

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

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

Институт энергетики и машиностроения имени А.Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

Хорава Аполон Едемиевич

Разработка и улучшение систем энергоснабжения для высокотехнологичных предприятий и  
инновационных центров

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

6В07101– Энергетика

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

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

Институт энергетики и машиностроения имени А.Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

НАО «КазНТУ им.К.И.Сатпаева»  
Институт энергетики  
и машиностроения

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой «Энергетика»  
PhD, ассоциированный профессор  
Е. А. Сарсенбаев

«12» 06 20\_\_ г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: Разработка и улучшение систем энергоснабжения для высокотехнологичных  
предприятий и инновационных центров

6B07101– Энергетика

Выполнил:

Хорава А.Е.

Рецензент  
к.т.н., ассоциированный  
профессор кафедры «Электроэнергетика»  
АУЭС им. Г. Даукеева  
Утешкалиева Л.Ш.  
«13» 06 2024 г.

Научный руководитель  
к.т.н., ассоциированный профессор  
А.А.Жуматова  
«14» 06 2024 г.

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

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

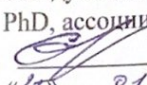
Институт энергетик и машиностроения имени А.Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

6B07101– Энергетика

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой «Энергетика»  
PhD, ассоциированный профессор

  
Е. А. Сарсенбаев  
«25» 01 2024г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломной работы**

Обучающемуся Хорава Аполону Едемиевичу  
Тема: Разработка и улучшение систем энергоснабжения для высокотехнологичных  
предприятий и инновационных центров

Утверждена приказом Проректора по академическим вопросам № 548 -п/в от "04"12 2024г.  
Срок сдачи законченной работы «27» мая 2024г.

Исходные данные к дипломной работе: схема генерального плана завода; сведения об  
электрических нагрузках; питание осуществляется от подстанции энергосистемы, на которой  
установлены два трансформатора ТДТН 110/35/10 мощностью 25 МВА; расстояние от  
подстанции энергосистемы до завода 12 км; оптимальная реактивная мощность,  
передаваемая из энергосистемы в сеть завода  $Q_{\Sigma} = 2922,7$  кВАр.

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Расчет электрических нагрузок предприятий;
  - б) Сравнение вариантов внешнего электроснабжения;
  - в) Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания;
- Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):
- а) Генеральный план цементного завода;
  - б) Однолинейная схема электроснабжения цементного завода.

Представлены 10 слайдов презентации работы.

Рекомендуемая основная литература: из 10 наименований учебных материалов



**ГРАФИК**  
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Расчет электрических нагрузок предприятий	08.04.2024	<i>нет</i>
Сравнение вариантов внешнего электроснабжения	22.04.2024	<i>нет</i>
Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания на шинах 10 кВ	13.05.2024	<i>нет</i>

**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
Расчет электрических нагрузок предприятий	А.А.Жуматова, к.т.н., ассоциированный профессор	<i>14.06.2024</i>	<i>А.А.Жуматова</i>
Сравнение вариантов внешнего электроснабжения	А.А.Жуматова, к.т.н., ассоциированный профессор	<i>14.06.2024</i>	<i>А.А.Жуматова</i>
Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания на шинах 10 кВ	А.А.Жуматова, к.т.н., ассоциированный профессор	<i>14.06.2024</i>	<i>А.А.Жуматова</i>
Нормоконтролер	А.О. Бердибеков, магистр, сениор лектор	<i>13.06.2024</i>	<i>А.О. Бердибеков</i>

Научный руководитель

*А.А.Жуматова*

А.А. Жуматова

Задание принял к исполнению обучающийся

*А.Е.Хорова*

А.Е. Хорова

Дата

" *14* " *06* 20*24* г.

## **АНДАТПА**

Дипломдық жұмыста кәсіпорынның электр жүктемелерін есептеу жүргізілді, трансформаторларды таңдау жүргізілді, сыртқы электрмен жабдықтау схемаларының екі нұсқасы ұсынылды, цехтық трансформаторлардың саны мен орналасуы анықталды, коректендіру кабельдері таңдалды, Электрмен жабдықтаудың әртүрлі сатыларындағы қысқа тұйықталу токтары есептелді және олардың негізінде жабдықты таңдау жүргізілді, оқшаулағыш - разрядтағыштар туралы арнайы сұрақ қарастырылды.

Есептеулер негізінде жүктеме картограммасын, Электрмен жабдықтаудың бір сызықты схемасын көрсете отырып, цехтарды электрмен жабдықтау жоспары әзірленді, ЖПП бөлімі, сыртқы электрмен жабдықтаудың екі нұсқасының схемасы ұсынылды.

## **АННОТАЦИЯ**

В дипломной работе проведен расчет электрических нагрузок предприятия, произведен выбор трансформаторов, представлены два варианта схем внешнего электроснабжения, определено количество и место размещения цеховых трансформаторов, выбраны питающие кабели, рассчитаны токи короткого замыкания на разных ступенях электроснабжения и на основании них произведен выбор оборудования, также рассмотрена спецвопрос о изоляторах - разрядниках.

На основании расчетов разработан план электроснабжения цехов с указанием картограммы нагрузок, однолинейная схема электроснабжения, представлен разрез ГПП, схемы двух вариантов внешнего электроснабжения.

## **ANNOTATION**

In the thesis, the calculation of the electrical loads of the enterprise was carried out, a choice of transformers was made, two variants of external power supply schemes were presented, the number and location of shop transformers were determined, supply cables were selected, short-circuit currents at different stages of power supply were calculated and equipment was selected based on them, a special question about isolators - arresters was also considered.

Based on the calculations, a plan for the power supply of workshops has been developed with an indication of the load cartogram, a single-line power supply scheme, a section of the GPP, schemes of two options for external power supply are presented.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Технологический процесс производства	8
1.1	Основы организации технологического процесса	8
2	Расчет электрических нагрузок	12
2.1	Расчет нагрузки по заводу ЖБКИ методом коэффициента спроса	12
2.2	Расчет осветительной нагрузки	15
2.3	Определение расчетной нагрузки завода в целом	16
2.4	Определение центра электрических нагрузок и построение картограммы нагрузок	21
3	Проектирование систем внешнего электроснабжения	26
3.1	Выбор схемы электроснабжения предприятия	26
3.2	Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП	26
3.3	Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия	28
3.4	Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения	28
3.5	Технико-экономический расчет первого варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 35кВ	31
3.6	Технико-экономический расчет второго варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 110кВ	34
3.7	Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	37
3.8	Расчет трехфазных токов короткого замыкания	44
3.9	Выбор оборудования	46
3.10	Защита от перенапряжений	57
4	Новые инновационные технологии изоляторы – разрядники на основе мульти-камерной системы	60
	Заключение	64
	Список использованной литературы	65

## ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия находит широкое применение во всех областях народного хозяйства и в быту. Универсальность, возможность производства в больших количествах промышленным способом, передача на большие расстояния – это основные ее достоинства. На сегодняшний день решаются важнейшие задачи, суть которых заключается в непрерывном увеличении объемов производства, в сокращении сроков строительства новых энергетических объектов, уменьшении удельных расходов топлива, повышении производительности труда, в улучшении структуры производства. электроэнергии, в устранении недостатков существующего электроснабжения.

Электроустановки современных промышленных предприятий представляют собой сложные системы, предъявляющие повышенные требования к надежности электроснабжения, что в свою очередь потребовало автоматизации работы отдельных элементов сетей. В этих условиях принципиально важно, чтобы в проектах электроснабжения и электрооборудования цехов принимались решения, отвечающие требованиям электробезопасности, наименьших затрат на их сооружение и удобства эксплуатации и надежности работы.

Основными задачами, решаемыми в данном проекте, являются расчет электрических нагрузок на всех уровнях напряжений, выбор и расчет питающих и распределительных подстанций с выбором мощности трансформаторов и определения их местоположения, а также решения по электрическому освещению, выбору электрооборудования, аппаратов защиты и вопросы электробезопасности.

Проектные решения соответствуют требованиям основных нормативных документов ПУЭ и учитывают категорию надежности электроприемников и условиям окружающей среды.

От категории потребителей электроэнергии и особенностей технологического процесса зависит надежность системы электроснабжения, неправильная оценка особенностей технологического процесса может привести как к снижению надежности системы электроснабжения так и к неоправданным затратам на излишнее резервирование, в данном проекте имеются потребители I и II категории.

При проектировании распределительной сети промышленного предприятия необходимо учесть компенсацию реактивной мощности и обеспечить надежное электроснабжение потребителей промышленного предприятия.

# **1 Технологический процесс производства**

## **1.1 Основы организации технологического процесса**

В состав предприятия железобетонных конструкций и изделий (ЖБКИ) входят следующие цеха, здания и службы: склады вяжущих заполнителей и арматурной стали, бетоносмесительный цех, арматурный цех со складом арматурных изделий, цех формирования, ускорения твердения бетона, отделки и комплектации изделий, склад готовой продукции; здания вспомогательных служб и административно - бытовые здания; межцеховой и внутренний транспорт; водопроводное и канализационное хозяйство, тепло - энергетическое хозяйство, диспетчеризация и средства связи.

Формировочные технологические линии с отделением ускорения твердения бетона, а также линии заготовки арматуры и арматурных каркасов размещены в отдельных зданиях - главных производственных корпусах ДСК и ЖБИ.

Склады вяжущих веществ, заполнителей и бетонный узел, а также склады арматуры и готовых изделий размещены с учетом взаимосвязи выполняемых процессов. Вспомогательные здания и сооружения размещены отдельно.

Технологический процесс при изготовлении изделий в перемещаемых формах организован по агрегатно - поточному способу. Посты стационарны и специализированны для выполнения одной или нескольких взаимосвязанных операций, образующих элементарный процесс; оборудование и рабочие закреплены за отдельными постами.

Изделия формируют на виброплощадке или на специально оборудованных установках - агрегатах, состоящих из формовочной машины, бетоноукладчика и машины для укладки на формовочный пост. Формы с изделиями перемещаясь по потоку, могут останавливаться не на всех рабочих постах, а только на тех, которые нужны для изготовления изделий данного типа. При этом время остановки на каждом посту может быть различным. Оно зависит от времени, необходимого для выполнения данной технологической операции.

В состав данной технологической линии входят: формовочный агрегат с бетоноукладчиком, установка для заготовки и электрического нагрева или механического натяжения арматуры, формоукладчик камеры твердения, участок распалубки, остывания изделий, их доводки или отделки, технического контроля; пост чистки и смазки форм; площадки под текущий запас арматуры, закладных деталей, утеплителя, складированных резервных форм, их оснастки и текущего ремонта, а также стенд для испытания готовых изделий.

Технологический процесс состоит в основном из отдельных операций, выполняемых на отдельных рабочих постах; распалубка и осмотр изделия, сборка формы; очистка и смазка формы, укладка арматурного каркаса или напряженное армирование; укладка, распределение и уплотнение бетонной смеси на



формировочном посту; загрузка изделий в камеры, тепловая обработка и их выгрузка из камер. Часть операций технологического процесса обычно выполняется одновременно с другими, например, освобождение изделий из форм, их осмотр и подготовка форм совмещаются по времени с формированием изделий.

### 1.1.1 Приготовление бетонных смесей

Бетонные смеси на предприятии получают в бетоносмесительных цехах. Для хранения цемента эти цеха оснащают обычно складами силосного типа. Они состоят из отдельных ячеек - силосов. Цемент поступает на склад с помощью транспортных средств вагонов -цементовозов. Железнодорожные цементовозы бывают бункерного типа и в виде цистерн грузоподъемностью 60 тонн. Из цементовозов бункерного типа цемент самотеком через люки выгружают в приемные устройства складов. Разгрузку цементовозов - цистерн производят с помощью сжатого воздуха.

