

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 Реконструкция системы электроснабжения собственных нужд Балаковской АЭС

Студент

Н. Н. Гурьев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В. И. Платов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## **Аннотация**

В работе выполнена реконструкция системы электроснабжения собственных нужд Балаковской АЭС.

Необходимость реконструкции электрической части Балаковской АЭС связана с моральным и физическим устареванием оборудования. Целью работы является выполнение проекта системы электроснабжения.

Для выполнения поставленной цели рассмотрена характеристика системы электроснабжения собственных нужд Балаковской АЭС, произведен расчет нагрузок собственных нужд 0,4 и 6 кВ, а также для оборудования постоянного тока, выполнена замена источников собственных нужд, проанализированы проблемы и внесены техническое предложение по совершенствованию системы электроснабжения собственных нужд АЭС. Полученные результаты позволят повысить эффективность и надежность работы электростанции.

Работа выполнена на 66 стр. формат А4., содержит 12 таблиц, 5 рисунков, графический материал на 6 листах А1.

## Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика системы электроснабжения собственных нужд Балаковской АЭС .....	7
1.1 Общая характеристика Балаковской АЭС.....	7
1.2. Характеристика электрической части Балаковской АЭС.....	14
1.3. Собственные нужды АЭС и их потребности в электроэнергии. ....	16
1.4. Существующая система электроснабжения собственных нужд и формулировка задач по ее совершенствованию. ....	19
2 Потребители электроэнергии системы собственных нужд АЭС.....	24
2.1 Оборудование на напряжение 6 кВ.....	24
2.2 Оборудование на напряжение 0,4 кВ переменного тока .....	25
2.3 Оборудование постоянного тока .....	26
2.4 Расчет электрических нагрузок собственных нужд. ....	27
2.5 Источники электроэнергии для собственных нужд. ....	29
2.5.1 Дизель-генераторы.....	30
2.5.2 Аккумуляторы .....	32
2.5.3 Режимы работы системы электроснабжения собственных нужд .....	32
2.6 Проблемы системы электроснабжения собственных нужд и пути их решения.....	33
3 Технические предложения по совершенствованию системы электроснабжения собственных нужд АЭС .....	34
3.1 Реконструкция системы генерации переменного тока .....	34
3.2. Реконструкция аккумуляторных батарей и зарядно-выпрямительных устройств.....	47
3.3 Реконструкция инверторов .....	52
3.4 Совершенствование систем контроля и автоматики.....	52
3.5 Экономический анализ проекта.....	54
3.6 Влияние разработанных предложений на безопасность работы АЭС ..	58

Заключение .....	63
Список используемых источников.....	64

## Введение

Электрические станции являются основой выработки электроэнергии, которая обеспечивает нас практически всеми необходимыми жизненными благами. Традиционными являются электростанции, использующие энергию воды, сжигания топлива и атомную – альтернативные же источники, хотя и внедряются повсеместно, в нашей стране пока что широкого распространения не получили. При этом именно атомные электростанции являются основой устойчивости энергосистемы со вторым показателем выработки электроэнергии (после тепловых) в год [7].

Балаковская АЭС — это атомная электростанция, которая расположена в 12.5 км от города Балаково, что находится в Саратовской области. Средняя выработка электроэнергии данной электростанции более 30 млрд кВт·ч ежегодно, что и делает ее одной из самых крупнейших АЭС в России.

Оборудование Балаковской АЭС вводилось в работу поэтапно – первый блок запустили в 1985 г., а четвертый в 1993 г. Реконструкция и плановые ремонты электрической части выполняются каждый год в той или иной степени для всех энергоблоков, однако реконструкция системы электроснабжения собственных нужд выполнялись последний раз в 2002 год. Это означает что оборудование физически и, прежде всего, морально изношено и требует замены элементов [6].

Целью работы является разработать проект реконструкции системы электроснабжения собственных нужд Балаковской АЭС.

Для выполнения поставленной цели необходимо рассмотреть задачи:

- рассмотреть характеристику системы электроснабжения собственных нужд Балаковской АЭС.
- выполнить расчет нагрузок собственных нужд 0,4 и 6 кВ, а также для оборудования постоянного тока
- выполнить замену источников собственных нужд

- проанализировать проблемы и внести техническое предложение по совершенствованию системы электроснабжения собственных нужд АЭС.

