

Студенту _____ Косоухов Павел Александрович _____
фамилия, имя, отчество
 Группа ЗФЭ 11-05Б _____ Направление (специальность) 140400.62 _____
номер код
 _____ Электроснабжение _____
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Электроснабжение _____
кирпичного завода _____

Утверждена приказом по университету № 5577/с от 26.04.2016 _____

Руководитель ВКР А. В. Суворин, доцент, к. т. н., ПИ СФУ _____
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР _____

1. Схема генерального плана завода;
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода;
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два трёхобмоточных трансформатора мощностью 40 МВА напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают отдельно. Мощность КЗ на стороне 115 кВ трансформаторов равна 880 МВА;
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 5,2 км;
5. Завод работает в две смены.

Перечень разделов ВКР 1. Расчет электрических нагрузок; 2. Определение центра электрических нагрузок; 3. Определение рационального напряжения внешнего электроснабжения; 4. Техничко-экономическое сравнение вариантов; 5. Выбор цеховых трансформаторов; 6. Выбор кабельных линий; 7. Расчет токов короткого замыкания; 8. Выбор оборудования; 9. Расчет заземления и молниезащиты; 10. Релейная защита трансформатора; 11. Безопасность и экологичность проекта; 12. Экономическая часть; 13. Спец. вопрос.

Перечень графического материала 1. Генеральный план завода с картограммой нагрузок; 2. Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения; 3. Электрическая однолинейная схема электроснабжения завода; 4. План и разрез главной понизительной подстанции; 5. Релейная защита трансформатора; 6. Спец. вопрос; 7. Техничко-экономические показатели системы электроснабжения.

Руководитель ВКР _____ А. В. Суворин _____
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ П. А. Косоухов _____
подпись инициалы и фамилия студента

« » _____ 20__ г

					БР-140400.62 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		П.А.Косоухов			Лит.	Лист	Листов
Провер.		А.В.Суворин				2	
Реценз.					Кафедра ЭТКиС		
И. Контр.		А.В.Суворин					
Утверд.		В.И. Пантелеев					
					Электроснабжение кирпичного завода		

РЕФЕРАТ

Дипломный проект по теме «Проектирование системы электроснабжения кабельного завода» содержит 72 страниц текстового документа, 6 иллюстрации, 25 таблиц, 97 формул, 1 приложение, 13 использованных источников, 5 листов графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЦЕХ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, НАГРУЗКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЩНОСТЬ, ПОТЕРИ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ.

Объект электроснабжения – кирпичный завод.

Цели проектирования:

- выбор наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения;
- определение месторасположения ГПП;
- минимизация потерь электроэнергии;
- обеспечению надежности электроснабжения;
- организация электроснабжения завода с минимальными затратами;
- обеспечение высокого качества электроэнергии;
- максимальное приближение источников питания к центрам нагрузки;
- обеспечение безопасности и удобства эксплуатации производственного и силового оборудования.

В результате проектирования системы электроснабжения завода было выбрано новейшее оборудование, рассчитаны технико-экономические показатели проекта и обеспечена безопасность для работающего электротехнического персонала.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СОДЕРЖАНИЕ

1	Расчёт электрических нагрузок	7
1.1	Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса	7
1.2	Определение расчетной нагрузки завода в целом	12
2	Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок.....	15
3	Проектирование систем внешнего электроснабжения.....	19
3.1	Выбор схемы электроснабжения предприятия.....	19
3.2	Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	20
3.3	Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия	21
4	Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжение	22
4.1	Технико-экономический расчет первого варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 35 кВ.....	25
4.1.1	Выбор сечения проводов ВЛ	25
4.1.2	Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения	25
4.1.3	Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии.....	26
4.2	Технико-экономический расчет второго варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 110 кВ.....	28
4.2.1	Выбор сечения проводов ВЛ	28
4.2.2	Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения	29
4.2.3	Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии.....	30
5	Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	32
5.1	Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов	32
5.2	Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах	34
5.3	Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ.....	36
6	Выбор кабельных линий.....	37
7	Расчет трехфазных токов короткого замыкания.....	39

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8	Выбор оборудования.....	41
8.1	Выбор выключателей и разъединителей	41
8.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне 35 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН-10000/35	41
8.1.2	Выбор выключателей стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТДН-10000/35.....	42
8.1.3	Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий	43
8.2	Выбор измерительных трансформаторов тока	44
8.2.1	Выбор ТТ на стороне ВН	45
8.2.2	Выбор ТТ на стороне НН	46
8.2.3	Выбор ТТ в цепи кабельной линии	47
8.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	49
8.4.	Выбор шин	51
8.4.1	На стороне ВН.....	51
8.4.2	На стороне НН.....	51
8.5	Выбор автоматических выключателей	53
8.6	Защита от перенапряжений.....	54
8.7	Выбор плавких предохранителей на напряжение 10 кВ.....	55
8.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	56
9	Расчет молниезащиты и заземления ГПП	57
9.1	Расчет заземляющего устройства ГПП.....	57
9.2	Расчет молниезащиты ГПП.....	59
10	Релейная защита силового трансформатора ТДН–10000/35	62
10.1	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ	63
10.2	Защита от многофазных коротких замыканий.....	63
10.3	Защита от сверхтоков внешних КЗ	64
10.4	Защита от технологических перегрузок	65
10.5	Защита от понижения напряжения.....	65
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	67
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	68

ВВЕДЕНИЕ

Сложность вопросов проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий заключается в оптимальном, рациональном и эффективном решении этой проблемы. Именно комплексное решение данной задачи в совокупности с необходимыми требованиями и стандартами электроснабжения позволяют экономически и технически грамотно работать всему предприятию.

Нет необходимости говорить о тяжелом финансовом состоянии промышленности, поэтому руководителям предприятий нужно решать данную проблему. Одними из самых прогрессивных мер в этом направлении являются мероприятия по сбережению энергоресурсов и, следовательно, уменьшению энергоемкости выпускаемой продукции, что приводит к снижению её себестоимости и повышению конкурентоспособности. Оптимальное сочетание экономических и технических решений при проектировании систем электроснабжения совместно с внедрением энергосберегающих технологий есть наиболее существенная мера решения этой задачи.

Качество электроэнергии в нашей энергосистеме часто не удовлетворяет нормам установленным ГОСТ. В этом, прежде всего, повинны предприятия, на которых не всегда соблюдаются правила устройств электроустановок, а также не применяются технические решения по уменьшению влияния электроприемников (полупроводниковые преобразователи, вентильные электроприводы, дуговые печи, и т.д.) на качество электроэнергии.

Технически правильное решение при создании систем электроснабжения исключает появление недопустимых отклонений параметров электроэнергии (падение напряжения), неравномерное распределение токов по фазам, удорожание ремонтных, монтажных и эксплуатационных работ. Все это влияет на производительность предприятия и качество продукции.

Проект электроснабжения предприятия должен учитывать возможность дальнейшего развития и укрупнения производства и связанного с этим увеличения потребляемой мощности.

Основной целью дипломного проекта является закрепление полученных на протяжении всего курса обучения знаний, а также получение опыта проектирования системы электроснабжения конкретного предприятия.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Расчёт электрических нагрузок

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

1.1 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цеха определяется из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (1)$$

$$Q_p = P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (2)$$

где P_n – суммарная установленная мощность всех приемников цеха принимается по исходным данным;

K_c – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным [1];

$\operatorname{tg}\varphi$ – соответствующий характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха обычно определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса для освещения:

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{но} \quad (3)$$

где K_{co} – коэффициент спроса для освещения, принимаемый по справочным данным [1];

$P_{но}$ – установленная мощность приемников электрического освещения.

Величина $P_{но}$ может находиться по формуле:

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F \quad (4)$$

где $P_{удо}$ – удельная нагрузка, площади пола цеха, кВт/м² [1];

F – площадь пола цеха, определяемая по генплану.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для осветительной установки с газоразрядными лампами расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности источников света принимаемый по справочным данным [1].

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха до 1000 В [1] определяется из соотношения:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2} \quad (6)$$

Приемники напряжением выше 1000 В цеха учитываются отдельно [1]. Расчетные активная и реактивная мощности групп приемников выше 1000 В определяются из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (7)$$

$$Q_p = P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (8)$$

а полная – из выражения:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (9)$$

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей: 0,38/0,22 кВ и 6–10 кВ в целом по заводу определяются суммированием соответствующих нагрузок цехов. Расчёты нагрузок представлены в таблице 1.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Расчёт электрических нагрузок

№ по генплану	Наименование потребителя	Силовая нагрузка					
		P_n , кВт	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар
1	2	3	4	5	6	7	8
Потребители энергии 0,4 кВ							
1	Шамотный цех №1	970	0,70	0,80	0,75	679,0	509,3
2	Шамотный цех №2	1520	0,80	0,80	0,75	1216,0	912,0
3	Динасовый цех	1800	0,80	0,70	1,02	1440,0	1469,1
4	Смесительно-формовочный цех	2100	0,70	0,80	0,75	1470,0	1102,5
5	Цех вращающихся печей	650	0,70	0,70	1,02	455,0	464,2
6	Цех пылеулавливания, газоочистки	360	0,60	0,70	1,02	216,0	220,4
7	Цех подготовки глины	680	0,50	0,70	1,02	340,0	346,9
8	Цех помола шамота	1500	0,70	0,80	0,75	1050,0	787,5
9	Склад сырья	120	0,80	0,80	0,75	96,0	72,0
10	Механический цех	370	0,50	0,85	0,62	185,0	114,7
12	Лаборатория	250	0,70	0,80	0,75	175,0	131,3
13	Стекольный цех	850	0,80	0,75	0,88	680,0	599,7
14	Склад готовой продукции	60	0,80	0,80	0,75	48,0	36,0
15	Заводоуправление, столовая	560	0,50	0,90	0,48	280,0	135,6
16	Цех туннельных печей	1480	0,70	0,80	0,75	1036,0	777,0
	Освещение территории						
	Итого по 0,4 кВ	13270				9366,0	7678,0
	Всего	13270				9366,0	7678,0

Продолжение таблицы 1

Осветительная нагрузка							
$F, \text{ м}^2$	$P_{\text{удо}}, \text{ кВт/м}^2$	$P_{\text{но}}, \text{ кВт}$	$K_{\text{со}}$	$\cos\phi$	$\text{tg}\phi$	$P_{\text{ро}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{ро}}, \text{ квар}$
9	10	11	12	13	14	15	16
Потребители энергии 0,4 кВ							
32074,8	0,017	545,3	0,95	0,90	0,48	518,0	250,9
11693,4	0,015	175,4	0,95	0,90	0,48	166,6	80,7
6278,7	0,015	94,2	0,6	0,90	0,48	56,5	27,4
5819,0	0,015	87,3	0,95	0,90	0,48	82,9	40,2
3736,9	0,015	56,1	0,85	0,90	0,48	47,6	23,1
7353,5	0,016	117,7	0,85	0,90	0,48	100,0	48,4
820,0	0,016	13,1	0,85	0,90	0,48	11,2	5,4
2898,7	0,017	49,3	0,95	0,90	0,48	46,8	22,7
1019,4	0,015	15,3	0,95	0,90	0,48	14,5	7,0
4061,4	0,012	48,7	0,85	0,90	0,48	41,4	20,1
2709,4	0,015	40,6	0,95	0,90	0,48	38,6	18,7
302,8	0,015	4,5	0,95	0,90	0,48	4,3	2,1
749,0	0,016	12,0	0,95	0,90	0,48	11,4	5,5
411,0	0,017	7,0	0,95	0,90	0,48	6,6	3,2
438,0	0,015	6,6	0,95	0,90	0,48	6,2	3,0
240729,0	0,00018	43,3	1	0,90	0,48	43,3	21,0
						1196,2	579,3

Окончание таблицы 1

Силовая и осветительная нагрузка		
$P_p + P_{po}$, кВт	$Q_p + Q_{po}$, квар	S_p , кВ·А
17	18	19
Потребители энергии 0,4 кВ		
1197,0	760,1	1418,0
1382,6	992,7	1702,1
1496,5	1496,5	2116,3
1552,9	1142,7	1928,0
502,6	487,3	700,1
316,0	268,8	414,9
351,2	352,3	497,4
1096,8	810,2	1363,6
110,5	79,0	135,9
226,4	134,7	263,5
213,6	149,9	261,0
684,3	601,8	911,3
59,4	41,5	72,5
286,6	138,8	318,5
1042,2	780,0	1301,8
43,3	21,0	48,1
10562,2	8257,3	13452,9
10562,2	8257,3	13452,9

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

1.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом

В соответствии с вышеизложенным, расчетная полная мощность завода определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов с учетом расчетной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП, компенсации реактивной мощности.

