

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения им.А. Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

Доспулов Таир Телгарович

Расчет энергоснабжения нефтеперерабатывающего завода

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

6В07101– Энергетика

Алматы 2025



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казакский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения им.А. Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

6B07101– Энергетика

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой «Энергетика»

PhD, ассоциированный профессор

Е. А. Сарсенбаев

*(Подпись)* 01 2025 г.

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Доспулову Таиру Телгаровичу

Тема: Расчет энергоснабжения нефтеперерабатывающего завода

Утверждена приказом Проректора по академическим вопросам №26-П/Ө от "29" января 2025г.

Срок сдачи законченной работы «19» мая 2025г.

Исходные данные к дипломной работе: Павлодарский нефтехимический завод

Краткое содержание дипломной работы: Расчет электроснабжения завода

а) Расчет осветительной нагрузки по цехам

б) Расчет силовой нагрузки

в) Расчет цеховых трансформаторных подстанций и компенсаторов реактивной мощности

г) Выбор оборудования трансформатора на подстанции

д) Расчет и выбор сечения кабелей

е) Токи короткого замыкания на 6 кВ

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

представлены: генплан завода с картограммой нагрузок, однолинейная электрическая схема,

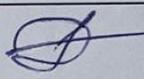
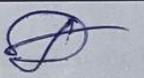
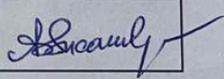
9 слайдов презентации работы.

Рекомендуемая основная литература: из 14 наименований учебных материалов

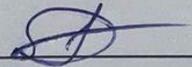
**ГРАФИК**  
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Теоритический раздел	27.01.2025	—
Расчетный раздел	17.04.2025	—
Аналитический раздел	08.05.2025	—

**Подписи**  
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

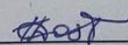
Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Теоритический раздел	Р.М. Утебаев, Канд. техн. наук, ассоциированный профессор	04.06.2025	
Расчетный раздел	Р.М. Утебаев, Канд. техн. наук, ассоциированный профессор	04.06.2025	
Аналитический раздел	Р.М. Утебаев, Канд. техн. наук, ассоциированный профессор	04.06.2025	
Нормоконтролер	А.О. Бердибеков, магистр, старший преподаватель	03.06.2025	

Научный руководитель



Р.М. Утебаев

Задание принял к исполнению обучающийся



Т.Т. Доспулов

Дата

" 27 " 01 2025 г.

## **АННОТАЦИЯ**

В дипломной работе был сделан расчет электроснабжения Павлодарского нефтехимического завода, были предложены способы его оптимизации и модернизации. Приведены схемы генерального плана завода, однолинейная схема 6 кВ, структурная схема производства на НПЗ. Приведены виды перерабатываемой нефти и соответственно их характеристики. Также на основе полученных данных с энергопотребления ПНХЗ был сделан расчет удельного расхода энергии на производство литра бензина и анализ энергоэффективности бензина как топлива для ДВС.

## **АҢДАТПА**

Дипломдық жұмыста Павлодар мұнай-химия зауытының электрмен жабдықтау есебі жүргізіліп, оны оңтайландыру және жаңғырту әдістері ұсынылды. Зауыттың бас жоспарының сұлбалары, 6 кВ бір желілік схемасы және мұнай өңдеу зауытындағы өндірістің құрылымдық схемасы берілген. Өңделген мұнай түрлері және сәйкесінше олардың сипаттамалары келтірілген. Сондай-ақ, Павлодар мұнай-химия зауытының энергия тұтынуынан алынған мәліметтер негізінде бір литр бензинді өндіруге жұмсалатын үлестік энергияның есебі және іштен жанатын қозғалтқыштар үшін отын ретіндегі бензиннің энергия тиімділігіне талдау жасалды.

## **ANNOTATION**

In the thesis, a calculation was made of the power supply of the Pavlodar petrochemical plant, and methods for its optimization and modernization were proposed. Diagrams of the general plan of the plant, a single-line diagram of 6 kV, and a block diagram of production at the refinery are provided. Also, based on the data obtained from the energy consumption of the Pavlodar Petrochemical Plant, a calculation was made of the specific energy consumption for the production of a liter of gasoline and an analysis of the energy efficiency of gasoline as fuel for internal combustion engines.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Теоретический раздел	8
1.1	Производство и потребление нефтепродуктов	8
1.2	Павлодарский нефтехимический завод (ПНХЗ)	9
1.3	Характеристика объекта проектирования	10
1.4	Производство первичной переработки нефти (ПППН)	14
1.5	Производство глубокой переработки нефти (ПГПН)	15
2	Расчетный раздел	17
2.1	Исходные данные по проектированию электроснабжения	17
2.2	Расчет осветительной нагрузки по цехам завода	19
2.3	Расчет электрических нагрузок нефтеперерабатывающего завода	24
2.4	Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности	29
2.5	Распределение низковольтных нагрузок по цеховым ТП	31
2.6	Уточненный расчет электрических нагрузок на шинах 6 кВ	33
2.7	Расчет высоковольтных нагрузок по заводу	33
2.8	Расчет компенсации реактивной мощности на шинах напряжением выше 1 кВ	34
3	Расчет внешнего электроснабжения	38
3.1	Расчет электроснабжения ЛЭП 110 кВ	39
3.2	Оптимизация внешнего электроснабжения	43
4	Выбор оборудования и расчет токов к.з.	45
4.1	Выбор выключателей и выключателей нагрузок	47
4.2	Выбор силовых кабелей отходящих линий для магистрали ТП1÷ТП4	50
4.3	Выбор силовых кабелей отходящих линий для магистрали ТП5÷ТП7	52
4.4	Модернизация внутренних электросетей	54
5	Аналитический раздел	56
5.1	Удельные расходы энергии для производства нефтепродуктов	56
5.2	Энергоэффективность бензина как топлива для ДВС	57
	Заключение	60
	Список использованной литературы	61
	Приложение А	62

## ВВЕДЕНИЕ

Переработка нефти и газа объединяет большое количество физических и химических процессов, направленных на получение широкой номенклатуры товарных продуктов, прежде всего различных видов топлива (автомобильного, авиационного, котельного и др.), а также сырья для последующей переработки с целью получения продукции нефтехимии.

Павлодарский Нефтехимический завод (ПНХЗ), осуществляет переработку нефти западносибирских месторождений и производит широкий спектр нефтепродуктов, включая бензин, дизельное топливо, мазут и другие.

Каждый нефтеперерабатывающий завод настроен на переработку определенного вида углеводородного сырья (легкой или тяжелой сырой нефти, с тем или иным содержанием примесей, природного или попутного нефтяного газа, конденсата и др.). Как правило, более сложные (комплексные) НПЗ производят больше светлых нефтепродуктов, которые имеют более высокую ценность для потребителей.

Электроэнергия же используется на всех стадиях производственного цикла: от приёма и подготовки нефти, до получения товарных нефтепродуктов. Эффективность систем электроснабжения напрямую влияет как на производственные показатели, так и на себестоимость продукции. В связи с этим актуальным является проведение анализа удельного энергопотребления, выявление потерь и разработка направлений по их сокращению. Так как, несмотря на развитие альтернативных источников энергии, нефть остаётся одним из важнейших ресурсов в мировой и, в частности, казахстанской экономике.

Цель дипломной работы заключается в расчете и анализе энергоснабжения нефтеперерабатывающего завода, и также рассмотреть методы по его улучшению, сделать расчет удельного потребления электроэнергии на производство нефтепродуктов, в частности бензина. Дополнительно в работе рассматривается энергетический эквивалент производимой продукции (бензина и дизельного топлива) с позиции её использования в транспортном секторе. Проводится сравнительный анализ эффективности использования энергии.

В данной дипломной работе рассмотрены следующие задачи:

- производство и потребление нефтепродуктов;
- расчет осветительной и силовой нагрузки завода;
- расчет и выбор кабелей, и также электрооборудования;
- расчет и оптимизация внешнего электроснабжения;
- расчет удельных расходов на производство нефтепродуктов;

## 1 Теоретический раздел

### 1.1 Производство и потребление нефтепродуктов

Нефтеперерабатывающая отрасль Казахстана продолжает оставаться стратегически важным звеном в энергетической системе страны. Согласно итогам 2024 года, опубликованным Министерством энергетики РК, объём переработки нефти на трёх ключевых НПЗ (Атырауский, Павлодарский и Шымкентский) составил порядка 17,9 млн тонн. Это позволило обеспечить выпуск 14,5 млн тонн нефтепродуктов, включая бензины, дизельное топливо, авиакеросин и мазут.

По итогам 2024 года объём переработки нефти составил 17,9 млн тонн. В частности, производство 5 отдельных видов нефтепродуктов составило – 14,5 млн тонн, в том числе автобензин – 5,46 млн тонн, дизельное топливо – 5,38 млн тонн, мазут – 1,99 млн тонн, авиакеросин – 0,75 млн тонн, битум – 0,92 млн тонн.

При этом наблюдается устойчивый рост внутреннего спроса: увеличение объёма автотранспорта, развитие логистической и строительной отраслей, а также сезонные потребности в сельском хозяйстве способствовали росту потребления топлива на внутреннем рынке. В 2024 году внутреннее потребление нефтепродуктов составило порядка 13,4 млн тонн, что стало рекордным показателем за последние годы.

Важным достижением стало увеличение глубины переработки нефти — с 82% до 90% на модернизированных НПЗ. Это означает более эффективное извлечение светлых фракций и сокращение доли малорентабельных остатков. Таким образом, Казахстан постепенно снижает зависимость от импорта высокооктановых компонентов и стабильно обеспечивает внутренний рынок собственным сырьём.

Наряду с ростом объемов производства остро встают вопросы энергоэффективности. Производственные процессы на НПЗ требуют значительных затрат электроэнергии, пара и тепла. Например, по данным некоторых заводов, на переработку одной тонны нефти расходуется от 85 до 120 кВт·ч электроэнергии. При производстве 17,9 млн тонн нефтепродуктов годовое потребление электроэнергии на всех НПЗ страны составляет около 1,9 ГВт·ч. Эффективное энергоснабжение является критическим фактором для стабильной работы такого крупного промышленного комплекса.

Кроме того, актуальными остаются вопросы экологии и перехода к низкоуглеродной экономике. В рамках энергетической стратегии до 2035 года Казахстан планирует внедрение «зелёных» технологий на объектах переработки, цифровизацию управления потреблением энергоресурсов и сокращение выбросов углерода.

## 1.2 Павлодарский нефтехимический завод (ПНХЗ)

В 2024 году ПНХЗ достиг рекордного объема переработки нефти — 5,5 млн тонн, что свидетельствует о высоком уровне производственной эффективности.

Павлодарский нефтехимический завод ориентирован на переработку нефти, в основном поступающей из западносибирских месторождений России, таких как Приобское, Самотлорское и другие, но также и смеси Западно-Сибирских и Башкирской нефтей, Кумкольской нефти, и смеси Западно-Сибирских и Кумкольских нефтей.

По количеству парафинов нефть подразделяется на малопарафиновую или легкую (не выше 1,5 %), парафиновую или тяжелую (1,51 – 6 %) и высокопарафиновую или битуминозную (выше 6 %).

По содержанию серы нефть подразделяется на малосернистую (до 0,6 %), сернистую (от 0,61 до 1,8 %), высокосернистую (от 1,81 до 3,5 %) и особо высокосернистую (выше 3,5 %). При содержании более 0,5 % сера в нефти имеет промышленное значение.

По количеству смол нефть подразделяется на малосмолистую (менее 5 %), смолистую (от 5 до 15 %) и высокосмолистую (выше 15 %).

Таблица 1.1 – Характеристики перерабатываемой нефти

Параметр	Кумкольская нефть	Западно-Сибирская нефть	Западно-Сибирская и Башкирская нефти	Западно-Сибирская и Кумкольская нефти
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	812–819	813–870	Около 860–880	Около 840–850
Содержание серы, %	0,11–0,52	0,07–1,67	Около 1,2–1,4	Около 0,6–0,8
Содержание парафинов, %	10,8–11,5	Менее 0,5	Около 2,5–3,0	Около 5,5–6,0
Содержание смол, %	4,8–8,42	1,0–17,8	Около 8,0	Около 6,0
Содержание асфальтенов, %	0,11–0,92	0,12–2,7	Около 1,5	Около 1,0
Вязкость, мм <sup>2</sup> /с	Не указано	2,95–67,7	Около 10	Около 8

### 1.3 Характеристика объекта проектирования

Завод осуществляет переработку нефти с целью получения широкого спектра светлых нефтепродуктов. Основным источником сырья является российская нефть, поступающая по нефтепроводу «Омск – Павлодар».

Переработка нефти осуществляется с использованием следующих технологических процессов:

- атмосферная перегонка нефтяного сырья;
- гидроочистка нефти;
- каталитический риформинг;
- гидроочистка дизельного топлива;
- гидроочистка керосина;
- газофракционирование;
- изомеризация и сплиттер нефти;
- вакуумная перегонка мазута;
- гидроочистка вакуумного газойля;
- каталитический крекинг;

Общая площадь завода составляет около 4,43 км<sup>2</sup> (443 гектара).

Территория предприятия вытянута с севера на юг примерно на 2,6 км, а ширина составляет около 1,7 км, что подтверждается координатами, полученными с открытых картографических сервисов.

Так как точные площади цехов не представлены в открытом доступе, в работе использованы приближённые значения, основанные на расчете с помощью спутниковых изображений. Эти данные позволяют хоть и не с точностью, но провести энергетический расчет и оценить потребности завода в электрической энергии.

Таблица 1.2 – Потребление энергоресурсов

Вид энергоресурса	2023	2024	Динамика потребления, %
Объем переработки нефти, тонн	5 463 570	5 525 103	1,1
Тепловая энергия, Гкал	1 604 617	1 620 177	0,97
Топливо технологических печей, тут	418 479	416 248	0,5
Электроэнергия, МВт*ч	466 093	473 239	1,5
Затраты электроэнергии на транспортировку нефти по нефтепроводу ТОН-2	13 635	13 790	1,13
Удельное потребление ТЭР кг.у.т на тонну нефти	0,107	0,106	0,9

Таблица 1.3 – Средние удельные нормы расхода электроэнергии

Транспортировка нефтепродуктов по магистральным продуктопроводам	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{тыс. т} \cdot \text{км}}$	15,4
Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам		13,4
Добыча нефти	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{т}}$	30,7
Переработка нефти		30,4
Первичная переработка		14,2

Таблица 1.4 – Основные производственные показатели ПНХЗ за 2024 год

Наименование	План МЭ РК	Факт	Отклонение	План на 2025 год
	Тонн	Тонн	Тонн	Тонн
Переработка сырья	5 450 000	5 525 103	50 175	5 700 000
Сжиженный газ	306 064	321 852	15 788	326 998
Автобензины:	1 565 794	1 608 426	42 632	1 637 993
<i>Аи-92</i>	1 082 794	1 169 440	86 646	1 093 993
<i>Аи-95/98</i>	483 000	438 986	-44 014	544 000
Авиатопливо	195 000	237 057	42 057	200 000
Дизельное топливо К4	1 787 128	1 853 259	66 131	1 902 450
Битум	280 000	360 278	80 278	366 000
Мазут	605 813	432 546	-173 267	518 225
Печное топливо	0	5 545	5 545	0
Кокс	250 673	264 998	14 325	263 907
Сера	52 135	52 342	207	52 570
Топливо, потери и кокс выжигаемый, %	7,37%	6,58%	-0,79%	7,24%
Глубина переработки, %	88,00%	91,50%	3,50%	90,08%
Выход светлых нефтепродуктов, %	70,72%	73,22%	2,50%	71,37%

