



## **Аннотация**

Темой выпускной квалификационной работы является «Электроснабжение химического производства ПАО «КуйбышевАзот».

Главной целью выпускной квалификационной работы является проектирование экономически эффективной и надежной схемы электроснабжения одного из подразделений предприятия. За основу расчета были взяты данные о нагрузках подразделений предприятия. В ходе выполнения работы выполнены расчеты электрических нагрузок, понижающей подстанции, расчет уставок релейной защиты, расчет заземления и молниезащиты подстанции.

В объем работы входит 52 страницы печатного текста, 10 рисунков, 7 таблиц, графический материал представлен чертежами формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Краткие сведения о производстве циклогексанона и установки каталитической очистки сбросных газов .....	5
1.1 Краткие сведения о производстве циклогексанона.....	5
1.1 Краткие сведения об установке каталитической очистки сбросных газов.....	10
2 Определение электрических нагрузок .....	13
3 Выбор типа, мощности, числа силовых трансформаторов .....	22
3.1 Выбор мощности трансформатора .....	22
4 Анализ и выбор трансформаторов подстанции главной понизительной подстанции .....	29
5 Расчет токов короткого замыкания.....	33
6 Выбор питающих линий .....	37
7 Выбор оборудования ГПП .....	40
8 Расчет заземления.....	44
9 Молниезащита здания ГПП.....	47
Заключение .....	49
Список используемой литературы .....	50

## Введение

Одним из важнейших направлений развития экономики Российской Федерации является повышение энергоэффективности всех отраслей народного хозяйства и снижение энергоемкости валового внутреннего продукта. В настоящее время затраты отечественных производителей продукции, в том числе химической, более чем в два раза выше среднемирового уровня, что значительно снижает конкурентоспособность экспортируемой продукции [1].

Увеличение энергоэффективности промышленных предприятий неразрывно связано с повышением надежности электроснабжения. Под обеспечением надежности систем электроснабжения подразумевается целый комплекс мероприятий, как технических, так и экономических и организационных, направленных в первую очередь на снижения финансовых потерь от нарушения нормального режима работы потребителей [2]. Помимо этого надежность электроснабжения неразрывно связана с энергетической безопасностью промышленных предприятий. Повышение энергоэффективности в целом приводит к следующим позитивным результатам:

- снижение затрат на энергоносители;
- повышение рентабельности;
- улучшение качества конечного продукта;
- укрепление имиджа компании;
- рост конкурентоспособности и стоимости компании.

Исходя из поставленных задач, цель данной выпускной квалификационной работы - проектирование энергоэффективной и надежной схемы электроснабжения установки каталитической очистки сбросных газов производства циклогексанона.

# **1 Краткие сведения о производстве циклогексанона и установки каталитической очистки сбросных газов**

## **1.1 Краткие сведения о производстве циклогексанона**

ПАО «КуйбышевАзот» один из лидеров РФ по производству товарной продукции органического синтеза, основной продукции химического производства и промышленных газов. На данный момент это публичное акционерное общество, принадлежащее как частным так и юридическим лицам, в частности ООО "ПО "Химтекс" и DSM Engineering Plastics (DEP) – мировой лидер производства пластиковых изделий из полиамида.

Циклогексанон используется для производства многих веществ, в том числе адипиновой кислоты, капролактама, а также для растворения нитратов и ацетатов.

"КуйбышевАзот" для создания энергоэффективного производства циклогексанона приобрёл в январе 2011 года у Royal DSM N.V. лицензию на технологию производства циклогексанона и строительство энергоэффективного производства циклогексанона.

Установка циклогексанона.

Процесс получения циклогексанона из бензола состоит из следующих стадий:

- гидрирование бензола;
- окисление циклогексана;
- разделение продуктов окисления и дегидрирования;
- компрессия воздуха и азота;
- склад промежуточных продуктов;
- каталитическая очистка;
- дегидрирование циклогексанола.

Бензол гидрируют водородом до циклогексана в паровой фазе при избыточном давлении 1.6 – 2.0 МПа и температуре 150-230 °С на никель-хромовом катализаторе.

В процессе гидрирования бензола не образуется побочных продуктов. Качество получаемого циклогексана зависит от качества исходного бензола и содержащихся в нем примесей.

Очистка полученного циклогексана от высококипящих примесей, поступивших с бензолом, осуществляется методом ректификации.

Кубовая жидкость колонны ректификации - гептановая фракция - является отходом установки.

Полученный циклогексан окисляется кислородом воздуха под давлением 0.8 – 1.2 МПа и температуре в зоне реакции 150 – 160 °С до циклогексанола и циклогексанона. При этом одновременно образуется ряд побочных продуктов, в том числе: органические кислоты, сложные эфиры и низшие спирты.

Продукты реакции нейтрализуются щелочью и разделяются на органический и водно-щелочной слой. После отгонки не прореагировавшего циклогексана продукты окисления подаются на стадию разделения для выделения готового продукта.

На стадии разделения продукты окисления вначале обрабатываются щелочью для омыления эфиров. Реакционная смесь после омыления разделяется на органический и водно-щелочной слой.

Смесь органических продуктов после омыления разделяется путем многоступенчатой ректификации, в результате чего получают готовые продукты установки: циклогексанол и циклогексанон технический, а также органические отходы установки: спиртовая фракция и х-масло.

В компрессии воздуха и азота производится сжатие воздуха, используемого для окисления циклогексана и азота, необходимого для пуска установки, для продувки в аварийных ситуациях и для опрессовки оборудования.

Склад промежуточных продуктов служит для хранения циклогексана, циклогексанола, циклогексанона, дренажной жидкости и жидких органических отходов установки, а также для приготовления смеси циклогексанола и циклогексанона, используемой в качестве сырья для получения адипиновой кислоты.

Отходящие газы стадии окисления циклогексана после очистки от паров циклогексана методом абсорбции подвергаются каталитической очистке от оставшихся примесей органических веществ и окиси углерода. Очищенные отходящие газы сбрасываются в атмосферу.

Образующийся при окислении циклогексана циклогексанол подвергают дегидрированию каталитическим методом в циклогексанон, который затем выделяется на стадии разделения продуктов окисления.

Рассмотрим производство циклогексанола в зарубежных странах. На рисунке 1.1 показано распределение потребления несвязанного циклогексанол / циклогексанон (не переработанного) [31].

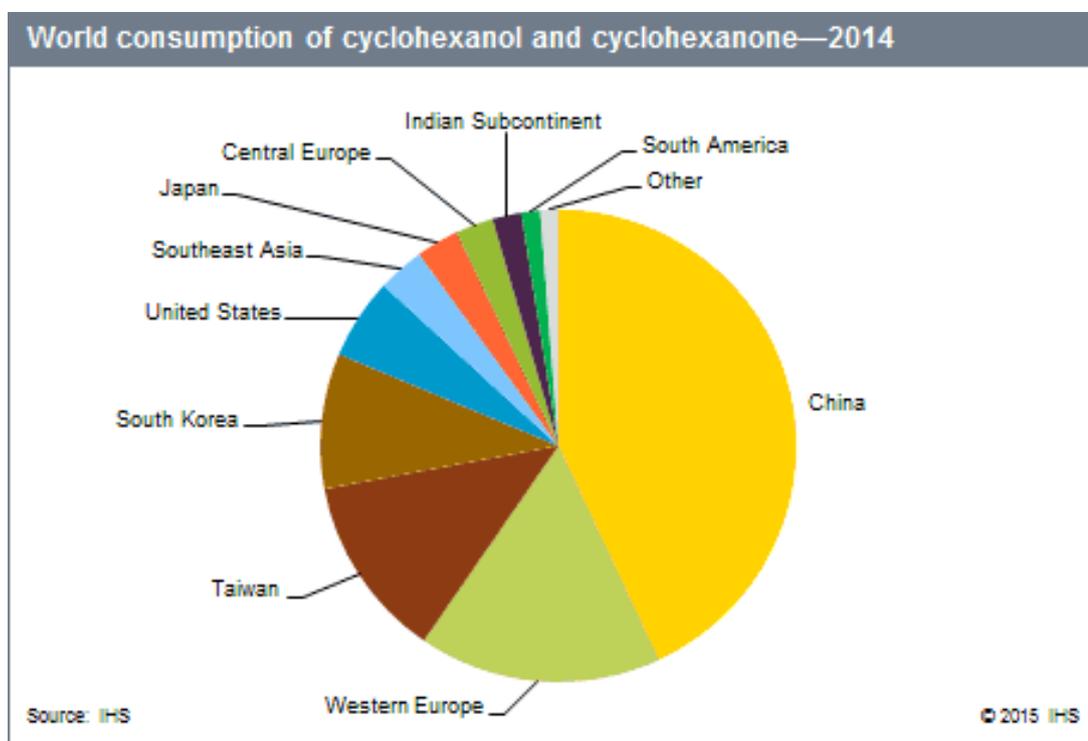


Рисунок 1.1- Круговая диаграмма мирового потребление циклогексанола и циклогексанона

Большинство циклогексанола и циклогексанона потребляются на месте для производства адипиновой кислоты и капролактама (более 95%), поэтому лишь небольшое количество поступает на мировые рынки сбыта (циклогексан, предшественник, более широко торгуется). Менее 4% потребляется на других рынках (за исключением производства нейлона). Это включает использование в качестве растворителей для красок и красителей, в пестицидах и в качестве промежуточного продукта для фармацевтических препаратов, пленок, мыла и покрытий.

Основными регионами мирового потребления являются Китай, Западная Европа, Тайвань и Южная Корея. Использование для производства капролактама составляет самую значительную часть потребления циклогексанола и циклогексанона, около 59%, в то время как остальная потребность в основном предназначена для производства адипиновой кислоты и использования в растворителях.

Китай является крупнейшим потребителем циклогексанола и циклогексанона, на долю которого приходится 43% от общего объема в 2014 году, чему способствует экспансивное производство нейлона в стране.

В Соединенных Штатах более 95% циклогексанона и циклогексанола поглощаются в качестве промежуточных продуктов при производстве адипиновой кислоты и капролактама. Адипиновая кислота и капролактамы, в свою очередь, расходуются главным образом на производство волокон и смол на основе нейлона 66 и нейлона 6 соответственно. В результате производство и потребление циклогексанола и циклогексанона соответствуют отраслям производства нейлоновых волокон и смол.

