

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Энергосбережение и энергоаудит
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Повышение энергетической эффективности системы электроснабжения
предприятия химической отрасли

Обучающийся

В.О. Верин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

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

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Егорова

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

Тольятти 2022

Аннотация

Целью данной работы является повышение энергоэффективности предприятия химической промышленности на этапе строительства. Эта тема актуальна в соответствии с ФЗ № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Для решения поставленной задачи, в работе выполнен анализ исходных данных, на основании которого осуществлены необходимые обоснованные мероприятия по выбору оборудования, схемы внешнего электроснабжения, схемы внутривозводского электроснабжения.

На основе полученных результатов расчёта нагрузок потребителей, а также расчёта токов КЗ, в работе выбрана и обоснована схема электроснабжения объекта проектирования.

На основе обоснования мероприятий в работе осуществлён выбор современных типов проводников электрических сетей, системы освещения, а также проведён выбор основного оборудования.

Проанализированы и разработаны основные мероприятия для повышения энергоэффективности предприятия.

Обоснование всех указанных мероприятий по проектированию системы электроснабжения предприятия химической промышленности в работе подтверждено соответствующими техническими расчётами и проверками, в частности, выбором современных типов приведённого оборудования и проводников электрических сетей.

Данная работа содержит введение, 3 раздела, заключение и список используемой литературы. Пояснительная записка изложена на 85 страницах. В ней имеются 31 таблица и 10 рисунков. Графическая часть содержит 6 листов формата А1.

Abstract

The title of the graduation work is « Improving the energy efficiency of the power supply system of the chemical industry enterprise».

The senior paper consists of an introduction, twelve parts, a conclusion, tables, list of references including foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

The key issue of the thesis is development of measures to improve the energy efficiency of the chemical industry during the construction phase. We touch upon the problem of increasing the energy efficiency of a chemical industry enterprise at the design stage, as well as the problem of choosing the supply voltage of an enterprise. The aim of the work is to develop design and survey work to improve the energy efficiency of a chemical enterprise in order to create a rational power supply system for an enterprise.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are: analysis of characteristics; electrical and lighting calculations; selection of the supply voltage of a chemical enterprise; economic substantiation of the decisions made; selection of equipment, power, cable lines and switching equipment; analysis of the economic part. Finally, we present the work on the successful cost-effective development of measures for a chemical industry enterprise that will provide significant energy savings in the operation of the enterprise.

In conclusion we'd like to stress this work is relevant in solving the problem of a given chemical industry enterprise, as well as similar technological and design solutions can be applied to similar research facilities, in order to increase energy savings and energy efficiency.

Содержание

Введение.....	5
1 Краткая характеристика предприятия.....	6
2 Разработка проекта электроснабжения предприятия.....	9
2.1 Расчет электрических нагрузок предприятия.....	9
2.2 Выбор месторасположения ГПП.....	15
2.3 Выбор числа и мощности цеховых ТП.....	18
2.4 Расчет внешнего электроснабжения.....	24
2.5 Выбор кабельных линий распределительной сети.....	49
2.6 Расчет токов короткого замыкания.....	55
2.7 Выбор коммутационной аппаратуры.....	62
3 Экономическая часть.....	80
3.1 Расчет экономической эффективности проекта.....	80
3.2 Расчет издержек.....	82
Заключение.....	84
Список используемой литературы и используемых источников.....	85

Введение

Повышение энергетической эффективности предприятия является ключевой задачей любого производства.

Современные технологии позволяют существенно повысить энергоэффективность проектируемого предприятия для всех видов энергоресурсов.

Объектом исследования является предприятие химической отрасли.

Предметом исследования является система электроснабжения предприятия химической отрасли.

Цель работы: разработать проект системы электроснабжения предприятия химической отрасли с учетом высоких показателей энергоэффективности.

В соответствии с поставленной целью поставлены задачи:

- рассмотреть краткую характеристику предприятия химической отрасли;
- рассчитать электрические нагрузки предприятия химической отрасли;
- выбрать месторасположение ГПП;
- рассчитать внешнее электроснабжения предприятия;
- выбрать число и мощность цеховых ТП;
- выбрать кабельные линии распределительной сети;
- выбрать коммутационную аппаратуру;
- рассчитать эффективность системы электроснабжения.

Теоретическая значимость работы заключается в формировании навыков проектирования СЭС промышленных предприятий с учетом показателей энергоэффективности.

Практическая значимость работы заключается в возможности применения результатов работы для разработки рабочего проекта системы электроснабжения предприятия химической отрасли.

1 Краткая характеристика предприятия

Объекты основного производства на предприятии химической отрасли:

- 4 корпуса электролиза
- 3 газоочистные установки
- Химический цех
- Производство основной продукции
- Склад химикатов
- Склад фторсолей и пускового сырья

Технические характеристики низковольтной нагрузки предприятия представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики низковольтной нагрузки предприятия

Наименования оборудования	Эффективное число электроприемников	Установленная мощность электроприемников, напряжением 0,4кВ, кВт
Производство основной продукции	82	2500
Основной корпус электролиза	23	1600
Заводоуправление	51	70
Склад фторсолей и пускового сырья	42	310
Корпус электролиза №2	121	4800
Корпус электролиза №3	62	3093
Газоочистная установка №1	93	1425
Химический цех	24	2000
Склад химикатов	32	310
Корпус электролиза №4	107	3200
Насосная	19	130
Газоочистная установка №2	76	2250
Газоочистная установка №3	61	2000
Ремонтное производство	60	2306

Складские помещения используются для складирования сырья и готовой продукции. Потребителями электроэнергии являются освещение, вентиляция, подъемно-транспортные механизмы для погрузки-разгрузки.

Напряжение питания освещения – однофазное переменное, 220 В, остальных электроприемников – трехфазное, 380 В.

Химический цех.

Электроприемниками химического цеха являются: насосы, вентиляция.

Приводы вентиляторов и насосов работают в продолжительном режиме, приводы других вспомогательных механизмов – в повторно-кратковременном. Питается вспомогательное оборудование от сетей переменного тока промышленной частоты, напряжение питания – 380 В.

Насосная предназначена для обеспечения циркуляции оборотной технологической воды, необходимой для работы технологического оборудования. Приводами к насосам служат высоковольтные электродвигатели. Напряжение питания переменное – 10 кВ.

Основными потребителями компрессорной являются насосы. Режим работы приводов насосов – продолжительный, график нагрузки практически постоянный.

Ремонтное производство выполняет централизованный ремонт оборудования всего предприятия, а также изготавливает запасные части и сменные детали. Основными потребителями электроэнергии являются: различного вида станки, краны, насосы. Напряжение питания – 380 В.

Характеристики высоковольтной нагрузки предприятия приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики высоковольтной нагрузки предприятия

Вид приемников	Установленная мощность, кВт	Номинальное напряжение, кВ	Количество
Основной корпус электролиза (Индукционные печи 400 Гц-2500)	2500	10	4
Химический цех (ДСП-3500)	3500	10	2
Насосная (СД-1250)	1250	10	4

Предприятие химической отрасли планируется подключить от ГПП, которая будет подключена от подстанции энергосистемы. Расстояние между подстанцией энергосистемы и проектируемой ГПП составляет 12,3 км.

Напряжение системы внутреннего ЭС промышленного предприятия необходимо принять 10 кВ, так как на предприятии есть высоковольтная нагрузка напряжением 10 кВ.

Вывод по разделу 1.

В первом разделе приведена характеристика предприятия по производству химических веществ и химических продуктов. На основании приведенного анализа установлено, что предприятие имеет ЭП большой мощности, при этом, в основном, все ЭП относятся к потребителям 1 и 2 категории.

2 Разработка проекта электроснабжения предприятия

2.1 Расчет электрических нагрузок предприятия

«В исходных данных заданы суммарные установленные мощности электроприемников по цехам, эффективное число использования электроприемников для низковольтной нагрузки и количество и мощность двигателей (высоковольтная нагрузка). Низковольтные и высоковольтные электроприемники рассчитываются отдельно» [7].

«Расчет начинается с определения низковольтных нагрузок по цехам, то есть мы должны определить расчетную мощность на СШ 0,4 кВ ЦТП. Средневзвешенные коэффициенты использования $K_{ИА}$ и реактивной мощности $\operatorname{tg}\phi$ по цехам задаются в исходных данных» [7].

Так установленная мощность электроприемников 0,4 кВ термического цеха $P_{НОМ} = 1600$ кВт, эффективное число электроприемников $n_{\text{э}} = 24$, $k_{ИА} = 0,7$, $\cos\phi = 0,9$, $\operatorname{tg}\phi = \operatorname{tg}(\arccos(0,9)) = 0,48$.

«Для каждого цеха находится средняя нагрузка» [7]:

$$\begin{aligned} P_C &= k_{ИА} \cdot P_{НОМ} \\ Q_C &= k_{ИА} \cdot P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg}\phi \end{aligned} \quad (1)$$

$$P_C = 0,7 \cdot 1600 = 1120 \text{ кВт};$$

$$Q_C = 0,7 \cdot 1600 \cdot 0,48 = 542 \text{ квар.}$$

«Расчетные активная и реактивная мощности» [7]:

$$P_P = K_{РА} \cdot k_{ИА} \cdot p_{НОМ}, \quad (2)$$

$$Q_P = K_{РА} \cdot k_{ИА} \cdot p_{НОМ} \cdot \operatorname{tg}\phi, \quad (3)$$

где $K_{РА}$ – коэффициент, $K_{РА} = f(n_{\text{э}}, K_{ИА})$, $K_{РА} = 0,9$

$$P_p = 0,9 \cdot 1120 = 1008 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 0,9 \cdot 542 = 488 \text{ квар.}$$

«Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса» [7]:

$$P_{\text{РОСВ}} = K_{\text{СОСВ}} \cdot P_{\text{УОСВ}} \cdot F_{\text{Ц}}, \quad (4)$$

«где $K_{\text{СОСВ}}$ – коэффициент спроса;

$P_{\text{УОСВ}}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт» [16];

$F_{\text{Ц}}$ – площадь цеха, м^2 .

«Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки» [7]:

$$Q_{\text{РОСВ}} = P_{\text{РОСВ}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{РОСВ}}, \quad (5)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{РОСВ}}$ – коэффициент мощности.

Площадь цеха $F_{\text{Ц}} = 2627 \text{ м}^2$, $K_{\text{СОСВ}} = 0,85$; $P_{\text{УОСВ}} = 0,015 \text{ кВт} / \text{м}^2$;

$\text{tg}\varphi_{\text{РОСВ}} = 1$.

$$P_{\text{РОСВ}} = 0,85 \cdot 0,015 \cdot 2627 = 33 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{РОСВ}} = 33 \cdot 1 = 33 \text{ квар.}$$

«Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха определяется по формуле» [7]:

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

$$S_p = \sqrt{(1088 + 33)^2 + (488 + 33)^2} = 1165 \text{ кВА.}$$

Аналогично выполняется расчет электрических нагрузок остальных цехов, результаты расчета представлены в таблице 3.

«После этого заполняется итоговая строка по нагрузке 0,4 кВ, в которой производится суммирование номинальных активных мощностей цехов, средних активных и реактивных нагрузок, расчетных активных и реактивных мощностей от силовой и осветительной нагрузок цехов, а также учитывают расчетную нагрузку от электроосвещения территории предприятия. После этого определяют полную расчетную мощность предприятия от низковольтной нагрузки. Помимо этого, требуется определить средневзвешенные коэффициенты использования и реактивной мощности по выражениям» [7]:

$$\text{tg}\phi = \frac{\sum_{i=1}^n Q_p}{\sum_{i=1}^n P_p}, \quad (7)$$

$$K_{\text{ИА}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_c}{\sum_{i=1}^n P_{\Sigma}}, \quad (8)$$

$$\text{tg}\phi = \frac{8038}{9073} = 0,89$$

$$K_{\text{ИА}} = \frac{10882}{23688} = 0,46$$

«При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки $K_{\text{РА}}=1$, тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны

соответственно средним активной и реактивной мощностям, для нахождения которых имеются все исходные данные» [7].

Например, в компрессорной установлено 4 СД, номинальной мощностью 1250 кВт, тогда:

$$P_{\text{НОМ}} = 4 \cdot 1250 = 5000 \text{ кВт.}$$

Характеристики данных двигателей: $K_{\text{ИА}} = 0,8$; $\cos\varphi = 0,9$; $\text{tg}\varphi = -0,48$.

Тогда расчетные мощности двигателя равны:

$$P_p = 0,8 \cdot 5000 = 4000 \text{ кВт;}$$

$$Q_p = 4000 \cdot (-0,48) = -1937 \text{ квар;}$$

$$S_p = \sqrt{4000^2 + (-1937)^2} = 4444 \text{ кВА.}$$

Затем заполняют итоговую строку по нагрузке 10 кВ.

«Таблицу завершает строка «Итого по предприятию», в которой записывают суммарные данные по низковольтным и высоковольтным потребителям электроэнергии: номинальную активную мощность, средние и расчетные активные и реактивные нагрузки, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов $K_{\text{ИА}}$, $\cos\varphi$, $\text{tg}\varphi$. Расчетная активная и реактивная мощности по всему предприятию химической отрасли будут рассчитаны позже, после выбора ЦТП и расчета потерь в силовых трансформаторах данных ТП» [7].

Все расчеты сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок по предприятию

№ цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	n_{Σ}	P_{Σ} , кВт	$K_{иА}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	$K_{РА}$	P_P , кВт	Q_P , квар	$F_{Ц}$, M^2	$P_{уд}$, кВт/ M^2	K_{CO}	$\cos\varphi_0$	$\operatorname{tg}\varphi_0$	P_{PO} , кВт	Q_{PO} , квар	P_P+P_{PO} , кВт	Q_P+Q_{PO} , квар	S , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Низковольтная нагрузка																					
1	Производство основной продукции	82	2500	0,34	0,70	1,02	850	867	0,70	595	607	1313	0,010	0,75	0,7	1	10	10	605	617	864
2	Основной корпус электролиза	23	1600	0,70	0,90	0,48	1120	542	0,90	1008	488	2627	0,015	0,85	0,7	1	33	33	1041	522	1165
3	Заводоуправление	51	70	0,50	0,75	0,88	35	31	0,80	28	25	2131	0,015	0,85	0,7	1	27	27	55	52	76
4	Склад фторсолей и пускового сырья	42	310	0,35	0,60	1,33	109	145	0,75	81	109	1373	0,015	0,80	0,7	1	16	16	98	125	159
5	Корпус электролиза №2	121	4800	0,39	0,70	1,02	1872	1910	0,70	1310	1337	3788	0,015	0,80	0,7	1	45	45	1356	1382	1936
6	Корпус электролиза №3	62	3093	0,45	0,75	0,88	1392	1227	0,72	1002	884	9854	0,015	0,80	0,7	1	118	118	1120	1002	1503
7	Газоочистная установка №1	93	1425	0,40	0,65	1,17	570	666	0,70	399	466	1910	0,010	0,75	0,7	1	14	14	413	481	634
8	Химический цех	24	2000	0,70	0,90	0,48	1400	678	0,90	1260	610	1194	0,010	0,85	0,7	1	10	10	1270	620	1414
9	Склад химикатов	32	310	0,40	0,80	0,75	124	93	0,75	93	70	918	0,010	0,75	0,7	1	7	7	100	77	126
10	Корпус электролиза №4	107	3200	0,50	0,75	0,88	1600	1411	0,75	1200	1058	1910	0,010	0,80	0,7	1	15	15	1215	1074	1622
11	Насосная	19	130	0,85	0,80	0,75	111	83	0,90	99	75	597	0,010	0,85	0,7	1	5	5	105	80	131
12	Газоочистная установка №2	76	2250	0,40	0,65	1,17	900	1052	0,70	630	737	2755	0,015	0,75	0,7	1	31	31	661	768	1013
13	Газоочистная установка №3	61	2000	0,40	0,60	1,33	800	1067	0,70	560	747	2425	0,015	0,85	0,7	1	31	31	591	778	977

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
14	Ремонтное производство	60	2306	0,50	0,70	1,02	1153	1180	0,70	807	826	2278	0,010	0,75	0,7	1	17,1	17,1	824	843	1179
-	Освещение территории	-										112738	0,002	1,00	0,7	1	225	225	225	225	319
Итого (0,4 кВ):		792	23688	0,46	-	0,89	10882	9773	-	9073	8038	12978	-	-	-	-	742	742	14828	12463	19370
Высоковольтная нагрузка																					
2	Основной корпус электролиза	4	10000	0,30	0,80	0,75	3000	2250	1,00	3000	2250	-	-	-	-	-	-	-	3000	2250	3750
8	Химический цех	2	7000	0,45	0,75	0,88	3150	2778	1,00	3150	2778	-	-	-	-	-	-	-	3150	2778	4200
11	Насосная (СД-1250)	4	5000	0,80	0,90	-0,48	4000	-1937	1,00	4000	-1937	-	-	-	-	-	-	-	4000	-1937	4444
Итого (10 кВ):		10	22000	0,46	0,96	0,30	10150	3091	1,00	10150	3091	-	-	-	-	-	-	-	10150	3091	10610
Итого по предприятию		802	45688	0,46	0,85	0,61	21032	12863	0,91	19223	11129	-	-	-	-	-	-	-	19830	11736	23042

2.2 Выбор месторасположения ГПП

«Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане завода круги, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, предприятия, а площади окружностей пропорциональные расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на сектора, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам потребителей электроэнергии напряжением до 1000 В, потребителей электроэнергии напряжением выше 1000 В и электроосвещения. При этом радиус круга и углы секторов для каждого цеха соответственно рассчитываются» [24]:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (9)$$

$$\alpha_{H/Vi} = 360 \cdot \frac{P_{P.H/Vi}}{P_{Pi}}, \quad (10)$$

$$\alpha_{B/Vi} = 360 \cdot \frac{P_{P.B/Vi}}{P_{Pi}}, \quad (11)$$

$$\alpha_{OCVi} = 360 \cdot \frac{P_{P.OCVi}}{P_{Pi}}, \quad (12)$$

где P_{Pi} , $P_{P.H/Vi}$, $P_{P.B/Vi}$, $P_{P.OCVi}$ – расчетная активная нагрузки всего цеха, потребителей электроэнергии напряжением до 1 кВ, потребителей электроэнергии напряжением выше 1 кВ и электроосвещения, кВт;
 m – масштаб площадей кругов, кВт/мм².