Так как трансформаторы цеховых и главных понизительных подстанций еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из соотношений:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p, \quad (10)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p \quad (11)$$

где S_p – полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха.

Из таблицы 1 полная расчётная мощность нагрузки по 0,4 кВ, кВ·А:

$$S_p = 13452,9$$

Потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт:

$$\Delta P_{цт} = 0,02 \cdot 13452,9 = 269,1 \quad (12)$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, квар:

$$\Delta Q_{цт} = 0,1 \cdot 13452,9 = 1345,3 \quad (13)$$

Ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом определяется из выражения, квар:

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{цт} - Q_{\varepsilon} \quad (14)$$

$$Q_{ку} = 8257,3 + 1345,3 - 3063 = 6539,6$$

где Q_{ε} – реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой;

$\Delta Q_{цт}$ – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах.

Q_{ε} принимается равной 0,29 от суммарной активной нагрузки завода, квар:

$$Q_{\varepsilon} = 0,29 \cdot (P_p + P_{po}) \quad (15)$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_3 = 0,29 \cdot 10562,2 = 3063$$

Не скомпенсированная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 6 – 10 кВ ГПП с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки, квар:

$$Q_{p\Sigma 10} = (Q_{p\Sigma 0,4} + Q_{p\Sigma 10}) \cdot K_{рм} + Q_{ро} + \Delta Q_{цт} - Q_{ку} \quad (16)$$

$$Q_{p\Sigma 10} = (8257,3 + 0) \cdot 0,9 + 579,3 + 1345,3 - 6539,6 = 2816,6$$

где $K_{рм}$ – коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки, равный 0,9.

В качестве компенсирующих устройств принимаются батареи статических конденсаторов. Определяем потери активной мощности в них, кВт:

$$\Delta P_{ку} = P_{уд} \cdot Q_{ку} \quad (17)$$

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 6539,6 = 13,1$$

где $P_{уд}$ – удельные потери активной мощности, равные 0,2% от $Q_{ку}$.

Активная суммарная мощность завода, отнесенная к шинам 6 – 10 кВ ГПП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки и с учетом потерь в компенсирующих устройствах, кВт:

$$P_{p\Sigma 10} = (P_{p\Sigma 0,4} + P_{p\Sigma 10}) \cdot K_{рм} + P_{ро} + \Delta P_{цт} + \Delta P_{ку} \quad (18)$$

$$P_{p\Sigma 10} = (10562,2 + 0) \cdot 0,9 + 1196,2 + 269,1 + 13,1 = 10984,2$$

Расчетная нагрузка на шинах 6 – 10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВ·А:

$$S_{p10} = \sqrt{P_{p\Sigma 10}^2 + Q_{p\Sigma 10}^2} \quad (19)$$

$$S_{p10} = \sqrt{10984,2^2 + 2816,6^2} = 11339,6$$

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт:

$$\Delta P_{тГПП} = 0,02 \cdot 11339,6 = 226,8$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар:

$$\Delta Q_{\text{ТГПП}} = 0,1 \cdot 11339,6 = 1134,0$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВ·А:

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma 10} + \Delta P_{\text{ТГПП}})^2 + (Q_{p\Sigma 10} + \Delta Q_{\text{ТГПП}})^2} \quad (20)$$

$$S_p = \sqrt{(10984,2 + 226,8)^2 + (2816,6 + 1134,0)^2} = 11886,7$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это дает возможность построить экономическую и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется развитие электроснабжения (подстанции строят очередями по мере расширения производства).

РП и другие коммутационные узлы, на которых нет преобразования энергии, выгоднее размещать не в центре, а на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии.

В настоящее время разработаны методы определения места расположения подстанций по территории промышленного предприятия, при которых достигают наименьших затрат.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия (цеха) [1]. Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (21)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi})} \quad (22)$$

где x_i, y_i – координаты центра электрической нагрузки i -го цеха.

Можно принять, что нагрузка равномерно распределена по площади цеха и, следовательно, центр электрической нагрузки i -го цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на генеральном плане промышленного предприятия. Практика проектирования показала, что учета третьей координаты z_0 , как правило, не требуется. Таким образом, место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Выбор места расположения ГПП проводят в следующем порядке. На генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Главную понизительную и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения завода, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Площадь круга в определенном масштабе равна расчетной нагрузке соответствующего цеха P_i :

$$P_i = \pi \cdot r_i^2 \cdot m \quad (23)$$

Из этого выражения радиус окружности:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}} \quad (24)$$

где P_i – мощность i -го цеха;

m – масштаб для определения площади круга (постоянный для всех цехов предприятия).

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами или секторами в круге.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора α определяется из соотношения активных расчетных P_p и осветительных нагрузок P_{po} цехов.

При построении картограммы необходимо знать расчетные полные и осветительные нагрузки цехов (величины r и α представлены в таблице 2).

Для определения места ГПП находится центр электрических нагрузок для активной и реактивной нагрузок, так как их питание производится от разных установок (генераторы и компенсирующие устройства) [1].

Картограмму реактивных нагрузок в дипломном проекте можно не составлять.

Цеховые ТП следует располагать внутри производственных корпусов или пристраивать к ним для приближения их к электроприемникам, если этому не препятствуют производственные условия или требования архитектурно-строительного оформления зданий.

Расчет центра электрических нагрузок представлен в таблице 2.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

если при этом обеспечиваются нормальные подходы электрических коммуникаций к нему.

Внутрицеховые ТП (с доступом оборудования непосредственно из цеха) рекомендуется размещать преимущественно у колонны или возле каких-либо постоянных внутрицеховых помещений с таким расчетом, чтобы не занимать подкрановых площадей.

В энергоемких корпусах предприятий, в которых сосредоточены нагрузки порядка 60–100 МВт на относительно небольших площадях, применять специальные электротехнические пролеты шириной 6–9 м с вертикальным расположением электрооборудования. На верхнем (четвертом) этаже располагают два трехфазных многоамперных токопровода 6 – 10 кВ, на третьем – КРУ, на втором – КТП и щиты станций управления, на нижнем – кабели. Такая компоновка позволяет приблизить к центру нагрузок и удобно разместить РУ, подстанции и другое электрооборудование, а также улучшить условия эксплуатации.

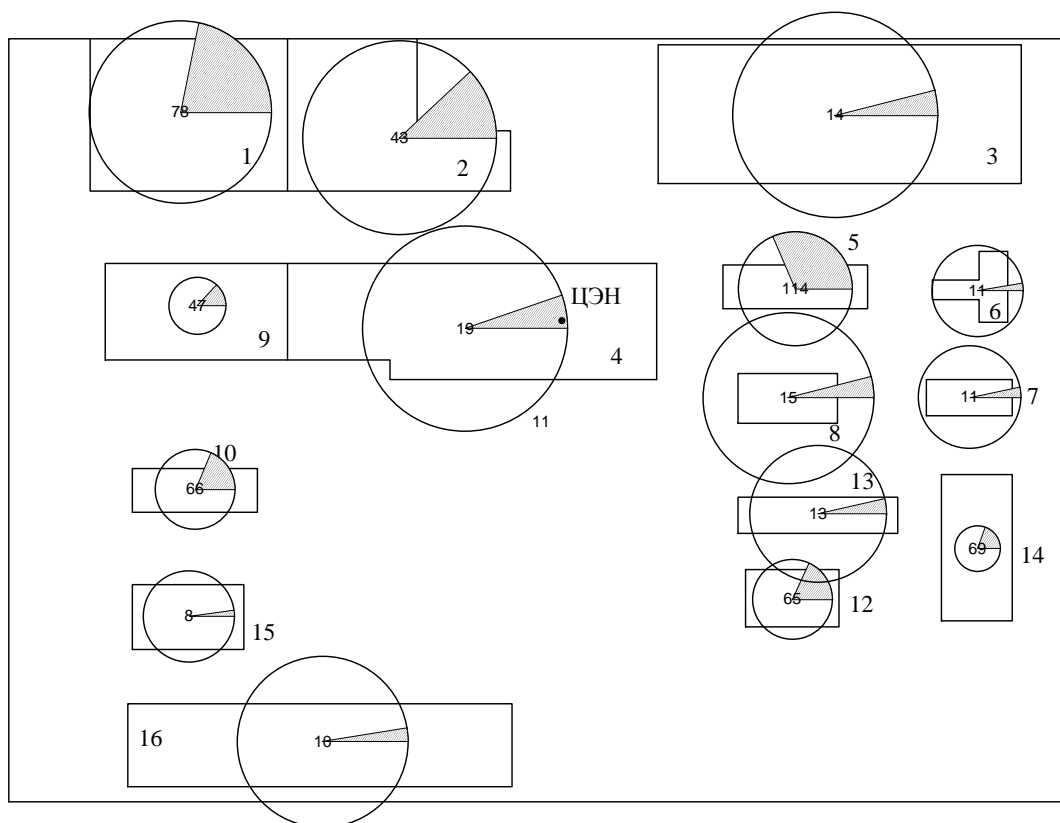


Рисунок 1 – Генплан предприятия с картограммами нагрузок

3 Проектирование систем внешнего электроснабжения

3.1 Выбор схемы электроснабжения предприятия

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания предприятия. Основными требованиями к проектированию рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети.

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать также характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой (75–100 МВт и более), средней (от 5–7,5 до 75 МВт) и малой (до 5 МВт) мощности. Для предприятий малой и средней мощности, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП, ГРП, РП).

Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии, так как для потребителей электроэнергии, относящихся к I категории, в соответствии с ПУЭ предусматривают не менее двух независимых источников питания. Независимым источником питания называют источник питания приемника (группы приемников электроэнергии), на котором напряжение для послеаварийного режима не снижается более чем на 5 % по сравнению с нормальным режимом работы при исчезновении его на другом или на других источниках питания этих приемников. К числу независимых источников питания относят две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

1) каждая секция или система шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;

2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При аварии одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, кВ·А:

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T} \quad (25)$$

где S_p – полная расчетная мощность завода, кВ·А;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

n_T – число трансформаторов.

