \text{ кВА}.$$

Производится сравнение трансформаторов с мощностями, приближенным к расчетной: ТМН-4000/35 и ТМН - 2500/35. Проверка проводится по условию (37):

$$1,4 \cdot S_{T.ном} \geq S_{p.п.} \quad (37)$$

$$1,4 \cdot 2,5 = 3,5 < 5,6 \text{ МВА},$$

$$1,4 \cdot 4 = 5,6 > 5,6 \text{ МВА}.$$

Установим окончательно выбор трансформаторов ТМН-4000/3500 [15] и занесем их в таблицу 8.

Таблица 8 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		$U_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
		ВН	НН	$P_{\text{ХХ}}$	$P_{\text{КЗ}}$		
ТМН	4	35	11	6,7	33,5	7,5	1

Выбранные силовые трансформаторы позволяют обеспечить электроснабжение группы цехов с требуемой надежностью. Коэффициент загрузки силовых трансформаторов не превышает допустимые значения при любых режимах работы.

2.5 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций с учетом компенсации реактивной мощности

Количество реактивной нагрузки предприятия без учета устройств компенсации, составляет $Q_p = 4351,94$ квар.

Требуемая мощность устройств компенсации реактивной мощности:

$$Q_{\text{КУ}} = P_{\text{max}} \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{\text{ж}}), \quad (38)$$

где $tg\varphi_{\text{ж}} = 0,33$.

$$tg\varphi = \frac{Q_p}{P_p}, \quad (39)$$

$$tg\varphi = \frac{4351,94}{5126,3} = 0,85,$$

$$Q_{\text{КУ}} = 5126,3 \cdot (0,85 - 0,33) = 2660,264 \text{ квар.}$$

Отметим, что для того, чтобы скомпенсировать БСК, необходимо определить реактивную мощность:

$$Q_{\text{БСК}} = Q_{\text{КУ}} - Q_{\text{СД}}, \quad (40)$$

где $Q_{\text{СД}}$ – согласно исходным данным, реактивная нагрузка синхронных электродвигателей равна нулю. В связи с этим, в соответствии с данными, которые были получены ранее, не используются синхронные двигатели.

$$Q_{\text{БСК}} = 2660,263 - 0 = 2660,263 \text{ квар,}$$

В случае необходимости разделения мощности БСК, которые используются на секции НН ЦТП, необходимо разделить их мощность на каждый трансформатор, который находится на подстанции, и на каждую обмотку низкого напряжения трансформатора.

$$Q_{\text{К}} = P_{\text{р}} \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{\text{ж}}), \quad (41)$$

где $P_{\text{р}}$ – наибольшая мощность нагрузки на подстанции, кВт;

$tg\varphi$ – естественный коэффициент, который характеризует мощность реактивной нагрузки на подстанции;

$tg\varphi_{\text{ж}}$ – ожидаемый коэффициент использования реактивной мощности на нагрузке подстанции.

Принимается $\cos\varphi_{\text{ж}} = 0,95$, $tg\varphi_{\text{ж}} = 0,33$.

При компенсации реактивной мощности БСК, реактивная мощность цеховой подстанции составит:

$$Q_{\Pi} = Q_p - n \cdot Q_{КУ}, \quad (42)$$

где $Q_{КУ}$ – номинальная мощность компенсирующего устройства.

Полная мощность нагрузки на подстанцию равна:

$$S_{\Pi} = \sqrt{P_{\Pi}^2 + Q_{\Pi}^2}. \quad (43)$$

В качестве КУ будет использоваться АУКРМ - автоматическая установка для компенсации реактивных мощностей. Приведенный расчет можно применить к варианту электроснабжения 1, при котором отдельные цеха для повышения экономической эффективности объединяются на одну ЦТП.

Для ЦТП-1 (цеха 1,2,4,5) будет произведен расчет:

$$P_{ЦТП1} = 261,63 + 241,66 + 275,63 + 307,52 = 1086,45 \text{ кВт},$$

$$Q_{ЦТП1} = 255,32 + 206,5 + 318,39 + 268,22 = 1040,5 \text{ кВт},$$

$$S_{ЦТП1} = \sqrt{1086,45^2 + 1040,5^2} = 1504,33 \text{ кВт},$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{1040,5}{1086,45} = 0,96,$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{ж} = 0,33.$$

Для того чтобы рассчитать мощность устройства, которое компенсирует, необходимо воспользоваться формулой (41):

$$Q_K = 1086,45 \cdot (0,96 - 0,33) = 681,97 \text{ квар}.$$

Для компенсации реактивной мощности на шинах низкого напряжения 0,4 кВ ЦТП-1 принимаются к установке конденсаторные батареи по одной установке на каждую секцию. АУКРМ-0,4-400 [13] является установкой,

которая компенсирует реактивную мощность, номинальной мощностью в 400 кВА.

$$Q_{\text{КУ1}} = 800 \text{ квар.}$$

С учетом компенсации реактивной мощности, реактивная мощность подстанции составит:

$$Q_{\text{П}} = 1040,5 - 800 = 240,5 \text{ квар.}$$

В соответствии с формулой (43) полная нагрузка ЦТП-1 равна:

$$S_{\text{П}} = \sqrt{1086,45^2 + 240,4^2} = 1112,75 \text{ кВА.}$$

Суммарная мощность компенсирующих устройств, подключенных от ЦТП составляет 2600 квар, для того чтобы получить реактивную мощность, необходимую к компенсации на НН ГПП, необходимо произвести расчет реактивной мощности, которая необходима к компенсации на данной установке:

$$Q_{\text{БСК}} = Q_{\text{КУ}} - Q_{\text{СД}} - Q_{\text{УКРМ } 0,4}, \quad (44)$$

$$Q_{\text{БСК}} = 2660,264 - 0 - 2600,00 = 60,264 \text{ квар.}$$

Компенсировать реактивную мощность, которая осталась без компенсации в конденсаторных батареях на НН ГПП, не требуется.

Выбирая мощность для двухтрансформаторной подстанции, следует руководствоваться тем, что допустимо не более 5 суток перегрузки 40%, которая должна быть учтена при выборе трансформаторов.

На каждой цеховой трансформаторной подстанции установлены два силовых трансформатора, мощность будет определяться как:

$$S_{\text{ном ТР-1}} = \frac{1112,75}{1,4} = 794,82 \text{ кВА.}$$

Предварительно производится выбор трансформатора ТМ – 1000 – 10 - 0,4 [15]. В таблице 9 будут указаны его параметры.

Для трансформатора, который будет выбран на ЦТП-1 в нормальном режиме, значение коэффициента загрузки будет равно:

$$K_{\text{ном ТР-1}} = \frac{1112,75}{2 \cdot 1000} = 0,56.$$

В аварийном режиме, значение коэффициента загрузки будет равно:

$$K_{\text{ав ТР-1}} = \frac{1112,75}{1000} = 1,11.$$

Трансформатор успешно проходит проверку и принимается к установке.

Проведем проверку на наличие реактивной мощности в ЦТП-1, после того как будет компенсирована компенсация:

$$\text{tg}\varphi = \frac{240,5}{1086,45} = 0,22.$$

После того, как была проведена компенсация реактивной мощности, коэффициент реактивной мощности для ЦТП-1 составил 0,22, что свидетельствует о том, что данная мощность достаточно компенсирована.

По данным [15] определяются параметры трансформаторов. В соответствии с [11] производится расчет стоимости трансформаторов.

Такие же расчеты применимы и для других ЦТП. В таблице 9 и 10 приведены все расчеты. В таблице 11 и 12 приведены параметры всех цеховых трансформаторов и типы КТП. В таблицах 13 и 14 приведены экономические показатели вариантов системы электроснабжения.

Таблица 9 – Компенсация реактивной мощности (вариант электроснабжения 1)

№ ЦТП	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	$tg\varphi$	$tg\varphi_{ж}$	Q_k , квар	Количество и тип КУ	$Q_{БСК}$, квар	Q_p , квар	$tg\varphi_{факт}$	$S_{п}$, кВА	$S_{ном\ TP}$, кВА	S_{TP} , кВА	K_3	$K_{ав}$
ЦТП №1 (1, 2, 4, 5)	1086,45	1040,50	1504,33	0,96	0,33	681,97	2×АУКРМ-0,4-400	800	240,50	0,22	1112,75	794,82	1000	0,56	1,11
ЦТП №2 (3, 6, 7)	653,97	467,73	804,02	0,72	0,33	251,92	2×АУКРМ-0,4-150	300	167,73	0,26	675,13	482,24	630	0,54	1,07
ЦТП №3 (8, 9, 10, 11)	857,07	592,08	1041,69	0,69	0,33	309,25	2×АУКРМ-0,4-200	400	192,08	0,22	878,33	627,38	630	0,70	1,39
ЦТП №4 (12, 13, 14)	906,56	594,60	1084,16	0,66	0,33	295,44	2×АУКРМ-0,4-150	300	294,60	0,32	953,23	680,88	1000	0,48	0,95
ЦТП №5 (15, 16, 17)	1140,20	834,74	1413,10	0,73	0,33	458,48	2×АУКРМ-0,4-250	500	334,74	0,29	1188,32	848,80	1000	0,59	1,19
ЦТП №6 (18, 19)	610,19	433,83	748,69	0,71	0,33	232,47	2×АУКРМ-0,4-150	300	133,83	0,22	624,69	446,21	630	0,50	0,99
-	5254,44	3963,48	6581,66	-	-	-	-	2600,00	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 10 – Компенсация реактивной мощности (вариант электроснабжения 2)

