

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование системы электроснабжения завода по переработке СПГ

Обучающийся

А.А. Рахимов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

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

Тольятти 2025

Аннотация

Выпускная квалификационная работа включает в себя 72 листа текста, 8 рисунков, 19 таблиц и графической части на 6 листах формата А1, списка используемой литературы из 29 наименований.

Актуальность исследования определяется несколькими факторами. Во-первых, увеличение спроса на СПГ на мировом рынке, особенно в странах Азии, Европы и Северной Америки, способствует росту числа перерабатывающих заводов. Это требует создания надежных систем энергоснабжения, способных обеспечить стабильную работу оборудования в условиях высоких нагрузок и строгих требований к безопасности. Во-вторых, многие заводы по переработке СПГ расположены в удаленных или климатически сложных регионах, где подключение к централизованным сетям может быть затруднено или экономически нецелесообразно. В таких случаях грамотно спроектированная система электроснабжения становится основой для устойчивого функционирования предприятия.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка системы электроснабжения завода по переработке СПГ, обеспечивающей высокую надёжность, энергоэффективность и соответствие современным нормативным требованиям.

В соответствии с поставленной целью определены следующие задачи:

- описать технологически процесс предприятия, рассчитать электрические нагрузки предприятия и обосновать строительство автономной системы электроснабжения;
- выбрать количество и типа генераторов;
- выбрать силовые трансформаторы предприятия;
- рассчитать токи короткого замыкания;
- рассчитать линии электропередач предприятия;
- выбрать электрооборудование системы электроснабжения.

Содержание

Введение.....	5
1 Общие сведения об проектируемом предприятии.....	8
1.1 Описание технологического процесса предприятия.....	8
1.2 Расчет электрических нагрузок предприятия	10
1.3 Обоснование строительства автономной системы электроснабжения .	11
2 Выбор количества и типа генераторов.....	14
2.1 Выбор числа и мощности основных генераторов	14
2.2 Система компрессора предварительного охлаждения хладагента и компрессора хладагента	19
2.3 Выбор числа и мощности аварийных генераторов.....	20
3 Выбор силовых трансформаторов предприятия	23
3.1 Выбор повышающих трансформаторов	23
3.2 Выбор трансформаторов в распределительной сети.....	24
3.3 Выбор цеховых трансформаторов.....	27
4 Расчет токов короткого замыкания	29
4.1 Определение сопротивлений элементов схемы замещения	29
4.2 Расчет токов короткого замыкания в точках сети	35
5 Расчет линий электропередач предприятия	40
5.1 Выбор кабельных линий 10 кВ	40
5.2 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	43
5.3 Выбор соединения газотурбинных генераторов с повышающими трансформаторами	44
5.4 Выбор проводов ВЛ–35 кВ	50
6 Выбор электрооборудования системы электроснабжения	53
6.1 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры в сетях 35 кВ ..	53
6.2 Выбор электрооборудования сетей 10 и 0,4 кВ	57
6.2.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства	57

6.2.2 Выбор выключателей КРУ	58
6.2.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	59
6.2.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	61
6.2.5 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП.....	65
6.3 Мероприятия по повышению надежности системы электропитания	65
Заключение	68
Список используемой литературы и используемых источников.....	70

Введение

Развитие технологий сжиженного природного газа (СПГ) играет важную роль в современной энергетике, обеспечивая эффективный и экологически чистый способ транспортировки и хранения газа. Заводы по переработке СПГ являются сложными промышленными объектами, работающими в непрерывном режиме и требующими надёжного электроснабжения.

Проектирование системы электроснабжения таких предприятий – сложная инженерная задача, включающая расчёт электрических нагрузок, выбор оборудования, разработку схем питания, обеспечение резервирования и электробезопасности. Надёжность энергосистемы напрямую влияет на бесперебойность производственного процесса, безопасность персонала и эффективность работы оборудования.

Проектирование автономной системы электроснабжения для завода по переработке СПГ является стратегически важным решением, обеспечивающим энергетическую независимость, бесперебойность производственного процесса и минимизацию рисков, связанных с внешними энергоснабжающими организациями.

Автономная система электроснабжения предусматривает использование собственной генерации электроэнергии, что особенно актуально для объектов, расположенных в удалённых районах, где отсутствует развитая сеть централизованного электроснабжения или её использование экономически нецелесообразно.

Актуальность исследования определяется несколькими факторами. Во-первых, увеличение спроса на СПГ на мировом рынке, особенно в странах Азии, Европы и Северной Америки, способствует росту числа перерабатывающих заводов. Это требует создания надёжных систем энергоснабжения, способных обеспечить стабильную работу оборудования в условиях высоких нагрузок и строгих требований к безопасности. Во-вторых, многие заводы по переработке СПГ расположены в удалённых или

климатически сложных регионах (например, в Арктике или на морских платформах), где подключение к централизованным сетям может быть затруднено или экономически нецелесообразно. В таких случаях грамотно спроектированная система электроснабжения становится основой для устойчивого функционирования предприятия.

В-третьих, современные тенденции в области энергетики, такие как повышение энергоэффективности, снижение эксплуатационных затрат и минимизация воздействия на окружающую среду, подчеркивают необходимость разработки инновационных решений в системах электроснабжения. Использование передовых технологий, включая интеллектуальные системы управления, комбинированные источники энергии и оборудование с высокой степенью надежности, позволяет оптимизировать работу завода и снизить риски аварийных ситуаций. Это особенно важно для объектов переработки СПГ, где сбои в энергоснабжении могут привести к значительным финансовым потерям и угрозам безопасности.

Объектом исследования является завод по производству сжиженного природного газа.

Предметом исследования является система электроснабжения завода по производству сжиженного природного газа.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка системы электроснабжения завода по переработке СПГ, обеспечивающей высокую надёжность, энергоэффективность и соответствие современным нормативным требованиям.

В соответствии с поставленной целью определены следующие задачи:

- описать технологически процесс предприятия, рассчитать электрические нагрузки предприятия и обосновать строительство автономной системы электроснабжения;
- выбрать количество и типа генераторов;
- выбрать силовые трансформаторы предприятия;
- рассчитать токи короткого замыкания;

- рассчитать линии электропередач предприятия;
- выбрать электрооборудование системы электроснабжения.

Проект электроснабжения разрабатывается в соответствии с действующими нормативными документами: Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), ГОСТ, СНиП, СТО Газпром, а также отраслевыми стандартами по проектированию объектов СПГ.

Теоретическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в ознакомлении с основами разработки автономных систем электроснабжения при помощи газотурбинных генераторов, а также формировании необходимых навыков выполнения расчетов данных систем электроснабжения.

Практическая значимость работы заключается в применении её результатов при проектировании, модернизации и эксплуатации энергосистем заводов по переработке СПГ, что позволит повысить эффективность и надёжность их работы.

Автономная система электроснабжения завода по переработке СПГ позволит гарантировать бесперебойное питание технологического оборудования, снизить зависимость от внешних энергопоставщиков, а также повысить эффективность и экономичность работы предприятия.

1 Общие сведения об проектируемом предприятии

1.1 Описание технологического процесса предприятия

«В рассматриваемый завод по производству сжиженного природного газа входит:

- 2 технологические линии по производству сжиженного природного газа, производительность каждой из которых составляет 4800 тыс. тонн сжиженного природного газа в год;
- 2 резервуара для хранения сжиженного природного газа, емкость каждого из которых составляет 100000 м³;
- причал отгрузки сжиженного природного газа;
- два сферических резервуара для хранения хладагента (пропана и этана), емкость каждого из которых составляет по 1600 м³;
- система жидкого теплоносителя для подачи теплоты разным технологическим потребителям;
- вспомогательные системы, в том числе установка воздуха КИП, азотная станция, установка подготовки воды, а также система дизтоплива;
- очистные сооружения для обработки сточных вод и вод с возможным содержанием углеводов» [22].

Пройдя под давлением восемьсот километровый путь от ОБТК до комплекса, природный газ попадает на завод по производству сжиженного природного газа. Сжижение газа проводится на двух технологических линиях, производительность каждой из которых составляет 4800 тыс. тонн сжиженного природного газа в год.

На заводе по производству сжиженного природного газа применяется специально разработанная концерном «Shell» технология сжижения газа с использованием двойного смешанного хладагента (DoubleMixedRefrigerant –

DMR), которая повышает энергоэффективность производства за счет применения преимуществ холодного климата.

Процесс сжижения природного газа на заводе начинается с его охлаждения до температуры 111 К, что эквивалентно минус 162 °С. «Для этого используется смешанный хладагент, состоящий из азота, метана, этана и пропана. Этот состав применяется на технологических линиях, чтобы эффективно снизить температуру газа до указанного уровня. В результате охлаждения газ переходит в жидкое состояние, а его объем сокращается примерно в 600 раз» [22] по сравнению с газообразной формой. На выходе получается готовый продукт – сжиженный природный газ (СПГ), который пригоден для транспортировки и хранения в специальных условиях.

Хранение СПГ организовано в резервуарах особой конструкции. Рядом с заводом, «на территории терминала отгрузки нефти, нефть содержится в двух отдельных резервуарах. Для СПГ же используются емкости, состоящие из трех слоев, вложенных друг в друга. Внешний слой выполнен из бетона: его толщина у основания достигает одного метра, уменьшаясь до 500 мм в верхней части. Средний слой, изготовленный из углеродистой стали, примыкает к бетону и служит пароизоляционным барьером. Внутренний слой сделан из никелевой стали с содержанием никеля 9%, что позволяет ему выдерживать криогенные температуры вплоть до 108 К (минус 165 °С). Между внутренней емкостью и пароизоляционным слоем оставлено пространство шириной около метра, заполненное изоляционным материалом. Задача пароизоляции – предотвратить проникновение кислорода и влаги внутрь, а также утечку испаряющегося газа наружу. Крыши резервуаров имеют двухслойную конструкцию: верхний слой из бетона толщиной 400 мм, нижний – из того же материала, что и пароизоляционный барьер. Общая масса каждой крыши достигает 600 тонн. В процессе хранения СПГ постоянно испаряется, и этот газ отводится для поддержания стабильного давления» [22], используя его как топливо на предприятии.

Безопасность завода обеспечивается факельной установкой, которая играет роль ключевого элемента системы защиты. Она представляет собой вертикальную трубу высотой 125 метров, через которую избыточный газ сжигается с помощью пилотной горелки – источника постоянного открытого огня на вершине. Факел действует как предохранительный механизм, позволяя быстро и безопасно утилизировать излишки газа с технологических линий. Постоянное горение пилотной горелки указывает на нормальную работу завода, а при необходимости сброса газа она обеспечивает его мгновенное воспламенение. Такой подход предпочтителен с экологической точки зрения, так как сжигание углеводородов оказывает меньшее воздействие на окружающую среду, чем выброс несожженного газа в атмосферу.

1.2 Расчет электрических нагрузок предприятия

Расчет электрических нагрузок является фундаментальным этапом проектирования системы электроснабжения завода по переработке сжиженного природного газа (СПГ), определяющим параметры энергопотребления и служащим основой для выбора оборудования, кабельных линий и трансформаторов. Заводы по переработке СПГ отличаются высокой энергоемкостью из-за использования мощных компрессоров, насосов, систем охлаждения и освещения, а также строгих требований к надежности электроснабжения, что классифицирует их как объекты I категории по ПУЭ. Точный расчет нагрузок необходим для обеспечения бесперебойной работы технологических процессов, связанных с сжижением, хранением и отгрузкой газа, а также для минимизации эксплуатационных затрат и предотвращения аварийных ситуаций.

Согласно данным предприятия в таблице 1 сведено установленное оборудование на шинах генераторного распределительного устройства с его расчетной мощностью.

Таблица 1 – Оборудование предприятия и его нагрузка

Распределительный щит подстанции	Тип нагрузки	Расчетная мощность, МВт
Распределительный щит линии	нормальная	18,0
PMR/MR компрессор	нормальная, только летом	11,1
Компрессор испаряющихся газов	нормальная	11,6
Обычное оборудование	нормальная	13,2
Зона хранения и погрузки СПГ	нормальная	5,5
Дополнительная нагрузка при закачке СПГ в танкер	пиковая	7,7
Зона ТОН	нормальная	1,9
Дополнительная нагрузка при закачке ТОН в танкер	пиковая	9,7
Итого	–	78,1

Суммарную расчетную мощность предприятия необходимо рассматривать в летний период, как наиболее загруженный. Кроме того, вырабатываемая мощность газотурбинных генераторов в данный период минимальна. Суммарная расчетная мощность равна сумме расчетных мощностей отдельных установок

$$P_{\Sigma \text{уст}} = \Sigma P_i, \quad (1)$$

где P_i – расчетная мощность отдельных установок,

$$P_{\Sigma \text{уст}} = 18,0 + 11,1 + 11,6 + 13,2 + 5,5 + 7,7 + 1,9 + 9,7 = 78,1 \text{ МВт.}$$

1.3 Обоснование строительства автономной системы электроснабжения

Системы электроснабжения предприятий нефтедобычи, к которым относится и рассматриваемый в данной выпускной квалификационной работе завод по производству СПГ являются сложными электротехническими комплексами. Электротехнический комплекс завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) разработан для поддержания непрерывного технологического процесса. Он объединяет источники электроэнергии, устройства для преобразования ее параметров,

электромеханические системы, насосные установки и прочее оборудование, необходимое для выполнения производственных задач. Даже кратковременный сбой в подаче электроэнергии длительностью более 0,15 секунды способен нарушить стабильность процесса производства СПГ, что приводит к значительным материальным потерям. Если перерыв превышает 0,2 секунды, это вызывает сбои в работе синхронных электродвигателей, обеспечивающих ключевые операции на предприятии. Поэтому к системе электроснабжения предъявляются строгие требования, включая поддержание высокого качества электроэнергии и минимизацию провалов напряжения.