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T} = \frac{11886,7}{0,7 \cdot 2} = 8490,5$$

Принимаем стандартную мощность трансформатора $S_H = 10000$ кВ·А.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, о. е.:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_p}{n_T \cdot S_H} \leq 0,6 \div 0,7, \quad (26)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{11886,7}{2 \cdot 10000} = 0,59 \leq 0,7$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме, о. е.:

$$K_3^{ав.р.} = \frac{S_p}{S_H} \leq 1,4, \quad (27)$$

$$K_3^{ав.р.} = \frac{11886,7}{10000} = 1,19 \leq 1,4.$$

Выбираем [2] трансформатор ТДН-10000/110. Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 3.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3 – Каталожные данные трансформатора

Тип	S _н , МВ·А	Напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		i _к , %	I _{хх} , %	Стоимость, тыс. руб.
		ВН	НН	P _{хх}	P _{кз}			
ТДН 10000/110	10000	115	11	14	58	10,5		

3.3 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение. Определим нестандартное напряжение системы внешнего электроснабжения по формуле Стилла, кВ:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_p} \quad (28)$$

где l – расстояние от подстанции энергосистемы до завода, равное 4,7 км;

P_p – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам высокого напряжения ГПП, представлена в таблице 1, МВт.

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{5,2 + 16 \cdot 10,6} = 57,3$$

По стандартной шкале выбираем два близлежащих значения номинального напряжения, кВ:

$$U'_{ст} \leq U \leq U''_{ст} \quad (29)$$

где $U'_{ст}, U''_{ст}$ – стандартные значения номинального напряжения, кВ.

$$35 \leq 57,3 \leq 110$$

Произведем технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения с разными напряжениями питания 35 кВ и 110 кВ.

4 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжение

Наиболее выгодный вариант схемы электроснабжения промышленного предприятия выбирают по условию минимальных приведенных затрат, рассчитанных по формуле, тыс. руб.:

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} \quad (30)$$

где p_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,125 1/год;

K_{Σ}, I_{Σ} – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий.

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения определяются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} \quad (31)$$

где $K_{\text{ЛЭП}}$ – капиталовложения на сооружение воздушной линии, складываются из капиталовложений в линию и выключатели, тыс. руб.;

$K_{\text{ГПП}}$ – капиталовложения в ГПП, складываются из капиталовложений в трансформаторы и выключатели, тыс. руб.

Капитальные затраты в линии электропередач, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}}, \quad (32)$$

$$K_{\text{ВЛ}} = K_0 \cdot l \quad (33)$$

где K_0 – стоимость 1 км воздушной линии, тыс. руб/км, [3];

l – длина воздушной линии, км

$$K_{\text{В}} = K_Q \cdot n_Q \quad (34)$$

где K_Q – стоимость одного выключателя [3], тыс. руб.;

n_Q – количество выключателей.

Капитальные затраты на ГПП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{Т}} + K_{\text{В(ГПП)}}, \quad (35)$$

$$K_{\text{Т}} = K_0 \cdot n_{\text{Т}} \quad (36)$$

где K_0 – стоимость одного трансформатора [3], тыс. руб.;
 n_T – число трансформаторов ГПП.

$$K_{B(\text{ГПП})} = K_0 \cdot n_Q \quad (37)$$

где K_Q – стоимость одного выключателя [3], тыс. руб.;
 n_Q – количество выключателей.

Суммарные ежегодные издержки в сравниваемых вариантах схем внешнего электроснабжения, тыс. руб/год:

$$I_{\text{ГПП}} = I_a + I_o + I_{\text{пэ}} \quad (38)$$

где I_a – амортизационные отчисления, тыс. руб/год;

I_o – расходы по обслуживанию, тыс. руб/год;

$I_{\text{пэ}}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП).

Согласно заданию питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два трёхобмоточных трансформатора мощностью 40 МВА напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают отдельно. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 35 кВ (1-й вариант) и воздушной линией 110 кВ от шин энергосистемы (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно вариантам представлены на рисунке 2.

Итогом технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вариант №1

Вариант №2

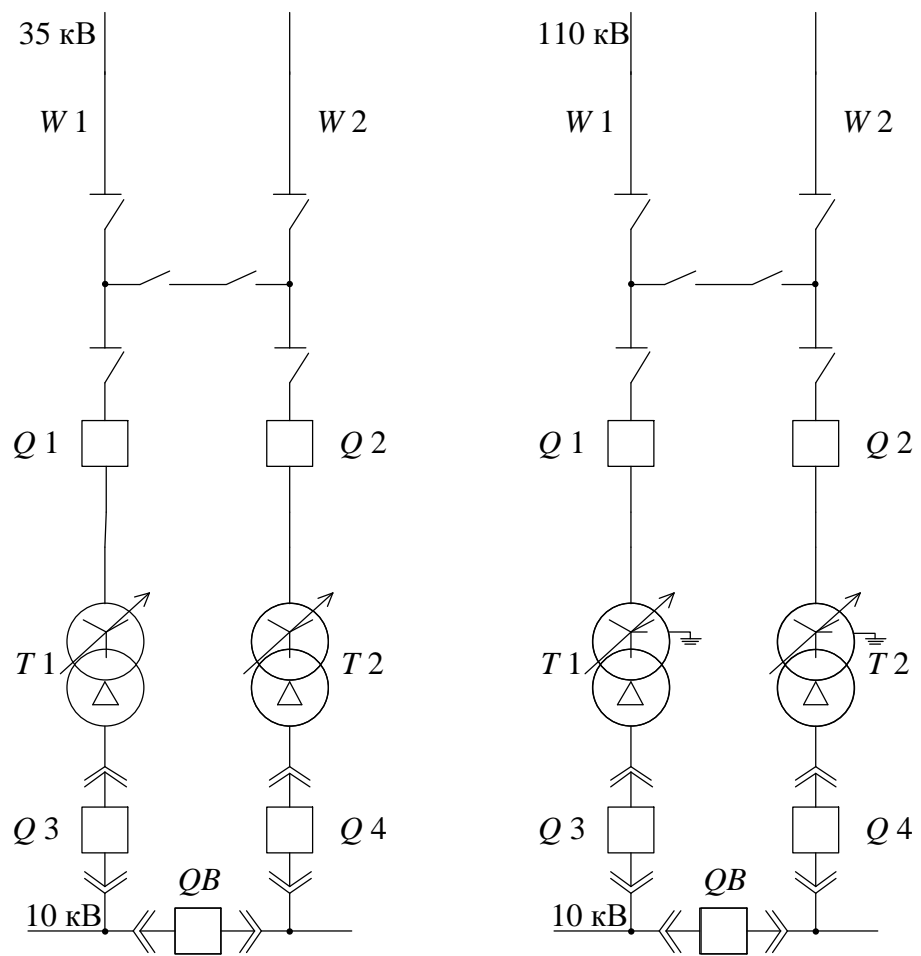


Рисунок 2 – Варианты схем электроснабжения

4.1 Технико-экономический расчет первого варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 35 кВ

4.1.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{11886,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 98,2 \quad (39)$$

где n – количество цепей воздушной линии, шт.

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{11886,7}{\sqrt{3} \cdot 35} = 196,3 \quad (40)$$

Соответствующее этому току расчетное сечение проводов ВЛ, мм²:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{196,3}{1,8} = 93,5 \quad (41)$$

где $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, равная 1,8 А/мм².

По [2] выбираем провод АС-95/16.

$$I_{\text{доп}} = 330 \geq I_{\text{раб.макс}} = 196,3 \quad (42)$$

4.1.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}} = 9048 + 4000 = 13048$$

Стоимость элегазового выключателя ВГТ 35 кВ составляет 2000 тыс. руб. [3].

$$K_{\text{В}} = K_Q \cdot n_Q = 2000 \cdot 2 = 4000$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии 35 кВ на стальных опорах с подвеской одной цепи и проводом марки АС-120/19 составляет 870 тыс. руб. [3].

$$K_{ВЛ} = n \cdot K_0 \cdot l = 2 \cdot 870 \cdot 5,2 = 9048$$

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб.:

$$K_{ГПП} = K_T + K_{В(ГПП)} = 5600 + 4000 = 9600$$

Стоимость трансформатора ТДН-10000/35 составляет 2800 тыс. руб. [3].

$$K_T = K_0 \cdot n_T = 2800 \cdot 2 = 5600$$

Стоимость элегазового выключателя ВГТ 35 кВ составляет 2000 тыс. руб. [3].

$$K_{В(ГПП)} = K_Q \cdot n_Q = 2000 \cdot 2 = 4000$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляю, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ГПП} = 13048 + 9600 = 22648$$

4.1.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^{ВЛ} + I_a^В + I_a^Т + I_a^{В(ГПП)} = \frac{2,8}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{6,4}{100} \cdot K_В + \\ &+ \frac{6,4}{100} \cdot K_T + \frac{6,4}{100} \cdot K_{В(ГПП)} = \frac{2,8}{100} \cdot 9048 + \frac{6,4}{100} \cdot 4000 + \\ &+ \frac{6,4}{100} \cdot 5600 + \frac{6,4}{100} \cdot 4000 = 1123,7 \end{aligned} \quad (43)$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned}
 I_o &= I_o^{\text{ВЛ}} + I_o^{\text{В}} + I_o^{\text{Т}} + I_o^{\text{В(ГПП)}} = \frac{0,4}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{В}} + \\
 &+ \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{Т}} + \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{В(ГПП)}} = \frac{0,4}{100} \cdot 9048 + \frac{3,0}{100} \cdot 4000 + \\
 &+ \frac{3,0}{100} \cdot 5600 + \frac{3,0}{100} \cdot 4000 = 444,2
 \end{aligned} \quad (44)$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс. руб.:

$$I_{\text{пэ}} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} = 0,002 \cdot 875234,5 = 1750,5 \quad (45)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч;
 β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс. руб./кВт·ч.

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} = \Delta P_{\text{ВЛ}} \cdot \tau = 91,8 \cdot 3747 = 343829,3 \quad (46)$$

где $\Delta P_{\text{ВЛ}}$ – потери мощности в ВЛ системы электроснабжения, кВт;
 τ – время максимальных потерь, ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5300}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3747 \quad (47)$$

где $T_{\text{макс}}$ – число часов использования максимума нагрузки, ч.
 Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = \frac{S_{\text{р}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}}{n} = \frac{(11886,7)^2}{(35)^2} \cdot \frac{0,306 \cdot 5,2 \cdot 10^{-3}}{2} = 91,8 \quad (48)$$

где r_0 – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км;
 l – длина воздушной линии, км;
 n – количество параллельно подключенных цепей, шт.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\begin{aligned}\Delta \mathcal{E}_T &= n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{НОМ.Т}}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 19 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 75 \cdot \left(\frac{11886,7}{10000} \right)^2 \cdot 3747 = 531405,1\end{aligned}\quad (49)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт [2];

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [2].

Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} + \Delta \mathcal{E}_T = 343829,3 + 531405,1 = 875234,5 \quad (50)$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год:

$$И_{\Sigma} = И_a + И_o + И_{пз} = 1123,7 + 444,2 + 1750,5 = 3318,4$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб.:

$$З = p_n \cdot K_{\Sigma} + И_{\Sigma} = 0,125 \cdot 22648 + 3318,4 = 6149,4$$

4.2 Технико-экономический расчет второго варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 110 кВ

4.2.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{11886,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 31,2$$

где n – количество цепей воздушной линии, шт.

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{11886,7}{\sqrt{3} \cdot 110} = 62,5$$

Соответствующее этому току расчетное сечение проводов ВЛ, мм²:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{62,5}{1,8} = 34,7$$

где $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, равная 1,8 А/мм².

