

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 Электроснабжение собственных нужд 6 кВ ТЭЦ мощностью 750 МВт, работающей на газе

Обучающийся

М.Е. Березкин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

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

Консультант

к.пед.н., доцент С.А. Гудкова

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

Тольятти 2025

Аннотация

Выпускная квалификационная работа включает 52 страницы, 13 рисунков, 4 таблицы, 25 источников.

Ключевые слова: электроснабжение, собственные нужды, электростанция, ТЭЦ, трансформатор, нагрузка, мощность, оборудование, надежность.

Актуальность выбранной темы ВКР обоснована тем, что ввод в эксплуатацию рассматриваемой ТЭЦ невозможен без эффективно функционирующей системы собственных нужд электростанции, которая должна в обязательном порядке обеспечиваться качественным и надежным питанием электрической энергией.

Содержание ВКР включает в себя вопросы: общая характеристика объекта проектирования; схема выдачи электрической энергии (мощности); расчет электрических нагрузок системы собственных нужд; выбор силовых трансформаторов и схемы собственных нужд; выбор электрооборудования ; выбор релейной защиты и автоматики; электромагнитная совместимость, система заземления.

Abstract

The title of the graduation work is Power Supply of Auxiliary Systems (AS) at 6 kV of a thermal power plant (TPP) for a 750 MW, working on gas.

The graduation work consists of an introduction, seven chapters, a conclusion, 52 pages, 13 figures, 4 tables, and 25 references.

The aim of this graduation work is to ensure reliable, safe, and efficient power supply for the auxiliary systems (AS) of a TPP.

The object of the graduation work is the thermal power plant (TPP) and its reliable power supply. The subject of the graduation work is the auxiliary power supply system, as well as the stable generation of electrical energy in full, required for delivery to the power grid.

The key issue of the graduation work is that the operation of the considered TPP is impossible without an efficiently functioning auxiliary power system, which must be provided with high-quality and reliable electrical power supply.

The graduation work may be divided into several logically connected parts, which are an overview and general characteristics of the TPP, description and selection of the power output scheme, calculation part, and equipment selection.

The first part describes in detail the general characteristics of the design object, as well as the selection of the power output scheme and the auxiliary power system. The second part outlines the results of the calculation of electrical loads for auxiliary systems (AS) and the selection of necessary equipment. The third part consists of a description of the chosen protection system for auxiliary systems (AS) against overvoltage's and the grounding device, ensuring reliable operation of electrical equipment, its protection, and personnel safety.

In conclusion, I would like to stress that, based on the given data, I have developed a 6 kV auxiliary power supply system of a thermal power plant (TPP) for a 750 MW, working on gas. The work is of interest for a wide circle of readers, particularly those working in the field of electric power engineering and power supply for industrial enterprises.

Содержание

Введение.....	5
1 Общая характеристика объекта проектирования.....	8
2 Схема выдачи электрической энергии (мощности).....	10
3 Расчет электрических нагрузок системы собственных нужд.....	15
4 Выбор силовых трансформаторов и схемы собственных нужд.....	19
5 Выбор электрооборудования	24
6 Выбор релейной защиты и автоматики	35
7 Электромагнитная совместимость, система заземления	45
Заключение	49
Список используемых источников.....	51

Введение

Теплоэлектроцентралы (ТЭЦ) играют важную роль в системе энергоснабжения современных городов и промышленных предприятий, представляя собой уникальные объекты, которые одновременно производят электрическую и тепловую энергию, что делает их незаменимыми в условиях растущих потребностей в энергии и необходимости повышения энергоэффективности. Одним из основных преимуществ ТЭЦ является способность использовать различные виды топлива, включая уголь, газ, нефть и биомассу, позволяя гибко реагировать на изменения в ценах на энергоресурсы и обеспечивать надежное энергоснабжение. Помимо прочего, теплоэлектроцентралы способны утилизировать производственные отходы и применять вторичное сырье, уменьшая отрицательное влияние на экологию и повышая общую эффективность энергосистемы. От обычных котельных, вырабатывающих исключительно теплоэнергию, ТЭЦ отличаются использованием пара, получаемого в ходе выработки электроэнергии, для обогрева помещений и горячего водоснабжения, что позволяет существенно уменьшить энергопотери и расходы на обогрев. Таким образом, ТЭЦ занимают центральное место в вопросах обеспечения стабильной энергетики и экологически устойчивого роста населенных пунктов и регионов.

Система собственных нужд (СН) электростанций включает в себя все электроприемники инфраструктуры, обеспечивающие основной и вспомогательные технологические процессы на данных объектах. Данные системы являются отдельным обязательным критически важным элементом всех современных крупных мощных электростанций, в том числе и теплоэлектроцентралей – ТЭЦ в городах и прочих населенных пунктах. Без качественного и надежного электроснабжения (ЭСН) собственных нужд невозможна стабильная работа ТЭЦ в целом, также не будет обеспечиваться стабильная выработка электрической энергии (ЭЭ) в полном объеме, требуемом для выдачи в энергосистему (ЭС). Поэтому системы

электроснабжения (СЭС) собственных нужд ТЭЦ должны разрабатываться грамотными квалифицированными специалистами, с учетом общих требований проектно-технической документации по электростанции в целом, а также согласно рекомендациям и указаниям Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и всех прочих актуальных на данный момент нормативно-технических документов по электроснабжению, электрическим установкам и электрооборудованию (ЭО). Конфигурация системы СН зависит от типа электростанции, ее мощности и общей структуры, числа и типов основных электроприемников СН, а также их параметров электропотребления.

К электроснабжению СН электростанций предъявляются особые требования, которые необходимо учитывать для обеспечения бесперебойной работы и безопасности. Одним из основных требований к электроснабжению систем собственных нужд является надежность, они должны иметь гарантированный источник электроэнергии, который обеспечит их функционирование даже в случае аварийных ситуаций или отключений внешнего электроснабжения. Это позволяет минимизировать время простоя и предотвратить возможные аварии. Вторым важным требованием является качество электроэнергии, электроприемники СН требуют стабильного напряжения и частоты, чтобы оборудование работало в оптимальном режиме. Изменение величины напряжения либо частоты способно вызывать нарушения функционирования техники и устройств, что потенциально грозит значительными негативными последствиями для работы всей электростанции. Еще одним важным фактором выступает адаптивность системы энергоснабжения – потребители среднего напряжения могут предъявлять разные требования к количеству получаемой энергии исходя из текущих потребностей. Помимо прочего, необходимым условием остается обеспечение безопасности снабжения электроэнергией – сети среднего напряжения обязаны надежно защищаться от возможных повреждений извне и изнутри,

включая такие чрезвычайные обстоятельства, как короткие замыкания, перегрузочные режимы и прочие опасные инциденты.

Цеха собственных нужд ТЭЦ по своему назначению бывают различных типов, в них установлено большое число различных электроприемников, как правило, средней и большой мощности, что обусловлено масштабами электростанции и объемами проводимых технологических процессов. В цехах очистки и подготовки воды в качестве электрической нагрузки преобладают электроприводы насосов различных типов, с асинхронными электродвигателями. СН электростанций относят к первой категории надежности электроснабжения согласно требованиям и указаниям Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [15]. Это обусловлено их критической значимостью для нормальной работы основного оборудования электростанции, если ответственный участок СН перестанет эффективно работать из-за нештатного отключения его электроснабжения, то это может привести к аварийным ситуациям на ТЭЦ и вынужденной остановке ее оборудования и процесса генерации электроэнергии. В целом, электроснабжение высоковольтной части собственных нужд ТЭЦ выполняется на напряжении, как правило, 6 кВ или 10 кВ.

Актуальность выбранной темы ВКР обоснована тем, что ввод в эксплуатацию рассматриваемой ТЭЦ невозможен без эффективно функционирующей системы собственных нужд электростанции, которая должна в обязательном порядке обеспечиваться качественным и надежным питанием электрической энергией.

Цель ВКР – обеспечение надежного, безопасного и эффективного электроснабжения собственных нужд ТЭЦ.

Задачи ВКР:

- систематизировать и проанализировать исходные данные;
- выполнить расчет электрических нагрузок системы СН 6 кВ;
- провести разработку системы электроснабжения собственных нужд 6 кВ, выбрать современное и надежное оборудование.

1 Общая характеристика объекта проектирования

Теплоэлектроцентрали являются важными элементами энергетической инфраструктуры, обеспечивая как тепловую, так и электрическую энергию, важной частью функционирования данных электростанций является система собственных нужд, которая обеспечивает надежное электроснабжение всех вспомогательных и технологических процессов на станции [19].

Внешний вид современной ТЭЦ – на рисунке 1.



Рисунок 1 – Современная электростанция типа ТЭЦ

Общая технологическая схема ТЭЦ показана на рисунке 2.

