

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт дистанционного образования

Кафедра «Энергетика»

Варрик Михаил Андреевич

Модернизация системы электроснабжения химического завода

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 5В071800 – «Электроэнергетика»

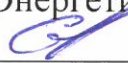
Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт дистанционного образования

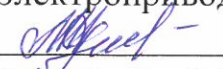
Кафедра «Энергетика»

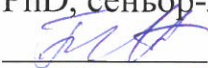
ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
И.о. заведующего кафедрой
«Энергетика», PhD
 Е.А.Сарсенбаев
« 16 » 05 2019 г.

Модернизация системы электроснабжения химического завода

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 5В071800 – «Электроэнергетика»

Рецензент
АУЭС, профессор кафедры
«Электрические машины и
электропривод», докт. тех. наук
 Алдибеков И.Т.
« 16 » 05 2019 г.

Научный руководитель
PhD, сеньор-лектор
 Н.Е.Балгаев
« 15 » 05 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт дистанционного образования

Кафедра «Энергетика»
Специальность 5В071800 – «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ

И.о. заведующего кафедрой
«Энергетика», PhD

 Е.А.Сарсенбаев

« 3 » 03 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Студенту Варрику Михаилу Андреевичу

Тема: Модернизация системы электроснабжения химического завода

Утверждена приказом проректора университета № 497-П от 20.12.2018 г.

Срок сдачи законченной работы: 6.05.2019 г.

Исходные данные к выполнению дипломной работы: Питание завода может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением $U=220/110/35$ кВ. Работа трансформаторов раздельная. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 20 км. Завод работает в 3 смены, даны электрические нагрузки по цехам завода.

Перечень вопросов подлежащих к разработке дипломной работы:

- а) Расчет электрических нагрузок по химическому заводу;*
- б) Сравнение вариантов внешнего электроснабжения химического завода;*
- в) Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U=10$ кВ;*
- г) Электробезопасность.*

Перечень графического материала: Графический материал представить в виде презентации.





Рекомендуемая основная литература: 12 наименований.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
1. Расчет электрических нагрузок по химическому заводу	10.03.2019г.	нет
2. Сравнение вариантов внешнего электроснабжения химического завода	25.03.2019г.	нет
3. Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания U=10кВ	10.04.2019г.	нет
4. Электробезопасность	25.04.2019г.	нет

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты	Дата подписания	Подпись
1. Основная часть	PhD, сениор-лектор Н.Е.Балгаев	15.05.19г.	
2. Техничко-экономический расчет	PhD, сениор-лектор Н.Е.Балгаев	15.05.19г.	
3. Электробезопасность	PhD, сениор-лектор Н.Е.Балгаев	15.05.19г.	
Нормоконтролер	PhD, сениор-лектор Н.Е.Балгаев	15.05.19г.	

Научный руководитель _____  Н.Е.Балгаев

Задание принял к исполнению обучающаяся _____  М.А.Варрик

Дата "15" января 2019 г.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыста химиялық зауытты электрмен жабдықтауды есептеу жүргізілді. Жаңа қосалқы станцияның құрылысына байланысты зауыттың электрмен жабдықтау жүйесін жаңғырту қажеттілігі туындады, зауыт цехтарына электр және жарықтандыру жүктемелері есептелді, жалпы алғанда цех пен негізгі қосалқы стансалар, коммутациялық қондырғылар мен жабдықтар, кабельдер мен датчиктер таңдалды. Зауыттың электрмен жабдықтау тізбегі әзірленді, электр қауіпсіздігі секциясында трансформаторлық қосалқы станцияның қорғаныс жерленуі және найзағайдан қорғау есептелді

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе выполнен расчет электроснабжения химического завода. В связи со строительством новой подстанции возникла необходимость модернизации системы электрообеспечения завода, был произведен расчёт электрических и осветительных нагрузок по цехам завода и в целом, выбраны цеховые и главная понижающая подстанция, коммутационные аппараты и оборудования, кабели и измерительные приборы. Разработана схема электроснабжения завода, в разделе электробезопасности рассчитана защитное заземление ТП и защита от молнии.

ANNOTATION

In the thesis work carried out the calculation of the power supply of a chemical plant. In connection with the construction of a new substation, the need to modernize the plant's electrical supply system arose, the electrical and lighting loads were calculated for the plant's workshops and, in general, the workshop and the main step-down substation, switching devices and equipment, cables and gauges were selected. The plant's power supply circuit has been developed; in the electrical safety section, the protective grounding of the transformer substation and lightning protection are calculated.

Содержание

Введение	7
1 Расчет электрических нагрузок по химическому заводу	8
1.1 Исходные данные к дипломной работе	8
1.2 Расчет осветительной нагрузки завода	9
1.3 Методика расчета электрических нагрузок по цехам завода	12
1.4 Расчет электрических нагрузок по заводу на шинах 0,4 кВ	13
1.5 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ	14
1.6 Распределение $Q_{\text{нбк}}$ пропорционально реактивным нагрузкам ТП	20
1.7 Уточненный расчет электрических нагрузок по химическому заводу.	21
2 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения химического завода	29
2.1 Первый вариант внешнего электроснабжения	29
2.2 Второй вариант внешнего электроснабжения	35
2.3 Третий вариант внешнего электроснабжения	40
3 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U=10\text{кВ}$	47
3.1 Расчет токов короткого замыкания $U=10\text{кВ}$	47
3.2 Выбор оборудования	49
4 Электробезопасность	60
4.1 Молниезащита ГПП	60
4.2 Заземление ОРУ-220 кВ	61
Заключение	63
Список используемой литературы	64

ВВЕДЕНИЕ

Основными потребителями электрической энергии являются промышленность, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйство городов и поселков. При этом на промышленные объекты приходится более двух трети потребления электроэнергии.

Электроэнергия применяется буквально во всех отраслях народного хозяйства, особенно для электропривода различных механизмов для различных электротехнологических установок, в первую очередь для электротермических и электросварочных установок, электролиза, электроискровой и электрозвуковой обработки материалов, электроокраски.

Большую группу электроприемников составляют приводы общепромышленных механизмов, применяемые во всех отраслях народного хозяйства: подъемно-транспортные машины, поточно-транспортные системы, компрессоры, насосы, вентиляторы.

Для обеспечения подачи электроэнергии в необходимом количестве и соответствующего качества от энергосистем промышленным объектам, установкам, устройствам и механизмам служат системы электроснабжения промышленных предприятий, состоящие из сетей напряжением до 1000В и выше и трансформаторных, преобразовательных и распределительных подстанций.

Передача, распределение и потребление выработанной энергии на промышленных предприятиях должны производиться с высокой экономичностью и надежностью. Для обеспечения этого энергетиками создана надежная и экономичная система распределения электроэнергии на всех ступенях применяемого напряжения с максимальным приближением высокого напряжения к потребителям.

Потребители электрической энергии имеют свои специфические особенности, чем и обусловлены определенные требования электроснабжению - надежность питания, качество электроэнергии, резервирование и защита отдельных элементов. При проектировании сооружений и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий необходимо правильно в технико-экономическом аспекте осуществлять выбор напряжений, определять электрические нагрузки, выбирать типаж, число и мощность трансформаторных подстанций, виды их защит, системы компенсации реактивной мощности и способы регулирования напряжения.

В системе цехового распределения электроэнергии широко используют комплектные распределительные устройства, подстанции и силовые токопроводы. Это создает гибкую и надежную систему распределения, в результате чего экономится большее количество проводов и кабелей.

Рассматриваемая дипломная работа посвящена модернизации электроснабжения химического завода.

Расчет электрических нагрузок по химическому заводу

1.1 Исходные данные к дипломной работе

Питание химического завода может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением $U=220/110/35$ кВ. Работа трансформаторов раздельная. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 20 км. Завод работает в 3 смены. Исходные данные заводу приведены в таблице 1. Генеральный план расположения электроприемников приведен в рисунке 1.

Таблица 1 - Сведения об электрических нагрузках по цехам химического завода

№ по плану	Наименование	Кол-во ЭП, п	Установленная мощность	
			Одного ЭП P_n , кВт	Суммарная ΣP_n , кВт
1	2	3	4	5
1	Цех хлора, каустика и хлорофоса	150	5-56	6800
2	Цех метиленхлорида	80	10-110	5850
3	Цех рафинаций	50	2-120	5500
4	Материальный склад	20	5-35	290
5	Цех сульфата аммония №1	33	2,2-100	694,69
5а	Цех сульфата аммония №2	30	1-42	580
6	Цех сжигания газов	31	0,8-48,1	200,5
7	Ремонтный цех	30	1-50	480
8	Гараж	20	1-30	280
9	Компрессорная а) 0,4 кВ б) СД 10 кВ	10	10-40	250
		6	1250	7500
10	Склад готовой продукции	15	5-35	280
11	Котельная	60	10-100	1750
12	Заводоуправление и столовая	50	1-30	400

1.2 Расчет осветительной нагрузки завода

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки химзавода производим упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса [1].

По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену и определяется по формуле

$$P_{PO} = K_{CO} \cdot P_{YO}, \text{ кВт} \quad (1)$$

$$Q_{PO} = \text{tg} \varphi_0 \cdot P_{PO}, \text{ квар}, \quad (2)$$

где K_{CO} – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки, числовые значения которого принимаем по справочнику;

$\text{tg} \varphi_0$ - коэффициент реактивной мощности;

P_{YO} –установленная мощность приемников освещения по цеху, определяется по удельной осветительной нагрузке на 1 м^2 поверхности пола известной производственной площади

$$P_{YO} = \rho_0 \cdot F, \text{ кВт}. \quad (3)$$

где F - площадь производственного помещения, которая определяется по генеральному плану завода, в м^2

$$F_{\text{ТЕР.ЦЕХОВ}} = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_{12}, \quad (4)$$

$$F_{\text{ТЕР.ЗАВОД}} = A \times B, \text{ м}^2 \quad (5)$$

$$F_{\text{ОСВ.ТЕРР.}} = F_{\text{ТЕР.ЗАВОДА}} - F_{\text{ТЕР.ЦЕХОВ}}, \quad (6)$$

ρ_0 – удельная расчетная мощность в кВт на 1 м^2 . Эта величина зависит от рода помещения и выбирается согласно таблице [2]. Все расчетные данные заносим в таблицу 2.

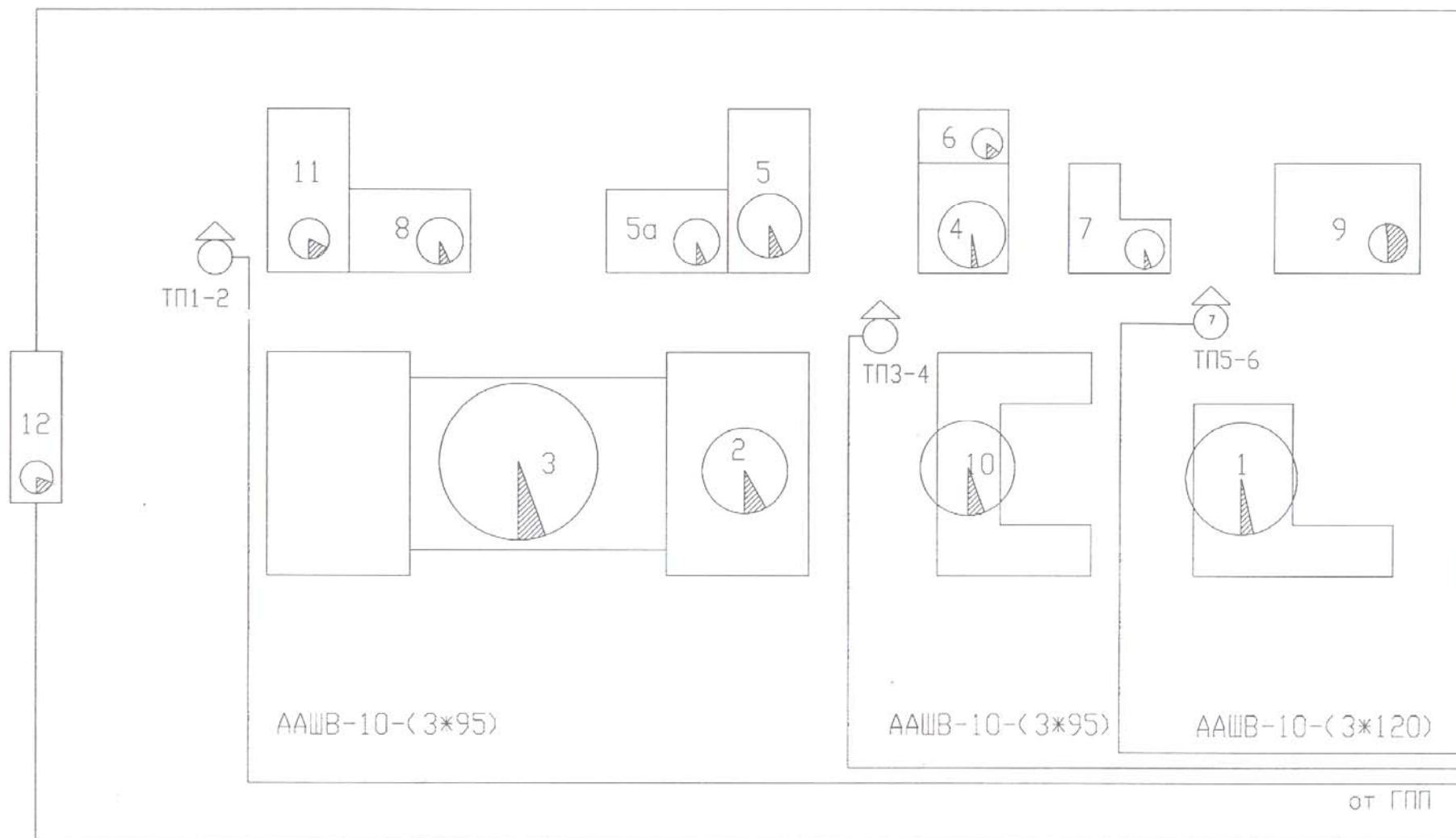


Рисунок 1 – Генеральный план химического завода

Таблица 2 - Расчет осветительной нагрузки завода

№№ по плану	Наименование производственного помещения	Размеры помещения, длина(м) × ширина(м)	Площадь помещения, м ²	Удельная осветительная нагрузка, кВт/м ²	Коэффициент спроса, Кс	Установленная мощность освещения, Р _{уо} , кВт	Расчетная мощность осветительной нагрузки		cosφ / tgφ
							Р _{ро} , кВт	Q _{ро} , квар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Цех хлора, какустика и хлорофоса	67,8×150,6	10354,5	0,016	0,8	165,7	132,5	66,3	0,9/0,5
2	Цех метиленхлорида	43×146,1	6290,8	0,016	0,8	100,7	80,5	40,3	0,9/0,5
3	Цех рафинаций	103,5×60,2+ 60,2*38,6	9836,7	0,016	0,8	157,4	125,9	63,	0,9/0,5
4	Материальный склад	55,9×146,3	8172,5	0,01	0,7	81,7	57,2	28,6	0,9/0,5
5	Цех сульфата аммония №1	30×64,7	1935,0	0,016	0,8	31,0	24,7	12,4	0,9/0,5
5а	Цех сульфата аммония №2	48*30,5	1440,0	0,015	0,95	21,6	20,52	10,26	0,9/0,5
6	Цех сжигания газов	30×51,6	1548,1	0,016	0,8	24,8	19,8	9,9	0,9/0,5
7	Электроремонтный цех	64,5×30,2	1941,5	0,016	0,8	31,1	24,9	12,4	0,9/0,5
8	Гараж	30,1×38,7	1164,9	0,013	0,7	15,1	10,6	5,3	0,9/0,5
9	Компрессорная а) 0,4 кВ б) СД 10 кВ	60,2×21,6	1294,3	0,013	0,7	16,8	11,8	5,9	0,9/0,5
10	Склад готовой продукции	34,4×106,5	3698,1	0,01	0,7	37,0	25,9	12,8	0,9/0,5
11	Котельная	64,5×21,5	1386,8	0,013	0,7	18,0	12,6	6,3	0,9/0,5
12	Зав.управление и столовая	38,7×124,7	4825,9	0,02	0,9	96,5	86,9	43,4	0,9/0,5
	Территория	813,4×503	311025,4	0,0005	1	640,8	639,72	319,86	0,9/0,5