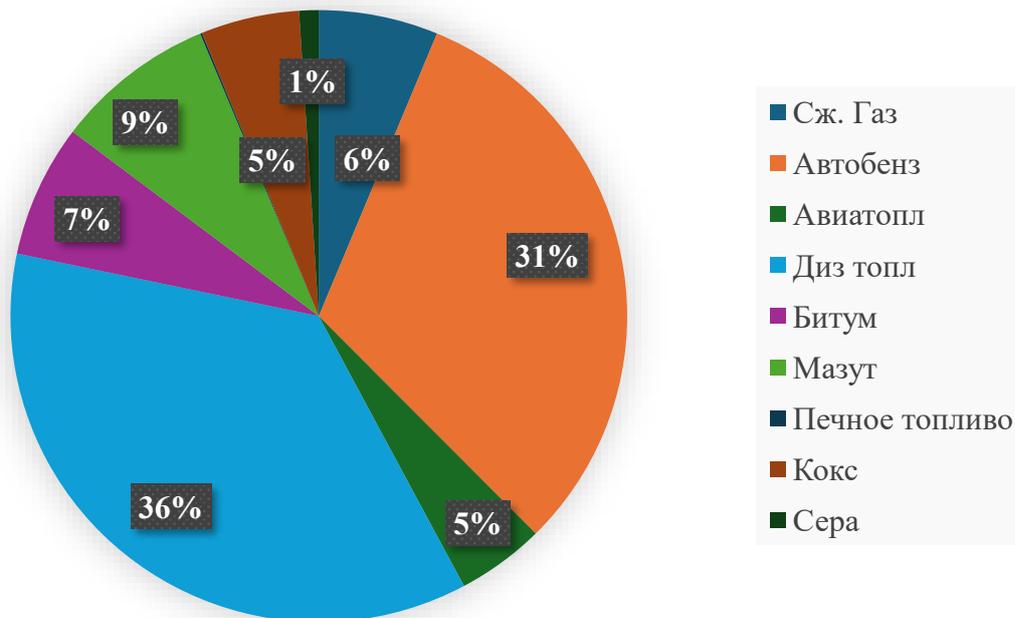


Рисунок 1.1 – Диаграмма фактического производства энергоресурсов

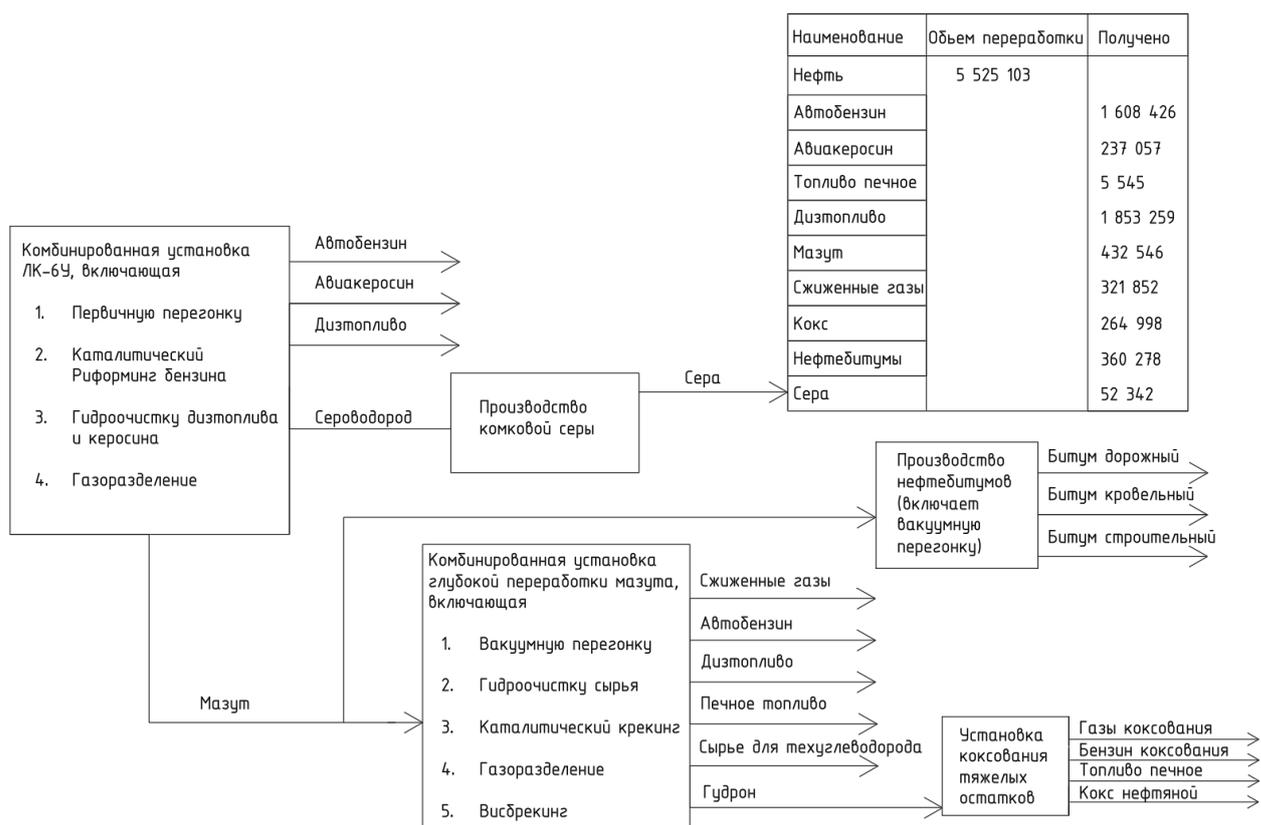


Рисунок 1.2 – Технологическая схема ПНХЗ

Метеорологические характеристики и коэффициенты.

Климат в районе расположения предприятия резко континентальный с продолжительной суровой зимой с частыми метелями и коротким засушливым жарким летом. Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца года +29°C, средняя температура наиболее холодного месяца года (январь) -19°C. Среднегодовая скорость ветра составляет 2.5 м/с. Повторяемость ветра по направлениям в среднем в году согласно данным РГП «Казгидромет» 32-2-03/592 от 08.08.2024г. представлена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Повторяемость направления ветра и штилей по м.с. Павлодар, %

Год	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	ШТИЛЬ
2019-2023	10	8	7	10	20	16	14	15	5

Ветровой режим исследуемого района активный. Скорость ветра, превышение которой в среднем многолетнем режиме наблюдается в 5% случаев, составляет 5 м/с. Повторяемость штилей низка и составляет 5%. Таким образом, климатические особенности района, способствуют снижению последствий загрязнения атмосферного воздуха промышленными выбросами.

Таблица 1.6 – Метеорологические характеристики и коэффициенты

Наименование характеристик	Величина, м/с
Среднегодовая роза ветров, %	
С	10
СВ	8
В	7
ЮВ	10
Ю	20
ЮЗ	16
З	14
СЗ	15
Скорость ветра, повторяемость превышения которой = 5%	5

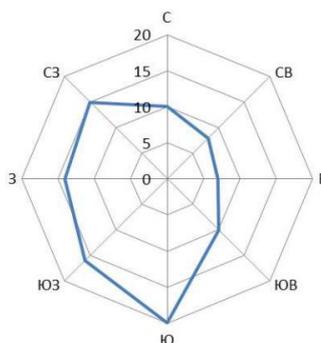


Рисунок 1.3 - Роза среднегодовой повторяемости направлений ветра

## 1.4 Производство первичной переработки нефти

В состав производства ЛК-6У входят следующие установки:

С-100 - ЭЛОУ-АТ, мощностью 6 млн. т/год;

С-200/1- гидроочистка нефти, мощностью 1,24 млн. т/год;

С-200/2 - каталитический риформинг, мощностью 1 млн. т/год;

С-300/1 - гидроочистка дизельного топлива, мощностью 2,3 млн. т/год;

С-300/2 - гидроочистка керосина, мощностью 364 тыс. т/год;

С-400 - газодифракционирование, мощностью 450 тыс. т/год;

Е-905 - узел приготовления топливного газа из сжиженного углеводородного газа (СУГ), мощностью 12039 кг/ч;

Секция 100 состоит из двух блоков:

Блок ЭЛОУ-АТ – это установка первичной переработки нефти. Включает процессы электрообессоливания (ЭЛОУ) нефти. Процесс проводится с помощью физико-химических методов: обессоливания, обезвоживания, ректификации, теплообмена.

А также блока АТ – атмосферная трубчатка (первичная переработка поступающей на НПЗ сырой нефти). На нем производится разделение нефти на фракции, которые являются сырьем последующих секций установки ЛК-6У.

Секция 200/1 установки ЛК-6У – гидроочистка нефти предназначена для снижения содержания сернистых, азотистых, кислородсодержащих, металлоорганических и непредельных соединений в сырьевой смеси бензиновых фракций путем каталитических превращений и получения стабильного гидрогенизата, который направляется на дальнейшее разделение на установку сплиттера нефти.

На секции 200/2 происходит каталитический риформинг установки ЛК-6У. Предназначена для получения высокооктанового компонента автомобильных бензинов и технического водорода, в результате каталитических превращений тяжелой нефти, поступающей со сплиттера нефти комбинированной установки изомеризации и сплиттера нефти (А100/В300S). Водородсодержащий газ (технический водород) используется далее в качестве сырья установки производства водорода или в процессах гидроочистки топлив.

Секция 300/1 – гидроочистка дизельного топлива ЛК-6У, предназначена для получения компонента товарного дизельного топлива с пониженным содержанием сернистых и азотистых соединений.

Продукцией секции являются:

- дизельное топливо - компонент товарного дизельного топлива соответствующее экологическому классу К-4;
- бензин - отгон, используемый в качестве компонента сырья секции 200/1;
- углеводородный газ, используемый в качестве топлива.

Секция 300/2 это гидроочистка керосина, предназначена для очистки прямогонной керосиновой фракции секции 100 установки ЛК-6У (ЭЛОУ-АТ) от серо-, азот-, кислородсодержащих соединений с целью получения авиатоплива марки РТ.

Секция 400 установки ЛК-6У – установка газофракционирования предельных углеводородов, предназначена для получения сжиженных углеводородных газов коммунально-бытового и технического назначения, компонентов автомобильных бензинов путем переработки «нестабильных головок» первичной переработки нефти и каталитического риформинга.

Таблица 1.7 – Основные фракции ЭЛОУ–АТ

Основные фракции	Температура получения	Получаемые продукты
Газовая фракция	До 30 °С	Пропан, бутан и др. легкие углеводороды
Бензиновая фракция,	70–85 °С н.к 180 °С	Легкий бензин (до 100 °С) Тяжелый бензин (100–180 °С)
Керосиновая фракция	140–230 °С	Топливо для авиации, бытовое топливо
Лёгкая дизельная фракция	180–300 °С	компонент товарного дизтоплива;
	фр.195-340°С	легкий каталитический газойль
Тяжёлая дизельная фракция	300–350 °С	сырьё секции 300-1
	фр. выше 340°С	Шлам
Вакуумный остаток	Более 500 °С	Гудрон

### 1.5 Производство глубокой переработки нефти (ПГПН)

ПГПН производит вторичные процессы переработки нефти на заводе. ПГПН позволяет получать дополнительно из мазута ценные нефтепродукты: высокооктановый компонент бензинов марок АИ-92-К4, АИ-95-К4, компонент гидроочищенного дизельного топлива, пропан-пропиленовую и бутан-бутиленовую фракцию (сырьё для нефтехимии).

В состав ПГПН входят технологические установки:

- секция 001 – вакуумная перегонка мазута, мощностью 2,0 млн. т/год;
- секция 100 – гидроочистка сырья каталитического крекинга мощностью, 2,4 млн. т/год;
- секция 200 – каталитический крекинг и ректификация мощностью, 1,868 млн. т/год;
- секция 300 – абсорбции и газофракционирование мощностью, 1,25 млн. т/год;
- секция 400 – утилизация тепла дымовых газов.

Секция 001 – головная установка ПГПН, предназначена для переработки мазута методом ректификации под вакуумом с целью получения:

- легкой дизельной фракции – сырья С-100 ПГПН; - вакуумного дистиллята – сырья С-100 ПГПН;
- затемненного продукта – компонента котельного топлива;
- гудрона – сырья установки замедленного коксования или установки производства битумов.

Секция 100 – предназначена для предварительного гидрогенизационного облагораживания сырья каталитического крекинга – снижения содержания сернистых, азотистых, кислородосодержащих, металлоорганических соединений и полициклической ароматики с одновременным снижением его коксумости, а также очистки газов от сероводорода метилдиэтаноломином.

Получаемые продукты: - гидроочищенный вакуумный газойль; - нестабильный бензин (фракция н.к. –180°С);

- дизельное топливо (фракция 180-350°С);
- очищенная пропан-пропиленовая фракция; - компоненты топливного газа технологических печей;
- сероводород в растворе насыщенного МДЭА.

Секция 200 включает в себя реакторный блок каталитического крекинга, блок ректификации, воздушную компрессорную.

Процесс каталитического крекинга гидроочищенного сырья, является целевым в наборе процессов ПГПН и позволяет получать следующие продукты:

- жирный газ и нестабильный бензин, применяется в качестве сырья на секции абсорбции и газофракционирования с целью получения пропан-пропиленовой фракции, бутан-бутиленовой фракции, сухого углеводородного газа, высокооктанового компонента автобензина;

- легкий каталитический газойль (фр.195-340°С), используемый в качестве компонента дизельного топлива или товарного печного топлива;

- шлам (фр. выше 340°С), используемый в качестве компонента котельного топлива. Разделение данных продуктов крекинга осуществляется в ректификационной колонне.

Секция 300 – абсорбции и газофракционирования, предназначена для абсорбции, стабилизации и фракционирования жирного газа и нестабильного бензина, поступающих с секции каталитического крекинга.

Секция 400 – утилизации тепла дымовых газов, предназначена для использования тепла вторичных энергоресурсов, имеющих на установке в виде горячих дымовых газов с температурой от 440°С до 600°С.

## 2 Расчетный раздел

### 2.1 Исходные данные по проектированию электроснабжения

Таблица 2.1 – Электрические нагрузки по цехам завода

№ цеха	Наименование	Кол-во ЭП, п	Установленная мощность, кВт		$K_n$	$\cos\phi$	$\tan\phi$
			$P_{\min}-P_{\max}$	Суммарная, $\sum P_n$			
1	Производство первичной переработки нефти	300	1-40	6500	0,75	0,9	0,48
2	Производство глубокой переработки нефти	325	1-50	8500	0,85	0,85	0,62
3	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков	200	1-20	2500	0,8	0,9	0,48
4	Установка производства водорода	250	1-30	4500	0,8	0,85	0,62
5	Производство светлых нефтепродуктов	120	1-20	3500	0,75	0,7	1,02
6	Заводоуправление	40	1-5	100	0,5	0,8	0,75
7	Склад	50	1-10	65	0,4	0,85	0,62
8	Резервуары изомеризата	90	1-40	3000	0,5	0,75	0,88
9	Производство компаундирования и отгрузки нефтепродуктов	80	1-35	2000	0,7	0,85	0,62
10	Цех паровоздухоснабжения	200	1-30	4500	0,75	0,85	0,62
11	Устройство производства битумов	150	1-30	3000	0,8	0,9	0,48
12	Насосная внешн. перекачки						
	6 кВ	4	1000	4000	0,6	0,9	0,48
	0,38 кВ	35	10-50	1000	0,8	0,85	0,62
13	Цех водоснабжения и канализации 1						
	6 кВ	2	1000	2000	0,7	0,9	0,48
	0,38 кВ	30	10-50	800	0,8	0,85	0,62
14	Цех водоснабжения и канализации 2						
	6 кВ	2	630	1250	0,7	0,9	0,48
	0,38 кВ	60	50-80	3000	0,8	0,85	0,62
15	Установка замедленного коксования и производства пара	200	1-35	4000	0,8	0,8	0,75

Продолжение таблицы 2.1

№	Наименование	Кол-во ЭП, n	Установленная мощность, кВт		K <sub>и</sub>	cosφ	tanφ
			P <sub>min</sub> -P <sub>max</sub>	Суммарная, ∑P <sub>н</sub>			
16	Цех электроснабжения	120	1-15	1000	0,6	0,75	0,88
17	Реагентное хозяйство	95	1-30	2000	0,5	0,8	0,75
18	Эстакада слива-налива нефти	100	1-15	800	0,6	0,8	0,75
19	Цех КИПиАТП	80	1-15	650	0,4	0,9	0,48
20	Резервуары хранения нефтепродуктов	350	1-30	6000	0,4	0,75	0,88
21	Производство серы и общезаводское хозяйство	200	1-30	4000	0,7	0,85	0,62
22	Автоматическая станция смешения бензинов E915	55	1-15	650	0,5	0,8	0,75
23	Ремонтно-механический цех	50	1-20	600	0,6	0,7	1,02
24	Ремонтно-строительно-монтажный цех	60	1-25	800	0,6	0,8	0,75
25	Пожарное депо	35	1-10	200	0,4	0,7	1,02
26	Административное здание	20	1-5	45,00	0,7	0,8	0,75
27	Парк сжиженных газов	90	1-15	800	0,5	0,8	0,75

*Примечание:* Коэффициенты использования (K<sub>и</sub>) и мощности (cosφ) (ориентировочные) находил по справочникам.