Заполнители бетона хранят в складах открытого, закрытого и комбинированного типа. Доставка заполнителей в склад осуществляется железнодорожным транспортом.

### 1.1.2 Армирование железобетонных конструкций и изделий

Бетон, как и другие каменные материалы, слабо сопротивляется изгибу и растяжению, однако в сочетании с арматурой его механические свойства значительно улучшаются. Улучшению механических свойств бетона способствует хорошее его сцепление с арматурой, обеспечивающее рациональное распределение нагрузки между этими материалами. Важным для совместной работы является и то, что температурное расширение стали и бетона, близкое по значению, сводит к минимуму внутреннее напряжение в зоне контакта при изменении температуры, и кроме того, бетон надежно защищает арматуру от коррозии. Для повышения сцепления применяют арматуру периодического профиля, а также сварные сетки и каркасы.

Механическая обработка стали для арматурных изделий включает правку, разметку и резку стали, гнутье стержней, сеток и изготовление монтажных петель.

Сварку арматуры, арматурных изделий и закладных деталей выполняют на специализированных сварочных установках.

При мелкосерийном производстве узкие и малогабаритные сетки, плоские каркасы широкой номенклатуры, а также закладные детали изготавливают на одноточечных машинах общего назначения. При изготовлении пространственных каркасов применяют контактные подвесные машины.

### 1.1.3 Формирование бетонных и железобетонных изделий

Процесс формирования изделий состоит из следующих операций: Сборки, очистки и смазки форм и бортовой оснастки, установка и фиксация арматурного каркаса в форме, натяжение арматуры на упоры в форме при изготовлении предварительно натяженных железобетонных конструкций, укладка, а также отделка открытой поверхности изделия, извлечение готового изделия из формы после тепловой обработки (с передачей усилий натяжения арматуры на отвердевший бетон).

Готовое после формирования изделие должно иметь заданную геометрическую форму и размеры с однородным по сечению строением бетона, с указанным в проекте расположении арматуры и закладных деталей, а также с хорошим качеством лицевой поверхности.

### 1.1.4 Конструкции форм

На предприятии применяются металлические формы с поддонами и бортами, их необходимо чистить и смазывать. Содержать формы и формовочное оборудование в чистоте необходимо не только для продления срока их эксплуатации, но и для обеспечения высокого качества изготовления.

На качество железобетонных изделий влияет сцепление бетона с поверхностью форм. Один из способов уменьшения сцепления - использование смазок. Правильно выбранная и хорошо нанесенная смазка облегчает расформирование изделия и способствует получению ровной и гладкой поверхности.

### 1.1.5 Формирование и уплотнение бетонных смесей

Бетонная смесь обладает рыхлой нестабильной структурой с высокой пористостью и большим объемом вовлеченного воздуха. Необходимое условие получения однородного по плотности и прочности бетона это уплотнение бетонной смеси на стадии формирования изделий.

Виброформирование сводится к разрушению сложившейся первоначальной структуре бетонной смеси и переводу ее в состояние пластично - вязкого течения, при котором смесь подчиняется действию силы тяжести. Вследствие этого смесь свободно растекается и хорошо заполняет устойчивую более плотную структуру. При этом зерна заполнителя размещаются более компактно. В результате достигается плотное заполнение межзернового пространства с одновременным

вытеснением пузырьков воздуха, отделением части воды на поверхности уплотненной смеси. Виброуплотнение производят на виброплощадках.

#### 1.1.6 Укладка и тепловая обработка бетона

Укладка и равномерное распределение бетонной смеси внутри форм является важной технологической операцией. Процесс осуществляется с помощью бетоноукладчиков и бункеров.

Для ускорения твердения бетона применяется тепловая обработка. Для пропаривания железобетонных изделий используют камеры периодического действия. Тепловая обработка осуществляется с перерывами для загрузки и выгрузки изделий.

## 2 Расчет электрических нагрузок

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования. При проектировании и анализе режимов потребителей электроэнергии рассматривают в качестве нагрузок. Существует ряд методов расчета электрических нагрузок. В данном проекте расчет будет производиться методом коэффициента спроса.

Исходные данные к проекту (перечень основных материалов, собранных в период преддипломной практики или выданных руководителем):

- схема генерального плана завода;
- сведения об электрических нагрузках;
- питание осуществляется от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трансформатора ТДТН 110/35/10 мощностью 25 МВА;
- расстояние от подстанции энергосистемы до завода 12 км;
- оптимальная реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы в сеть завода  $Q_{\text{Э}}=2922,7$  квар.

### 2.1 Расчет нагрузки по заводу ЖБКИ методом коэффициента спроса

Для определения расчетных нагрузок по методу коэффициента спроса необходимо знать установленную мощность  $P_{\text{ном}}$  группы приемников и коэффициенты мощности  $\cos\varphi$  и спроса  $K_c$  данной группы, определяемые по справочным материалам.

Расчетную нагрузку однородных по режиму работы приемников определяют по формулам:

$$P_p = K_c \cdot P_{\text{н}}, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

$$Q_p = \text{tg}\varphi \cdot P_{\text{н}}, \text{ квар} \quad (2.2)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (2.3)$$

где  $P_p$  - расчетная или потребляемая мощность, кВт;

$K_c$  - коэффициент спроса, для характерных групп электроприемников приводится в [1, табл 2.1];

$P_{ном}$  - установленная мощность цеха, кВт;

$Q_p$  - расчетная реактивная мощность, квар;

$tg\varphi$  - тангенс угла  $\varphi$ , соответствующий коэффициенту мощности  $\cos \varphi$  который задается для характерных групп электроприемников.

Для административно - бытового корпуса расчетная мощность, кВт

$$P_p=0,35 \cdot 100=35$$

и расчетная реактивная мощность, квар

$$Q_p =35 \cdot 0,48=16,8$$

Остальные цеха рассчитываются аналогично и результаты расчетов приведены в таблице 2.1



Таблица 2.1 - Расчет силовых нагрузок

№ цехов	Наименование цехов	$P_{н}$ , кВт	$K_c$	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$	$P_{д}$ , кВт	$Q_{д}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7	8
Нагрузки напряжением 0,4 кВ							
1	Административнобытовой корпус	100	0,5	0,9	0,48	50	24
2	Блок цехов по производству ЖБИ	2800	0,5	0,8	0,75	1400	1050
3	Склад готовой продукции	500	0,5	0,8	0,75	250	187,5
4	Цех по производству опор ЛЭП	605	0,7	0,7	1,02	423,5	431,97
5	Склад цемента	340	0,8	0,8	0,75	272	204
6	Отделение добавок	70	0,6	0,6	1,33	42	55,86
7	Насосная станция	130	0,75	0,85	0,62	97,5	60,45
8	Склад ГСМ	50	0,75	0,8	0,75	37,5	28,1
9	Теплая стоянка на 20 автомобилей	120	0,75	0,8	0,75	90	67,5
10	Теплая стоянка на 50 автомобилей	210	0,75	0,8	0,75	157,5	118,1
11	Теплая стоянка на 80 автомобилей	250	0,75	0,8	0,75	187,5	140,625
12	Профилакторий	215	0,75	0,8	0,75	161,3	120,9
13	Административнобытовой корпус	80	0,5	0,9	0,48	40	19,2
14	Ремонтно-механический цех	1675	0,5	0,7	0,6	837,5	502,5
15	Компрессорная	1400	0,8	0,9	0,32	1120	358,4
16	Склад цемента	480	0,8	0,65	1,17	384	449,28
17	Цех полимер-бетона	550	0,7	0,8	0,75	385	288,75
18	Материальный склад	170	0,6	0,8	0,75	102	76,5
19	Склад керамзита	300	0,8	0,8	0,75	240	180
	Итого на шинах 0,4 кВ	10045				6277,3	4363,7

## 2.2 Расчет осветительной нагрузки

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цеха определяется из соотношений [1]:

$$P_p = K_c \cdot P_n, \text{ кВт}, \quad (2.4)$$

$$Q_p = \text{tg}\phi \cdot P_n, \text{ кВар} \quad (2.5)$$

где  $K_c$  - коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$\text{tg}\phi$  - коэффициент реактивной мощности, определяется по известному  $\cos\phi_0$  осветительной установки;

$P_n$  - установленная мощность приемников освещения по цеху, определяется по удельной осветительной нагрузке на  $1\text{ м}^2$  поверхности пола и известной производственной площади [1]:

$$P_{po} = \rho_o \cdot F, \text{ кВт} \quad (2.6)$$

где  $F$  – площадь пола производственного помещения в  $\text{м}^2$ ;  
 $\rho_o$  – удельная расчетная мощность в кВт на  $1\text{ м}^2$ , величина  $\rho_o$  зависит от рода помещения.

Для осветительной установки с газоразрядными лампами расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле [1]:

$$Q_{cm} = P_{cm} \cdot \text{tg}\phi, \text{ кВар}; \quad (2.7)$$

где  $\text{tg}\phi$  - коэффициент мощности источников света принимаемый по справочным данным [1].

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

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

(2.8)

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

$$P_p = K_c \cdot P_n, \text{ кВт},$$

$$Q_p = \operatorname{tg}\phi P_n, \text{ кВар}$$

А полная – из выражения:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2};$$

(2.9)

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей: 0,38/0,22 кВ и 6-10 кВ в целом по заводу определяются суммированием соответствующих нагрузок цехов. Расчеты нагрузок представлены таблицу 2.2.

Суммарная нагрузка цехов рассчитывается с учетом силовой и осветительной нагрузок, кВА

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

Результаты расчетов приведены в таблице 2.3.