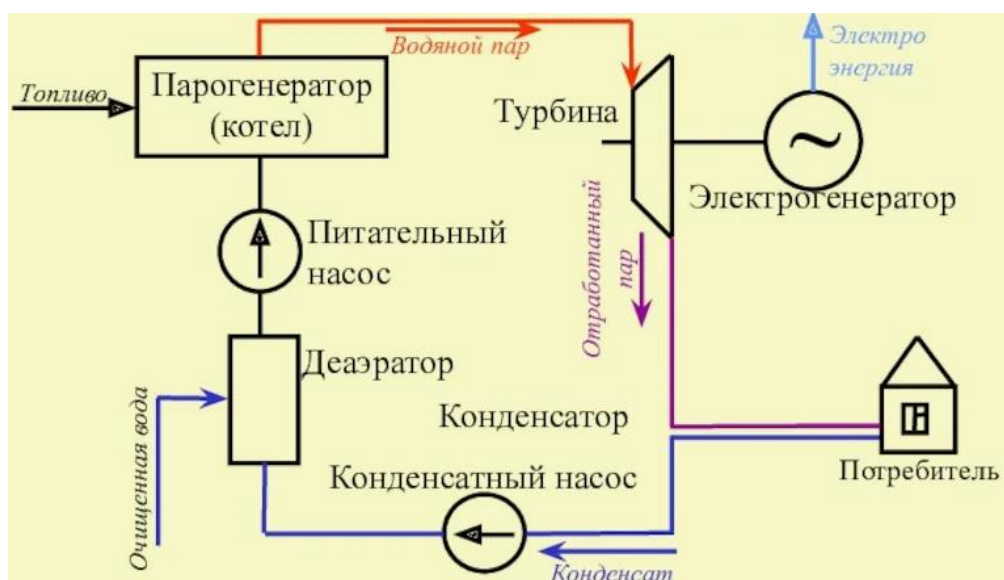


Рисунок 2 – Общая технологическая схема ТЭЦ

Система собственных нужд 6 кВ предназначена для обеспечения электроэнергией всех особо мощных и энергоемких электроприемников, таких как насосы, вентиляторы, необходимых для бесперебойной работы станции, также питаются трансформаторы собственных нужд (ТСН) 6/0,4 кВ. При выходном напряжении 6 кВ для генераторов, аналогичный класс напряжения является оптимальным для таких систем, так как оно позволяет эффективно передавать энергию на большие расстояния внутри станции с минимальными потерями. Надежная работа системы собственных нужд является необходимым условием стабильного функционирования теплоэлектроцентрали, поскольку при отключении внешней электросети она обязана обеспечивать независимую работу важнейших технологических процессов, предотвращая остановку выработки энергии и снижая возможные угрозы безопасности оборудования. Особенно значимо это становится при возникновении чрезвычайных происшествий [12].

Выводы.

ТЭЦ является критически значимым объектом инфраструктуры энергосистемы. Собственные нужды электростанции обеспечивают энергией все ее основные технологические процессы и должны иметь надежную СЭС.

2 Схема выдачи электрической энергии (мощности)

«Схема выдачи мощности электростанций (ЭСТ) зависит от конфигурации и схемы электрической сети энергосистемы, в которой сооружается электростанция, и, в свою очередь, существенно влияет на дальнейшее развитие этой сети. Схемы выдачи мощности крупных электростанций к узловым ПС основной сети в нормальных режимах работы энергосистемы и в нормальной схеме сети должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности (за вычетом нагрузки распределительной сети и собственных нужд) на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь). Основными принципиальными вопросами являются выбор напряжения, на котором выдается мощность, оптимальное распределение генераторов между РУ разных напряжений, количество отходящих ВЛ на каждом из напряжений, характер и объем потоков обменной мощности. Требования к главным схемам электрических соединений электростанций регламентированы нормами технологического проектирования. Современные крупные электростанции сооружаются без РУ генераторного напряжения. На электростанциях рекомендуется применять не более двух РУ повышенных напряжений (220–500 кВ, 330–750 кВ, 500–1150 кВ). Оптимальное распределение генераторов между РУ разных напряжений зависит от их единичной мощности и схемы сети района размещения станции. Сооружение третьих РУ (как правило, 110 кВ) встречается крайне редко – на действующих электростанциях при нагрузке местного района, соизмеримой с мощностью генераторов» [12].

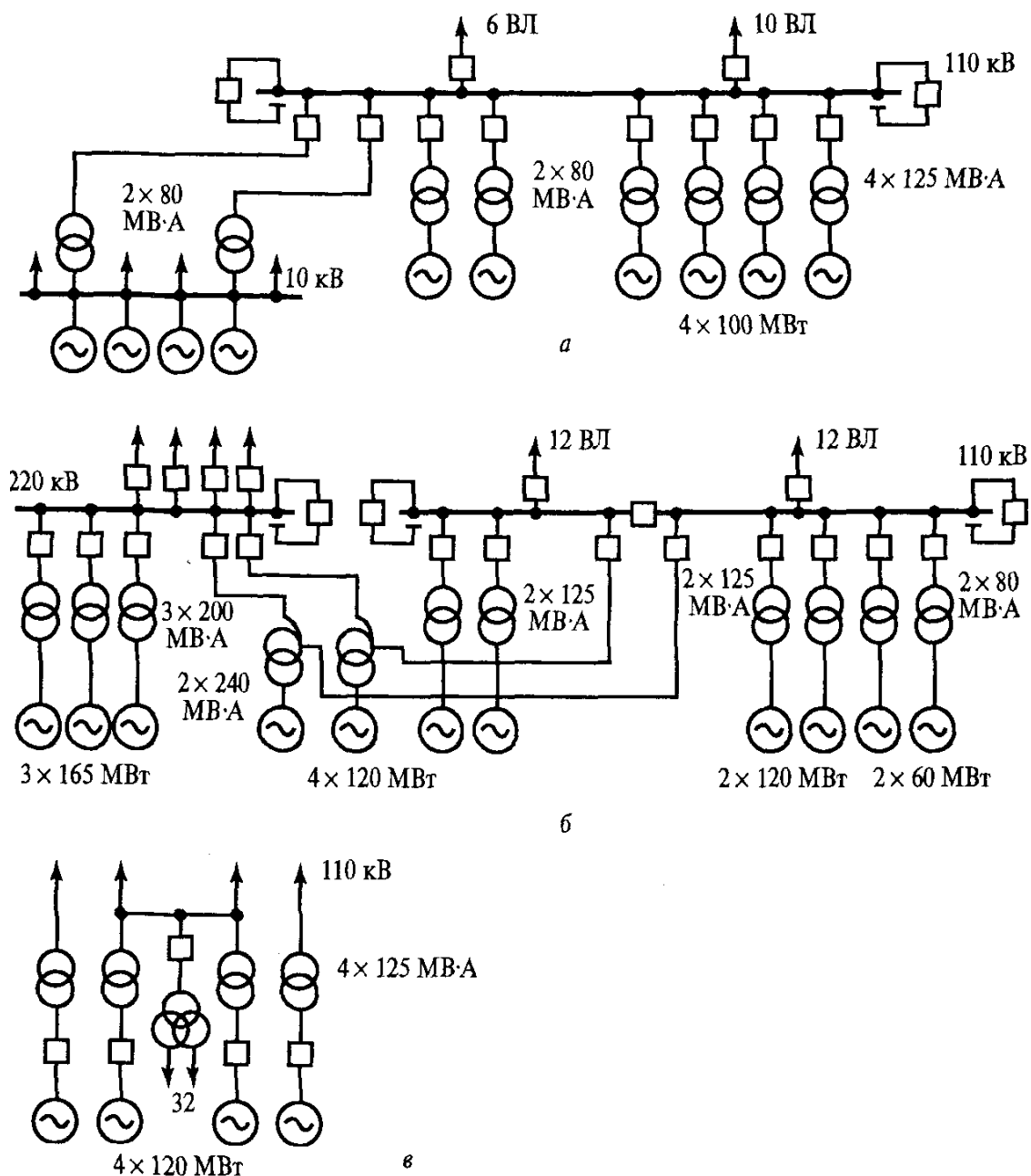
Схема выдачи электрической энергии (мощности) на ТЭЦ представляет собой сложный и многоуровневый процесс, который включает в себя генерацию, преобразование, распределение и передачу электроэнергии. Процесс начинается с генерации ЭЭ в турбогенераторах, которые преобразуют механическую энергию, получаемую от пара, в электрическую, пар для турбин вырабатывается в котлах, где сжигается топливо (уголь, газ, нефть или

биомасса), важно отметить, что ТЭЦ одновременно производят как электрическую, так и тепловую энергию, что делает их эффективными с точки зрения использования ресурсов [13]. Электроэнергия, полученная от генератора, обладает определенным уровнем напряжения, который часто оказывается недостаточно высоким для эффективной передачи на дальние дистанции. Для решения этой проблемы электроэнергия пропускается через специальные устройства – трансформаторы, повышающие её напряжение до значений, подходящих для высоковольтных линий электропередач. Это существенно снижает энергопотери во время транспортировки. Затем электричество направляется в распределительные устройства (РУ), откуда оно равномерно распределяется среди потребителей [21]. В состав системы распределения входят также дополнительные подстанции, снижающие уровень напряжения перед подачей электроэнергии в местные сети. Ключевое требование к такой инфраструктуре – надежность и обеспечение стабильной подачи электричества конечным пользователям [22].

С течением времени электрические схемы ТЭЦ изменялись и совершенствовались, что обусловлено изменением потребностей и мощности энергосистем, а также появлением новых марок современного электрооборудования с лучшими техническими и эксплуатационными параметрами.

«Анализ схем выдачи мощности построенных в последние годы или строящихся электростанций показывает, что примерно одинаковое количество электростанций сооружается с одним или двумя РУ. При двух РУ одно из них имеет, как правило, напряжение 220 или 330 кВ. Такая схема целесообразна при расположении электростанций в районах с высокой плотностью нагрузок ($100\text{--}150\text{ кВт/км}^2$ и более) и при размещении опорных ПС сети 220–330 кВ на расстоянии 50–100 км от электростанций. К этому РУ присоединяются один-два энергоблока мощностью 300-1000 МВт» [17].

На рисунке 3 приведены примеры схем выдачи мощности современных ТЭЦ.



а) на генераторном напряжении, б) с присоединением блоков к РУ 110–220 кВ, в) без РУ высокого напряжения

Рисунок 3 – Примеры схем выдачи мощности современных ТЭЦ

«На схемы выдачи мощности ТЭЦ влияет то обстоятельство, что они сооружаются на территории или вблизи крупных городов или промышленных узлов. Это предопределяло выдачу мощности ТЭЦ на генераторном напряжении и на напряжении основной распределительной сети, как правило, 110 кВ (рисунок 3, а). Однако за последнее время схемы выдачи мощности

ТЭЦ претерпели такую же эволюцию, как и схемы КЭС: рост единичной мощности агрегатов и суммарной мощности ТЭЦ, применение дальней теплофикации и отдаление площадок ТЭЦ от потребителей привели к отказу от сооружения РУ генераторного напряжения и к повышению напряжения сети для выдачи мощности. На современных ТЭЦ блоки присоединяются к РУ 110–220 кВ (рисунок 3, б). Стремление упростить схемы выдачи мощности ТЭЦ привело к появлению схем, в которых РУ на ТЭЦ не сооружаются, а повышающие трансформаторы блоков присоединяются отдельными линиями к сети ВН (рисунок 3, в). Применение таких схем целесообразно при размещении ТЭЦ вблизи подстанций 220(330)/110кВ, на шины которых может быть выдана вся мощность ТЭЦ. При блочном присоединении повышающих трансформаторов ТЭЦ к ПС энергосистемы между трансформаторами и генераторами устанавливаются выключатели» [12].