Значительная протяженность электрических сетей низкого и высокого напряжения, а также разбросанность потребителей по территории завода усложняют задачу повышения надежности и эффективности энергоснабжения. Удаленность предприятия от централизованных источников электроэнергии дополнительно усугубляет ситуацию, увеличивая расходы на строительство и обслуживание линий электропередач. Эти факторы становятся основными препятствиями на пути к созданию экономичной и устойчивой системы электроснабжения, требуя тщательного подхода к проектированию и эксплуатации комплекса.

К тому же часть ЛЭП при сооружении централизованной системы электроснабжения пришлось бы прокладывать в труднодоступных местах, добраться до которых в зимнее время при повреждении очень затруднительно. Таким образом, перерывы в электроснабжении могли бы составить несколько суток, что не допустимо для рассматриваемого предприятия.

В соответствии с [17] целесообразно применять сжижаемый на предприятии газ для выработки электрической энергии автономными источниками. Это даст возможность решить проблемы как повышения надежности электроснабжения предприятия, так и охраны окружающей среды. При данном варианте электроснабжения обеспечивается максимальное приближение потребителей электрической энергии предприятия к источнику электроэнергии.

Выводы по разделу.

В первом разделе ВКР сформировано комплексное представление о заводе по переработке сжиженного природного газа (СПГ) как объекте проектирования. Изучение технологического процесса предприятия показало, что производство СПГ включает такие ключевые этапы, как очистка газа, сжижение, хранение и отгрузка, каждый из которых предъявляет высокие требования к стабильности и качеству электроснабжения для работы компрессоров, холодильных установок, насосов и систем управления. Расчет электрических нагрузок предприятия выявил суммарную потребляемую мощность, распределение нагрузок между основными технологическими узлами и пиковые значения, что стало основой для определения параметров будущей системы электроснабжения. Суммарная расчетная мощность равна сумме расчетных мощностей отдельных установок и составляет 78,1 МВт. Особое внимание уделено обоснованию строительства автономной системы электроснабжения, которое обусловлено удаленным расположением завода, сложностью подключения к централизованным сетям и необходимостью обеспечения бесперебойности производства в условиях высоких рисков перебоев. Таким образом, результаты данного раздела подтверждают, что проектируемый завод по переработке СПГ требует надежной и эффективной системы энергоснабжения, а выбор автономного решения является оптимальным с учетом технологических, географических и экономических факторов, что создает прочную основу для дальнейших этапов проектирования.

2 Выбор количества и типа генераторов

2.1 Выбор числа и мощности основных генераторов

Основной источник электроэнергии состоит из одинаковых генераторных установок, каждая из которых включает в себя генератор, трансформатор, оборудование защиты, управления, наблюдения, контроля и другое вспомогательное оборудование, для того чтобы данная установка являлась полноценно работающей. Газотурбинные генераторы управляются с операторской панели распределенной управляющей системы в главной комнате управления. Локальное управление каждого генератора для пуско-наладочных нужд располагается на локальной панели управления генератором и турбиной в генераторной вспомогательной комнате. В дополнение к управлению и наблюдению за генераторными установками из главной комнаты управления, управление возможно из комнаты управления силовой системой, находящейся в силовой подстанции PSS400 и являющейся частью системы электроснабжения всего предприятия.

Кроме требования нормального функционирования или отключения нагрузки и генераторов, главная переменная, которая влияет на используемую мощность и мощность, вырабатываемую генератором – это температура окружающей среды. Используемая мощность увеличивается, а выработка мощности уменьшается с повышением температуры окружающей среды. Калибровка систем выработки и распределения электроэнергии для потребителей СПГ и ТОН должна основываться на расчетной мощности подразделений предприятия.

Так как одна из главных переменных, которая влияет на используемую мощность и мощность, вырабатываемую генератором – это температура окружающей среды. Используемая мощность увеличивается, а выработка мощности уменьшается с повышением температуры окружающей среды.

Есть два варианта работы системы – зимний и летний:

Зимний вариант – нормальные требования по мощности в зимнее время (средняя температура окружающей среды / обычный газ), требуется число генераторов n , в то время, когда число установленных генераторов на два больше. Таким образом, если один генератор на плановом обслуживании и еще один отключился, то производство СПГ не будет нарушено. Для пикового требования мощности необходима на один генератор больше. Таким образом, если один генератор на плановом обслуживании и еще один отключился, то нагрузка, приводящая к пику (например загрузка танкера СПГ), может быть приостановлена, пока не восстановится необходимая подача мощности. Сброс нагрузки должен быть таким, чтобы это не повлияло на нормальную работу линий СПГ.

Летний вариант – в летнее время (высокая температура окружающей среды / ненасыщенный газ), обычная нагрузка требует значительно больше мощности. В этом случае все имеющиеся газотурбинные генераторы будут задействованы, так как требуется на один генератор больше, чем в зимний период, чтобы удовлетворять нормальному требованию мощности. Поэтому обслуживание генераторов должно быть запланировано вне этого периода.

Принимаются к установке газотурбинные установки ГТЭ-25ПА, разработанные АО «ОДК-Авиадвигатель» и серийно производимые АО «ОДК-Пермские моторы» [23].

ГТЭ-25ПА имеет номинальную мощность 25,6 МВт в базовой конфигурации. КПД установки в простом цикле достигает 37,2 %. Она предназначена для работы на природном газе по ГОСТ 5542, что идеально соответствует условиям завода по переработке СПГ, где газ доступен как сырье [23]. Также возможна адаптация под другие виды топлива (дизель, дистилляты) по согласованию с производителем. Установка комплектуется системами автоматического управления, очистки воздуха, топливоподачи и шумопоглощения, что делает её пригодной для эксплуатации в сложных климатических условиях, включая регионы Арктики.

Завод по переработке СПГ требует стабильного питания для работы компрессоров, холодильных установок, насосов и систем управления, что подчеркивает важность выбора оборудования с высокой производительностью и резервированием.

Технологический процесс переработки СПГ включает очистку газа, сжижение при температурах около минус 162 °С, хранение в криогенных резервуарах и отгрузку, что обуславливает непрерывное энергопотребление на уровне 78,1 МВт в пиковые периоды.

Завод по переработке СПГ мощностью 78,1 МВт требует надежного энергоснабжения для таких процессов, как сжижение газа, работа компрессоров предварительного охлаждения (PMR) и основного хладагента (MR), а также поддержание криогенных условий хранения. Количество генераторов, необходимых для работы определяется по формуле [21]:

$$n_{\text{ген}} = \frac{P_{\text{Суст}}}{P_{\text{ном.ген}}}; \quad (2)$$

где $P_{\text{ном.ген}}$ – вырабатываемая мощность генератора при 24 °С;

$$n_{\text{ген}} = \frac{78,1}{25,6} = 3,1 \text{ генератора.}$$

Таким образом, количество генераторов, необходимых для работы равно $n_{\text{ген}} = 4$. Запас мощности позволяет компенсировать колебания нагрузки и поддерживать работу системы при плановом обслуживании одного из генераторов.

Однако для соответствия требованиям надежности, особенно в условиях автономного энергоснабжения удаленного СПГ-завода, необходим дополнительный резервный генератор. Пятый ГТЭ-25ПА повышает устойчивость системы: при выходе из строя одного из основных генераторов суммарная мощность оставшихся четырех (включая резервный) составит 102,4 МВт, что по-прежнему перекрывает нагрузку 78,1 МВт. Таким образом,

конфигурация из пяти генераторов (четыре основных и один резервный) обеспечивает как достаточную мощность, так и высокий уровень надежности, соответствующий категории I для критически важных объектов, таких как завод по переработке СПГ. Турбины могут работать на природном газе, доступном на заводе как сырье, что снижает затраты на топливо и упрощает логистику.

Технологический процесс СПГ-производства выигрывает от возможности когенерации: ГТЭ-25ПА может быть интегрирована с котлами-утилизаторами для выработки тепла, необходимого для подогрева газа или поддержания температуры в системах. Это особенно актуально для энергоемких компрессоров PMR/MR, потребляющих значительную долю мощности (до 60–70% от общей нагрузки завода). Высокая степень заводской готовности (ГТЭ-25ПА поставляется в блочно-модульном исполнении) упрощает монтаж на удаленных объектах, таких как СПГ-заводы в Арктике или на шельфе.

Газотурбинные генераторы вырабатывают электричество напряжением 10,5 кВ с частотой 50 Гц. Каждый газотурбинный генератор подсоединен через повышающий трансформатор на 35 кВ к основной коммутационной аппаратуре в подстанции PSS400 (энергоцентре) и питает комплекс СПГ и ТОН. Технические характеристики выбранных генераторов представлены в таблице 2 [23].

Таблица 2 – Технические характеристики генераторов модели ГТЭ-25ПА

Параметр	Величина
Изготовитель	АО «ОДК-ПМ»
Тип, модель	ГТЭ-25ПА
Мощность, МВт	25,6
Напряжение, кВ	10,5
КПД на клеммах генератора, %	37,2
Суммарный КПД (КИТТ), %	86,3
Коэффициент мощности	0,90
Ресурс, до капитального ремонта, ч	25000
Ресурс, назначенный	100000

Кроме того, оценка и число генераторов в работе под несколькими условиями эксплуатации рассмотрены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Таблица общей нагрузки при различных вариантах работы

Нагрузка			Начальная мощность, МВт	Расчетная мощность, МВт
Общая нагрузка для одной линии	зима	нормальная	28,8	31,7
		пиковая	47,2	51,9
	лето	нормальная	31,5	34,7
		пиковая	49,7	54,7
Общая нагрузка для двух линий	зима	нормальная	42,9	47,2
		пиковая	61,4	67,5
	лето	нормальная	51,9	57,1
		пиковая	70,1	77,1

Таблица 4 – Таблица нагрузок по сравнению с возможной выработкой мощности

Количество линий	Вариант дизайна	Общая начальная мощность, МВт		Общая расчетная мощность, МВт		Повышение отношения, %	Общая доступная мощность, МВт	Количество ГТГ	Доступная мощность одного ГТГ, МВт
		нормальная	пиковая	нормальная	пиковая				
1	1	28,8	47,2	31,7	51,9	50,5	62,8	3	25,6
		28,8	47,2	31,7	51,9		94,2	4	
	2	31,5	49,7	34,9	54,9	51,2	68,1	3	22,7
		31,5	49,7	34,9	54,9		90,8	4	
2	1	42,9	61,4	47,2	67,5	75,2	62,8	3	25,6
		42,9	61,4	47,2	67,5		94,2	4	
	2	51,9	70,1	57,1	77,1	62,9	90,8	4	22,7
		51,9	70,1	57,1	77,1		113,5	5	

В таблицах 3 и 4 приняты следующие обозначения:

- нормальная нагрузка – потребляемая мощность завода без погрузки СПГ и нефти в танкеры;
- пиковая нагрузка – потребляемая мощность завода с погрузкой СПГ и нефти в танкеры;
- повышение отношения – отношение расчетной мощности к имеющейся мощности после аварийной остановки генератора;

- зимний вариант работы генераторов (вариант дизайна 1). Нормальные требования по мощности в зимнее время (т.е. вариант 1 – Средняя температура окружающей среды / обычный газ), требуется число генераторов n , в то время когда число установленных генераторов на два больше. Таким образом, если один генератор на плановом обслуживании и еще один отключился, то производство СПГ не будет нарушено. Для пикового требования мощности необходимо на один генератор больше. Таким образом, если один генератор на плановом обслуживании и еще один отключился, то нагрузка, приводящая к пику (например, загрузка танкера СПГ), может быть приостановлена, пока не восстановится необходимая подача мощности. Сброс нагрузки должен быть таким, чтобы это не повлияло на нормальную работу линий СПГ;
- летний вариант работы генераторов (вариант дизайна 2). В летнее время (т.е. вариант 2 – Высокая температура окружающей среды / ненасыщенный газ), обычная нагрузка требует значительно больше мощности. В этом случае все имеющиеся газотурбинные генераторы будут задействованы, так как требуется на один генератор больше, чем в зимний период, чтобы удовлетворять нормальному требованию мощности. Поэтому обслуживание генераторов должно быть запланировано вне этого периода.