### 2.3 Определение расчетной нагрузки завода в целом

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

Так как трансформаторы цеховых и главных понизительных подстанций еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из соотношений [1]:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p, \quad (2.10)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p \quad (2.11)$$

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

Из таблицы 2.1 полная расчетная мощность нагрузки по 0,4 кВ, кВА:

$$S_p = 8974,4$$

Таблица 2.2 - Расчет осветительной нагрузки

№ по плану	Наименование производственного помещения	Площадь помещения, м <sup>2</sup>	Удельная осветительная нагрузка, $\rho_0$ , кВт/м <sup>2</sup>	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Установленная мощность освещения, $P_{\text{во}}$ , кВт	Коэффициент спроса, $K_c$	Расчетная мощность осветительной нагрузки	
								$P_{\text{ро}}$ , кВт	$Q_{\text{ро}}$ , квар
1	Административно бытовой корпус	4275	0,02	0,95	0,33	85,5	0,85	23,98	72,68
2	Блок цехов по производству ЖБИ	20735	0,016	0,6	1,33	331,8	0,95	419,2	315,2
3	Склад готовой продукции	20000	0,01	0,6	1,33	200	0,6	159,60	120,0
4	Цех по производству опор ЛЭП	4840	0,016	0,6	1,33	77,44	0,95	97,85	73,57
5	Склад цемента	225	0,01	0,6	1,33	2,25	0,6	1,80	1,35
6	Отделение добавок	300	0,01	0,6	1,33	3	0,6	2,39	1,80
7	Насосная станция	350	0,015	0,6	1,33	5,25	0,9	6,28	4,73
8	Склад ГСМ	3450	0,01	0,6	1,33	34,5	0,6	27,53	20,70
9	Теплая стоянка на 20 автомобилей	2250	0,012	0,6	1,33	27	0,6	21,55	16,20
10	Теплая стоянка на 30 автомобилей	3000	0,012	0,6	1,33	36	0,6	28,73	21,60
11	Теплая стоянка на 50 автомобилей	3800	0,012	0,6	1,33	45,6	0,6	36,39	27,36
12	Профилакторий	2030	0,014	0,95	0,33	28,42	0,8	7,50	22,74
13	Административно бытовой корпус	1350	0,02	0,95	0,33	27	0,83	7,40	22,41

Продолжение таблицы 2.2



№ по плану	Наименование производственного помещения	Площадь помещения, м <sup>2</sup>	Удельная осветительная нагрузка, $\rho_0$ , кВт/м <sup>2</sup>	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Установленная мощность освещения, $P_{\text{во}}$ , кВт	Коэффициент спроса, $K_c$	Расчетная мощность осветительной нагрузки	
								$P_{\text{ро}}$ , кВт	$Q_{\text{ро}}$ , квар
14	Ремонтно- механический цех	1750	0,016	0,6	1,33	28	0,95	35,38	26,60
15	Компрессорная	550	0,013	0,6	1,33	7,15	0,8	7,61	5,72
16	Склад цемента	400	0,01	0,6	1,33	4	0,6	3,19	2,40
17	Цех полимер-бетона	1250	0,016	0,6	1,33	20	0,95	25,27	19,00
18	Материальный склад	400	0,01	0,6	1,33	4	0,6	3,19	2,40
19	Склад керамзита	700	0,01	0,6	1,33	7	0,6	5,59	4,2
20	Освещение территории	130600	0,0015	195,9	1				195,9
	Итого							920,4	976,5

Таблица 2.3 – Суммарная нагрузка

Номер цеха	Наименование цеха	Суммарная нагрузка		
		PP+PPO, кВт	QP+QPO, квар	SP, кВА
1	Административно-бытовой корпус	122,68	47,98	131,73
2	Блок цехов по производству ЖБИ	1715,17	1469,18	2258,38
3	Склад готовой продукции	370,00	347,10	507,32
4	Цех по производству опор ЛЭП	497,07	529,82	726,49
5	Склад цемента	273,35	205,80	342,16
6	Отделение добавок	43,80	58,25	72,88
7	Насосная станция	102,23	66,73	122,08
8	Склад ГСМ	58,20	55,66	80,53
9	Теплая стоянка на 20 автомобилей	106,20	89,05	138,59
10	Теплая стоянка на 50 автомобилей	179,10	146,85	231,61
11	Теплая стоянка на 80 автомобилей	214,86	177,01	278,39
12	Профилакторий	183,99	128,44	224,38
13	Административно-бытовой корпус	62,41	26,60	67,84
14	Ремонтно-механический цех	864,10	537,88	1017,83
15	Компрессорная	1125,72	366,01	1183,73
16	Склад цемента	386,40	452,47	595,01
17	Цех полимер-бетона	404,00	314,02	511,69
18	Материальный склад	104,40	79,69	131,34
19	Склад керамзита	244,20	185,59	306,72
20	Освещение территории	195,90	0,00	195,90
	Итого	7253,77	5284,12	8974,36

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, кВт:

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot 8974,4 = 179,5$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, кВАр:

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot 8974,4 = 897,4$$

Ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом определяется из выражения, квар [1]:

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{цТ} - Q_{\text{э}}$$

$$Q_{ку} = 5284,12 + 897,4 - 2922,7 = 2361,42$$

где  $Q_{\text{э}}$  - реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой;

$\Delta Q_{цТ}$  - потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах.

$Q_{\text{э}}$  - принимается равной 0,29 от суммарной активной нагрузки завода,

квар:

$$Q_{\text{э}} = 0,29 \cdot (P_p + P_{po})$$

(2.12)

$$Q_{\text{э}} = 0,29 \cdot 8974,36 = 5653,1$$

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

$$Q_{p\Sigma 10} = (Q_{p\Sigma 0,4} + Q_{p\Sigma 10}) \cdot K_{pm} + Q_{po} + \Delta Q_{цТ} - Q_{ку}$$

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

где  $K_{pm}$  - коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки, равной 0,9.

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

$$\Delta P_{\text{ку}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{ку}} \quad (2.13)$$

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

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

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

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

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

Расчетная нагрузка на шинах 6-10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВА [1]:

$$S_{p10} = \sqrt{P_{p\Sigma 10}^2 + Q_{p\Sigma 10}^2}; \quad (2.14)$$

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

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт [1]:

$$\Delta P_{\text{тгпп}} = 0,002 \cdot 11339,6 = 226,8$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар:

$$\Delta Q_{\text{тгпп}} = 0,002 \cdot 11339,6 = 226,8$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВА:

$$S_{p10} = \sqrt{(P_{p\Sigma10} + \Delta P_{\text{ТГПП}})^2 + (Q_{p\Sigma10} + \Delta Q_{\text{ТГПП}})^2}$$

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

## 2.4 Определение центра электрических нагрузок и построение картограммы нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближены к центру нагрузок. Это позволяет построить экономичную и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, а также уменьшаются потери электроэнергии.

Считаем, что нагрузки цеха равномерно распределены по площади цеха. Тогда координаты центра электрических нагрузок определяем по формуле:

$$x_0 = \frac{\sum_i^n (P_{Pi} + P_{Poi}) \cdot x_i}{\sum_i^n (P_{Pi} + P_{Poi})},$$

$$y_0 = \frac{\sum_i^n (P_{Pi} + P_{Poi}) \cdot y_i}{\sum_i^n (P_{Pi} + P_{Poi})}.$$

(2.15)

где  $X_i$  и  $Y_i$  координаты центра электрической нагрузки  $i$ -го цеха, м.

Место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Для выбора схемы электроснабжения существенную помощь оказывает картограмма электрических нагрузок. На генеральном плане промышленного предприятия (чертеж 1) для каждого цеха наносится, в соответствующем масштабе, электрическая нагрузка в виде кругов, площади которых представляют собой расчетные площади цеха. Так как нагрузка на площадь цеха распределяется равномерно, то центр окружности электрической нагрузки совпадает с геометрическим центром площади здания цеха.



Радиусы кругов, представляющих собой расчетные нагрузки в цехах, определяются по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{Pi} + P_{POi}}{\pi \cdot m}} \quad (2.16)$$

Масштаб генплана  $M = 3$  м/мм. Определяем радиус окружностей активных нагрузок, исходя из масштаба генплана.

Если принять для наименьшей нагрузки, равной 43,8 кВт (цех № 6), радиус  $r = 3$  м, то масштаб будет равен, кВт/мм<sup>2</sup>

$$m = \frac{P_P + P_{PO}}{\pi \cdot r_6^2},$$

$$m = \frac{43,80}{3,14 \cdot 3^2} = 1,55.$$

Принимаем масштаб  $m = 1,5$  кВт/мм<sup>2</sup>. Определяем радиус для наибольшей нагрузки 1715,7 кВт (цех 2) при принятом масштабе, мм

$$r_2 = \sqrt{\frac{1715,7}{3,14 \cdot 1,5}} = 19,1.$$

Выполнение картограммы в таком масштабе не возможно, поэтому увеличим масштаб  $m = 0,1$  кВт/мм<sup>2</sup>. Пересчитываем, мм

$$r_2 = \sqrt{\frac{1715,7}{3,14 \cdot 0,1}} = 73,9.$$

Выполнение картограммы в таком масштабе возможно, поэтому оставляем этот масштаб.

Угол сектора ( $\alpha$ ) определяем из соотношения активных расчетных ( $P_P$ ) и осветительных нагрузок ( $P_{PO}$ ) цехов

$$\alpha = \frac{360 \cdot P_{PO}}{P_P + P_{PO}} \quad (2.17)$$

Проведем расчет параметров картограммы для цеха № 1, мм

$$r_1 = \sqrt{\frac{122,68}{3,14 \cdot 0,1}} = 19,8.$$

Результаты расчета для цеха № 1 заносим в таблицу 2.4. Расчеты для остальных цехов производим аналогично.

Координаты центра электрических нагрузок, м

$$x_0 = \frac{2371425}{7253,8} = 326,9,$$

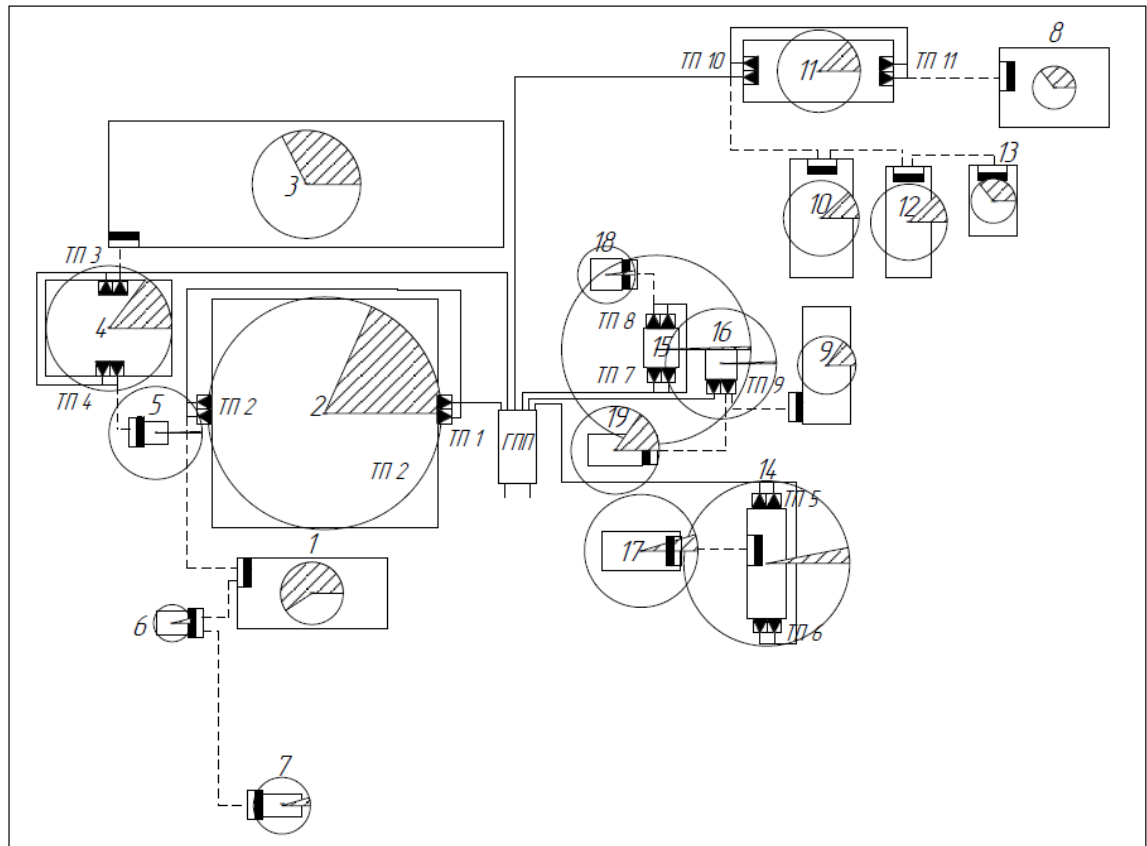
$$y_0 = \frac{2102241}{7253,8} = 289,8.$$

Разместим ГПП (рис.2.1) в наиболее целесообразном месте, обращая главным образом внимание на тяготение расположения ГПП к геометрически найденному центру нагрузок, при учете удобства запитки ГПП от системы и размеру открытого распределительного устройства (ОРУ).