С 2004 года производство нейлоновых волокон в США сократилось в основном из-за снижения рынка ковров и ковровых покрытий, на которые приходится большинство волокон из нейлона США. Кроме того, импорт более дешевой готовой продукции из Азии, главным образом из Китая, также привел к снижению в швейной промышленности, где используются нейлоновые волокна. Потребление нейлоновых волокон в США в 2014-2019 годах росло в

среднем на 0,7% в результате медленного восстановления экономики и ее влияния на жилищное строительство и строительную отрасль. Рост нейлоновых смол и, таким образом, рост циклогексанола и циклогексанона будет продолжаться в некоторых областях, таких как пленки и покрытия, электроника и аксессуары, а также потребительские и деловые товары.

В Японии потребление в пищу циклогексанона и циклогексанола составляет почти все потребление. Производство японского капролактама происходит из циклогексана, а циклогексанон / циклогексанол является промежуточным продуктом в производстве капролактама. Капролактама является основным предшественником производства нейлона 6. Потребление циклогексанола / циклогексанона прямо пропорционально росту спроса на капролактама, который, в свою очередь, зависит от спроса волокон нейлона 6. В Японии циклогексан, который доступен на коммерческом рынке (несвязанный), потребляется в основном в промышленности растворителей.

Циклогексанон представляет собой бесцветную маслянистую жидкость с запахом, напоминающим ацетон и мяту. Молекулярная формула:  $C_6H_{10}O$   
 Молекулярный вес: 98,145 г / моль [32]

Схема производства циклогексанона показана на рисунке 1.2 [33]

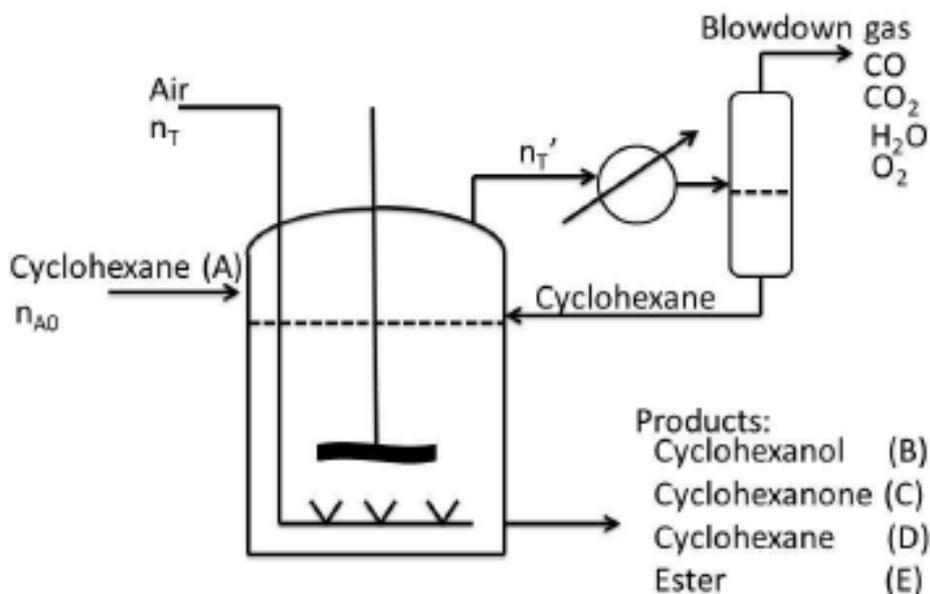


Рисунок 1.2- Окисление циклогексана в одиночном реакторе

Вводятся циклогексан в виде жидкости и воздуха. К реактору, работающему при 9,5 атм и 167 °С. Газ, выходящий из реактора, пропускают через конденсатор, где пары циклогексана конденсируются и рециркулируются обратно в реактор. Другие компоненты, такие как СО, СО<sub>2</sub>, водяной пар, кислород и выход азота поступают в продувочный газовый поток.

## **1.2 Краткие сведения об установке каталитической очистки сбросных газов**

Следствием химического производства является выброс в окружающую среду большого количества разнообразных химических веществ и соединений. Обычно состав этих выбросов примерно следующий:

- монооксид и диоксид азота;
- монооксид углерода (угарный газ);
- органические вещества, которые делятся на: летучие органические соединения, в т.ч. продукты неполного сгорания топлива; стиролы, альдегиды, кетоны (выбросы предприятий производящих полимеры); растворители - спирты, эфиры (в т.ч. ацетаты), толуол и другие производные бензола и др.

Наиболее эффективные способы очистки газовых выбросов в атмосферу от вредных веществ основаны на использовании каталитических технологий, в которых процесс очистки ведется на катализаторах. Наилучшими катализаторами являются композиции на основе благородных металлов, особенно платиновых.

Суть процесса очистки газовых выбросов заключается в том, что на катализаторе происходит окислительное или восстановительное разложение токсичных примесей до безвредных - воды, азота, диоксида углерода.

Органические примеси газовых выбросов и оксид углерода, как правило, в результате каталитического окисления разлагаются до воды и диоксида углерода.

Оксиды азота, наоборот, восстанавливаются до азота.

Одним из мировых лидеров в данной области является компания «Экологическая инженерия ЕWK» [34]. Компания разрабатывает системы для очистки воздуха и отработанного газа в течение десятилетий. В последние несколько лет метод каталитической очистки отводящих газов получил все большее и большее распространение. В результате многолетних испытаний пришли к тому, что сейчас используется метод SCR (селективное каталитическое восстановление) для сокращения загрязнителей в отработанном воздухе.

Каталитическая переработка отработанных газов позволяет очищать загрязненные участки, которые раньше использовались в качестве загрязнителей (отходов) или очистка которых была слишком дорогостоящей. Там, где почва загрязнена винилхлоридом, каталитические установки сжигания являются единственным способом удаления загрязняющих веществ. [35]

На первом этапе сырьевой газ предварительно нагревается в рекуператоре (воздушно-воздушный теплообменник) перед нагревом до необходимой температуры реакции электрическим нагревом или газовой горелкой. В последующей установке, каталитическом реакторе, загрязняющие вещества подвергаются окислению, которое превращает хлорированные углеводороды в воду, двуокись углерода и хлористый водород.

Происходящие реакции являются экзотермическими, т.е. выделяют тепло, которое выделяется, возвращается в процесс и используется для нагревания неочищенного газа.

В зависимости от удаляемого загрязнителя установки каталитического сжигания могут эксплуатироваться в автотермическом режиме, то есть без подачи энергии, если концентрация загрязняющих веществ превышает 3-5 г на кубический метр сырого газа.

Нет оснований для часто выражаемой озабоченности тем, что каталитическое сжигание может производить диоксины путем преобразования соединений хлора. Было обнаружено, что при использовании

соответствующего катализатора диоксин не образуется при температурах, которые являются типичными для этой реакции.

## 2 Определение электрических нагрузок

Каждой ступени электроснабжения какой-либо системы соответствует своя расчетная нагрузка. Один из методов расчета – метод упорядоченных диаграмм. Для определения активной нагрузки той или иной ступени распределительной и питающей сети используют данные о коэффициенте максимума потребителя и его средней нагрузке. [3]

Зная приведенное число потребителей электрической энергии и количество фактических электрических потребителей, можно использовать упрощенные методы расчета. В справочниках содержится информация о коэффициентах использования  $K$  и коэффициентах мощности  $\cos\varphi$  различных потребителей электроэнергии.

При проектировании освещения помещений проектируемого объекта необходимо руководствоваться нормами проектирования искусственного проектирования с использованием метода коэффициента использования, нормами освещенности технологического объекта. Общепринятыми допущениями при этом являются равномерное распределение света по поверхности отражающих поверхностей, диффузность светимости, среднее значение коэффициентов отражения.

По результатам ожидаемых нагрузок и токов проектируемого объекта выбирается трансформаторная подстанция.

Используем следующий порядок расчета. [4]

Зная мощность потребляемую группой одинаковых электрических потребителей  $P_{H\Sigma}$ , паспортную мощность  $P_H$  каждого электрического потребителя и количество  $n$  определяется общая мощность потребляемая электрическими потребителями

$$P_{H\Sigma} = P_H \cdot n, \quad (2.1)$$

Определяется отношение максимальных и минимальных паспортных мощностей электрических потребителей

$$m = \frac{P_{нmax}}{P_{нmin}}, \quad (2.2)$$

Отношение суммы среднесменных мощностей  $\Sigma P_c$  к сумме паспортных мощностей  $\Sigma P_n$  определяет групповой коэффициент использования потребителей электрической энергии  $K_u$

$$k_u = \frac{\Sigma P_c}{\Sigma P_n}, \quad (2.3)$$

Произведением  $K_u$  на  $\Sigma P_n$  получаем среднюю сменную мощность электрических потребителей

$$P_c = k_u \cdot \Sigma P_n, \quad (2.4)$$

Произведением отношения реактивной мощности к активной мощности электрического потребителя  $tg\varphi$  на среднюю сменную мощность электрических потребителей  $P_c$  получаем среднюю сменную реактивную мощность электрических потребителей

$$Q_c = tg\varphi \cdot P_c, \quad (2.5)$$

Для определения среднего тангенса угла между током и напряжением электроприёмников  $tg\varphi_{cp}$  найдем отношение между общей реактивной мощностью электрических потребителей  $\Sigma Q_c$  и общей активной мощностью электрических потребителей  $\Sigma P_c$

$$tg\varphi_{cp} = \frac{\Sigma Q_c}{\Sigma P_c}, \quad (2.6)$$

Для нахождения эффективного числа электрических приёмников  $n_\varepsilon$  воспользуемся формулой (2.7)

$$n_\varepsilon = \frac{2 \cdot \Sigma P_n}{P_{н.наиб}}, \quad (2.7)$$

Зная  $n_\varepsilon$  и  $m$  по таблице выбираем коэффициент максимума  $k_m$  [6]. Тогда расчетная потребляемая мощность электрических потребителей

$$P_p = \Sigma P_c \cdot k_m, \quad (2.8)$$

В зависимости от количества эффективных электрических потребителей определяется расчетная реактивная мощность:

- если  $n_3 < 10$  применяется формула (2.9);
- если  $n_3 > 10$  применяется формула (2.9а).

$$Q_p = 1,1 \cdot \Sigma P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CP} \quad (2.9)$$

$$Q_p = \Sigma P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CP} \quad (2.9a)$$

Для определения общей расчетной полной мощности электрических потребителей  $S_p$ , ВА, применим формулу (2.10)

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.10)$$

Зная номинальное напряжение (0,4 кВ) определим расчетный ток  $I_p$  по формуле (2.11)

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.11)$$

В случае однофазных электрических потребителей требуется распределить все потребители равномерно по фазам, используя формулы (2.12, 2.13, 2.14)

$$P_A = \frac{P_{AB} + P_{AC}}{2} \quad (2.12)$$

$$P_B = \frac{P_{BC} + P_{AB}}{2} \quad (2.13)$$

$$P_C = \frac{P_{BC} + P_{AC}}{2} \quad (2.14)$$

где А, В, С – фазы.