«Масштаб определяется из условия, что радиус окружности, который соответствует минимальной расчетной нагрузке, был равен 5 мм. Тогда» [16]:

$$m = \frac{55}{\pi \cdot 5^2} = 0,70 \text{ кВт} / \text{мм}^2.$$

«Далее определяются радиусы кругов и углы секторов для каждого цеха» [16], результаты расчета представлены в таблице 4.

Например, для основного корпуса электролиза из таблицы 3

$$P_{PH/B}=1008 \text{ кВт};$$

$$P_{POCB}=33 \text{ кВт};$$

$$P_{PB/B}=3000 \text{ кВт};$$

$$P_p = P_{PH/B} + P_{POCB} + P_{PB/B}; \quad (13)$$

$$P_p = 1008 + 33 + 3000 = 4041 \text{ кВт}.$$

Тогда радиус окружности равен

$$R_i = \sqrt{\frac{4041}{\pi \cdot 0,70}} = 43 \text{ мм};$$

и углы секторов составляют

$$\alpha_{H/Bi} = 360 \cdot \frac{1008}{4041} = 90^\circ,$$

$$\alpha_{B/Bi} = 360 \cdot \frac{3000}{4041} = 266^\circ,$$

$$\alpha_{OCBi} = 360 \cdot \frac{33}{4041} = 3^\circ.$$

ГПП необходимо размещать в ЦЭН. ЦЭН завода является символическим центром потребления электроэнергии (активной мощности) завода, координаты которого определяются по формулам:

$$x_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}; \quad y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}} \quad (14)$$

где x_i , y_i – координаты центра i -го цеха на генплане предприятия химической отрасли, м.

Таблица 4 – Расчет картограммы нагрузок

Цеха	P_{pi} , кВт	$P_{p.ni}$, кВт	$P_{p.vi}$, кВт	$P_{p.oi}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R_i , мм	α_{hi}	α_{vi}	α_{oi}
Производство основной продукции	605	595	0	10	345	77	17	354	0	6
Основной корпус электролиза	4041	1008	3000	33	345	37	43	90	266	3
Заводоуправление	55	28	0	27	409	277	5	183	0	177
Склад фторсолей и пускового сырья	97	81	0	16	234	157	7	299	0	61
Корпус электролиза №2	1355	1310	0	45	427	59	25	348	0	12
Корпус электролиза №3	1120	1002	0	118	315	178	23	322	0	38
Газоочистная установка №1	413	399	0	14	262	167	14	348	0	12
Химический цех	4420	1260	3150	10	261	78	45	103	257	1
Склад химикатов	100	93	0	7	203	259	7	335	0	25
Корпус электролиза №4	1215	1200	0	15	279	277	23	355	0	5
Насосная	4104	99	4000	5	177	134	43	9	350	1
Газоочистная установка №2	661	630	0	31	124	257	17	343	0	17
Газоочистная установка №3	591	560	0	31	75	75	16	341	0	19
Ремонтное производство	824	807	0	17	175	75	19	353	0	7
Итого	19602	9073	10150	381	-	-	-	-	-	-

Результаты расчета сведены в таблицу 4, координаты ЦЭН

$$x_{ц}=265 \text{ м};$$

$$y_{ц}=108 \text{ м}.$$

При выборе местоположения ГПП кроме расположения ЦЭН необходимо учитывать наличие места для установки ГПП и прокладки ЛЭП.

Координаты ГПП:

$$x_{ц}=265 \text{ м};$$

$$y_{ц}=108 \text{ м}.$$

План предприятия химической отрасли представлен на рисунке 1.

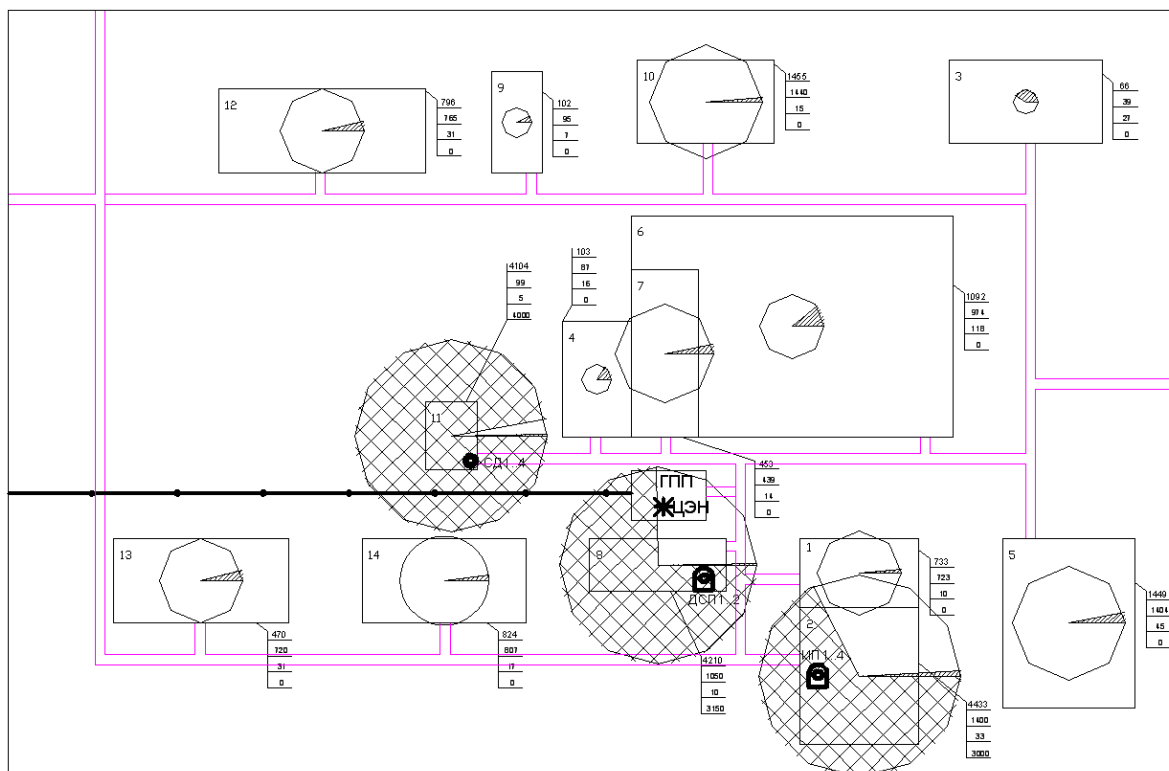


Рисунок 1 – План предприятия химической отрасли

На основании приведенной картограммы электрических нагрузок проведем расчет цеховых ТП.

2.3 Выбор числа и мощности цеховых ТП

«Число силовых трансформаторов одной ЦТП зависит от категории потребителей по надежности электроснабжения. Для питания электроприемников I и II категорий по надежности применяется двухтрансформаторная ТП с допустимым коэффициентом загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме $K_{зд}=0,7$ соответственно, а для питания потребителей третьей категории по надежности электроснабжения – однотрансформаторную подстанцию с $K_{зд}=0,9$ » [24].

«Число трансформаторов всех ЦТП одного цеха в общем случае можно определить по выражению» [16]:

$$N_0 = \frac{P_p}{K_{зд} \cdot S_{HT}}, \quad (15)$$

«где P_p – расчетная нагрузка электроприемников, кВт;

$K_{зд}$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

S_{HT} – номинальная мощность трансформаторов ТП, кВА» [28].

«При выборе силовых трансформаторов ЦТП необходимо определять наибольшую реактивную мощность Q_{IP} , которую силовые трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ. Для цеха (либо группы цехов), в котором установлено M ЦТП с количеством трансформаторов n , с учетом того, что мощности всех силовых трансформаторов одинаковые, данная реактивная мощность определяется по формуле» [16]:

$$Q_{IP} = \sqrt{(n \cdot M \cdot K_{зд} \cdot S_{HT})^2 + P_p^2}, \quad (16)$$

где n – число трансформаторов ТП.

«Величина Q_{IP} расчетная, в связи с этим в общем случае реактивная нагрузка силовых трансформаторов Q_1 может отличаться» [16]:

$$\begin{aligned} Q_1 &= Q_{IP}, \text{ если } Q_{IP} < Q_p, \\ Q_1 &= Q_p, \text{ если } Q_{IP} \geq Q_p, \end{aligned} \quad (17)$$

где Q_p – расчетная нагрузка цеха, квар.

«При $Q_{IP} < Q_p$ трансформаторы ТП не смогут пропустить всю реактивную мощность, и поэтов связи с этим часть ее необходимо скомпенсировать при помощи батарей конденсаторов, которые устанавливаются на стороне низшего напряжения данной трансформаторной подстанции. Мощность этих конденсаторов будет равна» [16]:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{р}} - Q_1. \quad (18)$$

«Коэффициенты загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме и послеаварийном режиме рассчитываются по формуле» [16]:

$$K_{\text{зТН}} = \frac{\sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_1^2}}{n \cdot M \cdot S_{\text{НТ}}}, K_{\text{зТП}} = \frac{\sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_1^2}}{(n-1) \cdot M \cdot S_{\text{НТ}}}. \quad (19)$$

Для ТП цеха №1:

$$Q_{1\text{р}} = \sqrt{(2 \cdot 1 \cdot 0,70 \cdot 1000)^2 - 1270^2} = 588 \text{ квар};$$

$$Q_1 = Q_{1\text{р}} = 588 \text{ квар, так как } Q_{1\text{р}} < Q_{\text{р}};$$

$$Q_{\text{кв}} = 1125 - 588 = 537 \text{ квар.}$$

«Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах» [16]:

$$K_{\text{зТН}} = \frac{\sqrt{1270^2 + 588^2}}{2 \cdot 1 \cdot 1000} = 0,7,$$

$$K_{\text{зТП}} = \frac{\sqrt{1270^2 + 588^2}}{(2 - 1) \cdot 1 \cdot 1000} = 1,4,$$

что равно допустимому.

Аналогичные расчеты для остальных ТП представлены в таблице 5.

«Для вычисления расчетной нагрузки предприятия химической отрасли требуется знать потери активной мощности и реактивной мощности в трансформаторах ЦТП. Данные потери определяются как» [19]:

$$\Delta P_{\text{Т}} = N \cdot (\Delta P_{\text{ХХ}} + K_{\text{зН}}^2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ}}), \quad (20)$$

Таблица 5 – Результаты расчета трансформаторных подстанций

№цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	К.Н.	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _ц , м ²	δЭГ	S _{ЭГ} , кВА	Тип Тр, №ТП	S _{НОМТР} , кВА	пг	КзДЮП	Q _{1p} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	КзНОРМ	КзТП/АВ	ΔP _{XX} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{XX} , %	U _{кз} , %	ΔP _T , кВт	ΔQ _T , квар	P _p +ΔP _T , кВт	Q ₁ +ΔQ _T , квар	S _p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
-	ТП№1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Основной корпус электролиза	2	1041	522	1165	2627	-	-	ТП1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	1041	522	1165	2627	0,44	2500	ТМЗ	1000	2	0,7	412	412	110	0,70	1,40	1,9	7,6	1,5	4,4	11	58	1053	470	1153
-	ТП№2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Корпус электролиза №2	2	1356	1382	1936	3788	-	-	ТП2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	1356	1382	1936	3788	0,51	2500	ТМЗ	1000	2	0,7	349	349	1034	0,70	1,40	1,9	10,8	1,2	5,5	14	78	1370	427	1435
-	ТП№3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Склад фторсолей и пускового сырья	2	98	125	159	1373	-	-	НРП2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Корпус электролиза №3	2	1120	1002	1503	9854	-	-	ТП3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Газоочистная установка №1	2	413	481	634	1910	-	-	НРП1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	1632	1608	2291	9854	0,23	1600	ТМЗ	1250	2	0,7	633	633	975	0,70	1,40	2,65	10,8	1,2	4,8	16	89	1647	722	1799
-	ТП№4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Химический цех	2	1270	620	1414	1194	-	-	ТП4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Производство основной продукции	3	605	617	864	1313	-	-	НРП3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	1875	1237	2246	1194	0,10	630	ТМЗ	1250	2	0,8	696	696	541	0,80	1,4*	2,65	10,8	1,2	4,8	19	107	1894	803	2057
-	ТП№5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
9	Склад химикатов	2	100	77	126	918	-	-	ТП5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Газоочистная установка №2	2	661	768	1013	2755	-	-	НРП4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	761	844	1139	918	0,26	1600	ТМЗ	630	2	0,7	446	446	398	0,70	1,40	1,31	8,5	2	6	11	62	772	508	924
-	ТП№6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Корпус электролиза №4	2	1215	1074	1622	1910	-	-	ТП6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Заводоуправление	2	55	52	76	2131	-	-	НРП5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	1270	1125	1697	1910	0,89	2500	ТМЗ	1000	2	0,7	588	588	537	0,70	1,40	1,9	10,8	1,2	5,5	14	78	1285	666	1447
-	ТП№7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Насосная	1	105	80	131	597	-	-	ТП7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Газоочистная установка №3	2	591	778	977	2425	-	-	НРП7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Ремонтное производство	3	824	843	1179	2278	-	-	НРП6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	1519	1701	2287	597	3,83	2500	ТМЗ	1250	2	0,7	869	869	832	0,70	1,00	2,65	10,8	1,2	4,8	16	89	1535	958	1809
-	ПЕЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	ДСП1-3500кВт	-	1575	1389	2100	-	-	-	ЭТЦХ	5000	1	-	-	-	-	0,42	-	13,5	51	0	8,1	22	71	1597	1460	2164
	ДСП2-3500кВт	-	1575	1389	2100	-	-	-	ЭТЦХ	5000	1	-	-	-	-	0,42	-	13,5	51	0	8,1	22	71	1597	1460	2164
2	ИП1-2500 кВт	-	750	563	938	-	-	-	ЭТЦХ	5000	1	-	-	-	-	0,19	-	13,5	51	0	8,1	15	14	765	577	958
	ИП2-2500 кВт	-	750	563	938	-	-	-	ЭТЦХ	5000	1	-	-	-	-	0,19	-	13,5	51	0	8,1	15	14	765	577	958
	ИП3-2500 кВт	-	750	563	938	-	-	-	ЭТЦХ	5000	1	-	-	-	-	0,19	-	13,5	51	0	8,1	15	14	765	577	958
	ИП4-2500 кВт	-	750	563	938	-	-	-	ЭТЦХ	5000	1	-	-	-	-	0,19	-	13,5	51	0	8,1	15	14	765	577	958

1,4* - часть нагрузки подстанции можно отключить.