Таблица 2.4 – Результаты расчета центра электрических нагрузок

Номер цеха	PP+PPO, кВт	PPO, кВт	r, мм	$\alpha$ , град	x, м	y, м	(PP+PPO)·x	(PP+PPO)·y
1	122,7	72,7	19,8	213,3	192	162	23554	19873
2	1715,2	315,2	73,9	66,2	200	276,5	343034	474245
3	370,0	120,0	34,3	116,8	188,5	422	69745	156140
4	497,1	73,6	39,8	53,3	63,5	330,5	31564	164281
5	273,4	1,4	29,5	1,8	93	246	25422	72164
6	43,8	1,8	11,8	14,8	103,5	143	4533	6263
7	102,2	4,7	18,0	16,6	173	27	17685	2760
8	58,2	20,7	13,6	128,0	662	483,5	38528	28140
9	106,2	16,2	18,4	54,9	518	307	55012	32603
10	179,1	21,6	23,9	43,4	514,5	400,5	92147	71730
11	214,9	27,4	26,2	45,8	513	494	110223	106141
12	184,0	22,7	24,2	44,5	570	398	104872	73226
13	62,4	22,4	14,1	129,3	623,5	411,5	38913	25682
14	864,1	26,6	52,5	11,1	480	181	414768	156402
15	1125,7	5,7	59,9	1,8	410	317	461545	356853

16	386,4	2,4	35,1	2,2	451	308	174266	119011
17	404,0	19,0	35,9	16,9	400,5	189	161802	76356
18	104,4	2,4	18,2	8,3	378,5	364,5	39515	38054
19	244,2	4,2	27,9	6,2	384	253	93773	61783
20	195,9	195,9	360		360	309	70524	60533
Итого	7253,8	976,5					2371425	2102241



4

Рисунок 2.1 – Картограмма электрических нагрузок со схемой внутреннего электроснабжения завода

## **3 Проектирование систем внешнего электроснабжения**

### **3.1 Выбор схемы электроснабжения предприятия**

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания предприятия. Основными требованиями к проектированию рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети. При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать также характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания. В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой (75–100 МВт и более), средней (от 5–7,5 до 75 МВт) и малой (до 5 МВт) мощности. Для предприятий малой и средней мощности, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП, ГРП, РП). Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии, так как для потребителей электроэнергии, относящихся к I категории, в соответствии с ПУЭ предусматривают не менее двух независимых источников питания. Независимым источником питания называют источник питания приемника (группы приемников электроэнергии), на котором напряжение для послеаварийного режима не снижается более чем на 5 % по сравнению с нормальным режимом работы при исчезновении его на другом или на других источниках питания этих приемников. К числу независимых источников питания относят две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий: 1) каждая секция или система шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания; 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин [1].

### **3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП**

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

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле,  $\text{kB}\cdot\text{A}$ :

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T}$$

(3.1)

где  $S_p$  – полная расчетная мощность завода, кВА;  
 $K_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов;  
 $n_T$  – число трансформаторов.

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T} = \frac{8054,7}{0,7 \cdot 2} = 5753,4$$

Выбираем по [3] трансформатор ТМН-6300/110 и ТМН-6300/35.

В аварийных условиях оставшийся трансформатор должен быть проверен на допустимую перегрузку с учетом возможного отключения потребителей, кВ А

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

(3.2)

$$K_3^{н.р.} = \frac{5753,4}{2 \cdot 6300} = 0,45 \leq 0,7$$

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

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

(3.3)

$$K_3^{ав.р.} = \frac{5753,4}{6300} = 0,91 \leq 1,4$$

Выбираем [2] трансформатор ТМН-6300/110 и ТМН-6300/35. Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Каталожные данные трансформатора

Тип	S <sub>н</sub> , МВ·А	Напряжени е обмоток, кВ		Потери, кВт		u <sub>к</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %
		ВН	НН	P <sub>хх</sub>	P <sub>кз</sub>		
ТМН-6300/ 110	6,3	115	11	11,5	44	10,5	0,8
ТМН-6300/ 35	6,3	35	11	9,2	46,6	7,5	0,9

### 3.3 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение. Определим нестандартное напряжение системы внешнего электроснабжения по формуле Стилла, кВ [1]:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_p} \quad (3.4)$$

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

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

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{5,2 + 16 \cdot 8,05} = 51,5$$

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

$$U_{ст}' \leq U \leq U_{ст}'' \quad (3.5)$$

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

$$35 \leq 51,5 \leq 110$$

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

### 3.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжение

Энергоснабжение завода железобетонных конструкций предлагается осуществлять по двум схемам (рис.5).

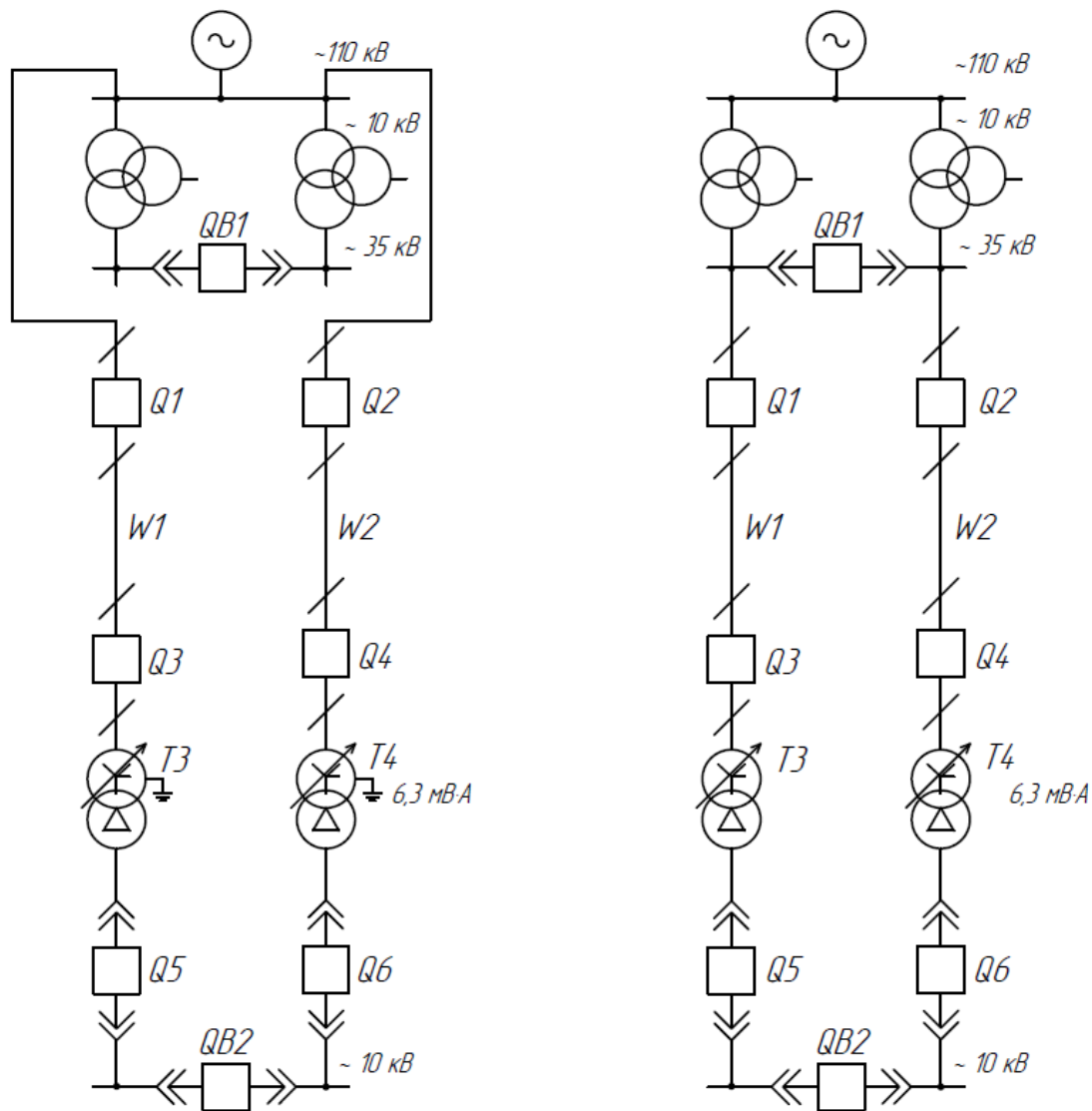


Рисунок 5 – Варианты схем осуществления электроснабжения завода железобетонных конструкций

Наиболее выгодный вариант схемы электроснабжения промышленного предприятия выбирают по условию минимальных приведенных затрат, рассчитанных по формуле, тыс. тенге [1]:

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} \tag{3.6}$$

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

$K_\Sigma$ ,  $I_\Sigma$  – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий.

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

$$K_\Sigma = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} \quad (3.7)$$

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

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

Капитальные затраты в линии электропередач, тыс. тенге:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}}, \quad (3.8)$$

$$K_{\text{ВЛ}} = K_0 \cdot l \quad (3.9)$$

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

$l$  – длина воздушной линии, км

$$K_{\text{В}} = K_Q \cdot n_Q \quad (3.10)$$

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

$n_Q$  – количество выключателей.

Капитальные затраты на ГПП, тыс. тенге:

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{T}} + K_{\text{В(ГПП)}}, \quad (3.11)$$

$$K_{\text{T}} = K_0 \cdot n_{\text{T}} \quad (3.12)$$

где  $K_0$  – стоимость одного трансформатора [3], тыс. тенге;

$n_{\text{T}}$  – число трансформаторов ГПП.

$$K_{\text{В(ГПП)}} = K_Q \cdot n_Q \quad (3.13)$$



где  $K_Q$ —стоимость одного выключателя [3], тыс. тенге;  
 $n_Q$ —количество выключателей.

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

$$I_{\text{ГПП}} = I_a + I_o + I_{\text{пэ}} \quad (3.14)$$

где  $I_a$ —амортизационные отчисления, тыс. тенге/год;  
 $I_o$ —расходы по обслуживанию, тыс. тенге/год;  
 $I_{\text{пэ}}$ —стоимость потерь электроэнергии, тыс. тенге/год.

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

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

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

#### 3.5.1 Выбор сечения проводов ВЛ

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

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{8054,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 66,4$$

где  $n$ —количество цепей воздушной линии, шт.

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{8054,7}{\sqrt{3} \cdot 35} = 132,9$$

Соответствующее этому току расчетное сечение проводов ВЛ, мм<sup>2</sup>:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{132,9}{1,8} = 73,8$$

где  $j_{эк}$  – экономическая плотность тока, равная  $1,8 \text{ А/мм}^2$ .