№ цеха	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	$tg\varphi$	$tg\varphi_{ж}$	Q_k , кВА	Количество и тип КУ	$Q_{БСК}$, квар	Q_p , квар	$tg\varphi_{факт}$	$S_{п}$, кВА	$S_{ном\ TP}$, кВА	S_{TP} , кВА	K_3	$K_{ав}$
1	261,63	255,32	365,57	0,98	0,33	168,98	2×АУКРМ-0,4-100	200	55,32	0,21	267,42	191,01	250	0,53	1,07
2	241,66	206,50	317,87	0,85	0,33	126,75	2×АУКРМ-0,4-75	150	56,50	0,23	248,18	177,27	250	0,50	0,99
3	57,77	44,05	72,65	0,76	0,33	24,98	2×АУКРМ-0,4-15	30	14,05	0,24	59,45	42,47	63	0,47	0,94
4	275,63	318,39	421,12	1,16	0,33	227,43	2×АУКРМ-0,4-150	300	18,39	0,07	276,25	197,32	250	0,55	1,10
5	307,52	268,22	408,06	0,87	0,33	166,73	2×АУКРМ-0,4-100	200	68,22	0,22	315,00	225,00	250	0,63	1,26

Продолжение таблицы 10

№ цеха	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	$tg\varphi$	$tg\varphi_{ж}$	Q_k , квар	Количество и тип КУ	$Q_{БСК}$, квар	Q_p , квар	$tg\varphi_{факт}$	$S_{п}$, кВА	$S_{НОМ ТР}$, кВА	$S_{ТР}$, кВА	K_3	$K_{ав}$
6	326,83	236,39	403,36	0,72	0,33	128,54	2×АУКРМ-0,4-75	150	86,39	0,26	338,05	241,47	250	0,68	1,35
7	269,37	198,60	334,67	0,74	0,33	109,71	2×АУКРМ-0,4-75	150	48,60	0,18	273,72	195,51	250	0,55	1,09
8	260,46	191,77	323,44	0,74	0,33	105,81	2×АУКРМ-0,4-75	150	41,77	0,16	263,79	188,42	250	0,53	1,06
9	276,30	169,70	324,25	0,61	0,33	78,52	2×АУКРМ-0,4-50	100	69,70	0,25	284,95	203,54	250	0,57	1,14
10,11	320,30	236,56	398,19	0,74	0,33	130,86	2×АУКРМ-0,4-75	150	86,56	0,27	331,79	237,00	250	0,66	1,33
12	64,08	54,89	84,37	0,86	0,33	33,74	2×АУКРМ-0,4-20	40	14,89	0,23	65,78	46,99	63	0,52	1,04
13	237,96	173,96	294,77	0,73	0,33	95,43	2×АУКРМ-0,4-50	100	73,96	0,31	249,19	178,00	250	0,50	1,00
14	604,52	372,00	709,81	0,62	0,33	172,51	2×АУКРМ-0,4-100	200	172,00	0,28	628,52	448,94	630	0,50	1,00
15	469,96	348,89	585,31	0,74	0,33	193,80	2×АУКРМ-0,4-100	200	148,89	0,32	492,99	352,13	400	0,62	1,23
16	267,31	192,07	329,15	0,72	0,33	103,86	2×АУКРМ-0,4-75	150	42,07	0,16	270,60	193,28	250	0,54	1,08
17	402,93	299,93	502,30	0,74	0,33	166,96	2×АУКРМ-0,4-100	200	99,93	0,25	415,13	296,52	400	0,52	1,04
18	555,46	405,43	687,69	0,73	0,33	222,13	2×АУКРМ-0,4-150	300	105,43	0,19	565,38	403,84	630	0,45	0,90
19, терр.	68,54	43,81	81,35	0,64	0,33	21,20	2×АУКРМ-0,4-15	30	13,81	0,20	69,92	49,94	63	0,55	1,11

Таблица 11 – Выбор трансформаторов (вариант электроснабжения 1)

№ ЦТП	Количество и тип трансформатора	S_n , кВт	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение К.З., %	Ток Х.Х., %	Тип КТП
						Х.Х	К.З.			
1	2 × ТМ-1000-10-0,4	1000	10	0,4	Д/УН-11	2,1	12	5,5	1,5	2 КТП ТК 1000/10-6/0,4-У3
2	2 × ТМ-630-10-0,4	630	10	0,4	Д/УН-11	1,47	7,1	5,5	2	2 КТП ТК 630/10-6/0,4-У3
3	2 × ТМ-630-10-0,4	630	10	0,4	Д/УН-11	1,47	7,1	5,5	2	2 КТП ТК 630/10-6/0,4-У3
4	2 × ТМ-1000-10-0,4	1000	10	0,4	Д/УН-11	2,1	12	5,5	1,5	2 КТП ТК 1000/10-6/0,4-У3
5	2 × ТМ-1000-10-0,4	1000	10	0,4	Д/УН-11	2,1	12	5,5	1,5	2 КТП ТК 1000/10-6/0,4-У3
6	2 × ТМ-630-10-0,4	630	10	0,4	Д/УН-11	1,47	7,1	5,5	2	2 КТП ТК 630/10-6/0,4-У3

Таблица 12 – Выбор трансформаторов (вариант электроснабжения 2)

№ цеха	Количество и тип трансформатора	S_n , кВт	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение К.З., %	Ток Х.Х., %	Тип КТП
						Х.Х	К.З.			
1	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/УН-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
2	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/УН-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
3	2 × ТМ-63-10-0,4	63	10	0,4	Д/УН-11	0,22	1,28	4,5	2,8	2 КТП ТК 63/10-6/0,4-У3
4	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/УН-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
5	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/УН-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
6	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/УН-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
7	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/УН-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
8	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/УН-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
9	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/УН-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
10,11	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/УН-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3

Продолжение таблицы 12

№ цеха	Количество и тип трансформатора	S_n , кВт	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт	Напряжение К.З., %	Ток Х.Х., %	Тип КТП	№ цеха
12	2 × ТМ-63-10-0,4	63	10	0,4	Д/Ун-11	0,22	1,28	4,5	2,8	2 КТП ТК 63/10-6/0,4-У3
13	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/Ун-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
14	2 × ТМ-630-10-0,4	630	10	0,4	Д/Ун-11	1,47	7,1	5,5	2	2 КТП ТК 630/10-6/0,4-У3
15	2 × ТМ-400-10-0,4	400	10	0,4	Д/Ун-11	1,15	5,5	4,5	2,1	2 КТП ТК 400/10-6/0,4-У3
16	2 × ТМ-250-10-0,4	250	10	0,4	Д/Ун-11	0,66	3,7	4,5	2,3	2 КТП ТК 250/10-6/0,4-У3
17	2 × ТМ-400-10-0,4	400	10	0,4	Д/Ун-11	1,15	5,5	4,5	2,1	2 КТП ТК 400/10-6/0,4-У3
18	2 × ТМ-630-10-0,4	630	10	0,4	Д/Ун-11	1,47	7,1	5,5	2	2 КТП ТК 630/10-6/0,4-У3
19, терр.	2 × ТМ-63-10-0,4	63	10	0,4	Д/Ун-11	0,22	1,28	4,5	2,8	2 КТП ТК 63/10-6/0,4-У3

Таблица 13 – Стоимость оборудования (вариант электроснабжения 1)

№ цеха	Стоимость одного трансформатора, тыс. руб.	Стоимость одного КУ, тыс. руб.	Количество трансформаторов	Итого для ЦТП (тр-ры), тыс. руб.	Итого для ЦТП (КУ), тыс. руб.
1	931	278	2	1 862,00	556
2	655	124	2	1 310,00	248
3	655	144,4	2	1 310,00	288,8
4	931	124	2	1 862,00	248
5	931	182,8	2	1 862,00	365,6
6	655	124	2	1 310,00	248
Итого			12	9 516,00	1 954,40
Общая стоимость			11470,4		

Таблица 14 – Стоимость оборудования (вариант электроснабжения 2)

№ цеха	Стоимость одного трансформатора, тыс. руб.	Стоимость одного КУ, тыс. руб.	Количество трансформаторов	Итого для ЦТП (тр-ры), тыс. руб.	Итого для ЦТП (КУ), тыс. руб
1	332	80,5	2	664,00	161
2	332	77,2	2	664,00	154,4
3	200	44,8	2	400,00	89,6
4	332	124	2	664,00	248
5	332	80,5	2	664,00	161
6	332	77,2	2	664,00	154,4
7	332	77,2	2	664,00	154,4
8	332	77,2	2	664,00	154,4
9	332	55,5	2	664,00	111
10,11	332	77,2	2	664,00	154,4
12	200	47,7	2	400,00	95,4
13	332	55,5	2	664,00	111
14	655	80,5	2	1 310,00	161
15	439	80,5	2	878,00	161
16	332	77,2	2	664,00	154,4
17	439	80,5	2	878,00	161
18	655	124	2	1 310,00	248
19, терр.	200	44,8	2	400,00	89,6
Итого			28	12 880,00	2 724,00
Общая стоимость		15604			

На основании стоимости силовых трансформаторов и компенсирующих устройств для двух вариантов расположения КТП производится экономическое сравнение (сочетание нескольких производственных площадок в одну, что является вариантом №1, и создание индивидуальной КТП для каждого из цехов – вариант №2). Стоимость кабельной продукции при оценке вариантов не учитывается.