Справка по некоторым цехам:

– Реагентное хозяйство предназначено для приёма и хранения концентрированных реагентов, приготовления растворов реагентов и обеспечения технологических установок предприятия реагентами и техническими маслами.

– Резервуары изомеризата предназначены для хранения изомеризата и обеспечения надлежащей подачи продукта на автоматическую станцию смешивания бензинов (установка E915).

– Цех паровоздухоснабжения (ПВС) – в составе его есть центральная конденсатная станция (ЦКС) предназначена для сбора и очистки конденсата от нефтепродуктов и возврата его на ТЭЦ-3, а также воздушная компрессорная станция, предназначенная для обеспечения технологических установок и объектов предприятия сжатым воздухом.

– Цех электроснабжения (ЦЭС) – в состав ЦЭС входят участки по ремонту и монтажу электрооборудования. Обеспечивает бесперебойное и надёжное электроснабжение предприятия.

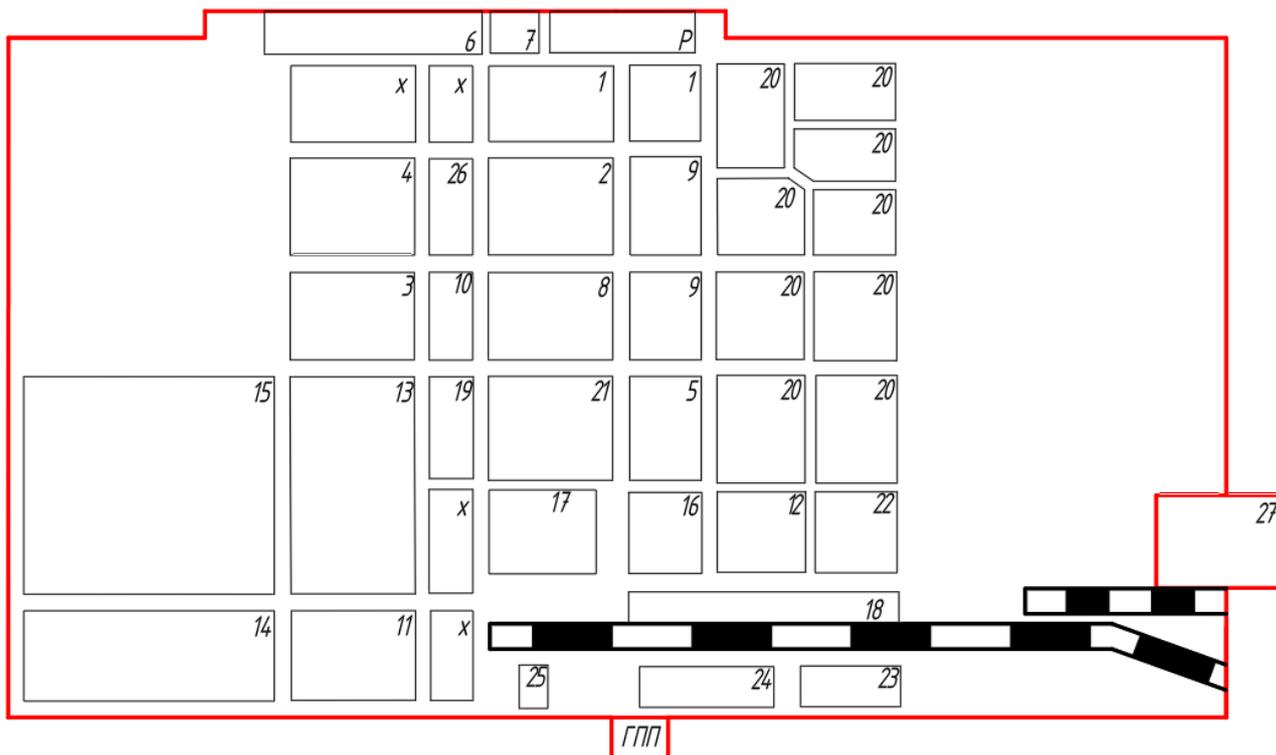


Рисунок 2.1 – Генеральный план завода

## 2.2 Расчет осветительной нагрузки по цехам завода

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия предлагается производить по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса.

Пример расчет ремонтно-механического цеха:

$$P_{y0} = \frac{\rho_0}{10} \cdot F, \text{ кВт}, \quad (1.1)$$

$$P_{y0} = \frac{0,015}{10} \cdot 30000 = 45 \text{ кВт},$$

$$P_{p0} = K_{c0} \cdot P_{y0}, \text{ кВт}, \quad (1.2)$$

$$P_{p0} = 0,95 \cdot 45 = 42,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{p0} = tg\varphi \cdot P_{p0}, \text{ кВар}, \quad (1.3)$$

$$Q_{p0} = 0,25 \cdot 42,8 = 10,7 \text{ кВар}$$

где  $K_{c0}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки, числовые значения которого принимаются по таблицам.

$tg\varphi$  – коэффициент реактивной мощности, определяется по известному  $\cos\varphi$  осветительной установки.

$P_{y0}$  – установленная мощность приемников освещения по цеху, отделу и т.п. определяется по удельной осветительной нагрузке  $1 \text{ м}^2$  поверхности пола и известной производственной площади.

$\rho_0$  – удельная осветительная мощность в кВт/м<sup>2</sup>.

$F$  – площадь пола производственного помещения в м<sup>2</sup>.

Величина  $\rho_0$  зависит от рода помещений и выбирается по справочнику.

Примечания: в расчете было дополнительное деление удельной осветительной мощность на 10, так как в площади цеха, присутствуют не только здания и прочие сооружения, а много не используемой территории, и чтобы мощность соответствовала действительности был сделан такой расчет.

Были использованы промышленные LED лампы с  $\cos\varphi=0,97$ , то  $tg\varphi=0,25$ .

Расчет осветительной нагрузки предприятия проводится в таблице 2.2 в следующей последовательности:

- по генеральному плану предприятия замеряется и вычисляется с учетом масштаба генплана длина и ширина каждого производственного помещения и территории предприятия в метрах;

- вычисляется площадь освещаемой поверхности для каждого производственного помещения, площадь наружного освещения территории вычисляется как разность площади всей территории предприятия и суммы площадей, занятых производственными помещениями.

- для каждого цеха и территории предприятия выбирается удельная плотность осветительной нагрузки на  $1 \text{ м}^2$  и вычисляется установленная мощность приемников освещения по формуле (1.3).

- по таблице определяется в зависимости от объекта освещения коэффициент спроса осветительной нагрузки и вычисляется расчетная осветительная нагрузка по формуле (1.1).

Таблица 2.2 – Осветительная нагрузка

№	Наименование цеха	Осветительная нагрузка					
		Руд, Вт/м <sup>2</sup>	F, м <sup>2</sup>	Рн ос, кВт	Кс	Рос, кВт	Qос, кВар
1	Производство первичной переработки нефти (ПППН)	15	115920	173,88	0,95	165,2	41,3
2	Производство глубокой переработки нефти (ПГПН)	15	91770	137,66	0,95	130,8	32,7
3	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков (ПШНО)	12	78960	94,75	0,95	90,0	22,5
4	Установка производства водорода (УПВ)	15	91800	137,70	0,8	110,2	27,5
5	Производство светлых нефтепродуктов (ПСН)	15	56840	85,26	0,8	68,2	17,1
6	Заводоуправление	9	30000	27,00	0,9	24,30	6,08
7	Склад	9	5500	4,95	0,6	3,0	0,7
8	Резервуары изомеризата (ПСН)	9	82800	74,52	0,6	44,7	11,2
9	Производство компаундирования и отгрузки нефтепродуктов (ПКОН)	2	96000	19,20	0,6	11,5	2,9
10	Цех паровоздухоснабжения (ПВС)	15	27025	40,54	0,8	32,4	8,1
11	Устройство производства битумов (УПБ)	15	83300	124,95	0,95	118,7	29,7
12	Насосная внешн. перекачки	2	41400	8,28	0,6	5,0	1,2
	6 кВ		0	0,00			
	0,38 кВ		0	0,00			
13	Цех водоснабжения и канализации 1	2	158100	31,62	0,6	19,0	4,7
	6 кВ		0	0,00			
	0,38 кВ		0	0,00			
14	Цех водоснабжения и канализации 2	2	279000	55,80	0,6	33,5	8,4
	6 кВ		0	0,00			
	0,38 кВ		0	0,00			
15	Установка замедленного коксования и производства пара (УЗКиПП)	12	235600	282,72	0,95	268,6	67,1
16	Цех электроснабжения (ЦЭС)	15	46000	69,00	0,8	55,2	13,8
17	Реагентное хозяйство	12	39000	46,80	0,8	37,4	9,4
18	Эстакада слива-налива нефти	9	32000	28,80	0,6	17,3	4,3

Продолжение таблицы 2.2

№	Наименование цеха	Осветительная нагрузка					
		Руд, Вт/м <sup>2</sup>	F, м <sup>2</sup>	Рн ос, кВт	Кс	Рос, кВт	Qос, кВар
19	Цех контрольно-измерительных приборов и автоматизации технологических процессов (КИПиАТП)	20	25410	50,82	0,8	40,7	10,2
20	Резервуары хранения нефтепродуктов	2	332500	66,50	0,6	39,9	10,0
21	Производство серы и общезаводское хозяйство (ПСиОЗХ)	15	90280	135,42	0,95	128,6	32,2
22	Автоматическая станция смешения бензинов Е915	12	28000	33,60	0,6	20,2	5,0
23	Ремонтно-механический цех (РМЦ)	15	30000	45,00	0,95	42,8	10,7
24	Ремонтно-строительно-монтажный цех (РСМЦ)	15	45000	67,50	0,95	64,1	16,0
25	Пожарное депо	9	3000	2,70	0,60	1,6	0,4
26	Административное здание	12	14000	16,80	0,90	15,1	3,8
27	Парк сжиженных газов	2	74930	14,99	0,6	8,99	0,0
	Территория	0,16	2195865	35,13	1,00	35,1	8,8
	Площадь цехов		2234135	1876,75		1632,00	311,51

### 2.3 Расчет электрических нагрузок нефтеперерабатывающего завода

Электрические нагрузки являются исходными данными при проектировании электроснабжения промышленных предприятий. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, выбираются защитные устройства и компенсирующие установки, определяют потери мощности и электроэнергии, рассчитываются отклонения и колебания напряжения.

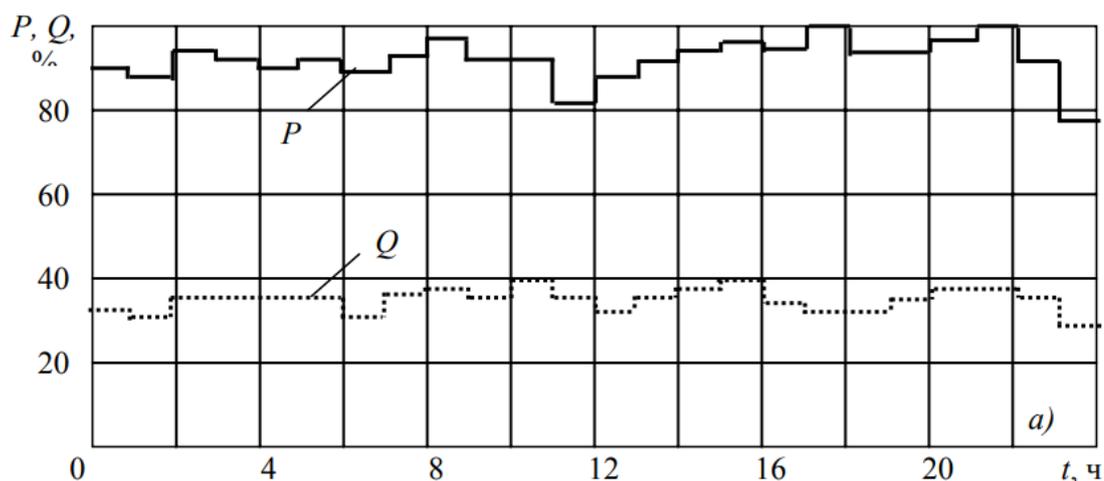


Рисунок 2.2 – Характерный суточный график электрических нагрузок НПЗ

Таблица 2.3 – Электроснабжение ПНХЗ

Наименования	Марка	Пропускная способность, ед.	Загружена при max, ед.
ЛЭП-161	АС-300	710, А	480, А
ЛЭП-162	АС-300	710, А	480, А
П/С ГПП 110/6кВ Трансформатор Т-1	ТРДН-63000/110/6кВ	63, МВА	63, МВА
П/С ГПП 110/6кВ Трансформатор Т-2	ТРДН-63000/110/6кВ	63, МВА	63, МВА

Таблица 2.4 – Силовая нагрузка завода

№	Наименование цеха	ЭП, п	Установленная мощность, кВт		m	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		пэ	Км	Расчетные нагрузки		
			Pmin-Pmax	∑Pн					Pсм, кВт	Qсм, квар			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
1	Производство первичной переработки нефти	300	1-40	6500	>3	0,75	0,90	0,48	4875	2361,07	325	1,00			
	силовая												4875,00	2361,1	
	осветительная												165,186	41,3	
	Итого												5040,19	2402,4	5583,44
2	Производство глубокой переработки нефти	325	1-50	8500	>3	0,85	0,85	0,62	7225	4477,65	340	1,00			
	силовая												7225,00	4477,7	
	осветительная												130,772	32,7	
	Итого												7355,77	4510,3	8628,48
3	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков	200	1-20	2500	>3	0,80	0,90	0,48	2000	968,64	250	1,00			
	силовая												2000,00	968,6	
	осветительная												90,0144	22,5	
	Итого												2090,01	991,1	2313,12
4	Установка производства водорода	250	1-30	4500	>3	0,80	0,85	0,62	3600	2231,08	300	1,00			
	силовая												3600,00	2231,1	
	осветительная												110,16	27,5	
	Итого												3710,16	2258,6	4343,58
5	Производство светлых нефтепродуктов	120	1-20	3500	>3	0,75	0,70	1,02	2625	2678,04	350	1,00			
	силовая												2625,00	2678,0	
	осветительная												68,208	17,1	
	Итого												2693,21	2695,1	3810,10
6	Заводоуправление	40	1-5	100	>3	0,50	0,80	0,75	50	37,50	40	1,11			
	силовая												55,50	37,5	
	осветительная												24,3	6,1	
	Итого												79,80	43,6	90,92

Продолжение таблицы 2.4

№	Наименование цеха	Кол-во ЭП	Установленная мощность, кВт		m	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		пэ	Км	Расчетные нагрузки		
			Pmin-Pmax	ΣPн					Pсм, кВт	Qсм, квар			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
7	Склад	50	1-10	65	>3	0,40	0,85	0,62	26	16,11	13	1,36			
	силовая												35,36	16,1	
	осветительная												2,97	0,7	
	итого												38,33	16,9	41,87
8	Резервуары изомеризата	90	1-40	3000	>3	0,50	0,75	0,88	1500	1322,88	150	1,05			
	силовая												1575,00	1322,9	
	осветительная												44,712	11,2	
	итого												1619,71	1334,1	2098,4
9	Производство компаундирования и отгрузки нефтепродуктов	80	1-35	2000	>3	0,70	0,85	0,62	1400	867,64	114	1,05			
	силовая												1470,00	867,6	
	осветительная												11,52	2,9	
	итого												1481,52	870,5	1718,3
10	Цех паровоздухоснабжения	200	1-30	4500	>3	0,75	0,85	0,62	3375	2091,64	300	1,00			
	силовая												3375,00	2091,6	
	осветительная												32,43	8,1	
	итого												3407,43	2099,7	4002,4
11	Устройство производства битумов	150	1-30	3000	>3	0,80	0,90	0,48	2400	1162,37	200	1,01			
	силовая												2424,00	1162,4	
	осветительная												118,703	29,7	
	итого												2542,70	1192,0	2808,3
12	Насосная внешн. перекачки	35	10-50	1000	>3	0,80	0,85	0,62	800	495,80	40	1,05			
	силовая												840,00	495,8	
	осветительная												4,97	1,2	
	итого												844,97	497,0	980,3