В первом разделе рассматривается характеристика системы электроснабжения собственных нужд Балаковской АЭС, описывается технологический процесс атомной электростанции, подробно рассматривается существующая электрическая часть собственных нужд и формулируются задачи по ее совершенствованию.

Во втором разделе приводятся электрические расчеты потребителей электроэнергии собственных нужд АЭС, дается подробная характеристика оборудования на разное напряжение, выполняется расчет электрических нагрузок на всех напряжениях, дается характеристика и производится выбор источников аварийного питания собственных нужд, таких как дизель-генераторы\ и аккумуляторные батареи, рассматриваются вопросы режимов работы системы электроснабжения собственных нужд, рассматриваются пути решения проблем обеспечения электроснабжением систем собственных нужд АЭС.

В третьем разделе выполняется выбор и обоснование Технические решения по совершенствованию системы электроснабжения собственных нужд АЭС, а именно: Реконструкция системы генерации переменного тока, реконструкция аккумуляторных батарей и зарядно-выпрямительных устройств, реконструкция инверторов, совершенствование систем контроля и автоматики. В этой же главе выполняется экономический расчет целесообразности разработанного проекта и рассматривается влияние разработанных предложений на безопасность работы АЭС [19].

# **1 Характеристика системы электроснабжения собственных нужд Балаковской АЭС**

## **1.1 Общая характеристика Балаковской АЭС**

Суммарная установленная мощность Балаковская АЭС— 4 000 МВт. Данный реактор относится к водо-водяным энергетическим реакторам и для них техническое водоснабжение безусловно важно. Это водоснабжение производится по замкнутой схеме применяя для хранения водохранилища-охладителя, который получается благодаря перекрытию (отсечению) дамбами мелководной части Саратовского водохранилища. Балаковская АЭС расположена в районе нахождения двух сейсмических зон:

- 5-балльная зона с периодом повторения 1 раз на 100 лет;
- 6-балльная зона с периодом повторения 1 раз в 10000 лет.

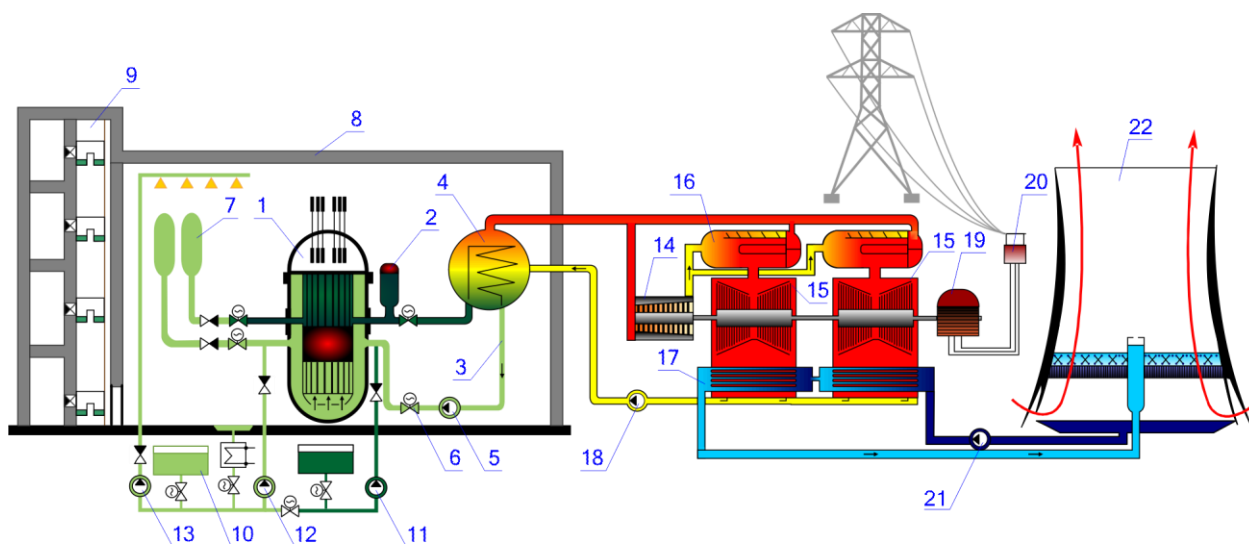
Балаковская АЭС состоит из отдельно стоящих моноблоков, что и представляет собой 4 главных корпуса энергоблока. Они состоят из машинного и реакторного отделений. Они находятся ориентировано вдоль береговой линии в сторону водохранилища охладителя. Береговые блочные насосные станции, а также трубопроводы технического водоснабжения и дороги располагаются посередине между водоёмом и главными корпусами. На самой территории станции также предусмотрено расположены следующие корпуса: административно-бытовой, лабораторно-бытовой, спецкорпус, объединенный вспомогательный [16].