1.3 Методика расчета электрических нагрузок по цехам завода

Электрические нагрузки являются исходными данными при проектировании электроснабжения промышленных предприятий. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, выбираются защитные устройства и компенсирующие установки, определяют потери мощности и электроэнергии, рассчитываются отклонения и колебания напряжения. В данной дипломной работе расчет нагрузки производится методом упорядоченных диаграмм.[1]

Расчет электрических нагрузок производится в таблице 3. Эта таблица является сводной как для подсчета силовых нагрузок по отдельным узлам питания, так и для шин ТП.

В порядок расчета и заполнения таблицы входит следующее:

- 1) В графе 1 проставляются номера технологического оборудования.
- 2) В графе 2 для каждого узла питания записывается наименование и номер узла питания, группа и мощность электроприемников.
- 3) В графе 3 – количество рабочих электроприемников.
- 4) В графе 4 по каждой характерной группе электроприемников записывается минимальная и максимальная мощность ЭП.
- 5) В 5 графе – суммарная установленная мощность ЭП, приведенная к ПВ=100%.
- 6) Графа 6 заполняется только в итоговой строке. Число m определяется по формуле:

$$m = \frac{P_{H \text{ макс.}}}{P_{H \text{ мин.}}} \quad (7)$$

- 7) Графа 7 и 8 – значение коэффициента использования и мощности.
- 8) В графе 9 и 10 подсчитывается средняя активная и реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждой характерной группы электроприемников по формуле

$$P_{CM} = K_{II} \cdot P_H, \text{ кВт} \quad (8)$$

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ квар} \quad (9)$$

9) В графе 11 определяется искомое значение эффективного числа электроприемников.

10) Графа 13 и 14 – максимальная активная и реактивная получасовые нагрузки от силовых электроприемников узла рассчитываются по формулам

$$P_M = K_M \cdot P_{CM}, \text{ кВт} \quad (10)$$

$$\text{при } n_3 \leq 10, Q_M = 1,1 \cdot Q_{CM}, \text{ квар} \quad (11)$$

$$\text{при } n_3 > 10 Q_M = Q_{CM}, \text{ квар.}$$

Значение коэффициента максимума зависит от коэффициента использования $K_{и}$ данной группы приемников и эффективного числа приемников n_3 . Коэффициент максимума находим по кривым, приведенным в [1].

11) Максимальная полная нагрузка расчетного узла питания определяется по ниже приведенной формуле и записывается в графу 15

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} \quad (12)$$

12) Графа 16 - расчетный максимальный ток по формуле для трехфазного тока

$$I_P = \frac{S_M}{\sqrt{3} \times U}. \quad (13)$$

1.4 Расчет электрических нагрузок по заводу на шинах 0,4 кВ

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ по цехам химического завода производим также методом упорядоченных диаграмм упрощенным способом [2]. Результаты расчета силовых и осветительных нагрузок по цехам сведены в таблицу 4.

С целью определения места расположения ГПП предприятия, а также цеховых ТП при проектировании строят картограмму электрических нагрузок. Картограмма представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, площадь которых соответствуют в выбранном масштабе расчетным нагрузкам цехов.

Для низковольтной нагрузки картограмма должна наглядно показывать долю осветительной нагрузки цеха, которую можно изобразить в виде сектора круга соответствующего цеха.

Радиус окружности для расчета картограммы электрических нагрузок

$$r_i = \sqrt{\frac{P_p}{\pi m}} \quad (14)$$

Для цеха с наибольшей активной мощностью P_p строим окружность, определяем радиус, находим масштаб

$$m = \frac{P}{\pi \times r^2}. \quad (15)$$

Угол сектора (доля осветительной нагрузки)

$$\alpha = \frac{P_{po}}{P_p} \times 360. \quad (16)$$

Для высоковольтных нагрузок, т.е. для цехов имеющих СД примем свой масштаб и рассчитаем радиус окружности картограммы.

На генеральном плане (Рисунок 1) показывается картограмма электрических нагрузок (низковольтных и высоковольтных). Для низковольтной нагрузки картограмма должна наглядно показывать долю осветительной нагрузки цеха, которую на генеральном плане изображаем в виде сектора круга соответствующего цеха.

1.5 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов:

- категории надежности электроснабжения потребителей;
- компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ;
- перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режимах;
- шага стандартных мощностей; экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки и т.п.

Данные для расчета:

$$P_{p0,4} = 13930 \text{ кВт};$$

$$Q_{p0,4} = 8853 \text{ квар};$$

$$S_{p0,4} = 16505 \text{ кВА}.$$

Химический завод относится ко 2 категории потребителей, объект работает в три смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов $K_{зтр} = 0,8$. При плотности нагрузки напряжением 380 В до 0,2-0,3 кВА/м² принимаем трансформатор мощностью $S_{нт} = 1600$ кВА.

Таблица 3 - Расчет силовой нагрузок по цехам химического завода напряжением 0,4 кВ

№ цехов	Наименование цехов	Кол-во ЭП, n	Устан. мощность, кВт		m	K _и	cosφ	Средние нагрузки		n _э	K _м	Расчетные нагрузки			I _р , А
			P _{н min} ÷ P _{н max}	ΣP _н				P _{см} , кВт	Q _{см} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Цех хлора, какустика и хлорофоса	150	5-55	6800	>3	0,5	0,75	3400	2550,0	150	1,05	3570,0	2550,0		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											3702,5	2616,3	4533,6	6896,3
2	Цех метиленхлорида	80	10-100	5850	>3	0,5	0,75	2925	2193,8	80	1,1	3217,5	2193,8		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											3298,0	2234,0	3983,4	6059,4
3	Цех рафинации	50	2-120	5500	>3	0,5	0,88	2750	2420,0	50	1,11	3052,5	2420,0		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											3178,4	2483,0	4033,3	6135,2
4	Материальный склад	20	5-30	290	>3	0,3	0,75	87	65,3	19	1,34	116,6	65,3		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											173,8	93,9	197,5	300,4
5	Цех сульфата аммония №1	30	1-40	580	>3	0,3	1,02	174,0	177,5	29	1,24	215,8	177,5		
	а) силовая														
	б) осветительная														
	Итого											240,5	189,9	306,4	466,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
5а	Цех сульфата аммония №2														
	а) силовая	33	2,2-100	694,69	>3	0,19	1,02	165,2	179,52	18	1,55	227,76	179,52		
	б) осветительная											20,52	10,26		
	итого											248,28	189,78	312,5	474,9
6	Цех сжигания газов														
	а) силовая	31	0,8-48,1	200,5	>3	0,4	1,33	80,2	106,7	8	1,52	121,9	117,3		
	б) осветительная											19,8	9,9		
	итого											141,7	127,2	190,5	289,7
7	Электроремонтный цех														
	а) силовая	35	1-50	480	>3	0,3	1,02	144	146,9	19	1,34	193,0	146,9		
	б) осветительная											24,9	12,4		
	Итого											217,8	159,3	269,9	410,5
8	Гараж														
	а) силовая	20	1-30	280	>3	0,2	1,02	56	57,1	11	1,8	100,8	57,1		
	б) осветительная											10,6	5,3		
	Итого											111,4	62,4	127,7	194,2
9	Компрессорная														
	а) силовая	10	10-40	250	>3	0,65	0,75	162,5	121,9	10	1,2	195,0	134,1		
	б) осветительная											11,8	5,9		
	итого											206,8	140,0	249,7	379,8
10	Склад готовой продукции														
	а) силовая	15	5-30	280	>3	0,3	0,75	84	63,0	15	1,43	120,1	63,0		
	б) осветительная											25,9	12,9		
	итого											146,0	75,9	164,6	250,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
11	Котельная														
	а) силовая	60	10-100	1750	>3	0.5	0.75	875	656,3	35	1,5	1312,5	656,3		
	б) осветительная											12,6	6,3		
	итого											1325,1	662,6	1481,5	2253,6
12	Столовая, заводоуправление														
	а) силовая	50	1-30	400	>3	0,5	0,75	200	150	27	1,17	234	165		
	б) осветительная											86,9	43,4		
	итого											320,9	208,4	382,6	582,0
	Освещение территории											639,72	319,86		
	Итого на шинах 0,4 кВ											13930	8853	16505	

Для каждой группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки, рассчитывается по формуле

$$N_{\text{т min}} = \frac{P_{\text{р0,4}}}{K_3 \times S_{\text{HT}}} + \Delta N = \frac{13930}{0,8 \times 1600} + 0,11 = 11 \quad (17)$$

где $P_{\text{р0,4}}$ – суммарная расчетная активная нагрузка;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

S_{HT} – принятая номинальная мощность трансформатора;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа

Экономически целесообразное число трансформаторов определяется по формуле: $N_{\text{т.э}} = N_{\text{min}} + m$,

где m – дополнительное число трансформаторов.

$N_{\text{т.э}}$ - определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат $Z_{\text{п/ст}}^*$.

$Z_{\text{п/ст}}^* = 0,5$; $K_3 = 0,8$; $N_{\text{min}} = 11$; $\Delta N = 0,11$. следовательно $m=1$.

Тогда из справочника по кривым определяем m , для нашего случая $m = 1$, значит $N_{\text{т.э}} = 11+1=12$ трансформаторов.

Составим схему замещения для расчета реактивной мощности до 1кВ (Рисунок 2).

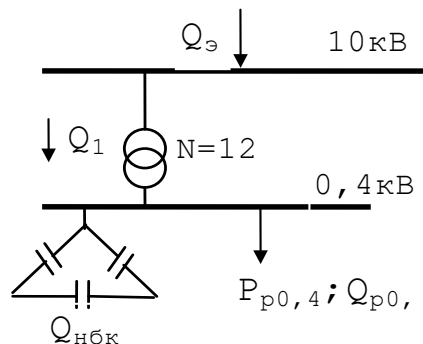


Рисунок 2 – Схема замещения НКБ

По выбранному числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность Q_1 , которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяется по формуле:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\text{тэ}} \times S_{\text{HT}} \times K_3^2) - P_{\text{р0,4}}^2} = \sqrt{(12 \times 1600 \times 0,8)^2 - 13930^2} = 6471 \text{ квар.} \quad (18)$$

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину $Q_{\text{НБК 1}}$

$$Q_{\text{НБК1}} + Q_1 = Q_{P0,4}, \quad (19)$$

отсюда

$$Q_{\text{НБК 1}} = Q_{P0,4} - Q_1 = 8853 - 6461 = 2382 \text{ квар}$$

Дополнительная мощность $Q_{\text{НБК2}}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле

$$Q_{\text{НБК2}} = Q_{P0,4} - Q_{\text{НБК1}} - \gamma \cdot N_{\text{ТЭ}} \cdot S_{\text{НТ}} \quad (20)$$

$$Q_{\text{НБК 2}} = 8853 - 2382 - 0,75 \times 12 \times 1600 = - 7929 \text{ квар}$$

где $\gamma = 0,75$ – расчетный коэффициент; $\gamma = f(K_1, K_2, \text{сх. питания ТП})$.
 $K_1=16$; $K_2=3$ - для трансформаторов мощностью $S_{\text{НТ}}=1600$ кВА [2].
 Так как $Q_{\text{НБК2}} < 0$, то принимаю $Q_{\text{НБК2}}=0$, отсюда следует, что

$$Q_{\text{НБК}} = Q_{\text{НБК1}} + Q_{\text{НБК2}} = 2382 + 0 = 2382 \text{ квар.}$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор

$$Q_{\text{НБК ТП}} = \frac{Q_{\text{НБК}}}{N_{\text{ТЗ}}} = \frac{2382}{12} = 198,5 \approx 200 \text{ квар.} \quad (21)$$

Выбираем НБК: УКБН-0,38-150-50У3.

На основании расчетов, полученных в данном пункте, составляется таблица 4, в которой показано распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП [5].

Цеховые ТП принимаю двухтрансформаторными. Цеха группирую по территориальному признаку с учетом их нагрузок. ТП1-ТП6 подключены к шинам ГПП. На генеральном плане завода разместим ТП1-ТП6 (10/0,4 кВ). Основными потребителями на заводе являются высоковольтные синхронные двигатели, которые находятся в цехах, расположенных далеко от ГПП, поэтому в них размещаем распределительные пункты (РП).