По [2] выбираем провод АС-95/16.

$$I_{\text{доп}} = 330 \geq I_{\text{раб.макс}} = 132,9$$

### 3.5.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. тенге:

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

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

$$K_{\text{В}} = K_{\text{Q}} \cdot n_{\text{Q}} = 2000 \cdot 2 = 4000$$

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

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

Капитальные вложения в ГПП, тыс. тенге:

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{Т}} + K_{\text{В(ГПП)}} = 5600 + 4000 = 9600$$

Стоимость трансформатора ТДН-10000/35 составляет 8800 тыс. тенге. [3].

$$K_{\text{Т}} = K_0 \cdot n_{\text{Т}} = 8800 \cdot 2 = 7600$$

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

$$K_{\text{В(ГПП)}} = K_{\text{Q}} \cdot n_{\text{Q}} = 2000 \cdot 2 = 4000$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляю, тыс. тенге:

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

### 3.5.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. тенге/год:

$$I_a = I_a^{ВЛ} + I_a^В + I_a^Т + I_a^{В(ГПП)} = \frac{2,8}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{6,4}{100} \cdot K_В + \frac{6,4}{100} \cdot K_Т + \frac{6,4}{100} \cdot K_{В(ГПП)} = \frac{2,8}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{6,4}{100} \cdot K_В + \frac{6,4}{100} \cdot K_Т + \frac{6,4}{100} \cdot K_{В(ГПП)}$$

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. тенге/год:

$$I_o = I_o^{ВЛ} + I_o^В + I_o^Т + I_o^{В(ГПП)} = \frac{0,4}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{3,0}{100} \cdot K_В + \frac{3,0}{100} \cdot K_Т + \frac{3,0}{100} \cdot K_{В(ГПП)} = \frac{0,4}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{3,0}{100} \cdot K_В + \frac{3,0}{100} \cdot K_Т + \frac{3,0}{100} \cdot K_{В(ГПП)}$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс.тенге:

$$I_{пз} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} = 0,002 \cdot 875234,5 = 1750,5$$

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

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau = 91,8 \cdot 3747 = 343829,3$$

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

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

где  $T_{\max}$ —число часов использования максимума нагрузки, ч.

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{S_p^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}}{n} = \frac{8054,7^2}{35^2} \cdot \frac{0,306 \cdot 5,2 \cdot 10^{-3}}{2} = 188,1$$

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

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\begin{aligned}\Delta \mathcal{E}_T &= n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_T} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{\text{ном.т}}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 19 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 75 \cdot \left( \frac{8054,7}{6300} \right)^2 \cdot 3747 = 53140,1\end{aligned}$$

где  $\Delta P_{xx}$ —потери холостого хода трансформатора, кВт [2];  
 $\Delta P_{кз}$ —потери короткого замыкания трансформатора, кВт [2].

Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} + \Delta \mathcal{E}_T = 343829,3 + 53140,1 = 87523,5$$

Суммарные годовые издержки, тыс. тенге/год:

$$I_{\Sigma} = I_a + I_o + I_{\text{пз}} = 1123,7 + 444,2 + 1750,5 = 3318,4$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. тенге:

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,125 \cdot 22648 + 3318,4 = 6149,44.2$$

### **3.6 Технико-экономический расчет второго варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 110кВ**

#### **3.6.1 Выбор сечения проводов ВЛ**

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

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{8054,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 21,14$$

где  $n$ —количество цепей воздушной линии, шт.

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{8054,7}{\sqrt{3} \cdot 110} = 42,3$$

Соответствующее этому току расчетное сечение проводов ВЛ, мм<sup>2</sup>:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{42,3}{1,8} = 23,5$$

где  $j_{\text{ЭК}}$  – экономическая плотность тока, равная  $1,8 \text{ А/мм}^2$ .

По [2] выбираем провод АС-70/11.

$$I_{\text{доп}} = 265 \geq I_{\text{раб.макс}} = 23,5$$

### 3.6.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. тенге:

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

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

$$K_{\text{В}} = K_0 \cdot n_0 = 7000 \cdot 2 = 14000$$

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

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

Капитальные вложения в ГПП, тыс. тенге:

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

Стоимость трансформатора ТДН-10000/100 составляет 41000 тыс. тенге [3].

$$K_{\text{Т}} = K_0 \cdot n_{\text{Т}} = 41000 \cdot 2 = 82000$$

Стоимость элегазового выключателя ВГТ 110кВ составляет 70000 тыс. тенге [3].

$$K_{\text{В(ГПП)}} = K_0 \cdot n_0 = 70000 \cdot 2 = 140000$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляю, тыс. тенге:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} = 24920 + 22200 = 471200$$

$$I_a = I_a^{ВЛ} + I_a^B + I_a^T + I_a^{В(ГПП)} = \frac{2,8}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{6,4}{100} \cdot K_B + \frac{6,4}{100} \cdot K_T + \frac{6,4}{100} \cdot K_{В(ГПП)} = \frac{2,8}{100}$$

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. тенге/год:

$$I_o = I_o^{ВЛ} + I_o^B + I_o^T + I_o^{В(ГПП)} = \frac{0,4}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{3,0}{100} \cdot K_B + \frac{3,0}{100} \cdot K_T + \frac{3,0}{100} \cdot K_{В(ГПП)} = \frac{0,4}{100}$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

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

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

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau = 13 \cdot 3747 = 486870,3$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_T &= n_T \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_{ГОД} + \frac{1}{n_T} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{НОМ.Т}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 58 \cdot \left( \frac{8054,7}{6300} \right)^2 \cdot 3747 = 39880,1 \end{aligned}$$

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

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

Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ВЛ} + \Delta \mathcal{E}_T = 486870,3 + 39880,1 = 447490,4$$

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

$$I_{пз} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} = 0,002 \cdot 447490,4 = 8950,0$$

Суммарные годовые издержки, тыс. тенге/год:

$$I_{\Sigma}=I_a+I_o+I_{пз}=26220,6+11290,7+8950,0=46470,2$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. тенге:

$$З=p_n \cdot K_{\Sigma}+I_{\Sigma}=0,125 \cdot 47120+46470,2=105370,2$$

Таблица 3.2 –Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ варианта	K <sub>Σ</sub> , тыс. тенге/год	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				З, тыс. тенге/год
		I <sub>а</sub> , тыс. тенге/год	I <sub>о</sub> , тыс. тенге/год	I <sub>пз</sub> , тыс. тенге/год	I <sub>Σ</sub> , тыс. тенге/год	
1(35кВ)	226480	11230,7	4440,2	17500,5	33180,4	61490,4
2 (110кВ)	471200	26220,6	11290,7	8950,0	46470,2	105370,2

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

### 3.7 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

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

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

- 1) Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
- 2) Определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НБК, квар:

$$Q_{\text{НБК}}=Q_{\text{НБК1}}+Q_{\text{НБК2}}$$

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

#### 3.7.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности нагрузки,  $\text{kB} \cdot \text{A}/\text{m}^2$ :

$$\sigma_{\text{H}} = \frac{S_{\text{p}}}{F}$$

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

$$N_{\text{min}} = \frac{P_{\text{cp}}}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N$$

где  $P_{\text{cp}}$ —средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее нагруженную смену, принимаем равной  $P_{\text{p}}$ , кВт;

$K_3$ —рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, о.е.;

$\Delta N$ —добавка до ближайшего целого числа.

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

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m$$

где  $m$ —дополнительно установленные трансформаторы [4].

Рассчитаем число и мощность силовых трансформаторов шамотного цеха №1.

1. Учитывая величину нагрузки, принимаем к установке трансформаторы с номинальной мощностью  $1000 \text{kB} \cdot \text{A}$  и с коэффициентом загрузки  $0,7$ .

2. Определяем минимальное число цеховых трансформаторов:

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

Оптимальное число трансформаторов:

$$N_{\text{опт}} = 2 + 0 = 2$$

Результаты расчета для остальных цехов представлены в таблице 3.3.



Таблица -3.3 Выбор цеховых трансформаторов

№ ТП	Место расположен ия	Sном.Т, кВ·А	Тип трансформатор а	Pхх, кВт	Pкз , кВт	Uкз, %	Iхх, %
1, 2	2	630	ТСЗ-630/6/0,4	2,0	7,3	5,5	1,5
3, 4	4	400	ТМФ-400/6/0,4	0,95	5,9	4,5	2,1
5, 6	17	400	ТМФ-400/6/0,4	0,95	5,9	4,5	2,1
7, 8	15	400	ТМФ-400/6/0,4	0,95	5,9	4,5	2,1
9	16	400	ТМФ-400/6/0,4	0,95	5,9	4,5	2,1
10, 11	11	250	ТМ-250/6/0,4	0,94 5	3,7	4,5	2,1
1, 2	2	630	ТСЗ-630/6/0,4	2,0	7,3	5,5	1,5
3, 4	4	400	ТМФ-400/6/0,4	0,95	5,9	4,5	2,1

3.7.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

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

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

$$Q_{\text{макс.т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_z \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1197,0^2} = 726,1$$

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

$$Q_{\text{НБК1}} = Q_p - Q_{\text{макс.т}} = 760,1 - 726,1 = 34,1$$

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

$$Q_{\text{НБК2}} = Q_p - Q_{\text{НБК1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}} = 760,1 - 726,1 - 0,68 \cdot 2 \cdot 1000 = -1325,9$$

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

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

Суммарная мощность НБК цеха составит, квар:

$$Q_{\text{НБК}} = 34,1 + 0 = 34,1$$

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

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

Результаты расчета компенсации реактивной мощности для остальных цехов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 –Выбор мощности комплектных конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием

№ТП	$Q_{\text{макс.Т}}$	$Q_{\text{НБК}1}$	$Q_{\text{НБК}2}$	$Q_{\text{НБК}}$	$Q_{\text{НБК.станд}}$	Кол-во	Тип НБК
1, 2	726,1	34,1	0	34,1	20	2	УКМ 58-04-2 0-10У3
3, 4	197,3	795,4	0	795,4	402	2	УКМ 58-04-4 02-67У3
5, 6	1471,1	25,3	0	25,3	20	2	УКМ 58-04-2 0-10У3
7, 8	1135,3	-379,2	0	0	-	-	-
9	1519,6	-357,1	0	0	-	-	-
10, 11	1019,2	-226,0	0	0	-	-	-
1, 2	1277,6	-55,9	0	0	-	-	-
3, 4	1413,0	-359,4	0	0	-	-	-

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

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 6 –10 кВ, к

которому подключены реактивная нагрузка и три типа источников реактивной мощности: синхронные двигатели 6 –10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

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

$$Q_{p\Sigma} - Q_{ВБК} - Q_{СД\Sigma} - Q_{\text{э}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{НБК}} = 0$$

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

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

$$Q_{\text{ВБК}} = Q_{p\Sigma} - Q_{СД\Sigma} - Q_{\text{э}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{НБК}} = 8257,3 - 0 - 3063,0 + 1345,3 - 884 = 5655,6$$

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

### 3.7.4 Выбор кабельных линий

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

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

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

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А:

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

Расчетный рабочий ток в аварийном режиме, А:

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

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

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

Допустимый ток кабельной линии определяется из соотношения, А:

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

По [1] и на основе проведенных расчетов выбираем кабель АПвПс сечением жилы  $70\text{мм}^2$  с  $I_{\text{доп}}=240\text{А}$ .

Следовательно, выполняется условие:

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

Результаты расчетов кабелей на 10 кВ представим в таблице 9.