Затем определяется коэффициент неравномерности по формуле (2.15)

$$H = \frac{P_{\phi\_наиб} - P_{\phi\_наим}}{P_{\phi\_наим}} \cdot 100, \quad (2.15)$$

При коэффициенте неравномерности  $> 0,15$  для расчета используют формулу (2.16), при коэффициенте неравномерности  $< 0,15$ , для расчета используют формулу (2.17) [7]

$$P_{усл} = 3 \cdot P_{\phi\_наиб}, \quad (2.16)$$

$$P_{\text{усл}} = P_A + P_B + P_C \cdot \quad (2.17)$$

Расчет выполним в виде таблицы 2.1. В эту же таблицу заносятся данные об освещении.

По результатам расчета предварительной нагрузки, переходят к выбору трансформаторной подстанции, исходя из полной расчетной мощности.

Таблица 2.1- Электрические нагрузки ЭПЦ производства циклогексанона

		Тип	Р, кВт	I, А	об/ мин	Место подклю- чения	Место уста- новки	Кор- пус	Приме- чание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	K5201 М	HRQ3451-28E	1100	121, 6	2976	РУ- 6кВ;яч.2 1	о,м Б- В(6- 7)к821		Компре- сор
2	K5401	MGW8808	3800	415, 5	2983	РУ- 6кВ;яч.2 2	о,мВ- Г(6- 7)к821		Компрес- сор
3	K5701	KD2409X- EH41E-Z	210	32,5	695	РУ- 6кВ;яч.2 3	о,м В(2- 2/1)к82 1		Компрес- сор
4	P5405A	W22xdB355ML 4	200	24	1492	яч.20	к.825 о,м С- Д(8-9)	к.82 5	насос
5	P5405B	W22xdB355ML 4	200	24	1492	яч.19	к.825 о,м С- Д(8-9)	к.82 5	насос
6	P5608A	W22xdB355AB 2	315	35,3	2986	яч.11	к.825 о,м С- Д(2-3)	к.82 5	насос
7	P5608B	W22xdB355AB 2	315	35,3	2986	яч.12	к.825 о,м С- Д(2-3)	к.82 5	насос
8	P5705A	W22xdB355AB 2	250	28,1	2986	яч.13	к.826 о,мС- Д(12-13)	к.82 6	насос
9	P5701A	W22xdB355ML 2	200	23,2	2987	яч.18	к.826 о,м В- С(8)	к.82 6	насос
10	P5705B	W22xdB355AB 2	250	28,1	2986	яч.14	к.826 о,мС- Д(12-13)	к.82 6	насос
11	P5701B	W22xdB355ML 2	200	23,2	2987	яч.17	к.826 о,м В- С(8-9)	к.82 6	насос

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	P5710 А	W22xdB355ML	200	23,2	2987	яч.15	к.826 о,мВ- С(6-7)	к.82 6	насос
13	P5710В	W22xdB355ML 2	200	23,2	2987	яч.16	к.826 о,мВ- С(6-7)	к.82 6	насос
14	ПН1	(А4-400Х- 4МУ3	500	58	1500	п/ст 85 яч.19	0,м В- Г(8-9)	к.82 1	насос
15	ПН2	(А4-400Х- 4МУ3	500	58	1500	п/ст 85 яч.	о.м В- Г(8-9)	к.82 1	насос

Данные из таблицы 2.1 внесем в таблицу 2.3.

Таблица 2.2- Расчет электрических нагрузок установки каталитической очистки

№ п/ п	Наименование электроприемников (ЭП)	Кол-во ЭП	Установленная мощность приведенная к ПВ=100%, кВт		Ки	m	$\frac{\cos\varphi}{\text{tg}\varphi}$	Средняя нагрузка		n <sub>э</sub>	K <sub>μ</sub>	Расчетная нагрузка			I <sub>p</sub> , А
			Одного ЭП	Всех ЭП				P <sub>с</sub> , кВт	Q <sub>с</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВ А	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Электро- двигате- ли вентиля- ционной системы	2	4	8	0,7		<u>0,8</u> 0,750	5.6	4.2						17, 6

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2	Электро двигател и воздуход увки	2	30	60	0,7		<u>0,8</u> 0,750	42	31.5						116
3	Электро двигател и приточ- ной вентилия- ции	2	5,5	11	0,7		<u>0,8</u> 0,750	7.7	5.77						21, 2
4	Цирку- ляцион- ный насос	2	0,1 85	0,37	0,5		<u>0,75</u> 0,880	0.1 8	0.15						0,7
5	Кабель- ный обогрев водосто- ков, желобов, кровли	-	-	20	1,0		<u>0,98</u> 0,20	20	4						42
6	Насос вентилият ора генерато ра горячих газов	1	200	200	0,7		<u>0,8</u> 0,750	140	105						376
7	Насос вентилия-	1	100	100	0,7		<u>0,8</u> 0,750	70	52.5						188

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	тора гене- ратора горячих газов														
8	Освеще- ние			12,6			<u>0,75</u> 0,88					12,6	11, 08	16, 77	9,3
	Итого		0.1 85 - 200	399,3 7	0.8 3	>3	<u>0,82</u> 0.69	230	166	3,9 9	1,1 3	272, 5	185 ,5	329 ,6	786 ,5

Таблица 2.3- Расчет электрических нагрузок агрегатов производства циклогексанона

№ п/ п	Наименование электроприемников (ЭП)	Кол-во ЭП	Установленная мощность приведенная к ПВ=100%, кВт		Ки	m	<u>Cosφ</u> / tgφ	Средняя нагрузка		n <sub>э</sub>	K <sub>μ</sub>	Расчетная нагрузка			I <sub>p</sub> , А
			Одного ЭП	Всех ЭП				P <sub>c</sub> , кВт	Q <sub>c</sub> , квар			P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВ А	
1	2	3	4		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	Насосы	13	-	3330	0,8		<u>0,75</u> 0,88	266 4	2344						41 6,1
2	Компрес- соры	3	-	5110	0,8		<u>0,88</u> 0,54	408 8	2207						53 7,1

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
3	Освещен ие			127,9			<u>0,75</u> 1,33					69,8 5	93, 84	116 ,3	16 8,2
	Итого	16		8567, 9	0,8	>3	<u>0,79</u> 0,92					682 1,85	464 4,8 4	825 3	11 21, 4

Основываясь на данных таблиц 2.2 и 2.3 определим максимальную активную мощность для трансформаторной подстанции (ТП):

$$P = P_{\text{УКО}} + P_{\text{ПЦ}} = 272,5 + 6821,85 = 7094,35 \text{ кВт} \quad (2.18)$$

Определим максимальную реактивную мощность для ТП:

$$Q = Q_{\text{УКО}} + Q_{\text{ПЦ}} = 185,5 + 4644,84 = 4830,34 \text{ квар} \quad (2.19)$$

Определим максимальную полную мощность для ТП:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{7094,35^2 + 4830,34^2} = 8582,6 \text{ кВА}$$

Используя известный годовой график по времени использования потребителя  $P_{in}(t)$  найдем значение потребляемой электроэнергии по формуле

$$W_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}$$

где  $P_{in}(t)$  – процентное отношение к максимуму на данной ступени графика;

$t_{in}$  – время каждой ступени графика. [10]

$$\begin{aligned} W_{\text{пс}} &= 7094,35 \cdot 1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 1,76 \cdot 10^3 \\ &= 39018,92 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

Время годовой максимальной загрузки подстанции

$$T_m \frac{W_{пс}}{P} = \frac{39018,92}{7,09} = 5503 \text{ ч}$$

Определим коэффициент заполнения графика загрузки подстанции по формуле

$$K_{зап} = \frac{T_m}{8760} = \frac{5503}{8760} = 0,63$$

На рисунке 2.1 показан график годовой нагрузки.

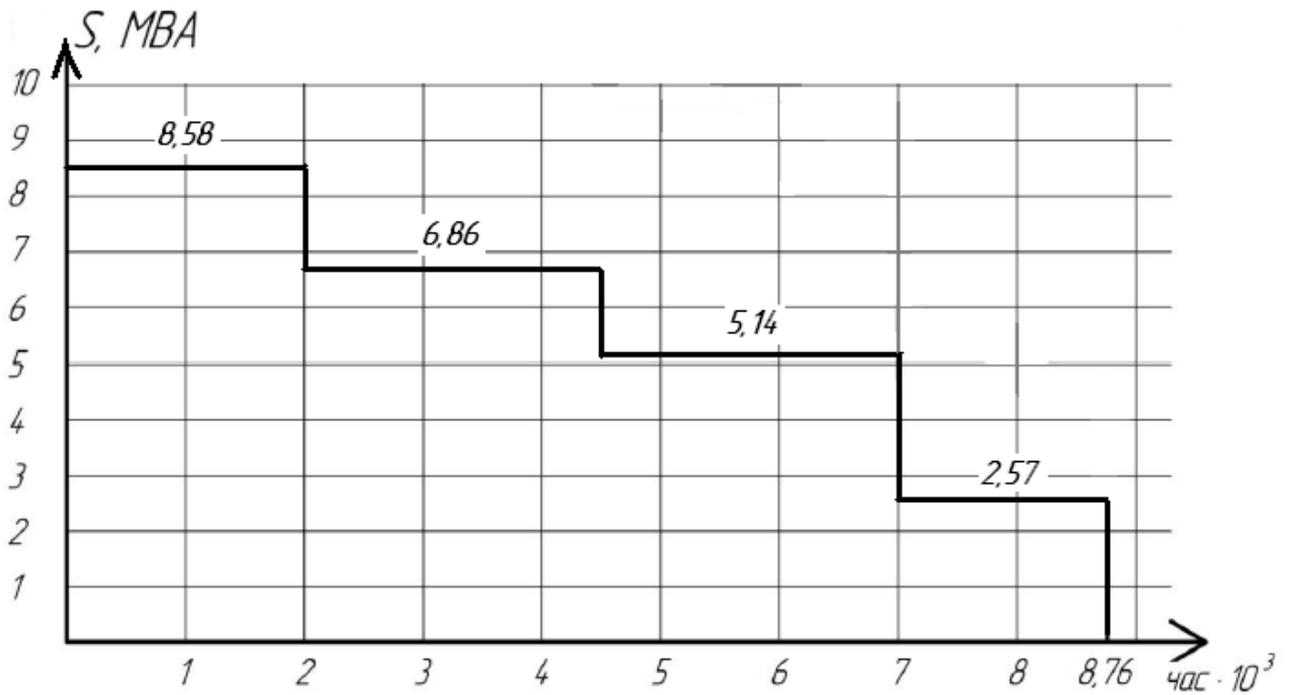


Рисунок 2.1- Годовой график нагрузки

### **3 Выбор типа, мощности, числа силовых трансформаторов**

Выбор КТП с учетом компенсации реактивной мощности. Исходя из плана расположения оборудования и категорий потребителей, выбираем радиальную схему электроснабжения, которые работают отдельно, каждая на свою секцию. Данная схема применяется из-за преобладания потребителей 1 категории надёжности. Так как на вторичном напряжении цеховых ТП также имеются электроприемники 1 категории, то используется АВР секционных автоматов. [11]

Основным недостатком радиальной схемы электроснабжения является повышенный расход кабеля, однако при этом достигается требуемый уровень надёжности.