Таким образом, после рассмотрения всех режимов работы окончательно принимается к установке 5 генераторов.

2.2 Система компрессора предварительного охлаждения хладагента и компрессора хладагента

Каждая линия СПГ имеет по два газотурбинных компрессора модели GE-7: компрессор предварительного охлаждения хладагента – preliminary mixed refrigerant compressor (PMR) и компрессор хладагента – mixed refrigerant

compressor (MR). Оба компрессора работают на 3600 об/мин. Синхронные машины мощностью 10 или 12 МВт (в зависимости от выбранного источника питания MR или PMR) необходимы для вращения каждого компрессора на 3600 об/мин, для возможности запуска газовой турбины. В летний период (высокая температура окружающей среды), газовые турбины не могут вырабатывать достаточно мощности для компрессора и синхронные машины работают в качестве вспомогательных двигателей. В остальные времена года нагрузка компрессора PMR меньше, чем мощность газовой турбины. Избыток составляет приблизительно 10 МВт и теперь используется для выработки электроэнергии для снабжения вспомогательного мотора компрессора MR. То есть синхронная машина, соединенная с компрессором PMR, изменилась со стартера на генератор–стартовые двигатели газотурбины разгоняют компрессор от 0 до 360 об/мин, после которых вступает в работу вспомогательный мотор.

Для возможности такого запуска и условий нормальной работы, синхронные машины соединены со специальной электрической системой с частотой, которая может изменяться от 0–60 Гц. Эта система связана с системой на 50 Гц через нагрузочный коммутируемый инвертер, работающий как стационарный преобразователь частоты для приема и передачи электроэнергии.

2.3 Выбор числа и мощности аварийных генераторов

Система аварийного источника питания предназначена для обеспечения бесперебойной работы оборудования, потерявшего питание от основного источника электроэнергии. Эта система основана на работе двух разделенных дизель генераторов, вырабатывающих 100 % мощности, питающих 10 кВ распределительную систему, соединенную с основной распределительной системой на 10 кВ в подстанции PSS400. Каждая подстанция оборудована низковольтными аварийными панелями, запитанными от двух

альтернативных источников питания, от обычной низковольтной панели и от аварийной распределительной сети.

Два дизельных двигателя вращающие аварийные генераторы (G-4010, G0-4011) СТМ М.3850U мощностью 3,0 МВт каждый установлены в зоне выработки электроэнергии. Мощность дизельных генераторов основывается на требованиях аварийной нагрузки для комплекса СПГ и ТОН, а также для аварийного запуска, которая составляет 5,2 МВт, согласно данным аналогичных предприятий.

Аварийные генераторы настроены на автоматический пуск в случае потери электроснабжения с автоматическим соединением с цепью аварийного питания. Чтобы допускать профилактическое испытание по нагрузке, каждый модуль обеспечен синхронизирующим устройством, для возможности работы параллельно с основной электрической системой. Во время запуска дизельные генераторы должны быть синхронизированы с первой газовой турбиной.

Технические характеристики выбранных аварийных генераторов СТМ М.3850U представлены в таблице 5 [24].

Таблица 5 – Характеристики аварийных генераторов СТМ М.3850U

Параметр	Величина
Номинальная мощность электростанции, кВт	3000
Производитель двигателя	Mitsubishi
Модель двигателя	S16U-PTA – 1000 RPM
Количество и размещение цилиндров	16, V
Тип впуска	турбированный
Объем двигателя, л	188
Расход топлива при 75% нагрузке, л/час	586
Производитель генератора	Leroy Somer
Модель генератора	LSA 56BMB
Габариты, мм – открытое	9350 × 2300 × 3055
Ёмкость бака, л (на раме)	1000
Масса, кг – открытая	48000

Выводы по разделу.

Во втором разделе ВКР определена оптимальная конфигурация генераторной системы для автономного электроснабжения завода по переработке СПГ с общей мощностью 78,1 МВт. Обосновано применение пяти газотурбинных установок ГТЭ-25ПА производства АО «ОДК-Пермские моторы», каждая из которых имеет мощность 25,6 МВт. Четыре основных генератора обеспечивают суммарную мощность 102,4 МВт, что превышает потребности завода и создает запас в 24,3 МВт для компенсации пиковых нагрузок и планового обслуживания. Пятый ГТЭ-25ПА выбран как резервный, что гарантирует надежность системы: при выходе из строя одного генератора оставшиеся четыре сохраняют мощность 102,4 МВт, полностью покрывая нагрузку 78,1 МВт. Кроме того, резервный генератор необходим для проведения планового технического обслуживания и обеспечения при этом первой категории по надежности потребителей. Выбор ГТЭ-25ПА обусловлен их высоким КПД, способностью работать на природном газе из технологического процесса и адаптацией к суровым климатическим условиям.

Рассмотрены энергетические потребности ключевых процессов сжижения газа. Компрессоры PMR и MR составляют основную часть нагрузки и требуют стабильного питания с минимальными отклонениями.

Для экстренных ситуаций принято два аварийных генератора СТМ М.3850U мощностью 3000 кВт каждый. Мощность дизельных генераторов основывается на требованиях аварийной нагрузки для комплекса СПГ и ТОН, а также для аварийного запуска. Выбор СТМ М.3850U обусловлен их компактностью, быстрым запуском и надежностью в аварийных режимах.

Таким образом, конфигурация из пяти ГТЭ-25ПА (четыре основных и один резервный) и двух аварийных СТМ М.3850U полностью удовлетворяет потребности завода по переработке СПГ мощностью 78,1 МВт. Эта система обеспечивает надежность, достаточную мощность с запасом и устойчивость к аварийным ситуациям, что делает её оптимальной основой для дальнейшего проектирования автономного энергоснабжения предприятия.

3 Выбор силовых трансформаторов предприятия

3.1 Выбор повышающих трансформаторов

Каждый газотурбинный генератор подсоединен через повышающий трансформатор на 35 кВ к основной коммутационной аппаратуре. Таким образом, принимаются к установке 5 силовых повышающих трансформаторов, и кроме того, «мощность каждого трансформатора должна быть рассчитана на мощность генератора. Выбор трансформаторов будем производить по мощности генераторов в зимнем режиме, так как мощность генераторов в данный период времени максимальна.

Мощность каждого трансформатора определяется по формуле» [4]:

$$S_{\text{тр.}} \geq P_{\text{н.ген.}} / \cos\varphi, \quad (3)$$

где $P_{\text{н.ген}}$ – мощность генераторов;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности генераторов, $\cos\varphi = 0,90$;

$$S_{\text{тр.}} \geq 25,6 / 0,9 = 28,4 \text{ МВт.}$$

Принимаем к установке трансформатор ТДЦ–40000/35/10,5 У1 номинальной мощностью $S_{\text{н.т.}} = 40000$ кВА. Технические характеристики выбранных трансформаторов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики трансформаторов в цепи генераторов

Тип трансформатора	$U_{\text{НОМВН}}$, кВ	$U_{\text{НОМНН}}$, кВ	$S_{\text{НТ}}$, МВА	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$U_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
ТДЦ–40000/35	35	10,5	40	30	170	10,5	0,5

Трансформаторы подобраны с запасом по мощности, высокой надежностью и устойчивостью к климатическим условиям, что гарантирует

стабильную передачу энергии и минимизацию потерь в системе электроснабжения.

3.2 Выбор трансформаторов в распределительной сети

«Разработка системы электроснабжения завода по переработке сжиженного природного газа (СПГ) требует тщательного подхода к выбору трансформаторов в распределительной сети, обеспечивающих передачу электроэнергии от генераторов к потребителям» [22] с учетом надежности и эффективности. Схема электроснабжения завода представлена на рисунке 1 и отражает общую конфигурацию системы, включая распределение энергии от пяти газотурбинных установок ГТЭ-25ПА к вторичным подстанциям. Исходя из принципов обеспечения надежности, конфигурация панели управления линии СПГ основана на использовании семи трансформаторов, где шесть являются рабочими с нагрузкой по 17% каждый, а один выполняет функцию запасного. Такое решение позволяет сохранить бесперебойность питания при выходе из строя одного трансформатора, что критично для непрерывного производства СПГ. Учитывая вышеуказанное требование, в данном разделе определяется мощность трансформаторов распределительной сети, необходимая для покрытия общей нагрузки завода в 78,1 МВт. Распределение нагрузки по вторичным подстанциям представлено в таблице 7, что служит основой для расчета параметров трансформаторов и их соответствия эксплуатационным условиям предприятия.

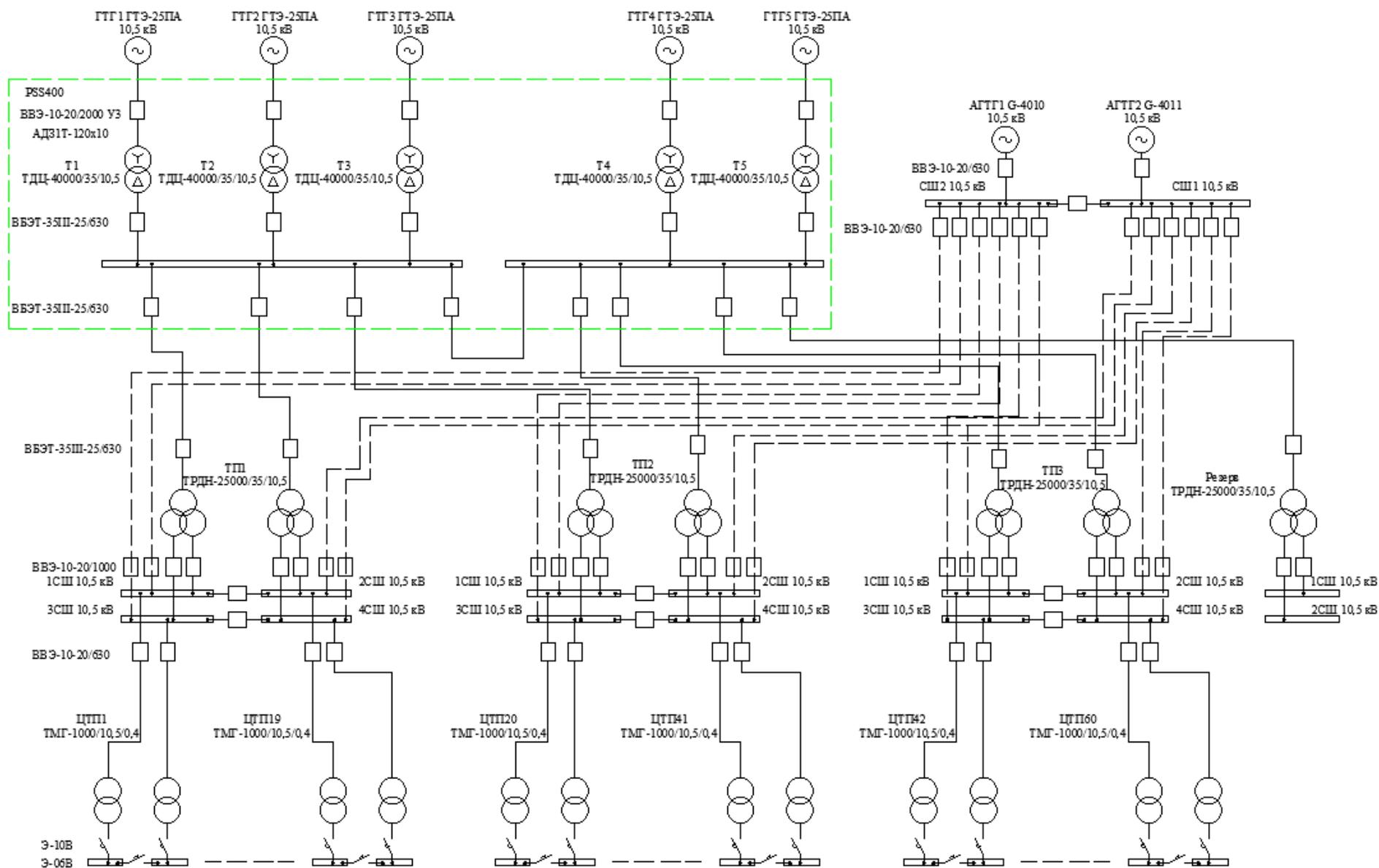


Рисунок 1 – Схема электроснабжения завода по производству СПГ

«Так как все подстанции в распределительной сети двухтрансформаторные, то номинальная мощность трансформаторов при числе трансформаторов $n_T \leq 2$ определяется по формуле» [4]:

$$S_{HT} \geq \frac{P_p}{K_{зд} \cdot n_T}, \quad (4)$$

где P_p – «расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;

$K_{зд}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, согласно ПТЭЭП принимается $K_{зд} = 0,7$ » [18];

n_T – количество трансформаторов.