Таблица 4 - Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП (предварительное)

№ №ТП, S _{н тп} , Q _{нбк тп}	№ № цеха	P _{р0,4} , кВт	Q _{р0,4} , квар	S _{р0,4} , кВА	Кз'	
1	2	3	4	5	6	
ТП 1 (2×1600) ТП 2 (2×1600) ΣS _н =6400кВА Q _{нбк} =4×150	3	3178,4	2483			
	11(50%),	662,5	331,3			
	12	320,9	208,4			
	8	4161,8	3022,7			
				-600		
Итого		4161,8	2422,7	4815,6	0,75	
ТП 3 (2×1600) ТП 4 (2×1600) ΣS _н =6400 кВА Q _{нбк} =4×150 квар	2	3298	2234			
	10	146	75,9			
	11 (50%)	662,5	331,3			
	освещение	619,2	309,6			
			4725,7	2950,8		
				- 600		
Итого		4725,7	2350,8	5278,1	0,82	
ТП5 (2×1600) ТП6 (2×1600) ΣS _н =6400 кВА	1	3702,5	2616,3			
	9	206,8	140			
	4	173,8	93,9			
	5	240,5	189,9			
	5a	248,28	189,78			
	6	141,7	127,2			
	7	217,8	159,3			
			4323,6	30,40		
			-	-600		
	Итого		4571,88	2629,88	5274,31	0,82

1.6 Распределение Q_{нбк} пропорционально реактивным нагрузкам ТП

Исходные данные: Q_{р0,4}=9362,4 квар, Q_{нбк}=2382 квар.

ТП1, ТП2: Q_{р тп1,2}=3022,7 квар, Q_{р нбк тп1,2}= X, ТОГДА

$$Q_{р нбк тп1,2} = \frac{Q_{нбк} \times Q_{р тп1,2}}{Q_{р0,4}} = \frac{2382 \times 3022,7}{9362,4} = 769 \text{ квар} \quad (22)$$

т.о. фактическая реактивная мощность: Q_{фТП1,2}=4×150=600квар, а некомпенсированная мощность равна

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{р ТП 1,2}} - Q_{\text{ф ТП 1,2}} = 3022,7 - 600 = 2422,7 \text{ квар.}$$

ТП3, ТП4: $Q_{\text{р ТП 3,4}} = 2950,8$ квар, $Q_{\text{р нбк ТП 3,4,5}} = X$, тогда

$$Q_{\text{р нбк ТП 3,4}} = \frac{Q_{\text{нбк}} \times Q_{\text{р ТП 3,4}}}{Q_{\text{р 0,4}}} = \frac{2382 \times 2950,8}{9362,4} = 750 \text{ квар,}$$

т.о. фактическая реактивная мощность: $Q_{\text{ф ТП 1,2}} = 4 \times 150 = 600$ квар, а некомпенсированная мощность равна

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{р ТП 3,4}} - Q_{\text{ф ТП 3,4}} = 2950,8 - 600 = 2350,8 \text{ квар.}$$

ТП5, ТП6: $Q_{\text{р ТП 5.6}} = 3040,1$ квар, $Q_{\text{р нбк ТП 5.6}} = X$, тогда

$$Q_{\text{р нбк ТП 5.6}} = \frac{Q_{\text{нбк}} \times Q_{\text{р ТП 5.6}}}{Q_{\text{р 0,4}}} = \frac{2382 \times 3040,1}{9362,4} = 773 \text{ квар,}$$

т.о. фактическая реактивная мощность: $Q_{\text{ф ТП 6}} = 4 \times 150 = 600$ квар, а некомпенсированная мощность равна

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{р ТП 5.6}} - Q_{\text{ф ТП 5.6}} = 3040,1 - 600 = 2440,1 \text{ квар.}$$

Расчетные и исходные данные по распределению $Q_{\text{нбк}}$ по ТП сведем в таблицу 5.

Таблица 5 - Окончательное определение мощности НБК

№ № ТП	$Q_{\text{р тп}}$, квар	$Q_{\text{р нбк тп}}$, квар	$Q_{\text{ф. тп}}$, квар	$Q_{\text{неск.}}$, квар
1	2	3	4	5
ТП1, ТП2	3022,7	769	600	2422,7
ТП3, ТП4	2950,8	750	600	2350,8
ТП5, ТП6	3040,1	773	600	2440,1
Итого	9013,6	2292	1800	7213,6

1.7 Уточненный расчет электрических нагрузок по химическому заводу

1.7.1 Определение потерь мощности в ЦТП

Выбираем трансформаторы ТМЗ-1600-10/0,4 с паспортными данными:
 $S_{\text{н}} = 1600$ кВА; $I_{\text{х}} = 1,6\%$; $U_{\text{к}} = 5,5\%$; $\Delta P_{\text{хх}} = 3,3$ кВт; $\Delta P_{\text{кз}} = 18$ кВт.

Для ТП1, ТП2: $K_{\text{з}} = 0,75$, $N = 4$.

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_{K3} \times K_3^2 = 3,3 + 18 \times 0,75^2 = 13,4 \text{ кВт} \quad (23)$$

$$\Sigma \Delta P_T = 4 \times 13,4 = 53,6 \text{ кВт} \quad (24)$$

$$\Delta Q_T = \frac{I_{xx} \times S_H}{100} + \frac{U_{K3} \times S_H \times K_3^2}{100} = \frac{1,3}{100} \times 1000 + \frac{5,5}{100} \times 1000 \times 0,75^2 = 43,9 \text{ квар} \quad (25)$$

$$\Sigma \Delta Q_T = 4 \times 43,9 = 175,6 \text{ квар} \quad (26)$$

ТП3, ТП4: $K_3 = 0,82$, $N = 4$

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_{K3} \times K_3^2 = 3,3 + 18 \times 0,82^2 = 15,4 \text{ кВт};$$

$$\Sigma \Delta P_T = 4 \times 15,4 = 61,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = \frac{I_{xx} \times S_H}{100} + \frac{U_{K3} \times S_H \times K_3^2}{100} = \frac{1,3}{100} \times 1000 + \frac{5,5}{100} \times 1000 \times 0,82^2 = 49,9 \text{ квар}$$

$$\Sigma \Delta Q_T = 4 \times 49,9 = 199,6 \text{ квар.}$$

ТП5, ТП6: $K_3 = 0,78$, $N = 4$

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_{K3} \times K_3^2 = 3,30 + 18 \times 0,78^2 = 14,2 \text{ кВт};$$

$$\Sigma \Delta P_T = 4 \times 14,2 = 56,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = \frac{I_{xx} \times S_H}{100} + \frac{U_{K3} \times S_H \times K_3^2}{100} = \frac{1,3}{100} \times 1000 + \frac{5,5}{100} \times 1000 \times 0,78^2 = 46,4 \text{ квар}$$

$$\Sigma \Delta Q_T = 4 \times 46,4 = 185,6 \text{ квар.}$$

Суммарные потери во всех трансформаторах:

$$\Sigma \Delta P_T = 53,6 + 61,5 + 56,8 = 172 \text{ кВт.}$$

$$\Sigma \Delta Q_T = 199,6 + 203,6 + 185,6 = 588,8 \text{ квар.}$$

1.7.2 Определение расчетных мощностей синхронных двигателей

Исходные данные для СД компрессорной: $P_{H \text{ СД}} = 1250 \text{ кВт}$; $\cos \varphi = 0,9$;

$$N_{\text{СД}} = 6; \quad k_3 = \beta = 0,85.$$

Определим расчетные активные и реактивные мощности для СД:

$$P_{\text{рСД}} = P_{\text{нСД}} \times N_{\text{СД}} \times k_3 = 1250 \times 6 \times 0,85 = 6375 \text{ кВт} \quad (27)$$

$$Q_{\text{нСД}} = P_{\text{нСД}} \times \text{tg } \varphi \times N_{\text{СД}} = 1250 \times 6 \times 0,48 = 3600 \text{ квар} \quad (28)$$

$$Q_{\text{рСД}} = Q_{\text{нСД}} \times k_3 = 3600 \times 0,85 = 3060 \text{ квар} \quad (29)$$

1.7.3 Расчет компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП

Составим схему замещения, показанную на рисунке 3.

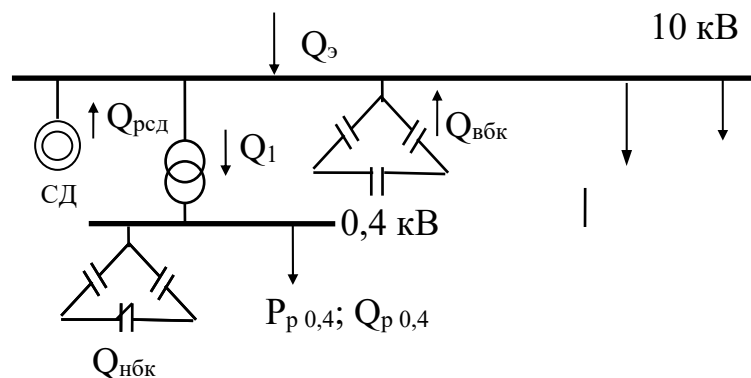


Рисунок 3 – Схема замещения

Расчет компенсации на шинах ГПП:

1) Составляется уравнение баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ относительно $Q_{\text{ВБК}}$:

$$Q_{\text{ВБК}} = Q_{\text{р0,4}} + \sum \Delta Q_{\text{ТР}} + Q_{\text{РЕЗ}} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{НБК}} - \sum Q_{\text{СД}}, \quad (30)$$

где $Q_{\text{э}}$ - входная реактивная мощность задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы, определяется по формуле [6]

$$Q_{\text{э}} = 0,23 \times \sum P_{\text{р}} = 0,23 \times (P_{\text{р0,4}} + \Delta P_{\text{Т}} + P_{\text{рСД}}) \quad (31)$$

$$Q_{\text{э}} = 0,23 \times (13682,2 + 172 + 6375) = 4652,7 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{рез}} = 0,1 \sum Q_{\text{р}} = 0,1 \times (Q_{\text{р0,4}} + \Delta Q_{\text{Т}}) = 0,1 \times (9362,4 + 578,8) = 995,1 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{ВБК}} = 9362,4 + 588,8 + 996,1 - 4652,7 - 1801 - 3060 = 1433,6 \text{ квар}.$$

Выбираем конденсаторные батареи для компенсации реактивной мощности типа УК-10-750 ЛУЗ, где $Q_n = 750$ квар, $n = 2$, $\Sigma Q_n = 1500$ квар.

Расчет силовой нагрузки по химическому заводу, включая низковольтную и высоковольтную нагрузки, потери в трансформаторах ЦТП, компрессорной, приведены в таблице 6.

Таблица 6- Расчет уточненной мощности по химическому заводу

№№ТП, S _{нт} , Q _{БК} ТП	№№ цеха	n	P _{n min} -P _{n max}	ΣP _н	Ки	Средняя мощность		n _э	K _м	Расчетные мощности			Кз
						P _{см} , кВт	Q _{см} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП1, ТП2 (4×1600 кВА) Силовая: Освещение: Q _{НБК} Итого	3	50	2-120	5500		2750	2420						
	11(50%)	30	10-100	875		437,5	328,1						
	12	50	1-30	400		200	150						
		130	1-120	6775	0,5	3387,5	2898,1	113	1,07	3624,625 219,1	2898,1 109,5 -600		
										3843,7	2407,6	4535,5	0,71
ТП3, ТП4, (4×1600 кВА) Силовая: Освещение: Освещение территории Q _{НБК} Итого	2	80	10-100	5850		2925	2193,8						
	10	15	5-30	280		84	63						
	11(50%)	30	10-100	875		437,5	328,1						
		125	100	7005	0,5	3446,5	2584,9	125	1,07	3687,8 112,7	2584,9 56,4		
										619	309,6		
											-600		
										3800,5	2350,9	4468,8	0,7

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП5, ТП6 (4×1600 кВА)	1	150	5-55	6800		3400	2550						
	9	10	10-40	250		162,5	121,9						
	4	20	5-30	290		87	65,3						
	5	30	1-40	580		174	177,5						
	5а	33	2.2-50	694.6 9		165.2	179.52						
Силовая:		309	1-55	9295. 1	0,5	4068.9	3200.92	276	1,01	4169.7	3200.92		
Освещение:										291.52	145.76		
Q _{нбк}											-600		
Итого										4461.22	2746.68	4928.8	0,77
Итого на шинах 0,4 кВ										11857.9	7315.4		
ΣΔP _T , ΣΔQ _T										172	588.8		
Нагрузка 0,4 кВ, приведенная к шинам 10 кВ										12029.9	7904.2		
Компрессорная	9	6	1250	7500						6375	- 3060		
ВБК											-1500		
Всего по заводу										18404,9	3344,2	18706,2	

2 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения химического завода

В связи с строительством новой подстанции вблизи завода возникла необходимость сравнения внешних источников питания. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 230/115/37 кВ (Рисунок 4). Работа трансформаторов раздельная. Мощность энергосистемы 700 МВА. Реактивное сопротивление системы до трансформатора, отнесенное к ее мощности, 0,2.