Для достижения максимальной экономии и надёжности электроснабжения сеть высшего напряжения, в данном случае 110 кВ, должна быть максимально приближена к потребителям электроэнергии. [12]

Согласно требованиям к проектированию электроснабжения промышленных предприятий, распределительную сеть промышленных предприятий рекомендуется выполнять на напряжении 6 кВ. [13]

Построение схемы электроснабжения предприятия выполняется по ступенчатому принципу. Из системы электроэнергия принимается на ГПП 110/6 кВ, далее посредством отходящих линий 6кВ распределяется по РП 6 кВ. От РП 6 кВ - мощные электроприемники и цеховые ТП, от которых питается нагрузка с номинальным напряжением 0,4 кВ.

#### **3.1 Выбор мощности трансформатора**

Исходя из таких показателей, как большая перегрузочная способность и более низкая стоимость в сравнении с трансформаторами типа ТМ, ТСЗ и ТНЭЗ, для рассмотрения принимаем трансформаторы серии ТМЗ:

- 1) ТМЗ – 400/6/0,4 кВА;

2) ТМЗ – 630/6/0,4 кВА.

Первый вариант - распределительный трансформатор (РТ) ТМЗ – 400/6/0,4 кВА :

$$S_{расч} < 1.4 * 400;$$

$$329,6 \text{ кВА} \leq 560$$

Находим расчетные нагрузки

$$P_{P\Sigma} = 272,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{P\Sigma} = 185,5 \text{ кВар}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки [14]

$$Q_{min} = 0.5 * Q_{P\Sigma} = 0.5 * 185.5 = 92.75 \text{ кВар} \quad (3.1)$$

Определяем из таблиц:

$$\Delta P_{ТР} = 2 * 1,12 = 2,24 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{ТР} = 2 * 13 = 26 \text{ кВар}$$

Суммарные значения

$$P_p = P_{P\Sigma} + \Delta P_{ТР} = 272,5 + 2,24 = 274,74 \text{ кВт} \quad (3.2)$$

$$Q_p = Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{ТР} = 185.5 + 26 = 211.5 \text{ кВар} \quad (3.3)$$

Минимально возможное число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_p}{K_3 * S_{HT}} = \frac{274,74}{0,7 * 400} = 0,98 \quad (3.4)$$

где  $K_3=0,7$ .

Так как в схеме преобладают потребители 1 категории необходимо ставить 2-х трансформаторные цеховые подстанции. [15]

Значения входной реактивной мощности в часы максимума энергосистемы

$$Q'_{\dot{Y}1} = Q_p - 0,7 * Q_{\text{н\ddot{a}}} = 211,5 - 0,7 * 0 = 211,5 \text{ \textcircled{A}\ddot{a}\ddot{d}} \quad (3.5)$$

$$Q''_{\dot{Y}1} = \alpha * P_p = 0,28 * 274,74 = 76,92 \text{ \textcircled{A}\ddot{a}\ddot{d}} \quad (3.6)$$

где  $\alpha = 0,28$  – коэффициент влияния нагрузки.

Принимаем меньшее из значений  $Q''_{\dot{Y}1} = Q_{\text{Э}1} = 76,92 \text{ кВар}$

Значения входной реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок

$$Q'_{\dot{Y}2} = Q_{min} + Q_k = 92,75 + 0 = 92,75 \text{ \textcircled{A}\ddot{a}\ddot{d}} \quad (3.7)$$

$$Q_{Y2}'' = Q_{\min} - (Q_{\delta} - Q_{Y1}) = 92,75 - (211,5 - 76,92) = -41,83 \text{ êÀàð} \quad (3.8)$$

Принимаем большее из значений  $Q'_{\Sigma 2} = Q_{\Sigma 2} = 92,75 \text{ кВар}$

Суммарная мощность компенсирующих устройств (КУ)

$$Q_{\text{êÓ_ìÀÈÑ}} = 1,1 * Q_p - Q_{Y1} = 1,1 * 211,5 - 76,92 = 155,73 \text{ êÀàð} \quad (3.9)$$

Мощность нерегулируемых КУ

$$Q_{\text{êÓ_ìÈì}} = Q_{\text{ìÈì}} - Q_{Y2} = 92,75 - 92,75 = 0 \text{ êÀàð} \quad (3.10)$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Определим реактивную мощность, которая должна быть передана из сети 6 кВ в сеть 0,4 кВ и не должна компенсироваться

$$Q_{Y1} = Q_{Y1} - Q_A = Q_{Y1} - (Q_D - Q_{D\Sigma}) = 76,92 - (211,5 - 185,5) = 50,92 \text{ êÀàð} \quad (3.11)$$

Компенсация реактивной мощности, стоимость затрат на компенсирующие установки и трансформатор.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть с напряжением до 1 кВ

$$Q_{\delta} = \sqrt{(N_{\delta} * \hat{e}_c * S_{\delta})^2 - D_{\delta}^2} = \sqrt{(2 * 0,7 * 400)^2 - 274,74^2} = 487,9 \text{ êÀàð} \quad (3.12)$$

Мощность КУ на стороне до 1кВ

$$Q_{\text{êÓ.ì}} = Q_{p\Sigma} - Q_{\delta} = 185,5 - 487,6 = -302,1 \text{ êÀàð} \quad (3.13)$$

Так как мощность КУ меньше 50 кВар, то установка КУ не целесообразна.

[16]

Мощность КУ на стороне 6/10 кВ

$$Q_{\text{êÓ.À}} = Q_{\text{êÓ.ìÀÈÑ}} - Q_{\text{êÓ.ì}} = 155,73 - (-302,1) = 457,83 \text{ êÀàð} \quad (3.14)$$

Т.к. мощность КУ меньше 800 кВар, то установка КУ не целесообразна.

Приведённые затраты на трансформатор

$$C_{\text{êðì}} = \hat{A} * \hat{E}_{\text{òì}} * N_{\delta} + \tilde{N} * \Delta D_{\delta} * N_{\delta}, \quad (3.15)$$

где  $E = 0,160$  – норма экономической эффективности;

$C_{\text{тп}}$ – суммарные затраты, руб (3.16);

$N_{\text{т}} = 2$  - число трансформаторов, шт;

$\Delta P_{\text{т}} = 2,24 \text{ кВт}$  – активные потери в Тр;

$C$  – затраты на энергию, руб/кВт \* год (3.17).

$$\hat{E}\hat{\Delta}i = \hat{O}i (1 + \sigma_o + \sigma_N + \sigma_i) = 198000 * (1 + 0,005 + 0,020 + 0,100) = 222750 \text{ руб/год} \quad (3.16)$$

где  $C_o = 198000$  руб – оптовая цена Тр;

$\sigma_T = 0,005$  – транспортно – заготовительный коэффициент;

$\sigma_c = 0,020$  – строительный коэффициент;

$\sigma_m = 0,100$  – монтажно-отладочный коэффициент.

$$\tilde{N} = \left( \frac{\alpha}{\hat{O}i} + \beta * 10^{-2} \right) * \tau = \left( \frac{36}{6100} + 0,9 * 10^{-2} \right) * 4719 = 452,55 \text{ руб/год} \quad (3.17)$$

где  $\alpha = 36$  руб/кВт \* ч ;

$\beta = 0,9$  руб/кВт \* ч ;

$T_m = 6100$  ч;

$\tau$  – время максимальных потерь, ч. (3.18)

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{\hat{O}i}{10000} \right)^2 \cdot \hat{O}i = \left( 0,124 + \frac{6100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4719 \text{ ч} \quad (3.18)$$

где  $T_p = 8760$  ч – годовое время работы, ч.

Тогда

$$C_{\hat{E}\hat{\Delta}i} = 0,16 * 222750 * 2 + 452,55 * 0,972 * 2 = 72159,75 \text{ руб/год}$$

Второй вариант с трансформаторами большей мощности.

Находим расчетные нагрузки

$$P_{P\Sigma} = 272,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{P\Sigma} = 185,5 \text{ кВар}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки

$$Q_{min} = 0,5 * Q_{P\Sigma} = 0,5 * 185,5 = 92,75 \text{ кВар} \quad (3.19)$$

Определяем из таблиц:

$$\Delta P_{TP} = 2 * 1,18 = 2,36 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{TP} = 2 * 17 = 34 \text{ кВар}$$

Суммарные значения

$$P_p = P_{P\Sigma} + \Delta P_{TP} = 272,5 + 2,36 = 274,86 \text{ кВт} \quad (3.20)$$

$$Q_p = Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{TP} = 185,5 + 34 = 219,5 \text{ кВар} \quad (3.21)$$

Минимально возможное число трансформаторов

$$N_T = \frac{P_p}{K_3 * S_{HT}} = \frac{274,86}{0,7 * 630} = 0,62 \quad (3.22)$$

где  $K_3=0,7$ .