Схема выдачи электрической энергии также включает в себя системы учета и контроля, которые позволяют отслеживать объемы выработанной и потребляемой энергии, это необходимо для эффективного управления ресурсами, а также для обеспечения безопасности и надежности работы всей системы. Современные технологии, такие как автоматизированные системы управления, позволяют оперативно реагировать на изменения в потреблении и обеспечивать баланс между генерацией и потреблением. ТЭЦ также могут взаимодействовать с внешними электрическими сетями, что позволяет им не только поставлять электроэнергию, но и получать ее в случае необходимости, это создает дополнительные возможности для оптимизации работы и повышения надежности энергоснабжения. В общем виде выдача электроэнергии с теплоэлектростанций (ТЭЦ) представляет собой многоступенчатую и хорошо организованную систему, включающую различные элементы и этапы работы. Надежность функционирования данной системы гарантирует стабильное обеспечение электроэнергией конечных пользователей и поддерживает стабильность развития всей энергосистемы страны. Учитывая увеличивающийся спрос на электроэнергию и

необходимость постепенного перехода к экологически чистым источникам, вопрос оптимизации процесса распределения вырабатываемой электроэнергии приобретает особую важность.

Выдача электрической и тепловой мощности на современных ТЭЦ регулируются программно на основе оптимизационных моделей, пример показан на рисунке 4.

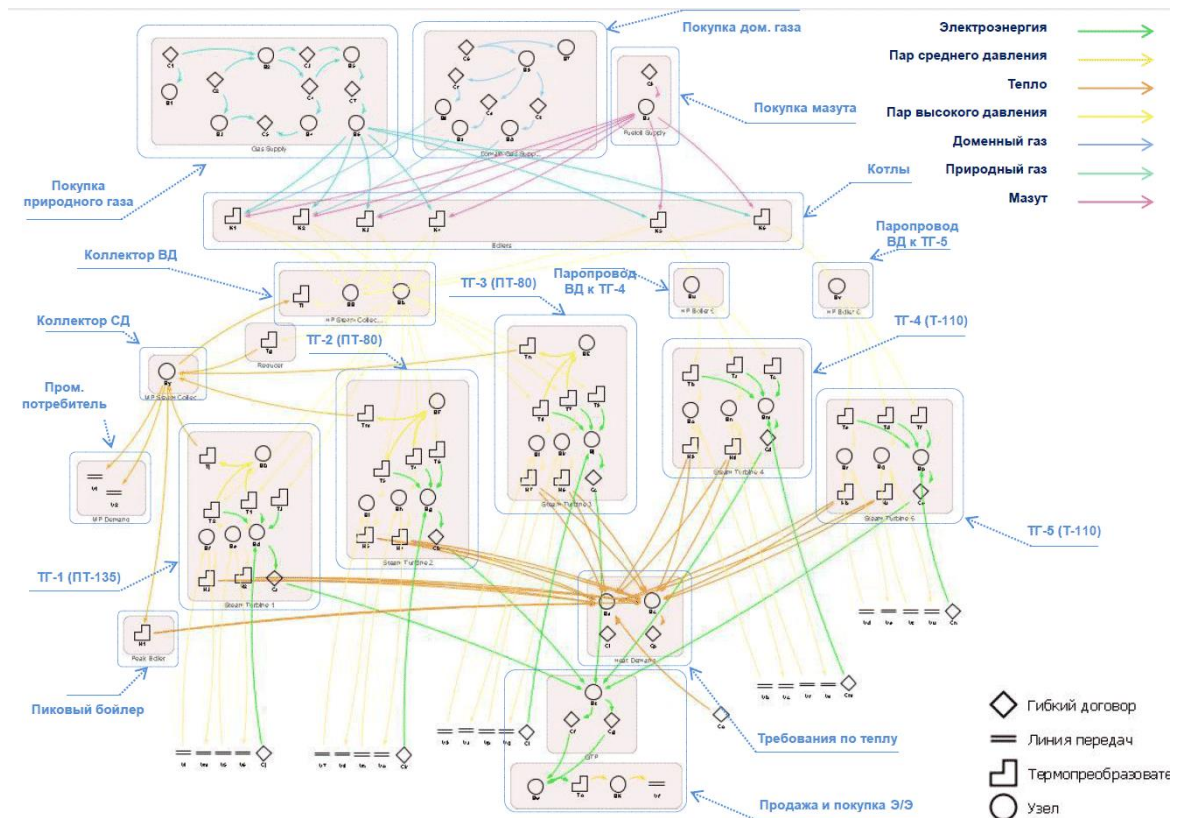


Рисунок 4 – Оптимизационная модель современной ТЭЦ

Выводы.

С учетом рассмотренных особенностей современных ТЭЦ, выбирается схема выдачи электрической энергии (мощности) согласно рисунку 3, в (повышающие трансформаторы блоков присоединяются отдельными линиями к сети ВН), с учетом установки пяти генераторных блоков по 150 МВт и общей мощности ТЭЦ 750 МВт.

3 Расчет электрических нагрузок системы собственных нужд

Рассматриваемая система собственных нужд ТЭЦ включает в себя все электроприемники инфраструктуры, обеспечивающие основной и вспомогательные технологические процессы на электростанции. Эти системы являются отдельным обязательным критически важным элементом всех современных крупных мощных электростанций, в том числе и теплоэлектроцентралей в городах и прочих населенных пунктах. Без качественного и надежного электроснабжения собственных нужд невозможна стабильная работа электростанции в целом, также не будет обеспечиваться стабильная выработка электрической энергии в полном объеме, требуемом для выдачи в энергосистему. Поэтому системы электроснабжения собственных нужд ТЭЦ должны разрабатываться с учетом общих требований проектно-технической документации по электростанции в целом, а также согласно рекомендациям и указаниям Правил устройства электроустановок и всех прочих актуальных на данный момент нормативно-технических документов по электроснабжению, электрическим установкам и электрооборудованию. Ввод в эксплуатацию рассматриваемой ТЭЦ невозможен без эффективно функционирующей системы собственных нужд электростанции, которая должна в обязательном порядке обеспечиваться качественным и надежным питанием электрической энергией. Конфигурация системы СН зависит от типа электростанции, ее мощности и общей структуры, числа и типов основных электроприемников СН, а также их параметров электропотребления [12].

Правильный расчет электрических нагрузок системы собственных нужд (ССН) ТЭЦ является ключевым аспектом, влияющим на надежность, эффективность и экономичность работы станции, ССН включает в себя различные устройства и системы, такие как насосы, вентиляторы, системы управления, освещение, системы безопасности и другие вспомогательные механизмы. Эти системы необходимы для обеспечения безопасной и эффективной работы ТЭЦ, а также для выполнения технологических

процессов, связанных с производством и распределением энергии. Важно учитывать как постоянные, так и временные нагрузки, которые могут возникать в процессе эксплуатации. Нагрузку возможно распределять согласно разным признакам: по характеру (активную и реактивную), по продолжительности функционирования (непрерывную и переменчивую) и по значимости для производственного цикла. Следует учитывать, что несмотря на отсутствие потребления реактивной мощностью непосредственно, она оказывает влияние на совокупный показатель мощности всей сети и нуждается в верных расчетах. Для повышения устойчивости системы рекомендуется иметь запасные ресурсы, составляющие примерно 10–20 % от суммарной нагрузки, что помогает сглаживать скачки энергопотребления и избегать перенапряжений.

«ТЭС потребляют часть выработанной ими электроэнергии и теплоты на привод вспомогательных механизмов всех цехов, отопления помещений, освещение и др. нужды от 1 до 12% выработанной электроэнергии. Наименьший процент имеют газотурбинные ТЭС на газовом топливе, а наибольший – паротурбинные ТЭЦ высокого давления на каменном угле с высоким содержанием золы и влажности. Среди основных факторов, определяющих расход энергии на собственные нужды можно выделить тип ТЭС (ГТУ, ПТУ, КЭС, ТЭЦ), начальные параметры пара, вид топлива, установленная мощность, условия водоснабжения, наличие внешних тепловых потребителей и их удаленность, режимы работы станции. В таблице приведен примерный расход ЭЭ на собственные нужды паротурбинных ТЭС в % от общей выработки при номинальной мощности агрегатов и при электрическом приводе питательных насосов. При снижении электрической нагрузки относительная величина собственных нужд увеличивается. Это объясняется большим влиянием мощности холостого хода механических собственных нужд, которая остается неизменной. Увеличение относительного расхода на собственные нужды объясняется также наличием нерегулируемых приводов на механические собственные нужды и ухудшением эффективности

работы механизмов при снижении нагрузок станции. Значительный расход на собственные нужды существенно влияет на экономические показатели, поэтому принято сравнивать показатели ТЭС по удельным расходам теплоты» [12].