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По [2] выбираем провод АС-70/11.

$$I_{\text{доп}} = 265 \geq I_{\text{раб.макс}} = 62,5$$

4.2.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}} = 10920 + 14000 = 24920$$

Стоимость элегазового выключателя ВГТ 110 кВ составляет 7000 тыс. руб. [3].

$$K_{\text{В}} = K_{\text{Q}} \cdot n_{\text{Q}} = 7000 \cdot 2 = 14000$$

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии 110 кВ на стальных опорах с подвеской одной цепи и проводом марки АС-70/11 составляет 1050 тыс. руб. [3].

$$K_{\text{ВЛ}} = n \cdot K_0 \cdot l = 2 \cdot 1050 \cdot 5,2 = 10920$$

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{Т}} + K_{\text{В(ГПП)}} = 8200 + 14000 = 22200$$

Стоимость трансформатора ТДН-10000/100 составляет 4100 тыс. руб. [3].

$$K_{\text{Т}} = K_0 \cdot n_{\text{Т}} = 4100 \cdot 2 = 8200$$

Стоимость элегазового выключателя ВГТ 110 кВ составляет 7000 тыс. руб. [3].

$$K_{\text{В(ГПП)}} = K_{\text{Q}} \cdot n_{\text{Q}} = 7000 \cdot 2 = 14000$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляю, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} = 24920 + 22200 = 47120$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned}
 I_a &= I_a^{\text{ВЛ}} + I_a^{\text{В}} + I_a^{\text{Т}} + I_a^{\text{В(ГПП)}} = \frac{2,8}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{В}} + \\
 &+ \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{Т}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{В(ГПП)}} = \frac{2,8}{100} \cdot 10920 + \frac{6,4}{100} \cdot 14000 + \\
 &+ \frac{6,4}{100} \cdot 8200 + \frac{6,4}{100} \cdot 14000 = 2622,6
 \end{aligned}$$

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned}
 I_o &= I_o^{\text{ВЛ}} + I_o^{\text{В}} + I_o^{\text{Т}} + I_o^{\text{В(ГПП)}} = \frac{0,4}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{В}} + \\
 &+ \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{Т}} + \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{В(ГПП)}} = \frac{0,4}{100} \cdot 10920 + \frac{3,0}{100} \cdot 14000 + \\
 &+ \frac{3,0}{100} \cdot 8200 + \frac{3,0}{100} \cdot 14000 = 1129,7
 \end{aligned}$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = \frac{S_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}}{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot n} = \frac{11886,7^2 \cdot 0,428 \cdot 5,2 \cdot 10^{-3}}{110^2 \cdot 2} = 13$$

где r_0 – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км;

l – длина воздушной линии, км;

n – количество параллельно подключенных цепей, шт.

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} = \Delta P_{\text{ВЛ}} \cdot \tau = 13 \cdot 3747 = 48687,3$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\begin{aligned}
 \Delta \mathcal{E}_{\text{Т}} &= n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{ГОД}} + \frac{1}{n_{\text{Т}}} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{НОМ.Т}}} \right)^2 \cdot \tau = \\
 &= 2 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 58 \cdot \left(\frac{11886,7}{10000} \right)^2 \cdot 3747 = 398806,1
 \end{aligned}$$

где $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт [2];

$\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [2].

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{T}} = 48687,3 + 398806,1 = 447493,4$$

Ежегодные издержки на потери в ЛЭП составят, тыс. руб.:

$$I_{\text{пэ}} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} = 0,002 \cdot 447493,4 = 895,0$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{а}} + I_{\text{о}} + I_{\text{пэ}} = 2622,6 + 1129,7 + 895,0 = 4647,2$$

Приведенные затраты по второму варианту, тыс. руб.:

$$Z = p_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,125 \cdot 47120 + 4647,2 = 10537,2$$

Таблица 4 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ варианта	K _Σ , тыс. руб./год	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				Z, тыс. руб./год
		I _а , тыс. руб./год	I _о , тыс. руб./год	I _{пэ} , тыс. руб./год	I _Σ , тыс. руб./год	
1(35 кВ)	22648	1123,7	444,2	1750,5	3318,4	6149,4
2 (110 кВ)	47120	2622,6	1129,7	895,0	4647,2	10537,2

Вывод: предпочтение отдаем 1 варианту, в котором питание ГПП предприятия осуществляется по ВЛ от шин 35 кВ подстанции энергосистемы. Разница приведенных затрат сравниваемых вариантов составляет 42 %.

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

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

2. Определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НБК, квар:

$$Q_{\text{НБК}} = Q_{\text{НБК1}} + Q_{\text{НБК2}} \quad (51)$$

где $Q_{\text{НБК1}}$ и $Q_{\text{НБК2}}$ – суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

5.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности нагрузки, $\text{кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$:

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{S_{\text{р}}}{F}$$

Минимальное число цеховых трансформаторов N_{min} одинаковой мощности, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок:

$$N_{\text{min}} = \frac{P_{\text{ср}}}{K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}}} + \Delta N \quad (52)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее нагруженную смену, принимаем равной $P_{\text{р}}$, кВт;

K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, о. е.;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов $N_{\text{опт}}$ определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и отличается от N_{min} на величину m .

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{мин}} + m \quad (53)$$

где m – дополнительно установленные трансформаторы [4].

Рассчитаем число и мощность силовых трансформаторов шмотного цеха №1.

1. Учитывая величину нагрузки, принимаем к установке трансформаторы с номинальной мощностью 1000 кВ·А и с коэффициентом загрузки 0,7.

2. Определяем минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{\text{мин}} = \frac{1197,0}{0,7 \cdot 1000} + 0,29 = 2$$

3. Оптимальное число трансформаторов:

$$N_{\text{опт}} = 2 + 0 = 2$$

Результаты расчета для остальных цехов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор цеховых трансформаторов

№ ТП	Место расположения	Потребитель э/э	P_p , кВт	Q_p , кВт	Количество тр-ров	σ_n , кВ·А/м ²	$S_{\text{ном.Т}}$, кВ·А	K_z	ΔN	$N_n^{\text{ми}}$	m	$N_{\text{опт}}$
ТП1	Цех №1	Цех №1	1197,0	760,1	2	0,18	1000	0,7	0,29	2	0	2
ТП2	Цех №2	Цех №2	1382,6	992,7	2	0,15	1000	0,7	0,02	2	0	2
ТП3	Цех №3	Цех №3	1496,5	1496,5	3	0,17	1000	0,7	0,86	3	0	3
ТП4	Цех №5	Цех №5, 6	818,7	756,1	2	0,17	1000	0,7	0,83	2	0	2
ТП5	Цех №8	Цех №7, 8	1448,0	1162,4	3	0,25	1000	0,7	0,93	3	0	3
ТП6	Цех №13	Цех №12, 13, 14	957,3	793,3	2	0,26	1000	0,7	0,63	2	0	2
ТП7	Цех №4	Цех №4, 9	1663,4	1221,7	3	0,26	1000	0,7	0,62	3	0	3
ТП8	Цех №16	Цех №10, 15, 16	1555,3	1053,6	3	0,19	1000	0,7	0,78	3	0	3

5.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Рассчитаем компенсацию реактивной мощности для шамотного цеха №1, используя данные таблицы 5.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, квар:

$$\begin{aligned} Q_{\text{макс.Т}} &= \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}})^2 - P_p^2} = \\ &= \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1197,0^2} = 726,1 \end{aligned} \quad (54)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар:

$$Q_{\text{НБК1}} = Q_p - Q_{\text{макс.Т}} = 760,1 - 726,1 = 34,1 \quad (55)$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Дополнительная мощность $Q_{\text{НБК}2}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле, квар:

$$Q_{\text{НБК}2} = Q_p - Q_{\text{НБК}1} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.Т}} = 760,1 - 726,1 - 0,68 \cdot 2 \cdot 1000 = -1325,9 \quad (56)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров $K_{p1} = 15$ (Сибирь, количество рабочих смен – 2) и $K_{p2} = 2$ (длина участка до первого трансформатора менее 0,5 км) и магистральной схемы питания цеховой ТП, равный 0,68 [4].

Так как $Q_{\text{НБК}2} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{\text{НБК}2}$ принимается равной нулю.

Суммарная мощность НБК цеха составит, квар:

$$Q_{\text{НБК}} = 34,1 + 0 = 34,1$$

Расчетную мощность НБК $Q_{\text{НБК}}$ округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок [4].

Если в расчетах окажется, что $Q_{\text{НБК}1} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая $Q_{\text{НБК}1}$ будет равна нулю).

Результаты расчета компенсации реактивной мощности для остальных цехов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор мощности комплектных конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием

№ ТП	$Q_{\text{макс.Т}}$	$Q_{\text{НБК}1}$	$Q_{\text{НБК}2}$	$Q_{\text{НБК}}$	$Q_{\text{НБК.станд}}$	Кол-во	Тип НБК
ТП1	726,1	34,1	0	34,1	20	2	УКМ 58-04-20-10У3
ТП2	197,3	795,4	0	795,4	402	2	УКМ 58-04-402-67У3
ТП3	1471,1	25,3	0	25,3	20	2	УКМ 58-04-20-10У3
ТП4	1135,3	-379,2	0	0	–	–	–
ТП5	1519,6	-357,1	0	0	–	–	–
ТП6	1019,2	-226,0	0	0,0	–	–	–
ТП7	1277,6	-55,9	0	0,0	–	–	–
ТП8	1413,0	-359,4	0	0,0	–	–	–

5.3 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 6 – 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и три типа источников реактивной мощности: синхронные двигатели 6 – 10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Баланс реактивной мощности в узле 6 – 10 кВ предприятия имеет вид:

$$Q_{p\Sigma} - Q_{ВБК} - Q_{сд\Sigma} - Q_{\varepsilon} + \Delta Q_{цт} - Q_{НБК} = 0 \quad (57)$$

где $Q_{сд\Sigma}$ – суммарная реактивная мощность вырабатываемая синхронными двигателями, квар.

Таким образом, требуемая мощность ВБК определяется из формулы, квар:

$$\begin{aligned} Q_{ВБК} &= Q_{p\Sigma} - Q_{сд\Sigma} - Q_{\varepsilon} + \Delta Q_{цт} - Q_{НБК} = \\ &= 8257,3 - 0 - 3063,0 + 1345,3 - 884 = 5655,6 \end{aligned} \quad (58)$$

Устанавливаем 4 ВБК типа УКЛ 57-10,5-1350У3, по 2 на каждую систему шин.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Выбор кабельных линий

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами и трансформаторы, соединенные по магистральной схеме.

В качестве примера произведем расчет самого нагруженного участка ГПП-ТП2.

Для бесперебойного питания спроектированы две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3120,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 90$$

Расчетный рабочий ток в аварийном режиме, А:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3120,1}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 180$$

По справочным материалам выбираем кабель марки АПвП из сшитого полиэтилена с алюминиевой жилой [1]. Определяем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее.

По [1] находим, что допустимая перегрузка K_3 составляет 1,1. Коэффициент K_2 снижения токовой нагрузки принимаем по [1] равным 0,8. Коэффициент K_1 принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчетной температуре среды, для которой составлены таблицы по определению $I_{\text{доп}}$.

Допустимый ток кабельной линии определяется из соотношения, А:

$$I_{\text{доп.расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} = \frac{180}{1 \cdot 0,8 \cdot 1,1} = 205 \quad (59)$$

По [1] и на основе проведенных расчетов выбираем кабель АПвП с сечением жилы 70 мм² с $I_{\text{доп}} = 240$ А.