Так как в схеме преобладают потребители 1 категории необходимо ставить 2-х трансформаторные цеховые подстанции. [17]

Значения входной реактивной мощности в часы максимума энергосистемы

$$Q'_{Y1} = Q_p - 0,7 * Q_{\text{н}} = 219,5 - 0,7 * 0 = 219,5 \quad (3.23)$$

$$Q''_{Y1} = \alpha * D_{\text{д}} = 0,28 * 274,86 = 76,96 \quad (3.24)$$

где  $\alpha = 0,28$  – коэффициент влияния нагрузки.

Принимаем меньшее из значений  $Q''_{\text{Э1}} = Q_{\text{Э1}} = 76,96$  кВар

Значения входной реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок

$$Q'_{Y2} = Q_{\text{min}} + Q_k = 92,75 + 0 = 92,75 \quad (3.25)$$

$$Q''_{Y2} = Q_{\text{min}} - (Q_{\text{д}} - Q_{Y1}) = 92,75 - (219,5 - 76,96) = -49,79 \quad (3.26)$$

Принимаем большее из значений  $Q'_{\text{Э2}} = Q_{\text{Э2}} = 92,75$  кВар

Суммарная мощность компенсирующих устройств (КУ)

$$Q_{\text{Э0}} = 1,1 * Q_p - Q_{Y1} = 1,1 * 219,5 - 76,96 = 164,49 \quad (3.27)$$

Мощность нерегулируемых КУ

$$Q_{\text{Э0}} - Q_{\text{Э1}} = Q_{\text{Э2}} - Q_{Y2} = 92,75 - 92,75 = 0 \quad (3.28)$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Определим реактивную мощность, которая должна быть передана из сети 6кВ в сеть 0,4 кВ и не должна компенсироваться

$$Q_{Y1} = Q_{Y1} - Q_A = Q_{Y1} - (Q_D - Q_{D\Sigma}) = 76,96 - (219,5 - 185,5) = 42,96 \quad (3.29)$$

Компенсация реактивной мощности, стоимость затрат на компенсирующие установки и трансформатор.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть с напряжением до 1 кВ

$$Q_D = \sqrt{(N_D * \epsilon_c * S_D)^2 - D_D^2} = \sqrt{(2 * 0,7 * 630)^2 - 274,86^2} = 808,1 \quad (3.30)$$

Мощность КУ на стороне до 1кВ

$$Q_{\dot{E}O.I} = Q_{p\Sigma} - Q_O = 185,5 - 808,1 = -622,6 \text{ кВт} \quad (3.31)$$

Так как мощность КУ меньше 50 кВар, то установка КУ не целесообразна.

Мощность КУ на стороне 6/10 кВ

$$Q_{\dot{E}O.A} = Q_{\dot{E}O.IAEN} - Q_{\dot{E}O.I} = 164,49 - (-622,6) = 787,09 \text{ кВт} \quad (3.32)$$

Т.к. мощность КУ меньше 800 кВар, то установка КУ не целесообразна.

Приведённые затраты на трансформатор

$$C_{\dot{E}O.I} = A \cdot \dot{E}O.I \cdot N + \tilde{N} \cdot \Delta P \cdot N, \quad (3.33)$$

где  $E = 0,160$  – норма экономической эффективности;

$C_{\text{тп}}$  – суммарные затраты, руб (3.16);

$N_{\text{т}} = 2$  – число трансформаторов, шт;

$\Delta P_{\text{т}} = 2,36$  кВт – активные потери в Тр;

$C$  – затраты на энергию, руб/кВт \* год (3.17).

$$\dot{E}O.I = O_i (1 + \sigma_o + \sigma_N + \sigma_l) = 295000 \cdot (1 + 0,005 + 0,020 + 0,100) = 331875 \text{ руб} \quad (3.34)$$

где  $C_o = 295000$  руб – оптовая цена Тр;

$\sigma_{\text{т}} = 0,005$  – транспортно – заготовительный коэффициент;

$\sigma_{\text{с}} = 0,020$  – строительный коэффициент;

$\sigma_{\text{м}} = 0,100$  –монтажно-отладочный коэффициент.

$$\tilde{N} = \left( \frac{\alpha}{O_i} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau = \left( \frac{36}{6100} + 0,9 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 4719 = 452,55 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3.35)$$

где  $\alpha = 36$  руб/кВт \* ч ;

$\beta = 0,9$  руб/кВт \* ч ;

$T_{\text{м}} = 6100$  ч;

$\tau$  – время максимальных потерь, ч. (3.18)

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{O_i}{10000} \right)^2 \cdot \Delta P = \left( 0,124 + \frac{6100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4719 \text{ ч} \quad (3.36)$$

где  $T_{\text{р}} = 8760$  ч – годовое время работы, ч.

Тогда

$$C_{\dot{E}O.I} = 0,16 \cdot 331875 \cdot 2 + 452,55 \cdot 0,972 \cdot 2 = 107079,75 \text{ руб}$$

Так как затраты на первый вариант (72159,75 руб) меньше чем затраты на второй вариант (107079,75 руб), то выгоднее использовать первый вариант.

Таким образом для установки каталитической очистки выбираем двух трансформаторную ТП с трансформаторами ТМЗ – 400/6/0,4 кВА (занесем в таблицу 3.1).

Выбор трансформаторов на остальных подстанциях распределительной сети производства циклогексанона сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1- Выбор трансформаторов на ТП

№ п/п	Наименование ТП	Расчетная активная нагрузка, кВт	Категория надежности	Принято			
				Мощность трансформаторов, кВА	Число трансформаторов в ТП	БК	Количество ТП
1	ТП <sub>УКО</sub>	272,5	1	400	2	нет	1
2	ТП <sub>ЦГН</sub>	6821	1	1600	8	нет	4

#### 4 Анализ и выбор трансформаторов подстанции главной понизительной подстанции

Категории надежности электроснабжения потребителей - первая, вторая и третья. Необходимо установить два силовых трансформатора и обеспечить их взаимное резервирование. Расчетная полная мощность  $S_{ном.Т}$  одного из двух трансформаторов в нормальном режиме рассчитана по формуле:

$$S_{ном.Т} = \frac{S \cdot k_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)} \quad (4.1)$$

$$S_{ном.Т} = \frac{8,58 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 4,9 \text{ МВА}$$

Решено выбрать два трансформатора по шкале номинальной мощности ТДН-6300/110/6-У1 и ТДН-10000/110/6-У1. Выполнен анализ количества и стоимости потерь в силовом трансформаторе ТДН-6300/110/6-У1. [18] Реактивная составляющая потерь мощности  $Q_x$ , кВар, в силовом трансформаторе определена согласно формуле:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (4.2)$$

$$Q_x = \frac{0,5}{100} * 4,9 = 24 \text{ кВар}$$

где  $I_x$  – ток намагничивания трансформатора, работающего без нагрузки (ток холостого хода), %;

$S_{н.т}$  – номинальная мощность, кВА.

Приведенная активная составляющая мощности потерь, кВт, при работе трансформатора в режиме холостого хода определена по формуле:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ип} \cdot Q_x \quad (4.3)$$

$$P'_x = 6,5 + 0,05 * 24 = 7,7 \text{ кВт}$$

где  $P_x$  - активная составляющая потерь мощности холостого хода, кВт (согласно паспорту трансформатора);

$K_{ип}$  – коэффициент, равный 0,05 кВт/кВар. [с. 46, 19]

Коэффициент загрузки  $k_3$  силового трансформатора при аварийном режиме, когда один из трансформаторов выведен в ремонт, и вся нагрузка переключена на второй трансформатор, определен по формуле:

$$k_3 = \frac{S}{S_{ном.Т}} \quad (4.4)$$

$$K_3 = \frac{8,58}{6,3} = 1,36$$

Реактивная составляющая потерь при работе силового трансформатора в режиме короткого замыкания  $Q_k$ , кВар, определена по формуле:

$$Q_k = \frac{U_{кз}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (4.5)$$

$$Q_k = \frac{10.5}{100} * 4.9 = 510 \text{ кВар}$$

где  $U_{кз}$  – напряжение на выводах трансформатора при проведении опыта короткого замыкания, %;

Приведенная активная составляющая мощности потерь, кВт, при работе трансформатора в режиме короткого замыкания определена по формуле:

$$P'_k = \Delta P_{кз} + k_{um} \cdot Q_k \quad (4.6)$$

$$P'_k = 35 + 0.05 * 510 = 60,5 \text{ кВт}$$

где  $P_k=35$  кВт, активная составляющая потерь мощности короткого замыкания, кВт (согласно паспорту трансформатора);

Приведенная составляющая потерь активной мощности трансформатора, кВт, определена по формуле:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k \quad (4.7)$$

$$P'_T = 7,7 + 1,36^2 * 60,5 = 119,6 \text{ кВт}$$

Число работающих трансформаторов на каждой ступени графика электрических нагрузок  $n=2$  шт. [20] Значения потерь активной энергии  $dW_{п}$ , кВт·ч, в обмотках высокого напряжения силового трансформатора при использовании упорядоченного годового графика электрических нагрузок и

известных значениях коэффициентов загрузок  $k_i$  на  $i$ -ой ступени при продолжительности ступени  $T_i$ , ч, определены согласно формуле:

$$\Delta W_{xi} = n_i \cdot P_x' \cdot T_i \quad (4.8)$$

Суммарные потери активной энергии на шинах 110 кВ ГПП 110/6 кВ составили 385214,88 кВт·ч.

Стоимость одного кВт·ч потребленной активной энергии  $C$ , руб./кВт·ч, при известных основной (240 руб./кВт·мес.) и дополнительной (0,7 руб./кВт·ч) ставках, рассчитана согласно формуле:

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (4.9)$$

$$C_3 = 240/6028 + 0,7 = 0,74 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Значение денежных затрат на покрытие годовых потерь активной энергии  $I_d$ , руб., при работе трансформаторов определены согласно формуле:

$$I_d = \Delta W \cdot C_3 = 385214,88 \cdot 0,74 = 285059,01 \text{ руб} \quad (4.10)$$

Отчисления в течение года на амортизацию, ремонт и обслуживание силовых трансформаторов  $I_{аро}$ , руб., при коэффициенте отчислений  $p=0,094$  и стоимости двух трансформаторов  $K$ , руб., определены согласно формуле:

$$I_o = P_{сум} \cdot K \quad (4.11)$$

$$I_{аро} = 0,094 \cdot 6660000 = 626040 \text{ руб.}$$

Приведенная денежная стоимость  $Z_{пр}$ , руб., установки силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА на ГПП 110/6, при нормативном коэффициенте  $E=0,125$ , определены согласно формуле:

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + I_o + I_d \quad (4.12)$$

$$Z_{пр} = 0,125 \cdot 6660000 + 285059,01 + 626040 = 1743599,01 \text{ руб.}$$

Для сравнения выполнен расчет потерь и денежных затрат на трансформатор ТДН-10000/110/6-У1. Анализ трансформатора ТДН-10000/110/6-У1 произведен по методике, аналогичной для трансформатора ТДН-6300/110/6-У1. Затраты на установку трансформатора мощностью 10 МВА выше, чем затраты на установку трансформатора мощностью 6,3 МВА.