Так для ТП–1:

$$S_{HT} \geq \frac{24800}{0,7 \cdot 2} = 17714 \text{ кВА.}$$

Принимается трансформатор ТРДН–25000/35/10,5 У1. Аналогично выбираются трансформаторы для остальных ТП, который представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор трансформаторов распределительной сети

Распределительный щит подстанции	Расчетная мощность, МВт	Расчетная мощность тр-ра, кВА	Тип	S_{HT} , МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ
ТП–1	–	–	–	–	–	–
Зона хранения и погрузки СПГ	5,5	–	–	–	–	–
Дополнительная нагрузка при закачке СПГ в танкер	7,7	–	–	–	–	–
Компрессор испаряющихся газов	11,6	–	–	–	–	–
ИТОГО	24,8	17714	ТРДН	25	35	10,5
ТП–2	–	–	–	–	–	–
Обычное оборудование	13,2	–	–	–	–	–
Зона ТОН	1,9	–	–	–	–	–
Дополнительная нагрузка при закачке ТОН в танкер	9,7	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы 7

Распределительный щит подстанции	Расчетная мощность, МВт	Расчетная мощность тр-ра, кВА	Тип	S _{HT} , МВА	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ
ИТОГО	24,8	17714	ТРДН	25	35	10,5
ТП-3	–	–	–	–	–	–
PMR/MR компрессор	11,1					
Распределительный щит линии	18,0					
ИТОГО	29,1	20785	ТРДН	25	35	10,5

В качестве резервного трансформатора принимаем трансформатор ТРДН–25000/35/10,5 У1. Резервный трансформатор вводится в работу вместо любого из рабочих трансформаторов при аварии или выводе его на плановое обслуживание.

3.3 Выбор цеховых трансформаторов

В качестве цеховых трансформаторов применяются трансформаторы ТМГ–1000/10,5/0,4 У3. В каждом цехе установлено по несколько двухтрансформаторных подстанций. Так в основном нагрузка первой категории, то общее количество трансформаторов в цехе определяется из условия:

$$n_T \geq \frac{P_p}{K_{зд} \cdot S_{HT}} \quad (5)$$

где P_p – «расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$K_{зд}$ – допустимый коэффициент загрузки, $K_{зд} = 0,7$;

S_{HT} – номинальная мощность трансформаторов» [4].

Так для распределительного щита линии

$$n_T \geq \frac{18000}{0,7 \cdot 1000} = 25,7.$$

Принимаются к установке 26 трансформаторов, расположенных в 13 двухтрансформаторных ТП. Аналогично рассчитывается количество трансформаторов для остальных ТП. Результаты расчета сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет количества цеховых трансформаторов

Цех	Мощность, кВт	Расчетное кол-во тр-ров	Принятое кол-во тр-ров	Кол-во ТП	Мощность на одну ТП	К _{Зном}
Распределительный щит линии	18000	25,7	26	13	692,3	0,69
PMR/MR компрессор	11100	15,9	16	8	693,8	0,69
Компрессор испаряющихся газов	11600	16,6	18	9	644,4	0,64
Обычное оборудование	13200	18,9	20	10	660,0	0,66
Зона хранения и погрузки СПГ	5500	7,9	8	4	687,5	0,69
Дополнительная нагрузка при закачке СПГ в танкер	7700	11,0	12	6	641,7	0,64
Зона ТОН	1900	2,7	4	2	475,0	0,48
Дополнительная нагрузка при закачке ТОН в танкер	9700	13,9	14	7	692,9	0,69

Выводы по разделу.

В третьем разделе ВКР проведён оптимальный подбор трансформаторов для обеспечения надежного и эффективного электроснабжения завода по переработке СПГ мощностью 78,1 МВт. Определено, что для передачи электроэнергии от пяти генераторов ГТЭ-25ПА (каждый мощностью 25,6 МВт) в сеть 35 кВ завода выбрано пять трансформаторов ТДЦ–40000/35/10,5 У1 мощностью 40 МВА каждый. На основе схемы электроснабжения завода принято решение об установке семи трансформаторов ТРДН–25000/35/10,5 У1, где шесть рабочих с нагрузкой 17 % каждый и один запасной гарантируют бесперебойность питания линии СПГ, распределяя энергию по вторичным подстанциям в соответствии с расчетными данными. Для питания цехового оборудования выбрано 120 трансформаторов ТМГ–1000/10,5/0,4 мощностью 1000 кВА каждый, размещенных в 60 двухтрансформаторных подстанциях.

4 Расчет токов короткого замыкания

4.1 Определение сопротивлений элементов схемы замещения

«Расчет ТКЗ производим при помощи метода типовых кривых. Достаточно рассмотреть ток трехфазного КЗ в характерных точках системы электроснабжения завода и рассчитать периодическую составляющую данного тока для самого тяжелого режима работы сети. Учитывать аperiodическую составляющую допускается приближенно, считаем, что она достигает своего максимального значения в рассматриваемой точке электросети.

Для расчета ТКЗ составляем расчетную электрическую схему, приведенную на рисунке 2» [20].

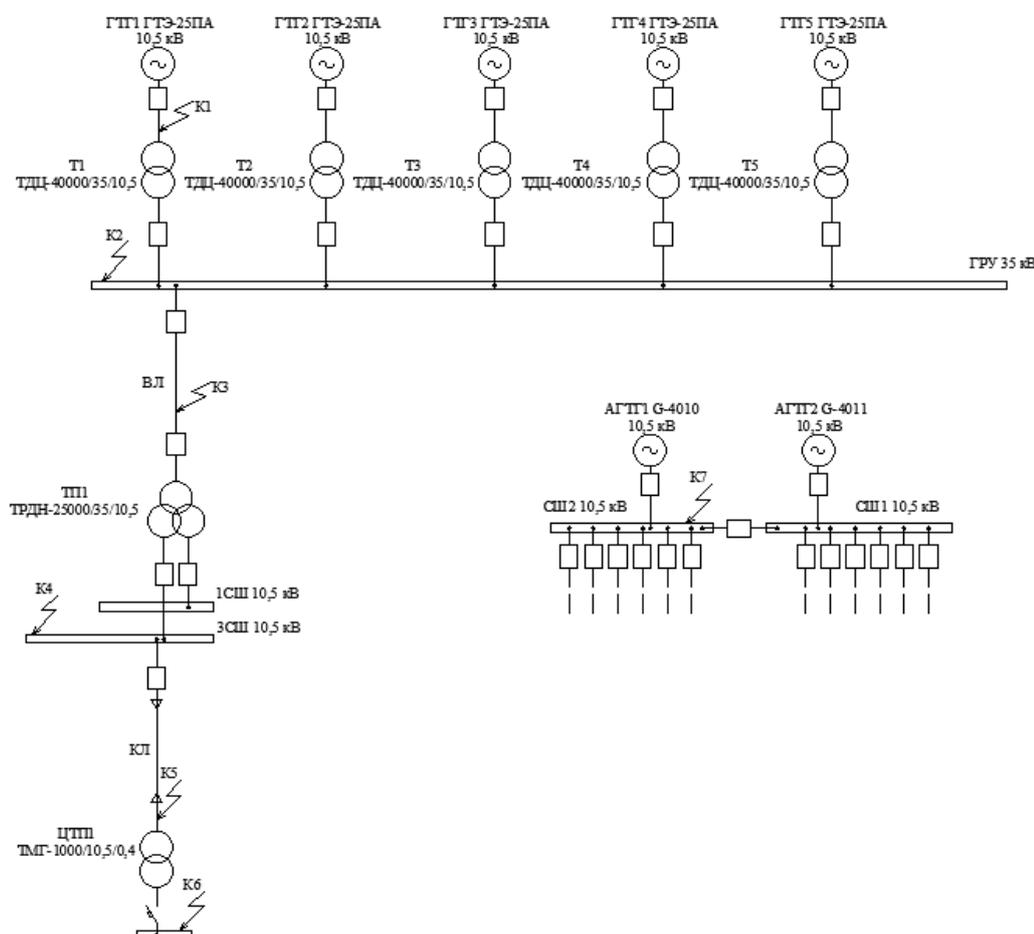


Рисунок 2 – Расчетная электрическая схема сети

«При выборе расчетной электрической схемы для определения ТКЗ рассчитываем режим, при котором воздействие ТКЗ на СЭС будет самым тяжелым. Таким режимом является режим, когда один из силовых трансформаторов каждой подстанции 35/10 кВ отключен по каким-либо причинам и включен секционный выключатель в РУ 10 кВ, то есть все потребители электроэнергии каждой подстанции 35/10 кВ запитаны от одного силового трансформатора. При этом секционный выключатель в ГРУ 35 кВ включен.

Для определения токов короткого замыкания по СЭС завода (рисунок 2) необходимо составить схему замещения (рисунок 3)» [20].

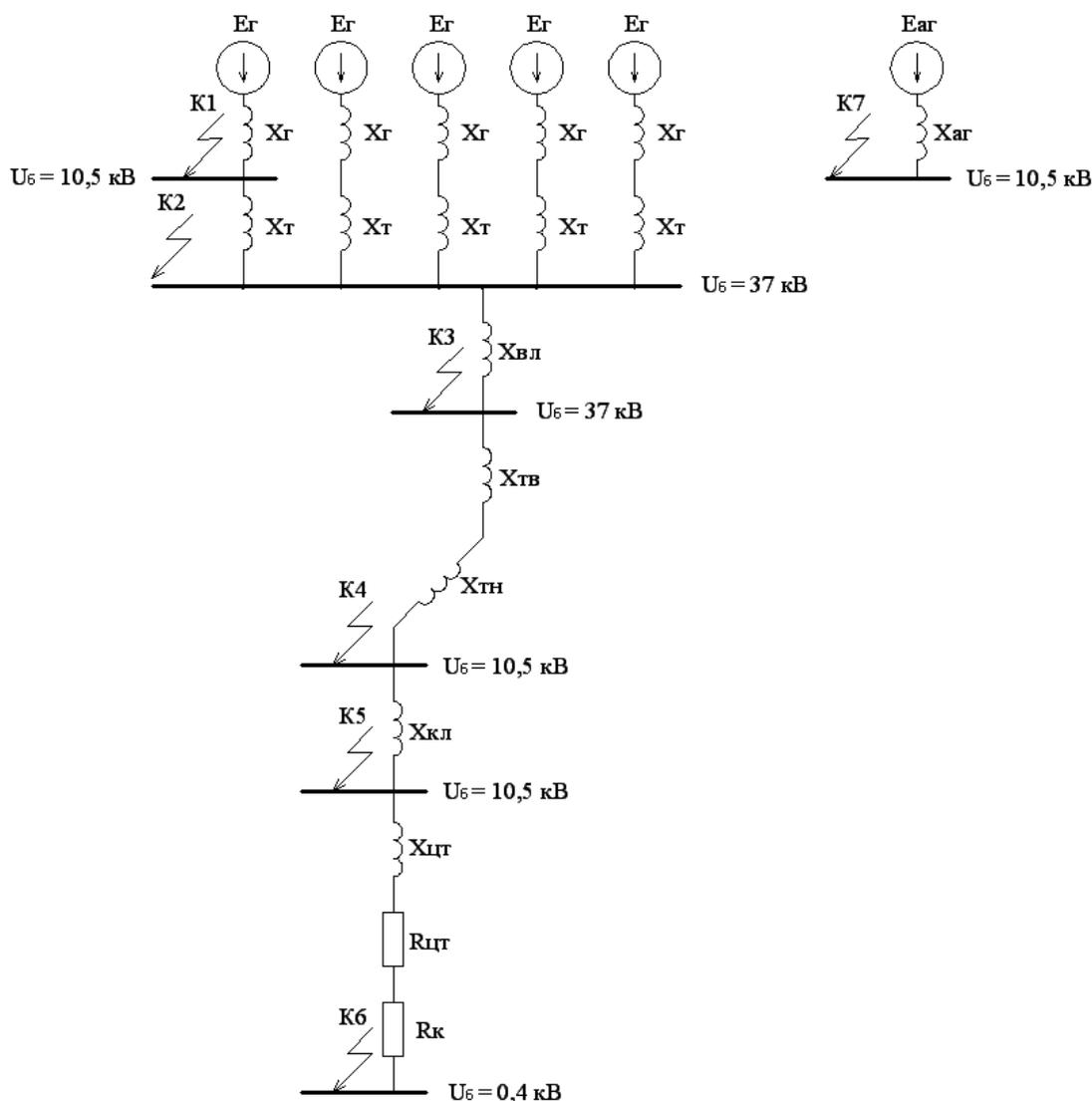


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

«Определяются параметры схемы замещения. Принимается базисная мощность $S_B=1000$ МВА, базисное напряжение $U_B = 37$ кВ для сети с напряжением 35 кВ, $U_B = 10,5$ кВ для сети с напряжением 10 кВ и $U_B = 0,4$ кВ для сети с напряжением 0,4 кВ» [20].