Продолжение таблицы 2.4

№	Наименование цеха	Кол-во ЭП	Установленная мощность, кВт		m	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		пэ	Км	Расчетные нагрузки		
			Pmin-Pmax	∑Pн					Pсм, кВт	Qсм, квар			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
13	Цех водоснабжения и канализации 1	30	10-50	800	>3	0,80	0,85	0,62	640	396,64	32	1,05			
	силовая												672,00	396,6	
	осветительная												18,972	4,7	
	итого												690,97	401,4	799,1
14	Цех водоснабжения и канализации 2	60	50-80	3000	>3	0,80	0,85	0,62	2400	1487,39	75	1,03			
	силовая												2472,00	1487,4	
	осветительная												33,48	8,4	
	итого												2505,48	1495,8	2918,0
15	Установка замедленного коксования и производства пара	200	1-35	4000	>3	0,80	0,80	0,75	3200	2400,00	229	1,00			
	силовая												3200,00	2400,0	
	осветительная												268,584	67,1	
	итого												3468,58	2467,1	4256,5
16	Цех электроснабжения	120	1-15	1000	>3	0,60	0,75	0,88	600	529,15	133	1,06			
	силовая												636,00	529,2	
	осветительная												55,2	13,8	
	итого												691,20	543,0	878,9
17	Реагентное хозяйство	95	1-30	2000	>3	0,50	0,80	0,75	1000	750,00	133	1,08			
	силовая												1080,00	750,0	
	осветительная												37,44	9,4	
	итого												1117,44	759,4	1351,0
18	Эстакада слива-налива нефти	100	1-15	800	>3	0,60	0,80	0,75	480	360,00	107	1,07			
	силовая												513,60	360,0	
	осветительная												17,28	4,3	
	итого												530,88	364,3	643,9

Продолжение таблицы 2.4

№	Наименование цеха	Кол-во ЭП	Установленная мощность, кВт		m	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		пэ	Км	Расчетные нагрузки		
			Pmin-Pmax	ΣPн					Pсм, кВт	Qсм, квар			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
19	Цех КИПиАТП	80	1-15	650	>3	0,40	0,90	0,48	260	125,92	87	1,09			
	силовая												283,40	125,9	
	осветительная												40,656	10,2	
	итого												324,06	136,1	351,5
20	Резервуары хранения нефтепродуктов	350	1-30	6000	>3	0,40	0,75	0,88	2400	2116,60	400	1,00			
	силовая												2400,00	2116,6	
	осветительная												39,9	10,0	
	итого												2439,90	2126,6	3236,6
21	Производство серы и общезаводское хозяйство	200	1-30	4000	>3	0,70	0,85	0,62	2800	1735,28	267	1,00			
	силовая												2800,00	1735,3	
	осветительная												128,649	32,2	
	итого												2928,65	1767,4	3420,7
22	Автоматическая станция смешения бензинов Е915	55	1-15	650	>3	0,50	0,80	0,75	325	243,75	87	1,10			
	силовая												357,50	243,8	
	осветительная												20,16	5,0	
	итого												377,66	248,8	452,2
23	Ремонтно-механический цех	50	1-20	600	>3	0,60	0,70	1,02	360	367,27	60	1,09			
	силовая												392,40	367,3	
	осветительная												42,75	10,7	
	итого												435,15	378,0	576,4
24	Ремонтно-строительно-монтажный цех	60	1-25	800	>3	0,60	0,80	0,75	480	360,00	64	1,09			
	силовая												523,20	360,0	
	осветительная												64,125	16,0	
	итого												587,33	376,0	697,4

Продолжение таблицы 2.4

№	Наименование цеха	Кол-во ЭП	Установленная мощность, кВт		m	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		пэ	Км	Расчетные нагрузки			
			P <sub>min</sub> - P <sub>max</sub>	ΣP <sub>H</sub>					P <sub>см, кВт</sub>	Q <sub>см, квар</sub>			P <sub>p, кВт</sub>	Q <sub>p, квар</sub>	S <sub>p, кВА</sub>	
25	Пожарное депо	35	1-10	200	>3	0,40	0,70	1,02	80	81,62	40	1,15				
	силовая												92,00	81,6		
	осветительная												1,62	0,4		
	итого												93,62	82,0	124,5	
26	Административное здание	20	1-5	45	>3	0,70	0,80	0,75	31,5	23,63	18	1,10				
	силовая												34,65	23,6		
	осветительная												15,12	3,8		
	итого												49,77	27,4	56,8	
27	Парк сжиженных газов	90	1-15	800	>3	0,50	0,80	0,75	400	300,00	107	1,08				
	силовая												432,00	300,0		
	осветительная												8,9916	2,2		
	итого												440,99	302,2	534,6	
	Освещение территории													35,13	8,8	
	Итого по 0,4 кВ													47620,6	30395,6	56494,4

## 2.4 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности

Выбор числа трансформаторов обусловлен величиной и характером электрических нагрузок, размещением нагрузок на генеральном плане предприятия, а также производственными, архитектурно-строительными и эксплуатационными требованиями

Ориентировано число и мощность трансформаторов можно выбрать по удельной плотности нагрузки (кВА/м<sup>2</sup>). При удельной плотности и суммарной нагрузке ниже значений 0,2÷0,3 кВА/м<sup>2</sup> наиболее экономичны трансформаторы 400; 630; 1000 кВА.

Определим с учетом полной компенсации реактивной мощности на шинах 0,4 кВ минимальное количество цеховых трансформаторов:

$$N_{\min \text{ тр}} = \frac{P_{p0,4}}{K_3 \cdot S_{н.тр}} + \Delta N, \quad (2.7)$$

где  $P_{p0,4} = 47620,61$  кВт – определили в таблице 2.4;

$K_3 = 0,8$  – так как завод относится I категории потребителя;

$\Delta N$  – добавка до ближайшего большего числа.

Принимаем  $S_{н.тр} = 2500$  кВА

$$N_{\min \text{ тр}} = \frac{47620,61}{0,8 \cdot 2500} + 0,19 = 24$$

По справочным данным [1] определим дополнительное число трансформаторов  $m = 2$ , отсюда:

$$N_{\text{тр.эк}} = N_{\min.тр} + m, \quad (2.8)$$

$$N_{\text{тр.эк}} = 24 + 2 = 26$$

Определим наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через все 26 трансформаторов:

$$Q_T = \sqrt{(N_{\text{т.э.}} \cdot S_{\text{н.т.}} \cdot K_3)^2 - P_{p0,4}^2}, \quad (2.9)$$

$$Q_T = \sqrt{(26 \cdot 2500 \cdot 0,8)^2 - 47620,61^2} = 20887,25 \text{ кВар.}$$

Отсюда мощность НБК равна:

$$Q_{\text{НБК1}} = Q_{p0,4} - Q_T, \text{ кВар,} \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{НБК1}} = 30395,67 - 20887,25 = 9508,42 \text{ кВар.}$$

Определим дополнительную мощность НБК по условию потерь:

$$Q_{\text{НБК2}} = Q_{\text{P0,4}} - Q_{\text{НБК1}} - \gamma \cdot N_{\text{т.э.}} \cdot S_{\text{н.т.}}, \text{ кВар.} \quad (2.11)$$

Расчетный коэффициент находим по справочным данным [1]. В первую очередь находим значение удельного коэффициента потерь K1.

Таблица 2.5 – Значения удельного коэффициента потерь K1

Энергосистема	Число рабочих смен	Уд. коэффициент потерь
Казахстана	2	16

Далее необходимо определить значение коэффициента K2.

Таблица 2.6 – Значение коэффициента K2

Мощность трансформатора S <sub>т</sub> , кВА.	Коэффициент K2 при длине питающей линии l, км				
	До 0,5	0,5-1	1-1,5	1,5-2	выше 2
1000	2	7	10	15	27

Из таблицы 2.6 выбираем коэффициент K2 равным 2. После того как выбрали коэффициенты K1 и K2 выбираем коэффициент  $\gamma$  по справочнику.

По справочнику  $U_{\text{ном}}=6\text{кВ}$ , тогда следует, что коэффициент  $\gamma$  будет равен числу 0,3.

Тогда:

$$Q_{\text{НБК2}} = 30395,67 - 9508,42 - 0,3 \cdot 26 \cdot 2500 = 1387,25 \text{ кВар.}$$

$$Q_{\text{НБК}\Sigma} = Q_{\text{НБК1}} + Q_{\text{НБК2}}, \text{ кВар,} \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{НБК}\Sigma} = 9508,42 + 1387,25 = 10895,67 \text{ кВар.}$$

Определим мощность  $Q_{\text{НБК}}$  на один трансформатор:

$$Q_{\text{НБК}} = \frac{10895,67}{26} = 454 \text{ кВар.}$$

Выбираем к установке УКРМ – 0,4 – 500.

## 2.5 Распределение низковольтных нагрузок по цеховым ТП

Таблица 2.7 – Распределение низковольтных нагрузок по цеховым ТП

№ТП, S <sub>н.тр</sub> , Q <sub>НБК</sub>	№ цехов	P <sub>р0,4</sub> , кВт	Q <sub>р0,4</sub> , квар	S <sub>р0,4</sub> , кВА	K <sub>з</sub>
1	2	3	4	5	6
ТП1 ÷ ТП4	1	5040,2	2402,4		
(14x2500)	2	7355,8	4510,3		
S <sub>н</sub> =35000 кВА	3	2090,0	991,1		
	4	3710,2	2258,6		
	6	79,8	43,6		
	7	38,33	16,9		
	10	3407,43	2099,7		
	13	691,0	401,38		
	15	3468,6	2467,1		
	26	49,77	27,405		
Q <sub>рТП</sub> =15218 квар	осв. тер. 1/2	17,6	4,4		
Q <sub>НБК</sub> = 14x500			-7000,00		
<b>ИТОГО</b>		<b>25948,6</b>	<b>8222,98</b>	<b>27220,33</b>	<b>0,778</b>
ТП5 ÷ ТП7	5	2693,208	2695,09		
(12x2500)	8	1619,7	1334,1		
S <sub>н</sub> =30000 кВА	9	1481,5	870,5		
	11	2542,7	1192,0		
	12	845,0	497,037		
	14	2505,48	1495,75		
	16	691,2	542,95		
	17	1117,4	759,36		
	18	530,9	364,32		
	19	324,1	136,09		
	20	2439,9	2126,58		
	21	2928,649	1767,45		
	22	377,66	248,79		
	23	435,15	377,96		
	24	587,325	376,03		
	25	93,62	82,02		
	27	440,9916	302,2479		
Q <sub>рТП</sub> =15168 квар	осв. тер. 1/2	17,6	4,4		
Q <sub>НБК</sub> = 12x500			-6000,00		
<b>ИТОГО</b>		<b>21672,0</b>	<b>9172,69</b>	<b>23533,28</b>	<b>0,784</b>

Расчет для заполнения в таблицу 2.7:  
Коэффициент загрузки для ТП по формуле:

$$K'_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{н.тр}}, \quad (2.13)$$

где  $n$  – число трансформаторов на ТП.  
Некомпенсированную реактивную мощность определяем по формуле:

$$Q_{\text{неском}} = Q_{p\text{ТП}} + Q_{\phi\text{НБК ТП}}, \text{ кВар}, \quad (2.14)$$

Уточненное распределение  $Q_{\text{НБК}}$  по цеховым ТП:  
Распределим  $Q_{\text{НБК}} = 893$  кВар на реактивные нагрузки ТП.

$$\frac{Q_{p0,4}}{Q_{\text{НБК}}} = \frac{Q_{p\text{ТП}}}{Q_{\text{НБК ТП}}}, \text{ кВар}. \quad (2.15)$$

Отсюда:

$$Q_{p\text{ НБК ТП1} \div \text{ТП4}} = \frac{Q_{\text{НБК}} \cdot Q_{p\text{ ТП1} \div \text{ТП4}}}{Q_{p0,4}}, \text{ кВар}, \quad (2.16)$$

$$Q_{p\text{ НБК ТП1} \div \text{ТП4}} = \frac{419 \cdot 15223}{30395} = 5866 \text{ кВар}.$$

$$Q_{p\text{ НБК ТП5} \div \text{ТП7}} = \frac{Q_{\text{НБК}} \cdot Q_{p\text{ ТП5} \div \text{ТП7}}}{Q_{p0,4}}, \text{ кВар}, \quad (2.17)$$

$$Q_{p\text{ НБК ТП5} \div \text{ТП7}} = \frac{419 \cdot 15172}{30395} = 5028 \text{ кВар}.$$

$$Q_{\text{нескомп ТП1} \div \text{ТП4}} = Q_{p\text{ ТП}} - Q_{\phi}, \text{ кВар}, \quad (2.18)$$

$$Q_{\text{нескомп ТП1} \div \text{ТП4}} = 15223 - 7000 = 8223 \text{ кВар}.$$

$$Q_{\text{нескомп ТП5} \div \text{ТП7}} = Q_{p\text{ ТП}} - Q_{\phi}, \text{ кВар}, \quad (2.19)$$

$$Q_{\text{нескомп ТП5} \div \text{ТП7}} = 15172 - 6000 = 9172 \text{ кВар}.$$

Таблица 2.8 – Уточненное распределение  $Q_{\text{НБК}}$  по ТП

№ТП	QРТП, кВар	QРНБК, кВар	QФ.НБК, кВар	QНЕСК, кВар
ТП1÷ТП4	15223	5866,00	14*500=7000	8223,00
ТП5÷ТП7	15172	5028,00	12*500=6000	9172,00

## 2.6 Уточненный расчет электрических нагрузок на шинах 6 кВ

Необходимо низковольтную нагрузку 0,4 кВ привести к шинам 6 кВ, для этого надо рассчитать потери в цеховых трансформаторах.

Выбираем трансформатор ТМЗ-2500/6.