При сравнении двух вариантов делается вывод, что объединение нескольких цехов в одно ЦТП более эффективно. Все последующие расчеты и планы будут произведены в соответствии с выбранным вариантом (вариантом № 1).

2.6 Выбор и проверка сечений кабельных линий

В процессе строительства системы электроснабжения, напряжением 10 кВ используются кабели, которые имеют алюминиевые жилы и обладают возможностью прокладки в земле (траншеях), так как данный способ является наиболее оптимальным для разработки схем электроснабжения.

Для того чтобы выбрать сечение кабельных линий, необходимо произвести расчет токов этих линий.

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot N}, \quad (45)$$
$$I_p = \frac{1504,33}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 43,43 \text{ A},$$

где S_{pBH} – расчетная мощность КТП;

U – номинальное напряжение сети, равное 10 кВ;

N – количество трансформаторов на КТП.

Ток кабельной линии в аварийном режиме I_{pA} , А, определяется по формуле (46):

$$I_{РА} = 2 \cdot I_p, \quad (46)$$

$$I_{РА} = 2 \cdot 43,43 = 86,85 \text{ А.}$$

Экономически целесообразное сечение кабельной линии определяется по формуле (47):

$$F_э = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (47)$$

$$F_э = \frac{86,85}{1,6} = 31,02,$$

где I_p – расчетный ток, А;

$j_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока для кабелей АПВБП и количества часов использования максимальной нагрузки T_m , таблица 1.3.36 [10].

Предварительно выбирается кабель марки АПВБП, имеющий сечение $3 \times 35 \text{ мм}^2$.

Проверяется соблюдение двух условий:

$$k_{п} \cdot I_{доп} \geq I_p, \quad (48)$$

$$1,3 \cdot k_{п} \cdot I_{доп} \geq I_{РА}, \quad (49)$$

где $k_{п}$ – «коэффициент прокладки, выбирается исходя из количества кабелей в траншее и расстояния между ними, согласно таблице 1.3.26» [10]. При прокладке кабелей в каналах и туннелях этот показатель не учитывается.

Для обеспечения безопасности в аварийных ситуациях, существует коэффициент допустимой перегрузки кабеля - 1,3.

В соответствии с формулой, производится проверка кабелей на падение напряжения:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\left(P \cdot \frac{r_{уд}}{N} \cdot L_{КЛ} + Q \cdot \frac{x_{уд}}{N} \cdot L_{КЛ} \right) \cdot 10^3}{U^2} \cdot 100\%. \quad (50)$$

В соответствии с [1] допустимым отклонением напряжения на конце кабеля является 5%.

Для передачи электроэнергии на участке ГПП-ЦТП 1 выбран кабель АПвБП 3×35 мм² со следующими параметрам: $P = 1086,45$ кВт, $Q = 1040,5$ квар, $r_{уд} = 0,84 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ [22], $x_{уд} = 0,095 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ [22], $L = 0,253$ м, $U = 10$ кВ. Параметры определены по [17].

$$\begin{aligned} \Delta U_{\%} &= \frac{\left(1086,45 \cdot \frac{0,84}{2} \cdot 0,242 + 1040,5 \cdot \frac{0,095}{2} \cdot 0,242 \right) \cdot 1000 \cdot 100}{10000^2} = \\ &= 0,12\%. \end{aligned}$$

Результаты выбор кабельных линий приведены в таблице 15. Для окончательного выбора кабелей, необходимо произвести расчет токов КЗ. В соответствии с [16] были определены данные по длительно допустимым токам.

В таблице 16 представлен расчет падения напряжения.

Таблица 15 – Расчет кабельных линий

№ ЛЭП	Назначение ЛЭП	Ток, А		Способ прокладки	Коэффициент прокладки	$F_{Эк}$, мм ²	$F_{Ст}$, мм ²	Длительно-допустимый ток		Выбранное сечение	Тип
		Норм. режим	Аварий. режим					Норм. режим	Аварий. режим		
1, 2	ГПП-ТП1	43,43	86,85	траншея	0,92	31,02	35,00	147,00	175,81	35	АПВБП
3, 4	ГПП-ТП2	23,21	46,42	траншея	0,92	16,58	35,00	147,00	175,81	35	АПВБП
5, 6	ГПП-ТП3	30,07	60,14	траншея	0,92	21,48	35,00	147,00	175,81	35	АПВБП
7, 8	ГПП-ТП4	31,30	62,59	траншея	0,92	22,36	35,00	147,00	175,81	35	АПВБП
9, 10	ГПП-ТП5	40,79	81,59	траншея	0,92	29,14	35,00	147,00	175,81	35	АПВБП
11, 12	ГПП-ТП6	21,61	43,23	траншея	0,92	15,44	35,00	147,00	175,81	35	АПВБП

Таблица 16 – Расчет падения напряжения

№ ЛЭП	Назначение ЛЭП	Кабель	$r_{уд}, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$x_{уд}, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$L, \text{ м}$	$P, \text{ кВт}$	$Q, \text{ квар}$	$\Delta U\%$
1, 2	ГПП-ТП1	АПВБП 3×35	0,84	0,095	242	1086,45	1040,50	0,12
3, 4	ГПП-ТП2	АПВБП 3×35	0,84	0,095	159	653,97	467,73	0,05
5, 6	ГПП-ТП3	АПВБП 3×35	0,84	0,095	291	857,07	592,08	0,11
7, 8	ГПП-ТП4	АПВБП 3×35	0,84	0,095	315	906,56	594,60	0,13
9, 10	ГПП-ТП5	АПВБП 3×35	0,84	0,095	153	1140,20	834,74	0,08
11, 12	ГПП-ТП6	АПВБП 3×35	0,84	0,095	248	610,19	433,83	0,07

Расчетный ток кабельных линий не превышает длительно-допустимый ток при любых режимах работы, падение напряжения находится в пределах допустимых значений, следовательно сечения кабелей выбраны верно.

2.7 Расчет токов КЗ

В данном разделе выполняется расчет токов короткого замыкания на шинах подстанций. «Расчет токов КЗ производится в системе относительных единиц по методу, который описан в» [16].

Исходные данные для расчета:

- показатель мощности системы КЗ;
- длина питающей воздушной линии 35 кВ;
- мощность трансформаторов центра питания и ГПП;
- напряжение КЗ в сети переменного тока трансформатора ГПП.

Для начала расчета необходимо принять следующие базисные условия:

- в качестве базисной мощности $S_6 = 100$ МВА;
- в качестве базисного напряжения $U_{61} = 37$ кВ, а значение напряжения $U_{62} = 10,5$ кВ.

По каждому из сторон ГПП, определяем базисные токи I_6 , кА:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (51)$$
$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА},$$
$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Схема замещения включает в себя источники питания КЗ – систему и высоковольтные электрические двигатели (если они имеются), а также другие составляющие системы электроснабжения - линии, трансформаторы, вспомогательные элементы.

На рисунке 5 представлена расчетная схема объекта.

На рисунке 6 представлена схема замещения для рассматриваемого объекта.

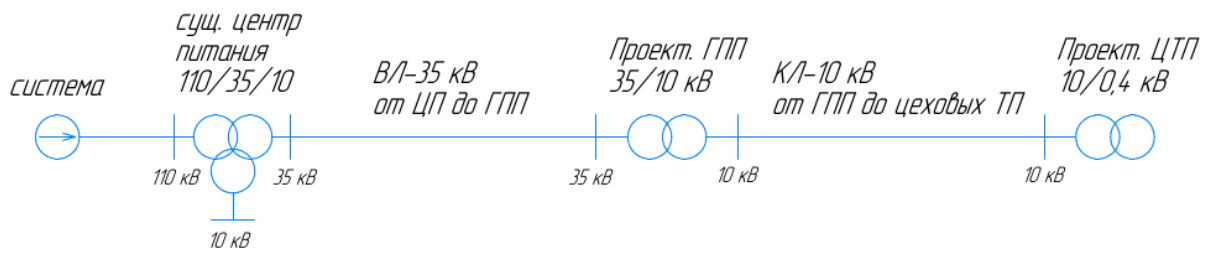


Рисунок 5 – Расчетная схема для расчета токов КЗ

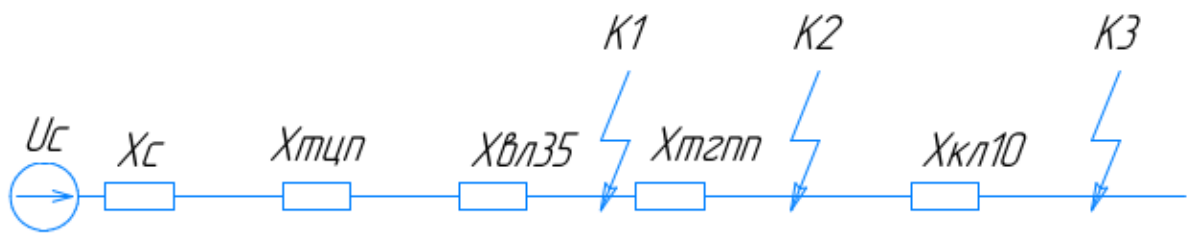


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Производится расчет параметров схемы замещения. В относительных единицах $U_C = 1$ – это напряжение системы.