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{XX}, \%}{100} \cdot S_{HT} + K_{3H}^2 \cdot \frac{U_{K3}, \%}{100} \cdot S_{HT} \right), \quad (21)$$

где N – число трансформаторов ТП;

$\Delta P_{XX}, \Delta P_{K3}, I_{XX}, U_{K3}$ – паспортные данные трансформаторов [26].

Технические характеристики трансформатора ТМЗ-1000-10/0,4:

- потери ХХ $\Delta P_{XX} = 1,90$ кВт;

- потери КЗ $\Delta P_{K3} = 10,8$ кВт;

- ток ХХ $I_{XX} = 1,2$ %;

- напряжение КЗ $U_{K3} = 5,5$ %.

Потери в трансформаторах

$$\Delta P_T = 2 \cdot (1,90 + 0,7^2 \cdot 10,8) = 14 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{1,2}{100} \cdot 1000 + 0,7^2 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot 1000 \right) = 78 \text{ квар.}$$

Активная мощность, потребляемая всеми цеховыми трансформаторами предприятия химической отрасли:

$$P_p + \Delta P_T = 1270 + 14 = 1284 \text{ кВт};$$

реактивная мощность, потребляемая всеми цеховыми трансформаторами предприятия химической отрасли:

$$Q_1 + \Delta Q_T = 588 + 78 = 666 \text{ квар};$$

полная мощность, потребляемая всеми цеховыми трансформаторами предприятия химической отрасли:

$$S_p = \sqrt{1284^2 + 666^2} = 1447 \text{ кВА.}$$

«Аналогично рассчитываются потери в трансформаторах остальных ТП, результаты расчета сведены в таблицу 6» [16].

«В ВКР предусматривается питание некоторых цехов от соседних ТП, при этом в данных цехах установлены НРП. При этом считается, что установка НРП в цехе экономически выгодная, если выполняется соотношение» [39]:

$$S_p \cdot l \leq 15000, \text{ кВА} \cdot \text{м}, \quad (22)$$

где S_p – полная нагрузка цеха, кВА;

l – «расстояние от НРП цеха до ТП, от которой подключен данный НРП, м» [20].

«Проверка выполнения этого соотношения при установке НРП представлена в таблице 6» [28].

Таблица 6 – Обоснование установки НРП

ЦТП	НРП	S_p , кВт	l , м	$S_p \cdot l$, кВт·м
ТП 3	НРП 1	396	36	13872
ТП 3	НРП 2	79	31	1985
ТП 4	НРП 3	864	16	12958
ТП 5	НРП 4	506	31	12663
ТП 6	НРП 5	38	111	4165
ТП 7	НРП 6	1179	11	11788
ТП 7	НРП 7	488	29	14648

Выбранные ТП и НРП показаны на генплане предприятия.

2.4 Расчет внешнего электроснабжения

Выбор трансформаторов ГПП.

«Величина рационального напряжения питания ГПП оценивается по приближенной формуле Стилла» [35]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{\text{РП}}}, \quad (23)$$

где l – протяженность ЛЭП к ГПП предприятия, км;

$P_{\text{РП}}$ – «расчетная активная нагрузка предприятия химической отрасли на стороне НН ГПП, кВт» [35];

«СШ 10 кВ ГПП относятся к системе 5-го уровня, тогда по методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия» [16]:

$$P_{\text{РП}} = K_{\text{ОМ}} \cdot \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{Pi}}^3 + \sum_{i=1}^M k_{\text{ИАi}} \cdot P_{\text{НОМ}} + \sum_{i=1}^N P_{\text{Pi}}^4 + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \Sigma P_{\text{осв}}, \quad (24)$$

где $\sum_{i=1}^m P_{\text{Pi}}^3$ – «суммарная расчетная активная мощность узлов СЭС 3-го уровня, которые непосредственно питаются от СШ НН ГПП, кВт» [16];

$\sum_{i=1}^M k_{\text{ИАi}} \cdot P_{\text{НОМ}}$ – «суммарная расчетная активная мощность высоковольтных потребителей электроэнергии, которые питаются от СШ НН ГПП, кВт» [16];

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$ – «суммарные потери активной мощности в трансформаторах ЦТП, кВт» [16];

$\Sigma P_{\text{осв}}$ – «суммарная расчетная активная мощность освещения» [16],

$K_{\text{ОМ}}$ – коэффициент одновременности максимумов [16].

Количество присоединений $n = m + M = 10 + 20 = 30$; $K_{\text{ИА}} = 0,48$, тогда $K_{\text{ОМ}} = 0,9$.

$$P_{\text{рп}} = 0,9 \cdot (19223 + 208) + 607 = 18095 \text{ кВт.}$$

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{12,3 + 0,016 \cdot 18095} = 75,4 \text{ кВ.}$$

Далее в работе выполняется технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения 35 кВ и 110 кВ.

Рассчитывается полная расчетная нагрузка предприятия химической отрасли:

$$S_{\text{рп}} = \sqrt{P_{\text{рп}}^2 + P_{\text{ЭС1}}^2}, \quad (25)$$

«где $Q_{\text{ЭС1}}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне ВН ГПП, которая потребляется предприятием химической отрасли от энергосистемы, квар» [26];

$$Q_{\text{ЭС}} = P_{\text{рп}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (26)$$

Для сети напряжением 35 кВ согласно приказу Минэнерго №380 от 23.06.2015 г. $\text{tg}\varphi=0,4$; для 110 кВ согласно этому же приказу $\text{tg}\varphi=0,5$, тогда для варианта 35 кВ:

$$Q_{\text{ЭС1}} = 18095 \cdot 0,4 = 7238 \text{ квар;}$$

для варианта 110 кВ

$$Q_{\text{ЭС1}} = 18095 \cdot 0,5 = 9047 \text{ квар.}$$

Расчетная мощность предприятия химической отрасли:
для варианта 35 кВ

$$S_{\text{рп}} = \sqrt{18095^2 + 7238^2} = 20035 \text{ кВА;}$$

для варианта 110 кВ

$$S_{\text{РП}} = \sqrt{18095^2 + 9047^2} = 20902 \text{ кВА.}$$

«Принимается решение об установке на ГПП двух трансформаторов мощностью $S_{\text{НТ}} = 16000$ кВА для обоих вариантов, и тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме» [16]:

$$K_{\text{ЗН}} = \frac{S_{\text{РП}}}{N \cdot S_{\text{НТ}}}, \quad (27)$$

где $N = 2$ – число трансформаторов ГПП;

Для варианта 35 кВ

$$K_{\text{ЗН}} = \frac{20035}{2 \cdot 16000} = 0,63 \text{ кВА;}$$

для варианта 110 кВ

$$K_{\text{ЗН}} = \frac{20902}{2 \cdot 16000} = 0,65 \text{ кВА.}$$

«Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме» [21]:

$$K_{\text{ЗН}} = \frac{S_{\text{РП}}}{(N-1) \cdot S_{\text{НТ}}}, \quad (28)$$

для варианта 35 кВ

$$K_{3Н} = \frac{20035}{(2-1) \cdot 16000} = 1,26 \text{ кВА};$$

для варианта 110 кВ

$$K_{3Н} = \frac{20902}{(2-1) \cdot 16000} = 1,30 \text{ кВА}.$$

Выбранные согласно [3] типы трансформаторов представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики трансформаторов ГПП

Технические характеристики	Для трансформатора ТДН-16000/35	Для трансформатора ТДН-16000/110
Номинальная мощность	16000 кВА	16000 кВА
Номинальное напряжение ВН	35 кВ	110 кВ
Номинальное напряжение НН	10 кВ	10 кВ
Потери ХХ	17 кВт	18 кВт
Потери КЗ	85 кВт	85 кВт
Напряжение КЗ	10,5 %	10,5 %
Ток ХХ	0,5 %	0,5 %

«Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Потери активной мощности в трансформаторах» [16]:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3Н}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}), \quad (29)$$

где $N = 2$ – число трансформаторов,

для варианта 35 кВ

$$\Delta P_T = 2 \cdot (17 + 0,63^2 \cdot 85) = 101 \text{ кВт},$$

для варианта 110 кВ

$$\Delta P_T = 2 \cdot (18 + 0,65^2 \cdot 85) = 109 \text{ кВт},$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{XX, \%}}{100} \cdot S_{HT} + K_{3H}^2 \cdot \frac{U_{K3, \%}}{100} \cdot S_{HT} \right), \quad (30)$$

для варианта 35 кВ

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,5}{100} \cdot 16000 + 0,63^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 16000 \right) = 1491 \text{ квар},$$

для варианта 110 кВ

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,5}{100} \cdot 16000 + 0,65^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 16000 \right) = 1580 \text{ квар}.$$

«Потери электрической энергии в трансформаторах» [22]:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_\Gamma + K_{3H}^2 \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau), \quad (31)$$

«где T_Γ – число часов в году, $T_\Gamma = 8760$ ч;

« τ – годовое число часов максимальных потерь» [22]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot T_\Gamma = \left(0,124 + \frac{4370}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2757 \text{ ч/год}, \quad (32)$$

«где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки: $T_M=4370$ ч/год» [15].

Тогда для 35 кВ

$$\Delta P_T = 2 \cdot (17 \cdot 8760 + 0,63^2 \cdot 85 \cdot 2757) = 482 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

для варианта 110 кВ

$$\Delta P_T = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + 0,65^2 \cdot 85 \cdot 2757) = 515 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

«Расчет ЛЭП от ПС энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии» [16]:

$$S_{РЛ} = \sqrt{(P_{РП} + \Delta P_T)^2 + Q_{ЭС1}^2}, \quad (33)$$

для варианта 35 кВ

$$S_{РЛ} = \sqrt{(18095 + 101)^2 + 7238^2} = 19582 \text{ кВА,}$$

для варианта 110 кВ

$$S_{РЛ} = \sqrt{(18095 + 109)^2 + 9047^2} = 20328 \text{ кВА.}$$

«Расчетный ток одной цепи линии» [28]:

$$I_{РЛ} = \frac{S_{РЛ}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H} \quad (34)$$

для варианта 35 кВ

$$I_{РЛ} = \frac{19582}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 162 \text{ А,}$$

для варианта 110 кВ

$$I_{РЛ} = \frac{20328}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 53 \text{ А.}$$

«Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии)» [16]:

$$I_{\Pi} = \frac{K_{3П} \cdot S_{НТ}}{\sqrt{3} \cdot (N-1) \cdot U_H}, \quad (35)$$

для варианта 35 кВ

$$I_{\Pi} = \frac{1,26 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 35} = 323 \text{ A},$$

для варианта 110 кВ

$$I_{\Pi} = \frac{1,3 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 110 \text{ A}.$$

«Сечение проводов линии находится по экономической плотности тока» [4]. Согласно [4] для неизолированных проводов при $T_M=4370$ ч/год $j_{\text{э}}=1,1$ А/мм², тогда

$$F_{\text{э}} = I_{\text{рл}} / j_{\text{э}}, \quad (36)$$

для варианта 35 кВ

$$F_{\text{э}} = 162 / 1,1 = 147 \text{ мм}^2,$$

для варианта 110 кВ

$$F_{\text{э}} = 53 / 1,1 = 48 \text{ мм}^2.$$

Для ЛЭП 35 кВ выбирается провод АС-120/19, $I_{\text{доп}} = 375$ А [4], удельные сопротивления $r_0 = 0,249$ Ом / км, $x_0 = 0,414$ Ом / км [5].

Для ЛЭП 110 кВ выбирается провод АС-70/11, $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ [4],
удельные сопротивления $r_0 = 0,428 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$ [5].

«Проверяется провод по нагреву в послеаварийном режиме» [16]:
для варианта 35 кВ

$$I_{\text{доп}}=375 \text{ А} > I_{\text{п}}=323 \text{ А},$$

для варианта 110 кВ

$$I_{\text{доп}}=265 \text{ А} > I_{\text{п}}=110 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в ЛЭП за год:

$$\Delta A_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{рл}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \quad (37)$$

для варианта 35 кВ

$$\Delta A_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 162^2 \cdot 0,249 \cdot 12,3 \cdot 2757) = 1322 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

для варианта 110 кВ

$$\Delta A_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 53^2 \cdot 0,428 \cdot 12,3 \cdot 2757) = 249 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Расчет токов КЗ.

«На данном этапе произведем расчет токов КЗ в начале отходящих
линий от ПС энергосистемы и на вводах ГПП» [16].

Расчетная схема питания предприятия химической отрасли и схема
замещения для расчета ТКЗ показаны на рисунке 2.

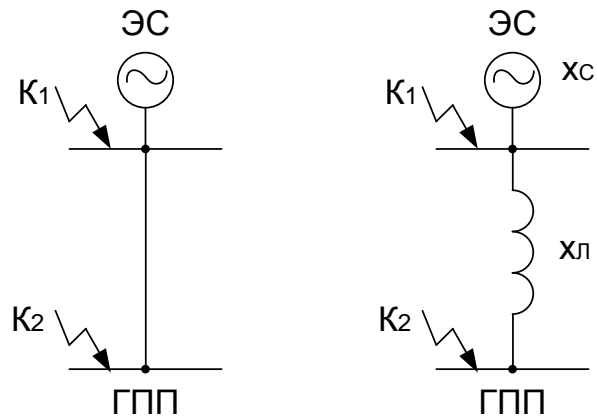


Рисунок 2 – Расчетная схема питания предприятия химической отрасли и схема замещения

Определяются параметры схемы замещения. Принимается базисная мощность $S_B = 1000$ МВА, базисное напряжение $U_B = 37,5$ кВ для варианта сети 35 кВ и $U_B = 115$ кВ для линии варианта сети 110 кВ. Сопротивление системы:

$$x_{c*} = S_B / S_{K3C}, \quad (38)$$

где S_{K3C} – мощность КЗ на шинах ПС системы, МВА,

Для варианта 35 кВ

$$x_{c*} = 1000 / 950 = 1,05;$$

для варианта 110 кВ

$$x_{c*} = 1000 / 2500 = 0,4.$$

Сопротивление ВЛЭП:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (39)$$

для варианта 35 кВ

$$x_{Л*} = \frac{0,414 \cdot 12,3 \cdot 1000}{37,5^2} = 3,72,$$

для варианта 110 кВ

$$x_{Л*} = \frac{0,444 \cdot 12,3 \cdot 1000}{115^2} = 0,41.$$

Определяется ток КЗ в точке К₁:

$$I_{K1} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{I_B}{x_{с*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{с*}}; \quad (40)$$

для варианта 35 кВ

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 1,05} = 14,63 \text{ кА},$$

для варианта 110 кВ

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,4} = 12,55 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1}, \quad (41)$$

где $K_y = 1,72$ – «ударный коэффициент» [1],

для варианта 35 кВ

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 72 \cdot 14,63 = 35,58 \text{ кА},$$

для варианта 110 кВ

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 72 \cdot 12,55 = 30,53 \text{ кА.}$$

«Определяется ток КЗ в точке К₂. Суммарное сопротивление» [16]

$$x_2 = x_{C*} + x_{Л*}, \quad (42)$$

для варианта 35 кВ

$$x_2 = 1,05 + 3,72 = 4,77,$$

для варианта 110 кВ

$$x_2 = 0,4 + 0,41 = 0,81.$$

Тогда ток КЗ в точке К₂ равен

$$I_{K2} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_2}. \quad (43)$$

для варианта 35 кВ

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 4,77} = 3,23 \text{ кА,}$$

для варианта 110 кВ

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,81} = 6,18 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2}, \quad (44)$$

где K_y – «ударный коэффициент, $K_y = 1,8$ » [1],

для варианта 35 кВ

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,23 = 8,21 \text{ кА},$$

для варианта 110 кВ

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,18 = 15,72 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{K2}; \quad (45)$$

для варианта 35 кВ

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 3,23 = 210 \text{ МВА},$$

для варианта 110 кВ

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 15,72 = 1230 \text{ МВА}.$$

«Выбор коммутационных аппаратов в начале отходящих линий от ПС системы и на вводе ГПП.

Выключатели выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению» [28]

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (46)$$

«- по номинальному току» [28]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. утяж.}}, \quad (47)$$

«где $I_{\text{раб. утяж.}}$ – рабочий ток выключателя в максимальном режиме» [28],

«- по номинальному току отключения выключателя» [28]:

$$I_{\text{ном.откл.}} \geq I_{\text{П,}\tau}, \quad (48)$$

«где $I_{\text{ном.откл.}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА» [28];

$I_{\text{П,}\tau}$ – «действующее значение периодической составляющей тока

КЗ в момент расхождения контактов выключателя τ , кА» [28].