Расчетное сечение кабеля по экономической плотности тока,  $\text{мм}^2$ :

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

Таблица 3.5 – Результаты расчетов и выбора кабеля

№ цеха	Диспетчерское наименование	Марка провода, кабеля	Сечение провода, кабеля, $\text{мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$I_{\text{р макс}}, \text{А}$
	ЛЭП 35 кВ – ГПП-10 кВ, 2 к.	АС	50/8	210	132,9
2	От ГПП до ТП1, 2 к.	АПвП	3(1×50)	191,9	145,5
2	От ТП1 до ТП2, 2 к.	АПвП	3(1×50)	215,9	72,7
4	От ГПП до ТП3, 2 к.	АПвП	3(1×50)	191,9	92,4
4	От ТП3 до ТП4, 2 к.	АПвП	3(1×50)	215,9	46,2

Продолжение таблицы 3.5

№ цеха	Диспетчерское наименование	Марка провода, кабеля	Сечение провода, кабеля, $\text{мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$I_{\text{р макс}}, \text{А}$
14	От ГПП до ТП5, 2 к.	АПвП	3(1×50)	191,9	92,4
14	От ТП5 до ТП6, 2 к.	АПвП	3(1×50)	215,9	46,2

15	О ГПП до ТП7, 2 к.	АПВП	3(1×50)	191,9	92,4
15	От ТП7 до ТП8, 2 к.	АПВП	3(1×50)	215,9	46,2
16	От ГПП до ТП9, 2 к.	АПВП	3(1×50)	215,9	46,2
11	От ГПП до ТП 10, 2 к.	АПВП	3(1×50)	191,9	57,7
11	От ТП10 до ТП11, 2 к.	АПВП	3(1×50)	215,9	28,9
1	От ТП2 до РУСН-0,4 кВ (цех 1), 4 к.	АПВП	3(1×70)	265,7	157,2
6	От РУСН-0,4 кВ (цех 1) до РУСН-0,4 кВ (цех 6), 4 к.	АПВП	3(1×50)	215,9	93,8
7	От РУСН-0,4 кВ (цех 6) до РУСН-0,4 кВ (цех 7), 2 к.	АПВП	3(1×70)	265,7	176,2
3	От ТП3 до РУСН-0,4 кВ (цех 3), 4 к.	АПВП	3(1×120)	329,9	244,1
4	От ТП4 до РУСН-0,4 кВ (цех 5), 4 к.	АПВП	3(1×70)	265,7	164,6
14	От ТП5 до РУСН-0,4 кВ (цех 17), 4 к.	АПВП	3(1×120)	329,9	246,2
15	От ТП8 до РУСН-0,4 кВ (цех 18), 2 к.	АПВП	3(1×70)	265,7	189,6
16	От ТП9 до РУСН-0,4 кВ (цех 9), к.	АПВП	3(1×70)	265,7	200,0
16	От ТП9 до РУСН-0,4 кВ (цех 19), 4 к.	АПВП	3(1×70)	265,7	147,6
11	От ТП10 до РУСН-0,4 кВ (цех 10), 4 к.	АПВП	3(1×120)	329,9	252,0
10	От РУСН-0,4 кВ (цех 10) до РУСН-0,4 кВ (цех 12)	АПВП	3(1×70)	265,7	140,6
12	От РУСН-0,4 кВ (цех 12) до РУСН-0,4 кВ (цех 13), 2 к.	АПВП	3(1×50)	215,9	97,9
11	От ТП11 до РУСН-0,4 кВ (цех 8), 2 к.	АПВП	3(1×50)	215,9	116,2

### 3.8 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

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

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

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

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

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

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

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 3.2.

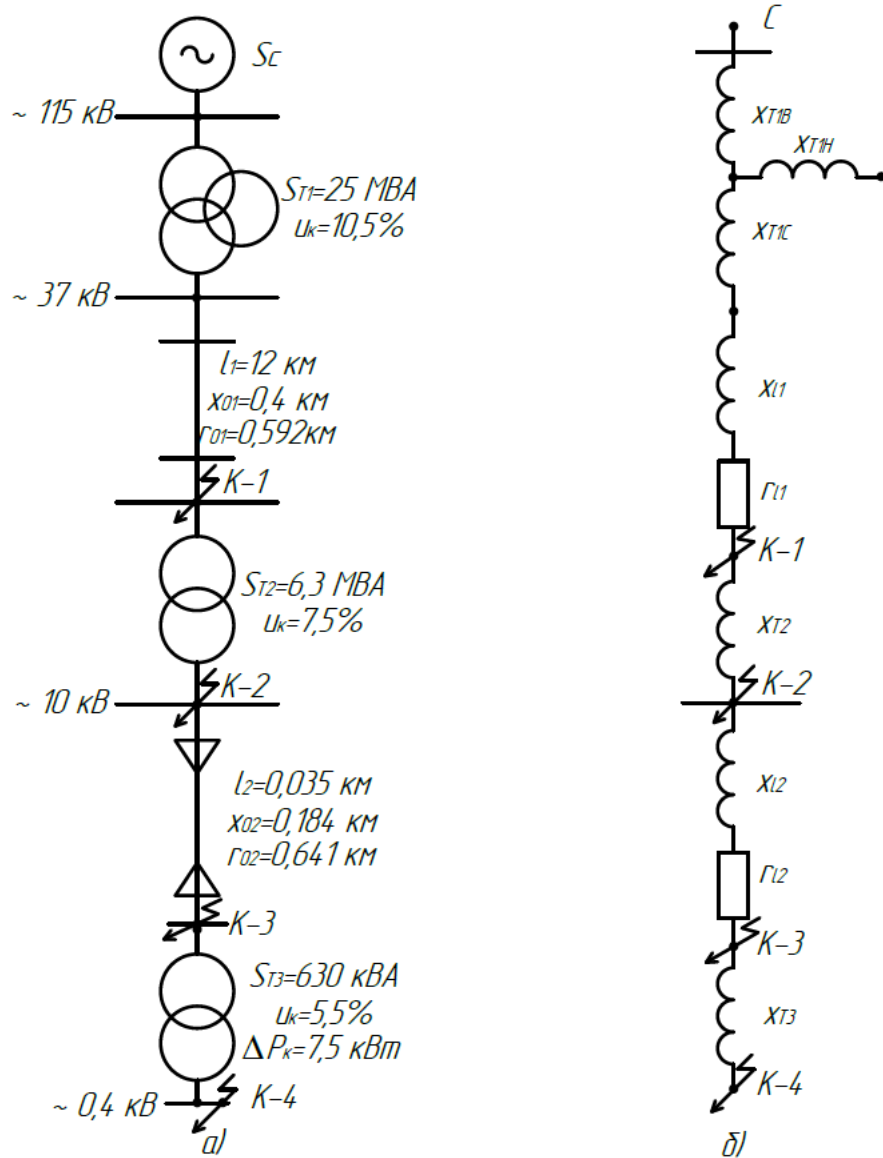


Рисунок 3.2 –Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

Результаты расчетов приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7–Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$U_6, \text{кВ}$	$I_6, \text{кА}$	$I_{\text{по}} = I_{\text{пт}}, \text{кА}$	$i_{\text{вд}}, \text{кА}$
К1	1,665	1,1	0,866	0,249
К2	2,79	1,39	1,075	0,817
К3	2,781	1,38	1,072	0,812
К4	10,217	1,02	3,938	10,961

### 3.9 Выбор оборудования

#### 3.9.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

Условия выбора:

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

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

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{номВН} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16,5$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номВН} = 1,4 \cdot 16,5 = 23,1$$

Таблица 3.8–Проверка условий выбора выключателя и разъединителя

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



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

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

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

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{\text{НОМВН}} = \frac{S_{\text{НОМТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НВН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМВН}} = 1,4 \cdot 57,8 = 80,9$$

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

Таблица 3.9–Проверка условий выбора выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВР-10-20/1000
$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{вст}} = 10 \text{кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 80,9 \text{А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 4,116 \text{кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{кА}$
$i_v \leq I_{\text{пд.скв}}$	$i_v = 10,476 \text{кА}$	$I_{\text{пд.скв}} = 51 \text{кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 4,116^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 5,08 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

### 3.9.4 Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий

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

Токи нормального и аварийного режимов работы кабельной линии, А:

$$I_{\text{ркл}} = \frac{S_{\text{р}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3120,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 90$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot I_{\text{ркл}} = 2 \cdot 196 = 392$$

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

Таблица 3.10–Проверка условий выбора выключателя цепи кабельных линий

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВР-10-20/630
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 392 \text{А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 4,116 \text{кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{кА}$
$i_{\text{в}} \leq I_{\text{пп.скаб}}$	$i_{\text{в}} = 10,476 \text{кА}$	$I_{\text{пп.скаб}} = 51 \text{кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 4,116^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 5,08 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

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

Выбор измерительных трансформаторов тока

На ВН трансформаторы тока встроены в силовые трансформаторы.

Таблица 3.11–Подсчет нагрузки трансформаторов тока на ВН в цепи силового трансформатора

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

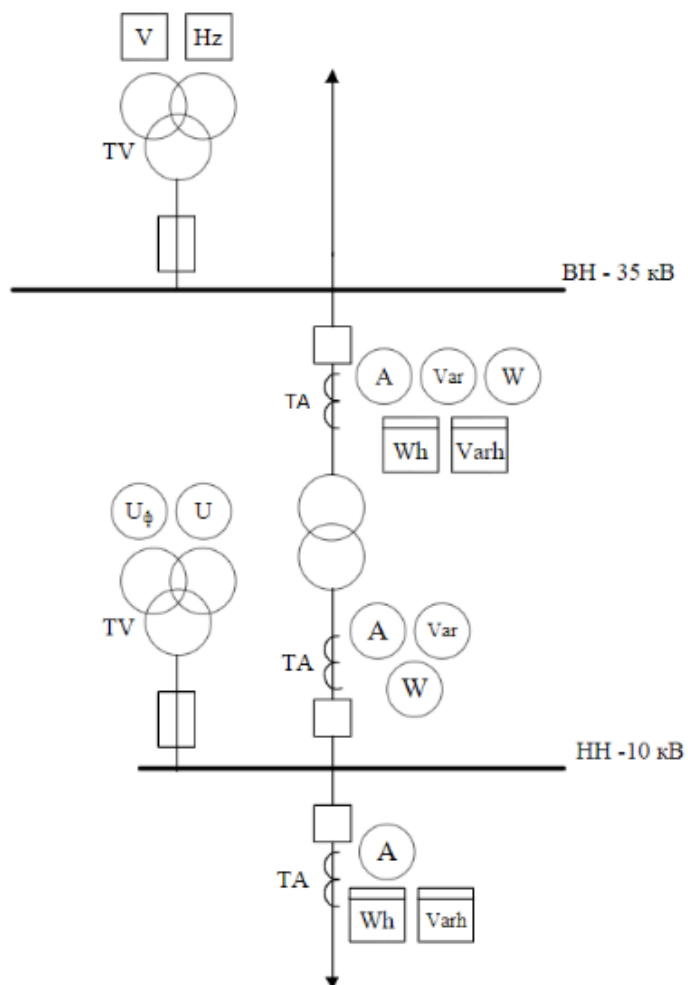


Рисунок 3.3–Измерительные приборы в цепи подстанции

Таблица 3.12–Подсчет нагрузки трансформаторов тока на НН в цепи силового трансформатора

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

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = 1,6$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = 1,6$$

Сопротивление приборов, Ом:

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

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

где  $I_2$ –вторичный номинальный ток.