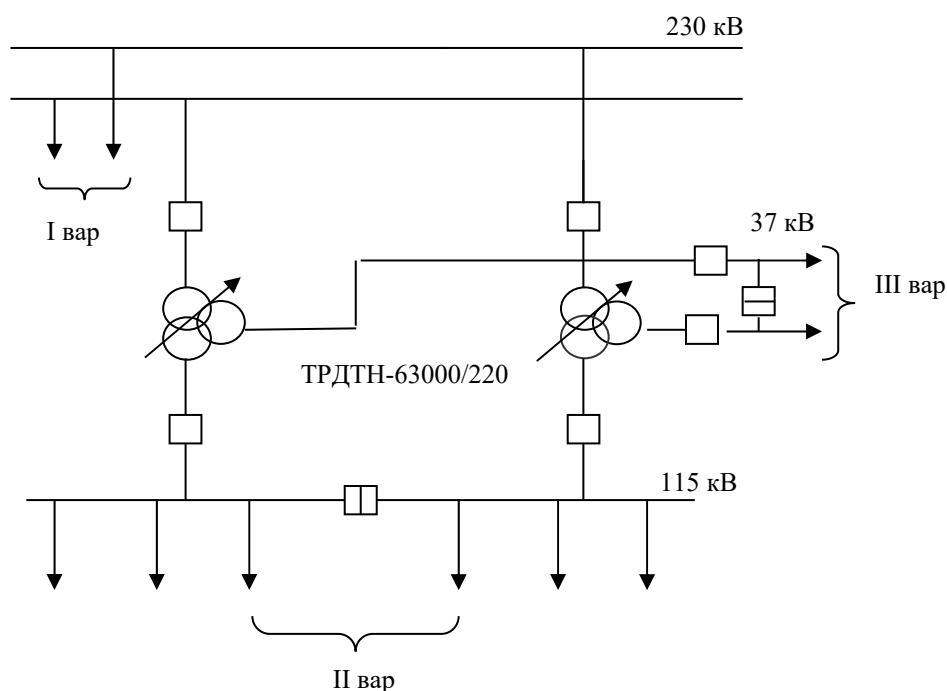


Рисунок 4 - Схема подстанции энергосистемы

На основании предложенной схемы намечам три технически равноценных варианта: **I вар: 230кВ; II вар: 115кВ; III вар: 37кВ.**

2.1 Первый вариант внешнего электроснабжения

Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S_{\text{тр гпп}} = \sqrt{P_p^2 + Q_{\vartheta}^2} = \sqrt{18404,9^2 + 4652,7^2} = 18983 \text{ кВА}$$

Принимаем трансформаторы 2×25000 кВА:

$$K_3 = \frac{S_{грпп}}{2 \cdot S_{нтр}} = \frac{18983}{2 \cdot 25000} = 0,3$$

Окончательно принимаем 2 трансформатора типа ТДТН-25000/220:
 $S_{н.тр}=25000$ кВА, $K_3=0,3$

Паспортные данные трансформаторов: $S_{н}=25$ МВА, $\Delta P_{хх}=45$ кВт,
 $U_{кз}=12\%$, $U_{вн}=230$ кВ, $\Delta P_{кз}=130$ кВт, $U_{нн}=11$ кВ, $I_{хх}=0,9\%$.

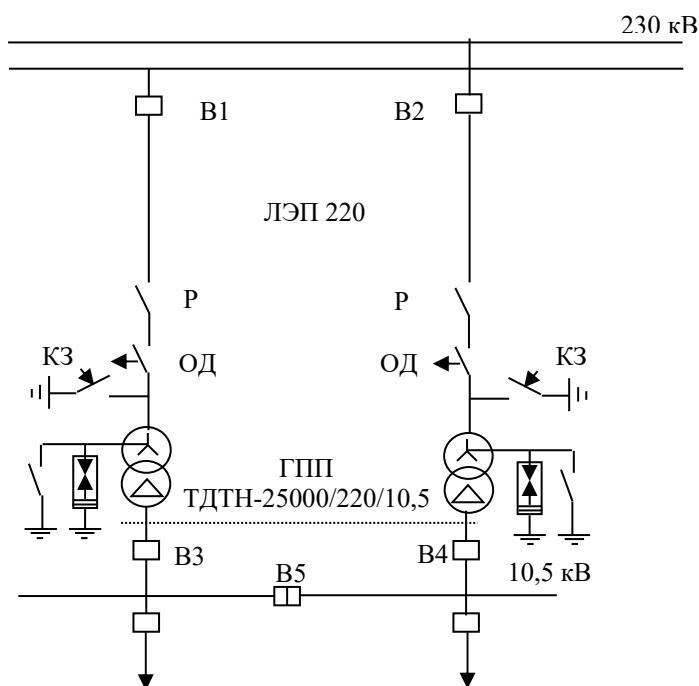


Рисунок 5 – Первый вариант внешнего электроснабжения

Рассчитаем потери мощности в этих трансформаторах

$$\Delta P_{тр \text{ гпп}} = 2(\Delta P_{хх} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2) = 2(45,0 + 130 \times 0,3^2) = 113,4 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{тр \text{ гпп}} = 2\left(\frac{I_{хх}}{100} \times S_{нтр} + \frac{U_{кз}}{100} \times S_{н} \times K_3^2\right) = 2\left(\frac{0,9}{100} \times 25000 + \frac{12}{100} \times 25000 \times 0,3^2\right) = 990 \text{ квар}$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

Число часов включения $T_{вкл}=4000$ ч и число часов использования максимума активной нагрузки $T_{м}=4000$ ч.

$$\Delta W_{тр \text{ гпп}} = 2(\Delta P_{хх} \times T_{вкл} + \Delta P_{кз} \times \tau \times K_3^2),$$

где $\tau = \left(0,124 + \frac{T_{м}}{10000}\right)^2 \times 8760 = 2405$ ч- время максимальных потерь

$$\Delta W_{тр \text{ гпп}} = 2(45 \times 4000 + 130 \times 2405 \times 0,3^2) = 416277 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

1) Выбор сечение ЛЭП-220 кВ

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{тр}})^2 + Q_{\text{э}}^2} = \sqrt{(18404,9 + 113,4)^2 + 4652,7^2} = 19115 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной линии

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3}U_n} = \frac{19115}{2\sqrt{3} \cdot 230} = 24 \text{ А}$$

Аварийный ток

$$I_{\text{ав}} = 2 \times I_p = 2 \times 24 = 48 \text{ А}$$

а) Определим сечение по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = I_p / J_{\text{э}} = 24 / 1,1 = 21,8 \text{ мм}^2,$$

где $J_{\text{э}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

Выбираем провод сечением 25 мм^2 .

б) По условию потерь на корону для ВЛ-220 кВ сечение должно быть не менее 240 мм^2 .

Принимаем провод АС-240, с $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

в) Проверим провод по рабочему току: $I_{\text{доп.пров}} \geq I_p$, ($610 \text{ А} > 24 \text{ А}$)

г) Проверим провод по аварийному режиму: $I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав}}$, ($793 \text{ А} > 48 \text{ А}$), где $I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times I_{\text{доп}} = 1,3 \times 610 = 793 \text{ А}$.

Определим потери электроэнергии в ЛЭП-220 кВ

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2(3I_p^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau) = 2 \times 3 \times 24^2 \times 9,2 \times 10^{-3} \times 2405,0 = 76467 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$R = r_0 \times l = 0,46 \times 20 = 9,2 \text{ Ом.}$$

Для выбора оборудования рассчитаем ток короткого замыкания. Составим схему замещения (Рисунок 6).

Рассчитаем действующее значение тока кз в точке К1:

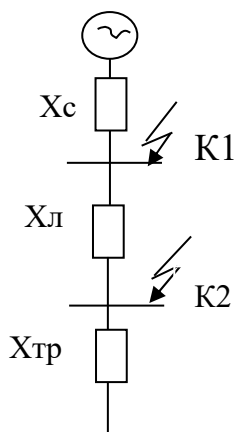
$$I_{\text{к1}} = \frac{I_{\text{б}}}{X_{\text{с}}} = 2,5 / 0,2 = 12,5 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} K_{\text{уд}} \times I_{\text{к1}} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 12,5 = 31,7 \text{ кА}$$

Мощность кз в точке К1:

$$S_{K1} = \sqrt{3} U_6 \times I_{K1} = \sqrt{3} \times 230 \times 12,50 = 4973 \text{ МВА}$$



$$S_6 = 1000 \text{ МВА}$$

$$S_c = 700 \text{ МВА}$$

$$U_6 = 230 \text{ кВ,}$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6} = 2,5 \text{ кА}$$

$$X_c = S_6 / S_{K3} = 0,2 \text{ о.е}$$

$$X_{л\text{эп}} = X_0 \times l \times S_6 / U_{cp}^2 = 0,12 \text{ о.е.}$$

Рисунок 6 – Расчет ТКЗ

Действующее значение тока кз в точке К2:

$$I_{K2} = \frac{I_6}{X_c + X_{л\text{эп}}} = 2,5 / (0,2 + 0,12) = 7,8 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} K_{уд} \times I_{K2} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 7,80 = 19,8 \text{ кА}$$

Мощность КЗ в точке К2:

$$S_{K2} = \sqrt{3} U_6 \times I_{K2} = \sqrt{3} \times 230 \times 7,80 = 3103 \text{ МВА}$$

2) Выбор выключателей В1, В2:

Выбираем выключатели типа ВВП-220Б-40/2000ХЛ1 (Таблица 7)

Таблица 7 – Выбор выключателей на 220 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{ав} = 48 \text{ А}$	$I_n \geq I_{ав}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{к1} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{к1}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд1} = 31,7 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд1}$

3) Выбор разъединителей 220 кВ:

Выбираем разъединители типа РНД(З)-220/1000 У1 (Таблица 8)

Таблица 8– Выбор разъединителей на 220 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_N=220$ кВ $I_N=1000$ А Искв.ампл.=68 кА Ипред.терм. ст.=31,5 кА	$U_p=220$ кВ $I_{ав}=48$ А $i_{уд2}=19,8$ кА $I_{к2}=7,8$ кА	$U_N \geq U_p$ $I_N \geq I_{ав}$ Искв.ампл. $\geq i_{уд2}$ Ипред.терм. ст. $\geq I_{к2}$

4) Выбор отделителей на 220 кВ

Выбираем отделители типа ОД-220/1000 УХЛ1 (Таблица 9)

Таблица 9 – Выбор отделителей на 220 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_N=220$ кВ $I_N=1000$ А Искв.ампл.=80 кА Ипред.терм. ст.=31,5 кА	$U_p=220$ кВ $I_{ав}=48$ А $i_{уд2}=19,8$ кА $I_{к2}=7,8$ кА	$U_N \geq U_p$ $I_N \geq I_{ав}$ Искв.ампл. $\geq i_{уд2}$ Ипред.терм. ст. $\geq I_{к2}$

5) Выбор короткозамыкателей на 220 кВ:

Выбираем короткозамыкатели типа КЗ-220У1 (Таблица 10)

Таблица 10 – Выбор короткозамыкателей на 220 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_N=220$ кВ Искв.ампл.=51 кА Ипред.терм. ст.=20 кА	$U_p=220$ кВ $i_{уд2}=19,8$ кА $I_{к2}=7,8$ кА	$U_N \geq U_p$ Искв.ампл. $\geq i_{уд2}$ Ипред.терм. ст. $\geq I_{к2}$

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

1) Затраты на трансформаторы ГПП

$$K_{тр\ гпп}=2 \times 38,5=77,0 \text{ млн.тг.}$$

2) Затраты на ЛЭП-220 кВ

$$K_{лэп220}=1 \times K_{лэп}=20 \times 4,41=88,2 \text{ млн.тг.}$$

3) Затраты на выключатели В1, В2

$$K_{в1,в2}=2 \times 7,8=15,6 \text{ млн.тг.}$$

4) Затраты на разъединители, отделители, короткозамыкатели и 3 разрядника РВС

$$K_{ввод}=2 \times 1,66=3,33 \text{ млн.тг.}$$

Суммарные затраты

$$\Sigma K_I = K_{В1,В2} + K_{ЛЭП220} + K_{Ввод} + K_{тр \text{ гпп}} = 15,6 + 88,2 + 3,33 + 77 = 184,13 \text{ млн.тг.}$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле

$$\Sigma I_I = I_a + I_{пот} + I_{э}, \text{ у.е.}$$

Амортизационные отчисления I_a :

$$I_a = E_a \cdot K$$

Для ВЛ-220 кВ на железобетонных опорах $E_a = 0,028$, для распределительных устройств и подстанций $E_a = 0,063$.

Амортизационные отчисления на оборудование

$$I_{a.об.} = E_{a.об.} \times \Sigma K_{об.} = E_{a.об.} \times (K_{тр} + K_{в} + K_{ввод}) = 0,063 \times 95,93 = 6,04 \text{ млн.тг.}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП

$$I_{a \text{ лэп}} = E_{a \text{ лэп}} \times K_{лэп} = 0,028 \times 88,2 = 2,5 \text{ млн.тг.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования

$$I_{эспл.обор.} = E_{эспл.обор.} \times \Sigma K_{обор.} = 0,03 \times 95,93 = 2,88 \text{ млн.тг.}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП

$$I_{эспл.лэп} = E_{эспл.лэп} \times K_{лэп} = 0,028 \times 88,2 = 2,47 \text{ млн.тг.}$$

При средней стоимости электроэнергии $C_0 = 14$ тг/кВт·ч, определим издержки на потери электроэнергии

$$I_{пот} = C_0 (\Delta W_{тр \text{ гпп}} + \Delta W_{лэп220}) = 14 \times (416277 + 76467) = 6,9 \text{ млн.тг.}$$

Определим суммарные издержки

$$\begin{aligned} \Sigma I_I &= I_{a \text{ обор.}} + I_{эспл.обор.} + I_{a \text{ лэп}} + I_{эспл.лэп} + I_{пот} = \\ &= 6,04 + 2,88 + 2,5 + 2,47 + 6,9 = 20,79 \text{ млн.тг.} \end{aligned}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению

$$Z_I = E \cdot K_I + I_I,$$

где $E=0,12$ -нормативный коэф-т эффективности капиталовложений

$$З_1=0,12 \times 184,13 + 20,79 = 42,88 \text{ млн.тг.}$$

2.2 Второй вариант внешнего электроснабжения

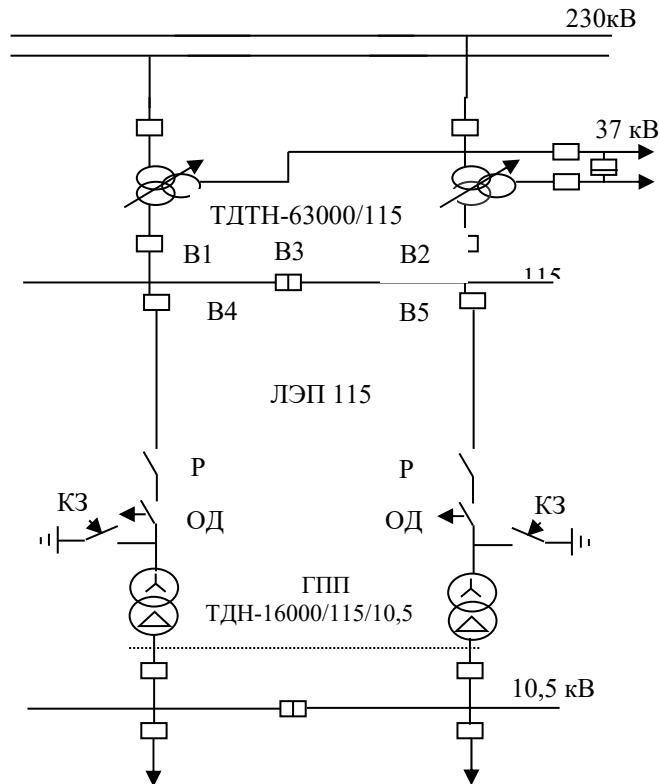


Рисунок 7 – Второй вариант внешнего электроснабжения

1) Выбор трансформатора ГПП.