Каждый моноблок главного корпуса состоит из реакторного и машинного отделений и включает следующее основное оборудование:

- генератор типа ТВВ-1000-4,
- турбоустановку типа К-1000-60/1500,
- водо-водяной корпусной реактор типа ВВЭР-1000.

Блок атомной электростанции показан на рисунке 1. Его можно разделить на следующие составляющие:

- реакторная установка;
- паротурбинная установка;
- устройства генерации-выдачи электроэнергии;
- вспомогательные системы и оборудование.



- |                                    |                                       |
|------------------------------------|---------------------------------------|
| 1. Реактор                         | 12. Насос охлаждения активной зоны    |
| 2. Компенсатор объёма              | 13. Спринклерный насос                |
| 3. Главный циркуляционный контур   | 14. Цилиндр высокого давления турбины |
| 4. Парогенератор                   | 15. Цилиндр низкого давления турбины  |
| 5. Главный циркуляционный насос    | 16. Сепаратор-пароперегреватель       |
| 6. Главная запорная задвижка       | 17. Конденсатор                       |
| 7. Гидроёмкость                    | 18. Питательный насос                 |
| 8. Защитная оболочка               | 19. Генератор                         |
| 9. Шахта локализации аварий        | 20. Блочный трансформатор             |
| 10. Бак запаса борного концентрата | 21. Циркуляционный насос              |
| 11. Насос аварийной подпитки       | 22. Градирня                          |

Рисунок 1 – Принципиальная схема блока Балаковской АЭС

Первый контур – это контур (вместе с системой компенсации давления), по которому теплоноситель под рабочим давлением циркулирует через активную зону. Он выполняет роль передающего тепло посредством теплоносителя в следующий по счету контур. Фактически тепло таким образом передаётся из активной зоны на турбогенератор. Следующим шагом является выработка электроэнергии генератором.

Особенность функционирования первого контура является высокое давление воды, вернее борного раствора, которое для ядерного реактора типа ВВЭР-1000 может достигать  $160 \text{ кгс/см}^2$ . Такие меры необходимы для



предотвращения кипения раствора. Также ввиду герметичности первого контура продукты ядерного распада могут выйти за его пределы с весьма малой степенью вероятности.

ВВЭР-1000 является водно-водяным реактором, функционал которого основывается на тепловых нейтронах. Он выполнен в виде бака со съёмной крышкой, которая совмещена с функционирующими устройствами. В баке также находятся зона тепловыделения, которую называют активной зоной.

ПГВ-1000М является парогенератором, который вырабатывает сухой пар. Состоит ПГВ из набора горизонтальных труб, помещаемых в активную зону [14].

ГЦН-195 М является главным циркуляционным насосом. ГЦН уставлен в первом контуре и используется для создания циркуляции водного раствора.. Вода подводится непосредственно через вал.

Система поддержания давления в первом контуре включает в себя паровой компенсатор давления с комплектом электронагревателей, барботер, соединительные трубопроводы, трубопровод впрыска с соответствующим креплением и применяется для нагнетания и последующей выдержки уровня давления в первом контуре в первом контуре при нормальном режиме, поддержания давления в заданных пределах при аварийных режимах и понижении при расхолаживании.

В комплекс мер защит для первого контура входят предохранительные элементы, установленные на трубопроводе сброса пара в барботер и служит для предохранения оборудования и трубопроводов первого контура от превышения допустимого давления теплоносителя первого контура в аварийных и переходных режимах.

Пассивная часть системы аварийного охлаждения зоны состоит из гидроемкостей САОЗ, эти емкости связывается с реакторами и их креплением посредством трубопроводов. Такое устройство позволяет выполнить затопление активной зоны реактора при аварии.