Уровень сопротивления системы:

$$Z_c = x_c = \frac{S_6}{S_{кз}} \cdot x_{c*}, \quad (52)$$

где $S_{кз}$ – показатель мощности КЗ системы, МВА;

$$Z_c = x_c = \frac{100}{850} \cdot 0,3 = 0,035 \text{ о. е.}$$

Если параметры системы определены на шинах 110 кВ, то для расчета токов КЗ необходимо учесть сопротивление трансформаторов 110/35/10 кВ, которые находятся в существующем центре питания.

Напряжения в обмотках трансформатора центра питания:

$$U_{кВ} = 0,5 \cdot (U_{кВ-С} + U_{кВ-Н} - U_{кС-Н}), \quad (53)$$

$$U_{кС} = 0,5 \cdot (U_{кВ-С} + U_{кС-Н} - U_{кВ-Н}), \quad (54)$$

$$U_{кВ} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%,$$

$$U_{кС} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0\%.$$

Сопротивление обмоток ВН трансформаторов центра питания:

$$Z_{цПВ} = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (55)$$

$$Z_{цПВ} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,075 \text{ о. е.}$$

Сопротивление обмоток СН трансформаторов центра питания:

$$Z_{цПС} = \frac{U_{кС}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (56)$$

$$Z_{цПС} = \frac{0}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0 \text{ о. е.}$$

Показатели индуктивного сопротивления ВЛ:

$$X_{вл} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (57)$$

$$X_{вл} = \frac{0,435 \cdot 5,5 \cdot 100}{37^2} = 0,175 \text{ о. е.,}$$

где X_0 – это индуктивное сопротивление, равное 0,435 Ом на каждый километр линии;

L – длина линии.

Активное сопротивление ВЛ:

$$R_{\text{ВЛ}} = \frac{R_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (58)$$

$$R_{\text{ВЛ}} = \frac{0,65 \cdot 5,5 \cdot 100}{37^2} = 0,261 \text{ о. е.},$$

где R_0 - удельное активное сопротивление, равное 0,65 Ом/км;

L - длина линии, км.

Полное сопротивление ЛЭП:

$$Z_{\text{ВЛ}} = \sqrt{X_{\text{ВЛ}}^2 + R_{\text{ВЛ}}^2}, \quad (59)$$

$$Z_{\text{ВЛ}} = \sqrt{0,175^2 + 0,261^2} = 0,314 \text{ о. е.}$$

Показатель сопротивления трансформатора ГПП:

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{кз}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{H}}}, \quad (60)$$

$$X_{\text{T}} = \frac{7,5 \cdot 100}{100 \cdot 4} = 1,875 \text{ о. е.},$$

где $U_{\text{кз}}$ - напряжение КЗ в трансформаторе ГПП;

S_{H} - показатель мощности трансформатора ГПП.

Определяются параметры КЗ для точки К1.

Находим аналогичное сопротивление $X_{\text{э1}}$ в виде эквивалентного сопротивления:

$$Z_{\text{э1}} = Z_{\text{с}} + Z_{\text{ЦПВ}} + Z_{\text{ВЛ}}, \quad (61)$$

$$X_{\text{э1}} = 0,035 + 1,075 + 0,314 = 1,424 \text{ о. е.}$$

Устанавливаем значение начальной составляющей периодического тока трехфазного КЗ $I_{\text{п01}}$, кА:

$$I_{п01} = \frac{U_c \cdot I_{61}}{X_{31}}, \quad (62)$$

$$I_{п01} = \frac{1 \cdot 1,56}{1,424} = 1,095 \text{ кА.}$$

Следовательно, находим значение ударного тока $i_{уд1}$, кА, как:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{п01}, \quad (63)$$

где $k_{уд1}$ – «ударный коэффициент, который можно определить с помощью формулы (64)» [16].

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (64)$$

где T_a – «время затухания апериодической составляющей тока КЗ, рассчитываемое по формуле (65)» [16].

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}. \quad (65)$$

Для точки К1:

$$T_{a1} = \frac{0,035 + 0,174 + 1,075}{314 \cdot 0,261} = 0,016 \text{ с,}$$

$$K_{уд1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,016}} = 1,53,$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,53 \cdot 1,095 = 2,367 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ $B_{к1}$, кА²·с, можно рассчитать по следующей формуле:

$$B_{к1} = I_{п01}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (66)$$

где $t_{откл}$ – это время, в течение которого происходит отключение КЗ, с;

T_a – это постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ, определяемая по [16].

Время $t_{откл}$ можно определить по формуле:

$$t_{откл1} = t_{рз1} + t_{ов1}, \quad (67)$$

где $t_{рз1}$ – это время, время срабатывания устройств релейной защиты и автоматики ВН;

$t_{ов1}$ – это время срабатывания непосредственно контактов выключателя.

$$t_{откл1} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с.}$$

Тепловой импульс будет равен:

$$B_{к1} = 1,095 \cdot (0,15 + 0,016) = 0,199 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Далее производится расчет токов КЗ для стороны НН ГПП (точка К2).

Эквивалентное сопротивление $X_{э2}$, определяется по формуле (68).

$$\begin{aligned} Z_{э2} &= Z_{э1} + Z_T, \\ Z_{э2} &= 1,424 + 1,875 = 3,3 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (68)$$

Значение трехфазного тока КЗ в точке К2 будет равно:

$$\begin{aligned} I_{п02} &= \frac{U_c \cdot I_{б2}}{X_{э2}}, \\ I_{п02} &= \frac{1 \cdot 5,5}{3,3} = 1,67 \text{ кА.} \end{aligned} \quad (69)$$

По формулам 62 – 65 для точки К2 определяется ударный ток КЗ:

$$T_{a2} = \frac{0,035 + 0,174 + 1,075 + 1,874}{314 \cdot 0,261} = 0,038 \text{ с},$$

$$K_{уд2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,016}} = 1,77,$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,77 \cdot 1,67 = 4,175 \text{ кА}.$$

Интенсивность теплового импульса тока КЗ $B_{к2}$ рассчитывается как:

$$B_{к2} = I_{п02}^2 \cdot (t_{откл2} + T_a), \quad (70)$$

$$B_{к2} = 1,67^2 \cdot (0,148 + 0,038) = 0,518 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл2}$ – это время, в течение которого КЗ отключается, с;

T_a – это постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ, которая выбирается исходя из значения $K_{уд2}$.

$$t_{откл2} = t_{рз2} + t_{ов2}, \quad (71)$$

где $t_{рз2}$ – время действия защиты на стороне НН ГПП по [14]

$$t_{откл2} = 0,1 + 0,048 \text{ с}.$$

Находим кабель с термически стойким сечением, равным F_T , мм², как:

$$F_T = \frac{\sqrt{B_{к2} \cdot 10^6}}{C}, \quad (72)$$

$$F_T = \frac{\sqrt{0,518 \cdot 10^6}}{98} = 7,34 \text{ мм}^2,$$

где C – это функция, которая определяется по таблицы 3.14 [16] в зависимости от конструкции кабеля. Все кабельные линии выбраны по термической стойкости верно.

Далее производится расчет параметров КЗ в точке К-3 – на шинах ВН ЦТП №1.

Сопротивление кабельной линии АПВБП 3×35 составляет:

$$R_{\text{КЛ}} = \frac{R_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (73)$$
$$R_{\text{КЛ}} = \frac{0,84 \cdot 0,242 \cdot 100}{10,5^2} = 0,184 \text{ о. е.},$$

где R_0 – это погонное активное сопротивление КЛ, равное 0,84 Ом/км;
 L – длина кабельной линии, км.

Показатель индуктивного сопротивления кабеля равен:

$$X_{\text{КЛ}} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (74)$$
$$R_{\text{КЛ}} = \frac{0,095 \cdot 0,242 \cdot 100}{10,5^2} = 0,021 \text{ о. е.}$$

Полное сопротивление кабельной линии:

$$Z_{\text{КЛ}} = \sqrt{X_{\text{КЛ}}^2 + R_{\text{КЛ}}^2}, \quad (75)$$
$$Z_{\text{КЛ}} = \sqrt{0,184^2 + 0,021^2} = 0,186 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление для расчета токов КЗ в точке К3:

$$X_{\text{э3}} = X_{\text{э2}} + X_{\text{КЛ}}, \quad (76)$$

$$Z_{33} = 3,3 + 0,184 = 3,484 \text{ о. е.}$$

Значение тока трехфазного КЗ составляет:

$$I_{п02} = \frac{U_c \cdot I_{63}}{X_{32}}, \quad (77)$$

$$I_{п02} = \frac{1 \cdot 5,5}{3,484} = 1,578 \text{ кА.}$$

Согласно формулам 62 – 65, для точки К-3 ударный ток КЗ равен:

$$T_{аз} = \frac{0,035 + 0,174 + 1,075 + 1,874 + 0,021}{314 \cdot (0,261 + 0,112)} = 0,023 \text{ с,}$$

$$K_{уд3} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,023}} = 1,644,$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,578 \cdot 1,644 = 3,669 \text{ кА.}$$

Для остальных точек КЗ расчеты производятся аналогично точке К-3. Результаты сводятся в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчета токов КЗ

Точка К.З.	$I_{кз}, \text{ кА}$	$i_{уд}, \text{ кА}$	T_a
К-1	1,095	2,367	0,016
К-2	1,666	4,175	0,038
К-3.1	1,578	3,669	0,023
К-3.2	1,607	3,830	0,026
К-3.3	1,561	3,579	0,021
К-3.4	1,553	3,536	0,020
К-3.5	1,609	3,842	0,027
К-3.6	1,576	3,657	0,023

Полученные значения токов КЗ будут использованы для выбора оборудования и расчета уставок релейной защиты.