Выбор ТТ на стороне ВН

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

$$I_{\text{раб.макс}} = 231$$

Вторичная нагрузка трансформатора

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

где  $r_k$  – сопротивление контактов, Ом; Сопротивление проводов, Ом:

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

Сечение проводов, мм<sup>2</sup>:

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

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l_{\text{расч}}$  – длина провода, м.  $q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм<sup>2</sup>. В соответствие с  $q_{\text{ст}}$  найдем сопротивление проводов, Ом:

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

Вторичная нагрузка, Ом:

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

Выбор ТТ на стороне НН

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

$$I_{\text{раб.макс}} = 809$$

Вторичная нагрузка трансформатора

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

где  $r_k$  – сопротивление контактов, Ом;

Таблица 3.13 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне высшего напряжения

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ТВТ-35-1-300/5
$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{вст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$

$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 231 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 0,58 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$
$B_K \leq (k_T I_{\text{ном}})^2 t_{\text{теп}}$	$B_K = 0,016 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 0,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Сопротивление проводов, Ом:

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

Сечение проводов, мм<sup>2</sup>:

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

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала, Ом·мм<sup>2</sup>/м;  $l_{\text{расч}}$  – длина провода, м.  $q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм<sup>2</sup>. В соответствие с  $q_{\text{ст}}$  найдем сопротивление проводов, Ом:

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

Вторичная нагрузка, Ом:

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

Таблица 3.14 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ТПОЛ-10-800/5
$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{вст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 809 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 0,25 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$
$B_K \leq (k_T I_{\text{ном}})^2 t_{\text{теп}}$	$B_K = 0,196 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор ТТ в цепи кабельной линии

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

Таблица 3.15–Нагрузки трансформаторов тока на кабельной линии

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

Полная мощность приборов, В·А:

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

Сопротивление приборов, Ом:

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

Вторичная нагрузка трансформатора

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

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

Сопротивление проводов, Ом:

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

Сечение проводов, мм<sup>2</sup>:

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

где  $\rho$ —удельное сопротивление материала, Ом·мм<sup>2</sup>/м;  $l_{\text{расч}}$ —длина провода, м.  $q_{\text{ст}}=4\text{мм}^2$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм<sup>2</sup>. В соответствии с  $q_{\text{ст}}$  найдем сопротивление проводов, Ом:

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

Вторичная нагрузка, Ом:

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

Таблица 3.16—Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения в цепи КЛ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ТЛК-10-200/5У3
$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{вст}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$
$I_{\text{даб макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{даб макс}} = 180\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 200\text{А}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 0,2\text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4\text{ Ом}$
$B_K \leq (k_T I_{\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$	$B_K = 0,0098\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 0,12\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор измерительных трансформаторов напряжения. Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или 3/100 и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы высокого напряжения подбираются по следующим параметрам:

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



Таблица 3.17–Измерительные приборы на подстанции ВН

Прибор	Тип	Мощность ВА	Колич-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
					P, Вт	Q, Вар
Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
Варметр	Д345	2	2	1	4	0
Счетчик активной мощности	СЭТЗ	2	1	4	8	0
Счетчик реактивной мощности	СЭТЗ	4	1	4	16	0
Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

Таблица 3.18–Измерительные приборы на подстанции НН

Прибор	Тип	Мощность ВА	Колич-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
					P, Вт	Q, Вар
Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
Варметр	Д345	2	2	1	4	0
Счетчик активной мощности	СЭТЗ	2	1	6	12	0
Счетчик реактивной мощности	СЭТЗ	4	1	6	24	0
Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

Полная мощность приборов, В·А:

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

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

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

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

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

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

Таблица 3.19–Расчетные и каталожные данные

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{вст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$S2 \leq S2_{\text{НОМ}}$	$S2 = 5,8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S2_{\text{НОМ}} = 360 \text{ В} \cdot \text{А}$
$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{вст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$S2 \leq S2_{\text{НОМ}}$	$S2 = 6,8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S2_{\text{НОМ}} = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$

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

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

Условие выбора шин по условию нагрева:

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

Допущения при выборе гибких шин:

а) шины выполнены из голых проводов на открытом воздухе, на термическую стойкость короткого замыкания не проверяют;

б) гибкие шины РУ при  $I_{по} < 20$  кА не проверяют на электродинамическое действие токов КЗ;

в) проверка по условиям короны выполняется при напряжении 110кВ и выше.

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

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

$$I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$$

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

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

На стороне НН. Принимаем жесткие алюминиевые шины прямоугольного сечения.

Выбираем сечение шин ( $h=60$ мм,  $b=6$ мм), расположение плашмя.

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

Проверка по допустимому току, А:

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

Проверка на термическую устойчивость:

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

где  $C$ —коэффициент, принимаемый 91 для алюминиевых шин.

Проверка на механическую прочность:

Наибольшее удельное усилие, Н/м:

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

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

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

Изгибающий момент, Н·м:

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

Механическое напряжение в материале шин, МПа:

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

где  $W$ —момент сопротивления шин, установленных на ребро, см<sup>3</sup>;  
 $\sigma_{\text{доп}}=82$ МПа—допустимое механическое напряжение в материале шин из алюминия.

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

### 3.10 Защита от перенапряжений

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

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

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

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

Таблица 24–Каталожные данные ОПН

Тип	Каталожные данные	
	ОПН-П/ЗЭУ-35/40,5/10/5 50 УХЛ1	ОПН-КР/TEL-10/12.0 УХЛ2
Uном, кВ	35	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение УНР, кВ	40,5	12,0
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	140	3,70

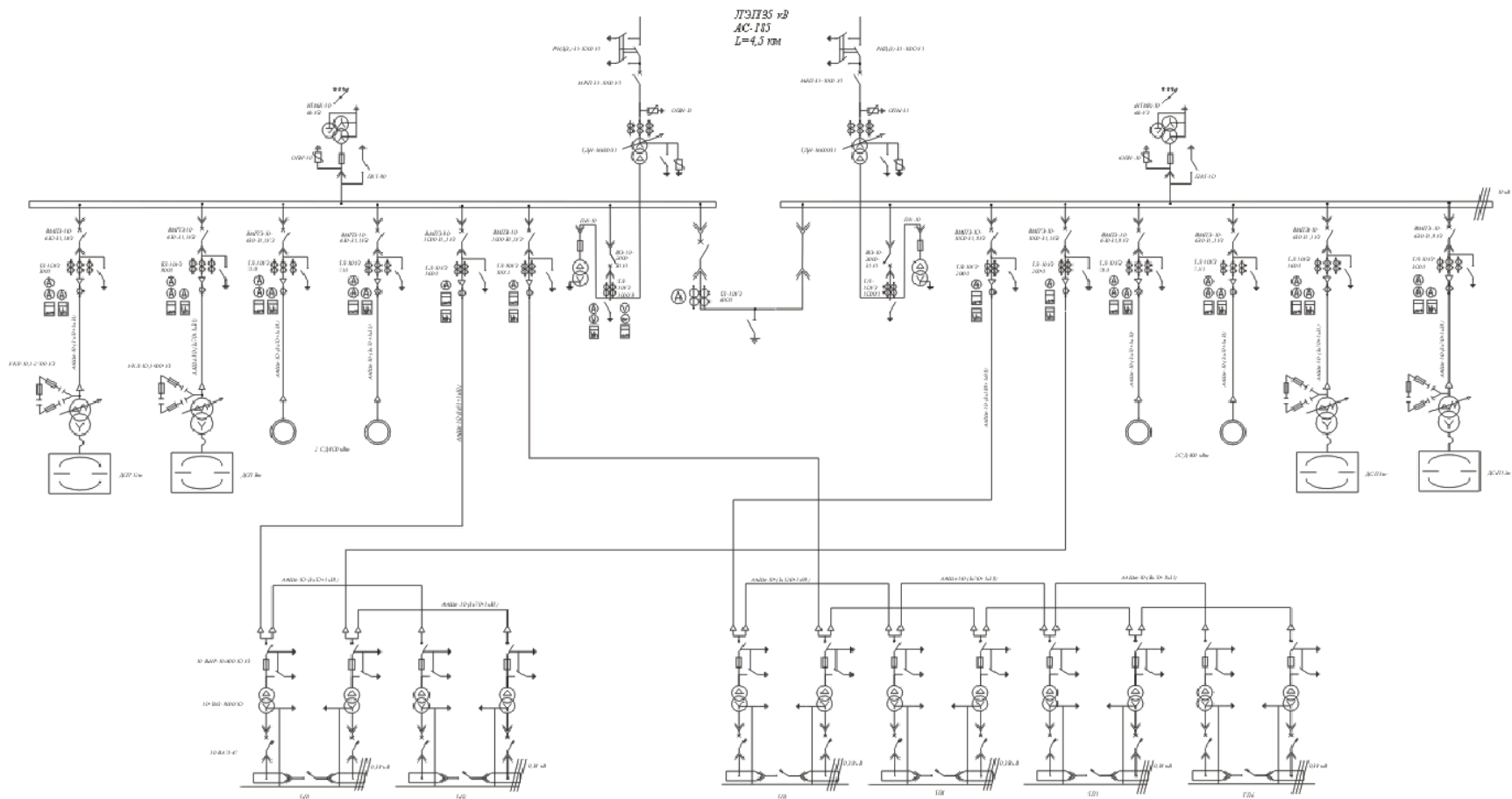


Рисунок 8 – Однолинейная схема завода

#### **4 Новые инновационные технологии изоляторы – разрядники на основе мульти-камерной системы**

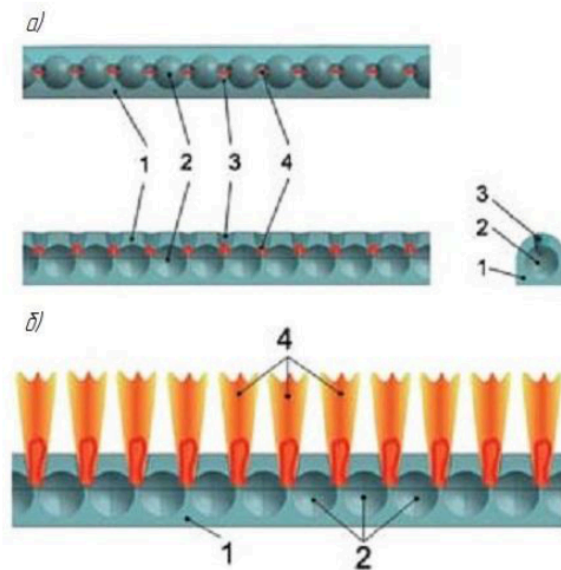
Традиционно защита линий электропередачи от прямых ударов молнии осуществляется с помощью заземленных тросов. Однако, в районах с загрязненной атмосферой грозозащитный трос подвержен коррозии, что приводит к ухудшению его механической прочности, обрыву и дальнейшему развитию технологического нарушения. Нередко обрыв тросов происходит при гололедно – ветровых нагрузках, в том числе на больших переходах через естественные препятствия и сооружения, а также в труднодоступных районах.

В связи с этим в отдельных случаях существует необходимость отказаться от применения грозозащитных тросов. В этом случае в эксплуатации появляются участки ВЛ незащищенные тросом что при условии отсутствия достаточного экранирования местностью, резко снижает молниезащиту линий в целом и приводит к увеличению числа аварийных отключений.

Особенную актуальность проблема грозовых отключений ВЛ приобретает в условиях, когда традиционные меры молниезащиты не дают желаемого эффекта (локально высокая интенсивность грозовой деятельности, большие переходы через водоемы и другие крупные преграды) и число грозовых отключений является недопустимо большим. Одним из решений для обеспечения грозозащиты ВЛ без применения грозотроса является применение разработанных ОАО «НПО «Стример» изоляторов – разрядников с использованием мульти – камерной системы (ИРМК).