Принимается для варианта 35 кВ выключатель ВГБЭ-35-31,5/630 УХЛ1. В сети 110 кВ выбирается выключатель ВГБУ-110-40/2000 УХЛ1.

«После выбора выключателя следует провести следующие проверки:

- проверка возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ» [28]:

$$i_{\text{А,ном}} \geq i_{\text{А,}\tau}, \quad (49)$$

где $i_{\text{А,}\tau}$ – «амплитудное значение апериодической составляющей тока

КЗ в момент расхождения контактов выключателя τ » [28],

$$i_{\text{А,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П,0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{А}}}}, \quad (50)$$

где $T_{\text{А}}$ – «постоянная времени затухания апериодической составляющей, согласно» [1] $T_{\text{А}} = 0,03$ с;

τ – «время от возникновения КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, с» [1]:

$$\tau = t_{P3, \min} + t_{CB}, \quad (51)$$

«где $t_{P3, \min}$ – минимальное время срабатывания РЗ, $t_{P3, \min} = 0,01$ с ;

t_{CB} – собственное время отключения выключателя, с» [1].

для варианта 35 кВ

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с};$$

для варианта 110 кВ

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}.$$

Апериодическая составляющая для варианта 35 кВ:

$$i_{A, \tau} = \sqrt{2} \cdot 14,63 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,03}} = 3,91 \text{ кА}.$$

для варианта 110 кВ

$$i_{A, \tau} = \sqrt{2} \cdot 12,55 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,02}} = 3,35 \text{ кА}.$$

«В каталогах на выключатели задано допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения $\beta_{\text{НОМ}}$ » [6]:

$$\beta_{\text{НОМ}} = \frac{i_{A, \text{НОМ}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.откл.}}} \cdot 100 \%, \quad (52)$$

«отсюда определяется номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ » [6]:

$$i_{A,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.откл.}}{100}, \quad (53)$$

для варианта 35 кВ

$$i_{A,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32 \cdot 31,5}{100} = 14,21 \text{ кА.}$$

для варианта 110 кВ

$$i_{A,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40}{100} = 12,77 \text{ кА.}$$

- «Проверка на электродинамическую стойкость» [28]:

$$I_{дин} \geq I_{п,0}, \quad (54)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (55)$$

- «Проверка на термическую стойкость к токам КЗ» [28]:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K, \quad (56)$$

«где $I_{тер}$ – ток термической стойкости выключателя, кА;

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости, с;

B_K – тепловой импульс тока КЗ» [28]

$$B_K = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_A), \quad (57)$$

«где $t_{отк}$ – время от возникновения КЗ до его отключения, с» [28]:

$$t_{отк} = t_{пз} + t_{об}, \quad (58)$$

«где $t_{рз}$ – время действия РЗ, принимается $t_{рз} = 0,5$ с;

$t_{ОВ}$ – полное время отключения выключателя, с» [28].

для варианта 35 кВ

$$t_{отк} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с,}$$

для варианта 110 кВ

$$t_{отк} = 0,5 + 0,06 = 0,56 \text{ с.}$$

тогда для варианта 35 кВ

$$W_K = 14,63^2 \cdot (0,57 + 0,03) = 128,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

для варианта 110 кВ

$$W_K = 12,55^2 \cdot (0,56 + 0,03) = 92,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выключатели на отходящих линиях ПС системы и на вводе ГПП для 110 кВ и для 35 кВ принимаются одинаковые.

«Разъединители необходимо выбирать по:

- номинальному напряжению» [16]:

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (59)$$

«- номинальному току» [16]:

$$I_{ном} \geq I_{раб.утяж}; \quad (60)$$

«- осуществляется проверка на электродинамическую стойкость» [16]:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (61)$$

«- проверка на термическую стойкость» [16]:

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}. \quad (62)$$

Разъединители на отходящих линиях ПС системы и на вводе ГПП для 110 кВ и для 35 кВ принимаются одинаковые.

Паспортные данные сведены в таблицы 8, 9, 10 и 11.

Таблица 8 – Аппаратура на ПС энергосистемы для варианта 35 кВ

Условия выбора аппаратов	Параметры электросети	Паспортные данные аппаратов	
		Выключатель ВГБЭ-35-31,5/630 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-1-35-1000Н У1
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 35\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35\text{кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. утяж}}$	$I_{\text{УТЯЖ}} = 323\text{А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630\text{А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000\text{ А}$
$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\text{П,т}}$	$I_{\text{П,т}} = 14,63\text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = 31,5\text{кА}$	-
$i_{\text{А,НОМ}} \geq i_{\text{А,т}}$	$i_{\text{А,т}} = 3,91\text{ кА}$	$i_{\text{А,НОМ}} = 14,21\text{кА}$	-
$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{П,0}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$	$I_{\text{П,0}} = 14,63\text{кА}$ $i_{\text{уд}} = 35,58\text{кА}$	$I_{\text{ДИН}} = 31,5\text{кА}$ $i_{\text{ДИН}} = 80\text{кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 63\text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 128,36\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$31,5^2 \cdot 3 = 2977\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$25^2 \cdot 3 = 1875\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 9 – Параметры выбора аппаратуры на ПС энергосистемы для варианта 110 кВ

Условия выбора аппаратов	Параметры электросети	Паспортные данные аппаратов	
		Выключатель ВГБУ-110-40/2000 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-2-110-1000Н У1
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 110\text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110\text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110\text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. утяж}}$	$I_{\text{УТЯЖ}} = 106\text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000\text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000\text{ А}$
$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\text{П,т}}$	$I_{\text{П,т}} = 12,55\text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = 40\text{ кА}$	-
$i_{\text{А,НОМ}} \geq i_{\text{А,т}}$	$i_{\text{А,т}} = 3,35\text{ кА}$	$i_{\text{А,НОМ}} = 12,77\text{ кА}$	-
$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{П,0}}$	$I_{\text{П,0}} = 12,55\text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} = 40\text{ кА}$	

$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$	$i_{\text{уд}} = 30,53 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 10 – Выбор аппаратуры для ввода ГПП для варианта 35 кВ

Условия выбора аппаратов	Параметры электросети	Паспортные данные аппаратов	
		Выключатель ВГБЭ-35-31,5/630 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-2-110-1000Н У1
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. утяж}}$	$I_{\text{УТЯЖ}} = 323 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\text{П,т}}$	$I_{\text{П,т}} = 3,23 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_{\text{А,НОМ}} \geq i_{\text{А,т}}$	$i_{\text{А,т}} = 1,68 \text{ кА}$	$i_{\text{А,НОМ}} = 14,21 \text{ кА}$	-
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{П,0}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$	$I_{\text{П,0}} = 3,23 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 8,21 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 6,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 11 – Выбор аппаратуры для ввода ГПП для варианта 110 кВ

Условия выбора аппаратов	Параметры электросети	Паспортные данные аппаратов	
		Выключатель ВГБУ-110-40/2000 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-2-110-1000Н У1
1	2	3	4
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. утяж}}$	$I_{\text{УТЯЖ}} = 106 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\text{П,т}}$	$I_{\text{П,т}} = 6,18 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{А,НОМ}} \geq i_{\text{А,т}}$	$i_{\text{А,т}} = 3,21 \text{ кА}$	$i_{\text{А,НОМ}} = 12,77 \text{ кА}$	-
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{П,0}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$	$I_{\text{П,0}} = 6,18 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 15,72 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 24,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Условия выбора аппаратов, параметры электросети и паспортные данные ТТ» [5] сведены в таблицы 12 и 13.

Таблица 12 – Параметры выбора ТТ на вводе в ГПП для 35 кВ

Условия выбора аппаратов	Параметры электросети	Паспортные данные ТВ-35- -300/5-У1-0,5/10Р
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. утяж}}$	$I_{\text{УТЯЖ}} = 323 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$

$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$	$i_{\text{уд}} = 8,21 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 128,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 13 – Параметры выбора трансформаторов тока на вводе в ГПП для варианта сети 110 кВ

Условия выбора аппаратов	Параметры электросети	Паспортные данные ТВ-110- -100/5-У1-0,5/10Р
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. утяж}}$	$I_{\text{УТЯЖ}} = 106 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 100 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$	$i_{\text{уд}} = 15,72 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 24,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Технико-экономическое сравнение вариантов сети внешнего электроснабжения.

Более экономичный вариант сети находится по результатам сравнения годовых приведенных затрат, определяемых по формуле:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\text{Э}} + Y, \quad (63)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капиталовложений:

$$E_i = E_{\text{н}} + E_{\text{а}} + E_{\text{о}},$$

$$E_i = 0,12 + 0,01 + 0,063 = 1,193.$$

K_i - капитальные затраты i -тых электроприемников. Цены каждого элемента в схеме электроснабжения необходимо определять по каталогам. При этом с целью упрощения расчетов предполагается, что капиталовложения в систему электроснабжения производятся одновременно. Стоимость монтажных работ считается одинаковой и в связи с этим не учитывается;

$C_{\text{Э}}$ – стоимость потерь электрической энергии в течении года по двухставочному тарифу

$$C_{\text{Э}} = (\Delta A_{\text{Т}} + \Delta A_{\text{Л}}) \cdot C_{\text{0}}, \quad (64)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электрической энергии

$$C_0 = \delta \left(\frac{\alpha K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (65)$$

где α - основная ставка тарифа, руб/кВт·год;

β - стоимость 1-ого кВт·ч электрической энергии, руб/кВт·ч;

K_M - коэффициент максимума нагрузки, $K_M = 0,85$ [37];

δ - поправочный коэффициент, для сети 35 кВ $\delta = 1,05$, для сети 110 кВ $\delta = 1,04$ [37].

для варианта 35 кВ

$$C_0 = 1,05 \cdot \left(\frac{149,29 \cdot 12 \cdot 0,85}{2757} + 0,75 \right) = 1,37 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$$

для варианта 110 кВ

$$C_0 = 1,04 \cdot \left(\frac{149,29 \cdot 12 \cdot 0,85}{2757} + 0,75 \right) = 1,35 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$$

для варианта 35 кВ

$$C_{\text{э}} = (482 \cdot 10^3 + 1322 \cdot 10^3) \cdot 1,37 = 2459 \text{ тыс. руб.};$$

для варианта 110 кВ

$$C_{\text{э}} = (515 \cdot 10^3 + 249 \cdot 10^3) \cdot 1,35 = 1038 \text{ тыс. руб.},$$

$У$ – ущерб от перерыва в электроснабжении предприятия, определяется для вариантов, которые неравноценны по надежности. Варианты считаются равнонадежными и ущерб не учитывается.

Результаты расчетов экономических показателей сведены в таблицы 14 и 15. Схемы сетей для обоих вариантов представлены на рисунках 3 и 4.

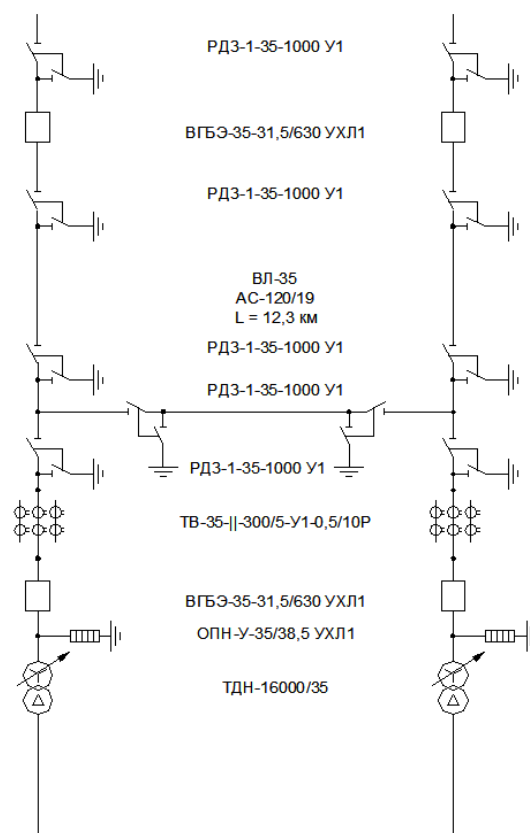


Рисунок 3 – Схема сети 35 кВ

Таблица 14 – Экономические показатели сети 35 кВ

Наименование электрооборудования	Ед. Изм.	Кол-во	Цена за ед., тыс. Руб.	Капиталовложения, тыс. Руб.	Отчисления, о.е.			Приведенные капиталовложения, тыс.руб.	Потери электроэнергии, *1000 кВт*ч	Стоимость потерь эл. Энергии, тыс. Руб.	
					Нормативный коэф., Ен	Отчисления на ремонт, Етр	Амортизационные отчисления, Еа				Итого
Воздушная линия 35 кВ	км	12,3	312	3838		0,004	0,028	0,152	583	1322	1807

Силовой трансформатор ТДН-16000/35 Элегазовый выключатель ВГБЭ-35	шт	2	3000	6000	0,12	0,01	0,063	0,193	1158	482	652
	шт	4	300	1200					232	-	-

Продолжение таблицы 14

Разъединитель РДЗ-1-35-1000-У1	шт	10	30	300	0,12	0,01	0,063	0,193	58	-	-
Ограничитель перенапряжения ОПН-У-35/38,5	шт	6	20	120					23	-	-
ИТОГО для варианта сети 35 кВ				11458	-			2054	1804	2459	

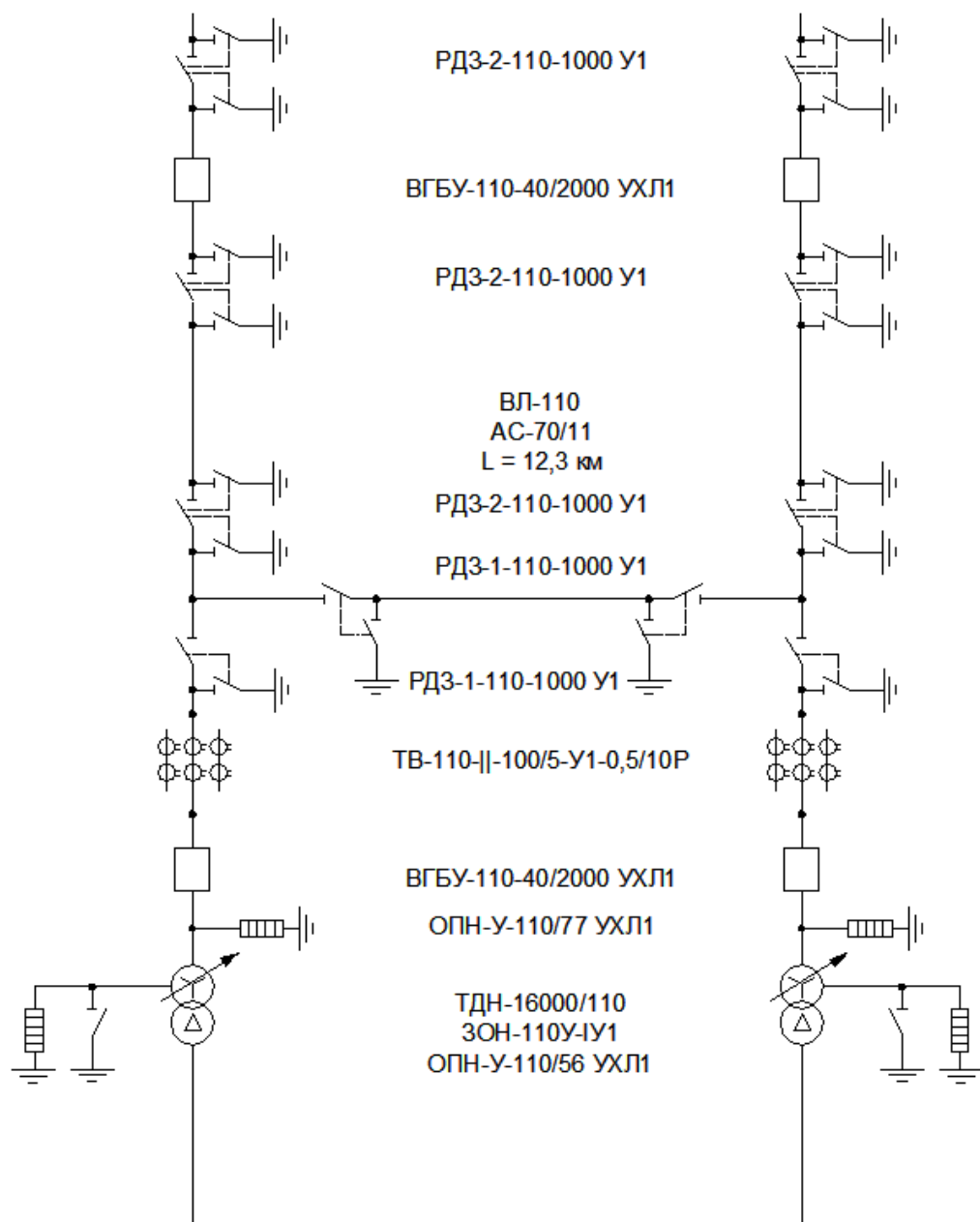


Рисунок 4 – Схема сети 110 кВ

Таблица 15 – Экономические показатели сети 110 кВ

Наименование электрооборудования	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Капиталовложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.			Приведенные капиталовложения, тыс.руб.	Потери электроэнергии, *1000 кВт*ч	Стоимость потерь эл. энергии, тыс. руб.				
					Нормативный коэф., Ен	Отчисления на ремонт, Етр	Амортизационные отчисления, Еа				Итого			
Воздушная линия 110 кВ	км	12,3	352	4330	0,12	0,004	0,028	0,152	134	249	340			
Силовой трансформатор ТДН-16000/110	шт	2	4000	7000		0,01	0,063	0,193	1544	515	698			
Элегазовый выключатель ВГБУ-110	шт	4	350	1400					270	-	-			
Разъединитель РДЗ-1-110	шт	4	36	144					28	-	-			
Разъединитель РДЗ-2-110	шт	6	72	432					83	-	-			
Ограничитель перенапряжения ОПН-110У1-77	шт	6	20	120					23	-	-			
Ограничитель перенапряжения ОПН-110У1-56	шт	2	19,6	39,2					7	-	-			
Заземлитель ЗОН-35У1	шт	2	16,5	33					6	-	-			
ИТОГО				14498						-		2621	764	1038