Таблица 2.9 – Паспортные данные трансформатора

Тип	S <sub>ном</sub> , кВА	Напряжение обмотки, кВ		Потери, кВт		U <sub>кз</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМЗ-2500/6	2500	6	0,38	3,75	26	6	0,8

$$\Delta P_T = (\Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot K_3^2) \cdot N, \text{ кВт}, \quad (2.20)$$

$$\Delta Q_T = \left( \frac{i_{XX}}{100} \cdot S_{н.т.} + \frac{U_{к.з.}}{100} \cdot S_{н.т.} \cdot K_3^2 \right) \cdot N, \text{ кВар}, \quad (2.21)$$

Расчет потерь мощности в цеховых ТП1÷ТП4:

$$K_3 = 0,778, N = 14.$$

$$\Delta P_T = (3,75 + 26 \cdot 0,778^2) \cdot 14 = 272,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \left( \frac{0,8}{100} \cdot 2500 + \frac{6}{100} \cdot 2500 \cdot 0,778^2 \right) \cdot 14 = 1550,19 \text{ кВар}.$$

Расчет потерь мощности в цеховых ТП5÷ТП7:

$$K_3 = 0,784, N = 12.$$

$$\Delta P_T = (3,75 + 26 \cdot 0,784^2) \cdot 12 = 237 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \left( \frac{0,8}{100} \cdot 2500 + \frac{6}{100} \cdot 2500 \cdot 0,784^2 \right) \cdot 12 = 1328,73 \text{ кВар}.$$

Просуммированная мощность потерь в цеховых ТП:

$$\sum \Delta P_T = \Delta P_{ТП1 \div ТП4} + \Delta P_{ТП5 \div ТП7}, \quad (2.22)$$

$$\sum \Delta P_T = 272,7 + 237 = 509,7 \text{ кВт},$$

$$\sum \Delta Q_T = \Delta Q_{ТП1 \div ТП4} + \Delta Q_{ТП5 \div ТП7}, \quad (2.23)$$

$$\sum \Delta Q_T = 1550,19 + 1328,73 = 2878,9 \text{ кВар}.$$

## 2.7 Расчет высоковольтных нагрузок по заводу

Расчетная мощность СД 6 кВ ( $P_{РСД}$ ,  $Q_{РСД}$ ):  $\cos\varphi = 0,8$ ;  $tg\varphi = 0,75$ ,

$$P_{РСД} = P_{НСД} \cdot K_3 \cdot N_{СД}, \text{ кВт}, \quad (2.24)$$

$$Q_{РСД} = P_{РСД} \cdot tg\varphi, \text{ кВар}, \quad (2.25)$$

Тип двигателя СТД-1000-2:

$$P_{РСД} = 1000 \cdot 0,8 \cdot 6 = 4800 \text{ кВт},$$

$$Q_{РСД} = 4800 \cdot 0,48 = 2324,7 \text{ кВар}.$$

Тип двигателя СТД-630-2:

$$P_{РСД} = 630 \cdot 0,8 \cdot 2 = 1008 \text{ кВт},$$

$$Q_{РСД} = 3024 \cdot 0,48 = 488,2 \text{ кВар}.$$

Таблица 2.10 – Результаты расчетов

Тип	$P_H$ , кВт	$U_H$	$I_H$ , А	$I_p/I_H$	$\cos\varphi$	$Tg\varphi$	$\eta_{ном}$	$P_{рсд}$	$Q_{рсд}$
СТД-1000-2	1000	6,0	185,7	7	0,9	0,48	0,96	4800	1897,08
СТД-630-2	630	6,0	188,6	6,7	0,9	0,48	0,95	1008	429,4

## 2.8 Расчет компенсации реактивной мощности на шинах напряжением выше 1 кВ

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

$$Q_{ВБК} = Q_{p0,4} + \sum \Delta Q_T + Q_{РЕЗ} - Q_{Э} - \sum Q_{РСД} - Q_{НБК} \text{ кВар}, \quad (2.26)$$

где  $Q_{ВБК}$  – высоковольтная батарея компенсации;

$\alpha = 0,29$ , если величина напряжения питающей линии 110 кВ;

$Q_{РЕЗ}$  – результирующая реактивная мощность на заводе;

$Q_{Э}$  – входная реактивная мощность задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы, определяется по формуле:

$$Q_{\text{э}} = 0,29 \cdot (P_{\text{P0,4}} + \sum \Delta P_{\text{T}} + P_{\text{PCD}}), \text{ кВар}, \quad (2.27)$$

$$Q_{\text{э}} = 0,29 \cdot (47620 + 509,7 + 5808) = 15642,1 \text{ кВар},$$

$$Q_{\text{PEЗ}} = 0,1 \cdot (Q_{\text{P0,4}} + \sum \Delta Q_{\text{T}} + Q_{\text{PCD}}), \text{ кВар}, \quad (2.28)$$

$$Q_{\text{PEЗ}} = 0,1 \cdot (30395 + 2878,9 + 2812,9) = 3327,4 \text{ кВар}.$$

Отсюда:

$$Q_{\text{ВБК}} = 30395 + 2878,9 + 3327,4 - 15642,1 - 2812,9 - 10895 = \mathbf{7251} \text{ кВар}.$$

После этого выбираем по полученным результатам высоковольтные конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности, на шинах 6 кВ, марки УКЛ57-6,3–1000 в количестве 6 штук.

Однолинейная схема и генеральный план с учетом ТП, компенсирующих устройств и другой аппаратуры приложена в приложении А.

Таблица 3.2 – Уточненный расчет

№ТП	№ цехов	n	Pmin-Pmax, кВт	∑Pн, кВт	Ки	Сред. мощн		пэ	Км	Расчетные нагрузки			Кз
						Pсм, кВт	Qсм, квар			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	
ТП1 ÷ТП4 (14x2500)	1	300	1-40	6500	0,71	4875,0	2361,1	1260	1	25022,5	15004,0	27172,7	0,78
	2	325	1-50	8500		7225,0	4477,7						
	3	200	1-20	2500		2000,0	968,6						
	4	250	1-30	4500		3600,0	2231,1						
	6	40	1-5	100		50,0	37,5						
	7	50	1-10	65		26,0	16,1						
	10	200	1-30	4500		3375,0	2091,6						
	13	30	10-50	800		640,0	396,6						
	15	200	1-35	4000		3200,0	2400,0						
	26	20	1-5	45		31,5	23,6						
	Силовая Осветительная Освещение терр 1/2 QНБК = 14x500 ИТОГО по ТП1 ÷ТП4	1615	1-50	31510		25022,5	15004,0						
ТП5 ÷ТП8 (12x2500)	5	120	1-20	3500	2625,0	2678,0							
	8	90	1-40	3000	1500,0	1322,9							
	9	80	1-35	2000	1400,0	867,6							
	11	150	1-30	3000	2400,0	1162,4							
	12	35	10-50	1000	800,0	495,8							
	14	60	50-80	3000	2400,0	1487,4							
	16	120	1-15	1000	600,0	529,2							
	17	95	1-30	2000	1000,0	750,0							
	18	100	1-15	800	480,0	360,0							
	19	80	1-15	650	260,0	125,9							
	20	350	1-30	6000	2400,0	2116,6							
21	200	1-30	4000	2800,0	1735,3								

Продолжение таблицы 3.2

№ТП	№ цехов	n	Pmin-Pmax, кВт	ΣPн, кВт	Ки	Сред. мощн		пэ	Км	Расчетные нагрузки			Кз
						Pсм, кВт	Qсм, квар			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	
Силовая Осветительная Освещение терр 1/2 QНБК = 12x500 ИТОГО по ТП5 ÷ТП7	22	55	1-15	650	0,6	325,0	243,8	825	1	20310,0	14983,7	22976,3	0,77
	23	50	1-20	600		360,0	367,3						
	24	60	1-25	800		480,0	360,0						
	25	35	1-10	200		80,0	81,6						
	27	90	1-15	800		400,0	300,0						
		1770	1-80	33000		20310,0	14983,7						
ИТОГО 0,4 кВ ΣΔPт, ΣΔQт Итого 0,4 кВ к 6,3 кВ ΔPрсд, ΔQрсд ВБК Итого по заводу										46964,5	17395,7		
										509,7	2878,9		
										47474,2	20274,6		
										5808,0	2812,9		
											-6000,0		
										53282,2	17087,5	55955,1	

### 3 Расчет внешнего электроснабжения

Исходные данные на проектирование:

Питание завода осуществлено от подстанции энергосистемы с установленной мощностью 555 МВА, на которой установлено работающий трансформатор мощностью 160 МВА, напряжением 115/37/6,3 кВ. Мощность к.з. на стороне 115 кВ, равна 600 МВА. Расстояние от подстанции до завода 5 км.

Произведем технико-экономический расчет для схемы электроснабжения. Выбираем трансформатор ГПП: ТРДН-63000/110.

Таблица 3.1 – Паспортные данные трансформатора

Тип	S <sub>ном</sub> , кВА	Напряжение обмотки, кВ		Потери, кВт		U <sub>кз</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТРДН-63000/110	63000	110	6,3	46	245	10,5	0,5

Посчитаем расчетную мощность и коэффициент загрузки трансформатора:

$$S_{\text{тр.гпп}} = \sqrt{P_{\text{р.зав}}^2 + Q_{\text{з}}^2}, \text{ кВА} \quad (3.1)$$

$$S_{\text{тр.гпп}} = \sqrt{54017^2 + 15642^2} = 56237 \text{ кВА}$$

$$K_{\text{з}} = \frac{S_{\text{тр.гпп}}}{S_{\text{н.т.}}}, \quad (3.2)$$

$$K_{\text{з}} = \frac{56237}{126000} = 0,44.$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{\text{тр.гпп}} = n \cdot (\Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_{\text{кз}}^2), \text{ кВт}, \quad (3.3)$$

$$\Delta P_{\text{тр.гпп}} = 2 \cdot (46 + 245 \cdot 0,44^2) = 189,61 \text{ кВт}.$$

$$\Delta Q_{\text{тр.гпп}} = n \cdot \left( \frac{i_{\text{хх}}}{100} \cdot S_{\text{н.т.}} + \frac{u_{\text{кз}}}{100} \cdot S_{\text{н.т.}} \cdot K_{\text{кз}}^2 \right), \text{ кВар}, \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_{\text{тр.гпп}} = 2 \cdot \left( \frac{0,5}{100} \cdot 63000 + \frac{10,5}{100} \cdot 63000 \cdot 0,44^2 \right) = 3265,5 \text{ кВар}.$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right) \cdot 8760, \text{ ч}, \quad (3.5)$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{8000}{10000} \right) \cdot 8760 = 8094,2 \text{ ч}.$$

Рассчитаем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{тр.гпп}} = 2 \cdot (\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau \cdot K_{\text{кз}}^2), \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.6)$$

$$\Delta W_{\text{тр.гпп}} = 2 \cdot (50,5 \cdot 8760 + 245 \cdot 8094,2 \cdot 0,44^2) = 1596008 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta W_{\text{хх.тр.гпп}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}} \cdot \left(\frac{U_i}{U_{\text{ном}}}\right)^2, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.7)$$

$$\Delta W_{\text{хх.тр.гпп}} = 46 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{115}{110}\right)^2 = 440425 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

где  $n=2$  смены;

$T_{\text{вкл}}=8760$  ч;

$T_{\text{м}}=8000$  ч;

$\tau$  – время максимума потерь энергии, ч;

$\Delta P_{\text{тр.гпп}}$  – потери активной энергии трансформатора, кВт;

$\Delta Q_{\text{тр.гпп}}$  – потери реактивной энергии трансформатора, кВар

$\Delta W_{\text{тр.гпп}}$  – потери электроэнергии трансформатора, кВт · ч;

$\Delta W_{\text{хх.тр.гпп}}$  – потери мощности холостого хода трансформатора кВт · ч.

### 3.1 Расчет электроснабжения ЛЭП 110 кВ

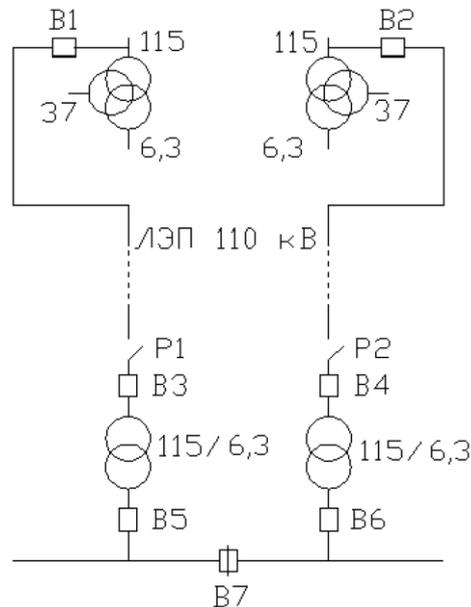


Рисунок 3.1 – Схема внешнего электроснабжения

Определим мощность проходящей по ЛЭП 110 кВ:

$$S_{\text{рлэп}} = \sqrt{(P_{\text{р.зав.}} + \Delta P_{\text{тр.гпп}})^2 + Q_{\text{э}}^2}, \text{ кВА}, \quad (3.8)$$

$$S_{\text{РЛЭП}} = \sqrt{(54017 + 189,61)^2 + 15642^2} = 56418 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{РЛЭП}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \text{ А}, \quad (3.9)$$

$$I_{\text{РЛЭП}} = \frac{56418}{2 \cdot 1,73 \cdot 110} = 148,24 \text{ А},$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{РЛЭП}}, \text{ А}, \quad (3.10)$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot 148,24 = 296,5 \text{ А}.$$

Определим сечение по экономической плотности тока:

Таблица 3.2 – Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , при числе использования максимума нагрузки в год		
	1000-3000	3000-5000	Более 5000
Медные	2,5	2,1	1,8
Алюминиевые	1,3	1,1	1

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{РЛЭП}}}{j_{\text{ЭК}}}, \text{ мм}^2, \quad (3.11)$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{142,51}{1} = 148,24 \text{ мм}^2.$$

Принимаем АС–300 с  $I_{\text{дон}} = 710 \text{ А}$ . Удельное сопротивление  $r_0=0,107 \text{ мОм/м}$ ;  $x_0=0,36 \text{ мОм/м}$ .

Проверим по пропускной способности:

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{раб}} \quad [710 \text{ А} > 148,24 \text{ А}];$$

$$1,3 \cdot I_{\text{дон. ав.}} \geq I_{\text{ав}} \quad [923 \text{ А} > 296,5 \text{ А}].$$

Рассчитаем потери ЭЭ в ЛЭП:

$$R_{\text{ЛЭП}} = r_0 \cdot l, \text{ Ом}, \quad (3.12)$$

$$R_{\text{ЛЭП}} = 0,107 \cdot 5 = 0,535 \text{ Ом},$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot (3 \cdot I_{\text{РЛЭП}}^2 \cdot R_{\text{Л}} \cdot 10^{-3} \cdot \tau), \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.13)$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot (3 \cdot 148,24^2 \cdot 0,107 \cdot 10^{-3} \cdot 8094,2) = 570932 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Расчет токов к.з. ЛЭП 110 кВ  
 $S_6 = 1000$  МВА;  $U_6 = 6,3$  кВ;

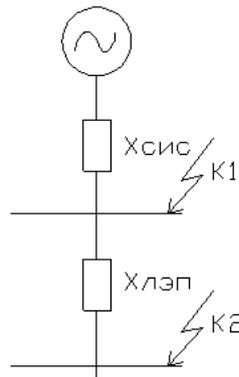


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчета токов к.з. в точках К1 и К2

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \text{ кА}, \quad (3.14)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА},$$

$$X_{\text{сис}} = \frac{S_6}{S_{\text{к.з.}}}, \text{ о. е.}, \quad (3.15)$$

$$X_{\text{сис}} = \frac{1000}{600} = 1,67 \text{ о. е.},$$

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{I_6}{X_c}, \text{ кА}, \quad (3.16)$$

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{5,03}{1,67} = 3,016 \text{ кА},$$

$$I_{\text{удк1}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к1}}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (3.17)$$

$$I_{\text{удк1}} = 1,41 \cdot 1,717 \cdot 3,016 = 7,32 \text{ кА},$$

$$X_{\text{лэп}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \text{ о. е.}, \quad (3.18)$$

$$X_{\text{лэп}} = 0,35 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,136 \text{ о. е.},$$

$$I_{\text{к2}}^{(3)} = \frac{I_6}{X_c + X_{\text{лэп}}}, \text{ кА}, \quad (3.19)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{5,03}{1,67 + 0,136} = 2,79 \text{ кА},$$

$$I_{удк2} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к2}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (4.20)$$

$$I_{удк2} = 1,41 \cdot 1,717 \cdot 2,79 = 6,77 \text{ кА}.$$

Выбор оборудования на 110 кВ  
Выключатели В1 и В2:

$$I_{р \text{ В1;В2}} = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}, \text{ А}, \quad (4.21)$$

$$I_{р \text{ В1;В2}} = \frac{56237}{1,73 \cdot 110} = 295 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВГТ-110.  
Капитальные вложения в 1 выключатель 9000 тыс.тнг.