2.8 Выбор оборудования системы электроснабжения

2.8.1 Выбор схем ВН КТП

На стороне ВН КТП выбирается схема «Два блока линия – трансформатор». Защита КТП выполняется предохранителями с плавкими вставками. Номинальные токи плавких вставок приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Вводные шкафы ВН КТП

№ КТП	Схема подключения КТП	Расчетный ток трансформатора, А	Номинальный ток предожд., А
1	Два блока линия-трансформатор	86,85	100
2	Два блока линия-трансформатор	46,42	50
3	Два блока линия-трансформатор	60,14	80
4	Два блока линия-трансформатор	62,59	80
5	Два блока линия-трансформатор	81,59	100
6	Два блока линия-трансформатор	43,23	50

Номинальные токи срабатывания предохранителей не ограничивают рабочие токи и защищают оборудование от перегрузок и токов КЗ.

2.8.2 Выбор оборудования на ОРУ 35 кВ

В данном разделе необходимо выбрать выключатели, трансформаторы тока и разъединители, а также ограничители перенапряжения, которые должны быть проверены по условиям работы по [16] и [7].

Предварительно производится выбор выключателя ВГТ-35-50/3150 У1 с параметрами, указанными в таблице 19.

Таблица 19 – Паспортные данные на выключатель ВГТ-35-50/3150 У1

$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{н.откл}$, кА	$I_{эл.дин}$, кА	$I_{вкл.лик}$, кА	$i_{вкл пер}$, кА	$I_{терм}/t_{терм}$, кА/с	$t_{св}/t_{пв}$, с
110	3150	40	102	102	40	40/3	0,03/0,05

Далее проводится проверка по ключевым условиям работы.

Проверка по напряжению выполняется по условию:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (78)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное значение напряжение выключателя, $U_{\text{ном}} = 35$ кВ;

$U_{\text{ном.сети}}$ – значение напряжения сети, которое является номинальным, $U_{\text{ном.сети}} = 35$ кВ.

Согласно (9.1) условие выполняется:

$$35 \geq 35.$$

Проверка по длительно допустимому току выполняется по условию:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.форс}}, \quad (79)$$

где $I_{\text{ном}}$ – ток выключателя обозначается как номинальный, $I_{\text{ном}} = \text{А}$;

$I_{\text{раб.форс}}$ – ток который имеет форсированный режим, $I_{\text{раб.форс}} = I_{\text{ном.расч(вн)}} \cdot 2 = 131,96$ А.

Условие выполняется:

$$3150 \geq 131,96.$$

Проверка по электродинамической стойкости выполняется по предельному сквозному току:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{к1}}, \quad (80)$$

где $I_{\text{дин}}$ – значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, которое рассчитывается на основе паспортных данных, $I_{\text{дин}} = 40$ кА;

$I_{\text{к1}}$ – это начальная действительная величина периодической составляющей тока короткого замыкания ($t = 0$), которая применяется в расчетах токов КЗ, $I_{\text{п0}} = 1,09$ кА.

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (81)$$

где $i_{\text{дин}}$ – наиболее высокий пик (ток электродинамической стойкости) КЗ, $i_{\text{дин}} = 40$ кА по паспортным данным;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ, $i_{\text{уд}} = 2,367$ кА по разделу расчета токов КЗ.

Согласно (7.3) и (7.4), условия по ним выполняются.:

$$40 \geq 1,09,$$

$$102 \geq 2,367.$$

Проверка по отключающей способности выполняется по условию:

$$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{пт}}, \quad (82)$$

где $I_{\text{ном.отк}}$ – номинальный ток, соответствующий отключению выключателя, $I_{\text{ном.отк}} = 40$ кА по паспортным данным;

τ – расчётное время, необходимое для отключения, с;

$I_{\text{пт}}$ – постоянное значение периодической составляющей тока КЗ, которая изменяется в течение определенного периода времени τ ,

$$I_{\text{пт}} = I_{\text{к1}} = 1,09 \text{ кА.}$$

Итак, условие выполняется:

$$40 \geq 1,09.$$

В данном случае, проводится проверка по полному току КЗ:

$$\sqrt{2}I_{пт} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2}I_{\text{ном.откл}}, \quad (83)$$

где $i_{a\tau}$ – максимально аperiodическая составляющая тока КЗ, которая возникает в момент времени расхождения контактов выключателя τ , с;

Момент времени, когда контакты выключателя в дугогасительной камере расходятся, можно вычислить по формуле:

$$\tau = t_{p.з} + t_{c.в}, \quad (84)$$

где $t_{p.з}$ – время, в течение которого релейная защита будет действовать согласно заданному условию., $t_{p.з} = 0,1$ с;

$t_{c.в}$ – время отключения выключателя соответствует собственному времени, $t_{c.в} = 0,03$ с по паспортным данным.

$$\tau = 0,1 + 0,03 = 0,13 \text{ с.}$$

Значение сквозного тока аperiodической составляющей:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (85)$$

где T_a – определяется по разделу расчета токов КЗ и равна 0,016 с.

В момент, когда дугогасительные контакты выключателя находятся в состоянии расхождения, максимальная аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 1,09 \cdot e^{\frac{-0,13}{0,016}} = 0,0004 \text{ кА.}$$

Следовательно условие, описанное в (85), выполняется:

$$\sqrt{2} \cdot 1,095 + 0,0004 \leq \sqrt{2} \cdot 40.$$

Проверка по термическая стойкость (по тепловому импульсу тока КЗ) выполняется по формуле:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (86)$$

где B_k – «расчетный тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за весь период его протекания, $I_{тер} = 40 \text{ кА}$ по паспортным данным;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока, имеющего термическую стойкость, $t_{тер} = 3 \text{ с}$ по паспортным данным» [14].

Значение вычисляется следующим образом:

$$B_k = I_{к1}^2 \cdot (t + T_a), \quad (87)$$

где t – время, необходимое для воздействия теплового импульса, с;

T_a – напряженность времени, в течение которого происходит затухание.

В соответствии с формулой, время воздействия теплового импульса рассчитывается как:

$$t = t_{р.з} + t_{отк.полн}, \quad (88)$$

где $t_{р.з}$ – «время, в течение которого релейная защита будет действовать согласно заданному условию, $t_{р.з} = 0,1 \text{ с}$;

$t_{\text{откл.полн}}$ – время, в течение которого выключатель должен отключаться;

$t_{c.в} = 0,05 \text{ с}$, по паспортным данным» [14].

Время воздействия теплового импульса, равно:

$$t = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с.}$$

Показатель теплового импульса тока КЗ:

$$B_k = 1,09^2 \cdot (0,15 + 0,016) = 0,199 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие выполняется:

$$0,199 \leq 4800.$$

Сведения о результатах проверки выключателей представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного выключателя

Характеристика	Обозначение и формулы	Результат
«Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$35 = 35$
Длительный максимальный ток, А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.форс}}$	$3150 \geq 131,96$
Номинальный ток динамической стойкости, кА: - периодический (действующее значение) - полный (максимальное значение)	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{к1}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$40 \geq 1,09$ $102 \geq 2,367$
Номинальный ток отключения, кА: - периодический (действующее значение) - полный (максимальное значение)	$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{пт}}$ $\sqrt{2}I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2}I_{\text{ном.откл}}(1 + \beta_{\text{ном}})$	$40 \geq 1,09$ $0,0003 \leq 79,2$
Номинальный тепловой импульс, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$ » [14]	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$0,199 \leq 4800$

Проверка выключателя завершена. Окончательно принимаются к использованию ВГТ-35-50/3150 У1.

Необходимо провести проверку разъединителя РДЗ-2-35/1000 УХЛ1. РДЗ-2-35/1000 УХЛ1 представляет собой двухколонковый разъединитель, имеющий два заземляющих элемента, номинальное напряжение 35 кВ и номинальный ток 1000 А. Он имеет климатическое исполнение и категорию размещения УХЛ1. По [16] производится проверка выбранного выключателя.

В таблице 21 представлены основные технические характеристики разъединителя. В таблице 22 – результаты проверки.

Таблица 21 – Технические характеристики разъединителя РДЗ - 2- 35/1000 УХЛ1

Наименование характеристики	Величина
Номинальное напряжение U_n , кВ	35
Номинальный ток I_n , А	1000
Предельный сквозной ток $I_{скв}$, кА	80
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	40
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, с	1

Таблица 22 - Проверка выбранного разъединителя

Характеристика	Обозначение и формулы	Результат
«Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$35 \geq 35$
Длительный максимальный ток, А	$I_{ном} \geq I_{раб.форс}$	$1000 \geq 131,96$
Номинальный ток динамической стойкости, кА:		
-периодический (действующее значение)	$I_{дин} \geq I_{к1}$	$80 \geq 1,09$
-полный (максимальное значение)	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$80 \geq 2,367$
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость), кА ² ·с» [7]	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$0,138 \leq 3736$

Требуется выбрать трансформаторы тока. Рассматриваются варианты использования трансформаторов тока ТГФ-35-ІІ-0,2S/0,5/10P-200/5 УХЛ2.