Следовательно, выполняется условие:

$$I_{\text{доп.расч}} = 205 \leq I_{\text{доп}} = 240$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результаты расчетов кабелей на 10 кВ представим в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	Длина, м	S _p , кВА	U _{ном} , кВ	I _p , А	I _{раб.макс} , А	I _{доп.расч} , А	I _{доп} , А	F _{ст} , мм ²	Марка кабеля
ГПП-ТП2	96	3120,1	10	90	180	205	240	70	АПвП
ТП2-ТП1	40	1418,0	10	41	82	93	195	50	АПвП
ГПП-ТП4	48	2816,4	10	81	163	185	195	50	АПвП
ТП4-ТП3	41	2116,3	10	61	122	139	195	50	АПвП
ГПП-ТП5	36	1861,0	10	54	108	122	195	50	АПвП
ГПП-ТП6	15	1244,7	10	36	72	82	195	50	АПвП
ГПП-ТП7	56	2063,9	10	60	119	136	195	50	АПвП
ГПП-ТП8	71	1883,8	10	54	109	124	195	50	АПвП

Выбор кабелей на 0,4 кВ производится аналогично. По справочным материалам принимаем кабель АВВГ, а расчет проводим учитывая экономическую плотность тока, по [1] равную 1,5 А/мм².

Расчетное сечение кабеля по экономической плотности тока, мм²:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{j_{\text{эк}}}$$

Результаты расчетов представим в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	Длина, м	S _p , кВА	U _{ном} , кВ	Количество цепей	I _p , А	I _{раб.макс} , А	F, мм ²	F _{ст} , мм ²	I _{доп} , А	Марка кабеля
ТП4-РП1	33	414,9	0,4	4	150	200	133	150	340	АВВГ
ТП5-РП2	27	497,4	0,4	4	180	240	160	185	390	АВВГ
ТП6-РП3	5	261,0	0,4	3	126	189	126	150	340	АВВГ
ТП6-РП4	31	72,5	0,4	2	52	105	70	70	210	АВВГ
ТП7-РП5	30	135,9	0,4	2	98	196	131	150	340	АВВГ
ТП8-РП6	26	582,0	0,4	4	210	280	187	240	465	АВВГ
РП6-РП7	22	263,5	0,4	3	127	190	127	150	340	АВВГ

7 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах (ЭЭС) как при нормальной эксплуатации (включение или отключение нагрузки, линий, источников питания и др.), так и при аварийных режимах: короткие замыкания, обрыв нагруженной цепи линии или её фазы, выпадение вращающихся машин из синхронизма и т.д. При этом переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и механических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями. При определении параметров схемы замещения ЭЭС приняты допущения.

Расчет проводим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения [5], при базисных условиях.

Для выбора и проверки электрооборудования допускаются упрощенные методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5-10%. При этом определяют:

начальное значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

начальное значение апериодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

ударный ток КЗ.

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 3.

Расчет токов КЗ в указанных точках проведен с помощью программы MathCAD2015 Professional и представлен в Приложении А. Результаты расчетов приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	U_6 , кВ	I_6 , кА	$I_{по} = I_{пт}$, кА	$i_{уд}$, кА
K1	37	1,56	2,911	7,575
K2	10,5	5,499	4,116	10,476
K3	10,5	5,499	3,676	9,357
K4	0,4	144,339	11,169	15,795

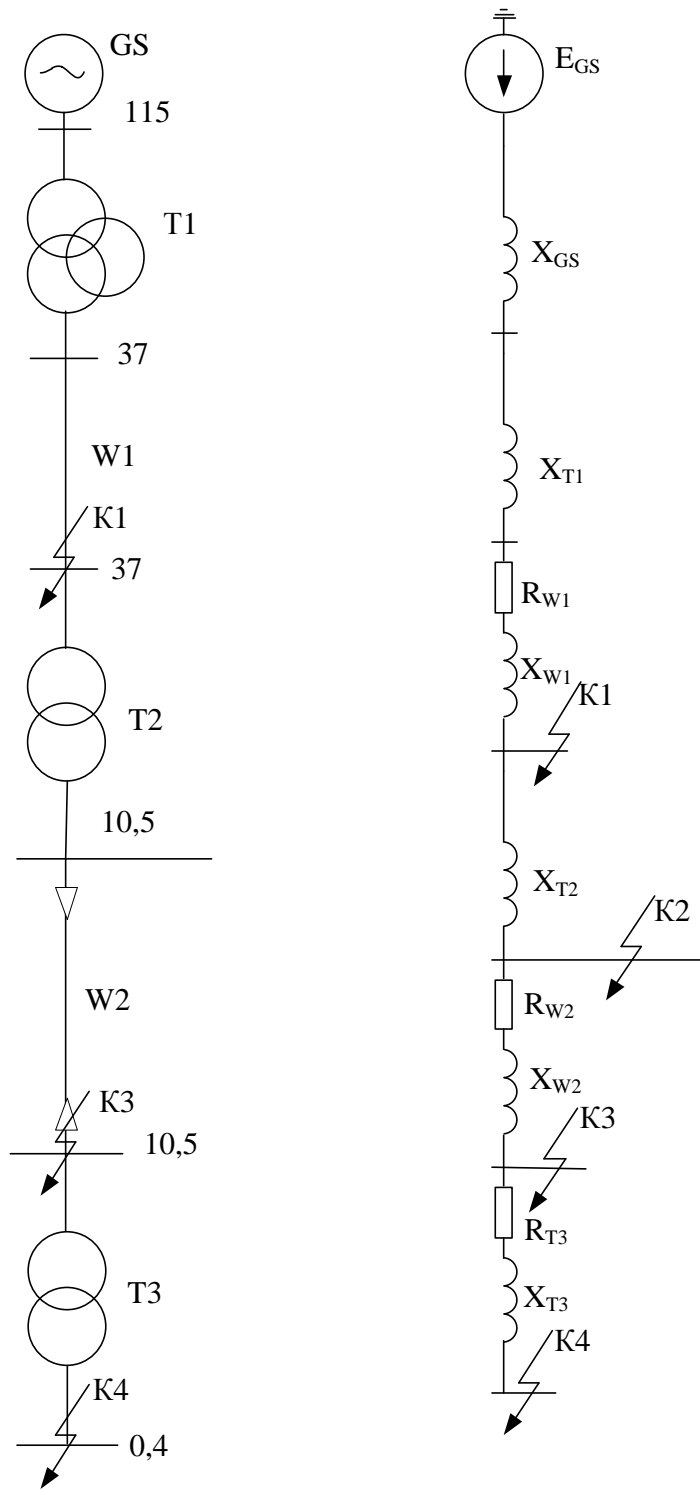


Рисунок 3 – Исходная схема и схема замещения для расчета токов К3

	И				БР-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

8 Выбор оборудования

8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условие длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Ток отключения выключателя $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$;
- 4) Динамическое действие тока КЗ $i_y \leq I_{пр.скв}$;
- 5) Тепловой импульс тока КЗ $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.

8.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 35 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН-10000/35

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \quad (60)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номВН} = 1,4 \cdot 66 = 231 \quad (61)$$

Таблица 10 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВГБЭ-35-630/12,5 УХЛ1	Разъединитель РГ.2-35/1000 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 231$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = 2,911$ кА	$I_{отк.ном} = 12,5$ кА	$I_{отк.ном} = 16$ кА
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 7,575$ кА	$I_{пр.скв} = 32$ кА	$I_{пр.скв} = 40$ кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 2,911^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 2,54$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 16^2 \cdot 3 = 768$ кА ² ·с

Выключатель ВГБЭ-35-630/12,5 УХЛ1 – элегазовый баковый выключатель наружной установки на номинальный ток 630 А, номинальный ток отключения 12,5 кА, номинальное напряжение 35 кВ.

Разъединитель высоковольтный типа РГ.2-35/1000 УХЛ1 предназначены для включения и отключения находящихся под напряжением обесточенных участков электрических цепей высокого напряжения 35 кВ, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

8.1.2 Выбор выключателей стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТДН-10000/35

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \quad (62)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{номНН}} = 1,4 \cdot 385 = 809 \quad (63)$$

В цепи НН трансформатора и секционной перемычки принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ 2-10. Произведем проверку ВВР выключателей, установленных в КРУ.

Таблица 11 – Проверка условий выбора выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВР-10-20/1000
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 809$	$I_{\text{ном}} = 1000$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 4,116 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{\text{пр.скв}}$	$i_y = 10,476 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 51 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 4,116^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 5,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.1.3 Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий

Выбор оборудования производим по наиболее нагруженной КЛ, а именно ГПП-ТП2.

Токи нормального и аварийного режимов работы кабельной линии, А:

$$I_{\text{рКЛ}} = \frac{S_{\text{р}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3120,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 90 \quad (64)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot I_{\text{рКЛ}} = 2 \cdot 90 = 180 \quad (65)$$

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ 2-10. Произведем проверку ВВР выключателей, установленных в КРУ.

Таблица 12 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя цепи кабельных линий

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВР-10-20/630
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 180$	$I_{\text{ном}} = 630$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 4,116 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} \leq I_{\text{пр.скв}}$	$i_{\text{у}} = 10,476 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 51 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 4,116^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 5,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для комплектования остальных КРУ используем рассчитанные выше выключатели ВВР-10-20/630.

8.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

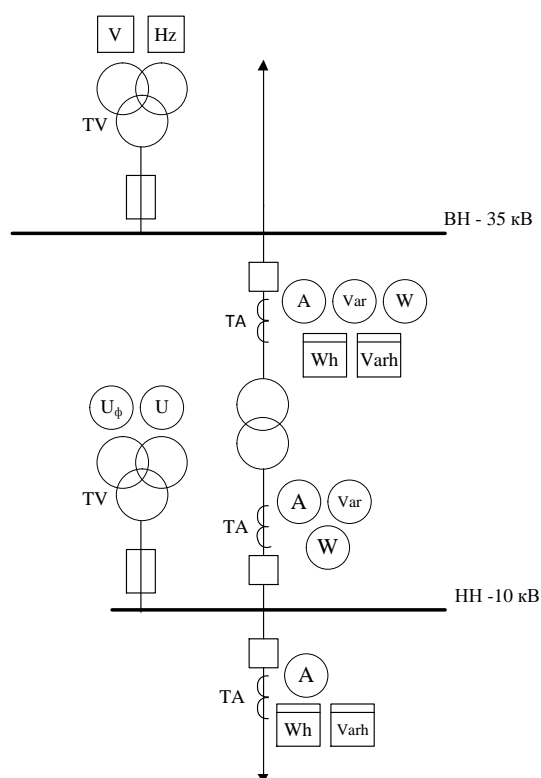


Рисунок 4 – Измерительные приборы в цепи подстанции

На ВН трансформаторы тока встроены в силовые трансформаторы.

Таблица 13 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на ВН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,5		0,5	Д304
Счетчик активной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Счетчик реактивной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Итого:	1,6		1,6	

Таблица 14 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на НН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,6		0,6	Д304Б
Итого:	1,6		1,6	

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = 1,6 \quad (66)$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = 1,6 \quad (67)$$

Сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}}}{I_2^2} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 \quad (68)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}}}{I_2^2} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 \quad (69)$$

где I_2 – вторичный номинальный ток.

8.2.1 Выбор ТТ на стороне ВН

На стороне ВН принимаем ТВТ-35-I-300/5.

$$I_{\text{раб.макс}} = 231$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пров}} \quad (70)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,064 - 0,1 = 1,036 \quad (71)$$

Сечение проводов, мм²:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{1,036} = 1,64 \quad (72)$$

где ρ – удельное сопротивление материала, Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – длинная провода, м.

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{\text{ст}}$ найдем сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,42$$

Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,064 + 0,1 + 0,42 = 0,58$$

Таблица 15 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне высшего напряжения

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТВТ-35-I-300/5
ВН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$
	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}}=231 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}}=300 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2=0,58 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}}=1,2 \text{ Ом}$
	$B_{\text{к}} \leq (k_{\text{T}} I_{1\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}=0,016 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}}=0,27 \text{ кА}^2\text{с}$

8.2.2 Выбор ТТ на стороне НН

На стороне НН принимаем ТПОЛ-10-800/5.

$$I_{\text{раб.макс}} = 809$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пров}}$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,064 - 0,1 = 1,036$$

Сечение проводов, мм²:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{1,036} = 0,28$$

где ρ – удельное сопротивление материала, Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – длинная провода, м.