Для варианта 35 кВ

$$Z_{35} = 2054 + 2459 = 4513 \text{ тыс. руб.}$$

Для варианта 110 кВ

$$Z_{35} = 2621 + 1038 = 3659 \text{ тыс. руб.}$$

Сравнение экономических показателей приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение экономических показателей

Вариант сети	К, тыс. руб.	$E_i \cdot K_i$, тыс. руб.	Потери электроэнергии, 10^3 кВт*ч	C_{Σ} , тыс. руб.	Z_i , тыс. руб.
напряжением 35 кВ	11 458	2 054	1 803 156	2 459	4 513
напряжением 110 кВ	14 498	2 621	764 311	1 038	3 659

Вариант выполнения внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ дороже на

$$\frac{Z_{110} - Z_{35}}{Z_{110}} \cdot 100\% = \frac{4513 - 3659}{4513} \cdot 100\% = 18,9 \%,$$

поэтому принимается вариант 110 кВ, и соответственно силовой трансформатор ТДН-16000/110.

2.5 Выбор кабельных линий распределительной сети

«Сечение кабельных линий напряжением 10 кВ необходимо определять по экономической плотности тока и проверять по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы учитывая условия его прокладки, по току перегрузки, потерям напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к ТКЗ» [16]. Результаты расчетов представлены в таблице 17.

«Величина расчетного тока в КЛ в нормальном режиме» [15]:

$$I_{PK} = \frac{S_{PK}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_K}, \quad (66)$$

«где S_{PK} – мощность КЛ в нормальном режиме, кВ·А.
 n_K – количество кабелей в одной КЛ» [16].

Для ЛЭП от ГПП до ТП-3 с $S_{PK} = 899$ кВА, $n_K = 1$:

$$I_{PK} = \frac{899}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 49 \text{ А.}$$

«Сечение КЛ определяется по экономической плотности тока» [5]:

$$F_{\text{э}} = I_{PK} / j_{\text{э}}, \quad (67)$$

где $j_{\text{э}}$ – «экономическая плотность тока для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена при $T_M = 4370$ ч / год, $j_{\text{э}} = 1,4$ А/мм²» [5].

$$F_{\text{э}} = 49 / 1,4 = 35 \text{ мм}^2.$$

«Выбирается кабель типа АПвП (3х50), длительно допустимый ток согласно» [5] $I_{\text{доп}} = 130$ А.

«Допустимый ток кабеля необходимо скорректировать согласно условий его прокладки» [5]:

$$I_{\text{доп}}' = K_{\Pi} \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}}, \quad (68)$$

где K_{Π} – «поправочный коэффициент на количество параллельно прокладываемых кабелей, $K_{\Pi} = 0,75$ при 6 кабелях в траншее» [5];

K_t – «поправочный коэффициент на температуру окружающей среды, при прокладке кабелей в траншее и нормированной температуре алюминиевых жил с изоляцией из сшитого

полиэтилена 80°C» [5] и температуре почвы 14,2°C $K_t=1,00$.

$$I_{\text{доп}}' = 0,75 \cdot 1,00 \cdot 130 = 98 \text{ A.}$$

«Проверяется выбранный кабель по допустимому току при нормальном режиме работы» [5]:

$$I_{\text{доп}}' = 98 \text{ A} > I_{\text{PK}} = 49 \text{ A.}$$

«Послеаварийный режим КЛ появляется в случае выхода из строя одной из двух КЛ, которая питает потребители первой и второй категорий по надежности электроснабжения. В таком случае нагрузка на КЛ увеличивается в два раза» [16]:

$$I_{\text{AB}} = 2 \cdot I_{\text{PK}}; \quad (69)$$

$$I_{\text{AB}} = 2 \cdot 49 = 98 \text{ A.}$$

«Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме определяется по выражению» [5]:

$$I_{\text{AB}}' = K_{\text{AB}} \cdot I_{\text{доп}}', \quad (70)$$

где K_{AB} – «коэффициент перегрузки, определяемый в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки» [5]:

$$K_3 = I_{\text{PK}} / I_{\text{доп}}', \quad (71)$$

$$K_3 = 49 / 98 = 0,5;$$

тогда $K_{\text{AB}} = 1,25$

$$I_{AB}' = 1,25 \cdot 98 = 122 \text{ A.}$$

«Проверка по току в режиме перегрузки» [16]:

$$I_{AB}' = 122 \text{ A} > I_{AB} = 98 \text{ A},$$

таким образом, проверка выполняется.

«Потерю напряжения в КЛ в послеаварийном режиме можно определить по выражению» [16]:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100 \% \leq U_{\text{доп}} = 5 \%, \quad (72)$$

где r_0 , - «удельное активное сопротивления КЛ, Ом/км» [5];

x_0 - «удельное индуктивное сопротивления КЛ, Ом/км» [5];

l - протяженность КЛ, км.

Для рассчитываемой КЛ, выполненной кабелем АПвП-10-3х50

$$r_0 = 0,62 \text{ Ом / км}, \quad x_0 = 0,090 \text{ Ом / км}, \quad l = 0,14 \text{ км}$$

$$\Delta U = \frac{824 \cdot 0,62 \cdot 0,14 + 361 \cdot 0,09 \cdot 0,14}{1 \cdot 10^2 \cdot 10^3} \cdot 100 \% = 0,08 \% \leq U_{\text{доп}} = 5\%.$$

«Аналогично производятся расчеты для остальных КЛ, результаты расчета сводятся в таблицу 17» [16].

Таблица 17 – Расчет КЛ

КЛ	S _р , кВА	I _{рк} , А	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип кабеля	n _к	I _{ав} , А	I _{доп} , А	K _п	K _т	Γ _{доп} , А	Γ _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔU, %
ГПП – ТП4	2320	128	91	120	АПвП	2	256	310	0,8	1,02	253	316	0,02	0,258	0,081	0,01
ТП4-ТП1	1292	71	51	50		2	142	170	0,75	1,02	130	163	0,13	0,62	0,09	0,10
ТП1-ТП2	718	39	28	25		2	78	95	0,9	1,02	87	109	0,09	1,24	0,099	0,08
ГПП – ТП3	899	49	35	50		2	98	130	0,75	1,00	98	122	0,14	0,62	0,09	0,08
ГПП – ТП5	1184	65	47	50		2	130	130	0,9	1,00	117	146	0,21	0,62	0,09	0,14
ТП5-ТП6	724	40	28	25		2	80	75	0,8	1,00	60	75	0,12	1,24	0,099	0,10
ГПП – ТП7	905	50	36	35		2	100	105	0,75	1,00	79	98	0,13	0,890	0,095	0,09
ГПП – ИП1	1352	74	53	50		1	-	130	0,8	1,00	104	-	0,13	0,62	0,09	0,07
ГПП-ИП2	1352	74	53	50		1	-	130	0,8	1,00	104	-	0,13	0,620	0,09	0,07
ГПП-ИП3	1352	74	53	50		1	-	130	0,8	1,00	104	-	0,13	0,620	0,09	0,07
ГПП-ИП4	1352	74	53	50		1	-	130	0,8	1,00	104	-	0,13	0,620	0,09	0,07
ГПП-ДСП1	2100	115	82	70		1	-	210	0,8	1,02	171	-	0,05	0,443	0,086	0,04
ГПП-ДСП2	2100	115	82	70		1	-	210	0,8	1,02	171	-	0,05	0,443	0,086	0,04
ГПП – СД1	1111	61	44	35		1	-	95	0,75	1,00	71	-	0,10	0,890	0,095	0,08
ГПП – СД2	1111	61	44	35		1	-	95	0,75	1,00	71	-	0,10	0,890	0,095	0,08
ГПП – СД3	1111	61	44	35		1	-	95	0,75	1,00	71	-	0,10	0,890	0,095	0,08
ГПП – СД4	1111	61	44	35		1	-	95	0,75	1,00	71	-	0,10	0,890	0,095	0,08
ТП3 – НРП1	396	286	-	185		АПвБШв	4	382	385	0,85	1,02	334	417	0,04	0,167	0,077
НРП1 – НРП2	79	115	-	95	2		230	255	0,9	1,02	234	293	0,03	0,326	0,083	0,17
ТП4 – НРП3	864	249	-	185	5		-	385	0,78	1,00	300	-	0,02	0,167	0,077	0,28
ТП5 – НРП4	506	244	-	185	6		292	385	0,78	1,00	300	375	0,03	0,167	0,077	0,22
ТП6 – НРП5	38	55	-	50	2		110	130	0,9	1,00	117	146	0,11	0,13	0,620	0,68
ТП7 – НРП6	1179	284	-	185	6		-	385	0,78	1,00	300	-	0,01	0,167	0,077	0,21
ТП7 – НРП7	488	235	-	185	6		282	385	0,78	1,00	300	375	0,03	0,167	0,077	0,25

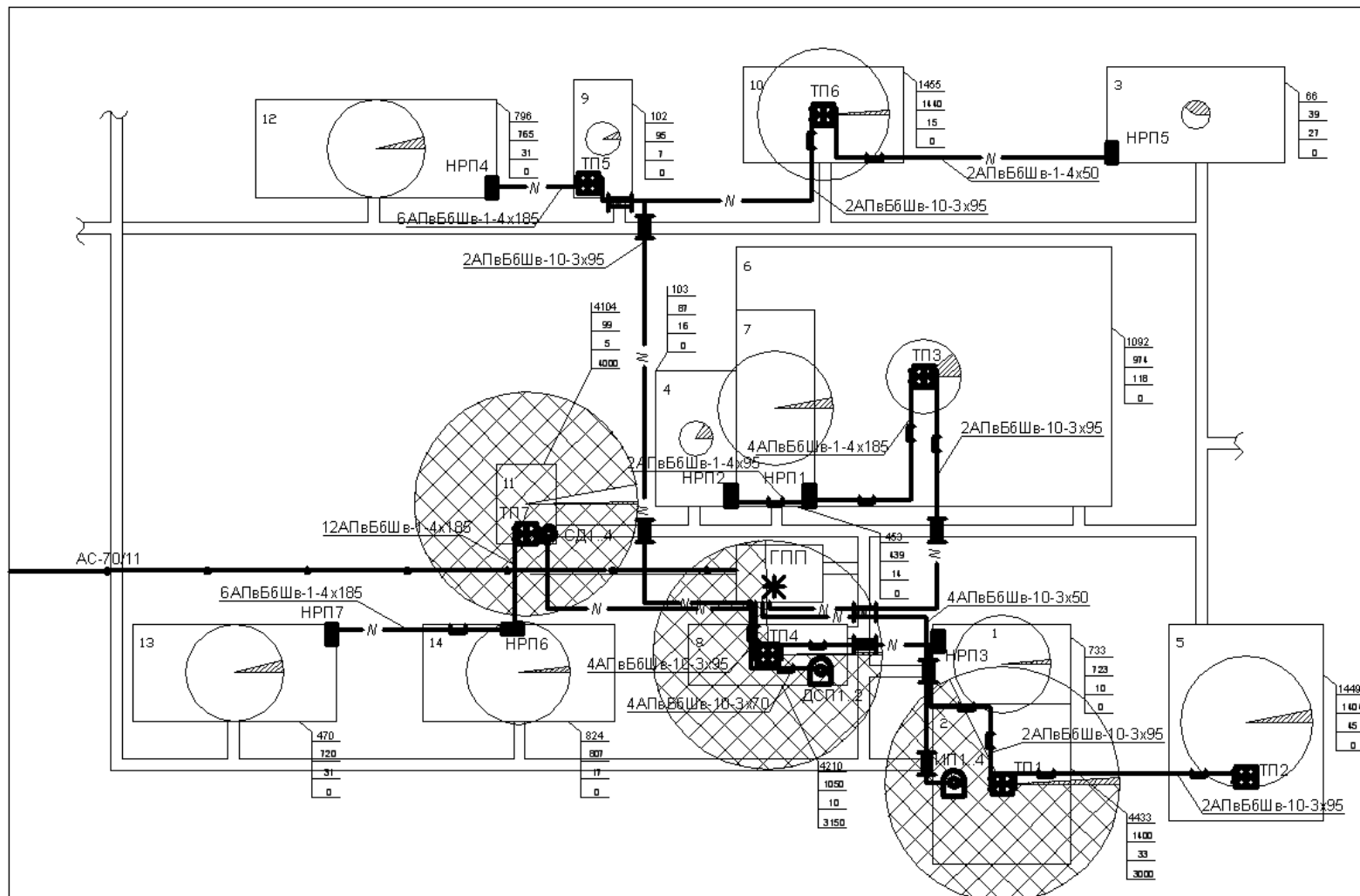


Рисунок 5 – Схема прокладки кабельных линий по территории предприятия

2.6 Расчет токов короткого замыкания

«Расчет ТКЗ производится при помощи метода типовых кривых. Достаточно рассмотреть ток трехфазного КЗ в характерных точках системы электроснабжения завода и рассчитать периодическую составляющую данного тока для самого тяжелого режима работы сети. Учитывать аperiodическую составляющую допускается приближенно, считаем, что она достигает своего максимального значения в рассматриваемой точке электросети. Так как мощность КЗ системы в месте подключения питающей завод ЛЭП существенно больше мощности, которую потребляет предприятие, то допускается периодическую составляющую ТКЗ от системы принимать неизменной во времени: $I_K = I_{П0} = I_{Пт}$ » [15].

Для расчета ТКЗ составляется расчетная электросхема (рисунок 7).

«При выборе расчетной электрической схемы для определения ТКЗ рассчитывается режим, при котором воздействие ТКЗ на СЭС будет самым тяжелым. Таким режимом является режим, когда один из силовых трансформаторов ГПП отключен по каким-либо причинам и включен секционный выключатель в РУ 10 кВ, то есть все потребители электроэнергии запитаны от одного силового трансформатора» [15].

В подпитке точки короткого замыкания K_3 необходимо учитывать синхронные двигатели, которые подключены к РУ-10 кВ. При определении ТКЗ в точке K_4 в качестве источника необходимо рассматривать только систему, а подпитку от синхронных двигателей 10 кВ не учитываем.