Приведенные в таблицах 23 - 25 технические характеристики ТТ соответствуют [15].

Таблица 23 – Характеристики ТТФ-35-ІГ-0,2S/0,5/10P-200/5 УХЛ2

Наименование характеристики	Величина
«Номинальное напряжение U_n , кВ	35
Номинальный первичный ток $I_{н1}$, А	200
Номинальный вторичный ток $I_{н2}$, А	5
Ток электродинамической стойкости $I_{дин}$, кА	52
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	40
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, с	1
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5
Класс точности вторичной обмотки для релейной защиты	10P
Номинальная вторичная нагрузка для измерений	20
Номинальная вторичная нагрузка для защиты» [15]	50

Таблица 24 – Подключенные приборы от трансформаторов тока

Наименование и тип прибора	Нагрузка, ВА на фазу
Амперметр Э351	0,5
Счетчик активной энергии	2,5
Счетчик реактивной энергии	2,5
Ваттметр Д335	0,5
Варметр Д335	0,5
Блок микропроцессорной защиты	10
Итого измерения:	6,5
Итого защиты	10

Таблица 25 - Проверка выбранного трансформатора тока

Характеристика	Обозначение и формулы	Расчет
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$35 = 35$
Номинальный ток, А	$I_{1н} \geq I_{нор.расч}$ $k_1 \cdot I_{ном} \geq I_{раб.форс}$	$200 \geq 65,98$ $240 \geq 131,96$
Динамическая стойкость, кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$80 \geq 2,367$
Термическая стойкость, кА ² ·с	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{ном.тер}$	$0,138 \leq 40^2 \cdot 3$
Вторичная нагрузка для измерений	$S_{ном2} \geq S_{факт2}$	$20 \geq 6,5$
Вторичная нагрузка для защиты	$S_{ном2} \geq S_{факт2}$	$50 \geq 10$

Выбираются ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты изоляции электрооборудования ОРУ [16].

Проводится выбор ограничителя перенапряжений ОПН-35УХЛ1.

В качестве оптимального варианта рассматривается выбор по номинальному напряжению.

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (89)$$

$$35 \geq 35.$$

Исходя из этого делаем вывод о возможности применения данного вида ОПН на ГПП.

2.8.3 Выбор оборудования на РУ 10 кВ

Производится выбор и проверка выключателей 10 кВ ВВ/TEL-10-31,5/1250-У2, с напряжением в 10 кВ, номинальным током отключения 31 кА и климатическим исполнением У2 (Таблица 26).

Таблица 26 – Паспортные данные на выключатель ВВ/TEL-10-31.5/1250-У2 [14]

Наименование параметра		Величина
«Номинальное напряжение $U_{\text{н}}$, кВ		10
Номинальный ток $I_{\text{н}}$, А		1250
Номинальный ток отключения $I_{\text{отк.н}}$, кА		31,5
Нормированное содержание апериодической составляющей β , %		40
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$, кА /допустимое время его действия $t_{\text{терм}}$, с		31,5/3
Предельный сквозной ток, кА	Наибольший пик $i_{\text{н.скв.}}$	51
	Начальное действующее значение периодической составляющей $I_{\text{скв}}$	31,5
Номинальный ток включения, кА	Наибольший пик $i_{\text{вкл}}$	80
	Начальное действующее значение периодической составляющей $I_{\text{вкл}}$	31,5
Собственное время отключения выключателя, $t_{\text{собс.отк}}$, с		0,020
Время отключения выключателя, $t_{\text{отк}}$, с» [14]		0,048

Таблица 27 содержит результаты проверок выключателя.

Таблица 27 – Проверка выбранного выключателя

Характеристика	Обозначение и формулы	Расчет
«Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$10 \geq 10$
Длительный максимальный ток, А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.форс}}$	$1250 \geq 321,74$
Номинальный ток динамической стойкости, кА: -периодический (действующее значение) -полный (максимальное значение)	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$	$31,5 \geq 1,666$ $51 \geq 4,175$
Номинальный ток отключения, кА: -периодический (действующее значение) -полный (максимальное значение)	$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{ar} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}}$	$31,5 \geq 1,666$ $\sqrt{2} \cdot 1,666 + 0,104 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5;$
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость), кА ² ·с» [14]	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$0,518 \leq 1200$

Так как выключатели соответствуют всем требованиям, то они могут быть установлены в РУ 10 кВ.

Установку выключателей производим в ячейках КРУ серии D-12P. В таблице 28 приведены технические характеристики ячейки КРУ.

Таблица 28 – Техническая характеристика КРУ серии D-12P

Наименование характеристики	Величина
«Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей, А	1250
Номинальный ток сборных шин, А	1250
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$, кА /допустимое время его действия $t_{\text{терм}}$, с» [14]	31,5/3

При выборе трансформатора тока в КРУ предварительно принимаются ТЛК-10-0,5/10Р/300/5 УЗ.

В таблицах 29 - 31 представлены технические характеристики трансформатора тока.

Таблица 29 – Характеристики ТЛК-10-0,5/10Р-300/5 УЗ

Наименование характеристики	Величина
«Номинальное напряжение U_n , кВ	10
Номинальный первичный ток $I_{н1}$, А	300
Номинальный вторичный ток $I_{н2}$, А	5
Ток электродинамической стойкости $I_{дин}$, кА	81
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	31,5
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, с» [15]	3

Таблица 30 – Проверка выбранного трансформатора тока

Характеристика	Обозначение и формулы	Расчет
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$	$10 \geq 10$
Номинальный ток, А	$I_{н} \geq I_{нор.расч.}$	$300 \geq 152,62$
	$k_1 I_{ном} \geq I_{раб.форс}$	$360 \geq 305,24$
Динамическая стойкость, кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$81 \geq 1,666$
Термическая стойкость, кА ² ·с	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$0,385 \leq 2976$
Вторичная нагрузка для измерений	$S_{ном2} \geq S_{факт2}$	$10 \geq 6,5$
Вторичная нагрузка для защиты	$S_{ном2} \geq S_{факт2}$	$15 \geq 10$

Таблица 31 – Выбранные трансформаторы тока для отходящих линий

Отходящая линия	$I_{ном}$, А	$I_{р.фарс.}$, А	Марка ТТ
ГПП-ТП1	43,43	86,85	ТЛК-10-5-0,5/10Р-100/5УЗ
ГПП-ТП2	23,21	46,42	ТЛК-10-5-0,5/10Р-50/5УЗ
ГПП-ТП3	30,07	60,14	ТЛК-10-5-0,5/10Р-80/5УЗ
ГПП-ТП4	31,30	62,59	ТЛК-10-5-0,5/10Р-80/5УЗ
ГПП-ТП5	40,79	81,59	ТЛК-10-5-0,5/10Р-100/5УЗ
ГПП-ТП6	21,61	43,23	ТЛК-10-5-0,5/10Р-50/5УЗ

По номинальному напряжению производится выбор трансформаторов напряжения. Для защиты от феррорезонанса, трансформаторы напряжения должны иметь защиту типа НАМИТ-10-2.

Таблица 32 содержит данные о параметрах трансформаторов НАМИТ – 10 - 2.

Таблица 32 – Параметры НАМИТ 10-2 [7]

Наименование параметры	Значение
«Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10
Номинальное напряжение вторичной основной обмотки, В	100
Номинальная мощность основных вторичных обмоток на вводах, ВА: - в классе точности 0,2 «ав»; «вс»; «са» - в классе точности 0,5 «ав»; «вс»; «са» - в классе точности 1 «ав»; «вс»; «са» - в классе точности 3 «ав»; «вс»; «са»	75; 75; 0 100; 100 150; 150; 0 150; 150; 150
Номинальная частота, Гц» [7]	50

В таблице 33 приведены значения мощности всех элементов, которые подключаются к трансформаторам напряжения.

Таблица 33 – Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 10 кВ

Наименования приборов	Тип	Мощность одной обмотки	Число катушек	$\cos \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, вар
Вольтметр	ЭВ2259М	1,5	2	1	1	3,00	–
Ваттметр	ЦП8506	0,25	1	1	1	0,25	–
Варметр	ЦП8506	0,25	1	0	1	–	0,25
Счетчик	Меркурий 230 ART [7]	3	3	0,43	4	15,48	32,50
Итого	-	-	-	-	-	18,73	32,75

Показатель полной мощности вторичной нагрузки будет равен:

$$S_{2РАСЧ} = \sqrt{P_{ПРИБ}^2 + Q_{ПРИБ}^2} \quad (101)$$

$$S_{2РАСЧ} = \sqrt{18,73^2 + 32,75^2} = 37,73 \text{ ВА.}$$

Значение полной мощности соответствует классу точности 0,2, следовательно трансформаторы напряжения могут быть использованы.

Виды и выбор ограничителей перенапряжений

Для того, чтобы защитить изоляцию электрооборудования РУ 10 кВ, мы устанавливаем ограничители перенапряжений, которые имеют нелинейные характеристики.

Выбираем ОПН-10, как ограничитель перенапряжений.

Проверяем, используя номинальное напряжение.

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (102)$$

$$10 \geq 10.$$

Ограничитель перенапряжений, который был выбран заранее, подходит для установки.

2.8.4. Выбор трансформаторов собственных нужд

Для питания потребителей СН, используется понижающий трансформатор.