Вспомогательными тепломеханическими системами первого контура являются:

- система организации вытока;
- система воздухопроводов и дренажей;
- система регулирования содержания бора в растворе;
- система байпасной очистки теплоносителя I контура (СВО-1);
- система азота и газовых сдувок.

Раствор борной кислоты является в реакторе одновременно замедлителем реакций и теплоносителем, причем при эксплуатации концентрация компонентов меняется в необходимой пропорции. Вода нагревается при прохождении активной зоны реактора.

Борный раствор под действием насоса проходит в активную зону ядерного реактора по нескольким трубкам, которые обозначаются как входные, далее поступает вниз вокруг активной зоны между стеной бака и зазором между тепловыделяющими элементами, далее сквозь дырчатое второе дно поступает непосредственно в активную зону реактора, где находятся тепловыделяющие элементы, собранные в своеобразную сетку.

Бак ядерного реактора выполнен в форме цилиндра, вернее вытянутой «пробирки». Прямое назначение бака – размещать необходимые органы управления, автоматизации, регулирования, охлаждения и тепловыделения. Если указывать подробно, то в баке размещены тепловыделяющие элементы, соединённые в так называемые сборки – при замене, как правило, меняют сборку полностью; также в корпусе находится привод, который перемещает сборку. Привод оснащен электромагнитом, позволяющий перемещать сборку ступенчато.

Бак реактора является комплексом устройств, которые относятся к первой категории по сейсмостойкости.

Схема реактора ВВЭР-1000 приведена на рисунке 2.

Второй контур доставляет теплоноситель к турбине, который заставляет ее вращаться.