## 5 Расчет токов короткого замыкания

В зависимости от назначения расчета токов КЗ выбирают расчетную схему сети (рисунок 5.1), определяют вид КЗ, местоположения точек КЗ на схеме и сопротивления элементов схемы замещения (рисунок 5.2).

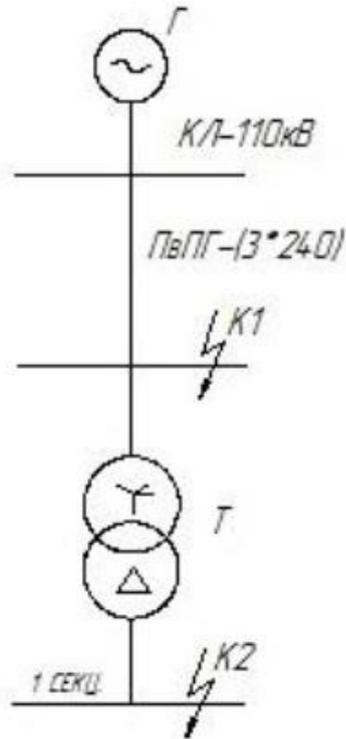


Рисунок 5.1 – Расчетная схема КЗ

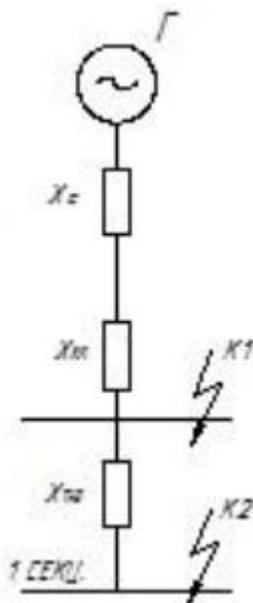


Рисунок 5.2- Расчетная схема замещения

Для расчета используем данные, приведенные в таблице 5.1

Таблица 5.1- Расчетные данные

Напряжение ВН, $U_{ВН}$	115 кВ
Напряжение НН, $U_{НН}$	6,3 кВ
Удельное реактивное сопротивление кабеля 110 кВ, $X_{уд}$	0,124 Ом\кМ
Мощность короткого замыкания, $S_k$	2100 МВА
Базисная мощность, $S_b$	100МВА
Напряжение короткого замыкания трансформатора ТДН-6300/110, $U_k$ , %	10,5%
Номинальная мощность трансформатора ТДН-6300/110, $S_{номТ}$	6,3 МВА
Длина кабеля 110 кВ	5 км

Параметры схемы замещения.

Трехфазное короткое замыкание.

Сопротивления: [22]

- системы

$$x_{*сб} = \frac{S_b}{S_k} = \frac{100}{2100} = 0,0476 \text{ (о.е.)} \quad (5.1)$$

- линии

$$x_{*лб} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_b}{U_{ВН}^2} \quad (5.2)$$

$$X_{*лб} = 0,124 \cdot 5 \cdot \frac{100}{115 \cdot 115} = 0,0046 \text{ (о.е.)}$$

- трансформатора

$$x_{*тб} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{номТ}} \quad (5.3)$$

$$X_{*тб} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,66 \text{ (о.е.)}$$

Токи КЗ в точке К1.

Результирующее сопротивление до точки К1

$$X_{*рез б} = X_{*сб} + X_{*лб} = 0,0476 + 0,0046 = 0,0522 \text{ (о. е)} \quad (5.4)$$

Ток короткого замыкания

$$I_{3,0}^{(3)} = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез б}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (5.5)$$

$$I_{3,0}^{(3)} = \frac{1}{0,0522} * \frac{100}{\sqrt{3} * 115} = 9,61 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания

$$I_{3,0 уд}^{(3)} = \sqrt{2} * K_{уд} * I_{3,0}^3 = \sqrt{2} * 1,8 * 9,61 = 24,46 \text{ кА} \quad (5.6)$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{k1} = \sqrt{3} * U_{ВН} * I_{3,0}^3 = \sqrt{3} * 115 * 9,61 = 1914,17 \text{ МВА} \quad (5.7)$$

Однофазное короткое замыкание.

Сопротивления:

- прямой последовательности

$$X_{\Sigma 1} = X_{*рез б} = 0,0522 \text{ (о. е)} \quad (5.8)$$

- обратной последовательности

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} = X_{*рез б} = 0,0522 \text{ (о. е)} \quad (5.9)$$

- нулевой последовательности

$$x_{\Sigma 0} = x_{*сб} + d \cdot x_{*лб} + x_{*гб} \quad (5.10)$$

$$X_{\Sigma 0} = 0,0476 + 3 * 0,0046 + 1,66 = 1,7214 \text{ (о. е)}$$

- шунтовое

$$\Delta x^{(1)} = X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0} = 0,0522 + 1,7214 = 1,7736 \text{ (о. е)} \quad (5.11)$$

Ток короткого замыкания

$$I_{1,0}^{(1)} = m \cdot \frac{E_{*б}''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(1)}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}} \quad (5.12)$$

$$I_{1,0}^{(1)} = 3 * \frac{1}{0,0522 + 1,7736} * \frac{100}{\sqrt{3} * 115} = 0,84 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания

$$I_{1.0 \text{ уд}}^{(1)} = \bar{2} * K_{\text{уд}} * I_{1.0}^1 = \bar{2} * 1,8 * 0,84 = 2,138 \text{ кА} \quad (5.13)$$

Токи КЗ в точке К2.

Результирующее сопротивление до точки К2

$$X_{*\text{рез б}} = X_{*\text{сб}} + X_{*\text{лб}} = 0,0476 + 0,0046 + 1,05 = 1,1022 \text{ (о. е)} \quad (5.14)$$

Ток короткого замыкания

$$I_{3,0}^{(3)} = \frac{E_{*\text{б}}}{x_{*\text{рез б}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (5.15)$$

$$I_{3,0}^{(3)} = \frac{1}{1,1022} * \frac{100}{\bar{3} * 6,3} = 8,31 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания

$$I_{3,0 \text{ уд}}^{(3)} = \bar{2} * K_{\text{уд}} * I_{3,0}^3 = \bar{2} * 1,8 * 8,31 = 21,15 \text{ кА} \quad (5.16)$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{k1} = \bar{3} * U_{\text{ВН}} * I_{3,0}^3 = \bar{3} * 6,3 * 21,15 = 230,78 \text{ МВА} \quad (5.17)$$

Ток однофазного короткого замыкания на низкой стороне практически равен нулю, так как сопротивление нулевой последовательности равно бесконечности.

## 6 Выбор питающих линий

Для выбора кабелей питающих линий воспользуемся формулами 6.1- 6.6.  
Определение расчетного тока в нормальном режиме [25]

$$I_{1\text{ расч.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (6.1)$$

Выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = I_{\text{р.л.}} / j_{\text{эк}} \quad (6.2)$$

Проверка выбранных сечений кабелей по нагреву

$$I_{\text{дон}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{дон}} \quad (6.3)$$

Проверка выбранных сечений по условиям токораспределения в доаварийном режиме

$$I_{\text{дон.ав.}} = 1,3 \cdot I_{\text{дон}} \quad (6.4)$$

Проверка сечений жил кабелей по потерям напряжения

$$\Delta U = I_{\text{доав}} \cdot r \cdot \cos \varphi, \quad (6.5)$$

Результат выбора силовых кабелей установки каталитической очистки сведен в таблицу 6.1

Таблица 6.1- Силовые кабели установки каталитической очистки

Обозначение провода, кабеля	Трасса		Кабель, провод		
	Начало	Конец	Марка	Количество и сечение жил	Длина, м
1	2	3	4	5	6
В-1, 2-Н1	ТП	Контейнер для воздухо- дувок В-1, В-2. Ввод 1	ВВГнг(А)- LS	4x16	25

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6
В-1, 2-Н2	ТП	Контейнер для воздухо- дувок В-1, В-2. Ввод 2	ВВГнг(А)- LS	4x16	25
МСС01-Н1	ТП	МСС01. Ввод 1	ВВГнг(А)- LS	4x16	25
МСС01-Н2	ТП	МСС01. Ввод 2	ВВГнг(А)- LS	4x16	25
П1-Н1	МСС01, панель 1	ШУП1	ВВГнг(А)- LS	5x4	25
П1-Н2	МСС01, панель 1	ШУП1	ВВГнг(А)- LS	5x4	25
П1-Н3	МСС01, панель 1	ШУП1	ВВГнг(А)- LS	3x1,5	25
П1-Н4	ШУП1	П1М	ВВГЭнг(А)- LS	4x4	10
П1-Н5	ШУП1	П1рМ	ВВГЭнг(А)- LS	4x4	10
П1-Н6	ШУП1	ПН1М	ВВГнг(А)- LS	4x1,5	10
П1-Н7	ШУП1	ПН1рМ	ВВГнг(А)- LS	4x1,5	10
В1-Н	МСС01, панель 1	В1М	ВБШвнг(А)- LS	4x2,5	35
В1р-Н	МСС01, панель 1	В1рМ	ВБШвнг(А)- LS	4x2,5	35

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6
Х-1-Н	МСС01, панель 1	Х-1	ВВГнг(А)- LS	4x16	25
Э-ШУ-Н	МСС01, панель 1	Э-ШУ	ВВГнг(А)- LS	5x6	35
П1Кл-Н	МСС01, панель ППУ	П1КлМ	ВВГнг(А)- FRLS	3x1.5	10
АПС-Н	МСС01, панель ППУ	АПС	ВВГнг(А)- FRLS	3x2.5	25
ППУ-Н	МСС01, панель 1	МСС01, панель ППУ	ВВГнг(А)- FRLS	5x4	5

## 7 Выбор оборудования ГПП

Выбор коммутационных аппаратов.

Высоковольтные выключатели 110 кВ.