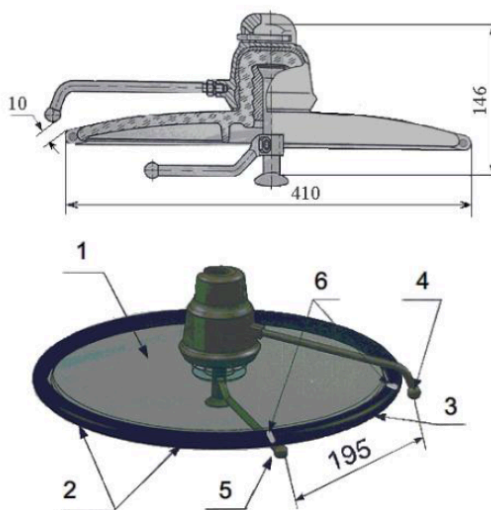
ИРМК – инновационная разработка российских ученых, сочетающая свойства изолятора и разрядника. Новый изолятор - разрядник уникален тем, что осуществляет рассеивание энергии грозовых перенапряжений и гашение токов короткого замыкания сети при помощи множества небольших дугогасящих камер, обеспечивающих эффективное ограничение разрядного тока.

Основу ИРМК составляет стеклянный тарельчатый изолятор, на который специальным образом установлены мульти - камерная система (МКС) и подводящие электроды рисунок 4.1 и 4.2. Отказ от применения защитного грозотроса, снизит стоимость строительства линий, уменьшит эксплуатационные затраты и повысит надежность электроснабжения, сведя к минимуму грозовые отключения линий электропередачи.



а) схема, поясняющая начальный момент развития разрядов; б) схема, поясняющая завершающий момент развития разрядов 1 - профиль из силиконовой резины; 2 - промежуточные электроды; 3 - дугогасящая камера; 4 - канал разряда

Рисунок 4.1 - Устройство мульти - камерной системы МКС



1 - стеклянный тарельчатый изолятор U120 AD; 2 – мульти - камерная система (МКС); 3 - изоляционная часть резинового кольца с МКС; 4 - верхний проводящий электрод; 5 - нижний проводящий электрод; 6 - заводские метки

Рисунок 4.2 - Изолятор-разрядник мульти – камерный



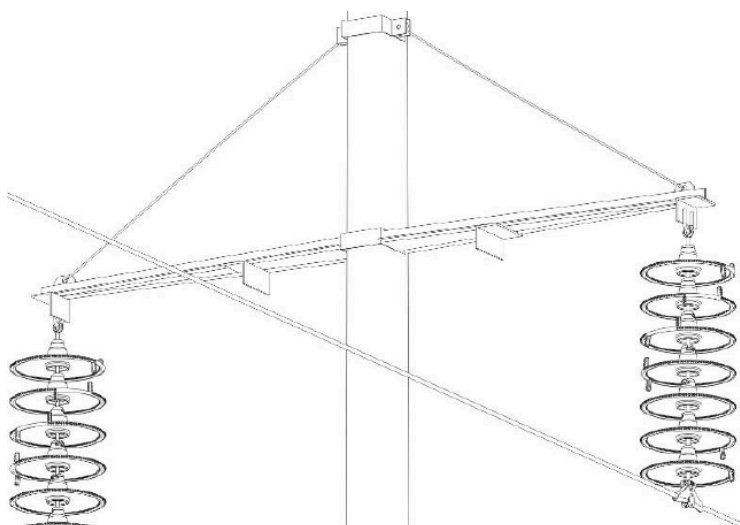
## ИРМК-U120AD-IVУХЛ1

Технические характеристики изолятора – разрядника мульты - камерного ИРМК-U120AD-IV-УХЛ1 представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Технические характеристики изолятора – разрядника мульты - камерного ИРМК-U120AD-IV-УХЛ1

Характеристика, ед. изм.	Значение
Минимальная механическая разрушающая нагрузка, кН	120
Длина пути утечки, мм	360
Внешний искровой промежуток, мм	10 + 10
Импульсное разрядное напряжение, не более, кВ	70
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты:	
в сухом состоянии, не менее, кВ	60
под дождем, не менее, кВ	50
Выдерживаемый импульсный ток, кА	100
Масса, кг	6,0
Нормативный срок службы, лет	30

Гирлянда изоляторов-разрядников мульты - камерных ИРМК-U120AD-IV-УХЛ1 установленная на ВЛ-35 кВ представлена на рисунке 4.3. Гирлянда из трех изоляторов при испытаниях грозовым импульсом представлена на рисунке 4.3.



### Рисунок 4.3 - Гирлянда изоляторов-разрядников мульти - камерных ИРМК-U120AD-IV-УХЛ1

При воздействии на МКС импульса грозового перенапряжения резко снижается диэлектрическая прочность промежутков между электродами. В связи с тем, что разряды промежутков между электродами происходят внутри камер, объемы которых весьма малы, при расширении канала создается высокое давление, под действием которого каналы искровых разрядов между электродами перемещается к поверхности изоляционного тела и далее – «выдуваются» наружу в окружающий изолятор-разрядник воздух. Вследствие возникшего дутья и удлинения каналов между электродами каналы разрядов охлаждаются, суммарное сопротивление всех каналов увеличивается, то есть общее сопротивление разрядника возрастает, и происходит ограничение импульсного тока грозового перенапряжения. После срабатывания всех изоляторов – разрядников в гирлянде ток грозового перенапряжения протекает через опору в землю, сопровождаемый током промышленной частоты. При переходе тока через «ноль» дуга гаснет и линия продолжает бесперебойную работу без отключения и АПВ.

Для подтверждения возможности работы ИРМК в условиях гололедообразования были проведены специальные климатические испытания на 220 кВ. В качестве площадки была выбрана шведская лаборатория STRI (<http://www.stri.se/>), одна из немногих в мире, где проводится такого рода тестирование. В ходе испытаний изолятор-разрядник был помещен в специальную камеру, создающую условия гололедообразования (на тестируемом устройстве был наращен слой льда толщиной 30 мм. В результате проведенных испытаний было получено подтверждение, что различные степени обледенения не влияют на изолирующие свойства, а также на разрядные характеристики изолятора-разрядника с мультикамерной системой.

Испытания доказали возможность использования ИРМК в гололедоопасных регионах – на Северном Кавказе, в Башкирии, в горной части Кольского полуострова, в Кузбассе, на севере Урала и Дальнем Востоке.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью дипломной работы является расчет электрических нагрузок и технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения предприятия железобетонных конструкций и изделий. Выбор новой схемы электроснабжения осуществляется путем сравнения двух новых версий схем электроснабжения этого предприятия.

В результате согласования двух вариантов цепей электропитания необходимо принять второй вариант линии электропередачи 35 кВ для реконструкции существующей цепочки электропитания.

Технико-экономическая сравнение вариантов по расчетным данным предпочтение дали 1 варианту, в котором питание ГПП предприятия осуществляется по ВЛ от шин 35 кВ подстанции энергосистемы. Выбрали первый вариант.

Разработанный ОАО «НПО «Стример» изоляторы-разрядники с мульти-камерной системой для грозозащиты воздушных линий электропередачи является особенно актуально для линий электропередачи Казахстана.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Электроснабжение: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч.1 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. 135 с.
- 2 Электроснабжение: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: в 2-х ч. Ч.2 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск: Сиб. Фед. ун-т; Политехн. ин-т, 2007. – 212 с.
- 3 Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.; Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
- 4 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.-608 с.
- 5 Федоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. Пособие для вузов / А.А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
- 6 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение/Под общ. Ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.
- 7 Рожкова Л. Д. Электрооборудование станции и под-станции: Учебник для техникумов./ Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. Изд. 3-е, перераб. и доп.- М.: Энергоатом-издат, 1987.– 648 с.
- 8 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов / Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Изд. 4-е, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 9 СТ КазННТУ-09-2023. Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. Алматы: КазННТУ, 2023
- 10 Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Интернет Инжиниринг, 2006. 669 с.

## РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу

Хорава Аполон Едемиевич

6В07101-Энергетика

На тему: Разработка и улучшение систем энергоснабжения для высокотехнологичных предприятий и инновационных центров

Выполнено:

- а) графическая часть на 11 листах  
б) пояснительная записка на 65 страницах

### ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Дипломная работа посвящена вопросам улучшения систем энергоснабжения для высокотехнологичных предприятий и инновационных центров

Основная часть данной дипломной работы охватывает: технологический процесс производства, расчет электрических нагрузок, расчет нагрузки по заводу ЖБКИ методом коэффициента спроса, определение центра электрических нагрузок и построение картограммы нагрузок и проектирование систем внешнего электроснабжения. Выбор схемы электроснабжения предприятия и выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности. Расчет трехфазных токов короткого замыкания по расчетам были выбраны оборудования.

В технико-экономической части приведена сравнение вариантов схем внешнего электроснабжение.

Недостатком данной дипломной работы можно считать недостаточно рассмотрено вопросы по улучшению систем электроснабжения.

### Оценка работы

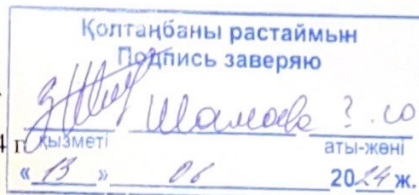
Дипломная работа выполнена на «отлично» 93 (А), в связи с чем считаю автора данной работы достойным академической степени «бакалавр» по ОП 6В07101.

### Рецензент

к.т.н., ассоциированный  
профессор  
кафедры «Электроэнергетика»  
АУЭС им. Г. Даукеева

Утепканиева Л.Ш.  
(подпись)

« 1 » 2024 г.





**ОТЗЫВ**

**НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломную работу

Хорава Аполон Едемиевич

6B07101-Энергетика

Тема: Разработка и улучшение систем энергоснабжения для высокотехнологичных предприятий и инновационных центров.

В данной дипломной работе рассматривается вопрос разработка и улучшение систем энергоснабжения для высокотехнологичных предприятий и инновационных центров.

В дипломной работе проведен расчет электрических нагрузок предприятия, произведен выбор трансформаторов, представлены два варианта схем внешнего электроснабжения, определено количество и место размещения цеховых трансформаторов, выбраны питающие кабели, рассчитаны токи короткого замыкания на разных ступенях электроснабжения и на основании них произведен выбор оборудования, так же рассмотрена вопрос о изоляторах - разрядниках.

Хорава Аполон приступил к выполнению дипломной работы в соответствии с поставленным графиком.


За время написания дипломной работы он показал себя грамотным, хорошим специалистом, способным самостоятельно заниматься поиском необходимой литературы для решения поставленных задач, умеющим пользоваться справочной литературой, компьютерными технологиями.

Дипломная работа выполнена в полном объеме, состоит из пояснительной записки на 61 стр. машинописного текста.

Считаю, что дипломная работа Хорава Аполон заслуживает оценку «отлично» (90%), а его автор – присвоения степени «бакалавр».

**Научный руководитель**

к.т.н., ассоц.-профессор  
кафедры «Энергетика»

 Жуматова А.А.  
«17» 08 2024 г

## Протокол

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

**Автор:** Хорава Аполон Едемиевич

**Соавтор (если имеется):**

**Тип работы:** Дипломная работа

**Название работы:** Разработка и улучшение систем энергоснабжения для высокотехнологичных предприятий и инновационных центров

**Научный руководитель:** Асель Жуматова

**Коэффициент Подобия 1:** 15.3

**Коэффициент Подобия 2:** 3.9

**Микропробелы:** 0

**Знаки из здругих алфавитов:** 231

**Интервалы:** 0

**Белые Знаки:** 0

**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 укрывтия 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:

Дата 17.06.2021

Заведующий кафедрой Энергетика  
Серсаибаев Е.А.  