Выбираем два трансформатора типа ТДН-16000/115: $S_{н \text{ тр}}=16000$ кВА; $K_3=0,6$. Паспортные данные трансформаторов: $S_{н}=16000$ кВА, $\Delta P_{xx}=26$ кВт, $U_{кз}=10,5\%$, $U_{вн}=115$ кВ, $\Delta P_{кз}=90$ кВт, $U_{нн}=11$ кВ, $I_{xx}=0,85\%$.

Рассчитаем потери мощности в этих трансформаторах

$$\Delta P_{\text{тр гпп}}=2(\Delta P_{xx}+\Delta P_{кз} \times K_3^2)=2(26+90 \times 0,6^2)=116,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{тр гпп}}=2\left(\frac{0,85}{100} \times 16000 + \frac{10,5}{100} \times 16000 \times 0,6^2\right)=1481,6 \text{ квар}$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

Число часов включения $T_{\text{вкл}}=4000$ ч и число часов использования максимума активной нагрузки $T_{\text{м}}=4000$ ч.

$$\Delta W_{\text{тр гпп}}=2(\Delta P_{\text{хх}} \times T_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{кз}} \times \tau \times K_3^2),$$

где $\tau = (0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000})^2 \times 8760 = 2405$ ч - время максимальных потерь

$$\Delta W_{\text{тр гпп}}=2(26 \times 4000 + 90 \times 2405 \times 0,6^2) = 363844 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

2) Выбор сечение ЛЭП-110 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{тр гпп}})^2 + Q_3^2} = \sqrt{(18404,9 + 116,8)^2 + 4652,7^2} = 19097 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной линии

$$I_p = \frac{S_{\text{лэп}}}{2\sqrt{3}U_n} = \frac{19097}{2\sqrt{3} \cdot 115} = 48 \text{ А}$$

Аварийный ток

$$I_{\text{ав}} = 2 \times I_p = 2 \times 48 = 96 \text{ А}$$

а) Определим сечение по экономической плотности тока

$$F_3 = I_p / J_3 = 48 / 1,1 = 43,6 \text{ мм}^2,$$

где $J_3 = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

Выбираем провод сечением 50 мм^2

б) По условию потерь на корону для ВЛ-110 кВ сечение должно быть не менее 70 мм^2 . Принимаем провод АС-70 с $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$.

в) Проверим провод по пропускной способности:

$$I_{\text{доп пров}} \geq I_p \quad (265 \text{ А} > 48 \text{ А})$$

г) Проверим провод по аварийному режиму:

$$I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав}},$$

где $I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times I_{\text{доп}} = 1,3 \times 265 = 344,5 \text{ А}$, ($344,5 \text{ А} > 96 \text{ А}$)

Определим потери электроэнергии в ЛЭП-110 кВ

$$\Delta W_{\text{лэп}} = 2(3I_p^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau) = 2 \times 3 \times 48^2 \times 5,8 \times 10^{-3} \times 2405 = 192830 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$R = r_0 \times l = 0,29 \times 20 = 5,8 \text{ Ом, где } r_0 = 0,29$$

3) Выбор трансформаторы энергосистемы:

Выбираем два трансформатора типа ТДТН-63000/220/115/37.

Найдем γ_1 -коэффициент долевого участия проектируемого завода в мощности трансформаторов энергосистемы

$$\gamma_1 = \frac{S_{лэн_{35}}}{2 * S_{номтр}} = \frac{19097}{2 \times 63000} = 0,15$$

Рассчитаем потери мощности в трансформаторах энергосистемы:

$$\Delta P_{тр гпп} = 2(91 + 320 \times 0,14^2) = 194,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{тр гпп} = 2\left(\frac{1}{100} \times 63000 + \frac{10,5}{100} \times 63000 \times 0,14^2\right) = 1519,2 \text{ квар}$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

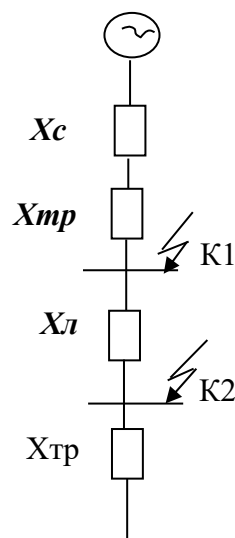
$$\Delta W_{тр гпп} = 2(91 \times 4000 + 320 \times 2405 \times 0,14^2) = 758168 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Долевым участием в потерях ΔP и ΔQ в трансформаторах энергосистемы пренебрегаем.

4) Выбор выключателей, разъединителей, отделителей и короткозамыкателей на напряжение 110 кВ:

Для выбора оборудования рассчитаем ток КЗ:

Составим схему замещения:



$$S_б = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_б = 115 \text{ кВ,}$$

$$X_c = S_б / S_{кз} = 0,2 \text{ о.е.}$$

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_б} = 5,02 \text{ кА}$$

$$X_{лэп} = X_0 \times l \times S_б / U_{ср}^2 = 0,51 \text{ о.е.}$$

$$X_{тр \text{ сист}} = 10,5 \times 1000 / 100 \times 63 = 1,66 \text{ о.е.}$$

Рисунок 8 – Расчет токов КЗ

Рассчитаем действующее значение тока кз в точке К1.

$$I_{к1} = \frac{I_б}{X_c + X_{тр}} = \frac{5,02}{0,2 + 1,66} = 2,6 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{уд1} = \sqrt{2} K_{уд} \times I_{к1} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 2,6 = 6,5 \text{ кА}$$

Мощность КЗ в точке К1

$$S_{к1} = \sqrt{3} U_б \times I_{к1} = \sqrt{3} \times 115 \times 2,6 = 517 \text{ МВА}$$

Действующее значение тока КЗ в точке К2

$$I_{к2} = \frac{I_б}{X_c + X_{тр} + X_{лэн}} = \frac{5,02}{0,2 + 1,66 + 0,51} = 2,1 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{уд2} = \sqrt{2} K_{уд} \times I_{к2} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 2,1 = 5,3 \text{ кА}$$

Мощность КЗ в точке К2

$$S_{к2} = \sqrt{3} U_б \times I_{к2} = \sqrt{3} \times 115 \times 2,1 = 417 \text{ МВА}$$

Выключатели В1, В2 выбираем по аварийному току трансформаторов системы.

Принимаем, что мощность по двум вторичным обмоткам трансформатора распределена поровну по 50%, т.е $2 \times 31,5 = 63 \text{ МВА}$.

Найдем ток, проходящий через выключатели В1 и В2

$$I_{авВ1,В2} = \frac{S_{автр}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2 \cdot 31,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316 \text{ А}$$

Выбираем выключатели В1, В2 типа МКП-115-630 (Таблица 11)

Таблица 11 – Выбор выключателей на 110 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 115 \text{ кВ}$	$U_p = 115 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$I_n = 630 \text{ А}$	$I_{автр сист} = 316 \text{ А}$	$I_n \geq I_{автр сист}$
$I_{откл} = 10 \text{ кА}$	$I_{к1} = 2,6 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{к1}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд1} = 6,5 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд1}$

Секционный выключатель В3 выбираем по току в 2 раза меньше аварийного. Найдем ток, проходящий через выключатель В3:

$$I_{B3} = \frac{I_{ав}}{2} = \frac{316}{2} = 158 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа МКП-115-630 (Таблица 12)

Таблица 12 – Выбор выключателя на 110 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U _н =115 кВ I _н =630А I _{откл} =10 кА I _{дин} =50 кА	U _р =115 кВ I _{ртр сист} =158А I _{к1} =2,6 кА i _{уд1} =6,5 кА	U _н ≥ U _р I _н ≥ I _{ртр сист} I _{откл} ≥ I _{к1} I _{дин} ≥ i _{уд1}

$$\gamma_{2B1, B2} = \frac{I_{авзав}}{I_{номвыкл}} = \frac{316}{630} = 0,5; \quad \gamma_{3B3} = \frac{I_{рзав}}{I_{номв3}} = \frac{158}{630} = 0,25$$

Выключатели В4, В5 выбираем по аварийному току завода: I_{ав зав}=96 А.
Выбираем выключатели типа МКП-115-630 (Таблица 13)

Таблица 13 – Выбор выключателя на 110 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U _н =115 кВ I _н =630А I _{откл} =10 кА I _{дин} =50 кА	U _р =115 кВ I _{авзав} =96 А I _{к1} =2,6 кА i _{уд1} =6,5 кА	U _н ≥ U _р I _н ≥ I _{авзав} I _{откл} ≥ I _{к1} I _{дин} ≥ i _{уд1}

Выбираем разъединители типа РНДЗ-2-115/1000У1 (Таблица 14)

Таблица 14 – Выбор разъединителей на 110 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U _н =115 кВ I _н =1000А I _{скв.ампл.} =63 кА I _{пред.терм. ст.} =25 кА	U _р =115 кВ I _{ав} =96 А i _{уд2} =2,1 кА I _{к2} =5,3 кА	U _н ≥ U _р I _н ≥ I _{ав} I _{скв.ампл.} ≥ i _{уд2} I _{пред.терм. ст.} ≥ I _{к2}

Выбираем отделители типа ОДЗ-35/630-У1 (Таблица 15)

Таблица 15 – Выбор отделителя на 110 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U _н =115 кВ I _н =630А I _{скв.ампл.} =80 кА I _{пред.терм. ст.} =12,5 кА	U _р =115 кВ I _{ав} =96 А i _{уд2} =2,1 кА I _{к2} =5,3 кА	U _н ≥ U _р I _н ≥ I _{ав} I _{скв.ампл.} ≥ i _{уд2} I _{пред.терм. ст.} ≥ I _{к2}

Выбираем короткозамыкатели типа КЗ-115-УХЛ1 (Таблица 16)

Таблица 16 – Выбор короткозамыкателя на 110 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=115$ кВ	$U_p=115$ кВ	$U_n \geq U_p$
$I_{скв.ампл.}=51$ кА	$i_{уд2}=2,1$ кА	$I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$
$I_{пред.терм. ст.}=12,5$ кА	$I_{к2}=5,3$ кА	$I_{пред.терм. ст.} \geq I_{к2}$

Определяем капитальные затраты на выбранное оборудование как примеру первого варианта и вносим полученные данные в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчет капитальных затрат на оборудование по второму варианту

Суммарные затраты (ΣK_{II}), млн.тг.	Суммарные издержки ($\Sigma И_{II}$), млн.тг.	Приведенные затраты (Z_{II}), млн.тг.
167,6	30,5	50,6

2.3 Третий вариант внешнего электроснабжения

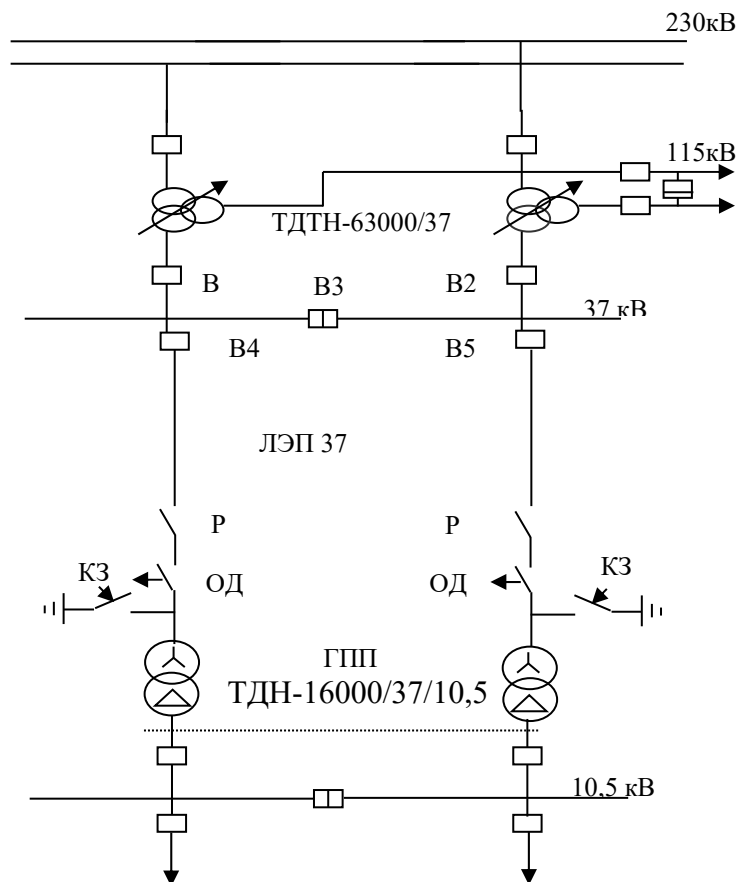


Рисунок 9 – Третий вариант внешнего электроснабжения

1) Выбор трансформатора ГПП

Выбираем два трансформатора типа ТД-16000/37: $S_{н.тр}=16000$ кВА, $Kз=0,6$

Паспортные данные трансформаторов: $S_{н}=16000$ кВА, $U_{нн}=11$ кВ, $\Delta P_{хх}=14,5$ кВт, $U_{кз}=10,5\%$, $U_{вн}=37$ кВ, $\Delta P_{кз}=65$ кВт, $I_{хх}=0,8\%$.

Рассчитаем потери мощности в этих трансформаторах

$$\Delta P_{тр гпп} = 2(14,5 + 65 \times 0,6^2) = 75,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{тр гпп} = 2\left(\frac{0,8}{100} \times 16000 + \frac{10,5}{100} \times 16000 \times 0,6^2\right) = 1465,6 \text{ квар}$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП. Число часов включения $T_{вкл}=4000$ ч и число часов использования максимума активной нагрузки $T_{м}=4000$ ч.

$$\Delta W_{тр гпп} = 2(\Delta P_{хх} \times T_{вкл} + \Delta P_{кз} \times \tau \times Kз^2),$$

где $\tau = \left(0,124 + \frac{T_{м}}{10000}\right)^2 \times 8760 = 2405$ ч - время максимальных потерь

$$\Delta W_{тр гпп} = 2(14,5 \times 4000 + 65 \times 2405 \times 0,6^2) = 228554 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

2) Выбор сечение ЛЭП-35 кВ

Определим мощность, проходящую по ЛЭП

$$S_{лэп} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{тр гпп})^2 + Q^2} = \sqrt{(18404,9 + 75,8)^2 + 4652,7^2} = 19057 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной линии

$$I_p = \frac{S_{лэп}}{2\sqrt{3}U_n} = \frac{19057}{2\sqrt{3} \cdot 37} = 148 \text{ А}$$

Аварийный ток

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 148 = 296 \text{ А}$$

а) Определим сечение по экономической плотности тока

$$F_{э} = I_p / J_{э} = 148 / 1,1 = 134,5 \text{ мм}^2,$$

где $J_{э} = 1,1$ А/мм² (А1, $T_{м} = 4000$ ч)

Выбираем провод сечением 150 мм².