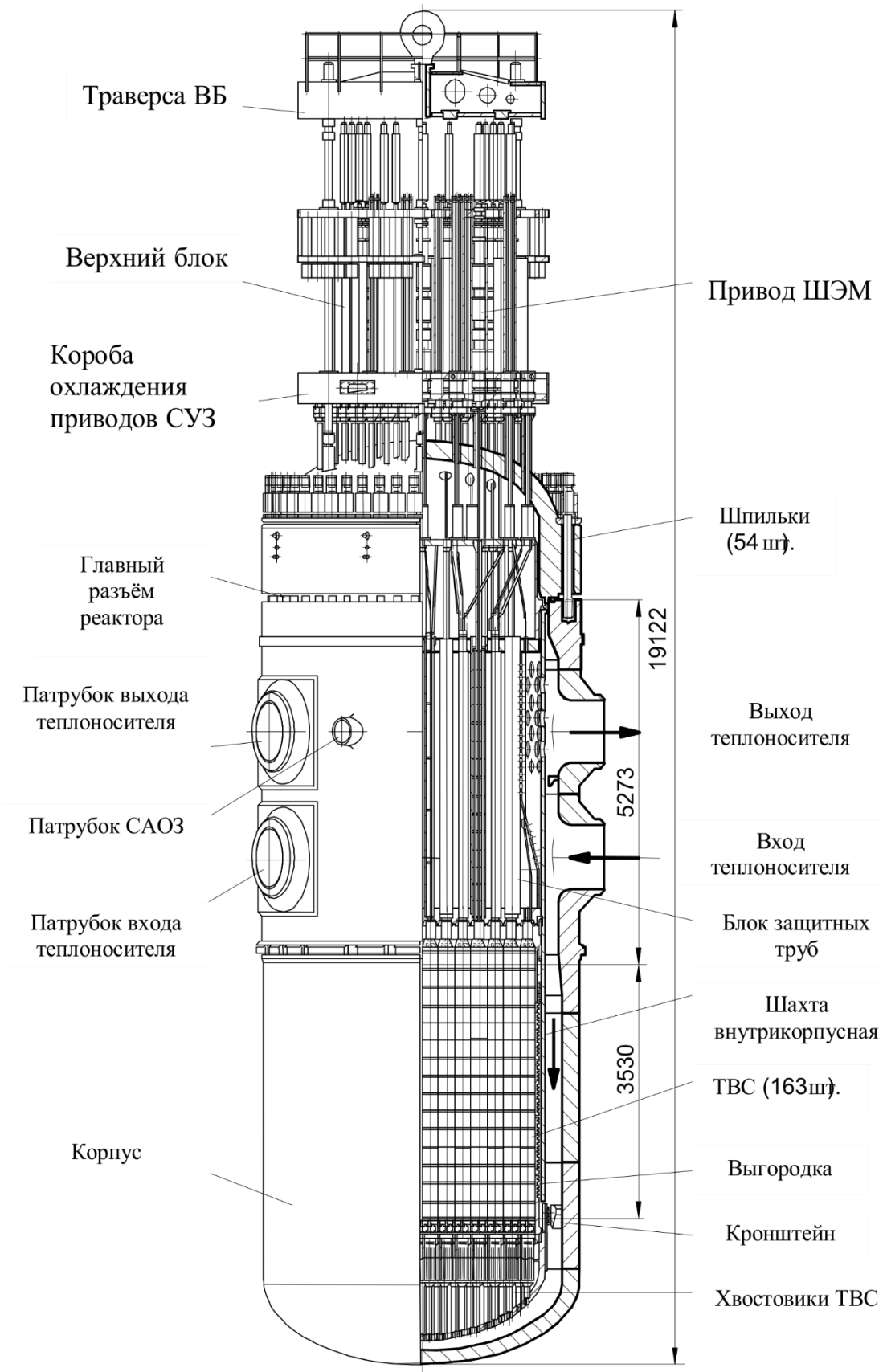


Рисунок 2 – Схема реактора ВВЭР-1000

Следующий элемент системы производства электроэнергии, который нужно рассмотреть – это паровая турбина. Паровая турбина представляет из себя двигатель, приводимый во вращение перегретым паром. Преобразование тепловой энергии в кинетическую происходит путем попадания перегретого пара на лопатки турбины, лопатки жестко соединяются с валом и вал приводится во вращение.

Наряду с турбиной турбоагрегат включает в себя трубопроводы с крепежами, а также конденсационную установку. Турбоагрегат и электрический генератор вместе представляют собой турбогенератор.

Основными частями турбоагрегата можно считать ротор с искривлёнными лопастями и статор с выводами трубок от парогенераторов. Статор турбоагрегата выполняется разборной предусматривая возможный разбор и демонтаж ротора.

Турбина К-1000-60/1500 означает:

- К – конденсационного типа;
- 1000 – номинальная мощность на валу турбины;
- 60 – номинальное давление свежего пара перед регулирующими клапанами турбины;
- 1500 – номинальная частота вращения ротора турбины.

Длина турбины - 50 м, всего турбоагрегата - 74 м.

Одними из самых эффективных являются конденсационные турбоагрегаты, которые имеют высокий КПД за счет преобразования теплоты в механическую энергию. Такие турбины имеют выхлоп выполнившего основную полезную работу пара в вакуумный резервуар-конденсатор.

Турбоагрегат типа К-1000-60/1500 выполняет функцию непосредственного приведения в движения вала генератора ТВВ-1000-4 мощностью 1000 МВт, напряжением на выводах 24 кВ [8].

Турбинная установка состоит из паровой турбины, промежуточной системы сепарации и перегрева пара, питательно-деаэрационной,

регенеративной и конденсационной установок. В таблице 1 приведены параметры турбины

Таблица 1 – Параметры турбины

наименование	величина
мощность мВт	1012
давление свежего пара, кг/см <sup>2</sup>	60
температура свежего пара, °С	274
влажность свежего пара, %	0,5
номинальный расход свежего пара, т/ч	5870
давление пара на выходе ЦВД, кг/см <sup>2</sup>	5,65
температура пара на выходе ЦВД, °С	155
влажность пара на выходе ЦВД, %	14,5
давление пара на выходе в ЦНД, кг/см <sup>2</sup>	5,2
температура пара на выходе ЦНД, °С	250
давление отработанного пара, кг/см <sup>2</sup>	0,05
температура охлаждающей воды, °С	20
расход охлаждающей воды, т/ч	170000
максимальная производительность теплофикационного отбора, гДж	838

Промежуточный перегрев пара осуществляется в одноступенчатом пароперегревателе после ЦВД с предварительной сепарацией.

Турбина К-1000-60/1500 состоит из:

- цилиндра высокого давления;
- четырёх цилиндров низкого давления;
- девяти опорных подшипников и одного опорно-упорного подшипника;
- специальной аппаратуры контроля механического состояния турбины;
- системы автоматического регулирования и защиты.