Современные ТЭЦ стремятся к повышению энергоэффективности и снижению воздействия на окружающую среду, оптимизация системы собственных нужд 6 кВ может включать в себя внедрение новых технологий, таких как частотные преобразователи и системы управления, которые позволяют более эффективно использовать электроэнергию и снижать потери. Система собственных нужд 6 кВ на ТЭЦ является неотъемлемой частью энергетической инфраструктуры, ее значимость трудно переоценить, так как она напрямую влияет на стабильность работы станции и безопасность энергетических систем в целом. Определение электрической нагрузки СН – это критически важная задача, требующая высокой квалификации в электроэнергетике и теплоэнергетике. Точный расчёт обеспечивает стабильную работу энергоблоков, минимизирует расходы на электричество и повышает экономичность всей станции. Сегодня, когда предъявляются всё более строгие требования к энергетической инфраструктуре, грамотный подход к управлению электропотреблением приобретает особую значимость. Правильно организованное регулирование помогает не только улучшить надёжность функционирования ТЭЦ, но также уменьшить её негативное влияние на экологию, что крайне важно для обеспечения устойчивости энергетики страны.

Адекватное определение электрических нагрузок является первоочередным условием разработки электроснабжения системы СН.

«Нормированный расчетный расход электроэнергии на СН современных ТЭЦ, в % от общей мощности электростанции, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Расход электроэнергии на СН ТЭЦ, %

Топливо	Тип турбины
---------	-------------

	с противодавлением, МПа		с отбором и конденсацией
	0,08	0,12	
Газ, мазут	10,8	7,8	6,6

Вопросу снижения расхода на собственные нужды уделяется большое внимание на планирование показателей» [12].

Формула для расчета электрических нагрузок системы СН:

$$P_{CH} = P_{эл} \cdot n_{CH} / 100 \%, \quad (1)$$

где $P_{эл}$ – расчетная мощность электростанции, МВт;

n_{CH} – норма расчетного расхода электроэнергии на СН. % [12].

Согласно заданной теме ВКР, рассматривается ТЭЦ, работающая на газе. Итого, согласно таблице 1, норма расчетного расхода электроэнергии на СН составит 6,6 %. Расчетная нагрузка СН составит:

$$P_{CH} = 750 \cdot 6,6 / 100 \% = 49,5 \text{ МВт}$$

Силовые трансформаторы СН должны иметь соответствующую мощность, с учетом возможного вывода в ремонт части из них, оставшиеся должны гарантированно обеспечивать питание всех электропотребителей в полном объеме в течение неограниченного времени. При этом учитывается перегрузочная способность трансформаторов собственных нужд (ТСН), с учетом типа охлаждения и температуры окружающей среды [2].

Выводы.

С учетом заданной мощности ТЭЦ и типа топлива проведен расчет электрических нагрузок системы собственных нужд. Данные нагрузки будут учитываться при расчете рабочих режимов сети СН и выборе ЭО.

4 Выбор силовых трансформаторов и схемы собственных нужд

Важной составляющей проектирования и эксплуатации теплоэлектроцентрали выступает выбор схемы собственных нужд (ССН). Она регламентирует организацию электропитания вспомогательного оборудования и систем, от верности выбора которой зависят надежность, эффективность и безопасность работы всей электростанции. В состав ССН входят различные вспомогательные устройства – насосы, вентиляционные установки, системы контроля и освещения, прочие элементы, обеспечивающие нормальное функционирование объекта. Для стабильной работы основного технологического оборудования крайне важно обеспечить надежную подачу электроэнергии ко всем компонентам вспомогательной инфраструктуры. При выборе схемы необходимо учитывать несколько ключевых факторов:

- система должна обеспечивать бесперебойное электроснабжение всех вспомогательных систем, особенно в критических режимах работы;
- выбор схемы должен учитывать затраты на оборудование, его установку и обслуживание, а также эксплуатационные расходы;
- система должна быть способна адаптироваться к изменяющимся условиям работы и потребностям, включая возможность подключения новых нагрузок;
- необходимо учитывать требования безопасности, как для персонала, так и для оборудования [24].

«На электростанциях с блочной схемой в тепловой и электрической частях на каждом блоке выполняются две секции собственных нужд 6 кВ, что позволяет при соответствующем распределении нагрузок между ними сохранить блок в работе при повреждении одной секции. В качестве рабочих питающих элементов применяются специальные трансформаторы собственных нужд. В зависимости от вида топлива, на котором работает ТЭС, наличия или отсутствия генераторных выключателей, а также от мощности

энергоблока мощность рабочих ТСН изменяется от 10 до 63 МВА. Рабочие ТСН присоединяются ответвлением к токопроводу между блочным трансформатором и генератором или между блочным трансформатором и генераторным выключателем. На ответвлении к ТСН выключатель не устанавливается. Для повышения надежности все рабочие ТСН присоединяются с помощью закрытых комплектных пофазных токопроводов, что значительно снижает вероятность возникновения междуфазных КЗ» [12].

Схема питания секций 6 кВ СН энергоблоков 60 – 200 МВт показана на рисунке 5.

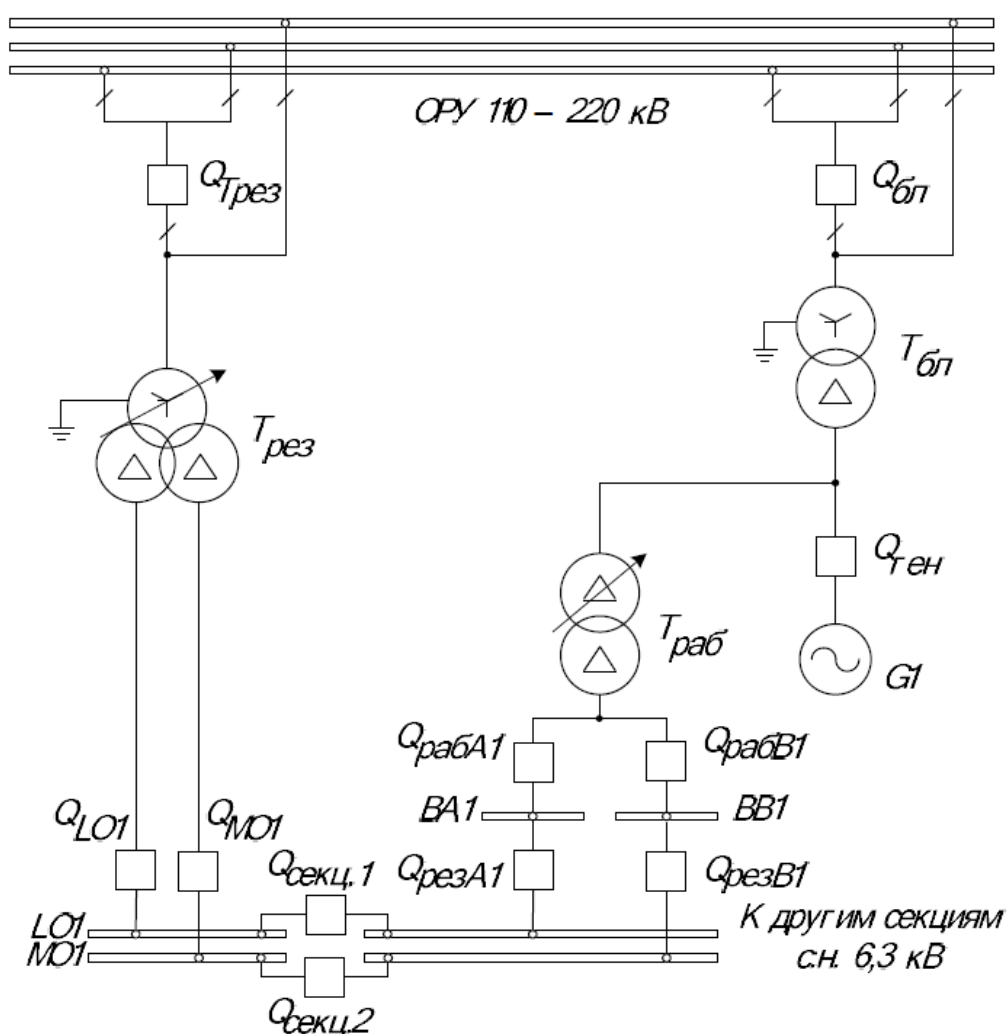


Рисунок 5 – Схема питания секций 6 кВ СН энергоблоков 60 – 200 МВт

Схема питания секций 6 кВ СН энергоблоков 200 – 1200 МВт показана на рисунке 6.