б) По условию потерь на корону линии ВЛ-35 кВ не проверяются.

Принимаем провод АС-150 с I_{доп}=445А.

в) Проверим провод по пропускной способности:

$$I_{доп} \text{ пров} \geq I_p \quad (445 \text{ А} > 148 \text{ А})$$

г) Проверим провод по аварийному режиму:

$$I_{доп \text{ ав}} \geq I_{ав},$$

где I_{доп ав}=1,3×I_{доп}=1,3×445=578,5А, (578,5 А > 296 А)

Определим потери электроэнергии в ЛЭП-35 кВ:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2(3I_p^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau) = 2 \times 3 \times 148^2 \times 4,4 \times 10^{-3} \times 2405 = 1390728 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$R = r_0 \times l = 0,22 \times 20 = 4,4 \text{ Ом},$$

где r₀=0,22

3) Выбор трансформаторов энергосистемы

Выбираем два трансформатора типа ТДТН-63000/220/110/37. Паспортные данные трансформаторов: S_н=63000 кВА, U_{вн}=230 кВ, ΔP_{хх}=91кВт, U_{кв-н}=24%, U_{сн}=115 кВ, ΔP_{кз}=320кВт, U_{кв-с}=10.5, U_{нн}=37кВ, U_{кв-с}=12,5%, I_{хх}=1%

Найдем γ₁-коэффициент долевого участия проектируемого завода в мощности трансформаторов энергосистемы

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{ЛЭП}_{35}}}{2 * S_{\text{номтр}}} = \frac{19057}{2 \times 63000} = 0,15$$

Рассчитаем потери мощности в трансформаторах энергосистемы:

$$\Delta P_{\text{тр гпп}} = 2(91 + 320 \times 0,14^2) = 194,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{тр гпп}} = 2\left(\frac{1}{100} \times 63000 + \frac{10,5}{100} \times 63000 \times 0,14^2\right) = 1519,2 \text{ квар}$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{тр гпп}} = 2(91 \times 4000 + 320 \times 2405 \times 0,14^2) = 758168 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Долевым участием в потерях ΔP и ΔQ в трансформаторах энергосистемы пренебрегаем.

$$\Delta Q_{\text{тр гпп}} = 2 \left(\frac{1}{100} \times 63000 + \frac{10,5}{100} \times 63000 \times 0,14^2 \right) = 1519,2 \text{ квар}$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

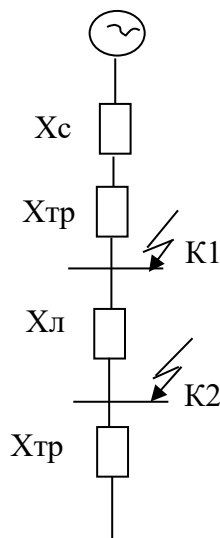
$$\Delta W_{\text{тр гпп}} = 2(91 \times 4000 + 320 \times 2405 \times 0,14^2) = 758168 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Долевым участием в потерях ΔP и ΔQ в трансформаторах энергосистемы пренебрегаем.

5) Выбираем выключателей, разъединителей, короткозамыкателей и отделителей на напряжение 35 кВ

Для выбора оборудования рассчитаем ток КЗ:

Составим схему замещения:



$$S_6 = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_6 = 37 \text{ кВ,}$$

$$X_c = S_6 / S_{\text{кз}} = 0,2 \text{ о.е.}$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = 15,6 \text{ кА}$$

$$X_{\text{л}} = 0,34 \times 20 \times 1000 / 37^2 = 4,96 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{тр сист}} = 10,5 \times 1000 / 100 \times 63 = 1,66 \text{ о.е.}$$

Рисунок 10 – Расчет токов КЗ

Рассчитаем действующее значение тока КЗ в точке К1

$$I_{\text{к1}} = \frac{I_6}{X_c + X_{\text{тр}}} = \frac{15,6}{0,2 + 1,66} = 8,3 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} K_{\text{уд}} \times I_{\text{к1}} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 8,3 = 21 \text{ кА}$$

Мощность КЗ в точке К1

$$S_{K1} = \sqrt{3} U_6 \times I_{K1} = \sqrt{3} \times 37 \times 8,3 = 531 \text{ МВА}$$

Действующее значение тока КЗ в точке К2

$$I_{K2} = \frac{I_6}{X_c + X_{тр} + X_{лэн}} = \frac{15,6}{0,2 + 1,66 + 4,96} = 2,2 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{уд2} = \sqrt{2} K_{уд} \times I_{K2} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 2,2 = 5,6 \text{ кА}$$

Мощность КЗ в точке К2

$$S_{K2} = \sqrt{3} U_6 \times I_{K2} = \sqrt{3} \times 37 \times 2,2 = 140 \text{ МВА}$$

Выключатели В1, В2 выбираем по аварийному току трансформаторов системы.

Принимаем, что мощность по двум вторичным обмоткам трансформатора распределена поровну-по 50%, поэтому мощность аварийного режима трансформаторов равна $2 \times 31,5 = 63 \text{ МВА}$.

Найдем ток, проходящий через выключатели В1 и В2

$$I_{авВ1,В2} = \frac{S_{автр}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2 \cdot 31,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 984 \text{ А}$$

Выбираем выключатели В1, В2 типа МКП-35-1000 (Таблица 18)

Таблица 18 – Выбор выключателя на 35 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$ $I_n = 1000 \text{ А}$ $I_{откл} = 10 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$ $I_{автр сист} = 984 \text{ А}$ $I_{K1} = 8,3 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 21 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{автр сист}$ $I_{откл} \geq I_{K1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Секционный выключатель В3 выбираем по току в 2 раза меньше аварийного. Найдем ток, проходящий через выключатель В3:

$$I_{В3} = \frac{I_{ав}}{2} = \frac{984}{2} = 492$$

Выбираем выключатель типа МКП-35-630 (Таблица 19)

Таблица 19 – Выбор выключателя на 35 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_N=35$ кВ $I_N=630$ А $I_{откл}=10$ кА $I_{дин}=50$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{p\text{тр сист}}=492$ А $I_{к1}=8,3$ кА $i_{уд1}=21$ кА	$U_N \geq U_p$ $I_N \geq I_{p\text{тр сист}}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

$$\gamma_{2В1,В2} = \frac{I_{авзав}}{I_{номвыкл}} = \frac{984}{1000} = 0,98;$$

$$\gamma_{3В3} = \frac{I_{рзав}}{I_{номв3}} = \frac{492}{630} = 0,78$$

Выключатели В4, В5 выбираем по аварийному току завода: $I_{ав\text{зав}}=296$ А
 Выбираем выключатели типа МКП-35-630 (Таблица 20)

Таблица 20 – Выбор выключателя на 35 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_N=35$ кВ $I_N=630$ А $I_{откл}=10$ кА $I_{дин}=50$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{авзав}=296$ А $I_{к1}=8,3$ кА $i_{уд1}=21$ кА	$U_N \geq U_p$ $I_N \geq I_{авзав}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Выбираем разъединители типа РНДЗ-2-35/1000У1 (Таблица 21)

Таблица 21 – Выбор разъединителя на 35 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_N=35$ кВ $I_N=1000$ А $I_{скв.ампл.}=63$ кА $I_{пред.терм. ст.}=25$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{ав}=296$ А $i_{уд2}=2,2$ кА $I_{к2}=5,6$ кА	$U_N \geq U_p$ $I_N \geq I_{ав}$ $I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$ $I_{пред.терм. ст} \geq I_{к2}$

Выбираем отделители типа ОДЗ-35/630-У1 (Таблица 22)

Таблица 22 – Выбор отделителя на 35 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_N=35$ кВ $I_N=630$ А $I_{скв.ампл.}=80$ кА $I_{пред.терм. ст.}=12,5$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{ав}=296$ А $i_{уд2}=2,2$ кА $I_{к2}=5,6$ кА	$U_N \geq U_p$ $I_N \geq I_{ав}$ $I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$ $I_{пред.терм. ст} \geq I_{к2}$

Выбираем короткозамыкатели типа КЗ-35-УХЛ1 (Таблица 23)

Таблица 23 – Выбор короткозамыкателя на 35 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=35$ кВ $I_{скв.ампл.}=51$ кА $I_{пред.терм. ст.}=12,5$ кА	$U_p=35$ кВ $i_{уд2}=2,2$ кА $I_{к2}=5,6$ кА	$U_H \geq U_p$ $I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$ $I_{пред.терм. ст.} \geq I_{к2}$

Определяем капитальные затраты на выбранное оборудование как примеру первого варианта и вносим полученные данные в таблицу 24.

Таблица 24 – Расчет капитальных затрат на оборудование по третьему варианту

Суммарные затраты (ΣK_{II}), млн.тг.	Суммарные издержки (ΣI_{II}), млн.тг.	Приведенные затраты (Z_{II}), млн.тг.
138,6	42,95	59,6

Таким образом, внесем в таблицу 25 все технико-экономические показатели по трем вариантам.

Таблица 25 – Расчет капитальных затрат на оборудование по третьему варианту

Варианты	U_H , кВ	K_{Σ} , тыс.у.е.	I_{Σ} , тыс.у.е.	Z_{Σ} , тыс.у.е.
I	230	184,1	21,87	43,96
II	115	167,6	30,5	50,6
III	37	138,6	42,95	59,6

Вывод: По расчетам проходит I вариант по минимальным приведенным годовым затратам.

3 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания U=10кВ

3.1 Расчет токов короткого замыкания U=10кВ

Расчет токов короткого замыкания $I_{кз}$ ($U=10,5$ кВ) с учетом подпитки от СД

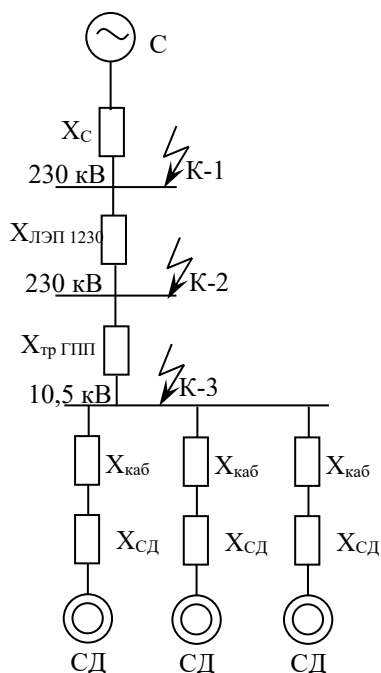


Рисунок 11 - Схема замещения электроснабжения ГПП

$S_б=1000$ МВА, $x_c=0,2$, $U_б=10,5$ кВ:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_н} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55,05 \text{ кА};$$

Токи КЗ в точке К-1, К-2 рассчитаны выше, то остается рассчитать токи в точках К-3, К-4.

$$X_{ЛЭП} = X_0 \times l \times S_б / U_{ср}^2 = 0,34 \times 20 \times 1000 / 230^2 = 0,12 \text{ о.е.}$$

$$X_{тр \text{ сист}} = U_{в-с} \times S_б / 100 \times S_{н \text{ тр}} = 10,5 \times 1000 / 100 \times 63 = 1,66 \text{ о.е.}$$

$$X_{тр \text{ ГПП}} = U_{в} \times S_б / 100 \times S_{н \text{ тр}} = 10,5 \times 1000 / 100 \times 16 = 6,5 \text{ о.е.}$$

$$I'_{к-3} = \frac{I_б}{X_c + X_{ЛЭП} + X_{тр.сист} + X_{тр.ГПП}} = \frac{55,05}{0,2 + 0,12 + 1,66 + 6,5} = 6,2 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток от СД. Исходные данные: $P_{н \text{ СД}} = 1250$ кВт, $\cos \varphi = 0,9$, $N_{СД} = 6$, $k_3 = 0,85$.

$$S_{\text{н сд}} = \frac{P_{\text{н сд}}}{\cos \varphi} = \frac{1250}{0,9} = 1388 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{сд}} = \frac{S_{\text{н сд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U} = \frac{1388 \times 0,85}{\sqrt{3} \times 10,5} = 64,9 \text{ А};$$

Выбираем кабель к СД:

а) по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{64,9}{1,4} = 46,3 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 6,2 \times \sqrt{0,8} = 66,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3×70): $I_{\text{доп}} = 165 > 64,9 \text{ А}$.

Данные кабеля: $r_0 = 0,443 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,086 \text{ Ом/км}$.

$$x_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{2 \times U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,086 \times 0,05 \times 1000}{2 \times 10,5^2} = 0,019 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{сд}} = \frac{x_d'' \times S_6}{\sum S_{\text{н сд}}} = \frac{0,2 \times 1000}{3 \times 1,3} = 51,2 \text{ о.е.}$$

Тогда ток от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{сд}} \times I_6}{x_{\text{экв.}}} = \frac{1,048 \times 55,05}{0,019 + 51,2} = 1,1 \text{ кА.}$$

$$\text{где } E_{\text{сд}} = E''_{\text{н}} \times U_{\text{н}} / U_6 = 1,1 \times 10 / 10,5 = 1,048$$

Суммарный ток КЗ в точке К-3 на шинах 10 кВ с учетом подпитки от двигателей будет равен:

$$\sum I_{\text{кз}} = I'_{\text{к-3}} + I_{\text{Σкз СД}} = 6,2 + 1,1 = 7,3 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К-3:

$$i_{\text{уд3}} = K_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times \sum I_{\text{кз}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 7,3 = 18,5 \text{ кА.}$$

3.2 Выбор оборудования

3.2.1 Выбор выключателей

Выбор вводных и секционных выключателей.

Вводные выключатели ВЗ, В4

$$S_{p.} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{p ГПП})^2 + Q_3^2} = \sqrt{(18404,9 + 116,8)^2 + 4652,7^2} = 19097 \text{ кВА}$$

$$I_{ав} = \frac{19097}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1051 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВМПЭ-10-1600-31,5 У3 (Таблица 26).