Таблица 3.3 – Выключатель ВГТ-110

ВГТ-110	Расчетные параметры	Условие
U <sub>н</sub> =110 кВ	U <sub>н.р</sub> =110 кВ	U <sub>н.</sub> ≥ U <sub>н.р.</sub>
I <sub>н</sub> =2000 А	I <sub>авар</sub> =295 А	I <sub>н.</sub> ≥ I <sub>авар.</sub>
I <sub>дин</sub> =102 кА	I <sub>уд.к1</sub> =7,32 кА	I <sub>дин.</sub> ≥ I <sub>уд.к1</sub>
I <sub>отк</sub> =40 кА	I <sub>к1</sub> =3,016 кА	I <sub>отк.</sub> ≥ I <sub>к1</sub>

Разъединители Р1, Р2:  
Выбираем разъединители типа: РДЗ-110/1000  
Капитальные вложения в 1 разъединитель 1400 тыс.тнг

Таблица 3.4 – Разъединитель РДЗ-110/1000

РДЗ-110/1000	Расчетные параметры	Условие
U <sub>н</sub> =110 кВ	U <sub>н.р</sub> =110 кВ	U <sub>н.</sub> ≥ U <sub>н.р.</sub>
I <sub>н</sub> =1000 А	I <sub>авар</sub> =295 А	I <sub>н.</sub> ≥ I <sub>авар.</sub>
I <sub>дин</sub> =80 кА	I <sub>уд.к2</sub> =6,77 кА	I <sub>дин.</sub> ≥ I <sub>уд.к1</sub>
I <sub>отк</sub> =31 кА	I <sub>к2</sub> =2,79 кА	I <sub>отк.</sub> ≥ I <sub>к1</sub>

Выключатели В3 и В4:  
Выбираем выключатель типа ВГТ-110.  
Капитальные вложения в 1 выключатель 9000 тыс.тнг.

Таблица 3.5 – Выключатель ВГТ-110

ВГТ-110	Расчетные параметры	Условие
$U_H=110$ кВ	$U_{H.p}=110$ кВ	$U_H \geq U_{H.p.}$
$I_H=2000$ А	$I_{авар}=295$ А	$I_H \geq I_{авар.}$
$I_{дин}=102$ кА	$I_{уд.к2} = 6,77$ кА	$I_{дин.} \geq I_{уд.к1}$
$I_{отк}=40$ кА	$I_{к2}=2,79$ кА	$I_{отк.} \geq I_{к1}$

### 3.2 Оптимизация внешнего электроснабжения

Так как в предыдущих расчетах электроснабжении завода, коэффициент загрузки трансформатора был значительно низкий, предлагается следующий вариант его увеличения, путем замены трансформатора ГПП.

Таблица 3.6 – Паспортные данные трансформатора ТДНС-40000/110

Тип	Sном, кВА	Напряжение обмотки, кВ		Потери, кВт		Uкз, %	Iхх, %
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТДНС-40000/110	40000	110	6,3	25	170	10,5	0,55

Рассчитываем коэффициент загрузки по формуле (4.2)

$$K_3 = \frac{56237}{126000} = 0,7.$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП считаем по формулам (3.3, 3.4):

$$\Delta P_{тр.гпп} = 2 \cdot (25 + 170 \cdot 0,7^2) = 218,01 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{тр.гпп} = 2 \cdot \left( \frac{0,55}{100} \cdot 63000 + \frac{10,5}{100} \cdot 63000 \cdot 0,7^2 \right) = 4590,85 \text{ кВар}.$$

Рассчитаем время максимума потерь электроэнергии по формуле (3.5)

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{8000}{10000} \right) \cdot 8760 = 8094,2 \text{ ч}.$$

Рассчитаем потери электроэнергии по формулам (3.6, 3.7):

$$\Delta W_{тр.гпп} = 2 \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_{вкл} + \Delta P_{кз} \cdot \tau \cdot K_{кз}^2), \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{тр.гпп} = 2 \cdot (25 \cdot 8760 + 170 \cdot 8094,2 \cdot 0,7^2) = 1797917 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta W_{\text{хх.тр.гпп}} = 25 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{115}{110}\right)^2 = 239362 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

В настоящее время на ГПП установлены два трансформатора мощностью 63 МВА каждый (общая мощность — 126 МВА), при этом фактическая нагрузка предприятия составляет около 57,225 МВА. Такая загрузка трансформаторов неэффективна: она приводит к избыточным потерям энергии, снижению общего КПД, неоправданно высоким затратам на обслуживание и ненужному резерву.

Замена трансформаторов на два по 40 МВА позволит повысить коэффициент загрузки до 0,7, что соответствует рекомендованному диапазону, снизит потери и эксплуатационные расходы, при этом обеспечив достаточный резерв по мощности. С учётом отсутствия роста нагрузки на предприятии в последние годы такая замена является технически обоснованной и экономически целесообразной. Низкий коэффициент загрузки означает, что трансформатор работает вхолостую большую часть времени.

Это приводит к таким неприятностям как:

- Повышенным потерям холостого хода ( $P_0$ ),
- Низкому КПД,
- Увеличенным эксплуатационным расходам,
- Избыточной установленной мощности, которая не используется.

#### 4 Выбор оборудования и расчет токов к.з. на стороне 6 кВ

Расчет токов короткого замыкания,  $S_G = 1000 \text{ МВА}$ ,  $U_G = 6,3 \text{ кВ}$ ,

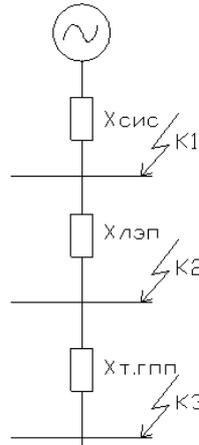


Рисунок 4.1 – Схема замещения для расчета токов КЗ на стороне 10 кВ

Токи к.з. в точках  $K_1$  и  $K_2$  рассчитаны выше:  $I_{K1}^{(3)} = 3,016 \text{ кА}$ ,  $I_{удк1} = 7,32 \text{ кА}$ ,  $I_{K2}^{(3)} = 2,79 \text{ кА}$ ,  $I_{удк2} = 6,7 \text{ кА}$ .

Рассчитаем ток подпитки от более мощного СД: СТД-1000-2

Выберем кабель до СД – 6 кВ:

Исходные данные:  $P_{н.сд} = 1000 \text{ кВт}$ ;  $\cos\varphi = 0,9$ ;  $K_3 = 0,8$ .

$$S_{н.сд.} = \frac{P_{н.сд.}}{\cos\varphi}, \text{ кВА}, \quad (4.1)$$

$$S_{н.сд.} = \frac{1000 \cdot 0,8}{0,9} = 888,89 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{S_{н.сд.} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \text{ А}, \quad (4.2)$$

$$I_p = \frac{888,89 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 65,25 \text{ А}.$$

Расчет экономической плотности согласно формуле (3.11)

$$F_{эк} = \frac{65,25}{1} = 65,25 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель марки ААШв 3х70,  $I_{доп} = 162 \text{ А}$ .

$$I_{доп} = 162 \text{ А} > I_p = 65,25 \text{ А}$$

Для этого кабеля по справочным данным берем:  $x_0 = 0,086 \text{ мОм / м}$ .

$$X_{\text{каб.сд}} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_6}{U_6^2}, \text{ о. е.}, \quad (4.3)$$

$$X_{\text{каб.сд}} = \frac{0,086 \cdot 500 \cdot 1000}{6,3^2 \cdot 10^3} = 1,083 \text{ о. е.},$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{Xd'' \cdot S_6}{S_{\text{н.сд}}}, \text{ о. е.}, \quad (4.4)$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{0,2 \cdot 1000 \cdot 10^3}{888,89} = 225 \text{ о. е.},$$

$$X_{\text{экв}} = X_{\text{каб.сд}} + X_{\text{сд}}, \text{ о. е.}, \quad (4.5)$$

$$X_{\text{экв}} = 1,083 + 225 = 226,08 \text{ о. е.}$$

Расчет базисного тока согласно формуле (3.14)

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА},$$

Расчет индуктивного сопротивления согласно формуле (4.31)

$$X_{\text{тр.гпп}} = \frac{6,3}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 6,3 \text{ о. е.},$$

$$I_{\text{кз шина 6 кв}} = \frac{I_6}{X_c + X_{\text{лэп}} + X_{\text{тр.гпп}}}, \text{ кА}, \quad (4.6)$$

$$I_{\text{кз шина 6 кв}} = \frac{91,75}{1,67 + 0,1361 + 6,3} = 11,319 \text{ кА}.$$

Ток КЗ от СД:

$$E_{\text{сд}} = \frac{E'' \cdot U_{\text{н}}}{U_6}, \quad (4.7)$$

$$E_{\text{сд}} = \frac{1,05 \cdot 6}{6,3} = 1,$$

$$I_{\text{кз сд}} = \frac{E_{\text{сд}} \cdot I_6}{X_{\text{экв}}}, \text{ кА}, \quad (4.8)$$

$$I_{\text{кз сд}} = \frac{1 \cdot 91,75}{226,08} = 0,41 \text{ кА},$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I_{\text{кз шина 6 кв}} + I_{\text{кз сд}}, \text{ кА}, \quad (4.9)$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = 11,319 + 0,41 = 11,72 \text{ кА},$$

$$I_{удк3} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к3}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (4.10)$$

$$I_{удк3} = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 11,72 = 29,76 \text{ кА}.$$

#### 4.1 Выбор выключателей и выключателей нагрузок

Выбираем вводные и секционный выключатели на стороне 6 кВ. Выбор производим по мощности трансформатора ГПП:  $S_{тр.гпп} = 63 \text{ МВА}$ ,

Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_{р.зав} = \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2886,75 \text{ А}.$$

Расчет аварийного тока согласно формуле (3.10)

$$I_{ав.} = 2 \cdot 2886,75 = 5773,51 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа МГУ-20-90

Таблица 4.1 – Выключатель МГУ-20-90

МГУ-20-90	Расчет. параметры	Условие
$U_n=20 \text{ кВ}$	$U_{н.р}=6 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_{н.р.}$
$I_n=6300 \text{ А}$	$I_{авар}=5773,51 \text{ А}$	$I_n \geq I_{авар.}$
$I_{дин}=105 \text{ кА}$	$I_{уд.к3}= 29,76 \text{ кА}$	$I_{дин.} \geq I_{уд.к3}$
$I_{отк}=87 \text{ кА}$	$I_{к3}=11,72 \text{ кА}$	$I_{отк.} \geq I_{к3}$

Секционный выключатель:

Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_{р.зав} = \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2886,75 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа МГУ-20-90

Таблица 4.2 – Выключатель МГУ-20-90

МГУ-20-90	Расчет. параметры	Условие
$U_n=20 \text{ кВ}$	$U_{н.р}=6 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_{н.р.}$
$I_n=6300 \text{ А}$	$I_{авар}=5773,51 \text{ А}$	$I_n \geq I_{авар.}$
$I_{дин}=105 \text{ кА}$	$I_{уд.к3}= 29,76 \text{ кА}$	$I_{дин.} \geq I_{уд.к3}$
$I_{отк}=87 \text{ кА}$	$I_{к3}=11,72 \text{ кА}$	$I_{отк.} \geq I_{к3}$

Выбор выключателей отходящих линий:  
Магистраль ГПП – ТП1÷ТП4:

$$S_p = \sqrt{25898^2 + 8223^2} = 27172 \text{ кВА.}$$

Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_p = \frac{27172}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1245 \text{ А.}$$

Расчет аварийного тока согласно формуле (3.10)

$$I_{\text{авар}} = 2 \cdot 1245 = 2490 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВЭМ-6-40:

Таблица 4.3 – Выключатель ВЭМ-6-40:

ВЭМ-6-40	Расчет. параметры	Условие
U <sub>н</sub> =6 кВ	U <sub>н.р</sub> =6 кВ	U <sub>н.</sub> ≥ U <sub>н.р.</sub>
I <sub>н</sub> =3200 А	I <sub>авар</sub> =2490 А	I <sub>н.</sub> ≥ I <sub>авар.</sub>
I <sub>дин</sub> =40 кА	I <sub>уд.к3</sub> = 29,76 кА	I <sub>дин.</sub> ≥ I <sub>уд.к3</sub>
I <sub>отк</sub> =40 кА	I <sub>к3</sub> =11,72 кА	I <sub>отк.</sub> ≥ I <sub>к3</sub>

Выключатели нагрузки выбираются по аварийному току:

Таблица 4.4 – Выключатель нагрузки типа OptiMat ВВ-MD-10-25/2500

OptiMat ВВ-MD-10-25/2500	Расчет. параметры	Условие
U <sub>н</sub> =10 кВ	U <sub>н.р</sub> =6 кВ	U <sub>н.</sub> ≥ U <sub>н.р.</sub>
I <sub>н</sub> = 2500 А	I <sub>авар</sub> =2490 А	I <sub>н.</sub> ≥ I <sub>авар.</sub>
I <sub>отк.сп</sub> =2500 А	I <sub>авар</sub> =2490 А	I <sub>отк. сп..</sub> ≥ I <sub>авар</sub>

Остальные выключатели нагрузок выбираются аналогично, так как на всех ТП установлены трансформаторы мощностью по 2500 кВА.

Магистраль ГПП – ТП5÷ТП8

$$S_p = \sqrt{21065^2 + 9172,7^2} = 22976 \text{ кВА.}$$

Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_p = \frac{22976}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1054 \text{ А.}$$

Расчет аварийного тока согласно формуле (3.10)

$$I_{\text{авар}} = 2 \cdot 1054 = 2108 \text{ А.}$$

Таблица 4.5 – Выключатель ВЭМ-6-40:

ВЭМ-6-40	Расчет. параметры	Условие
$U_{\text{н}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.}} \geq U_{\text{н.р.}}$
$I_{\text{н}}=3200 \text{ А}$	$I_{\text{авар}}=2108 \text{ А}$	$I_{\text{н.}} \geq I_{\text{авар.}}$
$I_{\text{дин}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{уд.к3}}=29,76 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{уд.к3}}$
$I_{\text{отк}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{к3}}=11,72 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.}} \geq I_{\text{к3}}$

Таблица 4.6 – Выключатель нагрузки типа OptiMat ВВ-MD-10-25/2500

OptiMat ВВ-MD-10-25/2500	Расчет. параметры	Условие
$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.}} \geq U_{\text{н.р.}}$
$I_{\text{н}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{авар}}=2108 \text{ А}$	$I_{\text{н.}} \geq I_{\text{авар.}}$
$I_{\text{отк.сп}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{авар}} =2108 \text{ А}$	$I_{\text{отк. сп.}} \geq I_{\text{авар}}$

Остальные выключатели нагрузок выбираются аналогично, так как на всех ТП установлены трансформаторы мощностью по 2500 кВА.

Выбор выключателей для СД 6 кВ

Расчет полной мощности согласно формуле (5.1)

$$S_{\text{н.сд}} = \frac{1000 \cdot 0,8}{0,9} = 888,89 \text{ кВА.}$$

Расчет базисного тока согласно формуле (3.14)

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 96,34 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВРС – 6 – 630:

Таблица 4.6 – Выключатель для двигателей

ВРС – 6 – 630	Расчет. параметры	Условие
$U_{\text{н}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.}} \geq U_{\text{н.р.}}$
$I_{\text{н}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{р}}=96,34 \text{ А}$	$I_{\text{н.}} \geq I_{\text{авар.}}$
$I_{\text{отк}}=31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{к3}}=11,72 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.}} \geq I_{\text{к2}}$

## 4.2 Выбор силовых кабелей отходящих линий для магистрали ТП1÷ТП4

Выбор кабеля к магистрали ТП1÷ТП4:

$$S_{р. \text{ ТП1÷ТП4}} = \sqrt{25898^2 + 8223^2} = 27172 \text{ кВА.}$$

Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_p = \frac{27172}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1245 \text{ А.}$$

Расчет аварийного тока согласно формуле (3.10)

$$I_{\text{авар}} = 2 \cdot 1245 = 2490 \text{ А.}$$

Расчет экономического сечения согласно формуле (3.11)

$$F_{\text{эк}} = \frac{1245}{1,4} = 889 \text{ мм}^2.$$

Принимаем медный кабель марки 4хПвПу 3х240/25;  $I_{\text{доп}}=4\text{х}500\text{А}$ ;  
Проверка кабеля по допустимому току:

$$I_{\text{доп.каб.}} \geq I_{\text{раб.}} [2000 \geq 1245 \text{ А}].$$

Проверка по аварийному току:

$$1,4 \cdot I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав.тп1}} [2800 \geq 2490 \text{ А}].$$

Выбранный кабель удовлетворяет всем условиям.