Для установки в открытом распределительном устройстве 110 кВ выбран элегазовый выключатель производства компании АВВ. [30] Марка выключателя LTB 145D1/V. Номинальное напряжение выключателя  $U_n=145$  кВ, номинальный ток  $I_n=2000$  А. Время срабатывания релейной защиты принято  $t_{срза}=0,1$  с. Собственное время отключения выключателя  $t_c=0,039$  с. Номинальный ток отключения выключателя LTB 145D1/V  $I_{но}=40$  кА. Периодический сквозной ток выключателя  $I_{ск}=40$  кА. Мгновенный пиковый сквозной ток  $i_{скп}=102$  кА. Сквозные токи выключателя больше токов короткого замыкания (периодического трехфазного и ударного). Полное время отключения  $t_{по}=0,055$  с.

Выключателя 6 кВ для вводов, секционирования и питания отходящих линий 6 кВ.

Для распределения электрической энергии на напряжении 6 кВ используется комплектное распределительное устройство типа КРУ-СЭЩ-63. Комплектное распределительное устройство поставляется в блоках высокой готовности (модули электротехнических блоков).

Вводной и секционный выключатель.

Для установки в КРУ 6 кВ выбраны вводные и секционный выключатели марки LF-2. Данный выключатель соответствует параметрам сети.

Выбор выключателя 6 кВ для линий к потребителям 6 кВ.

Выключатели на отходящих кабельных линиях выбраны выключатели LF-1 с условием, что при возникновении аварии и отключении одного из силовых трансформаторов, вся нагрузка переключится на второй работающий трансформатор. Следовательно выключатели должны соответствовать данной (аварийной) нагрузке. То есть в аварийном режиме нагрузка выключателей возрастет вдвое. Выключатель соответствует параметрам сети в режиме

аварийной перегрузки, что делает его пригодным для эксплуатации. Все выключатели 6 кВ устанавливаются на выкатной элемент.

#### Высоковольтные разъединители ГПП.

В открытом распределительном устройстве 110 кВ решено установить разъединители марки РГ-110/1250-УХЛ1 производства ЗАО "ЗЭТО". Разъединители выбраны по наиболее тяжелому режиму (когда один их трансформаторов выведен в ремонт). Максимальный аварийный ток, протекающий через разъединители равен  $I_{ав}=176$  А. Данный ток рассчитан при выборе выключателей 110 кВ. Номинальное напряжение равно 110 кВ. Номинальный тока равен 1250 А. Параметры сквозных токов разъединителей равны:  $I_{ск}=40$  кА;  $i_{скп}=80$  кА. Сквозные токи разъединителей имеют большее значение по сравнению с расчетными значениями трехфазного периодического и ударного тока короткого замыкания в точке К1. Допустимы интеграл Джоуля равен кА<sup>2</sup>·с. Разъединитель по параметрам соответствует режимам сети и пригоден к установке в ОРУ 110 кВ.

#### Измерительные трансформаторы.

##### Трансформатор тока.

В ОРУ 110 кВ решено установить элегазовый трансформатор тока типа ТОГф-110-УХЛ1 производства компании ЗАО "ЗЭТО". Ток, протекающий в первичной обмотке равен 176 А. Вторичный ток трансформатор тока  $I_{2н}=5$  А. Номинальное напряжение равно 110 кВ. Наибольшее мгновенное значение тока электродинамической стойкости равно  $i_{мгпэд}=102$  кА, что больше трехфазного ударного тока короткого замыкания. Интеграл Джоуля при протекании трехфазного короткозамкнутого тока В, кА<sup>2</sup>·с, при известном времени термической стойкости  $t_{тст}=3$  с. По напряжению, току и тепловому импульсу (интегралу Джоуля) трансформатор удовлетворяет параметрам сети.

##### Шинные трансформаторы тока в водных ячейках.

В КРУ 6 кВ решено установить трансформатор тока типа ТШЛ-0,66-2-У2. Наибольший ток в перегрузочном (аварийном режиме) равен  $I_{ар}=2000$  А. Ток вторичных обмоток равен  $I_{2н}=5$  А. Токи электродинамической стойкости

трансформатора тока больше расчетных токов короткого замыкания в точке К2. Вторичные обмотки имеют классы точности 0,2S, 0,5, 5P. Трансформатор тока удовлетворяет условиям работы в сети.

Шинный трансформатор тока в секционной ячейке.

В ячейке секционного выключателя решено установить трансформатор тока типа ТШЛ-0,66-1000/5э.

Трансформатор тока в ячейках потребителей 10 кВ.

В ячейках выключателей отходящих линий 10 кВ решено установить трансформаторы тока с литой изоляцией типа ТОЛ-10. Выбран трансформатор тока марки ТОЛК-6-300/5.

Трансформатор напряжения 110 кВ.

Для подключения цепей напряжения приборов учета, измерений и защиты на открытом распределительном устройстве подстанции ГПП решено установить трансформаторы напряжения емкостного типа НДЕ-М-110-УХЛ1. Номинальное напряжение первичной обмотки 110 кВ, номинальные напряжения вторичных обмоток 110 В. Две вторичные обмотки имеют классы точности 0,2 и 0,5, обмотка защиты имеет класс точности 3P. Допустимая нагрузка на вторичные обмотки учета и измерений равны:  $S_{н0,2}=100$  ВА,  $S_{н0,5}=200$  ВА.

Трансформатор напряжения в КРУ 6 кВ.

Для присоединения приборов учета, измерений и защиты на стороне 6 кВ решено установить трансформаторы напряжения с литой изоляцией ЗНОЛП-6. Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки 7,2 кВ, номинальные напряжения вторичных обмоток 58 В. Две вторичные обмотки имеют классы точности 0,2 и 0,5, обмотка защиты имеет класс точности 3P. Допустимая нагрузка на вторичные обмотки учета и измерений равны:  $S_{н0,2}=25$  ВА,  $S_{н0,5}=50$  ВА.

Выбор жесткой ошиновки на ОРУ 110 кВ.

На ОРУ 110 решено установить шины трубчатого сечения марки сплава 1915Т. Параметры трубы следующие: наружный диаметр  $D_{нар}=0,03$  м,

внутренний  $d_{\text{внутр}}=0,026$  м . Прочность шины на растяжение  $\sigma_{\text{раст}}=318 \cdot 10^6$  Па. Длительно допустимый ток по условию нагрева шин  $I_{\text{длнагр}}=576$  А. Длительно допустимый ток больше аварийного тока (176 А). Коэффициент шинной конструкции равен  $\gamma_1=3,14$ . Коэффициенты расположения трубчатых шин  $\kappa_p=1$ , коэффициент формы  $\kappa_{\text{форм}}=1$ .

Выбор гибкой ошиновки.

Для реализации перемычек, опусков на ОРУ 110 использованы провода марки АС. Сечение проводов: АС-185/29. Параметры проводов: наружный диаметр  $d_{\text{нар}}=0,0188$  м, радиус  $r_{\text{пров}}=0,094$  м. Максимальный ток длительного режима равен 510 А. Геометрические размеры ошиновки (расстояние между фазами) такие же как у жестких шин 110 кВ.

## 8 Расчет заземления

Расчет заземления ГПП 110/6 кВ.

Заземляющее устройство рассчитывается по норме на допустимое сопротивление растеканию, которое не должно превышать 0,5 Ом и проектируется в виде наружного контура заземления. Сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,5 Ом.

Проектируемое заземляющее устройство должно быть выполнено с соблюдением требований ПУЭ, электробезопасности и требований электромагнитной совместимости для микропроцессорной аппаратуры РЗиА и контрольных кабелей.

Для организации заземления на подстанции прокладываются продольные и поперечные горизонтальные заземлители, которые выполняются из стальной полосы сечением  $5 \times 40 \text{ мм}^2$ , а вертикальные заземлители из круга диаметром 20 мм. Продольные и поперечные заземлители соединяются друг с другом при помощи сварки.

Продольные заземлители прокладываются вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине и на расстоянии 0,8 м от фундаментов или оснований.

Поперечные заземлители прокладываются в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5 м от поверхности земли. Спуски от электрооборудования и их опорных конструкций для присоединения к наружному ЗУ выполняются из стальной полосы сечением  $5 \times 40 \text{ мм}^2$ . Расчет заземления будет вестись по методике, представленной в [21]. Основные параметры рассчитываемой системы заземления:

- горизонтальная полоса  $5 \times 40 \text{ мм}^2$ , глубина прокладки 0,7 м от уровня земли;
- вертикальные стержни из круглых стальных прутков диаметром  $d_{\text{стржн}}$  20 мм и длиной  $l_{\text{стржн}}$  5 м;

- тип грунта глина (слой 7-10 см) с удельным сопротивлением  $\rho = 70$  Ом·м.

Необходимое сопротивление грунта для вертикальных и горизонтальных заземлителей считаем с учетом повышающего коэффициента, учитывающего колебания грунта по сезонам года: высыхание и промерзание (лето и зима соответственно) рассчитывается по следующей формуле:

$$\rho_{\text{расчет.гор}} = \rho_{\text{удлн}} \cdot K_{\text{п.гор}} \quad (8.1)$$

$$\rho_{\text{расчет.вер}} = \rho_{\text{удлн}} \cdot K_{\text{п.вер}} \quad (8.2)$$

где  $K_{\text{п.гор}}$ ,  $K_{\text{п.вер}}$  - коэффициенты сезонности, определяемые по [12].

$$\rho_{\text{расчет.гор}} = 70 \cdot 3,6 = 252 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{\text{расчет.вер}} = 70 \cdot 1,25 = 87,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Вертикальный электрод имеет определенное сопротивление растеканию, которое рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\hat{a}} = \frac{0,366\rho_{\text{дан.а}}}{l} \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right) \quad (8.3)$$

$$R_{\hat{a}} = \frac{0,366 \cdot 87,5}{5} \left( \lg \frac{2 \cdot 5}{0,02} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 18,467 \hat{h}$$

Вертикальные заземлители (ориентировочное количество) с учетом коэффициента использования  $K_{\text{исп.вер}}$ , определяемого из [12], рассчитываются по следующей формуле:

$$N = \frac{R_{\text{в}}}{\eta \cdot R_{\text{ис}}} \quad (8.4)$$

где  $R_{\text{ис}} = 0,66$  Ом – количественное выражение сопротивления растеканию искусственного заземлителя;

$\eta = 0,46$  - коэффициент использования вертикальных заземлителей (кол-во вертикальных заземлителей определяется по соотношению  $R_{\text{вер.эл}} / R_{\text{ис}}$  по [12]).

$$N = \frac{18,467}{0,46 \cdot 0,66} = 60,82 \text{ шт}$$

Принимаем  $N = \approx 61$  шт.

Сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей определяется расчетом при помощи следующей формулы:

$$R_{\text{гор.эл}} = \frac{0,366 * \rho_{\text{расч.г}}}{l_{\text{г}}} * \lg \frac{2 * l_{\text{г}}^2}{b * t_0} \quad (8.5)$$

$$R_{\text{гор.эл}} = \frac{0,366 * 252}{183} * \lg \frac{2 * 183 * 183}{5 * 0,7} = 0,866 \text{ Ом}$$

Сопротивление вертикальных электродов необходимо уточнить с добавлением проводимости горизонтальных электродов:

$$R_{\text{вер.эл.утчн}} = \frac{R'_{\text{г}} * R_3}{R'_{\text{г}} - R_3} \quad (8.6)$$

где

$$R'_{\text{г}} = \frac{R_{\text{г}}}{\eta_{\text{г}}} = \frac{0,866}{0,36} = 2,4 \text{ Ом} \quad (8.7)$$

$$R_{\text{вер.эл.утчн}} = \frac{2,4 * 1,28}{2,4 - 1,28} = 2,587 \text{ Ом}$$

Определим число вертикальных электродов с учетом уточненного коэффициента использования по формуле:

$$N = \frac{R_{\text{в}}}{\eta_{\text{в}} * R_{\text{вер.эл.утчн}}} = \frac{18,467}{0,46 * 2,587} = 15,51 \text{ шт} \quad (8.8)$$

Исходя из условий размещения и необходимости снижения сопротивления растекания, принимаем количество электродов равное 35 шт. Уточним расчетное сопротивление горизонтальных электродов исходя из окончательного числа вертикальных электродов по формуле (8.9):

$$R_{\text{гор.эл}} = \frac{0,366 * 252}{105} * \lg \frac{2 * 105 * 105}{5 * 0,7} = 0,532 \text{ Ом} \quad (8.9)$$

Определим окончательное сопротивление заземляющего устройства с учетом окончательного числа вертикальных электродов по следующей формуле:

$$R_{\text{з}} = \frac{R_{\text{ã}} * R_{\text{â}}}{R_{\text{ã}} * \eta_{\text{ã}} + R_{\text{â}} * n * \eta_{\text{â}}} = \frac{0,532 * 2,587}{0,532 * 0,36 + 2,587 * 35 * 0,46} = 0,328 \text{ Ом} \quad (8.10)$$

Сопротивление заземления получилось меньше максимально допустимого 0,5 Ом.

## 9 Молниезащита здания ГПП

Защита изоляции существующего и вновь устанавливаемого оборудования на территории открытого распределительного устройства подстанции от прямых ударов молнии осуществляется при помощи стержневых отдельностоящих молниеотводов, порталных молниеотводов и молниеотводов на прожекторных мачтах.

Оборудование должно защищаться от импульсных перенапряжений, возникающих при ударах молнии в молниеотводы или находящиеся в непосредственной близости от подстанции сооружения на подстанционном щите собственных нужд также должны защищаться молниеотводами. В данном случае молниеотводы на порталах выступают как отдельно стоящие молниеотводы и, рассчитав один, можно применить те же цифры к другим молниеотводам.

Стандартной зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h$  является круговой конус высотой  $h_0 < h$ , вершина которого совпадает с вертикальной осью молниеотвода (рисунок 9.1)

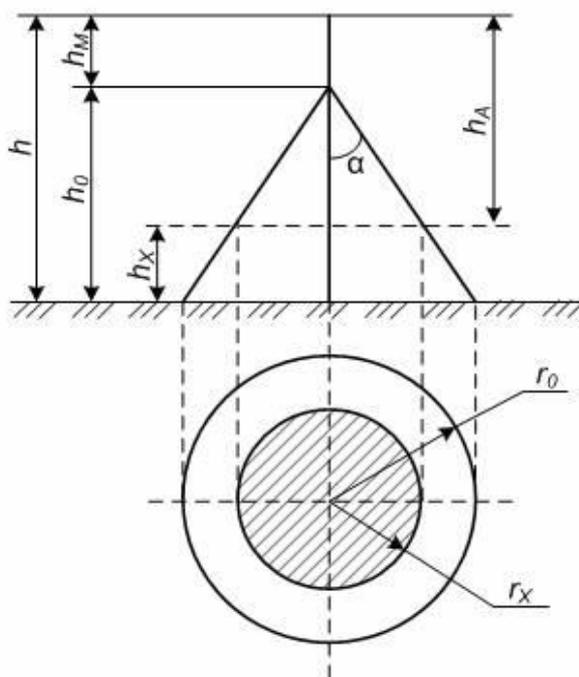


Рисунок 9.1 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Высота молниеотводов равна  $h = 25$  м. Радиус горизонтального сечения  $r_{гор}$  м, для зоны защиты на высоте  $h_x$  определяется по формуле:

$$r_x = \frac{1.6 * h_a * \rho}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (9.1)$$

где  $h_a = 0,85h = 0,85 \cdot 25 = 21,3$  м – высота конуса зоны защиты молниеотвода;

$$r_x = \frac{1.6 * 21,3 * 1}{1 + \frac{20}{25}} = 18,93 \text{ м}$$

## Заключение

В выпускной квалификационной работе спроектировано электроснабжение установки каталитической очистки сбросных газов. На стороне 110 кВ приняты к установке элегазовые выключатели фирмы АВВ LTB 145D1/B, разъединители марки РГ-110/1250-УХЛ1 производства ЗАО "ЗЭТО".

К установке приняты трансформаторы типа ТМЗ – 400/6/0,4 кВА и ТДН-6300/110/6-У1

На стороне 10 кВ принято к установке комплектное распределительное устройство типа КРУ-СЭЩ-63 с выключателями марки LF-2 производства Merlin Gerin (Шнейдер Электрик).

Выполнен расчёт ошиновки 110 и 6 кВ, и выбор кабельных линий ГПП, РУ и ТП.

Также было рассчитано заземляющее устройство ГПП. Расчет показал, что сопротивление контура заземления в любое время года будет составлять менее 0,5 Ом.

Молниезащита подстанции защищает оборудование и здания подстанцию от прямых ударов молнии на всей территории подстанции. Основные решения по оборудованию шли в сторону увеличения нагрузочной способности, уменьшения габаритов, повышения надёжности схемы электроснабжения установки каталитической очистки сбросных газов производства циклогексанола.

## Список используемых источников

1. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений : учеб. пособие / Э. А. Киреева. - Гриф УМО- Москва: Кнорус, 2015. - 233 с.
2. Вахнина В.В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Тольятти : ТГУ, 2015. - 46 с.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение : учеб. для студентов вузов, обуч. по направлению подгот. "Электроэнергетика и электротехника" / Б. И. Кудрин. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва : Академия, 2012. - 351 с.
4. Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В. Б. Шлейников, Т. В. Сазонова. - Оренбург : ОГУ, 2012. - 110 с.
5. Фролов Ю.М. Основы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. - Санкт-Петербург : Лань, 2012. - 480 с.
6. Вахнина, В.В., Проектирование осветительных установок: учебное пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко, Т.А. Рыбалко, О.В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2014. - 117 с.
7. Коробов Г.В. Электроснабжение : курсовое проектирование : учеб. пособие для вузов / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - Изд. 3-е, испр. и доп. ; гриф УМО. - Санкт-Петербург : Лань, 2014. - 191 с.
8. Шаповалов С.В. Энергосбережение и энергосберегающие технологии : учеб. пособие / С. В. Шаповалов, О. В. Самолина, Н. А. Шаповалова ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2012. - 98 с.
9. Электроснабжение [Электронный ресурс] : методические указания к курсовой работе для студентов по направлению подготовки 140400

«Электроэнергетика и электротехника» профиля подготовки «Электропривод и автоматика» очной и очно-заочной форм обучения / сост. Т. В. Синюкова. - Липецк : ЛГТУ, 2013. - 26 с.

10. Электроснабжение : расчет токов короткого замыкания [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет ; сост. Т. В. Синюкова. - Липецк : ЛГТУ, 2014. - 46 с.

11. Тараканов В.П. Информационно-измерительная техника и электроника. Электрические измерения в системах электроснабжения : учеб.-метод. пособие / В. П. Тараканов, М. С. Макеев ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2013. - 87 с.

12. Стрельников Н.А. Электроснабжение промышленных предприятий [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. А. Стрельников. - Новосибирск : НГТУ, 2013. - 100 с.

13. Юндин М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства : учеб. пособие для студентов аграр. вузов, обуч. по направлению 110300 "Агроинженерия" / М. А. Юндин, А. М. Королев. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Санкт-Петербург [и др.] : Лань, 2016. - 319 с.

14. Данилов М.И. Инженерные системы зданий и сооружений [Электронный ресурс] : (электроснабжение с основами электротехники) : учеб. пособие / М. И. Данилов, И. Г. Романенко ; Сев.-Кавказ. федерал. ун-т. - Ставрополь : СКФУ, 2015. - 223 с.

15. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие для студентов вузов, обуч. по направлению подготовки 140400 "Электроэнергетика и электротехника" / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 4-е изд., стер. - Москва : КНОРУС, 2014. - 648 с.

16. Электроснабжение строительных площадей [Электронный ресурс] : метод. указания / сост. В. В. Резниченко, Б. Н. Воронков. - Санкт-Петербург : СПбГАСУ : ЭБС АСВ, 2014. - 33 с.

17. Шукуров И.С. Инженерные сети [Электронный ресурс] : учебник / И. С. Шукуров, И. Г. Дьяков, К. И. Микири. - Москва : МГСУ : ЭБС АСВ, 2016. - 278 с.

18. Конюхова Е.А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры) [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Е. А. Конюхова. - Москва : Русайнс, 2016. - 159 с.

19. Сивков А.А. Основы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. А. Сивков, Д. Ю. Герасимов, А. С. Сайгаш ; Томский политехнический университет. - 2-е изд., доп. - Томск : ТПУ, 2014. - 173 с.

20. Электроснабжение : выбор и проверка токоведущих частей и коммутационных аппаратов [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет ; сост. Т. В. Синюкова. - Липецк : ЛГТУ, 2014. - 63 с.