Сопротивление генераторов ГТЭ-25ПА определяется по формуле [20]:

$$x_{\Gamma} = x'' \cdot \frac{S_B}{P_{\text{НОМ}}/\cos\varphi_{\text{НОМ}}}, \quad (6)$$

где x'' – сверхпереходная реактивность, $x'' = 0,13$,

$$x_{\Gamma} = 0,13 \cdot \frac{1000}{\frac{25,6}{0,9}} = 4,557.$$

Сверхпереходную ЭДС генератора в предшествующем режиме можно определить выражением [20]:

$$E_{\Gamma}'' = \sqrt{(U_0 + I_0 X_{d*}'' \sin\varphi_0)^2 + (I_0 X_{d*}'' \cos\varphi_0)^2}. \quad (7)$$

Считаем, что в предшествующем режиме генераторы работают в номинальном режиме, тогда в относительных единицах справедливо следующее:

$$\begin{aligned} U_0 &= 1; I_0 = 1; \cos\varphi_0 = \cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,9; \\ \sin\varphi_0 &= \sin\varphi_{\text{НОМ}} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{\text{НОМ}}} = \sqrt{1 - 0,9^2} = 0,436; \\ E_{\Gamma}'' &= \sqrt{(1 + 1 \cdot 0,159 \cdot 0,436)^2 + (1 \cdot 0,159 \cdot 0,9)^2} = 1,079. \end{aligned}$$

Сопротивление аварийных генераторов G-4010 определяется по формуле [20]:

$$x_{AG} = x'' \cdot \frac{S_B}{P_{НОМ} / \cos\varphi_{НОМ}}, \quad (8)$$

где x'' – сверхпереходная реактивность, $x'' = 0,134$,

$$x_{AG} = 0,134 \cdot \frac{1000}{\frac{3,2}{0,85}} = 35,594.$$

Сверхпереходную ЭДС аварийного генератора в предшествующем режиме можно определить выражением:

$$E_{AG}'' = \sqrt{(U_0 + I_0 X_{d*}'' \sin\varphi_0)^2 + (I_0 X_{d*}'' \cos\varphi_0)^2} \quad (9)$$

Считаем, что в предшествующем режиме аварийный генератор работает в номинальном режиме, тогда в относительных единицах справедливо следующее:

$$\begin{aligned} U_0 &= 1; I_0 = 1; \cos\varphi_0 = \cos\varphi_{НОМ} = 0,85; \\ \sin\varphi_0 &= \sin\varphi_{НОМ} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{НОМ}} = \sqrt{1 - 0,85^2} = 0,527; \\ E_{AG}'' &= \sqrt{(1 + 1 \cdot 0,134 \cdot 0,527)^2 + (1 \cdot 0,134 \cdot 0,85)^2} = 1,077. \end{aligned}$$

Сопротивление повышающих трансформаторов ТДЦ–40000/35/10 У1:

$$\begin{aligned} x_T &= \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}, \quad (10) \\ x_T &= \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,625. \end{aligned}$$

Сопротивление ВЛ 35 кВ от ГРУ 35 кВ до ТП1 [20]:

$$x_{ВЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2}, \quad (11)$$

где $U_{CP2} = 37$ кВ – средненоминальное напряжение ВЛ 35 кВ;

l – длина воздушной линии 35 кВ от ГРУ 35 кВ до ТП1, $l = 1,3$ км;

x_0 – удельное сопротивление воздушной линии, так как на данном этапе расчета провода не выбраны, то принимаем $x_0 = 0,4$ Ом/км;

$$x_{ВЛ} = 0,4 \cdot 1,3 \cdot \frac{1000}{37^2} = 0,380 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформаторов ТРДН–25000/35/10:

– обмотки ВН:

$$x_{ТВ} = 0,125 \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}, \quad (12)$$

$$x_{ТВ} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,525,$$

– обмотки НН:

$$x_{ТН} = 1,75 \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}, \quad (13)$$

$$x_{ТН} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35.$$

Сопротивление КЛ 10 кВ до ЦТП1:

$$x_{КЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2}, \quad (14)$$

где $U_{CP2} = 10,5$ кВ – средненоминальное напряжение КЛ 10 кВ;

l – длина кабельной линии 10 кВ до ЦТП 1, $l = 0,5$ км;

x_0 – удельное сопротивление кабельной линии, так как на данном этапе расчета кабеля не выбраны, то принимаем $x_0 = 0,08$ Ом/км;

$$x_{кЛ} = 0,08 \cdot 0,5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,363 \text{ Ом.}$$

«Точку K_6 считаем размещенной на шинах ЦТП–1. Сопротивление энергосистемы до силового трансформатора ЦТП–1 принимается равным нулю, вследствие его малости относительно сопротивления трансформатора ЦТП и элементов сети 0,4 кВ. В сети напряжением ниже 1000 В следует учитывать и индуктивные и активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора ЦТП» [20]:

$$z_{\text{ЦТП}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НТ}}}, \quad (15)$$

$$z_{\text{ЦТП}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55,0.$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_{\text{ЦТП}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НТ}}^2}, \quad (16)$$

$$r_{\text{ЦТП}} = 10,8 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000^2} = 10,8;$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{\text{ЦТП}} = \sqrt{z_{\text{ТЗ}}^2 - r_{\text{ТЗ}}^2}, \quad (17)$$

$$x_{\text{ЦТП}} = \sqrt{55,0^2 - 10,8^2} = 53,93.$$

«Согласно ГОСТ 28249-93 для РУ ЦТП переходное сопротивление контактов равно $r_{\text{к}}=0,015$ Ом. Данное сопротивление переводим в относительные единицы» [8]:

$$R_{\text{к}} = \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{Б}}} = r_{\text{к}} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{Б}}^2}, \quad (18)$$

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

Базисные токи определяются по формуле:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (19)$$

– для сети 35 кВ:

$$I_{B35} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА},$$

– для сети 10 кВ:

$$I_{B10} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,1 \text{ кА}.$$

4.2 Расчет токов короткого замыкания в точках сети

Ток короткого замыкания в точке К1 определяется по формуле:

$$I_{K1} = \frac{E_r}{x_r} \cdot I_{B10}, \quad (20)$$
$$I_{K1} = \frac{1,079}{4,557} \cdot 55,1 = 13,0 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1 определяется по формуле:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot k_y, \quad (21)$$

где k_y – ударный коэффициент, для точки К1 $k_y = 1,94$.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 13,0 \cdot 1,94 = 35,6 \text{ кА}.$$

Ток короткого замыкания в точке К2 определяется по формуле:

$$I_{K2} = \frac{E_{\Gamma}}{\frac{(x_{\Gamma}+x_{T})}{n_{\Gamma}}} \cdot I_{B35}, \quad (22)$$
$$I_{K2} = \frac{1,079}{\frac{(4,557 + 2,625)}{5}} \cdot 15,6 = 11,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К2 определяется по формуле:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot k_y, \quad (23)$$

где k_y – ударный коэффициент, для точки К2 $k_y = 1,717$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 11,7 \cdot 1,717 = 28,4 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания в точке К3 определяется по формуле:

$$I_{K3} = \frac{E_{\Gamma}}{\frac{(x_{\Gamma}+x_{T})}{n_{\Gamma}} + x_{ВЛ}} \cdot I_{B35}, \quad (24)$$
$$I_{K3} = \frac{1,079}{\frac{(4,557 + 2,625)}{5} + 0,380} \cdot 15,6 = 9,3 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К3 определяется по формуле:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot k_y, \quad (25)$$

где k_y – ударный коэффициент, для точки К3 $k_y = 1,717$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 9,3 \cdot 1,717 = 22,5 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания в точке К4 определяется по формуле:

$$I_{K4} = \frac{E_{\Gamma}}{\frac{(x_{\Gamma}+x_{\Gamma})}{n_{\Gamma}}+x_{ВЛ}+x_{ТВ}+x_{ТН}} \cdot I_{Б10}, \quad (26)$$
$$I_{K4} = \frac{1,079}{\frac{(4,557 + 2,625)}{5} + 0,380 + 0,525 + 7,35} \cdot 55,0 = 6,1 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К4 определяется по формуле:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot I_{K4} \cdot k_y, \quad (27)$$

где k_y – ударный коэффициент, для точки К4 $k_y = 1,92$

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 6,1 \cdot 1,92 = 16,6 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания в точке К5 определяется по формуле:

$$I_{K5} = \frac{E_{\Gamma}}{\frac{(x_{\Gamma}+x_{\Gamma})}{n_{\Gamma}}+x_{ВЛ}+x_{ТВ}+x_{ТН}+x_{КЛ}} \cdot I_{Б10}, \quad (28)$$
$$I_{K5} = \frac{1,079}{\frac{(4,557 + 2,625)}{5} + 0,380 + 0,525 + 7,35 + 0,363} \cdot 55,0 = 5,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К4 определяется по формуле:

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot I_{K5} \cdot k_y, \quad (29)$$

где k_y – ударный коэффициент, для точки К5 $k_y = 1,92$

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot 5,9 \cdot 1,92 = 16,0 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания в точке К7 определяется по формуле:

$$I_{K7} = \frac{E_{AG}}{x_{AG}} \cdot I_{B10}, \quad (30)$$

$$I_{K7} = \frac{1,077}{35,594} \cdot 55,1 = 1,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К7 определяется по формуле:

$$i_{уд7} = \sqrt{2} \cdot I_{K7} \cdot k_y, \quad (31)$$

где k_y – ударный коэффициент, для точки К7 $k_y = 1,94$

$$i_{уд7} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 1,94 = 4,7 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ в точке короткого замыкания К6:

$$S_{K6} = \frac{S_B}{\sqrt{(R_{цтп} + R_K)^2 + X_{цтп}^2}}; \quad (32)$$

$$S_{K6} = \frac{1000}{\sqrt{(10,8 + 93,75)^2 + 53,93^2}} = 8,5 \text{ МВА.}$$

Ток КЗ определяем по выражению:

$$I_{K6} = \frac{S_{K6}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (33)$$

$$I_{K6} = \frac{8,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 12,3 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд6} = \sqrt{2} \cdot I_{K6} \cdot k_y, \quad (34)$$

где k_y – ударный коэффициент, принят 1,6 согласно [8].

$$i_{уд6} = \sqrt{2} \cdot 12,3 \cdot 1,6 = 27,8 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты расчетов токов КЗ

Расчетная точка короткого замыкания	Средненоминальное напряжение $U_{ср}$, кВ	Токи короткого замыкания, кА	
		$I_{п.0}$	$i_{уд}$
Точка К1	10,5	13,0	35,6
Точка К2	37	11,7	28,4
Точка К3	37	9,3	22,5
Точка К4	10,5	6,1	16,6
Точка К5	10,5	5,9	16,0
Точка К6	0,4	12,3	27,8
Точка К7	10,5	1,7	4,7

Выводы по разделу.

В четвёртом разделе ВКР определены значения токов КЗ в ключевых точках СЭС завода, что является важным этапом для обеспечения безопасности и правильного выбора защитного оборудования. Полученные данные являются основой для выбора аппаратуры защиты, способной выдерживать термические и динамические воздействия КЗ, обеспечивая тем самым надежность и стабильность работы системы электроснабжения завода в аварийных режимах.

5 Расчет линий электропередач предприятия

5.1 Выбор кабельных линий 10 кВ

Одним из ключевых этапов проектирования системы электроснабжения завода по переработке сжиженного природного газа (СПГ) является выбор кабельных линий напряжением 10 кВ, обеспечивающих надежную передачу электроэнергии от распределительных подстанций до цеховых ТП. Выбор сечения, типа изоляции и материала проводников осуществляется на «основе экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

В качестве примера приведем расчет кабельной линии до цеховых ТП.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме» [14]:

$$I_{PK} = \frac{0,5 \cdot S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_K}, \quad (35)$$

где $0,5S_{ТП}$ – «мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, равна половине мощности ТП, кВА,
 n_K – число запараллеленных кабелей в кабельной линии, в нашем случае $n_K=1$ » [14].

$$I_{PK} = \frac{0,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1} = 28 \text{ А.}$$

«Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{PK}}{j_{\text{э}}}, \quad (36)$$

где $j_{\text{э}}=1,7$ – экономическая плотность тока для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\text{М}}=3770$ ч/год» [19].

$$F_{\text{э}} = \frac{28}{1,7} = 16,2 \text{ мм}^2.$$

«Выбирается кабель типа ЗАПвП–10–1×16, длительно допустимый ток согласно ПУЭ $I_{\text{доп}}=75$ А» [14].

«Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{доп}}' = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}}, \quad (37)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей, в нашем случае $K_{\text{п}}=0,75$ при 6 кабелях в туннеле;

$K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель, так как точных данных о температуре нет, то принимаем $K_{\text{т}}=1,0$ » [19].

$$I_{\text{доп}}' = 0,75 \cdot 1,00 \cdot 75 = 56 \text{ А.}$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

$$I_{\text{доп}}' = 56 \text{ А} > I_{\text{РК}} = 28 \text{ А.}$$

«Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть:

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{PK}. \quad (38)$$

$$I_{AB} = 2 \cdot 28 = 56 \text{ A.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I_{AB}' = K_{AB} \cdot I_{доп}' \text{ A}, \quad (39)$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки, определяется по ПУЭ в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки» [19]:

$$K_3 = I_{PK} / I_{доп}', \quad (40)$$

$$K_3 = \frac{28}{56} = 0,5.$$

Тогда $K_{AB}=1,25$.

$$I_{AB}' = 1,25 \cdot 56 = 71 \text{ A.}$$

«Осуществляется проверка по току перегрузки:

$$I_{AB}' = 71 \text{ A} > I_{AB} = 56 \text{ A},$$

значит выбранный кабель проходит.

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot U_H^2} \cdot 100 \% \leq U_{доп} = 5\%, \quad (41)$$

где P_P , Q_P – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

r_0 , x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км» [2];

l – длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой кабельной линии ЗАПВП–10–1×16 $r_0=1,95$ Ом/км, $x_0=0,0675$ Ом/км, $l=0,5$ км, тогда

$$\Delta U = \frac{692,3 \cdot 1,95 \cdot 0,5 + 519,2 \cdot 0,0675 \cdot 0,5}{1 \cdot 10^2 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,69\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\% .$$

5.2 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Проверка кабелей на термическую стойкость проводится для подтверждения, что выбранные кабели способны выдерживать нагрев, вызванный токами КЗ, в течение времени срабатывания защитных устройств, сохраняя при этом изоляцию и проводимость. В данном разделе на основе результатов расчета токов КЗ, данных о сечении кабелей и их материале выполняется анализ термической стойкости. «Термически стойкое сечение для кабельных линий до цеховых ТП определим по выражению:

$$F_{\text{ТС}} = \frac{\sqrt{B_{\text{К}}}}{C}, \quad (42)$$

где C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}$,

[3];

$B_{\text{К}}$ – «тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле

$$B_{\text{К}} = I_{\text{К}}^2 \cdot (t_{\text{РЗ}} + t_{\text{ОВ}} + T_{\text{А}})$$

где $t_{\text{РЗ}}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{\text{ОВ}}$ – полное время отключения выключателя, с;

$T_{\text{А}}$ – время протекания апериодической составляющей тока

короткого замыкания, с» [3];

$$W_K = 6,1^2 \cdot (0,5 + 0,08 + 0,12) = 26,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{26 \cdot 10^6}}{100} = 51,0 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель ЗАПвП – 10 – 1×70.

5.3 Выбор соединения газотурбинных генераторов с повышающими трансформаторами

Для соединения генераторов с трансформаторами выбраны жесткие алюминиевые шины, что обусловлено их высокой проводимостью, механической прочностью и устойчивостью к коррозии, а также компактностью размещения оборудования на территории завода. Данный раздел посвящен обоснованию выбора жестких алюминиевых шин, определению их сечения и параметров с учетом расчетных токов нагрузки, токов короткого замыкания и условий эксплуатации. «Согласно ПУЭ, сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах закрытых и открытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). Условия выбора» [14]:

$$I_{\text{MAX}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (43)$$

где $I_{\text{доп}}$ – «допустимый ток шины выбранного сечения.

После выбора сечения шин производятся следующие проверки.

Проверка шин на термическую стойкость при коротком замыкании производится по условию» [14]:

$$q_{\text{MIN}} \leq q, \quad (44)$$

где q_{MIN} – «минимальное сечение по термической стойкости;

q – выбранное сечение;

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (45)$$

где B_K – тепловой импульс, рассчитанный при выборе выключателя;

C – функция, значения которой приведено в» [3]. Для алюминиевых шин $C=91$.

«Проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, на которую воздействуют электродинамические силы. Если собственная частота f_0 меньше 30 Гц и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает. При проектировании новых конструкций производится определение частоты собственных колебаний для алюминиевых жестких шин» [14]:

$$f_0 = \frac{173,2 \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}{l^2}, \quad (46)$$

где l – «длина пролета между изоляторами, м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴;

q – поперечное сечение силы, см²» [14].

«Механический расчет однополосных шин прямоугольного, профильного, круглого или трубчатого сечения, расположенных в одной плоскости.

Определяется наибольшее усилие, возникающее при трехфазном коротком замыкании» [14]:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot l}{a}, \quad (47)$$

где i_y – «ударный ток;

a – расстояние между соседними фазами;

l – пролет шин.

Максимальный изгибающий момент на шину при числе пролетов свыше двух» [14]:

$$M = \frac{F_{\text{расч}} \cdot l}{10}, \quad (48)$$

«Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента» [14]:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{F_{\text{расч}} \cdot l}{10 \cdot W} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (49)$$

где W – «момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³.

Шины динамически устойчивы, если выполняется условие» [14]:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (50)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – «допустимое механическое напряжение в материале шин. Для марки АДЗ1Т $\sigma_{\text{доп}} \leq 91$ МПа, марки АДЗ1Т1 $\sigma_{\text{доп}} \leq 136$ МПа» [13].

«Жесткие шины в распределительных устройствах крепятся на опорных и проходных изоляторах, которые выбираются:

- по номинальному напряжению;
- по допустимой нагрузке:

$$F_{\text{РАСЧ}} \leq F_{\text{ДОП}}, \quad (51)$$

где $F_{\text{РАСЧ}}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{ДОП}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора,

$$F_{\text{ДОП}} = 0,6 \cdot F_{\text{РАЗР}}, \quad (52)$$

где $F_{\text{РАЗР}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, Н» [14].

«При горизонтальном и вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила определяется по выражению:

$$F_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot (i_y^2 / a) \cdot 1 \cdot k_h \cdot 10^{-7}, \quad (53)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «на ребро»,

$$k_h = H / H_{\text{ИЗ}}; \quad (54)$$

где $H_{\text{ИЗ}}$ – высота изолятора;

H – расстояние, мм,

$$H = H_{\text{ИЗ}} + b + h/2, \quad (55)$$

где b и h – размеры шины» [14].

Для проходных изоляторов расчетная сила определяется по выражению:

$$F_{\text{РАСЧ}} = (\sqrt{3}/2) \cdot (i_y^2 / a) \cdot 1 \cdot 10^{-7}, \quad (56)$$

Выбираем опорные штыревые изоляторы внутренней установки ИО–10–3,75–1УЗ.

«Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току за генератором» [14]:

$$I_{\max} = \frac{S_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}}}; \quad (57)$$
$$I_{\max} = \frac{31,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 1921 \text{ А.}$$

Принимаем однополосные шины $120 \times 10 \text{ мм}^2$, $I_{\text{ДОП}} = 2070 \text{ А}$.

Произведем необходимые проверки для выбранных шин.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max.} = 1921 \text{ А} \leq I_{\text{ДОП}} = 2070 \text{ А.}$$

Проверим шины на термическую стойкость:

$$W_{\text{К}} = 13,0^2 \cdot (0 + 0,08 + 0,12) = 33,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{33,8 \cdot 10^6}}{91} = 63,9 \text{ мм}^2.$$

Для выбранного сечения: $q = 120 \times 10 = 1200 \text{ мм}^2$; $q_{\text{MIN}} < q$.

Проверим шины на механическую прочность.

«Определим пролет l при условии, что частота собственных колебаний $f_0 > 200 \text{ Гц}$. Выразим l из выражения:

$$l^2 \leq \frac{173,2 \cdot \sqrt{J/q}}{200}, \quad (58)$$

Расположим шины горизонтально, тогда момент инерции» [14]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (59)$$

$$J = \frac{1 \cdot 12^3}{12} = 144 \text{ см}^4$$

$$l^2 \leq \frac{173,2 \cdot \sqrt{144/12}}{200} = 3,0 \Rightarrow l = 1,73 \text{ м}$$

Принимаем расположение шин горизонтально, пролет $l = 1,7$ м, расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

«Определяется напряжение в материале шин от взаимодействия фаз по выражению (49), где $i_{уд} = 35,6$ кА, момент сопротивления для прямоугольного сечения:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (60)$$

$$W = \frac{1 \cdot 12^2}{6} = 24 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 35,6^2 \cdot 10^6 \cdot 1,7^2}{24 \cdot 0,8} = 3,3 \text{ МПа},$$

что меньше $\sigma_{доп} = 91$ МПа. Принимаем шины марки АДЗ1Т–120×10 с допустимым напряжением 91 МПа. Таким образом, данные шины механически прочные» [14].

5.4 Выбор проводов ВЛ–35 кВ

Ток в нормальном режиме

$$I_{\text{ПЛ}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (61)$$

$$I_{\text{ПЛ}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 289 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{ПЛ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (62)$$

$$I_{\text{ПЛ}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 578 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находится по экономической плотности тока. Согласно ПУЭ $j_{\text{Э}}=1,1 \text{ А/мм}^2$, тогда» [19]:

$$F_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{ПЛ}}}{j_{\text{Э}}} \quad (63)$$

$$F_{\text{Э}} = \frac{289}{1,1} = 262 \text{ мм}^2.$$

«Выбираем провод марки АС–240/32, длительно допустимый ток согласно ПУЭ $I_{\text{доп}}=610 \text{ А}$.

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме» [14]:

$$I_{\text{доп}}=610 \text{ А} > I_{\text{П}}=578 \text{ А,}$$

Протяженность воздушных линий 35 кВ составляет 3 км. Для прокладки воздушных линий применяются опоры ПБ35–4.

Так как проектируемая система электроснабжения завода по производству СПГ расположена в третьем районе по гололеду, то принимаются опоры ПБ35–4, показанные на рисунке 4 для двухцепных линий.

Технические характеристики опор ПБ35–4 [16]:

- район по гололеду – II и III;
- габаритный пролет – 120 м;
- ветровой пролет – 170 м;
- весовой пролет – 150 м;
- масса – 4,91 т.

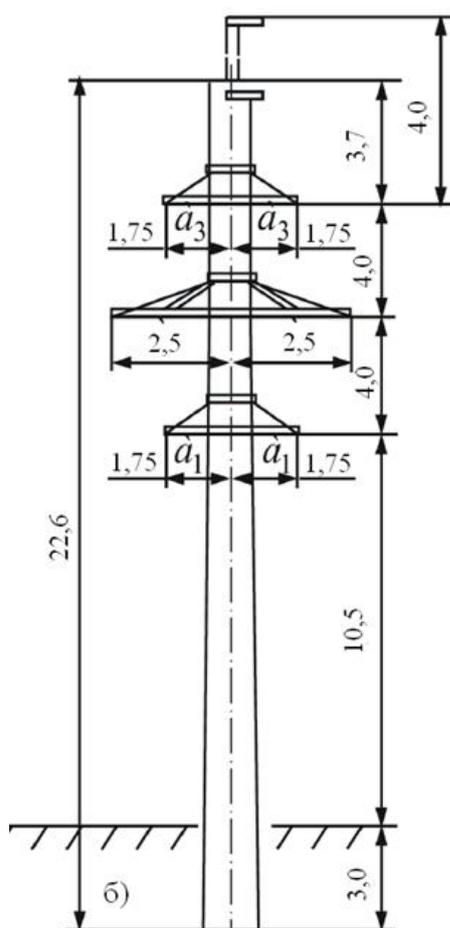


Рисунок 4 – Железобетонные опоры ПБ–35–4 воздушных линий

Выводы по разделу.

В пятом разделе ВКР выбраны параметры линий электропередач для системы электроснабжения завода по переработке СПГ. Определены оптимальные кабели для передачи энергии по территории завода, принято решение использовать кабель марки ЗАПвП–10–1×70, который успешно прошел проверку на термическую стойкость, подтвердив способность выдерживать токи КЗ в течение времени срабатывания защиты без повреждения изоляции. Обоснован выбор однополосных алюминиевых шин сечением 120×10 мм², которые крепятся к опорам опорными штыревыми изоляторами внутренней установки ИО–10–3,75–1УЗ, что гарантирует надежное соединение, устойчивость к нагрузкам и удобство монтажа. Для ВЛ 35 кВ от ГРУ для распределительных подстанции предприятия выбран провод марки АС–240/32 для воздушных линий протяженностью 3 км с опорами ПБ35–4, обеспечивающий достаточную проводимость и механическую прочность в условиях эксплуатации. Таким образом, результаты расчетов и выбора линий электропередач подтверждают их соответствие требованиям надежности, безопасности и эффективности, создавая прочную основу для дальнейшего проектирования системы энергоснабжения предприятия.