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{\text{ст}}$ найдем сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08$$

Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,064 + 0,1 + 0,08 = 0,25$$

Таблица 16 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТПОЛ-10-800/5
НН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 809 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 0,25 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$
	$B_{\text{к}} \leq (\kappa_{\text{T}} I_{\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}} = 0,196 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 1,92 \text{ кА}^2\text{с}$

8.2.3 Выбор ТТ в цепи кабельной линии

На отходящих КЛ трансформаторы тока, так же как и другие измерительные приборы, устанавливаются в КРУ. Для наиболее нагруженной КЛ ГПП-ТП2, рассчитанной выше выбираем трансформатор тока ТЛК-10-200/5 УЗ.

Таблица 17 – Нагрузки трансформаторов тока на кабельной линии

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э379	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной мощности	СЭТЗ	0,05		0,05
Счетчик реактивной мощности	СЭТЗ	0,05		0,05
Итого		0,6		0,6

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = 0,6$$

Сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}}}{I_2^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 180$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пров}}$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,024 - 0,1 = 0,28$$

Сечение проводов, мм²:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,28} = 1,05$$

где ρ – удельное сопротивление материала, Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – длинная провода, м.

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{ст}$ найдем сопротивление проводов, Ом:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08$$

Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2ном} = 0,024 + 0,1 + 0,08 = 0,20$$

Таблица 18 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения в цепи КЛ

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТЛК-10-200/5 УЗ
НН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах} = 180$ А	$I_{ном} = 200$ А
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,2$ Ом	$Z_{2ном} = 0,4$ Ом
	$B_k \leq (\kappa_T I_{ном})^2 t_{тер}$	$B_k = 0,0098$ кА ² с	$B_k = 0,12$ кА ² с

8.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы высокого напряжения подбираются по следующим параметрам:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
- 3) Учёт класса точности $S_2 < S_{2ном}$.

Таблица 19 – Измерительные приборы на подстанции ВН

	Прибор	Тип	Мощность ВА	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
ВН	Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
	Варметр	Д345	2	2	1	4	0
	Счетчик Активной энергии	СЭТ3	2	1	4	8	0
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	4	1	4	16	0
	Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

Таблица 20 – Измерительные приборы на подстанции НН

	Прибор	Тип	Мощность ВА	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
НН	Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
	Варметр	Д345	2	2	1	4	0
	Счетчик Активной энергии	СЭТ3	2	1	6	12	0
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	4	1	6	24	0
	Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(4 + 4 + 8 + 16 + 2)^2 + 0^2} = 5,8 \quad (73)$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(4 + 4 + 12 + 24 + 2)^2 + 0^2} = 6,8 \quad (74)$$

Выбираем ЗНОМ-35-У1, класс точности 0,5.

$$S_{\text{НОМ}} = 120 \cdot 3 = 360 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбираем НАМИ-10 У2, класс точности 0,5.

$$S_{\text{НОМ}} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Таблица 21 – Расчетные и каталожные данные

	Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
ВН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{НОМ}}$	$S_2 = 5,8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{НОМ}} = 360 \text{ В} \cdot \text{А}$
НН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{НОМ}}$	$S_2 = 6,8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{НОМ}} = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$

Сечение проводов (по условию механической прочности) принимают 1,5 мм² для медных жил и 2,5 мм² для алюминиевых жил. Для ВН и НН возьмем кабель АКРВГ 2,5 мм².

8.4. Выбор шин

Для РУ напряжением 35 кВ и выше используются гибкие шины, выполненные проводами АС. В установках напряжением до 20 кВ применяются жесткие алюминиевые шины с сечением различной формы. Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновку выбираем по длительно допустимому току. Определение сечения шин производится по условию нагрева, т.е. по рабочему максимальному току.

Условие выбора шин по условию нагрева:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$$

Допущения при выборе гибких шин:

- а) шины выполнены из голых проводов на открытом воздухе, на термическую стойкость короткого замыкания не проверяют;
- б) гибкие шины РУ при $I_{\text{по}} < 20$ кА не проверяют на электродинамическое действие токов КЗ;
- в) проверка по условиям короны выполняется при напряжении 110 кВ и выше.

8.4.1 На стороне ВН

Принимаем гибкие шины из сталеалюминиевого провода АС-95/16.

$$I_{\text{раб.макс}} = 239 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$$

Условие выбора шин по току $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ выполняется.

Проверка шин на термическое и электродинамическое действие тока КЗ не производится.

8.4.2 На стороне НН

Принимаем жесткие алюминиевые шины прямоугольного сечения. Выбираем сечение шин ($h=60$ мм, $b=6$ мм), расположение плашмя.

$$S = b \cdot h = 6 \cdot 60 = 360 \text{ мм}^2$$

Проверка по допустимому току, А:

$$I_{\text{раб.макс}} = 809 \leq I_{\text{доп}} = 870$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проверка на термическую устойчивость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{5,08 \cdot 10^6}}{91} = 25 \text{ мм}^2 \leq 1000 \text{ мм}^2$$

где C – коэффициент, принимаемый 91 для алюминиевых шин.

Проверка на механическую прочность:

Наибольшее удельное усилие, Н/м:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(4,116)^2}{0,3} = 10$$

где a – расстояние между фазами, для КРУ равно 0,3 м;

$i_y^{(3)}$ – ударный ток на стороне низшего напряжения, кА.

Изгибающий момент, Н·м:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{10} = 2,2$$

Механическое напряжение в материале шин, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{2,2}{3,6} = 0,6 < \sigma_{\text{доп}}$$

где W – момент сопротивления шин, установленных на ребро, см³;

$\sigma_{\text{доп}} = 82$ МПа – допустимое механическое напряжение в материале шин из алюминия.

$$W = \frac{h^2 \cdot b}{6} = \frac{6^2 \cdot 0,6}{6} = 3,6$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8.5 Выбор автоматических выключателей

Автоматический воздушный выключатель предназначен для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках, для оперативных включений и отключений электрических цепей напряжение до 1000 В.

Выбор автоматических выключателей производится по:

- 1) Напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условию длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Току отключения автомата $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$;

Быстродействующие автоматы благодаря токоограничивающему эффекту на электродинамическую стойкость не проверяются и по термической стойкости проверяются только селективные автоматы.

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А

$$I_{номНН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номНН} = 1,4 \cdot 1443 = 2021$$

Выбираем автоматический выключатель ВА75-45 [4].

Таблица 22 – Проверка условий выбора автоматического выключателя.

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВА75-45
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0,4$ кВ	$U_{ном} = 0,4$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 2021$ А	$I_{ном} = 2500$ А
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = 11,169$ кА	$I_{отк.ном} = 50$ кА

8.6 Защита от перенапряжений

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливаем ограничители перенапряжений типа:

ОПН-П/ЗЭУ-35/40,5/10/550 УХЛ1 – предназначены для защиты электрооборудования в сетях с изолированной нейтралью, напряжением 35 кВ.

ОПН-КР/TEL-10/12.0 УХЛ2 – предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Рекомендуются для использования в распределительных сетях для защиты трансформаторов и двигателей. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ КУ-6С.

Таблица 23 – Каталожные данные ОПН

Тип	Каталожные данные	
	ОПН-П/ЗЭУ-35/40,5/10/550 УХЛ1	ОПН-КР/TEL-10/12.0 УХЛ2
$U_{ном}$, кВ	35	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{НР}$, кВ	40,5	12,0
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	140	3,70

8.7 Выбор плавких предохранителей на напряжение 10 кВ

Предохранитель – аппарат, предназначенный для автоматического однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Отключение цепи предохранителем осуществляется путём расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим по ней током защищаемой цепи. После отключения цепи плавкая вставка должна быть заменена вручную.

На напряжение 6 – 10 кВ понижающих цеховых КТП устанавливаем и защиты трансформаторов напряжения применяем предохранители ПКТ.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Номинальный ток $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Отключающая способность $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$;
- 4) Номинальный ток плавкой вставки $I_{в.ном}$

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 58$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номВН} = 1,4 \cdot 58 = 81$$

Отстройка от броска намагничивающего тока трансформатора, А:

$$I_{в.ном} \geq 2 \cdot I_{номВН} = 2 \cdot 58 = 108$$

По [4] для трансформатора мощностью 1000 кВА и его номинального тока на стороне 10 кВ определяем номинальный ток плавкой вставки предохранителя, он равен 150 А.

Выбираем предохранитель ПКТ1-10-150-12,5УЗ [3].

Таблица 24 – Каталожные данные предохранителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Плавкий предохранитель ПКТ1-10-150-12,5УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 81$ А	$I_{ном} = 150$ А
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = 3,676$ кА	$I_{отк.ном} = 12,5$ кА

8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей собственных нужд на подстанциях выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это – электродвигатели обдува трансформаторов, шкафов КРУ, а так же освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВ·А.

Таблица 25 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Электроприемник	Установленная мощность, кВт	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт
Обогрев:			
Шкафы РЗ	0,5	14	7
Шкафы КРУ	0,6	14	8,4
Отопление и освещение помещения персонала	5,5	1	5,5
Наружное освещение	4,5	1	4,5
Нагрузка потребляемая оперативными цепями	1,8	1	1,8
Маслохозяйство	75	1	75
Итого:			96,2

Для рассматриваемой подстанции принимаем два ТСЗ-160/10.

9 Расчет молниезащиты и заземления ГПП

9.1 Расчет заземляющего устройства ГПП

При прикосновении человека к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением или к металлическим частям, которые оказываются под напряжением вследствие пробоя или неисправности изоляции токоведущих частей, может произойти поражение электрическим током.

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения и шага.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, является рабочим заземлением.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть, Ом:

$$R_{\text{н}} \leq \frac{250}{I} = \frac{250}{156} = 1,6 \quad (75)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А

Необходимо рассчитать заземление ГПП 35/10 кВ имеющей два трансформатора с изолированной нейтралью 35 кВ. Для питания собственных нужд имеются трансформаторы напряжением 10/0.4 кВ; РУ – 35 кВ – открытого типа (ОРУ); РУ – 10 кВ – закрытого типа (ЗРУ).

На ГПП контурное заземление выполняется из вертикальных и горизонтальных электродов.

Для выполнения заземляющего контура используются вертикальные стержневые заземлители из стержней диаметром $d = 0,018$ м и длиной $L = 3$ м. Глубина заложения электродов в землю $t_{\text{полосы}} = 0,7$ м. Расстояние между электродами $h = 5$ м. Вертикальные электроды соединены стальной полосой сечением 40×4 мм².

Удельный расчетный коэффициент сопротивления грунта, Ом·м:

$$\rho = \frac{(\rho_1 \cdot \rho_2 \cdot L)}{(\rho_1 \cdot (L - H + t_{\text{полосы}}) + \rho_2 \cdot (H - t_{\text{полосы}}))} \quad (76)$$

$$\rho = \frac{(50 \cdot 60 \cdot 3)}{(50 \cdot (3 - 2 + 0,7) + 60 \cdot (2 - 0,7))} = 55,2$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, Ом·м;
 ρ_2 – удельное сопротивление нижнего слоя грунта, Ом·м;
 L – длина вертикального заземлителя, м;
 H – толщина верхнего слоя грунта, равна 2 м;
 $t_{\text{полосы}}$ – глубина заложения горизонтального заземлителя, м.