В соответствии с принятым определением расчетная нагрузка собственных нужд складывается из следующих составляющих:

$$S_p = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} \quad (103)$$

где $P_{\text{уст}}$ – это общая установленная активная мощность потребителей собственных нужд, кВт;

$Q_{\text{уст}}$ – это суммарная реактивная мощность потребителей собственных нужд, квар;

k_c – это коэффициент спроса, который равен 0,8.

Соотношение $\cos\phi$ для нагрузки, которая используется для обдува трансформаторов и вентиляции, составляет 0,85.

В таблице 34 представлен состав потребителей собственных нужд.

Таблица 34 – Установленные нагрузки собственных нужд

Электроприемник	Установленная мощность	Коэф-т мощности, $\cos\phi$	Кол-во шт	Установленная мощность	
	кВт			кВт	кВА
Освещение РУ	0,25	1	5	1,25	1,25
Отопление, освещение, вентиляция КРУН	7	1	1	7	7,00
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	7	1	1	7	7,00
Двигатели системы охлаждения силового трансформатора и РПН	5	0,85	2	10	11,76
Электроподогрев элегазовых выключателей	5	1	2	10	10,00
Электроподогрев элегазовых разъединителей 35 кВ	5	1	6	30	30,00
Электропитание телемеханики и аппаратуры связи	2	1	1	2	2,00
Электроподгрев шкафа РЗ	1	1	12	12	12,00
Электропитание системы пожаротушения	15	1	1	15	15,00
Итого:	-	-	-	75,40	76,81

Показатель мощности трансформатора СН S_T , кВА, можно определить следующим образом:

$$S_T = \frac{S_p}{1,4}, \quad (104)$$

$$S_T = \frac{76,81}{1,4} = 54,86 \text{кВА}.$$

В качестве установки рекомендуется использовать два трансформатора собственных нужд, имеющих номинальную мощность $S_H \geq S_T$, равной 63 кВА.

При выборе предохранителя, который будет использоваться для защиты ТСН и трансформаторов цеховых ТП необходимо руководствоваться номинальным током нагрузки.

Выводы по разделу 2: в разделе выпускной квалификационной работы определены расчетные нагрузки предприятия и отдельных цехов. На основе технико-экономического сравнения вариантов внешней схемы электроснабжения выбран уровень напряжения 35 кВ. На основании рассчитанных нагрузок выбраны силовые трансформаторы, проводники и коммутационные аппараты. Все выбранное оборудование успешно проверено по расчетным нагрузкам и по условиям работы в режиме короткого замыкания.

3 Расчет и выбор устройств РЗА

3.1 Выбор устройств автоматики и релейной защиты

В системах электроснабжения, которые имеют два источника питания, часто имеет смысл использовать схему с замкнутым циклом. В то же время, все источники включаются, но не объединяются между собой, каждый из них обеспечивает питание своей отдельной секции шин. Данный режим функционирования сети обусловлен необходимостью уменьшения тока к.з., упрощения защиты от перегрузок и создания необходимых условий по напряжению, что позволит снизить потери электроэнергии в сети. При всем при этом надежность электроснабжения в замкнутых сетях оказывается ниже, чем в разомкнутых. Это происходит из-за того, что отключение одного источника приводит к прекращению питания всех его потребителей, тогда как в случае разрыва связи с единственным источником питание всех его потребителей прекращается. Устройства для автоматического включения резерва позволяют восстанавливать электроснабжение потребителей, которые лишились питания. Для этого необходимо произвести автоматическое подключение к другому источнику питания с помощью устройства для автоматического включения резервирования. На секционном выключателе питания шин ГП можно установить устройство АВР.

Наиболее частое повреждение воздушных линий электропередачи происходит в результате схлеста проводов во время сильного ветра, гололеда или повреждения изоляции во время грозы. Также причиной может стать падение деревьев, а также набросы. Данные повреждения не имеют устойчивого характера, и они самоустраиваются. Данный вариант предполагает, что при повторном включении линии электроснабжения потребителей не прекращается, а также она продолжает функционировать. Устройство автоматического повторного включения позволяет автоматически производить повторное включение. По требованиям ПУЭ, устройствами АПВ

должны оснащаться все кабельно-воздушные линии, имеющие напряжение выше 1 кВ, а также воздушные и смешанные кабели, имеющие коммутационные аппараты. На всех отходящих линиях, которые проектируются в ГПП, производится установка АПВ в схемах управления выключателями.

Элементная база, состоящая из микропроцессоров, является основой современных устройств релейной защиты и автоматического управления в электроэнергетических системах. Это комплексные устройства, которые объединяют в себе всю систему защиты и управления для каждого из элементов системы электроснабжения.

3.2 Расчет уставок защит

На проектируемой ГПП применяются блоки БМРЗ производства ООО НТЦ «Механотроника». Методика расчета соответствует требованиям [22].

При выполнении ВКР применяется программный комплекс ООО НТЦ «Механотроника» - «Расчет уставок дифференциальной токовой защиты трансформатора БМРЗ-153-УЗТ в соответствии с СТО ДИВГ-055-2013».

Дифференциальная защита трансформатора является основным видом защит для силового трансформатора 35/10 кВ.

Далее в работе на рисунках настоящего раздела приведены снимки экрана программного комплекса ООО НТЦ «Механотроника».

Исходные данные, внесенный в программный комплекс для расчета дифференциальной защиты трансформатора приведены на рисунке 7.

Тип трансформатора	ТМН-4000/35	
$S_{НОМ ТР}$ - номинальная мощность, МВА		16
$U_{НОМ ТР}^{ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН, кВ		38,5
$U_{НОМ ТР}^{НН}$ - номинальное напряжение стороны НН, кВ		10,5
Система регулирования напряжения на стороне ВН		
$n_{ВН}$ - количество ступеней регулирования		5
$\Delta U_{ВН}$ - шаг регулирования напряжения, %		2,5
Коэффициенты трансформации ТТ сторон трансформатора		
	ВН	НН
	40	100

Рисунок 7 – Снимок экрана «Исходные данные для расчета»

Блок параметров токов коротких замыканий, внесенных в программный комплекс приведен на рисунке 3.2.

Преобразование токов КЗ к стороне высокого напряжения производится по выражению (105):

$$I'_{П02} = I_{П02} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}, \quad (105)$$

где $I_{П02}$ – ток КЗ в точке К2, А;

$U_{НН}$ – номинальное напряжение силового трансформатора на стороне НН, кВ;

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение силового трансформатора на стороне ВН, кВ;

Приведенный ток КЗ в максимальном режиме будет равен:

$$I'_{П02} = 1666 \cdot \frac{10,5}{38,5} = 454 \text{ А.}$$

Максимальные погрешности ТТ сторон трансформатора, рассчитанные в соответствии с РД 153-34.0-35.301-2002.

$\varepsilon_{\text{МАКС}}$	$\varepsilon_{\text{МИН}}$	$\varepsilon_{0,5}$	$\varepsilon_{\text{раб макс}}$	$\varepsilon_{1,5}$
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Токи КЗ на выводах	приведенный к стороне ВН	
$I_{\text{К МАКС}}^{\text{ВН}}$ - макс. ток КЗ на стороне ВН, А	1095	1095
$I_{\text{К МАКС}}^{\text{НН}}$ - макс. ток КЗ на стороне НН, А	1666	454
$I_{\text{К МИН}}$ - мин. ток внешнего КЗ, А		384

Рисунок 8 – Снимок экрана «Параметры тока КЗ»

Результаты расчета блока номинальных токов приведены на рисунке 9.

Номинальные токи сторон первичные:

$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{ВН}}$ - номинальный первичный ток стороны ВН, А	239,9
$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{НН}}$ - номинальный первичный ток стороны НН, А	879,8

Номинальные токи сторон вторичные:

$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{ВН}}$ - номинальный вторичный ток стороны ВН, А	5,999
$I_{\text{НОМ ТР}}^{\text{НН}}$ - номинальный вторичный ток стороны НН, А	8,798

В соответствии с руководством по эксплуатации ДИВГ.648228.039-04.01 номинальные вторичные токи должны находиться в диапазоне 0,25 - 10 А.

$K_{\text{ВЫР}}$ - коэффициент цифрового выравнивания	1,5
---	-----

В соответствии с руководством по эксплуатации ДИВГ.648228.039-04.01 коэффициент цифрового выравнивания

Рисунок 9 – Снимок экрана «Номинальные токи сторон»

Результаты расчета ДТО и ДЗТ приведены на рисунке 10.

Расчет уставок

ДТО

- отстройка от максимального тока небаланса	0,8
- отстройка от БТН	4
ДТО РТ - уставка срабатывания ДТО, о.е.	4

ДЗТ

Минимальный начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,3
ДЗТ нач - начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,3
$I_{ДЗТ 2}$ - ток срабатывания ДЗТ при токе торможения 1,5Iном	0,54
ДЗТ КТ2 - коэффициент торможения второго участка ДЗТ	0,24
$I_{К торм}$ - ток торможения при максимальном токе КЗ, о.е.	1,66
ДЗТ КТ3 - коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	1,63

Рисунок 10 – Снимок экрана «Результаты расчета ДТО и ДЗТ»

Программный комплекс определяет коэффициент чувствительности, уставки небаланса и уставки защит для внесения в интерфейс блоков микропроцессорных защит. Результаты приведены на рисунке 11.