Секционный выключатель:

$$I_p = \frac{I_{ав}}{2} = 1051/2 = 525,5 \text{ А}$$

Принимаем выключатель типа ВМПЭ-10-630-20 У2 (Таблица 26).

Таблица 26 – Выбор вводных и секционных выключателей

Параметры	Вводные выключатели		Секционный выключатель	
	Расчетные	Паспортные	Расчетные	Паспортные
U _н , кВ	10	10	10	10
I _н , А	1051	1600	525,5	630
I _{отк} , кА	7,3	31,5	7,3	20

Выбор выключателей отходящих линий.

1) Магистраль ГПП-ТП1-ТП2:

$$S_p = \sqrt{(3843,7 + 53,6)^2 + (2407,6 + 199,6)^2} = 4688,9 \text{ кВА};$$

$$I_{ав} = \frac{4688,9}{\sqrt{3} \times 10,5} = 258,1 \text{ А};$$

Выбираем выключатель типа ВММ-10-400-10У2 (Таблица 27).

Таблица 27 – Выбор выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
U _н =10 кВ	U=10 кВ
I _н = 400 А	I _{ав} =258,1 А
I _{откл} =10 кА	I _{кз} =7,3 кА
I _{скв} =25 кА	I _{уд} =18,5 кА
I ² *t=(10) ² ×4=400 кА ² ×с	B=(7,3) ² ×0,12=6,3 кА ² ×с
Привод встроенный электромагнитный	

2) Магистраль ГПП-ТПЗ-ТП4

$$S_p = \sqrt{(3800,5 + 61,6)^2 + (2350,9 + 203,6)^2} = 4630,4 \text{ кВА};$$

$$I_{ав} = \frac{4630,4}{\sqrt{3} \times 10,5} = 254,9 \text{ А};$$

Выбираем выключатель типа ВММ-10-400-10У2 (Таблица 28).

Таблица 28 – Выбор выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{ав} = 254,9 \text{ А}$
$I_{откл} = 10 \text{ кА}$	$I_{кз} = 7,3 \text{ кА}$
$I_{СКВ} = 25 \text{ кА}$	$I_{уд} = 18,5 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t = (10)^2 \times 4 = 400 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (7,3)^2 \times 0,12 = 6,3 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод встроенный электромагнитный	

3) Магистраль ГПП-ТП5-ТП6

$$S_p = \sqrt{(4213,7 + 56,8)^2 + (2556,9 + 185,6)^2} = 5075,2 \text{ кВА};$$

$$I_{ав} = \frac{5075,2}{\sqrt{3} \times 10,5} = 279,4 \text{ А};$$

Выбираем выключатель типа ВММ-10-400-10У2 (Таблица 29).

Таблица 29 – Выбор выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{ав} = 279,4 \text{ А}$
$I_{откл} = 10 \text{ кА}$	$I_{кз} = 7,3 \text{ кА}$
$I_{СКВ} = 25 \text{ кА}$	$I_{уд} = 18,5 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t = (10)^2 \times 4 = 400 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (7,3)^2 \times 0,12 = 6,3 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод встроенный электромагнитный	

4) Выключатель к СД: $S_{нсд} = 1388 \text{ кВА}$; $I_{сд} = 64,9 \text{ А}$

Выбираем выключатель типа ВММ-10-400-10У2 (Таблица 30).

Таблица 30 – Выбор выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=10$ кВ	$U=10$ кВ
$I_H = 400$ А	$I_p=64,9$ А
$I_{откл}=10$ кА	$I_{кз}=7,3$ кА
$I_{скв}=25$ кА	$I_{уд}=18,5$ кА
$I^2*t=(10)^2 \times 4=400$ кА ² ×с	$B=(7,3)^2 \times 0,12=6,3$ кА ² ×с
Привод встроенный электромагнитный	

5) Выключатель к ВБК: $Q_{ВБК}=750$ кВА; $I_{pВБК}= 41,2$ А
 Выбираем выключатель типа ВММ-10-400-10У2 (Таблица 31).

Таблица 31 – Выбор выключателя к ВБК

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=10$ кВ	$U=10$ кВ
$I_H = 400$ А	$I_p=41,2$ А
$I_{откл}=10$ кА	$I_{кз}=7,3$ кА
$I_{скв}=25$ кА	$I_{уд}=18,5$ кА
$I^2*t=(10)^2 \times 4=400$ кА ² ×с	$B=(7,3)^2 \times 0,12=6,3$ кА ² ×с
Привод встроенный электромагнитный	

3.2.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

- 1) по напряжению установки $U_{ном\ ТТ} \geq U_{ном\ уст-ки}$;
- 2) по току $I_{ном\ ТТ} \geq I_{расч}$;
- 3) по электродинамической стойкости $K_{дин} \geq \frac{i_{уд}}{\sqrt{2} \times I_{номТТ}}$;
- 4) по вторичной нагрузке $S_{н2} \geq S_{нагр\ расч}$;

Выбираем трансформаторы тока на вводе и секционном выключателе (Таблица 32). Расчетный ток $I_{ав}=1051$ А.

Таблица 32 – Для выбора трансформатора тока

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
W	Д-355	0,5	-	0,5
Var	Д-395	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Примем трансформатор тока ТЛ-10 У3: $I_H=1500$ А; $U_H=10$ кВ; $S_H=20$ ВА (Таблица 33).

Таблица 33 – Выбор ТТ

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=1051$ А	$I_H=1500$ А
$i_{уд}=18,5$ кА	$I_{дин}=81$ кА
$S_{2р}=10,4$ ВА	$S_{2н}=20$ ВА

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока. Сопротивление вторичной нагрузки состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2=R_{\text{приб}}+R_{\text{пров}}+R_{\text{к-тов}}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

$$r_{2н} = \frac{S_{2н\text{ ТТ}}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{\text{доп}} = r_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом}.$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,44} = 0,42 \text{ мм}^2;$$

Принимаем провод АКР ТВ; $F=2,5$ мм²:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2=R_2 \times I_2^2 = 0,416 \times 5^2 = 10,4 \text{ ВА};$$

где $R_2=R_{\text{приб}}+R_{\text{пров}}+R_{\text{к-тов}}=0,26+0,056+0,1=0,416$ Ом

Выбираем трансформатор тока на секционном выключателе шин ГПП: $I_p=525,5$ А, ТЛМ-10-УЗ-600/5, $I_H=600$ А, $U_H=10$ кВ (Таблица 33, 34).

Таблица 33 – Для выбора трансформатора тока

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
Амперметр	Э-380	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	0,5
Varh	СРУ-И689	2,5	2,5	0,5
Итого		5,5	0,5	0,5

Таблица 33 – Выбор ТТ

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=525,5$ А	$I_H=600$ А
$i_{уд}=18,5$ кА	$I_{дин}=81$ кА
$S_{2p}=9,4$ ВА	$S_{2H}=10$ ВА

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом};$$

$$r_{2H\text{-ка}} = \frac{S_{2H\text{ТТ}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{доппр}} = r_{2H} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,08} = 1,75 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АКР ТВ, $F=2,5 \text{ мм}^2$:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,75} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,376 \times 5^2 = 9,4 \text{ ВА};$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,22 + 0,056 + 0,1 = 0,376 \text{ Ом}.$$

Трансформатор тока на линии ГПП - (ТП1-ТП2): $I_{ав}=254,9$ А, примем ТПЛК-10 УЗ-300/5: $I_H=300$ А, $U_H=10$ кВ, $S_H=10$ ВА (Таблица 34).

Таблица 34 – Выбор ТТ

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{ав}=254,9$ А	$I_H=300$ А

$i_{уд}=18,5$ кА $S_{2p}=9,4$ ВА	$I_{дин}=74,5$ кА $S_{2н}=10$ ВА
-------------------------------------	-------------------------------------

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП3-ТП4): $I_{ав}=254,9$ А, примем ТПЛК-10 УЗ-300/5: $I_{н}=300$ А, $U_{н}=10$ кВ, $S_{н}=10$ ВА (Таблица 35).

Таблица 35 – Выбор ТТ

Расчетные величины	По каталогу
$U_{н}=10$ кВ	$U_{н}=10$ кВ
$I_{ав}=254,9$ А	$I_{н}=300$ А
$i_{уд}=18,5$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2p}=9,4$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП5-ТП6): $I_{ав}=279,4$ А, примем ТПЛК-10 УЗ-300/5: $I_{н}=300$ А, $U_{н}=10$ кВ, $S_{н}=10$ ВА (Таблица 36).

Таблица 36 – Выбор ТТ

Расчетные величины	По каталогу
$U_{н}=10$ кВ	$U_{н}=10$ кВ
$I_{ав}=279,4$ А	$I_{н}=300$ А
$i_{уд}=18,5$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2p}=9,4$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

Трансформатор тока и СД: $I_{р}=64,9$ А, примем ТПЛК-10 УЗ-100/5: $I_{н}=100$ А, $U_{н}=10$ кВ, $S_{н}=10$ ВА (Таблица 37).

Таблица 37 – Выбор ТТ

Расчетные величины	По каталогу
$U_{н}=10$ кВ	$U_{н}=10$ кВ
$I_{ав}=64,9$ А	$I_{н}=100$ А
$i_{уд}=18,5$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2p}=9,4$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

Трансформатор тока к ВБК: $I_{р}=41,2$ А, примем ТПЛК-10 УЗ-100/5: $I_{н}=100$ А, $U_{н}=10$ кВ, $S_{н}=10$ ВА (Таблица 38).

Таблица 38 – Выбор ТТ

Расчетные величины	По каталогу
$U_{н}=10$ кВ	$U_{н}=10$ кВ
$I_{р}=41,2$ А	$I_{н}=100$ А
$i_{уд}=18,5$ кА	$I_{дин}=74,5$ кА
$S_{2p}=9,4$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

3.2.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям (Таблица 39):

- 1) по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{уст}$;
- 2) по вторичной нагрузке $S_{ном2} \geq S_{2расч}$;
- 3) по классу точности;
- 4) по конструкции и схеме соединения.

Таблица 39 - Для выбора трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Соб-ки , ВА	Число об-к	cosφ	Число приборов	Р _{общ} , Вт	Q _Σ , вар
V	Э-335	2	2	1	2	4	-
W	Д-335	1,5	2	1	1	3	-
Var	И-335	1,5	2	1	1	3	-
Wh	СА3-И681	3 Вт	2	0,38	8	48	116
Varh	СР4-И689	3 вар	2	0,38	8	48	116
Итого						96	232

Расчетная вторичная нагрузка

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{96^2 + 232^2} = 251 \text{ ВА.}$$

Принимаем ТН типа НТМИ –10-66-У3 (Таблица 40).

Таблица 40 – Выбор ТН

$U_{н т}=10 \text{ кВ}$	$U_{н т}=10 \text{ кВ}$
$S_{н 2}=500 \text{ кВА}$	$S_{p 2}=251 \text{ ВА}$
Схема соединения обмоток $Y_0/Y_0/\Delta -0$	

3.2.4 Выбор силовых кабелей отходящих линий

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

- 1) по экономической плотности тока $F_э = \frac{I_p}{\gamma_э}$;
- 2) по минимальному сечению $F_{мин} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{п}}$;
- 3) по условию нагрева рабочим током $I_{доп \text{ каб}} \geq I_p$;
- 4) по аварийному режиму $I_{доп \text{ ав}} \geq I_{ав}$;

Выбираем кабель ГПП-ТП1-ТП2:

- а) по экономической плотности тока

$$F_э = I_p / j_{эк} = 129,05 / 1,4 = 92,1 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой ААШВ-10-(3×95).

б) проверим выбранный кабель по термической стойкости к $I_{кз}$, найдем минимальное сечение кабеля по $I_{кз}$

$$F_{\min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 7,3 \times \sqrt{0,6} = 67,8 \text{ мм}^2;$$

Принимаем $F_{\min} = 70 \text{ мм}^2$.

Окончательно принимаем кабель ААШВ-10-(3×95), $I_{\text{доп}} = 205 \text{ А}$.

в) проверка по аварийному току:

$$I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times 205 = 266,5 \text{ А} > 258,1 \text{ А};$$

г) проверка по рабочему режиму с учетом поправочного коэффициента $K_{\text{поп}}$, зависящего от количества кабелей, проложенных в одной траншее $K_{\text{поп}} = 0,9$ (2 кабеля в траншее)

$$I_p / K_{\text{поп}} = 129,05 / 0,9 = 143,3 \text{ А} (205 \text{ А} > 143,3 \text{ А}).$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки ААШВ-10-(3×95), $I_{\text{доп}} = 205 \text{ А}$.

Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу 41.

3.2.5 Выбор шин ГПП

Сечение шин выбирают по длительно допустимому току и экономической целесообразности. Проверку шин производят на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Выбираем твердотянутые алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АТ-80×8; $I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ (одна полоса на фазу), $i_{\text{уд}} = 11,3 \text{ кА}$

а) $I_{\text{доп}} = 1125 \text{ А} \geq I_{\text{ав}} = 1051 \text{ А}$;

б) проверка по термической стойкости к $I_{кз}$

$$F_{\min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 7,3 \times \sqrt{1} = 87,6 \text{ мм}^2 < 640 \text{ мм}^2 (80 \times 8 = 640 \text{ мм}^2);$$

в) проверка по динамической стойкости к $i_{\text{уд кз}}$: $\sigma_{\text{доп}} = 650 \text{ кгс/см}^2$:

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{\text{уд}}^2 \times L}{a} = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times 18,5^2 \times 80}{100} = 4,73 \text{ кгс};$$

$$W = 0,167 \times b \times h^2 = 0,167 \times 0,8 \times 8^2 = 8,55 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \times L}{10 \times W} = \frac{4,73 \times 80}{10 \times 8,55} = 354 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} < 650 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}.$$

где $L=60$ см-расстояние между изоляторами;

$a=100$ см-расстояние между фазами;

$b=0,8$ см-толщина одной полосы;

$h=8$ см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

3.2.6 Выбор изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению $U_{ном} \geq U_{уст}$;

2) по допустимой нагрузке $F_{доп} \geq F_{расч}$.

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора, $F_{доп} = 0,6 \times F_{разруш}$;

$F_{разруш}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times i_{уд}^2 \times L}{a} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times 18,5^2 \times 80}{100} = 47,3 \text{ кгс}.$$

Выбираем изолятор типа ОНШ-10-500У1, $F_{разруш} = 500$ кгс.

$$F_{доп} = 0,6 \times F_{разруш} = 0,6 \times 500 = 300 \text{ кгс. } (> 47,3 \text{ кгс})$$

Условие выполняется.