Сопротивление одного вертикального заземлителя, Ом:

$$r_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot k_1}{L} \cdot \left(\log \left(\frac{2 \cdot L}{0,95 \cdot d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \log \left(\frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right) \right) \quad (77)$$

$$r_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot 54,3 \cdot 1,65}{2,5} \cdot \left(\log \left(\frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,018} \right) + \frac{1}{2} \cdot \log \left(\frac{4 \cdot 2,45 + 3}{4 \cdot 2,45 - 3} \right) \right) \\ = 29,8$$

где k_1 – климатический коэффициент для вертикальных электродов, равный 1,65 о. е.;
 d – диаметр стержня, м;
 t – расстояние от поверхности земли до середины заземлителя, равный 2,45 м.

Предполагаемое количество вертикальных заземлителей, шт.:

$$n_{\text{пр}} = \frac{r_{\text{в}}}{R_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{в}}} = \frac{29,8}{1,6 \cdot 0,74} = 25 \quad (78)$$

где $\eta_{\text{в}}$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей, равный 0,74 о. е.

Сопротивление горизонтального заземлителя, Ом:

$$r_{\text{г}} = \frac{0,366 \cdot k_2 \cdot \rho_1}{l_{\text{г}} \cdot \eta_{\text{г}}} \cdot \log \left(\frac{l_{\text{г}}^2}{b \cdot t_{\text{полосы}}} \right) \quad (79)$$

$$r_{\text{г}} = \frac{0,366 \cdot 4 \cdot 50}{144 \cdot 0,52} \cdot \log \left(\frac{100^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 7,8$$

где b – ширина стальной полосы, м;
 $l_{\text{г}}$ – длина горизонтально заземлителя, м;
 k_2 – климатический коэффициент для горизонтальных электродов, равный 4 о. е.;
 $\eta_{\text{г}}$ – коэффициент использования горизонтальных электродов, равный 0,52 о. е.

Полное сопротивление вертикальных заземлителей, Ом:

$$R = \frac{R_H \cdot r_T}{r_T - R_H} = \frac{1,6 \cdot 7,8}{7,8 - 1,6} = 2,0 \quad (80)$$

С учетом полного сопротивления вертикальных заземлителей уточнённое количество вертикальных заземлителей с учётом соединительной полосы определяется по формуле, шт:

$$n = \frac{r_B}{R \cdot \eta_B} = \frac{29,8}{2,0 \cdot 0,74} = 20 \quad (81)$$

Принимаем к установке 20 вертикальных заземлителей, общая длина горизонтального заземлителя 100 м при среднем расстоянии между вертикальными заземлителями 5 м. Окончательное расстояние между вертикальными заземлителями вдоль соединительной полосы указывается на плане заземляющего устройства.

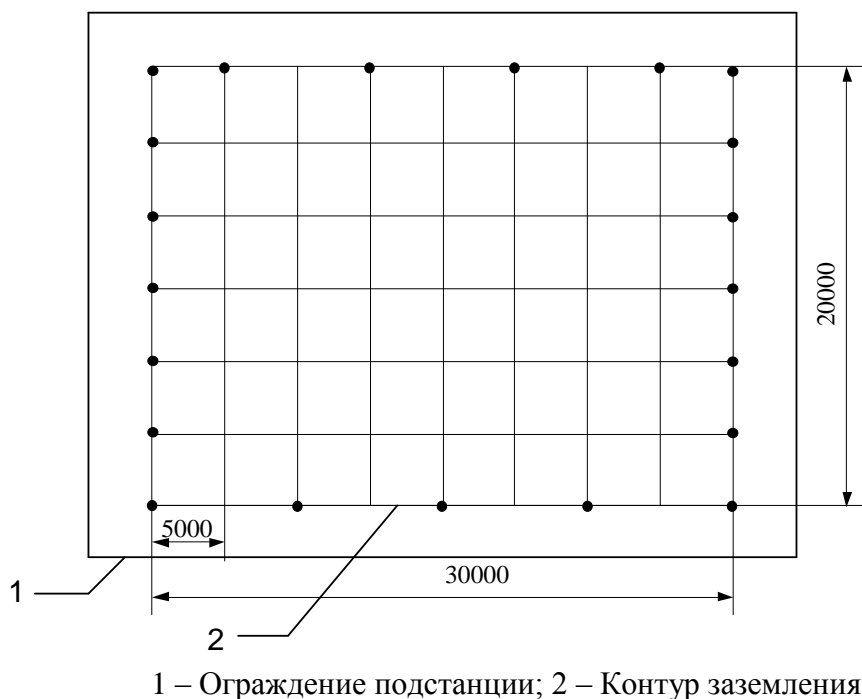


Рисунок 5 – Схема заземляющего устройства

9.2 Расчет молниезащиты ГПП

Защита подстанции от прямых ударов молнии заключается в исключении возможности удара молнии непосредственно в оборудование подстанции, при котором возможны разрушения, загорание, взрывы оборудования при прохождении по нему тока молнии. Ток молнии вызывает электромагнитное, тепловое и механическое воздействие на объекты.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных.

Рассчитаем двойные стержневые молниеотводы одинаковой высоты.

Определим высоту средней части молниеотвода, при $L \leq h$, ($18\text{м} \leq 20\text{м}$), м:

$$h_c = h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 20 = 17 \quad (82)$$

Определим радиус защиты на уровне земли, м:

$$r_c = r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \quad (83)$$

$$\begin{aligned} r_{cx} = r_x &= (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = \\ &= (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot \left(20 - \frac{7}{0,92} \right) = 13,1 \end{aligned} \quad (84)$$

Определим высоту средней части молниеотвода, при $L \leq h$, ($15\text{м} \leq 20\text{м}$), м:

$$h_c = h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 20 = 17$$

Определим радиус защиты на уровне земли, м:

$$r_c = r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2$$

$$\begin{aligned} r_{cx} = r_x &= (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = \\ &= (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot \left(20 - \frac{7}{0,92} \right) = 13,1 \end{aligned}$$

Количество молниеотводов примем равным 4.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

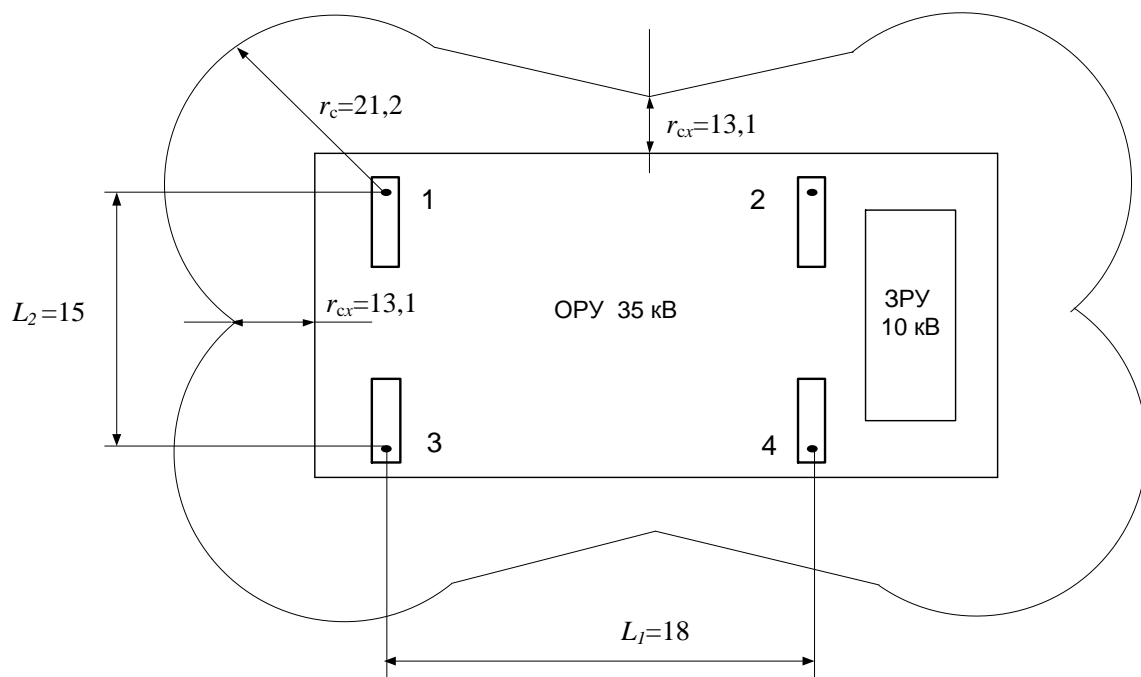


Рисунок 6 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода
равной длины

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

10 Релейная защита силового трансформатора ТДН–10000/35

Повреждения и ненормальные режимы работы.

Основные повреждения:

- между или многофазные КЗ в обмотках трансформаторов и на выводах;
- однофазные КЗ на выводах;
- пожар в стали сердечника.

Междуфазные или многофазные КЗ могут вызывать значительные повреждения оборудования, так как, проходя по оборудованию, ток КЗ нагревает их выше допустимого предела, что может вызывать повреждения изоляции токоведущих частей.

Витковые замыкания в обмотках и пожар стали, сердечника могут привести к выходу из строя трансформатора. От всех видов повреждений релейная защита должна срабатывать мгновенно на отключение выключателей.

Для защиты от таких видов повреждений на трансформаторе устанавливается токовая отсечка мгновенного действия, газовая защита и защита от однофазных КЗ (на стороне ВН трансформатора).

Ненормальные режимы работы:

- внешние КЗ;
- технологическая перегрузка;
- снижения напряжения при внешних КЗ;
- режим недопустимого уровня масла в баке.

При внешних КЗ, и как следствие - снижение напряжения, возникает режим сверхтоков, что может вызвать перегрев или повреждение обмоток трансформатора при определенной продолжительности воздействия.

Для защиты от такого режима на трансформаторе устанавливается – МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

Мгновенное срабатывание от такой защиты не требуется, поэтому она срабатывает с некоторой выдержкой времени – $t_{сз} = t_{сз}^{см.эл} + \Delta t$.

Перегрузка оборудования, вызванная увеличением тока сверх номинального значения, приводит к дополнительному перегреву оборудования, и соответственно, к ускоренному износу изоляции, и ее повреждению.

Так как перегрузка это симметричный режим, то достаточно установить реле в одну фазу, которое будет действовать на сигнал, предупреждающий обслуживающий персонал о необходимости разгрузки оборудования.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ

1. ТА1, ТА2 (ВН)

Номинальный ток высокой стороны, А:

$$I_H^B = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H^B} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165$$

где S_H – мощность трансформатора, кВ·А;

U_H^B – напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А:

$$I_{ТА1}^{\text{расч}} = I_H^B \cdot k_{\text{сх}} = 165 \cdot \sqrt{3} = 286 \quad (86)$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, так как схема соединения первичной обмотки «треугольник», $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

Выбираем трансформатор тока ТВТ-35-І-300/5:

– номинальный ток $I_{\text{ном}} = 300$ А;

– коэффициент трансформации $n_{ТА1} = 300/5$.

2. Выбираем трансформаторы напряжения TV1 – на стороне ВН и TV2 – на стороне НН:

$$n_{TV1} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{35000}{100} \quad (87)$$

Тип TV1 – ЗНОМ-35-У1.

$$n_{TV2} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{10000}{100}$$

Тип TV2 – НАМИ-10 У2.

10.2 Защита от многофазных коротких замыканий

Для защиты от многофазных КЗ применяем токовую отсечку мгновенного действия (ТОМД). Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Расчет уставок.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{\text{сз}} = 4 \cdot I_H^B = 4 \cdot 165 = 661 \quad (88)$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА1}}} = 661 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\frac{300}{5}} = 19,1 \quad (89)$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, для схемы «треугольник» принимают $\sqrt{3}$;
 $n_{\text{ТА1}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока ТА1.