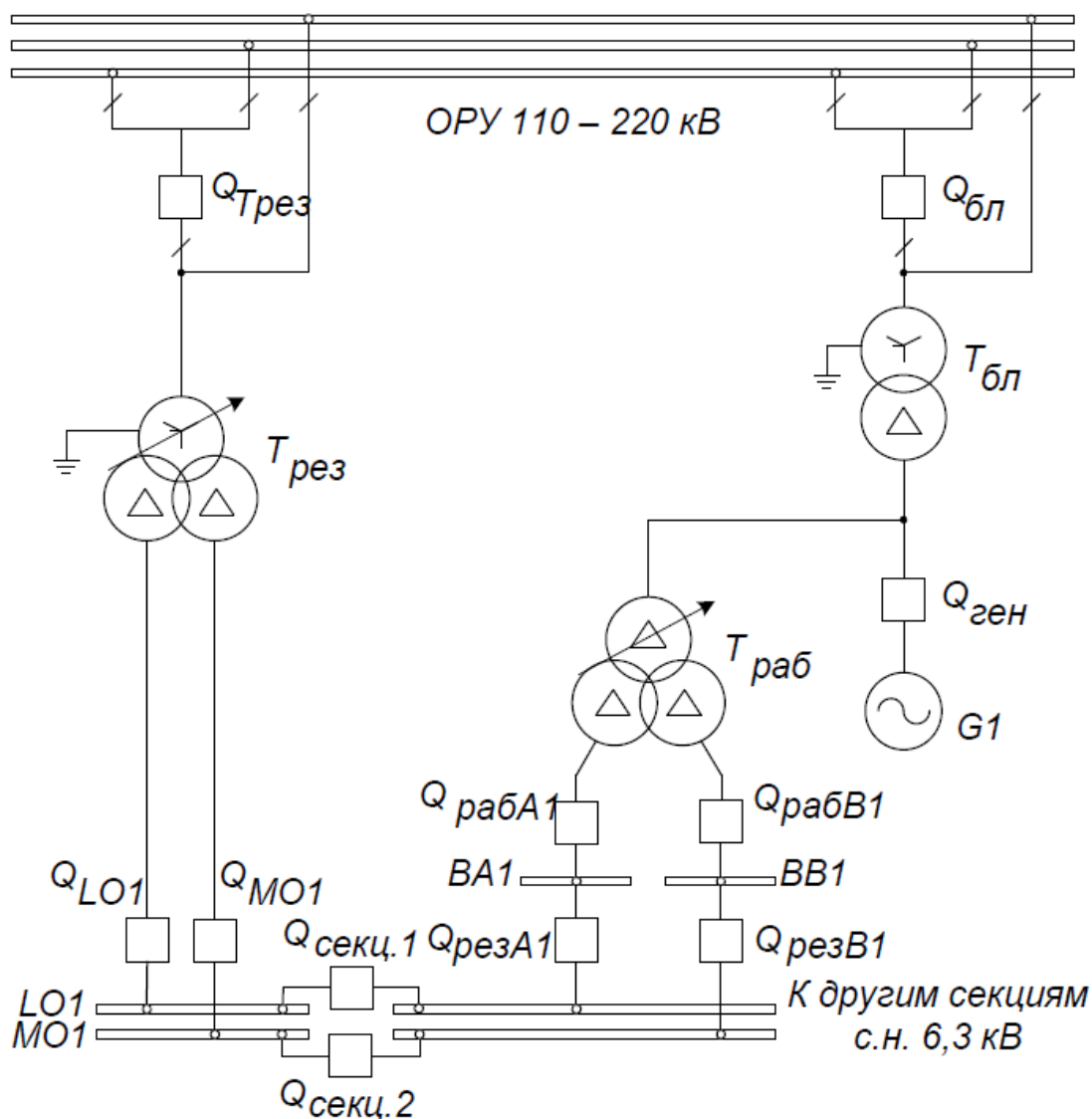


Рисунок 6 – Схема питания секций 6 кВ СН энергоблоков 200 – 1200 МВт

С учетом рассмотренных особенностей современных ТЭЦ, выбирается схема выдачи электрической энергии (мощности) согласно рисунку 3, в (повышающие трансформаторы блоков присоединяются отдельными линиями к сети ВН), с учетом установки пяти генераторных блоков по 150 МВт и общей мощности ТЭЦ 750 МВт. Таким образом, будет использоваться рекомендованная схема питания секций 6 кВ СН согласно

рисунку 5, с учетом установки пяти генераторных блоков по 150 МВт. Итого число ТСН – 6 штук (5 на генераторных блоках и 1 резервный).

Необходимая мощность трансформаторов, предварительно:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot \frac{P_{CH}}{\cos \varphi_{CH} \cdot n}, \quad (2)$$

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки ТСН [12];

$\cos \varphi_{CH}$ – средневзвешенный коэффициент мощности СН [12];

n – минимальное число нагруженных ТСН, с учетом аварийных режимов, шт.

Одним из важнейших компонентов ССН ТЭЦ являются силовые трансформаторы, которые обеспечивают надежное и эффективное распределение электроэнергии. Силовые трансформаторы – это устройства, предназначенные для преобразования электрической энергии с одного уровня напряжения на другой, в контексте ТЭЦ ТСН обеспечивают электроснабжение вспомогательных систем и оборудования, таких как насосы, вентиляторы, системы управления и освещения. Они играют критическую роль в поддержании стабильной работы станции, обеспечивая необходимую мощность для ее функционирования. Силовые трансформаторы, используемые в системах собственных нужд ТЭЦ, имеют ряд конструктивных особенностей. Обычно такие устройства представляют собой трёхфазные трансформаторы, выполненные в маслонаполненном варианте исполнения и оснащённые разнообразными средствами защиты и контроля, что обеспечивает быстрое реагирование на любые отклонения в функционировании и предотвращает возникновение неисправностей. Особенное значение имеет функция регулирования напряжения, позволяющая гибко приспосабливать режим работы трансформатора к изменениям нагрузок. ТСН гарантируют непрерывность подачи электроэнергии во

вспомогательные системы, обеспечивая стабильность функционирования основного технологического оборудования [10].

В системе СН необходимо обеспечить полноценную выдачу всей требуемой электрической мощности в случае повреждения одной секции СН с ТСН при одновременном выводе в ремонт другого ТСН, то есть при отключении одновременно двух ТСН.

Необходимая мощность трансформаторов, предварительно по (2):

$$S_m \geq 0,7 \cdot \frac{49,5}{0,89 \cdot (6 - 2)} = 9,73 \text{ МВА}$$

Принимаются к установке трансформаторы ТМ-10000-20/6 для установки в качестве ТСН на генераторные блоки и ТРДНС 16000/110-6 для установки в качестве резервного ТСН.

«Коэффициент загрузки в аварийном режиме:

$$K_{з.ав.} = \frac{P_{CH}}{\cos \varphi_{CH} \cdot n \cdot P_{ТСН}}, \quad (3)$$

где $P_{ТСН}$ – номинальная мощность ТСН, МВт» [7].

$$K_{з.ав.} = \frac{49,5}{0,89 \cdot (6 - 2) \cdot 10} = 1,25 \leq 1,4.$$

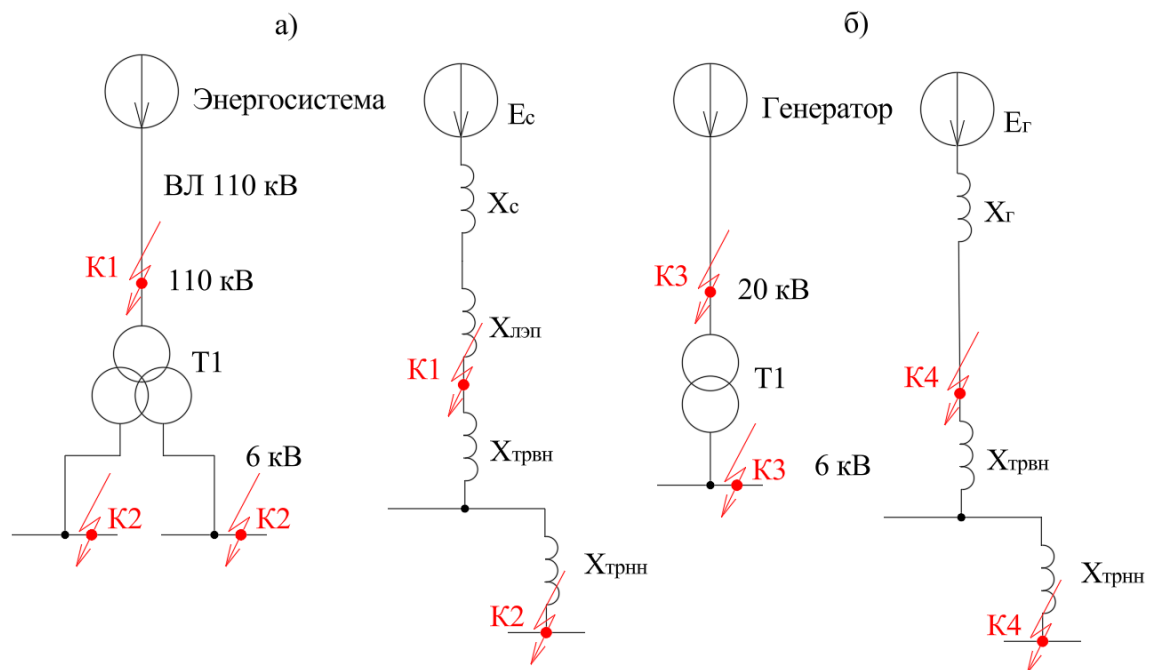
Выводы.

Согласно рассчитанным нагрузкам СН, с учетом установки пяти генераторных блоков по 150 МВт и общей мощности ТЭЦ 750 МВт, выбрана схема питания секций 6 кВ СН. Выбраны ТСН, их загрузка в наиболее тяжелом аварийном режиме будет в пределах допустимой.

5 Выбор электрооборудования

Выбор ЭО проводится с учетом аварийных режимов короткого замыкания (КЗ), вначале определяются токи КЗ в системе СН. Необходимо определить токи КЗ на резервной секции шин СН (питание от ОРУ 110 кВ) и на рабочих секциях шин СН (питание от генераторных блоков).

Расчетные схемы токов КЗ приведены на рисунке 7.



а) для резервной секции шин СН, б) для рабочих секций шин СН

Рисунок 7 – Расчетные схемы токов КЗ

Расчет токов КЗ на вводе ТСН резервной секции шин СН.

«Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (4)$$

где E_c – напряжение КЗ, кВ;

$X_{\Sigma K}$ – сопротивление цепи, Ом.

Ударный коэффициент тока КЗ:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (5)$$

где T_a – постоянная апериодической составляющей, с.

Ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'', \quad (6)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (7)$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{TPBH} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}}, \quad (8)$$

где U_K – напряжение КЗ, %;

U_H – напряжение ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность, МВА» [16].

$$X_{TPBH} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86,789 \text{ Ом},$$
$$X_{TPHH} = X_{TPBH} \cdot (U_{ном. HH} / U_{ном. BH})^2, \quad (9)$$

$$X_{TPHH} = 86,789 \cdot (6,3 / 115)^2 = 0,26 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (10)$$

где x_o – удельное сопротивление, Ом/км;

L – длина ВЛ, км.

$$X_{ЛЭП} = 0,444 \cdot 11,4 = 5,062 \text{ Ом}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{U_6^2}{S_K}, \quad (11)$$

где S_K – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА.

$$X_C = 115^2 / 3805 = 3,476 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (4-7):

$$I_{K1}'' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (5,062 + 3,476)} = 7,78 \text{ кА,}$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,82,$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 7,78 = 20,01 \text{ кА,}$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,78 = 6,74 \text{ кА.}$$

Для точек К2-К4 расчет аналогичен, результаты – в таблице 1» [16].