Турбина предназначена для работы в блоке с реактором типа ВВЭР-1000 и рассчитана для работы при следующих основных параметрах приведенных в таблице ниже.

Питательные насосы необходимы при работе АЭС для прохождения воды в емкости парогенераторов через систему различных герметичных элементов, производящих подогрев.

## **1.2 Характеристика электрической части Балаковской АЭС**

Шины высокого и сверхвысокого напряжения 220 и 500 кВ Балаковской АЭС соединены с энергосистемой Средней Волги. Высоковольтные ОРУ используются в качестве узловых и системообразующих Саратовской энергетической системы и Волгоградской, Уральской, а также Самарской. Направление активной и реактивной мощности не только АЭС на выдачу в линии, а может быть из одной энергосистемы в другую.

На рисунке 3 представлена схема главных электрических соединений электростанции

Выработанная генератором электроэнергия передаётся через блочный трансформатор на открытое распределительное устройство, там, через воздушные линии электропередач электроэнергия передаётся в энергосистему, где идёт её распределение на подстанции, а соответственно, электроэнергия поступает потребителям.

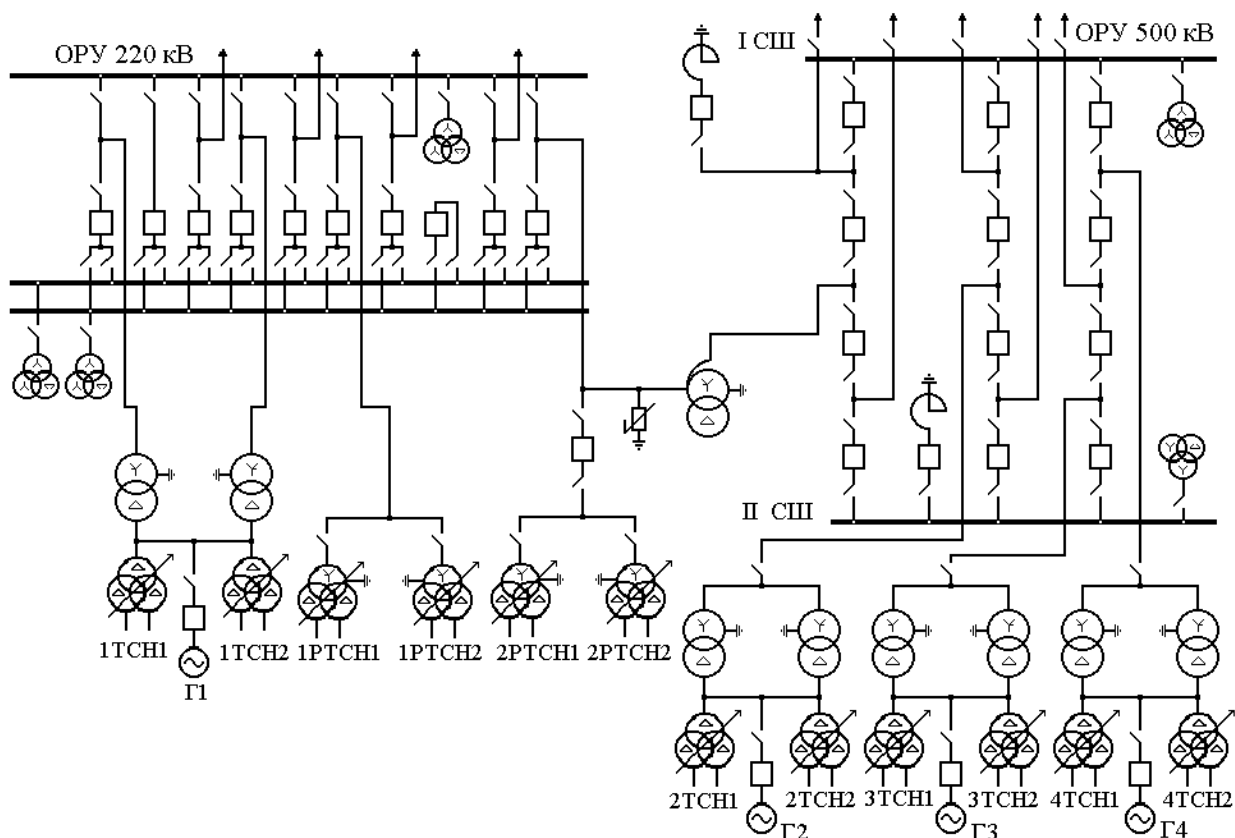


Рисунок 3 – Схема главных электрических соединений электростанции

Открытое распределительное устройство сверхвысокого напряжения 500 кВ обустроено по типичной схеме "4/3", что предусматривает установку трех присоединений и четырех выключателей между ними. Использование реакторов необходимо для компенсации реактивной мощности. Силовые трансформаторы трех блоков соединены попарно и подключены через разъединитель к ОРУ 500 кВ как одно присоединение [20].

ОРУ 220 кВ и ОРУ 500 кВ соединены с помощью автотрансформатора. Он не резервируется так как оба высоких напряжения имеют независимую связь с энергосистемой.

Схема открытого распределительного устройства на 220 кВ – две системы шин с обходной. Генератор подключен через блочные трансформаторы, которые присоединяются к ОРУ 220 кВ отдельно.

От каждого блочной трансформатора получает питание трансформатор собственных нужд. Для резервирования ТСН независимо подключены

резервные ТСН к шинам 220 кВ, а также один включен в цепь автотрансформатора.