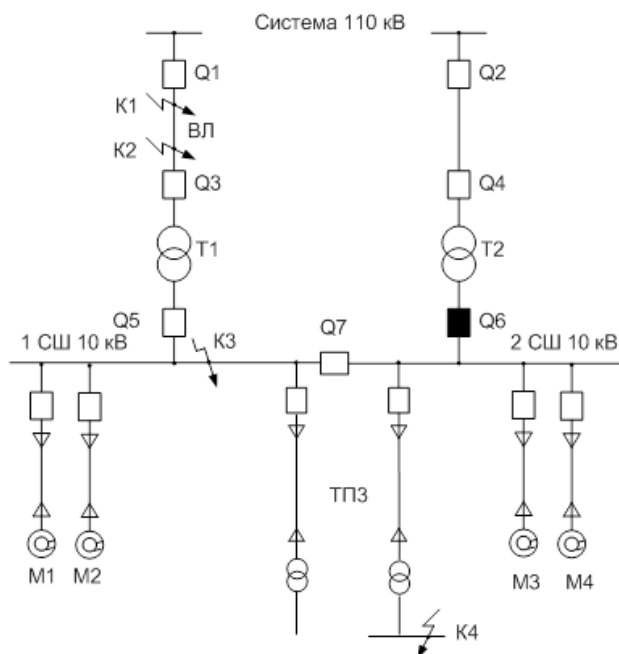


Рисунок 6 – Расчетная электросхема системы электроснабжения предприятия химической отрасли для определения токов КЗ

Для определения токов КЗ по СЭС предприятия химической отрасли (рисунок 6) необходимо составить схему замещения (рисунок 7).

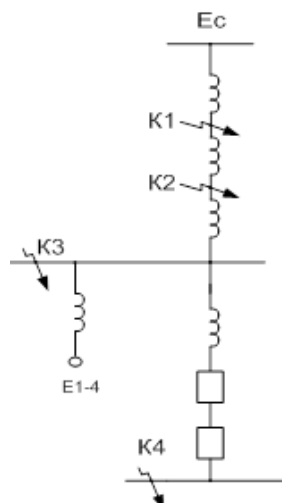


Рисунок 7 – Схема замещения

«Определяются параметры схемы замещения в относительных единицах при базисной мощности $S_B = 1000$ МВА. За базисное напряжение

принимается напряжение той ступени, на которой произошло КЗ.

Сопrotивление энергосистемы» [16]:

$$x_{\text{ЭС}} = x_1 + x_2 + x_3. \quad (73)$$

«Сопrotивление силового трансформатора ГПП» [27]:

$$x_3 = x_T = \frac{U_{\text{КЗ}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{HT}}}, \quad (74)$$

$$x_3 = x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56,$$

$$x_{\text{ЭС}} = 0,4 + 0,81 + 6,56 = 7,38.$$

«Сопrotивление КЛ, которые питают электродвигатели» [16]:

$$x_{\text{КЛi}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{cp2}}^2}, \quad (75)$$

где U_{cp2} – средненоминальное напряжение КЛ 10 кВ, $U_{\text{cp2}} = 10,5$ кВ.

Сопrotивление КЛ ГПП-СД (1250 кВт)

$$x_{\text{КЛ1250}} = 0,095 \cdot 0,10 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,09.$$

Сопrotивление СД:

$$x_{\text{СДi}} = x'' \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{P_{\text{НОМ}} / \cos \varphi_{\text{НОМ}}}, \quad (76)$$

где x'' – сверхпереходная реактивность, $x''_{1250} = 0,143$

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность электродвигателя, МВА;

$$x_{CD1250} = 0,143 \cdot \frac{1000}{\frac{1,25}{0,9}} = 102,96.$$

Суммарное сопротивление КЛ ГПП-СД (1250 кВт) и электродвигателей СД1250:

$$x_{CDKL1250} = (x_{KL1250} + x_{CD1250}) / 4, \quad (77)$$

$$x_{CDKL1250} = (0,09 + 102,96) / 4 = 25,76.$$

Для определения ТКЗ в точке К₃ приводится расчетная схема замещения (рисунок 7) к виду рисунка 8.

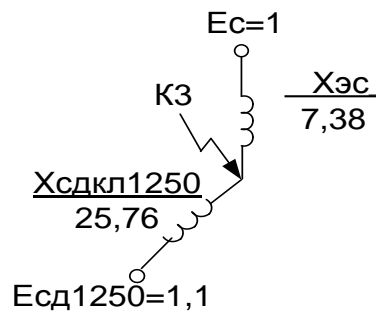


Рисунок 8 – Упрощенная схема замещения для определения ТКЗ в точке К₃

Базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (78)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

«Начальное значение сверхпереходного тока каждой из ветвей определяются по формулам» [16]:

$$I_C = \frac{E_{C^*}}{x_{\Sigma C}} \cdot I_B, \quad (79)$$

$$I_N = \frac{1}{7,38} \cdot 55 = 7,46 \text{ кА.}$$

$$I_{CD1250/0/} = \frac{E_{CD}}{x_{сдквл1250}} \cdot I_B, \quad (80)$$

$$I_{CD1250/0/} = \frac{1,1}{25,76} \cdot 55 = 2,35 \text{ кА.}$$

Начальное значение ТКЗ в точке КЗ:

$$I_{K3/0/} = I_C + I_{CD1250/0/}, \quad (81)$$

$$I_{K3/0/} = 7,46 + 2,35 = 9,81 \text{ кА.}$$

«Так как подпитку точки короткого замыкания от синхронных электродвигателей учитывается только в начальный момент времени, то периодическая составляющая тока КЗ считается неизменной:

$$I_{K3} = I_{П0} = I_{Пт} = 9,81 \text{ кА} \text{» [16].}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3}, \quad (82)$$

где $K_y = 1,92$ согласно [1].

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 9,81 = 26,62 \text{ кА.} \quad (83)$$

Мощность КЗ

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{П,0}, \quad (84)$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 9,81 = 178 \text{ МВА.}$$

«Точка K_4 размещена на шинах ТП-3 корпуса электролиза №3. Сопротивление энергосистемы до силового трансформатора ЦТП (ТП - 3) принимается равным нулю, вследствие его малости относительно сопротивления трансформатора ЦТП и элементов сети 0,4 кВ. В сети напряжением ниже 1000 В следует учитывать и индуктивные и активные сопротивления» [16].

«Полное сопротивление трансформатора ЦТП» [16]:

$$z_1 = z_{T3} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}, \quad (85)$$

$$z_1 = z_{T3} = \frac{4,8}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1250} = 38,40.$$

«активное сопротивление трансформатора» [16]:

$$r_1 = r_{T3} = \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}^2}, \quad (86)$$

$$r_1 = r_{T3} = 10,8 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1250^2} = 6,91,$$

«индуктивное сопротивление трансформатора» [16]:

$$x_{T3} = \sqrt{z_{T3}^2 - r_{T3}^2}, \quad (87)$$

$$x_{T3} = \sqrt{38,4^2 - 6,91^2} = 37,77.$$

«Для РУ ЦТП переходное сопротивление контактов составляет $r_k = 0,015$ Ом. Данное сопротивление переводится в относительные единицы по формуле» [1]

$$r_2 = r_{k*} = \frac{r_k}{r_B} = r_k \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (88)$$

$$r_2 = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,75.$$

«Суммарное активное сопротивление» [16]:

$$\begin{aligned} r_s &= r_1 + r_2; \\ r_s &= 6,91 + 93,75 = 100,66; \end{aligned} \quad (89)$$

«суммарное индуктивное сопротивление» [16]:

$$x_s = x_{T12} = 37,77; \quad (90)$$

«полное сопротивление» [16]:

$$\begin{aligned} z_\Sigma &= \sqrt{x_\Sigma^2 + r_\Sigma^2}, \\ z_\Sigma &= \sqrt{37,77^2 + 100,66^2} = 107,52. \end{aligned} \quad (91)$$

«Мощность КЗ в точке КЗ К₄» [16]:

$$\begin{aligned} S_{K34} &= S_B / z_\Sigma, \\ S_{K34} &= 1000 / 107,52 = 9,3 \text{ МВА}. \end{aligned} \quad (92)$$

«Ток КЗ определяется по выражению» [16]:

$$\begin{aligned} I_{K4} = I_{\Pi,0} = I_{\Piт} &= \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \\ I_{K4} &= \frac{9,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 13,42 \text{ кА}. \end{aligned} \quad (93)$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K4}, \quad (94)$$

где «ударный коэффициент K_y принят 1,6 согласно» [1].

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 13,42 = 30,38 \text{ кА.}$$

2.7 Выбор коммутационной аппаратуры

Выбор ячеек КРУ на ГПП.

РУ НН ГПП принимается комплектное из ячеек К-104М (таблица 18).

Таблица 18 – Выбор шкафов КРУ ГПП

Условия выбора	Параметры сети	Характеристики ячеек
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб. утяж}$	$I_{уТЯЖ ГПП} = 1149 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{уд};$	$i_{уд} = 26,62 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 54,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Рабочий ток в утяжеленном режиме вводного шкафа определяем, исходя из перегрузочной способности трансформаторов ГПП» [16]:

$$I_{уТЯЖ. ГПП} = \frac{1,4 \cdot S_{НТ}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (95)$$

$$I_{уТЯЖ. ГПП} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1149 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ

$$B_K = 9,81^2 \cdot (0,58 + 0,012) = 54,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_A = 0,012 \text{ с}$ согласно [1];

$$t_{\text{отк}} = 0,5 + 0,08 = 0,58 \text{ с,}$$

где « $t_{\text{рз}}$ – выдержка времени срабатывания РЗ, с;

$t_{\text{ов}}$ – собственное время отключения выключателя VF-12, с» [18].

Выбор выключателей КРУ.

Подробный выбор вводных выключателей 10 кВ представлен в таблице 19. Секционный выключатель принимается аналогичный вводному.

В ячейки К-104М устанавливаются элегазовые выключатели, производства компании АВВ VF-12 у которых собственное время отключения равно $t_{\text{св}}=0,06$ с, а полное время отключения составляет $t_{\text{ов}}=0,08$ с.

«Апериодическая составляющая ТКЗ» [16]:

$$i_{\text{А,}\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,56 \cdot a^{0,012} = 0,04 \text{ кА,}$$

где $t = t_{\text{рзMIN}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ с.

«Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ составляет» [16]:

$$i_{\text{А,НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 16}{100} = 4,53 \text{ кА.}$$

Паспортные данные выбранных элегазовых выключателей указаны в [6].

Таблица 19 – Выбор вводных выключателей в РУ-10 кВ

Условия выбора	Параметры электросети	Характеристики VF-12.12.16
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. утяж}}$	$I_{\text{утяж}} = 1149 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1200 \text{ А}$
$I_{\text{ном.откл.}} \geq I_{\text{П,}\tau}$	$I_{\text{П,}\tau} = 9,81 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = 16 \text{ кА}$
$i_{\text{А,НОМ}} \geq i_{\text{А,}\tau}$	$i_{\text{А,}\tau} = 0,04 \text{ кА}$	$i_{\text{А,НОМ}} = 4,53 \text{ кА}$

$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.0}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$I_{\text{п.0}} = 9,81 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 26,62 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 16 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 54,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Выключатели отходящих линий в РУ-10 кВ выбираются аналогично, результаты выбора сведены в таблицу 20» [26].

Таблица 20 – Выбор оборудования 10 кВ

Присоединение	U _{ном} , кВ	I _р , А	I _{утяж} , А	I _{п.0} , кА	i _{уд} , кА	Выключатель	ТТ
ТП4	10	128	255	9,81	26,62	VF12.08.16	ТЛК-10-300
ТП3	10	49	99	9,81	26,62		ТЛК-10-100
ТП5	10	65	130	9,81	26,62		ТЛК-10-150
ТП7	10	50	99	9,81	26,62		ТЛК-10-100
ИП1(2500)	10	74	-	9,81	26,62	VF12.08.16	ТЛК-10-75
ИП2(2500)	10	74	-	9,81	26,62		ТЛК-10-75
ИП3(2500)	10	74	-	9,81	26,62		ТЛК-10-75
ИП4(2500)	10	74	-	9,81	26,62		ТЛК-10-75
ДСП1(3500)	10	115	-	9,81	26,62		ТЛК-10-150
ДСП2(3500)	10	115	-	9,81	26,62		ТЛК-10-150
СД1(1250)	10	61	-	9,81	26,62		ТЛК-10-75
СД2(1250)	10	61	-	9,81	26,62		ТЛК-10-75
СД3(1250)	10	61	-	9,81	26,62		ТЛК-10-75
СД4(1250)	10	61	-	9,81	26,62		ТЛК-10-75

«Выбор ТТ в шкафах К-104М.

В шкафах К-104М устанавливается ТТ типа ТЛК-10. Результаты расчета вводных ТТ сведены в таблицу 21» [26].

Таблица 21 – Выбор ТТ в вводных ячейках РУ-10 кВ

Условия выбора аппаратов	Параметры электросети	Паспортные данные ТЛК-10-1000-У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. утяж}}$	$I_{\text{утяж ГПП}} = 1149 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 26,62 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 54,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Для того, чтобы проверить выбранный ТТ по вторичной нагрузке необходимо составить схему включения ТТ и КИП, которые к нему подключены (рисунок 10)» [16].

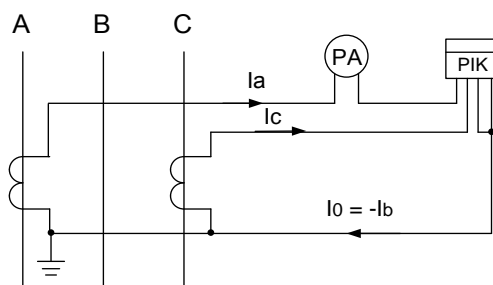


Рисунок 9 – Схема подключения ТТ и КИП

Определим нагрузку в фазах (таблица 22) [9].

Таблица 22 – Определение самого загруженного ТТ

КИП	Марка КИП	Число КИП	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э- 335	1	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной электроэнергии	СЭТ-3р-01-08-Ар	1	5,0	-	5,0
Итого :			6	-	5,5

«По данным таблицы 22 определяем, что самая загруженная фаза ТТ – это фаза А, мощность КИП в данной фазе составляет 6 ВА» [16].

«Сопротивление КИП определяется по формуле» [16]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (96)$$

$$r_{\text{приб}} = 6 / 5^2 = 0,24 \text{ Ом.}$$

«Ко вторичной обмотке самого загруженного ТТ подключены три КИП, в связи с этим, сопротивление контактов принимается $r_K = 0,07 \text{ Ом}$ » [16].

«Номинальное сопротивление вторичной обмотки при работе в классе

точности 0,5 равно $z_{2НОМ} = 0,8 \text{ Ом}$ » [3].

Допустимое сопротивление проводов:

$$\begin{aligned} r_{\text{ПРОВ}} &= z_{2НОМ} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}; \\ r_{\text{ПРОВ}} &= 0,8 - 0,24 - 0,07 = 0,49 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (97)$$

«Для ГПП с ВН, равным 110 кВ, в качестве соединительных используем алюминиевые провода, удельное сопротивление которых равно $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$.

Согласно [10], для цепей 10 кВ длина соединительных проводов от ТТ до КИП в один конец принимается равной $l = 5 \text{ м}$. ТТ включается по схеме неполной звезды, отсюда согласно» [10]:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м}.$$

Сечение соединительных проводов:

$$\begin{aligned} q &= \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \\ q &= \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,49} = 0,40 \text{ мм}^2. \end{aligned} \quad (98)$$

Принимается кабель АКРВГ 7х4 мм.

Выбор трансформаторов напряжения.

«ТН необходимо устанавливать по одному на каждую СШ. Ко вторичной обмотке ТН подключаются катушки напряжения КИП всех присоединений данной секции и сборных шин.

ТН необходимо выбирать по следующим условиям:

- 1) по номинальному напряжению $U_{НОМ} = U_{уст}$;
- 2) по конструкции и схеме соединения обмоток;

3) по классу точности» [30].

«При ВН 110 кВ в шкафах КРУ типа К-104М необходимо устанавливать три однофазных ТН типа ЗНОЛ.06-10У3» [3].

Схема подключения ТН – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник» (рисунок 11).