Таблица 2 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$I^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА
K1	7,78	20,01	6,74
K2	5,56	14,40	4,81
K3	5,45	14,12	4,72
K4	3,63	9,41	3,14

Далее выбирается электрооборудование РУ собственных нужд 6 кВ.

Высоковольтные выключатели – это устройства, предназначенные для оперативного отключения и включения высоковольтных электрических цепей при нормальных и аварийных режимах работы. Они играют ключевую роль в обеспечении безопасности и надежности работы энергосистем, предотвращая повреждение оборудования и возможные аварии [18]. Высоковольтные выключатели классифицируются по нескольким признакам, включая тип дугогасящей среды и конструктивное исполнение: Масляные выключатели используют масло в качестве дугогасящей среды. Воздушные выключатели используют сжатый воздух для гашения дуги. Они характеризуются быстрым временем реакции и подходят для эксплуатации в режимах многократных переключений. Вакуумные выключатели применяют вакуумную среду для гашения дуги, обеспечивая высокую надежность и долговечность благодаря способности вакуума препятствовать возникновению электрической дуги [14]. Выключатели элегазового типа используют газовый диэлектрик – шестифтористую серу (SF_6), отличаясь высоким уровнем эффективности и экологической безопасности. Работа высоковольтных выключателей основана на принципе подавления возникающей при размыкании контактов электрической дуги посредством охлаждения и устранения дуги специальной средой, исключающей возможность повторного появления дуги.

«Высоковольтные выключатели выбираются по условиям:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ}, \quad (12)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А}, \quad (13)$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{\kappa}, \text{ кА}. \quad (14)$$

где $I_{ном.откл}$ – ток отключения, кА;

I_{κ} – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (15)$$

где $i_{пр.с}$ – предельный сквозной ток, кА.

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_{\kappa}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (16)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_{κ} – тепловой импульс, кА²·с:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (17)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, \text{ с}, \quad (18)$$

где $t_{р.з.}$ – время срабатывания РЗ, с;

$t_{откл.В}$ – время отключения выключателя, с.

Наибольший рабочий ток на вводах 6 кВ:

$$I_{макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (19)$$

где S_p – расчетная нагрузка СН, кВА

n – минимальное число нагруженных секций СН, с учетом аварийных режимов, шт» [20].

$$I_{\text{макс}} = \frac{55620}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot (6 - 2)} = 1338 \text{ А}$$

Будут установлены выключатели ВВ/TEL-10/1600, проверка приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
U _{ном} , кВ	10	6
I _{ном} , А	1600	1338
I _{н.откл.} , кА	20	5,56
B _к , кА ² ·с	1200	92,6
i _{дин} , кА	40	14,4

«Внешний вид выключателя ВВ/TEL-10 показан на рисунке 8.

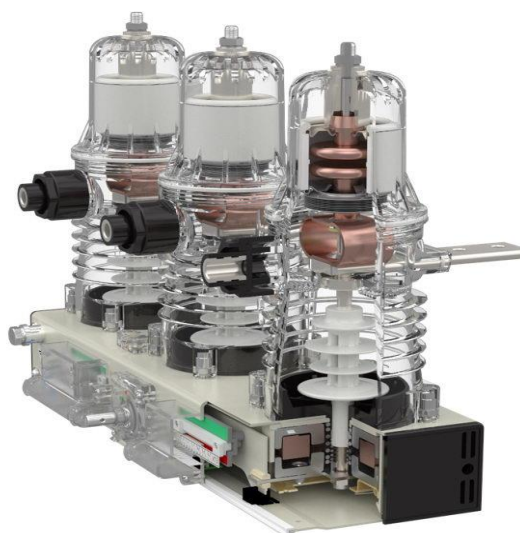


Рисунок 8 – Выключатель ВВ/TEL-10

Будут установлены ограничители перенапряжения ОПНп- 6/7,2/10/550. Проверка в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	6
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	92,6
$i_{дин}, \text{кА}$	40	14,4

Трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН).

Условия выбора ТТ:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}, \quad (20)$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб. max.}, \quad (21)$$

$$Z_n \geq Z_{2\Sigma}. \quad (22)$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(\kappa_{терм} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{терм} \geq B_k, \quad (23)$$

$$i_{дин} = \kappa_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y, \quad (24)$$

где $\kappa_{терм}$, $\kappa_{дин}$ – кратности стойкости;

$I_{1н.}$ – номинальный ток ТТ, кА» [6].

Электронно-оптические измерительные преобразователи (ЭОИП) представляют собой инновационные устройства, применяемые для контроля уровня напряжения и силы тока в электросетях [23]. В отличие от классических индукционных приборов, работа которых основана на взаимодействии электромагнитных полей, ЭОИП используют передовые технологии оптического волокна и квантово-механических явлений. Эти

приборы функционируют благодаря эффектам Фарадея и Поккельса – физическим явлениям изменения направления световых волн под воздействием магнитных и электрических полей.

Электронно-оптические измерительные трансформаторы обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными трансформаторами:

- высокая точность измерений, оптические волокна нечувствительны к внешним электромагнитным полям, что обеспечивает высокую точность измерений [25];
- широкий диапазон измерений, ЭОИТ могут измерять напряжения и токи в диапазоне от долей ампера до миллионов вольт, что делает их универсальными для любых условий;
- нет риска возгорания и отсутствия масла, ЭОИТ не содержат жидкости или масел, что повышает их безопасность и экологичность. ЭОИТ проще и дешевле в обслуживании [9];
- небольшие размеры и масса, благодаря использованию тонких волокон, ЭОИТ имеют небольшие габариты и массу, что упрощает их интеграцию в современные энергосистемы.

«Принимаются электронно-оптические ТТ марки ТТЭО-10/1500, проверка:

$$\begin{aligned}
 U_{н.апт.} &= 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ}, \\
 I_{1н.} &= 1500 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 1338 \text{ А}, \\
 (105 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 &= 74419 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 92,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\
 55 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,5 &= 117 \text{ кА} > 14,4 \text{ кА}.
 \end{aligned}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (25)$$

где $Z_{\text{приб.}}$, $Z_{\text{пров.}}$, $Z_{\text{конт.}}$ – сопротивления приборов, проводов и контактов, Ом.

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{S_{\text{пров.}}}, \quad (26)$$

где $l_{\text{пров.}}$ – длина проводов, м;

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

$S_{\text{пров.}}$ – сечение жил, мм².

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{приб.}}^2}, \quad (27)$$

где $S_{\text{приб.}}$, $I_{\text{приб.}}$ – нагрузка, ВА, и номинальный ток прибора, А.

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{30 \cdot 0,0175}{4} = 0,131 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,131 + 0,1 = 0,271 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ составит менее 10%» [12].

Цифровой блок электронно-оптических ТТ и поставляемое производителем программное обеспечение (ПО) позволяют максимально точно установить требуемый коэффициент трансформации, обеспечивая минимальную погрешность измерений.

Внешний вид ТТ марки ТТЭО-10 показан на рисунке 9.

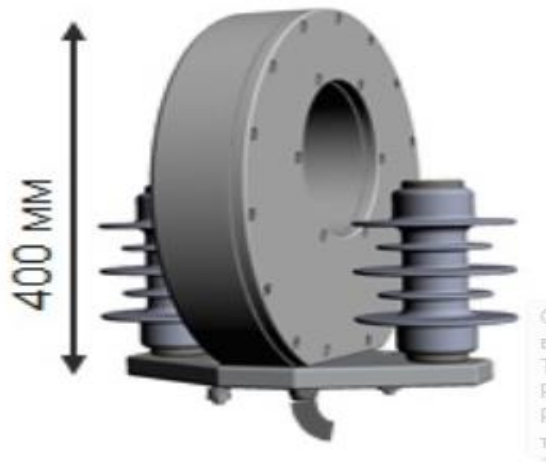


Рисунок 9 – ТТ марки ТТЭО-10

«Принимаются трансформаторы напряжения марки НАМИ-6, внешний вид показан на рисунке 10.



Рисунок 10 – ТН марки НАМИ-6

Проверка ТН:

$$U_{н.шт.} = 6 \text{ кВ} = U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 87 \text{ ВА}.$$

Для установки оборудования выбираются комплектные распределительные устройства (КРУ) марки К-204ЭП на ток до 1600 А (на вводах секций СН и 630 А на отходящих фидерах). Внешний вид КРУ показан на рисунке 11» [17].



Рисунок 11 – Ячейка КРУ

Данные КРУ – отечественного производства, удобные, надежные и безопасные в эксплуатации. Ячейки КРУ располагаются в зданиях РУСН секций шин 1-5 6 кВ (основных генераторных) и в здании РУСН резервной секции шин. План и расположение оборудования РУСН 6 кВ секции шин №1 показаны на листе 5 графической части.

Выводы.

С учетом рабочих и аварийных режимов сети СН выбрано основное электрооборудование для РУ 6 кВ собственных нужд. Все выбранное оборудование – современных марок, отечественного производства и от надежных поставщиков, обладает высокими техническими и эксплуатационными характеристиками.

6 Выбор релейной защиты и автоматики

Необходимо обеспечить релейную защиту (РЗ) силовых трансформаторов СН 6 кВ и отходящих фидеров 6 кВ. Защита будет микропроцессорного типа, на современных терминалах РЗА.

Микропроцессорные системы релейной защиты (МСПЗ) представляют собой передовую технологию, обеспечивающую защиту электрооборудования и энергосистем от различных повреждений и чрезвычайных происшествий. В основе МСПЗ лежат мощные микроконтроллеры, способные мгновенно проводить сложнейшие расчеты и анализировать широкий спектр характеристик электрической сети непосредственно в процессе работы. По сравнению с классической РЗ, МСПЗ демонстрирует ряд существенных достоинств:

- благодаря цифровой обработке сигналов и точным алгоритмам, обеспечивает более точное и быстрое реагирование;
- многофункциональность, микропроцессорные устройства могут сочетать в себе функции нескольких традиционных реле, что значительно упрощает проектирование и эксплуатацию;
- программное обеспечение позволяет легко настраивать и адаптировать устройства под конкретные условия эксплуатации;
- самодиагностика и мониторинг, МСПЗ оснащена функцией самодиагностики, что позволяет оперативно выявлять неисправности и сообщать о них диспетчеру;
- удаленное управление и контроль, возможность интеграции с системами телеметрии и управления позволяет удалённо наблюдать за состоянием сети и оперативно вмешиваться в случае необходимости;
- экономичность, за счет высокой точности и многофункциональности, сокращаются затраты на эксплуатацию и обслуживание.