На блоках между генератором и блочным трансформатором установлен генераторный выключатель, такое принятое схемное решение электрических соединений блока позволяет эксплуатировать блок без отключения от сети блока при неисправностях на одной из турбин, или генераторе, достаточно произвести разгрузку блока на 50% и отключить неисправное оборудование.

Аккумуляторные батареи и автоматизированные дизель-генераторы предусмотрены для системы аварийного электроснабжения как базовые источники автономного электроснабжения. В качестве аккумуляторных батарей на каждый блок используют свинцово-кислотные VARTA Vb2413(2414) и СНУ-34, 6 с ёмкостью десятичасового разряда 1300—1400 А·ч у каждой. Данные батареи включаются мгновенно, работают в течение получаса после потери основного источника питания, а в остальных случаях используются в режиме постоянного и бесперебойного подзаряда. В агрегат бесперебойного питания входят: инверторы, выпрямители, батареи, тиристорные коммутационные устройства. Работа дизельных электростанций совсем иная. На каждом энергоблоке присутствует по три генератора АСД-5600 мощностью 5600 кВт каждая и напряжением 6 кВ. Время их работы составляет 240 часов в режиме необслуживания, причем время на их включение занимает 15 секунд.

### **1.3 Собственные нужды АЭС и их потребности в электроэнергии**

У Балаковской АЭС присутствует среди базовых потребителей надежного питания разные потребители: электродвигатели и устройства малой мощности, которые присоединяются напрямую к сетям переменного тока 0,4/0,23 кВ; различные электродвигатели мощностью до 8000 кВт и напряжением 6 кВ. Постоянное питание постоянным током 220, 110, 48, 24 В получают цепи управления, контроля и защиты. Следовательно, секции



надежного питания 6 и 0,4 кВ, а также щиты постоянного тока следует предполагать в схемах электроснабжения. Комплектные распределительные устройства и распределительные пункты обеспечивают работу секций трансформаторов собственных нужд, которые все-таки имеют резерв. Выделим мощных потребителей собственных нужд.

Главный циркуляционный насос (ГЦН) первого контура предназначен для обеспечения принудительной циркуляции теплоносителя в первом контуре реакторной установки для отвода тепла из активной зоны реактора.

В качестве привода ГЦН используется вертикальный асинхронный электродвигатель ВА3 215/109-6 АМО5 [24].