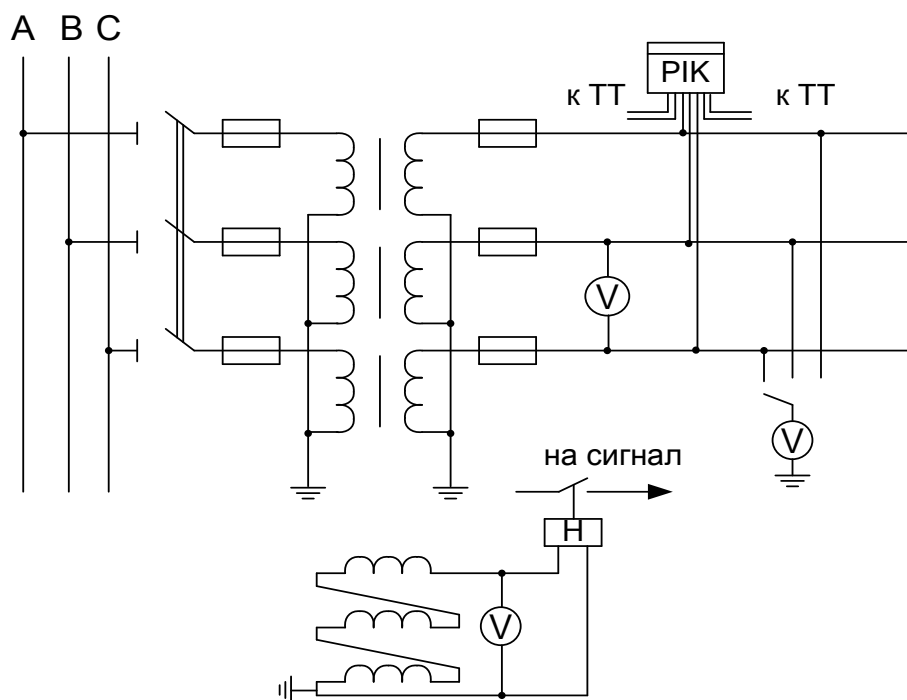


Рисунок 10 – Схема подключения ТН и КИП

«Для того, чтобы ТН работал в требуемом классе точности, должно выполняться условие» [16]:

$$S_{\text{нагр}} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (99)$$

где « $S_{\text{нагр}}$ – мощность всех КИП и реле, которые присоединены к ТН, ВА;

$S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки ТН в требуемом классе точности, ВА» [16].

«Составляется таблица 23 включения КИП. Полная мощность, которую

потребляют КИП определяется по формуле» [16]:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (100)$$

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{42^2 + 92,5^2} = 101,59 \text{ ВА.}$$

Таблица 23 – Расчет вторичной нагрузки ТН

Подключаемые КИП		Число приборов	Число обмоток	Мощность одной обмотки, ВА	cosφ	sinφ	P, Вт	Q, вар
Вольтметр (на СШ)		2	1	2,0	1	0	4	-
Счетчик СЭТ-3р-01-08-Ар	Ячейка ввода 10 кВ от силового трансформатора	1	2	5,0	0,38	0,925	3,8	9,25
	Отходящие линии 10 кВ	9	2	5,0	0,38	0,925	34,2	83,25
Итого:							42	92,5

«Номинальная мощность вторичной обмотки одного ТН типа ЗНОЛ.06-10У3 в классе точности 0,5 составляет $S_{2\text{НОМ}} = 75 \text{ ВА}$. Тогда номинальная мощность трех ТН, при соединении в звезду составляет» [3]

$$S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА} > S_{\text{НАГР}} = 101,59 \text{ ВА,}$$

а значит, выбранные ТН будут работать в заданном классе точности 0,5.

«Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения необходимо проверять на термическую стойкость к токам КЗ. Расчет всех характерных термических сечений кабелей предприятия представлен в таблице 24» [16].

Таблица 24 – Проверка кабелей на термическую стойкость к токам КЗ

Начало и конец КЛ	$I_{\text{к}}, \text{кА}$	$t_{\text{РЗ}}, \text{с}$	$t_{\text{ОБ}}, \text{с}$	$T_{\text{А}}, \text{с}$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	C	$F_{\text{ТС}}, \text{мм}^2$
ГПП-ТП	9,80	0,5	0,08	0,12	67,27	100	82,0

ГПП-СД	9,80	0	0,08	0,01	8,65	100	29,4
ГПП-АД	9,80	0	0,08	0,01	8,65	100	29,4
ГПП-ДСП	9,80	0	0,08	0,01	8,65	100	29,4
ТП-ТП	9,80	0,5	0,08	0,12	67,27	100	82,0

$$B_K = 9,81^2 \cdot (0,58 + 0,12) = 67,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$t_{\text{отк}} = 0,5 + 0,08 = 0,58 \text{ с}.$$

«Термически стойкое сечение для кабельных линий ГПП-ТП определим по выражению» [16]:

$$F_{\text{ТС}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (101)$$

$$F_{\text{ТС}} = \frac{\sqrt{67,27 \cdot 10^6}}{100} = 82,0 \text{ мм}^2.$$

Таблица 25 – Определение термически устойчивых сечений кабелей

КЛ	$F_K, \text{ мм}^2$	$F_{\text{ТС}}, \text{ мм}^2$	Кабель
ГПП-ТП4	120	120	2 АПвП (3x120)
ТП4-ТП1	50	95	2 АПвП (3x95)
ТП1-ТП2	25	95	2 АПвП (3x95)
ГПП-ТП3	50	95	2 АПвП (3x95)
ГПП-ТП5	50	95	2 АПвП (3x95)
ТП5-ТП6	25	95	2 АПвП (3x95)
ГПП-ТП7	35	95	2 АПвП (3x95)
ГПП-ИП1(2500)	50	50	1 АПвП (3x50)
ГПП-ИП2(2500)	50	50	1 АПвП (3x50)
ГПП-ИП3(2500)	50	50	1 АПвП (3x50)
ГПП-ИП4(2500)	50	50	1 АПвП (3x50)
ГПП-ДСП1(3500)	70	70	1 АПвП (3x70)
ГПП-ДСП2(3500)	70	70	1 АПвП (3x70)
ГПП-СД1(1250)	35	35	1 АПвП (3x35)
ГПП-СД2(1250)	35	35	1 АПвП (3x35)
ГПП-СД3(1250)	35	35	1 АПвП (3x35)
ГПП-СД4(1250)	35	35	1 АПвП (3x35)

«Проверка остальных КЛ производится аналогичным образом. В таблице 25 указаны все кабели, для которых необходимо увеличить сечение, выбранное ранее, до термически устойчивого к токам КЗ» [21].

Выбор ТСН ГПП.

«Потребители СН ГПП подразделяются на ответственных и неответственных. Ответственные механизмы - это система охлаждения силового трансформатора, сеть аварийного освещения, системы тушения пожаров, подогрев приводов разъединителей и подогрев ячеек РУ-10 кВ К-104М, система оперативного управления, связи и телемеханики. Помимо этого, к потребителям СН ГПП относится электроосвещение, отопление, вентиляция закрытого РУ 10 кВ, электроосвещение открытого РУ 110 кВ также можно отнести к потребителям СН. На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ необходимо установить два ТСН. Мощность ТСН следует выбирать в соответствии с нагрузками СН в различных режимах работы ГПП с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также учитывая перегрузочную способность трансформаторов в послеаварийном режиме. Согласно исходным данным, мощность СН ГПП равна 0,5 % от мощности силового трансформатора» [29]:

$$S_{ТСН} = 0,5\% \cdot S_{НТ.ГПП}, \quad (102)$$

где « $S_{ТСН}$ – мощность трансформатора СН, кВА;

$S_{НТ.ГПП}$ – мощность силового трансформатора, кВА» [16].

$$S_{ТСН} = 0,005 \cdot 16000 = 80 \text{ кВА.}$$

Принимается ТСН типа ТМ-100/10.

Система КРМ.

Оптимальный выбор системы КРМ «является составной частью построения рациональной СЭС завода. В РУ 10 кВ ГПП две системы СШ, расчет будем вести на одну секцию» [16].

В таблице 26 указаны «исходные данные для расчета системы компенсации реактивной мощности» [16].

Таблица 26 – Исходные данные для расчета КРМ

ТП	$S_{\text{ТП}}, \text{кВА}$	$Q_i, \text{квар}$	$\Delta Q_{\text{ТП}}, \text{квар}$	$R_{\text{ТП}}, \text{Ом}$	$R_{\text{Л}}, \text{Ом}$
ТП1	800	206	29	1,188	0,042
ТП2	1000	174	39	1,080	0,029
ТП3	1250	316	44	0,691	0,046
ТП4	1250	348	53	0,691	0,005
ТП5	630	223	31	2,142	0,068
ТП6	1000	294	39	1,080	0,039
ТП7	1250	434	44	0,691	0,042
ИТОГО	-	1 996	280	-	-

Активные сопротивления силовых трансформаторов, которые приведены к 10 кВ, определяются по выражению:

$$R_{\text{ТП}i} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{н}}}{S_{\text{HT}i}^2}, \quad (103)$$

например, для ТП-1:

$$R_{\text{ТП1}} = \frac{7,6 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{800^2} = 1,188 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления КЛ определяются по выражению:

$$R_{\text{Л}i} = r_{\text{ОЛ}i} \cdot l_i, \quad (104)$$

где $r_{\text{ОЛ}i}$ – удельное сопротивление i -ой линии, Ом/км, [5];

l_i – длина i -ой линии, км.

Например

$$R_{\text{Л}1} = 0,326 \cdot 0,13 = 0,042 \text{ Ом.}$$

«Характеристики синхронных электродвигателей указаны в таблице 27, где D_1, D_2 – параметры, которые характеризуют потери активной мощности в СД» [16].

Таблица 27 – Характеристики СД

Обозначение	$U_{ном}$, кВ	$P_{сд.н}$, кВт	$Q_{сд.н}$, квар	N_i , шт	n_i , об / мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД(1250)	10	1250	-645	2	1000	6,77	6,98

«Располагаемая реактивная мощность СД определяется» [30]:

$$Q_{СД.М} = \alpha_m \cdot N \cdot \sqrt{P_{СД.Н}^2 + Q_{СД.Н}^2}, \quad (105)$$

где α_m – «коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, который зависит от загрузки $\beta_{СД}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos\varphi_n$. Все синхронные двигатели имеют $\beta_{СД} = 0,8$, тогда $\alpha_m = 0,72$ » [32].

«Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной» [32]:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau), \quad (106)$$

$$C_0 = 1,05 \cdot (1791,5 \cdot 0,9 + 0,75 \cdot 2757) = 3864 \text{ руб / кВт.}$$

«Затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками:

а) для низковольтных БК 0,38 кВ» [16]:

$$Z_{г.кнi} = E \cdot K_{б.кн} + C_0 \cdot \Delta P_{б.к.н}, \quad (107)$$

$$Z_{г.кнi} = 0,223 \cdot 360000 + 3864 \cdot 4 = 95736 \text{ руб / Мвар.}$$

«б) для высоковольтных батарей конденсаторов 10 кВ» [16]:

$$Z_{г.квi} = E \cdot K_{б.кв} + C_0 \cdot \Delta P_{б.к.в}, \quad (108)$$

$$Z_{г.квi} = 0,223 \cdot 180000 + 3864 \cdot 2 = 47868 \text{ руб/Мвар.}$$

в) для СД:

$$Z_{1г.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{сд,ni}}, \quad (109)$$

$$Z_{2г.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{сд,ni}^2}, \quad (110)$$

где E – коэффициент отчислений;

$K_{б.к.н}$, $K_{б.к.в}$ – капиталовложения в БК;

$\Delta P_{б.к.н}$, $\Delta P_{б.к.в}$ – удельные потери активной мощности в БК.

Определяются эквивалентные активные сопротивления синхронных двигателей:

$$R_{э.сдi} = \frac{R_{л.сдi}}{N_i} + \frac{Z_{2г.сдi}}{a \cdot C_0}. \quad (111)$$

Реактивная мощность, которую генерируют синхронные двигатели:

$$Q_{сдi} = \frac{Z_{1г.сдi} - Z_{2г.сдi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.сдi}}, \quad (112)$$

где $a = \frac{1000}{U_H^2} = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}$.

Результаты расчета по СД сводится в таблицу 28.

Таблица 28 – Результаты расчета по СД

Электродвигатель	$Q_{сд,ni}$, Мвар	$Z_{1г.сдi}$, руб / Мвар	$Z_{2г.сдi}$, руб / Мвар ²	$R_{э.сдi}$, Ом	$Q_{сдi}$, Мвар
СД(1250)	2,026	40558	32415	0,850	0,111

«Для определения оптимальной реактивной мощности, которую генерируют низковольтные конденсаторные батареи, рассчитываются эквивалентные сопротивления ТП» [16].

«Для ТП, которые питаются по радиальным линиям (рисунок 11)» [16],

$$R_{\text{Э}i} = r_i = R_{\text{Тр}i} + R_{\text{Л}i}. \quad (113)$$

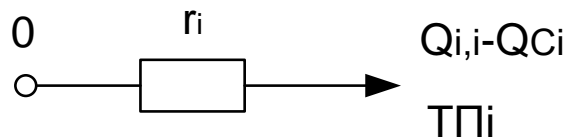


Рисунок 11 – Схема замещения радиальной линии

Например, для ТП-3, эквивалентное сопротивление:

$$R_{\text{Э}3} = 0,691 + 0,046 = 0,737 \text{ Ом.}$$

Аналогично определяются сопротивления для прочих трансформаторных подстанций, которые питаются по радиальным схемам, результаты расчета сведены в таблицу 29.

«Для ТП-4, ТП-1 и ТП-2 питающихся по магистральным линиям (рисунок 12), сначала введем обозначения» [23]

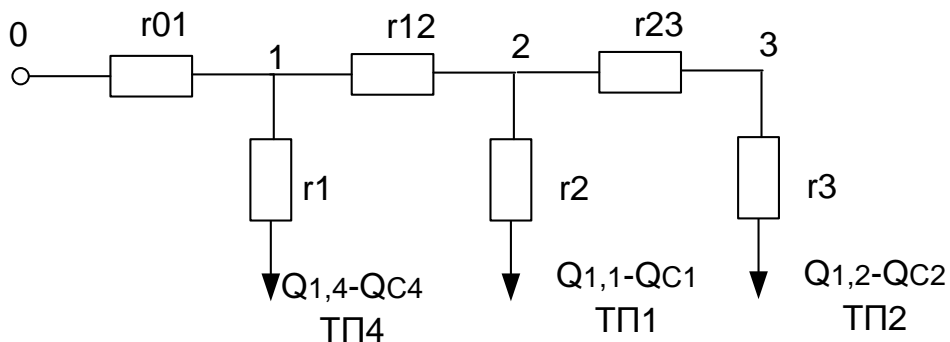


Рисунок 12 – Схема замещения магистральной линии

$$r_{01} = R_{л4} = 0,005 \text{ Ом};$$

$$r_1 = R_{тп4} = 0,691 \text{ Ом};$$

$$r_{12} = R_{л1} = 0,042 \text{ Ом};$$

$$r_2 = R_{тп1} = 1,188 \text{ Ом};$$

$$r_{23} = R_{л2} = 0,029 \text{ Ом};$$

$$r_3 = R_{тп2} = 1,080 \text{ Ом}.$$

«Эквивалентные проводимости точек 1 и 2 схемы рисунок 12» [32]:

$$\frac{1}{R_{\dot{0}2}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3} = \frac{1}{1,188} + \frac{1}{0,029 + 1,080} = \frac{1}{0,574}$$

$$\frac{1}{R_{\dot{0}1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + R_{\dot{0}2}} = \frac{1}{0,691} + \frac{1}{0,042 + 0,574} = \frac{1}{0,498}$$

с учетом этого эквивалентные сопротивления присоединений ТП4, ТП1 и ТП2

$$R_{\text{Э}4} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot r_1 = \left(1 + \frac{0,005}{0,498}\right) \cdot 0,691 = 0,696;$$

$$R_{\text{Э}1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot r_2 = \left(1 + \frac{0,005}{0,498}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,042}{0,574}\right) \cdot 1,188 = 1,275;$$

$$R_{\text{Э}2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot (r_{23} + r_3);$$

$$R_{\text{Э}2} = \left(1 + \frac{0,005}{0,498}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,042}{0,574}\right) \cdot (0,029 + 1,080) = 1,179.$$

«Расчитанные значения эквивалентных сопротивлений заносим в таблицу 29. Оптимальное значение реактивной мощности низковольтных БК, которые подключены к шинам ТП, определяется предполагая, что к шинам

ГПП подключены высоковольтные батареи конденсаторов (принимается коэффициент Лагранжа $\lambda = Z_{10}$)» [31].