«Защита силовых трансформаторов будет обеспечиваться шкафами РЗ марки ШЭ2607 048073 с терминалами БЭ2704v048, защита фидеров 6 кВ – терминалами ЭКРА 247, внешний вид – на рисунке 12.



Рисунок 12 – Терминалы релейной защиты

Проводится расчет уставок защит» [1].

В качестве примера рассчитывается РЗ силового трансформатора ТРДНС-16000/110/6.

«Проверка ТТ производится по номинальному току, току намагничивания и по отстройке от переходных режимов.

Условие пригодности ТТ:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (28)$$

где $I_{НОМ.Т}$ – номинальный ток ВН, А;

$I_{НОМ.ТТ}$ – первичный ток ТТ, А» [3].

Для ТТ на вводах трансформатора:

$$0,1 \cdot 72,98 < 100 < 2,5 \cdot 72,98 = 182,5 \text{ А},$$

$$0,1 \cdot 1338 < 1500 < 2,5 \cdot 1338 = 3345 \text{ А}.$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (29)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 10,5}{100} = 0,172 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.м.}}, \quad (30)$$

$$X_{\sigma} = \frac{121^2}{16} = 915,1 \text{ Ом}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (31)$$

где $K_1 = 1,1..1,15$ – коэффициент насыщения стали.

$$X_* = 1,1 \cdot 0,172 = 0,1889 \text{ о.е.},$$

$$X = 0,1889 \cdot 915,1 = 172,83 \text{ Ом.}$$

Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (32)$$

где A – смещение синусоиды потокосцепления.

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 172,83} = 794,49 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (33)$$

$$K_{ТТ} = \frac{794,49}{\sqrt{2} \cdot 100} = 5,62 < 6,7.$$

Сопротивление нагрузки ТТ:

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (34)$$

где R_{κ} – сопротивление кабеля, Ом;

$R_{пер}$ – сопротивление контактов, Ом;

$R_{вх.терм}$ – сопротивление терминала, Ом.

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (35)$$

где ρ – удельное сопротивление жил, Ом мм²/м;

S_{κ} – сечение жил, мм²» [8].

$$R_{\kappa} = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом},$$

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом},$$

$$R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом} : K_{10} = 24 \geq 20.$$

«Условие по отстройке от переходных режимов. Приведенная предельная кратность для ТТ:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (36)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (37)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 72,98 / 100 = 14,6 < 24.$$

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (38)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 5,62 = 7,87 \text{ А},$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (39)$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса.

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,78 = 6,53 \text{ кА}$$

Выбор типа торможения.

Условие для самоадаптирующегося торможения:

$$I_{амп} / I_{ном} \leq 8, \quad (40)$$

где $I_{амп}$ – амплитуда броска тока намагничивания, А;

$I_{ном}$ – первичный ток ВН, А.

$$794,49 / 72,98 = 10,89 > 8$$

Используется традиционное торможение» [8].

«Определение минимального тока срабатывания:

$$I_{C3} > 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (41)$$

где ε – погрешность ТТ;

$K_{пер}$ – коэффициент переходного режима;

$\Delta U_{рег}$ – диапазон РПН.

$$I_{C3} > 1,1 \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (42)$$

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45.$$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*})\right)^4}, \quad (43)$$

где $I_{БР.НАМ.i}$ – бросок тока намагничивания, А.

$$I_{БР.НАМ.\min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (44)$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки;

$K_{бр}$ – коэффициент броска тока намагничивания.

$$I_{БР.НАМ.\min} = 1,1 \cdot 72,98 \cdot 5 = 401,39 \text{ А},$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{401,39^4} = 32,27.$$

Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики по рекомендации производителя принимается равной 60-70%» [3].

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Максимальная токовая защита (МТЗ) представляет собой традиционный тип релейной защиты, который используется для автоматического отключения поврежденных участков электросети во время аварийных режимов, характеризующихся значительным ростом силы тока (таких как короткие замыкания). От прочих типов защит МТЗ отличается тем, что она не определяет конкретное местоположение неисправности и активируется лишь тогда, когда значение тока превышает заранее установленный предел вне зависимости от точки повреждения. Данная система включает две основные составляющие – измерительную часть (токовый трансформатор), фиксирующую величину тока, и исполнительный элемент (реле), осуществляющий отключение оборудования. Благодаря данным своим достоинствам МТЗ нашла повсеместное применение:

- простота исполнения, максимальной токовой защите не требуется сложная логика или анализ характера изменения параметров сети, ее

схема достаточно проста и понятна, что облегчает разработку и эксплуатацию;

- высокая надежность, МТЗ обладает высокой устойчивостью к сбоям и посторонним помехам, поскольку срабатывает только при превышении заданного порога тока;
- скорость срабатывания, при правильном подборе уставок МТЗ способна быстро реагировать на аварии, минимизируя ущерб от короткого замыкания;
- независимость от длины линии, МТЗ одинаково эффективно работает на любых длинах защищаемой линии, что делает ее универсальной.

«Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (45)$$

где K_H , K_{C3} , K_B – коэффициенты надежности, самозапуска и возврата.

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 72,98 = 101,3 \text{ А}$$

Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (46)$$

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата.

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 72,98 = 85,86 \text{ А}$$

РЗ фидеров 6 кВ.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (47)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс}, \quad (48)$$

где $I_{р.макс}$ – расчетный ток КЛ, А.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (49)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [1]:

$$k_q = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (50)$$

«Защита от замыканий на землю (ЗНЗ). Ток срабатывания:

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (51)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (52)$$

где I_{CO} – ёмкостный ток кабеля, А/км;

L – длина КЛ, км» [8].

Для фидеров на топливоподачу, по (47-52):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,147 = 0,735 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 58,8 = 81,61 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 81,61 \cdot \frac{1}{75/5} = 5,44 \text{ А},$$

$$k_q = \frac{3140}{81,61} = 38,5 \geq 1,5,$$

$$I_C = 1,47 \cdot 0,12 = 0,18 \text{ А},$$

$$I_{C3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,18 = 0,53 \text{ А}.$$

Выводы.

Принятая к установке микропроцессорная релейная защита (МПРЗ) – это передовая технология, используемая для защиты и управления сложными энергетическими системами. В отличие от классических электромеханических и статических релейных защит, МПРЗ основана на цифровых микросхемах и микроконтроллерах, что позволяет значительно расширить функционал и повысить надежность работы. Выбрано современное оборудование релейной защиты отечественного производства, определены уставки защит.

7 Электромагнитная совместимость, система заземления

Характерной особенностью электрических сетей 6 кВ собственных нужд ТЭЦ является необходимость глубокого ограничения коммутационных перенапряжений. Это обусловлено относительно низкой электрической прочностью изоляции высоковольтных двигателей, особенно в дробильных и размольных отделениях.

В системе возникают различные виды перенапряжений:

- общие перенапряжения, охватывающие все электрооборудование секции шин 6 кВ;
- перенапряжения при однофазном замыкании на землю;
- перенапряжения при коммутации электродвигателей.

Ключевыми параметрами электромагнитной совместимости являются:

- токи однофазных замыканий на землю;
- емкости кабельных линий (20-100 м);
- входные емкости электродвигателей (5,7-25,3 нФ);
- коэффициенты временного перенапряжения.

Для соблюдения требований электромагнитной совместимости в системе собственных нужд напряжением 6 кВ ТЭЦ, исходя из рекомендаций стандарта ГОСТ ИЕС 61000-6-5-2017, применяются следующие меры:

- контроль параметров электрической энергии в соответствии с нормативами ГОСТ 32144-2013;
- использование ограничителей перенапряжений с учётом многократных импульсных воздействий;
- установка защитных RC-фильтров для аппаратуры;
- поддержание заданных норм качества электроснабжения;
- оптимизация рабочих условий сетей с незаземлённой нейтралью.

Обеспечение электромагнитной совместимости в данной системе представляет собой задачу, решение которой требует комплексного подхода.

Схема ступенчатой защиты системы СН с помощью ОПН от перенапряжений показана на рисунке 13.