По расчетным данным построена однолинейная схема электроснабжения химического завода (Рисунок 12).

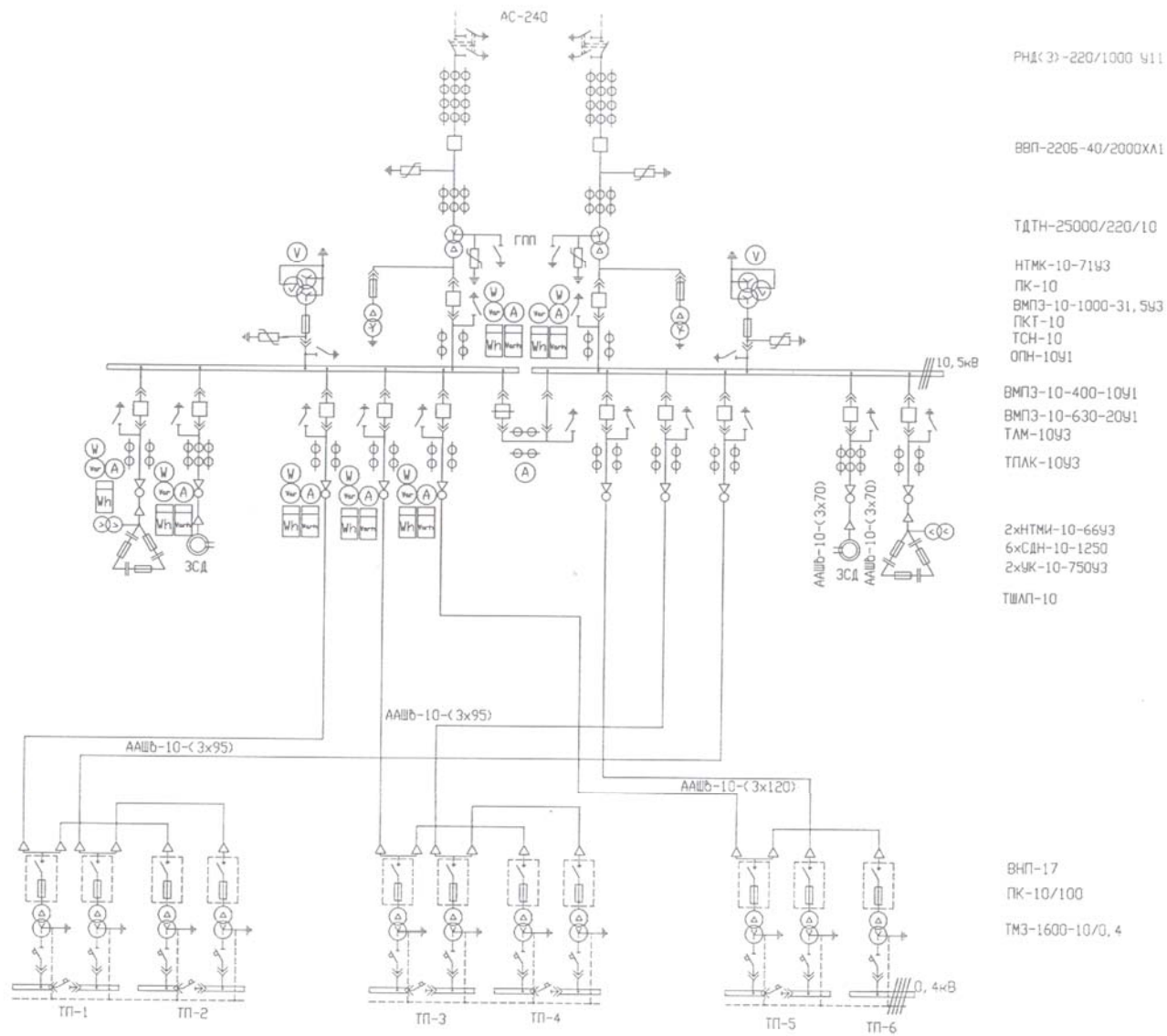


Рисунок 12 - Однолинейная схема электроснабжения химического завода

Таблица 41 - Кабельный журнал

Наименование участка	S _p , кВА	Кол-во кабелей в траншее	Нагрузка		По экономической плотности тока, мм ²		По допустимой нагрузке, мм ²		По току короткого замыкания, мм ²		Выбранный кабель	I _{доп} , А
			I _p , А	I _{ав} , А	j _э	F _э	K _n	F _{дон}	I _к , А	S		
ГПП-(ТП1+ТП2)	4688,9	2	129,05	258,1	1,4	92,1	0,9	70	7,3	67,8	ААШВ-10-(3×95)	205
ГПП-(ТП3+ТП4)	4630,4	2	127,45	254,9	1,4	91	0,9	70	7,3	67,8	ААШВ-10-(3×95)	205
ГПП-(ТП5+ТП6)	5075,2	2	139,7	279,4	1,4	99,7	0,9	70	7,3	67,8	ААШВ-10-(3×120)	265
ТП1-ТП2	2344,4	2	64,52	129,05	1,4	46	0,9	25	7,3	67,8	ААШВ-10-(3×70)	165
ТП3-ТП4	2315,2	2	63,72	127,45	1,4	45,5	0,9	25	7,3	67,8	ААШВ-10-(3×70)	165
ТП5-ТП6	2537,6	2	69,85	139,7	1,4	49,8	0,9	25	7,3	67,8	ААШВ-10-(3×70)	165
ГПП-ВБК	750	-	41,2	-	1,4	29,4	-	-	7,3	67,8	ААШВ-10-(3×70)	165
ГПП-СД	1388	6	64,9	-	1,4	46,3	0,75	35	7,3	67,8	6 ААШВ-10-(3×70)	165

4 Электробезопасность

4.1 Молниезащита ГПП

Для защиты ЭУ от атмосферных перенапряжений молниеотводы, защитные тросы, разрядник и промежутки.

Наиболее эффективной мерой защиты линий по всей длине от прямого попадания в нее удара молнии является применение тросов. При этом малые сопротивления заземления опор обеспечивают хороший отвод токов молнии в землю и защиту линейной изоляции от различных перенапряжений. Однако, тросовая защита значительно удорожает сооружение ВЛ и поэтому предусматривается только для ВЛ 110-220 кВ, выполненных на металлических опорах. Опоры линий 220 кВ заземляются обязательно.

В соответствии с всеми заданиями и сооружения делятся на III категории по требованиям молниезащиты[10].

Так как ГПП относится к I категории, то молниезащита включает в себя следующие пункты:

- а) от прямых ударов молний отдельно стоящими стержневыми и тросовыми молниеотводами, обеспечивающими требуемую зону защиты;
- б) от зарядов статического электричества заземлением всех металлических корпусов оборудования;
- в) от магнитного поля, проявляющегося как вторичное действие молнии и индуцирующего в контурах ЭДС – устройством металлических перемычек, объединяющих контуры в единую систему.

При расчете молниезащиты (молниеотводы) учитывается необходимость получения определенной зоны защиты, которая представляет собой пространство, защищаемое от молний.

Расчетная зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой h_0 , Ом представляет собой конус с высотой h_0 . Горизонтальные сечения зоны защиты на высоте защищаемого объекта h_x и на уровне земли представляют собой окружности радиусами r_0 и r_x .

Радиус зон защиты одиночных стержневых молниеотводов и высоту расположения h_0 минимальной зоны определяют

$$r_c = (1,1 - 0,002h)$$

$$h_0 = 0,25 * h$$

$$h_x = 6,7$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h) * (h - \frac{h_x}{0,25})$$

Для молниеотвода с $h=17$ Ом: $h_0=13$ м, $h_x=6,7$ м, $r_0=11,04$ м, $r_x=13,7$ м.

Для молниеотвода с $h=15$ Ом: $h_0=12,7$ м, $h_x=6,7$ м, $r_0=8,2$ м, $r_x=10,6$ м.

4.2 Заземление ОРУ-220 кВ

При расчете заземляющего устройства определяется тип заземлителей, их количество и место размещения, а также сечение заземляющих проводников.

Так, как грунт, окружающий заземлители, не является однородным (наличие в нем песка, строительного мусора и грунтовых вод оказывает большое влияние на его сопротивление), то ПУЭ определяет удельное сопротивление ρ грунта путем непосредственного измерения в том месте, где будут размещаться заземлители. Полученное путем замеров удельное сопротивление грунта является важнейшей величиной, определяющей сопротивление заземляющего устройства. При отсутствии данных измерения для расчетов пользуются приведенными значениями удельных сопротивлений грунтов (Ом*м).

Необходимо рассчитать защитное заземление ОРУ напряжением 220/10 кВ.

Периметр ОРУ $\pi=108$ м. Нейтраль сети 220 кВ заземлена, сеть 10 кВ изолирована ($40*32$)=144 м.

Принимаем по ПУЭ удельное сопротивление грунта в месте сопротивления подстанции, значение $\rho=0,9*10^4$ Ом*см. В качестве естественных заземлителей можно использовать металлические оболочки кабеля сопротивлением $r_k=1,8$ Ом и заземленный трос линия 110 кВ сопротивлением $r_{тр}=1,5$ Ом.

Сопротивление заземляющего устройства для сети 220 кВ с заземленной нейтралью должно быть по ПУЭ 0,5 Ом.

Зная расчетное удельное сопротивление грунта, можно определить сопротивление одиночного заземлителя при длине l (м) и диаметре d (мм) определяется приближенной формулой

$$R_0=(0,366*\frac{\rho}{L})*\lg(\frac{4L}{d})$$

В расчетах можно пользоваться следующей формулой, которую мы и принимаем (при $l=12$ мм и $d=5$ м)

$$R_0=0,00227*\rho$$

$$R_0=0,00227*0,9*10^4=20,4 \text{ Ом}$$

Число вертикальных заземлителей определяется

$$n = \frac{R_0}{\eta * R_3}$$

где η – коэффициент экранирования

R_3 – сопротивления заземлителя, Ом.

Сопротивление искусственных заземлителей определяется по следующей формуле

$$R_0 = \frac{R_3 * R_e}{R_e - R_3}$$

$R_3 = 0,5$ Ом.

Сопротивление естественных заземлителей (кабель и трос) равно:

$$R_e = \frac{r_{mp} * r_k}{r_{mp}} = \frac{1,8 * 1,5}{1,8 + 1,5} = 0,22 \text{ Ом}$$

$$R_u = \frac{0,82 * 0,5}{0,82 - 0,5} = 1,82 \text{ Ом}$$

$$n = \frac{20,4}{1,28 * 0,42} = 38 \text{ шт}$$

где $\eta = 0,42$ при размещении электродов по контуру $\frac{\rho}{L} = 1$.

Расстояние между электродами

$$a = \frac{P}{n} = \frac{108}{38} = 3 \text{ м}$$

Выбираем соединительные полосы между электродами принимаем стальные 30*4 мм. Чтобы создать надежный контакт со слоями грунта, не подверженными промерзанию и высыханию, заземлители закладываются на глубину порядка 0,7 м (от поверхности земли до верхней части заземлителя).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломная работа посвящена модернизацию систем электроснабжения химического завода. В работе были получены следующие основные результаты.

При заданном числе электроприемников и их мощности вычислена методом упорядоченных диаграмм нагрузка для завода на напряжение 0,4 кВ: $P_{p0,4}=13930$ кВт, $Q_{p0,4}=8853$ квар и $S_{p0,4}=16505$ кВА. Выбраны 12 цеховых трансформаторов типа ТМЗ-1600/10/0,4. А также произведена компенсация реактивной мощности на 0,4 кВ с помощью низковольтных батарей конденсаторов типа УКБН-0,38-150-50У3. Определена нагрузка по заводу в целом с учетом СД и потерь в ЦТП: $S_p \text{ зав} = 18706,2$ кВА.

В работе рассмотрены три варианта схем внешнего электроснабжения химического завода: 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ. И из них выбран наиболее рациональный с экономической и технической точки зрения, которым является первый вариант питания базы, где электроэнергия передается по ЛЭП 220 кВ.

Для принятого варианта выбрано следующее высоковольтное оборудование: вводные выключатели; секционный выключатель; выключатели нагрузки; выключатели отходящих линий, выключатели к СД, а также силовые кабели к ним. Выбраны измерительные приборы, трансформаторы тока и напряжения. Был произведен выбор шин ГПП и изоляторов к ним.

В разделе электробезопасности рассчитаны молнизащита подстанции и защитное заземление.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий; учебник для студентов высших учебных заведений/ Б.И. Кудрин.-М.: Интермет Инжиниринг, 2007. -672 с.
- 2 Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. Ростов на/Д.: Феникс, 2004.
- 3 Электротехнический справочник: В 4 т./Под общ. ред. Герасимова и др. -М.: Издательство МИЭ, 2004 .
- 4 Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов / А. А. Федоров, В. В. Каменева. – 4-е изд., перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.
- 5 Правила технической эксплуатации и правила техники безопасности (ПТЭ и ПТБ)/ под ред. Парамонова А. И. - г. Алматы: Издательство Капитал, 2016. - 103 с.
- 6 Справочник по проектированию электроснабжения/под. ред. Ю.Г.Барыбина. - М.: Энергоатомиздат,1990.- с.123-129.
- 7 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию.Т.1, Т.2. Электроснабжение/ под.ред.А.А.Федорова.- М.,1986.- с.162-187.
- 8 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования/под.ред.Ю.Г.Барыбина,-М.: Энергоатомиздат,1990., с 238-245.
- 9 Надежность электроснабжения промышленных предприятий/ Е.А.Конюхова, Э.А. Киреева - М.: ТНФ «Энергопрогресс», «Энергетик»,2001., стр 42.
- 10 Электробезопасность. Теория и практика:учебное пособие для вузов/ П.А.Долин, В.Т.Медведева.-2-е изд., перераб. и доп.-М.: Издательский дом МИЭ, 2008.-272с.
- 11 Казаков В.А. Электрические аппараты. Учеб. пособие для студентов высш. учеб. заведений.- М.: ИП РадиоСофт, 2010.-372 с.:
- 12 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений/ И.П. Крючков, Б.Н.Неклепаев, В.А.Старшинов и др.; под ред. И.П.Крючкова и В.А. Старшинова.-2-е изд., стер.-М.: Издательский центр «Академия», 2006.-416с.