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{1450}{661} = 2,19 \geq 2 \quad (90)$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

10.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сз}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 231 = 652,8 \quad (91)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равен 1,1 – 1,3;

$k_{\text{сз}}$ – коэффициент самозапуска, принимают от 1 до 3;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата принимают равным 0,85;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток стороны ВН.

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{н}}^{\text{В}} = 1,4 \cdot 165 = 231 \quad (92)$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА2}}} = 652,8 \cdot \frac{1}{\frac{300}{5}} = 10,9$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{1450}{652,8} = 2,2 \geq 1,5$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Время срабатывания защиты, с:

$$t_{сз} = t_{сз}^{см.эл} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \quad (93)$$

10.4 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Ток срабатывания защита, А:

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 231 = 285,6 \quad (94)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,05;

k_B – коэффициент возврата, равный 0,85.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА2}} = 285,6 \cdot \frac{1}{\frac{300}{5}} = 4,8$$

Согласно ПУЭ МТЗ от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Время срабатывания реле делится на две очереди:

$I_{сзI} = 9 - 10$ с – сигнал и автоматическая разгрузка;

$I_{сзII} = 40$ мин – отключение.

10.5 Защита от понижения напряжения

Устанавливается на стороне высокого напряжения.

Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Напряжение срабатывания защиты, кВ:

$$U_{сз} = 0,7 \cdot U_{ном} = 0,7 \cdot 35 = 24,5 \quad (95)$$

Напряжение срабатывания реле, В:

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{n_{TV1}} = \frac{U_{сз}}{n_{TV1}} = 70 \quad (96)$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$k_{\text{ч}}^U = \frac{U_{\text{сз}} \cdot k_{\text{в}}}{U_{\text{ост}}} \geq 1,25 \quad (97)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остаточное напряжение при КЗ в смежном элементе, кВ;
 $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, равен 1,25.

$$k_{\text{ч}}^U = \frac{24,5 \cdot 1,25}{17,5} = 1,75$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Электроснабжение: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Синенко Л. С., Рубан Т. П., Сизганова Е. Ю., Попов, Ю. П. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.

2 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

3 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.

4 Электроснабжение: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: в 2-х ч. Ч. 2 / Синенко Л. С., Рубан Т. П., Сизганова Е. Ю., Попов, Ю. П. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Политехн. ин-т, 2007. – 212 с.

5 Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах [Текст]: учеб. для вузов / С. А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

6 Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Учебник для вузов/ Федоров А. А., Каменева В. В. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с., ил.

7 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение / Под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986.

8 Федоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: Учеб. пособие для вузов/ Федоров А. А., Старкова Л. Е – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

9 Правила устройства электроустановок 6-е, 7-е издание [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7 с изменением по состоянию на 15 августа 2005г. Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005 . – 854с.

10 Справочник по электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Проектирование и расчет/ А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. - К.: Техніка, 1985.–279 с.

11 Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Г.Ф. Ковалев, Е.В. Сеннова, М.Б. Чельцов и др./ Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука. Сибирское предприятие РАН, 1999. – 434 с.

12 Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник: учеб. пособие. / Г. Н. Ополева – М. : ФОРУМ : ИНФРВ-М, 2006. – 480 с. – (Высшее образование).

13 СТО 4.2–07–2014 Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Текстовые материалы и иллюстрации. – Красноярск: СФУ, 2014. – 57 с.

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное)

Расчет токов короткого замыкания
в относительных единицах

Задаем начало отсчета

$$\text{ORIGIN} := 1$$

Выбор базисных условий

Расчет производим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения, при базисных условиях:

$$S_6 := 100 \quad \text{МВА}$$

$$U_{\text{баз}} = U_{\text{ср.ном}}$$

$$U_{6_1} := 37 \quad \text{кВ}$$

$$U_{6_2} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$U_{6_3} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$U_{6_4} := 0.4 \quad \text{кВ}$$

Базисные токи определяем

$$I_{6_1} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_1}}$$

$$I_{6_2} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_2}}$$

$$I_{6_3} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_3}}$$

$$I_{6_4} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_4}}$$

$$I_6 = \begin{pmatrix} 1.56 \\ 5.499 \\ 5.499 \\ 144.338 \end{pmatrix}$$

Определение параметров электрической схемы замещения СЭС.

Энергосистема С

$$S_K := 880 \quad \text{МВА}$$

$$x_c := \frac{S_6}{S_K} \quad x_c = 0.114$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Трансформаторы Т1 и Т2

$$S_{\text{ном}_1} := 40 \quad \text{МВА} \quad u_{k_1} := 10.5 \quad \%$$

$$S_{\text{ном}_2} := 10 \quad \text{МВА} \quad u_{k_2} := 8 \quad \%$$

$$x_{T_1} := \frac{u_{k_1} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном}_1}} \quad x_{T_2} := \frac{u_{k_2} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном}_2}} \quad x_T = \begin{pmatrix} 0.263 \\ 0.8 \end{pmatrix}$$

Линии

Количество линий $i := 1..2$

W1. воздушные линии 35 кВ:

$$r_{0_1} := 0.306 \quad x_{0_1} := 0.421 \quad l_1 := 5.2$$

W1. Кабельные линии 10 кВ:

$$r_{0_2} := 0.641 \quad x_{0_2} := 0.4 \quad l_2 := 0.015$$

$$x_{w_i} := \frac{x_{0_i} \cdot S_6 \cdot l_i}{(U_{6_i})^2} \quad r_{w_i} := \frac{r_{0_i} \cdot S_6 \cdot l_i}{(U_{6_i})^2}$$

$$x_w = \begin{pmatrix} 0.16 \\ 5.442 \times 10^{-3} \end{pmatrix} \quad r_w = \begin{pmatrix} 0.116 \\ 0.009 \end{pmatrix}$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К1

$$X_{\Sigma_1} := x_c + x_{r_1} + x_{w_1} \quad X_{\Sigma_1} = 0.536$$

$$R_{\Sigma_1} := r_{w_1} \quad R_{\Sigma_1} = 0.116$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $r_{\Sigma} > \frac{x_{\Sigma}}{3}$, то учитываем в расчетах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{(R^2 + X^2)} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma_1} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) \quad Z_{\Sigma_1} = 0.536$$

Определяем ток КЗ в точке К1.

$$I_{кК_1} := \frac{I_{\delta_1}}{Z_{\Sigma_1}} \quad I_{кК_1} = 2.911$$

Определяем суммарное сопротивление со стороны системы и со стороны синхронного двигателя до точки К2

$$X_{c\Sigma_2} := X_{\Sigma_1} + x_{r_2} \quad X_{c\Sigma_2} = 1.336$$

$$R_{c\Sigma_2} := R_{\Sigma_1} \quad R_{c\Sigma_2} = 0.116$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $r_{\Sigma} > \frac{x_{\Sigma}}{3}$, то учитываем в расчетах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{(R^2 + X^2)} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c_2} := Z_{\Sigma}(R_{c\Sigma_2}, X_{c\Sigma_2}) \quad Z_{c_2} = 1.336$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Определяем токи в точке К2 отдельно от системы и от синхронного двигателя

$$I_{кК_2} := \frac{I_{б_2}}{Z_{с_2}}$$

$$I_{кК_2} = 4.116$$

Суммарный ток в точке К2 равен

$$I_{кК_2} := I_{кК_2} \quad I_{кК_2} = 4.116$$

Определяем результирующие сопротивления до точки К3

$$X_{с\Sigma_3} := X_{с\Sigma_2} + x_{w_1} \quad X_{с\Sigma_3} = 1.496$$

Определяем токи в точке К3 отдельно от системы и от синхронного двигателя

$$I_{кК_3} := \frac{I_{б_3}}{X_{с\Sigma_3}}$$

$$I_{кК_3} = 3.676$$

Суммарный ток в точке К3 равен

$$I_{кК_3} := I_{кК_3} \quad I_{кК_3} = 3.676$$

Для определения ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент по кривой (рис. 3.3) в зависимости от отношения x_{Σ}/r_{Σ} .

Количество точек КЗ $i := 1..3$

$$T_a(R, X) := \frac{X}{R} \quad T_{a_1} := T_a(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) \quad T_{a_1} = 4.612$$

$$K_{уд_1} := 1.84$$

Для определения ударных токов в точках К2, К3 находим ударные коэффициенты

$$K_{уд_2} := 1.8 \quad K_{уд_3} := K_{уд_2}$$

					БР-140400.62 ПЗ	Лист
	И					71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяем ударные токи в точках К1, К2, К3

$$i_{уд_i} := \sqrt{2} \cdot I_{кк_i} \cdot K_{уд_i}$$

Результаты расчета токов

$$I_{кк} = \begin{pmatrix} 2.911 \\ 4.116 \\ 3.676 \end{pmatrix} \quad K_{уд} = \begin{pmatrix} 1.84 \\ 1.8 \\ 1.8 \end{pmatrix} \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 7.575 \\ 10.476 \\ 9.357 \end{pmatrix}$$

Определяем результирующие сопротивления до точки К3, приведенное к базисному напряжению $U=0,4$ кВ

$$x_{рез3.10} := X_{с\Sigma_3} \cdot \frac{(U_{6_3})^2}{S_6} \quad x_{рез3.10} = 1.649$$

$$x_{рез3.0.4} := x_{рез3.10} \cdot \left(\frac{U_{6_4}}{U_{6_3}} \right)^2 \quad x_{рез3.0.4} = 0.0024$$

Определяем сопротивление цехового трансформатора

$$\Delta P_K := 16.5 \quad \text{кВт} \quad S_{ном.т} := 1000 \quad \text{кВА} \quad U_{ном} := 0.4 \quad \text{кВ}$$

$$r_{цт} := \frac{\Delta P_K}{S_{ном.т}} \cdot \frac{U_{ном}^2 \cdot 10^3}{S_{ном.т}} \quad r_{цт} = 0.003$$

$$u_{к.цт} := 5.5 \quad \%$$

$$x_{цт} := \sqrt{\left(\frac{u_{к.цт}}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{ном.т}} \right)^2} \cdot \frac{U_{ном}^2 \cdot 10^3}{S_{ном.т}} \quad x_{цт} = 0.0084$$

Определяем результирующие сопротивления до точки К4

$$X_{\Sigma_4} := x_{рез3.0.4} + x_{цт} \quad X_{\Sigma_4} = 0.0108$$

$$r_{доб} := 15 \cdot 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$R_{\Sigma_4} := r_{цт} + r_{доб} \quad R_{\Sigma_4} = 0.018$$

Определяем ток КЗ в точке К4

$$I_{кК_4} := \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_{\Sigma_4})^2 + (R_{\Sigma_4})^2}} = 11.169$$

Расчитываем ударный ток в точках К4. Находим ударный коэффициент

$$T_a(R, X) := \frac{X}{R} \quad T_{a_4} := T_a(R_{\Sigma_4}, X_{\Sigma_4}) \quad T_{a_4} = 0.612$$

$$K_{уд_4} := 1$$

$$i := 1..4 \quad i_{уд_i} := \sqrt{2} \cdot I_{кК_i} \cdot K_{уд_i}$$

Результаты расчета токов

$$I_{кК} = \begin{pmatrix} 2.911 \\ 4.116 \\ 3.676 \\ 11.169 \end{pmatrix} \quad K_{уд} = \begin{pmatrix} 1.84 \\ 1.8 \\ 1.8 \\ 1 \end{pmatrix} \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 7.575 \\ 10.476 \\ 9.357 \\ 15.795 \end{pmatrix}$$