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z_{10} - Z_{1г.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Эi}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{Эi}} \quad (114)$$

$$Z = \frac{Z_{10} - Z_{1г.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0},$$

$$Z = \frac{47868 - 95736}{2 \cdot 10 \cdot 3864} = -0,62 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

«Результаты расчета мощностей источников Q_{ci} низковольтных батарей конденсаторов заносим в таблицу 29, при этом необходимо принимать только положительные значения» [16].

Таблица 29 – Расчет мощности БК

Место установки БК	$R_{Эi}$, Ом	Q_{ci} , Мвар		Q_{ki} , квар	$Q_{ki} + Q_{ci}$, квар	Тип БК	$Q_{сти}$, квар
		Расчетное	Принятое				
ТП1	1,275	-0,250	0	55	55	УКЗ-0,415-60 УЗ	60
ТП2	1,179	-0,312	0	517	517	2хУКНТ-0,4-200-33 УЗ УК1-0,38-100 УЗ	500
ТП3	0,737	-0,480	0	487	487	2хУКНТ-0,4-200-33 УЗ УК1-0,38-100 УЗ	500
ТП4	0,696	-0,488	0	271	271	2хУКБН-0,38-135 УЗ	270
ТП5	2,341	-0,010	0	199	199	УКНТ-0,4-200-33 УЗ	200
ТП6	1,223	-0,173	0	269	269	2хУКБН-0,38-135 УЗ	270
ТП7	0,734	-0,366	0	416	416	2хУКНТ-0,4-200-33 УЗ	400
ГПП	0	1,491	1,491	-	-	УКЛ-10,5-1350 УЗ	1350
ИТОГО	-	-	-	2213	2213	-	3550

«Расчет мощности высоковольтной батареи конденсаторов, подключаемой к сборным шинам 10 кВ ГПП, проводится из условия баланса реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП. Для начала определим всю расчетную реактивную мощность, потребляемую заводом» [31]:

$$Q_p = 2 \cdot (\Sigma(Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{Т.ГПП}); \quad (115)$$

$$Q_p = 2 \cdot ((1,996 + 0,280) + 1,594) = 7740 \text{ Мвар}.$$

«Определим экономически целесообразную реактивную мощность как минимальную из двух» [32]:

$$Q'_{\text{ЭС}} = \alpha \cdot P_{\text{рп}} = 9047 \text{ Мвар};$$

$$Q''_{\text{ЭС}} = Q_{\text{р}} - 0,7 / K_{\text{нр}} \cdot Q_{\text{СДМ}} = 7740 - 0,7 / 0,85 \cdot 2,026 = 4,759 \text{ Мвар}.$$

«Таким образом, экономически целесообразная реактивная мощность, которую потребляет завод $Q_{\text{ЭС}} = Q''_{\text{ЭС}} = 4,759 \text{ Мвар}$, а мощность, которая приходится на 1 секцию СШ ГПП» [16]

$$Q_{\text{ЭС1}} = Q_{\text{ЭС}} / 2 = 2,380 \text{ Мвар}.$$

«Определяется значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{э}}$, задаваемого системой» [16]:

$$\text{tg}\varphi_{\text{э}} = Q_{\text{ЭС}} / P_{\text{рп}} = 4759 / 18095 = 0,26.$$

«Определяется мощность высоковольтной БК: подключенной к 1 сш» [16]:

$$Q_0 = \Sigma(Q_{\text{Ii}} + \Delta Q_{\text{Ti}}) + \Delta Q_{\text{Т.ГПП}} - \Sigma Q_{\text{С}} - Q_{\text{ЭС}} = 1313 \text{ квар}.$$

«Проверяется баланс реактивных мощностей. Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП проверяется как равенство генерируемых $Q_{\text{Г}}$ и потребленных $Q_{\text{р}}$ реактивных мощностей» [32]:

$$Q_{\text{р1}} = \Sigma(Q_{\text{Ii}} + \Delta Q_{\text{Ti}}) + \Delta Q_{\text{Т.ГПП}}; \quad (116)$$

$$Q_{\text{р1}} = (1,996 + 0,280) + 1,594 = 3,870 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{Г1}} = \Sigma Q_{\text{С}} + \Sigma Q_{\text{СД}} + Q_0 + Q_{\text{ЭС1}}; \quad (117)$$

$$Q_{\text{Г1}} = 0 + 0,111 + 1,313 + 2,380 = 3,804 \text{ Мвар}.$$

Получается погрешность 1,74 %.

Зная мощности батарей конденсаторов, определяется «расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП» [16]:

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{Q_{pi} + \sum_1^n Q_{ki} - (\sum Q_{CTi} + \sum Q_{CDi})}{P_{pp}}, \quad (118)$$
$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{3,870 + 2,213 - (3,55 + 0,111)}{18,095} = 0,13.$$

Запас мощности на СШ ГПП:

$$Q_{рез} = \frac{2 \cdot \sum (Q_{CD, Mi} - Q_{CDi})}{Q_{P1}} \cdot 100 \%, \quad (119)$$
$$Q_{рез} = \frac{4 \cdot \sum (2,026 - 0,111)}{3,870} \cdot 100 \% = 198 \%.$$

Вывод по разделу 2.

В данном разделе проведено экономическое обоснование выбора класса напряжения источника питания предприятия химической промышленности. На основании экономических расчетов, обоснован номинальный класс напряжения источника питания предприятия 110 кВ. Далее в разделе рассчитаны токи короткого замыкания, по результатам которых выполнен расчет основных допустимых параметров электрооборудования электрической части ГПП предприятия, по результатам расчетов выбрано коммутационное, измерительное оборудование ГПП 110/10 кВ.

3 Экономическая часть

3.1 Расчет экономической эффективности проекта

«Суммарные капиталовложения на внедрение проекта системы электроснабжения состоят из капиталовложений в оборудование, оплаты проектных работ, затрат на монтаж и наладку электрооборудования» [22]. Капиталовложения в оборудование необходимо определять по каталогам производителей. Расчет капиталовложений в электрооборудование системы внешнего электроснабжения сведен в таблицу 30.

Таблица 30 – Расчет капиталовложений в электрооборудование системы внешнего электроснабжения

Наименование электрооборудования	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Капиталовложения, тыс. руб.
Воздушная линия 110 кВ	км	12,3	352	4330
Силовой трансформатор ТДН-16000/110	шт	2	4000	7000
Элегазовый выключатель ВГБУ-110	шт	4	350	1400
Разъединитель РДЗ-1-110	шт	4	36	144
Разъединитель РДЗ-2-110	шт	6	72	432
Ограничитель перенапряжения ОПН-110У1-77	шт	6	20	120
Ограничитель перенапряжения ОПН-110У1-56	шт	2	19,6	39,2
Заземлитель ЗОН-35У1	шт	2	16,5	33
ИТОГО				14498

Расчет капиталовложений в электрооборудование системы внутреннего электроснабжения сведен в таблицу 31.

Таблица 31 – Расчет капиталовложений в оборудование системы внутреннего электроснабжения

Наименование	Един. измер.	Кол-во	Стоимость единицы	Стоимость за позицию
2КТП-1250/10/0,4	компл.	3	677730	2033190
2КТП-1000/10/0,4	компл.	3	677730	2033190
2КТП-630/10/0,4	компл.	1	396937	396937
Силовой трансформатор ТМЗ-1250/10/0,4	шт.	6	590000	3540000
Силовой трансформатор ТМЗ-1000/10/0,4	шт.	6	385000	2310000
Силовой трансформатор ТМЗ-630/10/0,4	шт.	2	295000	590000
Ячейки КРУ-10 кВ с вакуумными выключателями ВВ/TEL-10-20/1000 У2	компл.	55	1360000	74800000
Трансформаторы напряжения 3хЗНОЛ.09.10	шт.	2	47790	95580
Установка компенсации реактивной мощности УКЛ-10,5-1350 У1	шт.	2	261050	522100
Трансформаторы собственных нужд ТМ-100/10	шт.	2	92000	184000
Кабель АПвП 3х120	м	40	2438	97520
Кабель АПвП 3х95	м	1640	1088	1784320
Кабель АПвП 3х70	м	100	788	78800
Кабель АПвП 3х50	м	520	759	394680
Кабель АПвП 3х35	м	400	569	227600
Кабель АПвБбШв 4х185	м	680	690	469200
Кабель АПвБбШв 4х95	м	60	550	33000
Кабель АПвБбШв 4х50	м	220	390	85800
Низковольтный распределительный пункт	компл.	7	45000	315000
ИТОГО	-	-	-	89990917

Таким образом, суммарные капиталовложения в оборудование предприятия химической отрасли составляют:

$$K = 14498000 + 89990917 = 104488917 \text{ руб.}$$

Стоимость монтажных работ с учетом наладки оборудования принимается в размере 40 % от суммарных капиталовложений в оборудование предприятия химической отрасли и составляет:

$$C_{\text{м.р.}} = 0,4 \cdot K, \quad (120)$$

$$C_{\text{м.р.}} = 0,4 \cdot 104488917 = 41795567 \text{ руб.}$$

Составление проектно-сметной документации можно принять в размере 1% от суммарных капиталовложений в оборудование предприятия химической отрасли:

$$C_{\text{пр-см.}} = 0,01 \cdot K, \quad (121)$$

$$C_{\text{пр-см.}} = 0,01 \cdot 104488917 = 1044889 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения на внедрение проекта системы электроснабжения предприятия химической отрасли составляют:

$$\Sigma K = K + C_{\text{м.р.}} + C_{\text{пр-см.}}; \quad (122)$$

$$\Sigma K = 104488917 + 41795567 + 1044889 = 147329373 \text{ руб.} = 147329 \text{ тыс. руб.}$$

Далее проведем расчет издержек.

3.2 Расчет издержек

«Издержки на эксплуатацию СЭС предприятия химической отрасли состоят из амортизационных отчислений, затрат на ТОиР и компенсацию потерь в электросетях» [31]:

$$И = И_{\text{ам}} + И_{\text{тоир}}; \quad (123)$$

где « $И_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления, руб./год;

$И_{\text{тоир}}$ – затраты на ТОиР, руб./год;

$И_{\text{пот}}$ - компенсация потерь в электросетях, руб./год» [22].

«Амортизационные отчисления» [22]:

$$I_{\text{ам}} = \Sigma K \cdot \frac{\beta_{\text{ам}}}{100}; \quad (124)$$

где « ΣK – суммарные капиталовложения на внедрение проекта СЭС предприятия химической отрасли, руб.;

$\beta_{\text{ам}}$ – удельные амортизационные отчисления, $\beta_{\text{ам}} = 4,4 \%$ » [22],

$$I_{\text{ам}} = 147329 \cdot \frac{4,4}{100} = 6482 \text{ руб/год.}$$

«Затраты на ТОиР электрооборудования СЭС предприятия химической отрасли» [22]:

$$I_{\text{тоир}} = 147329 \cdot \frac{4}{100} = 5893 \text{ руб/год.}$$

Издержки на эксплуатацию СЭС предприятия химической отрасли равны:

$$I = 6482 + 5893 = 12375 \text{ руб. / год.}$$

Вывод по разделу 3.

Издержки на эксплуатацию СЭС предприятия химической отрасли состоят из амортизационных отчислений, затрат на ТОиР и компенсацию потерь в электросетях. Издержки на эксплуатацию СЭС предприятия составят 12375 руб. в год

Заключение

Определен центр электрических нагрузок завода. Так как никаких препятствий для установки ГПП в центре нагрузок не было выявлено, то координаты установки ГПП совпадают с ЦЭН.

Произведен выбор трансформаторов ЦТП предприятия. Выбраны силовые трансформаторы ТМЗ различных мощностей. С учетом наиболее эффективной загрузки.

Для двух вариантов питающих напряжений выбраны трансформаторы ГПП, рассчитано внешнее электроснабжение предприятия.

Выбран вариант питания предприятия напряжением 110 кВ, который показал эффективность на 18,9 % выше, чем для варианта питания напряжением 35 кВ.

Для данного варианта сети на ГПП устанавливаются силовые трансформаторы ТДН-16000/110/10 У1, элегазовые выключатели ВГБУ-110-40/2000 УХЛ1, разъединители РДЗ-110-1000Н У1.

Далее был произведен расчет распределительных линий 10 кВ и 0,4 кВ предприятия.

Разработана система компенсации реактивной мощности и выбраны конденсаторные установки на стороне низкого напряжения 0,4 кВ цеховых ТП и на СШ 10 кВ ГПП.

В заключительной части работы разработана экономическая часть. Издержки на эксплуатацию системы электроснабжения предприятия химической промышленности составят 12375 тыс. руб. в год, это менее 10% капитальных вложений в систему электроснабжения, предлагаемы проект системы электроснабжения является энергоэффективным.

Таким образом, поставленные цели и задачи выполнены в полном объеме, а предлагаемая схема электроснабжения соответствует всем современным техническим требованиям.

Список используемой литературы и используемых источников

1. ГОСТ 14.209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – М.: Госкомитет по стандартам, 1987. – 30 с.
2. ГОСТ Р 50270-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1кВ. – М.: Госстандарт России, 1993. – 60с.
3. Грунин В.К., Никитин К.И., Фёдоров В.К., Шукин О.С., Эрнст А.Д. Выбор главных схем основного и вспомогательного оборудования электрических станций и подстанций. – М.У. ОмГТУ, 2000.-80 с.
4. Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 230 с.
5. Каталог электрооборудования ООО «Электроцит Самара» <http://www.electroshield.ru/catalog/>.
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.
7. Липкин Б.Ю. «Электроснабжение промышленных предприятий и установок» Учеб. для учащихся электротехн. специальностей средних спец. учебн. заведений. 4е изд., перераб. и доп. – М, Высш. шк, 1990. - 366с.
8. Мошкин В.И. Электропитающие системы и электрические сети. Выбор номинального напряжения и конфигурации схемы электрической сети. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов дневной и заочной форм обучения направления 650900 (специальности 100400). – Курган.: Изд-во КГУ, 2004. – 24 с.
9. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электроподстанций и подстанций. материалы для дипломного и курсового проектирования. / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоиздат, 1989.

10. НТП ЭПП-94 Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования.

11. Оборудование и электротехнические устройства систем электроснабжения. Справочник. Под общ. ред. В.Л. Вязигина, В.Н. Горюнова, В.К. Грунина (гл. редактор) и др. Гриф УМО. – Омск: Редакция «Омский научный вестник», 2006. – 268 с.

12. Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко. – Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

13. Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 09.12.2016 г. № 41695-ХМ/09. Рекомендуемые к применению в IV квартале 2016 года индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексах изменения сметной стоимости оборудования.

14. Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – Л.: Стройиздат, 1989.

15. Рожин А. Н., Бакшаева Н. С. Внутрицеховое электроснабжение. Учебное пособие для выполнения курсового и дипломного проектов. – Киров: Изд-во ВятГУ, 2006. – 258 с.

16. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебное пособие / Л.Д. Рожкова, Т.В. Чиркова, Л.К. Карнеева. – М: Academia. 2009. – 448 с

17. Селиверстов, Г. И. Электрооборудование станций и подстанций промышленных предприятий. [Текст] / Г.И. Селиверстов. - Гомель: Электронная библиотека УО ГГТУ им. П.О. Сухого, 2011. – 351 с.

18. Сташкевич, А.С. Электрические станции и подстанции. [Текст]: Учебное пособие / А.С. Сташкевич, С.В. Митрофанов, А.А. Веремеев–Оренбург: ОГУ, 2018. – 108 с.

19. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
20. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минстрой России, 2011. – 135с.
21. Стоимость силовых трансформаторов и КТП <http://ru-transformator.ru/tmz-price/tmz-630-10-0-4-525.html>
22. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ
23. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.
24. Стоимость электрооборудования <http://www.etm.ru/im/>
25. Технологические процессы производств промышленных предприятий: учеб.пособие / В.Н. Горюнов, В.К. Грунин, В.А. Ощепков, П.В. Рысев; Под общ. ред В.К. Грунина – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2011. – 150 с.
26. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования. М.: ФОРУМ: ИНФРА - М., 2003. 214с.
27. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design, Third Edition – CRC Press, New York, 2014.-320с.
28. Ganizares C. A. Electric energy systems: analysis and operation // CRC Press. – 2013. – 647 p.
29. Gaty L.R. Calculation of short circuit current // Journal of IEEE. – 2014. – Vol. 74. – No. 2. – Pp. 200 – 205.
30. Li W.C. Risk assessment of power systems: models, methods and applications // Second edition. – 2014. – 250 p.
31. Watts H.D. Large industrial enterprises electrical supply systems // Industrial engineering. – 2016. – 470 p.