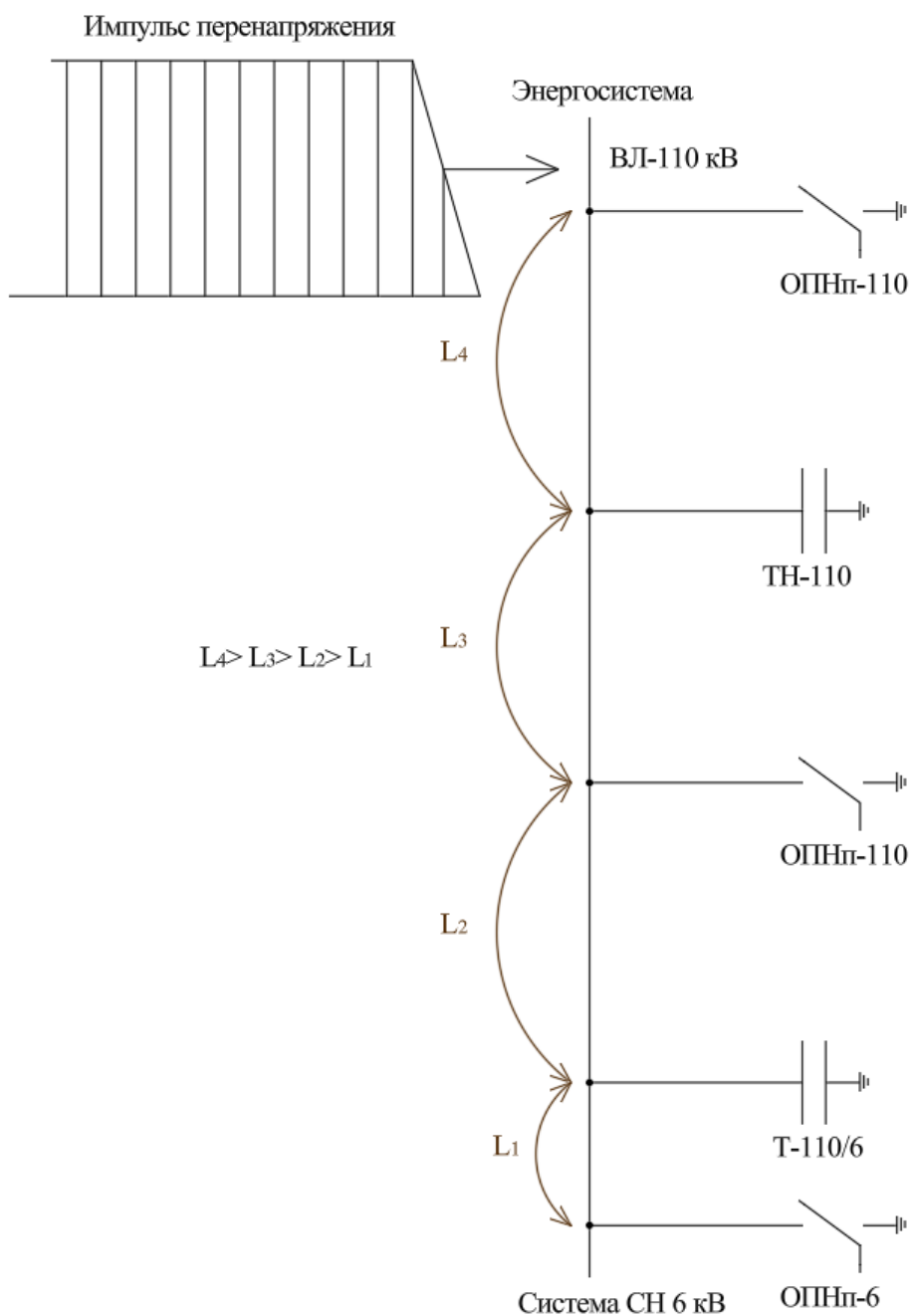


Рисунок 13 – Схема ступенчатой защиты системы СН от перенапряжений

Каскадное применение ОПН обеспечивает усиливающееся последовательное гашение перенапряжения и вредных гармоник и импульсов напряжения [5]. Для надежной работы электрооборудования, его защиты и

безопасности персонала требуется обеспечить качественное заземление с показателем эквивалентного сопротивления согласно указаниям ПУЭ [11].

Расчет заземляющего устройства (ЗУ).

На РУСН будут смонтированы ЗУ глубинного типа, обеспечивающие следующие преимущества по сравнению с классическими системами заземления:

- повышенная долговечность, малая подверженность коррозии для ключевых элементов (глубинных вертикальных электродов);
- снижены затраты на обслуживание и контроль состояния элементов заземляющего устройства;
- малая зависимость от влажности поверхностных слоев почвы, уровня грунтовых вод;
- относительная простота монтажа, сниженная материалоемкость.

«Эквивалентное сопротивление глубинного ЗУ:

$$R_{\text{з}} = \frac{R_{\text{овз}}}{n}, \quad (53)$$

где $R_{\text{овз}}$ – сопротивление растеканию одного вертикального электрода (ВЭ), Ом;

n – число глубинных электродов, 8 шт.

Удельное сопротивление грунта для ВЭ:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (54)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности.

$$\rho_{\text{pz}} = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Принимается 4 глубинных ВЭ (сталь круглая омедненная диаметром 16 мм) длиной 15 м, расстояние от поверхности до верхнего конца ВЭ составляет 0,25 м» [4].

«Сопrotивление растеканию ВЭ:

$$R_{\text{о\textsubscript{в\textsubscript{э}}}} = \frac{\rho_{\text{п\textsubscript{е}}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (55)$$

где l – длина, м;

d – диаметр, м;

t – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$t = 15 / 2 + 0,25 = 7,75 \text{ м},$$

$$R_{\text{о\textsubscript{в\textsubscript{э}}}} = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 15} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 15}{0,016} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 7,75 + 15}{4 \cdot 7,75 - 15} \right) \right] = 27,84 \text{ Ом}.$$

Эквивалентное сопротивление глубинного ЗУ составит, по (53):

$$R_{\text{з\textsubscript{у}}} = \frac{27,84}{8} \approx 3,48 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}.$$

Сопротивление не превысит допустимый по ПУЭ предел 4 Ом» [15].

План заземляющего устройства РУСН показан на листе 6 графической части.

Выводы.

Ключевой особенностью электрических сетей собственных нужд 6 кВ электростанций является необходимость глубокого ограничения коммутационных перенапряжений. В СЭС собственных нужд 6 кВ ТЭЦ будет обеспечиваться надежная комплексная ступенчатая защита системы от перенапряжений. Для надежной работы ЭО, его защиты и безопасности персонала будет смонтировано эффективное ЗУ глубинного типа.

Заключение

Выполнена разработка системы электроснабжения собственных нужд 6 кВ ТЭЦ мощностью 750 МВт, работающей на газе. С учетом рассмотренных особенностей современных ТЭЦ, выбрана схема выдачи электрической энергии (мощности), в которой повышающие трансформаторы блоков присоединяются отдельными линиями к сети ВН, с учетом установки пяти генераторных блоков по 150 МВт и общей мощности ТЭЦ 750 МВт. Согласно заданной мощности ТЭЦ и типа топлива проведен расчет электрических нагрузок системы собственных нужд, которые учтены при расчете рабочих режимов сети СН и выборе ЭО. Силовые трансформаторы СН будут иметь соответствующую мощность, с учетом возможного вывода в ремонт части из них, оставшиеся будут гарантированно обеспечивать питание всех электропотребителей в полном объеме в течение неограниченного времени. Учитывается перегрузочная способность трансформаторов собственных нужд, с учетом типа охлаждения и температуры окружающей среды. Итого принятое число ТСН – 6 штук (5 на генераторных блоках и 1 резервный). В системе СН будет обеспечиваться полноценная выдача всей требуемой электрической мощности в случае повреждения одной секции СН с ТСН при одновременном выводе в ремонт другого ТСН, то есть при отключении одновременно двух ТСН. Принимаются к установке трансформаторы ТМ-10000-20/6 для установки в качестве ТСН на генераторные блоки и ТРДНС 16000/110-6 для установки в качестве резервного ТСН.

Выбор ЭО проведен с учетом аварийных режимов короткого замыкания, определены токи КЗ в системе СН. С учетом рабочих и аварийных режимов сети СН выбрано основное электрооборудование для РУ 6 кВ собственных нужд. Все выбранное оборудование – современных марок, отечественного производства и от надежных поставщиков, обладает высокими техническими и эксплуатационными характеристиками. Для установки ЭО выбраны ячейки КРУ марки К-204ЭП, данные КРУ – отечественного производства, удобные,

надежные и безопасные в эксплуатации. Ячейки КРУ располагаются в зданиях РУСН секций шин 1-5 (основных генераторных) и в здании РУСН резервной секции шин. Принята к установке микропроцессорная релейная защита – это передовая технология, используемая для защиты и управления сложными энергетическими системами. В отличие от классических электромеханических и статических релейных защит, МПРЗ основана на цифровых микросхемах и микроконтроллерах, что позволяет значительно расширить функционал и повысить надежность работы. Выбрано современное оборудование релейной защиты отечественного производства, определены уставки защит.

Каскадное применение ОПН обеспечит усиливающееся последовательное гашение перенапряжения и вредных гармоник и импульсов напряжения. Для надежной работы электрооборудования, его защиты и безопасности персонала будет обеспечено качественное заземление с показателем эквивалентного сопротивления согласно указаниям ПУЭ. Будет смонтировано ЗУ глубинного типа, обеспечивающее следующие преимущества по сравнению с классическими системами заземления: повышенная долговечность, малая подверженность коррозии для ключевых элементов (глубинных вертикальных электродов); снижены затраты на обслуживание и контроль состояния элементов заземляющего устройства; малая зависимость от влажности поверхностных слоев почвы, уровня грунтовых вод; относительная простота монтажа, сниженная материалоемкость.

Предложенная система электроснабжения, при ее реализации, обеспечит надежную работу собственных нужд 6 кВ ТЭЦ, проект рекомендован к реализации.

Список используемых источников

1. Бирюлин В. И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
2. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
3. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
4. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
5. Гуревич В. И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 304 с.
6. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М. : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с.
7. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
8. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
9. Лакомов И. В. Техническое обслуживание электроустановок : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 152 с.
10. Малафеев А. В. Проектирование электрической части понижительных подстанций промышленного предприятия : учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.
11. Монаков В. К. Электробезопасность: теория и практика : монография. – 2-изд. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 184 с.

12. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
13. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
14. Полищук В. И. Эксплуатация, диагностика и ремонт электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 203 с.
15. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
16. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.
17. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
18. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.
19. Школа для электрика. Сайт. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 27.04.2025).
20. Щербаков Е. Ф. Электрические аппараты : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 303 с.
21. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2020. 428 p.
22. Discussion on construction of green power grid enterprises. Zhang Hong; Guiyang Power Supply Bureau. Guizhou Electric Power Technolog. 2020-06. P 87–91.
23. Erkin Abduraimov. Development of contactless device for maintaining the rated voltage of power supply systems. AIP Conf. Proc. 2552, 040012, 2023.
24. European Technology Platform Smart Grids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. April, 2020. 305 p.
25. Smart Grid System Report. U. S. Departament of Energy. July 2021.