Проверка чувствительности ДЗТ

$K_{\text{с}}$ - коэффициент чувствительности	4,81
---	------

Сигнализация небаланса

НБ РТ - уставка сигнализации небаланса	0,22
--	------

Уставки защиты

ДТО РТ - уставка срабатывания ДТО, о.е.	4
НБ РТ - уставка сигнализации небаланса	0,22
ДЗТ нач - начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,3
ДЗТ КТ2 - коэффициент торможения второго участка ДЗТ	0,24
ДЗТ КТ3 - коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	1,63

Рисунок 11 – Снимок экрана «Расчет чувствительности и уставок»

Коэффициент чувствительности защиты, равный 4,81, превышает минимально-допустимое значение 1,5, следовательно, уставки выбраны верно. Характеристика срабатывания защиты приводится на рисунке 12.

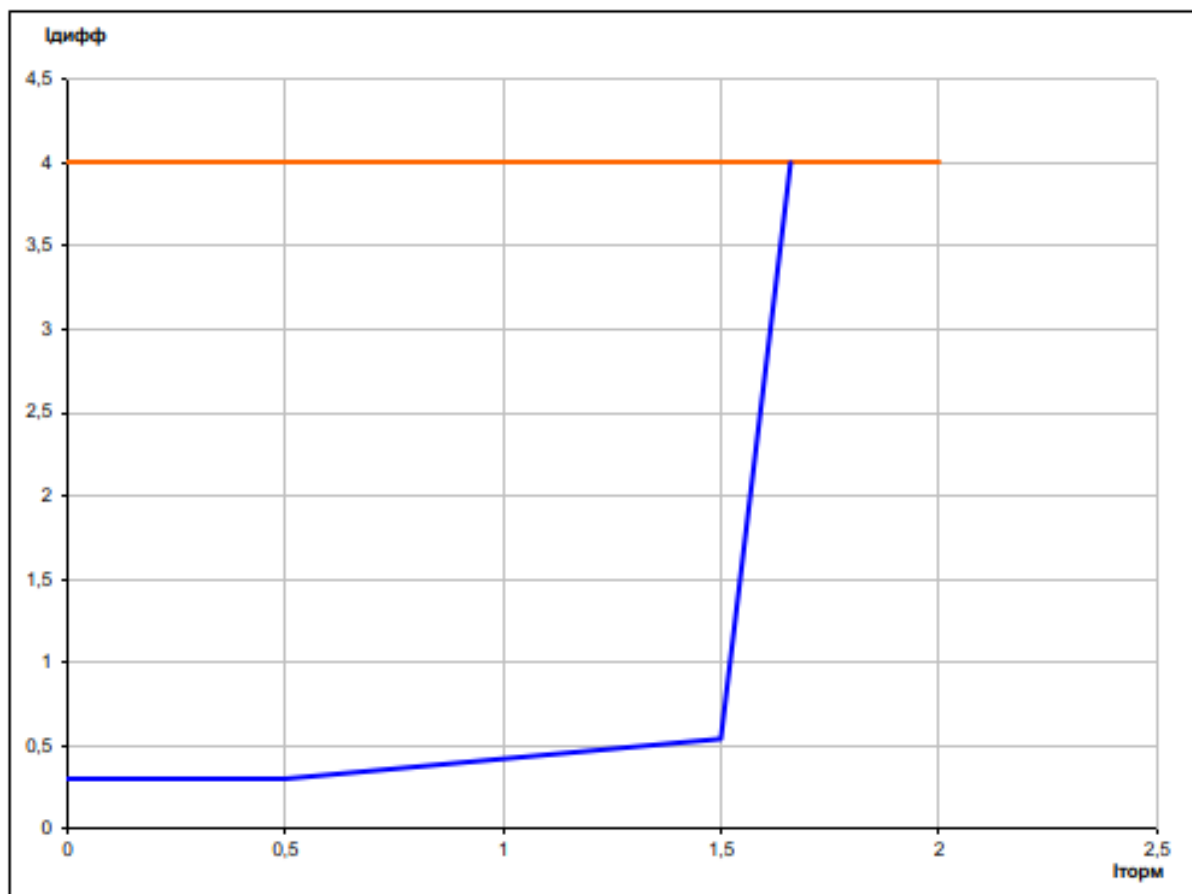


Рисунок 12 – Характеристика срабатывания защиты

Выводы по разделу 3: в разделе работы произведен выбор устройств микропроцессорной релейной защиты и автоматики. Данные устройства наиболее надежны, современные и простые в эксплуатации. Для защиты силовых трансформаторов ГПП произведён расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора в специализированном программном комплексе.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был выполнен расчет и выбор системы электроснабжения группы цехов по изготовлению строительных металлоконструкций.

В соответствии с требуемым уровнем надежности была выбрана схема на основе двухтрансформаторной главной понизительной подстанции. В разделе, посвященном расчету электрических нагрузок, была определена общая предприятия.

Для снижения потерь электроэнергии, уменьшения затрат на прокладку кабельных линий был определен центр электрических нагрузок, где планируется разместить главную понизительную подстанцию. Для установки в центре нагрузок была выбрана подстанция с двумя силовыми трансформаторами типа мощностью 4 МВА каждый. В ходе технико-экономического сравнения двух вариантов напряжения питающей сети, выбран более экономичный вариант напряжением 35 кВ.

Для питания цехов предприятия предусмотрены цеховые трансформаторные подстанции напряжением 10 кВ. Для компенсации реактивной мощности предусмотрены устройства компенсации реактивной мощности на шинах цеховых трансформаторных подстанций.

Расчет и выбор кабелей проводился по экономической плотности тока. Выбранное сечение проверялось на соответствие требованиям по падению напряжения и термической устойчивости. Все выбранные в работе кабели обеспечивают падение напряжения не более 5% и обладают необходимой устойчивостью к токам короткого замыкания.

Выбор коммутационных аппаратов проводился по номинальному току и проверялся по току аварийного режима и электродинамической устойчивости. Выбранные коммутационные аппараты и оборудование способны обеспечить необходимую отключающую способность в случае любых коротких замыканий.

Список используемых источников

1. Волков В.М. Электроснабжение промышленных предприятий: методические указания к курсовому проектированию. Архангельск: Издательство АГТУ, 2005. 34 с.
2. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Издательство стандартов, 1985 г. 36 с.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.
4. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: учебное пособие. Томск, 2005. 168 с.
5. Карпетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: 3-е издание переработанное и дополненное. М.: ЭНАС, 2009. 392 с.
6. Каталог продукции УКРМ г. Завод электротехнического оборудования классом напряжения 1 и 10 кВ ООО «ЭнергоЗапад», [Электронный ресурс]. URL: <http://energozapad.ru/kompensatory-reaktivnoy-moschnosti> (дата обращения: 15.05.2024).
7. Крючков И.П., Старшинов В.А., Гусев Ю.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов. М.: МЭИ, 2012.
8. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
9. Параметры трансформаторов напряжения НАМИТ-10-2 [Электронный ресурс]. URL: <https://samtrans.nt-rt.ru/images/manuals/k3-3.pdf?ysclid=luzj42jrhc366104341> (дата обращения 15.09.2024).
10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-ое издание. Редакция 2007 года [Электронный ресурс]: URL: <https://tech-expo.ru/pue/> (дата обращения 07.05.2024).

11. Прайс лист на трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: https://drive.google.com/file/d/1oRwHbKSn0xN0MKOXeD-qxZE_XtgQ9EqN/view (дата обращения 15.05.2024).

12. Приказ Министерства энергетики РФ от 26.04.2024 №131 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» [Электронный ресурс]. URL: <https://publication.pravo.gov.ru/document/0001202403010042> (дата обращения 15.05.2024).

13. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования 1-я редакция НТП ЭПП-94. М.: Тяжпромэлектропроект, 1994. 25 с.

14. Руководство по эксплуатации вакуумных выключателей ВВ/TEL [Электронный ресурс]. URL: https://energobastion.ru/f/tip_solution/bb_tel_02/schema_1.pdf?ysclid=luzisw309t669572288 (дата обращения 15.06.2024).

15. Руководство по эксплуатации трансформаторов тока 35 кВ [Электронный ресурс]. URL: https://sf.kz/downloads/trans_zeto/Katalog.pdf (дата обращения 15.06.2024).

16. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.257-98. М.: ЭНАС, 2002 г.

17. Справочные данные параметров кабелей [Электронный ресурс]. URL: https://powersystem.info/index.php?title=Справочные_данные_параметров_кабелей (дата обращения 15.06.2024).

18. Справочные данные параметров трансформаторов до 35 кВ [Электронный ресурс]. URL: https://powersystem.info/index.php?title=Справочные_данные_параметров_трансформаторов_до_35_кВ (дата обращения 15.05.2024).

19. Справочные данные параметров трансформаторов от 35 кВ [Электронный ресурс]: <https://powersystem.info/index.php?title=>

Справочные_данные_параметров_трансформаторов_от_35_кВ (дата обращения 15.06.2024).

20. Стоимость потерь электроэнергии [Электронный ресурс]. URL: <https://www.np-sr.ru/ru/activity/prognozy-cen/stup/index.htm> (дата обращения 15.06.2024).

21. Счетчики электроэнергии. НКП Инкотекс [электронный ресурс] URL: <https://www.incotexcom.ru/catalogue/230art?ysclid=lumzhlyd9x411017946> (Дата обращения 06.03.2024).

22. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания: Санкт-Петербург: Бюро стандартизации и технической документации, 2013. 58 с.