Выбор кабеля к магистрали ТП1÷ТП2:

$$S_{р. \text{ ТП1÷ТП2}} = \frac{1}{2} \cdot S_{р. \text{ ТП1÷ТП4}}, \text{ кВА,} \quad (4.11)$$

$$S_{р. \text{ ТП1÷ТП2}} = \frac{1}{2} \cdot 27172 = 13586 \text{ кВА.}$$

Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_p = \frac{13586}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 654 \text{ А.}$$

Расчет аварийного тока согласно формуле (3.10)

$$I_{\text{авар}} = 2 \cdot 654 = 1308 \text{ А.}$$

Расчет экономического сечения согласно формуле (3.11)

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{654}{1,4} = 467 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель марки 3хААШв 3х240;  $3xI_{\text{доп}}=3x347 \text{ А}$ ;  
Проверка кабеля по допустимому току:

$$I_{\text{доп.каб.}} \geq I_{\text{раб.}} [1041 \geq 654 \text{ А}].$$

Проверка по аварийному току:

$$1,4 \cdot I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав.тп}} [1457 \geq 1308 \text{ А}].$$

Выбранный кабель удовлетворяет всем условиям.  
Выбор кабеля к магистрали ТП2÷ТП3:

$$S_{\text{р. ТП2÷ТП3}} = \frac{1}{4} \cdot S_{\text{р. ТП1÷ТП4}}, \text{ кВА}, \quad (4.12)$$

$$S_{\text{р. ТП2÷ТП3}} = \frac{1}{4} \cdot 27172 = 6793 \text{ кВА}.$$

Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_{\text{р}} = \frac{6793}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 327,22 \text{ А}.$$

Расчет аварийного тока согласно формуле (3.10)

$$I_{\text{авар}} = 2 \cdot 327,22 = 654,45 \text{ А}.$$

Расчет экономического сечения согласно формуле (3.11)

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{327}{1,4} = 233 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель марки 2хААШв 3х240;  $2xI_{\text{доп}}=347x2 \text{ А}$ ;  
Проверка кабеля по допустимому току:

$$I_{\text{доп.каб.}} \geq I_{\text{раб.}} [694 \geq 327,22 \text{ А}].$$

Проверка по аварийному току:

$$1,4 \cdot I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав.тп}} [971 \geq 654,45 \text{ А}].$$

Выбранный кабель удовлетворяет всем условиям.  
Выбор кабеля к магистрали ТП3÷ТП4:

$$S_{\text{р. ТП3÷ТП4}} = \frac{1}{8} \cdot S_{\text{р. ТП1÷ТП4}}, \text{ кВА}, \quad (4.13)$$

$$S_{p. \text{ ТП3} \div \text{ТП4}} = \frac{1}{8} \cdot 27172 = 3396 \text{ кВА.}$$

Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_p = \frac{3396}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 163,6 \text{ А.}$$

Расчет аварийного тока согласно формуле (3.10)

$$I_{\text{авар}} = 2 \cdot 163,6 = 327,22 \text{ А.}$$

Расчет экономического сечения согласно формуле (3.11)

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{327}{1,4} = 233 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель марки ААШв 3х185;  $I_{\text{доп}} = 275 \text{ А}$ ;

Проверка кабеля по допустимому току:

$$I_{\text{доп. каб.}} \geq I_{\text{раб.}} [275 \geq 163,6 \text{ А}].$$

Проверка по аварийному току:

$$1,4 \cdot I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав. тп}} [385 \geq 327,22 \text{ А}].$$

Выбранный кабель удовлетворяет всем условиям.

### **4.3 Выбор силовых кабелей отходящих линий для магистрали ТП5÷ТП7**

Выбор кабеля к магистрали ТП5÷ТП7:

$$S_{p. \text{ ТП5} \div \text{ТП7}} = \sqrt{21065^2 + 9172^2} = 22976 \text{ кВА.}$$

Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_p = \frac{22976}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1054,06 \text{ А.}$$

Расчет аварийного тока согласно формуле (3.10)

$$I_{\text{авар}} = 2 \cdot 1054 = 2108 \text{ А.}$$

Расчет экономического сечения согласно формуле (3.11)

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{1054}{1,4} = 752 \text{ мм}^2.$$

Принимаем медный кабель марки 3хПвПу 3х240/25;  $I_{\text{доп}}=3 \times 500 \text{ А}$ ;  
Проверка кабеля по допустимому току:

$$I_{\text{доп.каб.}} \geq I_{\text{раб.}} [1500 \geq 1054 \text{ А}].$$

Проверка по аварийному току:

$$1,4 \cdot I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав.тп1}} [2100 \geq 2108 \text{ А}].$$

Выбранный кабель удовлетворяет всем условиям.  
Выбор кабеля к магистрали ТП5÷ТП6:

$$S_{\text{р. ТП5÷ТП6}} = \frac{1}{3} \cdot S_{\text{р. ТП5÷ТП8}}, \text{ кВА}, \quad (4.14)$$

$$S_{\text{р. ТП5÷ТП6}} = \frac{1}{3} \cdot 22976 = 7659 \text{ кВА}.$$

Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_{\text{р}} = \frac{7659}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 368,9 \text{ А}.$$

Расчет аварийного тока согласно формуле (3.10)

$$I_{\text{авар}} = 2 \cdot 368,9 = 737,84 \text{ А}.$$

Расчет экономического сечения согласно формуле (3.11)

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{368,9}{1,4} = 263,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель марки 2хААШв 3х240;  $2 \times I_{\text{доп}}=2 \times 347 \text{ А}$ ;  
Проверка кабеля по допустимому току:

$$I_{\text{доп.каб.}} \geq I_{\text{раб.}} [694 \geq 368,9 \text{ А}].$$

Проверка по аварийному току:

$$1,4 \cdot I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав.тп}} [971 \geq 737,84 \text{ А}].$$

Выбранный кабель удовлетворяет всем условиям.  
Выбор кабеля к магистрали ТП6÷ТП7:

$$S_{\text{р. ТП6÷ТП7}} = \frac{1}{6} \cdot S_{\text{р. ТП1÷ТП4}}, \text{ кВА}, \quad (4.15)$$

$$S_{\text{р. ТП6÷ТП7}} = \frac{1}{6} \cdot 22976 = 3829 \text{ кВА}.$$

Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_p = \frac{3829}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 184,46 \text{ А.}$$

Расчет аварийного тока согласно формуле (3.10)

$$I_{\text{авар}} = 2 \cdot 184,46 = 368,92 \text{ А.}$$

Расчет экономического сечения согласно формуле (3.11)

$$F_{\text{эк}} = \frac{184,46}{1,4} = 131,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель марки ААШв 3х185;  $I_{\text{доп}} = 275 \text{ А}$ ;

Проверка кабеля по допустимому току:

$$I_{\text{доп.каб.}} \geq I_{\text{раб.}} [275 \geq 184,46 \text{ А}].$$

Проверка по аварийному току:

$$1,4 \cdot I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав.тп}} [385 \geq 368,92 \text{ А}].$$

Выбранный кабель удовлетворяет всем условиям.

Таблица 4.7 – Кабельный журнал на 6 кВ

Наименование участка	Sp, кВА	Нагрузка, А		Fэк, мм <sup>2</sup>	Выбранный кабель	Кол-во кабелей в траншее	Iдоп, А
		Ip	Iав				
ГПП÷ТП1÷ТП4	27172	1245	2490	889	ПвПу 3х240/25	4	2800
ГПП÷ТП5÷ТП7	22976	1054	2108	752	ПвПу 3х240/25	3	2100
ТП1÷ТП2	13586	654	1309	467	ААШв 3х240	3	1457
ТП2÷ТП3	6793	327	654	234	ААШв 3х240	2	971
ТП3÷ТП4	3396	163	327	117	ААШв 3х185	1	385
ТП5÷ТП6	7659	369	738	263	ААШв 3х240	2	694
ТП6÷ТП7	3829	184	369	132	ААШв 3х185	1	275
ГПП÷СТД-1000-2	888	65	65	65	ААШв 3х70	1	162
ГПП÷СТД-630-2	560	41	41	41	ААШв 3х50	1	146

#### 4.4 Модернизация внутренних электросетей

Анализируя расчеты внутренних электросетей, стоит задуматься о пересмотре класса напряжения и перейти на более высокий, равный 10 кВ.

В сетях внутреннего электроснабжения, выполненной в виде кабельных линий и высоковольтного оборудования, можно достичь снижения потерь активной мощности и экономии электроэнергии. Также выбор высоковольтных выключателей будет определяться по более меньшему току, как и сечение кабелей, из-за того, что класс напряжения станет больше.

Рассчитываем вводные и секционный выключатели на стороне 10 кВ.  
 Расчет рабочего тока согласно формуле (3.9)

$$I_{p.зав} = \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1732 \text{ А.}$$

Расчет аварийного тока согласно формуле (3.10)

$$I_{ав.} = 2 \cdot 1732 = 3464 \text{ А.}$$

Как можно заметить при одинаковой мощности, увеличение напряжения с 6 кВ до 10 кВ уменьшает ток примерно в 1,67 раз, что позволяет выбрать более экономичную защитную аппаратуру. Например, электромагнитный выключатель ВЭ–10–31,5, с номинальным током 3600 А. Так же для остальных выключателей.

Посчитаем изменения в кабельных линиях по уже ранее использованным формулам.

Таблица 4.8 – Кабельный журнал на 10 кВ

Наименование участка	Sp, кВА	Нагрузка, А		Fэк, мм <sup>2</sup>	Выбранный кабель	Кол-во кабелей в траншее	Iдоп, А
		Ip	Iав				
ГПП÷ТП1÷ТП4	27172	747	1494	533	ААШв 3х240	4	1943
ГПП÷ТП5÷ТП7	22976	632	1264	451	ААШв 3х240	3	1457
ТП1÷ТП2	13586	374	748	267	ААШв 3х240	2	971
ТП2÷ТП3	6793	196	393	140	ААШв 3х240	1	485
ТП3÷ТП4	3396	98	196	70	ААШв 3х95	1	268
ТП5÷ТП6	7659	221	443	158	ААШв 3х240	1	485
ТП6÷ТП7	3829	111	221	79	ААШв 3х95	1	268
ГПП÷СТД-1000-2	888	39	39	39	ААШв 3х35	1	126
ГПП÷СТД-630-2	560	25	25	24	ААШв 3х35	1	126

Что касательно кабельных сетей, в результате перехода с 6 кВ на 10 кВ происходит значительное снижение токов в кабельных линиях, что уменьшает активные потери электроэнергии в них. При одинаковой передаваемой мощности потери в линии уменьшаются пропорционально квадрату тока. В рассмотренном случае это должно позволить сократить годовые потери электроэнергии, что существенно повышает энергоэффективность и надёжность электроснабжения предприятия.

## 5 Аналитический раздел

### 5.1 Удельные расходы энергии для производства нефтепродуктов

Таблица 5.1 – Удельный расход электроэнергии на тонну

Продукт	Объём, т	Доля от объёма, %	Энергия, МВт·ч	Удельный расход, кВт·ч/т
Сжиженный газ	321 852	5,83	27567,44	85,7
Автобензин Аи-92	1 169 440	21,17	100165,48	85,7
Автобензин Аи-95/98	438 986	7,95	37600,26	85,7
Авиатопливо	237 057	4,29	20304,53	85,7
Дизельное топливо К4	1 853 259	33,54	158736,31	85,7
Битум	360 278	6,52	30858,72	85,7
Мазут	432 546	7,83	37048,66	85,7
Печное топливо	5545	0,10	474,94	85,7
Кокс	264 998	4,80	22697,75	85,7
Сера	52 342	0,95	4483,22	85,7

Удельное потребление тепловой энергии:

$$q_{\text{уд}} = \frac{Q_{\text{тэ}}}{V_{\text{н}}}, \text{ Гкал/т} \quad (5.1)$$

$$q_{\text{уд}} = \frac{1620177}{5525103} = 0,293 \text{ Гкал/т.}$$

Где  $q_{\text{уд}}$  – дельное теплотребление нефти, Гкал/т;

$Q_{\text{тэ}}$  – тепловая энергия, Гкал;

$V_{\text{н}}$  – объем сырой нефти, тонны;

Удельное потребление электроэнергии:

$$W_{\text{уд}} = \frac{W_{\text{ээ}}}{V_{\text{н}}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/т} \quad (5.2)$$

$$W_{\text{уд}} = \frac{473239}{5525103} = 85,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т.}$$

Таблица 5.2 – Сводные данные

Вид энергии	Объем потребления	Удельное потребление на 1 тонну нефти
Тепловая энергия, Гкал	1 620 177	0,293 Гкал/т
Электроэнергия, МВт*ч	473 239	85,7 кВт*ч/т

Анализ по затрачиваемой электроэнергии на переработку нефти:

Подводя итоги, на переработку одной тонны нефти затрачивается в среднем 85,7 кВт\*ч электроэнергии.

Для сравнения, значения на других НПЗ в РК варьируются в пределах от 108 кВт\*ч/т Шымкентского НПЗ и 145 кВт\*ч/т Атырауского НПЗ. С учетом того, что заводы обрабатывают почти одинаковое количество нефти, следовательно, энергопотребление данного завода находится ниже среднего уровня, что может быть связано:

- с более высокой энергетической эффективностью оборудования;
- с оптимизированной технологической схемой производства, позволяющей сократить внутренние потери и рационально распределять нагрузку на энергооборудование;

## 5.2 Энергоэффективность бензина как топлива для ДВС

Если сопоставить, при пробеге в 100 км, что экономически эффективнее электромобиль или автомобиль с ДВС? Считать надо начинать от момента добычи, потом транспортировка, потом НПЗ, потом опять транспортировка готового продукта на АЗС, и лишь в финале отпуск бензина на заправке потребителю. Но в этой работе рассматривается момент производства на НПЗ.

Энергопотребление при переработке нефти и производстве топлива является одним из ключевых факторов, влияющих на эффективность. В процессе переработки сырья затрачивается как электрическая энергия так и тепловая. Как уже было посчитано ранее на производство одного килограмм уходит 85,6 Вт\*ч, но на литр бензина уходит порядка 114,26 Вт\*ч/л электроэнергии и если еще учесть траты тепловой энергии равной 0,389 Мкал/л или 452,41 Вт\*ч/л, что в общей сумме равняется 566,67 Вт\*ч на 1 литр бензина.



Энергоэффективность бензина как топлива для ДВС:

Если объединить энергию, произведенную из бензина и дизельного топлива на данном нефтеперерабатывающем заводе, в 2024 году произвел 42 051 640 кВтч в виде бензина и дизельного топлива.

Таблица 5.3 – Содержание электроэнергии в топливах

Наименование	Объем	Произведенная электроэнергия
Автобензин (1 т = 45 МДж)	1 608 426 т	20 121 409 кВт·ч
Дизельное топливо (1 т = 42,6 МДж)	1 853 259 т	21 930 231 кВт·ч

Чтобы сравнить энергию бензина и дизельного топлива и ее использование в двигателях внутреннего сгорания с электромобилями, нам необходимо скорректировать энергию с учетом потери эффективности двигателей внутреннего сгорания.

Как говорилось ранее около 80% энергии топлива передается на колеса автомобиля, часть уходит на тепловые, трение, потери в трансмиссии и другие потери, хотя последние технологические применения немного улучшили ситуацию. Мы использовали среднюю точку в 20 процентов.

В итоге ежегодно в транспортных средствах не эффективно тратится 80% топлива, произведенного в этом нефтеперерабатывающем заводе, эквивалентные 16 097 127,2 кВтч электроэнергии.