6 Выбор электрооборудования системы электроснабжения

6.1 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры в сетях 35 кВ

«Выключатели выбираются по условиям:

– по номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ; \quad (64)$$

– по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ; \quad (65)$$

где I_{max} – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

– по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока» [4]:

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}} ; \quad (66)$$

– «по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин.}} , \quad (67)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин.}} ; \quad (68)$$

где $I_{\text{пр.скв.}}$, $i_{\text{пр.скв.}}$ – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ

$i_{a,\tau}$ в момент τ расхождения контактов по условию» [4]:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{НОМ}}; \quad (69)$$

«Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{i,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (70)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов,

с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ» [7].

«Расчетное время:

$$\tau = t_{p.z.\text{min}} + t_{c.v}, \quad (71)$$

где $t_{p.z.\text{min}}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{c.v}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Завод–изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{отк,НОМ}}. \quad (72)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ» [4]:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (73)$$

где B_k – полный тепловой импульс КЗ, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$.

«Полный тепловой импульс:

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (74)$$

где $t_{отк}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Время от начала короткого замыкания до его отключения» [4]:

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (75)$$

где $t_{р.з.}$ – «время действия основной защиты трансформатора, с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя, с.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных» [6] выбранных выключателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор выключателей в ГРУ 35 кВ

Условия выбора	Линия к трансформатору ТРДН–25000/35		Линия к генератору	
	Расчетные данные	Каталожные данные ВБЭТ–35Ш–25/630	Расчетные данные	Каталожные данные ВБЭТ–35Ш–25/630
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 578,0$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{max} = 576,0$ А	$I_{ном} = 630$ А
$I_{отк} \geq I_{п,τ}$	$I_{п,τ} = 11,7$ кА	$I_{отк} = 25$ кА	$I_{п,τ} = 11,7$ кА	$I_{отк} = 25$ кА
$i_{а,ном} \geq i_{а,τ}$	$i_{а,τ} = 5,0$ кА	$i_{а,ном} = 11,4$ кА	$i_{а,τ} = 5,0$ кА	$i_{а,ном} = 11,4$ кА
$I_{дин} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 11,7$ кА	$I_{дин} = 25,0$ кА	$I_{п,0} = 11,7$ кА	$I_{дин} = 25$ кА
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 28,4$ кА	$i_{дин} = 63,0$ кА	$i_y = 28,4$ кА	$i_{дин} = 63,0$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 96$ кА ² · с	1875 кА ² · с	$B_k = 96$ кА ² · с	1875 кА ² · с

«Выключатели, устанавливаемые перед силовыми трансформаторами ТРДН–25000/35/10 У1, применяются такие же, как и в ГРУ.

Разъединители выбираются, согласно условиям [9]:

– по конструкции, роду установки;

– по номинальному напряжению» [4]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (76)$$

– по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.утяж}}; \quad (77)$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин.}}, \quad (78)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин.}}; \quad (79)$$

– по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (80)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [26] выбранных разъединителей представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Линия к трансформатору ТРДН–25000/35		Линия к генератору	
	Расчетные данные	Каталожные данные РГ–35/1000УХЛ1	Расчетные данные	Каталожные данные РГ–35/1000УХЛ1
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 578,0 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} = 578,0 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 28,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_y = 28,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединители, устанавливаемые перед силовыми трансформаторами ТРДН–25000/35, применяются такие же, как и в ГРУ.

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	12	36,0	–
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	12	–	36,0
PIK		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	9,6	7,2
Итого								45,6	43,2
НАМИ-35УХЛ1 [25]								S _{2Σ} = 62,8 ВА	
U _{1ном} = 35 кВ		–							
S _{2.кл.точн.0,5} = 100 ВА		S _{2.кл.точн.0,5} = 100 ВА > S _{2Σ} = 62,8 ВА							

6.2 Выбор электрооборудования сетей 10 и 0,4 кВ

6.2.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства

Выбор ячеек комплектного распределительного устройства (КРУ) является ключевым этапом проектирования и эксплуатации электрических сетей. От правильного подбора оборудования зависит надежность, безопасность и эффективность работы электроустановки. В данном разделе рассматриваются основные принципы выбора ячеек КРУ, включая их классификацию, технические характеристики, соответствие требованиям нормативных документов, а также особенности применения в различных «условиях эксплуатации. Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа К-104М. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ-10У, тип трансформаторов тока ТЛК.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки на стороне 10 кВ трансформатора ТРДН-25000/35/10 определим, исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов» [21]:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}} \cdot 2},$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 962,3 \text{ А.}$$

«Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$B_k = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{п.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a),$$

где $t_{\text{п.з.}}$ – время действия максимальной токовой защиты линии, с;

$t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя, с;

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с»

[21].

$$B_k = 6,1^2 \cdot (1,7 + 0,06 + 0,12) = 70,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ [27] представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К–104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 16,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 70,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2.2 Выбор выключателей КРУ

«Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 14. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа К–104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ–10–20/1000 У3» [5].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ–10–20/1000 УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах} = 962,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{отк} \geq I_{п,т}$	$I_{п,т} = 6,1 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$
$i_{а,ном} \geq i_{а,т}$	$i_{а,т} = 2,5 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = 14 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 6,1 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 16,6 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 70,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

«В ячейках КРУ типа К–104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК–10–1000–0,5/10Р–УЗ. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и Каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 15» [11].

Таблица 15 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК–10–1000–0,5/10Р–УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах} = 962,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 16,6 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 70,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы, «включенные по схеме неполной звезды:

- амперметр Э–335, мощностью 0,5 ВА;
- ваттметр Д–335, мощностью 0,5 ВА;

– счетчики активной и реактивной энергии СЭТ 4.ТМ.03М, мощностью 0,1 ВА.

Суммарная мощность данных приборов составляет 1,1 ВА.

Сопротивление приборов» [21]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

«Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

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

$Z_{2\text{ном}}$ – вторичная номинальная нагрузка, Ом» [10].

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

«Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}.$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,8 \text{ мм}^2.$$

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, на вводах основных генераторов, а также в ячейках системы резервного питания представлен в таблице 16» [21].

Таблица 16 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии (начало – конец)	$U_{ном}$, кВ	I_{max} , А	$I_{Г,0}$, кА	i_y , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ТП–ЦТП1...60	10,5	56	6,1	16,6	ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–75–0,5/10Р У3
Ввод ГТЭ- 25ПА	10,5	1921	13,0	35,6	ВВЭ–10–20/2000 У3	ТЛК–10–2000–0,5/10Р У3
G–4010 (G– 4011)	10,5	196	1,7	4,7	ВВЭ–10–20/630 У3	ТЛК–10–200–0,5/10Р У3

6.2.4 Выбор трансформаторов напряжения

«Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

В ячейках типа КРУ–СЭЩ–70 к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАЛИ–СЭЩ–10» [28], «схема которого показана на рисунке 5, так как данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами:

- главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – пожаро– и взрывобезопасность;
- сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки, соединенной в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИ;
- имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой–либо причине;
- заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТПН, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с

широко известной трехфазной группой 3×3НОЛ, заземляемой через резисторы» [15].

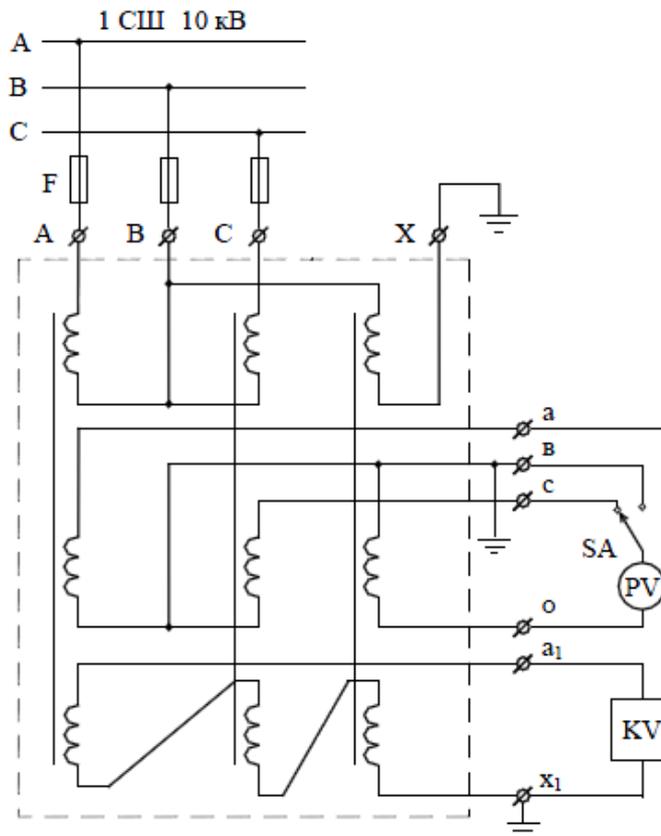


Рисунок 5 – Схема подключения трансформатора напряжения

«Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие» [9]:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}} ;$$

где $S_{\text{нагр}}$ – «мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;
 $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА» [9].

«Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001–10У3и втычной разъединитель.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник» представлена на рисунке 5.

Выбор трансформаторов напряжения, устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 17» [9].

Таблица 17 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной обм–ки, ВА	Число обм–к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ ,вар
PV	Секция СШ	Э–335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	–
PW	Цепь силового тр–ра	Д–335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	–
РК	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ4. ТМ	3,0	2	0,38	0,93	8	12	16
Итого								19	16

Принимается к установке трансформатор напряжения НАЛИ–СЭЦ–10У3 с мощностью вторичной обмотки в классе точности 0,5 $S_{2\text{ном}} = 200$ ВА.

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{19^2 + 16^2} = 25 \text{ ВА.}$$

$$S_{2\text{ном}} = 200 \text{ ВА} \geq S_{\text{нагр}} = 25 \text{ ВА.}$$

Схема электрическая энергоцентра представлена на рисунке 6.

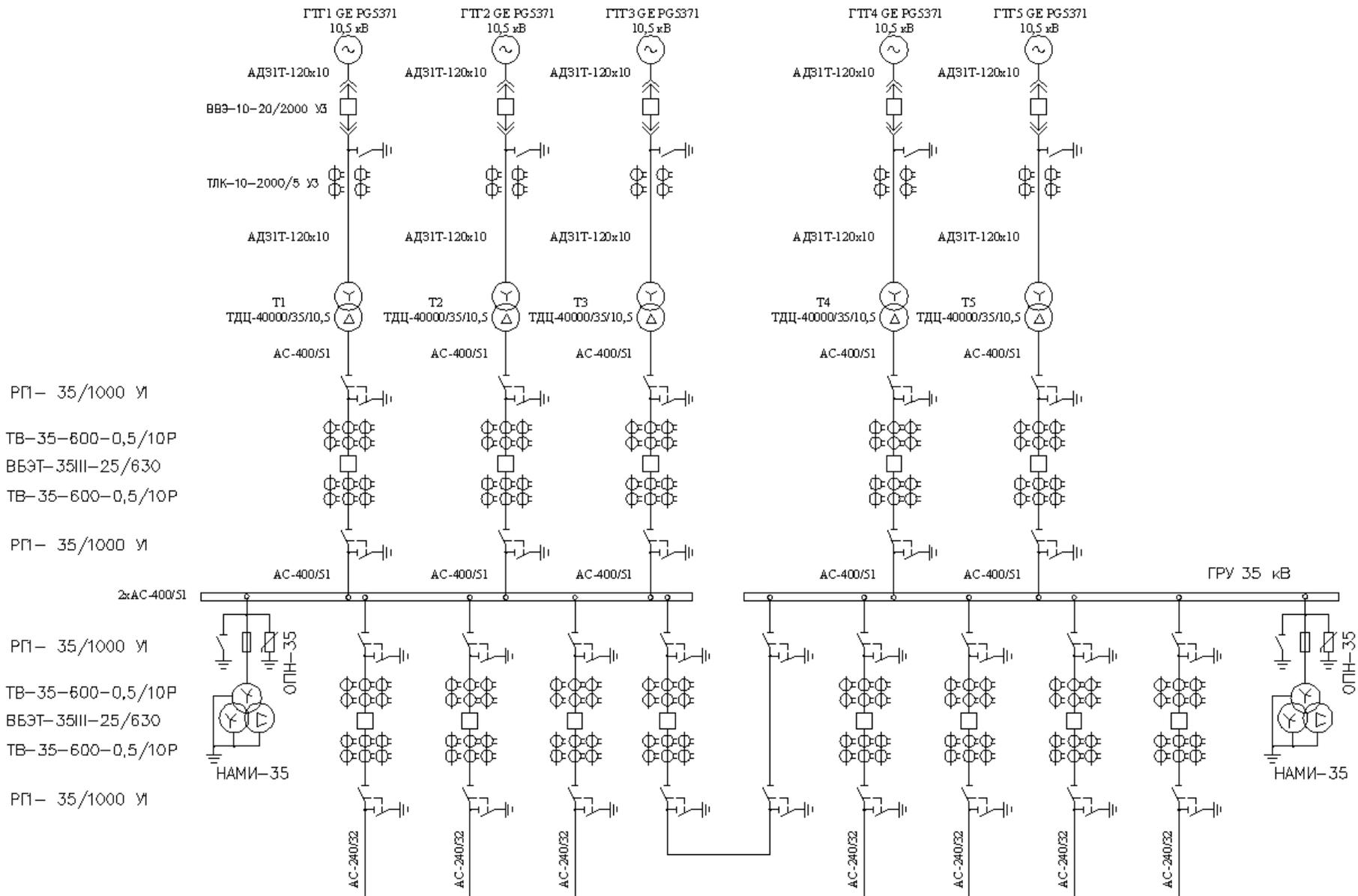


Рисунок 6 – Схема электрическая энергоцентра

6.2.5 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

В качестве цеховых трансформаторных подстанций выбираем комплектные трансформаторные подстанции следующего типа: 2КТП–1000–10/0,4 УХЛЗ производства компании ООО «Нева–Электротех» г. Санкт–Петербург [29].

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г. Ульяновск [1]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Место установки выключателя	$I_{утяж}$, А	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Тип выключателя
Вводной	809	7,8	17,6	Э10В–1000УХЛЗ
Секционный	405	7,8	17,6	Э06В–630УХЛЗ

6.3 Мероприятия по повышению надежности системы электроснабжения

Стационарный бесперебойный источник питания переменного тока.

Весь процесс оборудован 100% дублирующей линией переменного тока с бесперебойным источником питания на батареях.

Данные источники питания располагаются в отдельных помещениях подстанций завода.

Каждый источник бесперебойного питания имеет два альтернативных источника электроснабжения от смежного распределительного щита НН на подстанции и от аварийной распределительной сети.

На территории предприятия применяются источники бесперебойного питания Eaton Powerware 9395, приведённые на рисунке 7, мощностью каждого 742 кВт [12].



Рисунок 7 – Источник бесперебойного питания Eaton Powerware 9395

Схема источника бесперебойного питания Eaton Powerware 9395 представлена на рисунке 8 [12].

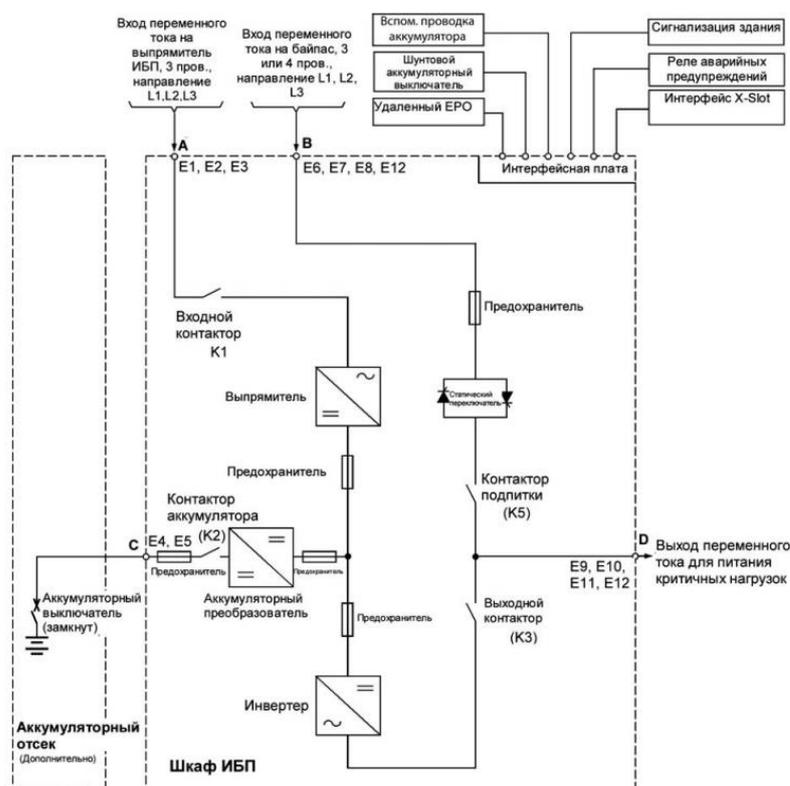


Рисунок 8 – Схема источника бесперебойного питания Eaton Powerware 9395

Технические характеристики выбранных источников питания представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Технические характеристики источника бесперебойного питания Eaton Powerware 9395

Характеристика	Величина
Производитель	Eaton Powerware
Страна-производитель	США
Мощность	742 кВт
Модель	9395
Активная мощность	742000 Вт
Полная мощность	825000 ВА
Время автономной работы	от 3 до 180 мин
Тип вх/вых напряжения	3ф/3ф
Тип преобразования	онлайн
КПД	95 % при 100% нагрузке, 94.8% при 50% нагрузке – минимальное падение КПД при падении нагрузки
Тепловыдел 100%/50% нагр, Вт	39900/23100
Уровень шума	<75 дБА (на расстоянии 1 м), ISO7779 (<78 дБА для 825 кВА)
Частота	45–65 Гц

К каждой сборной шине 0,4 кВ каждой цеховой ТП подключается выбранный ИБП. Таким образом, в нормальном режиме потребители получают питание от ГТЭС, а в аварийном режиме от ИБП. Таким образом, на предприятии необходимо установить 120 источников бесперебойного питания.

Выводы по разделу.

В шестом разделе ВКР выбрано электрооборудование для обеспечения надежной и эффективной работы системы энергоснабжения завода по переработке СПГ. Определены коммутационные устройства и измерительные приборы, соответствующие токам нагрузки и короткого замыкания, обеспечивающие управление и контроль. Предложено использование источников бесперебойного питания Eaton Powerware 9395 мощностью 742 кВт каждый.

Заключение

В результате выполнения ВКР разработана система электроснабжения завода по переработке сжиженного природного газа (СПГ) мощностью 78,1 МВт, обеспечивающая надежное, эффективное и безопасное энергоснабжение предприятия.

Сформировано комплексное представление о заводе по переработке сжиженного природного газа (СПГ) как объекте проектирования. Изучение технологического процесса предприятия показало, что производство СПГ включает такие ключевые этапы, как очистка газа, сжижение, хранение и отгрузка, каждый из которых предъявляет высокие требования к стабильности и качеству электроснабжения для работы компрессоров, холодильных установок, насосов и систем управления. Расчет электрических нагрузок предприятия выявил суммарную потребляемую мощность, распределение нагрузок между основными технологическими узлами и пиковые значения, что стало основой для определения параметров будущей системы электроснабжения. Суммарная расчетная мощность равна сумме расчетных мощностей отдельных установок и составляет 78,1 МВт. Особое внимание уделено обоснованию строительства автономной системы электроснабжения, которое обусловлено удаленным расположением завода, сложностью подключения к централизованным сетям и необходимостью обеспечения бесперебойности производства в условиях высоких рисков перебоев. Таким образом, результаты данного раздела подтверждают, что проектируемый завод по переработке СПГ требует надежной и эффективной системы энергоснабжения, а выбор автономного решения является оптимальным с учетом технологических, географических и экономических факторов, что создает прочную основу для дальнейших этапов проектирования.

Разработана система электроснабжения предприятия. Выбрано количество и мощность основных генераторов. Принимаются к установке газотурбинные генераторы модели ГТЭ-25ПА. Количество генераторов,

необходимых для работы равно $n_{\text{ген}} = 4$. По требованиям надежности необходим один резервный генератор, а значит, необходимо принять к установке 5 генераторов модели ГТЭ-25ПА. После выбора генераторов рассмотрены различные режимы работы, после рассмотрения которых окончательно принимается к установке 5 генераторов. Рассмотрена система компрессора предварительного охлаждения хладагента и компрессора хладагента (pmr/mr). Выбрано два аварийных дизельных генератора СТМ М.3850U мощностью 3,0 МВт. Каждый газотурбинный генератор подсоединен через повышающий трансформатор ТДЦ-40000/35/10,5 У1 к основной коммутационной аппаратуре. В распределительной сети предприятия выбраны 7 трансформаторов ТРДН-25000/35/10,5 У1. В качестве цеховых трансформаторов применяются трансформаторы ТМГ-1000/10,5/0,4 У3. Рассчитаны линии электропередач на предприятии и электрооборудование системы электроснабжения.

Обозначены мероприятия по повышению надежности системы электроснабжения. На территории предприятия применяются источники бесперебойного питания Eaton Powerware 9395, мощностью каждого 742 кВт. К каждой сборной шине 0,4 кВ каждой цеховой ТП подключается выбранный ИБП. Таким образом, в нормальном режиме потребители получают питание от ГТЭС, а в аварийном режиме от ИБП. Таким образом, на предприятии необходимо установить 120 источников бесперебойного питания.

Разработанная система электроснабжения соответствует требованиям нормативных документов (ПУЭ, ГОСТ), учитывает специфику производства СПГ и обеспечивает энергоэффективность, надежность и безопасность эксплуатации завода.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Автоматические выключатели серия «Электрон». URL: http://www.kontak-tor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201 (дата обращения 10.02.2025)
2. Бакшаева Н. С., Закалата А. А., Дерендяева Л. В. Электроснабжение промышленных предприятий. Часть 1: учебное пособие. Киров : ВятГУ, 2021. 195 с.
3. Бирюлин В. И., Куделина Д. В. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
4. Васильев Д. А., Пантелеева Л. А. Электроснабжение : учебное пособие. Ижевск : УдГАУ, 2022. 60 с.
5. Вакуумные выключатели типа ВВЭ. URL: <http://www.konstalin.ru/?star-tid=3&id=161> (дата обращения 10.02.2025)
6. Выключатели элегазовые напряжением 35 кВ ВБЭТ-35Ш-25/630-1600 УХЛ1. URL: http://www.ues.su/product_img/switches/vbet35/vbet35.pdf (дата обращения 10.02.2025)
7. Гриднева Т. С. Электроснабжение : методические указания. — Самара : СамГАУ, 2020. — 67 с.
8. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ // Консультант плюс: справочно–правовая система
9. Дробов А. В. Электроснабжение предприятий и гражданских зданий. Практикум : учебное пособие. Минск : РИПО, 2023. 175 с.
10. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов : курс лекций. 2-е изд., перераб. и доп. Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2017. 187 с.
11. Измерительные трансформаторы тока. URL: http://www.czt.ru/transformator_to-ka.html (дата обращения 10.02.2025)

12. Источник бесперебойного питания Eaton Powerware 9395. URL: <http://www.best-generators.ru/catalog/ibp/eaton/eaton-9395-825/> (дата обращения 10.02.2025)

13. Комплектные шинопроводы. URL: http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinprov2007.pdf (дата обращения 10.02.2025)

14. Коновалов Ю. В. Электроснабжение промышленных предприятий : учебное пособие. Иркутск : ИРНИТУ, 2017. 38 с.

15. Куксин А. В. Электроснабжение промышленных предприятий : учебное пособие. Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.

16. Опоры типа ПБ35–4. Технические характеристики. URL: <https://leprf.ru/catalog/gbilep/pb35-4/?ysclid=m8fs3zd89l841114812> (дата обращения 10.02.2025)

17. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 года №7 «О мерах по стимулированию и сокращению загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» // Консультант плюс: справочно–правовая система

18. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России // Консультант плюс: справочно–правовая система

19. Правила устройства электроустановок // Консультант плюс: справочно–правовая система

20. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования // Консультант плюс: справочно–правовая система

21. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение предприятий добычи и переработки нефти и газа. Учебник. Москва : Форум, 2019. 352 с.

22. Сопов В.И., Щуров Н.И. Электроснабжение нефтегазовых комплексов и производств : учебное пособие. Новосибирск : НГТУ, 2017. 168 с.

23. Технические характеристики газотурбинной установки ГТЭ-25ПА. URL: <https://www.uecrus.com/products-and-services/products/energeticheskie-ustanovki/gazoturbinnye-ustanovki-gte-25p-i-gte-25pa6884/> (дата обращения 10.02.2025)

24. Технические характеристики ДЭС типа СТМ М.3850U. URL: https://www.eraglobal.ru/catalog/dgu/1000rpm/ctm_m3850u?ysclid=m8fleimbww269390685 (дата обращения 10.02.2025)

25. Технические характеристики трансформатора напряжения НАМИ-35УХЛ1. URL: <http://www.ues.su/catalog/i-tem211/> (дата обращения 10.02.2025)

26. Технические характеристики разъединителей РГ-35/1000УХЛ1. URL: <https://zeto.ru/rg-35-kv/?ysclid=m8frikryxhz619069192> (дата обращения 10.02.2025)

27. Технические характеристики ячеек КРУ типа К-104М. URL: <https://vvzso.ru/articles/kru3.html> (дата обращения 10.02.2025)

28. Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы напряжением 10 кВ НАЛИ-СЭЩ-10-1У2. URL: http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nali (дата обращения 10.02.2025)

29. Трансформаторные подстанции внутренней установки (2)КТП URL: http://www.nevaeltech.ru/index.php/component/content/section/images/Skachat/Kondensator/n/УКМ_gab4.pdf (дата обращения 10.02.2025)