Что касается электричества, то при его передаче от генераторов к зарядному оборудованию для электромобилей возникают некоторые потери. По данным EIA, потери при транспортировке и распределении в 2017–2021 годах составили в среднем 5 процентов. Кроме того, хотя трансмиссии электромобилей преобразуют более высокий процент энергии в колеса, существуют некоторые потери. По данным Environmental Protection Agency, около 87–91% энергии передается на колеса электромобиля. Мы используем среднюю точку в 89%. Тогда потери будут составлять всего 2 123 355 кВтч электроэнергии, что в 7 раз меньше потерь в ДВС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения дипломной работы был проведен комплексный расчет системы электроснабжения и анализ электроэнергопотребления нефтеперерабатывающего завода, в добавок были предложены способы оптимизации и модернизации системы электроснабжения. Изучены особенности технологического процесса, структура энергопотребления, а также рассчитан удельный расход электроэнергии на переработку сырья.

На основании проведенных расчётов установлено, что на переработку одной тонны нефти в среднем затрачивается 85,7 кВт·ч электроэнергии. Для сравнения, аналогичный показатель на других нефтеперерабатывающих заводах Республики Казахстан составляет: 108 кВт·ч/т на Шымкентском НПЗ и 145 кВт·ч/т на Атырауском НПЗ. Это свидетельствует о более низком уровне энергопотребления на рассматриваемом предприятии.

Дополнительно в рамках работы был проведён анализ энергетического эквивалента выпускаемой продукции с позиции её последующего использования в транспортной отрасли. В 2024 году завод произвёл 42 051 640 кВт·ч в виде бензина и дизельного топлива. При использовании топлива, произведённого на данном заводе, потери в ДВС составляют 16 097 127,2 кВт·ч электроэнергии.

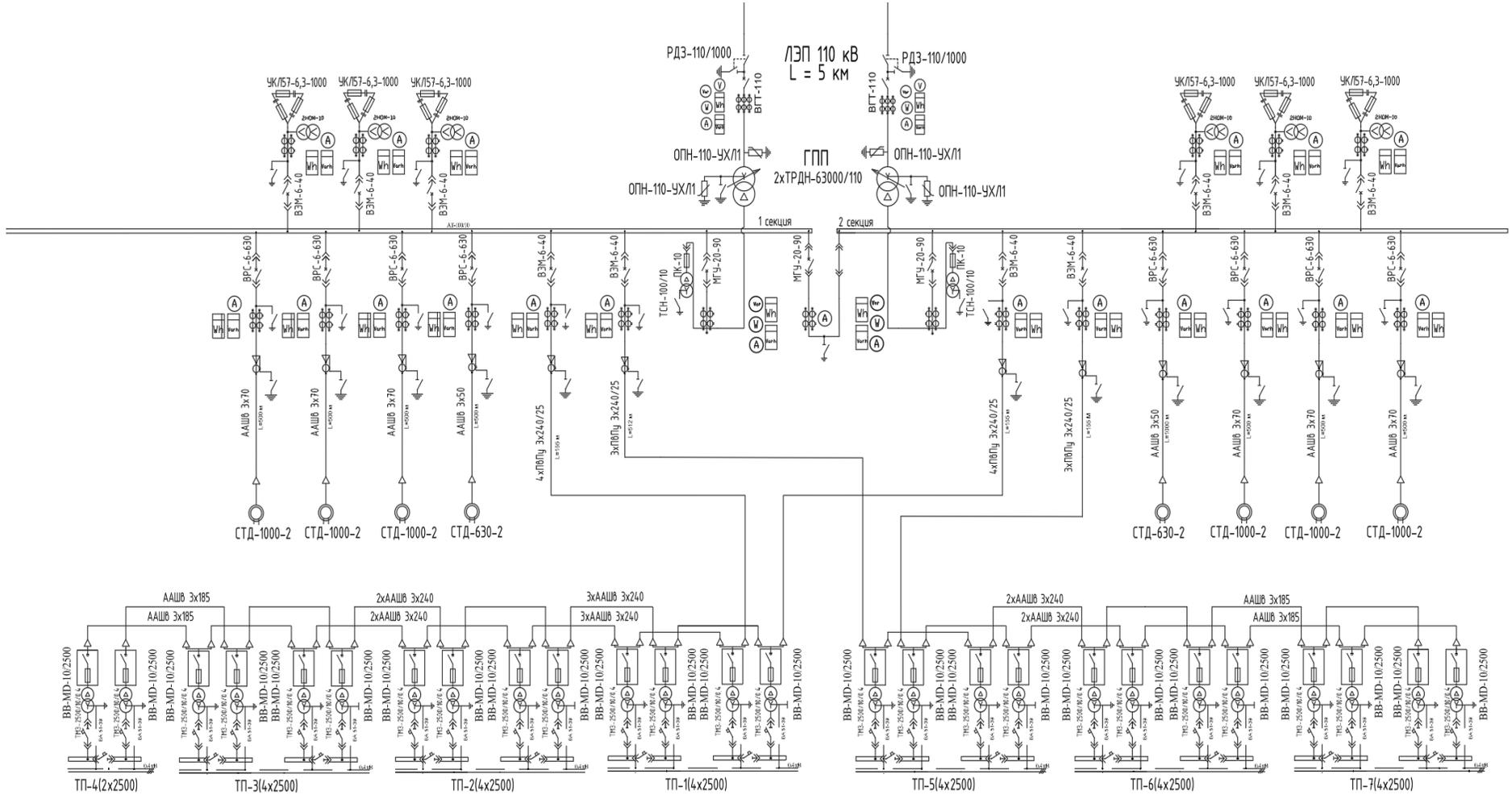
Таким образом, проведённый анализ не только позволил оценить эффективность энергетического потребления самого завода, но и продемонстрировал потенциальные преимущества перехода к более эффективным системам конечного потребления энергии, в частности — к электрическому транспорту. Полученные результаты могут быть использованы как основа для дальнейших мероприятий по снижению потерь, повышению энергоэффективности производства и устойчивому развитию топливно-энергетического сектора.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

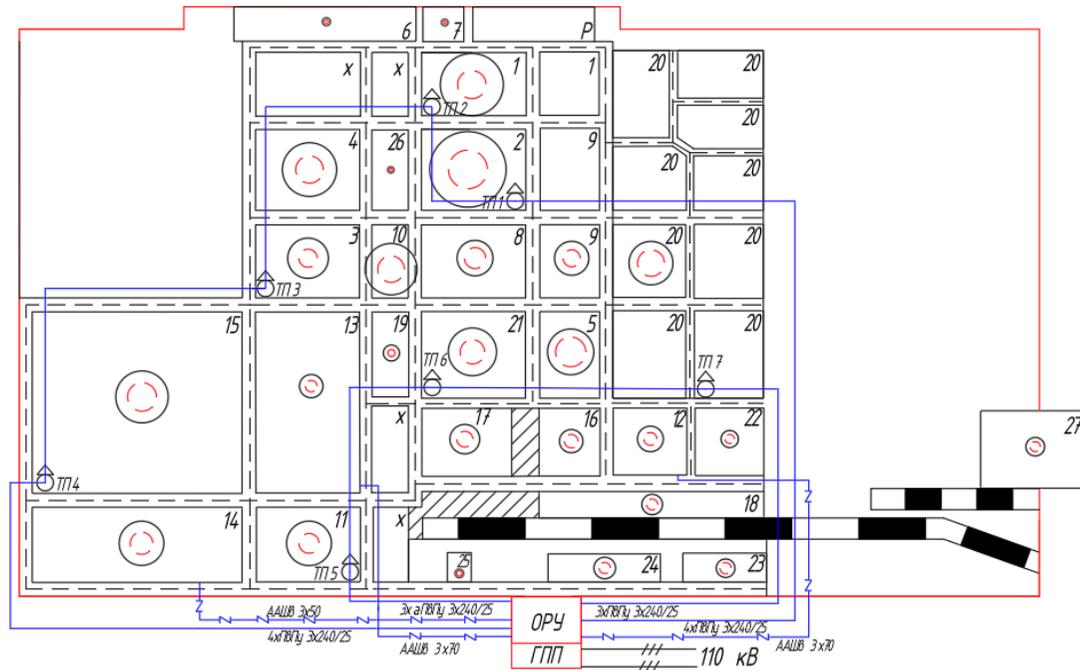
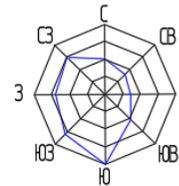
- 1 Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – С. 8–23.
- 2 Справочник по проектированию электрических сетей и оборудования. /Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. – Москва: Энергоатомиздат, 1991. – 92 с.
- 3 Конюхова Е. Электроснабжение объектов. – Москва: Академия, 2007. – С. 7–9.
- 4 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Т.1. Электроснабжение. Под. ред. Федорова А.А. – Москва: Энергоатомиздат, 1986. – С. 248–263.
- 5 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Т.2. Электрооборудование. Под. ред. Федорова А.А. – Москва, 1986. – С. 145–150.
- 6 Конюхова Е.А. Киреева Э.А. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. – Москва: НТФ «Энергопроцесс», «Энергетик», 2001. – С. 4–8.
- 7 Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia. – By Gregory F. Ulmishek, 2003. – С. 39.
- 8 Федоров А.А. Электроснабжение промышленных предприятий. – Москва: Энергоатомиздат, 1986. – С. 52–60.
- 9 Плотникова И.Н. Фракционный состав нефти и методы его изучения. – Казань: Казанский университет, 2012. – С. 12–20.
- 10 Справочник по наилучшим доступным техникам "Переработка нефти и газа", утвержденный постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 ноября 2023 года. № 1024.
- 11 Проект нормативов эмиссий в окружающую среду ТОО "Павлодарский Нефтехимический завод" на 2025–2034 годы. Часть II. Редакция 1. – Павлодар, 2024. – С. 7–34.
- 12 Проект нормативов эмиссий в окружающую среду ТОО "Павлодарский Нефтехимический завод" на 2025–2034 годы. Часть I. Редакция 1. – Павлодар, 2024. – С. 3–43.
- 13 Чокин Ш. Ч., Сартаев Т. С., Шкрет А. Ф. Энергетика и электрификация Северного и Центрального Казахстана. — Алма-Ата: Наука, 1988. — С. 46.
- 14 СТ КазНИТУ – 09 – 2023 Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. – КазНИТУ, 2023.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Однолинейная схема 6 кВ



# Генеральный план завода



N	Название цеха
1	Производство первичной переработки нефти
2	Производство глубокой переработки нефти
3	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков
4	Установка производства водорода
5	Производство светлых нефтепродуктов
6	Заводоуправление
7	Склад
8	Резервуары изомеризата
9	Производство компаундирования и отгрузки нефтепродуктов
10	Цех паровоздухоснабжения
11	Устройство производства битумов
12	Насосная внешней перекачки
13	Цех водоснабжения и канализации 1
14	Цех водоснабжения и канализации 2
15	Установка замедленного коксования и производства пара
16	Цех электроснабжения
17	Реагентное хозяйство
18	Эстакада слива-налива нефти
19	Цех контрольно-измерительных приборов и автоматизации технологических процессов
20	Резервуары хранения нефтепродуктов
21	Производство серы и общезаводское хозяйство
22	Автоматическая станция смешения бензинов Е915
23	Ремонтно-механический цех
24	Ремонтно-строительно-монтажный цех
25	Пожарное депо
26	Административное здание
27	Парк сжиженных газов
x	Нерабочие здания

- Трансформаторные подстанции
- Железная дорога
- Районы активной и реактивной энергии
- Кабельная линия к сжиженным газостоям
- Кабельная линия к трансформаторным подстанциям

		6В07101		Лит.	Масштаб.
Изм.	Лист	N докум.	Подпись	Дата	Расчет энергоснабжения нефтеперерабатывающего завода
Разраб.	Листов				
Руковод.	Утебаев				
Т. контр.					
Реценз.					Генеральный план
Утвержд.					
				Лист	Листов
				КазНИТУ кафедра "ЭиМ"	

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

**ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломную работу  
**«Расчет энергоснабжения нефтеперерабатывающего завода»**

**Доспулова Таира Телгаровича**

**6B07101 – «Энергетика»**

В дипломной работе студент Доспулов Таир произвёл расчёт энергоснабжения производства нефтепродуктов на примере Павлодарского нефтеперерабатывающего завода. Произведён расчёт осветительного оборудования, электрических нагрузок нефтеперерабатывающего завода, выбор цеховых трансформаторов и компенсации реактивной мощности. Целью работы является изучение энергозатрат при производстве нефтепродуктов, в том числе органического топлива для транспортных средств.

При выполнении данной работы Доспулов Таир проявил способности самостоятельного поиска необходимой для расчёта информации и производство самостоятельных расчётов для анализа энергозатрат нефтеперерабатывающего завода.

Дипломная работа Доспулова Т. на тему «Расчет энергоснабжения нефтеперерабатывающего завода» выполнена в полном объеме. Тема дипломной работы раскрыта полностью. Выводы по энергозатратам на производство условного объема топлива несколько отличается от заявленных в общемировой практике.

В целом, дипломная работа Доспулова Т. на тему «Расчет энергоснабжения нефтеперерабатывающего завода» заслуживает оценки «отлично», А+ (95 баллов), а сам студент присвоения академической степени бакалавра по образовательной программе 6B07101 - «Энергетика».

**Научный руководитель**

**к.т.н., ассоц. профессор**

**кафедры «Энергетика»**

 Р.М. Утебаев

(подпись)

« 04 » 06 2025 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Каззахский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

**РЕЦЕНЗИЯ**

**на дипломную работу**  
(наименование вида работы)

**Доспулов Таир Телгарович**  
(Ф.И.О. обучающегося)

**6B07101 - Энергетика**  
(шифр и наименование специальности)

На тему: **«Расчет энергоснабжения нефтеперерабатывающего завода»**

В дипломной работе проектируется электроснабжение нефтеперерабатывающего завода. Был произведен расчет электрических нагрузок цехов, расчет числа трансформаторов и распределения их по трансформаторным подстанциям, расчет потерь электроэнергии и выбор защитного оборудования. Особое внимание уделено оценке эффективности системы внешнего электроснабжения завода.

В специальной части был сделан анализ и удельный расчет энергии для переработки одной тонны нефти, проведено сравнение полученных значений с отраслевыми нормативами, дана оценка энергоэффективности производства.

**Замечания к работе**

В качестве замечания можно отметить, в тексте местами нарушена логико-смысловая последовательность, и отсутствие пояснения к некоторым формулам. В общем, дипломная работа написана в соответствии с требованиями, и тема раскрыта полностью.

**Оценка работы**

Дипломная работа Доспулова Таира Телгаровича заслуживает оценки «отлично» (95 баллов), а сам студент присвоения академической степени бакалавра по образовательной программе 6B07101 – «Энергетика».

**Рецензент**

«Universal Energy (Qazaqstan)»

ЖШС «Бас кезекшісі»

К.П. Жапбар

(подпись)

« 06 » 2025 г.

**Протокол**

**о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)**

**Автор:** Доспулов Таир Телгарович

**Соавтор (если имеется):**

**Тип работы:** Дипломная работа

**Название работы:** Расчет энергоснабжения нефтеперерабатывающего завода

**Научный руководитель:** Руслан Утебаев

**Коэффициент Подобия 1:** 18.3

**Коэффициент Подобия 2:** 4.7

**Микропробелы:** 265

**Знаки из других алфавитов:** 245

**Интервалы:** 0

**Белые Знаки:** 2

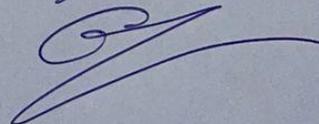
**После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:**

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

2025-06-08

*Дата*

*Заведующий кафедрой Энергетики*  
*Сарсенбаев Е.А.*  


## Протокол

### о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

**Автор:** Доспулов Таир Телгарович

**Соавтор (если имеется):**

**Тип работы:** Дипломная работа

**Название работы:** Расчет энергоснабжения нефтеперерабатывающего завода

**Научный руководитель:** Руслан Утебаев

**Коэффициент Подобия 1:** 18.3

**Коэффициент Подобия 2:** 4.7

**Микропробелы:** 265

**Знаки из других алфавитов:** 245

**Интервалы:** 0

**Белые Знаки:** 2

**После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:**

Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

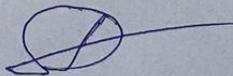
Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

2025-06-08

*Дата*



*проверяющий эксперт*