Питательный турбонасосный агрегат состоит из:

- конденсационной турбины К-10-5/3400ПА, предназначенной для привода основного и предвключенного (бустерного) питательных насосов и рассчитана для работы с переменной частотой вращения и переменными параметрами рабочего пара; предвключенного (бустерного) насоса типа ПТА 3800 20, предназначенного для подачи питательной воды из деаэраторов на всос основного питательного насоса с давлением, обеспечивающем его бескавитационную работу;
- основного питательного насоса типа ПТА 3750 75, предназначенного для подачи питательной воды в парогенераторы;
- редуктора типа Р-2, предназначенного для передачи крутящего момента от вала приводной турбины к валу бустерного насоса, работающего с пониженным числом оборотов;
- конденсационной установки, предназначенной для создания и обеспечения расчетного вакуума в конце процесса расширения рабочего пара в приводной турбине ТПН;
- системы маслоснабжения, предназначенной для подачи масла на смазку подшипников турбопривода и насосов, на редуктор и подачи масла к маслоснасосам системы регулирования;

– системы регулирования и защиты, предназначенной для поддержания заданной частоты вращения ротора в рабочем диапазоне нагрузок, пуска и останова турбины и автоматического останова приводной турбины при достижении параметрами, действующими на останов ТПН предельных значений.

Основным электрическим агрегатом каждого блока является генератор. На блоках установлены турбогенераторы трехфазные синхронные типа ТВВ-1000-4 с охлаждением обмотки статора дистиллированной водой (дистиллятом), а обмотки ротора и активной стали статора — водородом [17]. Внешний вид генератора представлен на рисунке 4, а его характеристики приведены в таблице 2.



Рисунок 4 – Турбогенератор ТВВ-1000-4

Таблица 2 – Номинальные данные генератора ТВВ-1000-2МУ3

наименование	величина
мощность полная, кВА	1111000
мощность активная кВт	1000000
напряжение статора, В	24000
ток статора, А	26730
ток ротора, А (расчетный)	7600
напряжение ротора, В	428
коэффициент мощности	0,9
коэффициент полезного действия %	98,7
температура воды обмотки охлаждения, °С	40
температура воды охлаждения водорода, °С	33
избыточное давление водорода, мПа	500
соединение фаз обмотки статора	Двойная звезда
число выводов обмотки статора	9
частота, Гц	50
частота вращения, об/мин	3000

Во время работы оборудования и сооружений систем технического водоснабжения РАЭС существуют безвозвратные потери техводы. Для этой цели были проведены работы по сооружению насосной станции.

Основным электрическим оборудованием являются насосы добавочной воды со следующими техническими характеристиками:

- технологический номер – НДВ-1÷4;
- тип насоса - ДЗ200-75 - 4 шт.;
- $Q = 3200$  м<sup>3</sup>/ч;
- $H = 75$  м;
- $W = 740$  кВт;
- $n = 980$  об/мин.

#### **1.4 Существующая система электроснабжения собственных нужд и формулировка задач по ее совершенствованию.**

Система электроснабжения собственных нужд блока состоит из:

- генератора ТГ;
- блочных трансформаторов Т-1 и Т-2;
- высоковольтных выключателей 500 кВ и 220 кВ;

- комплектного устройства КАГ-24;
- резервных трансформаторов собственных нужд 2ТР,3ТР (4ТР, 5ТР) 220/6-6кВ;
- рабочих трансформаторов собственных нужд 31Т, 32Т (41Т, 42Т) 24/6-6кВ;
- трансформаторов СН 6/0,4 кВ;
- комплектных распределительных устройств КРУ-6 кВ с присоединениями, включая устройства релейной защиты, секции 3ВА, 3ВВ, 3ВС, 3ВД, 3ВЛ, 3ВМ, 3ВН, 3ВП (4ВА, 4ВВ, 4ВС, 4ВД, 4ВЛ, 4ВМ, 4ВН, 4ВП);
- распределительных сборок РТЗО 0,4/0,23 кВ;
- щитов постоянного тока 220 В;
- комплектных распределительных устройств 0,4 кВ с присоединениями, включая устройства релейной защиты;
- аккумуляторных батарей 220 В;
- двух агрегатов бесперебойного питания: общеблочный АБП и АБП УВС;
- двух резервных трансформаторов СН 6/0,4 кВ.

Электрическая схема системы электропитания собственных нужд представлена на рисунке 5. Установлено два рабочих трансформатора, каждый мощностью 63 МВА с расщепленными обмотками, напряжением 24/6,3-6,3 кВ каждый, для питания общего количества потребителей, в частности для собственных нужд энергоблока. Посредине между КАГ-24 и повышающим трансформатором производится подключение к отпайке в цепи энергоблока генератор-трансформатора рабочих трансформаторов собственных нужд. Так как существует четыре ГЦН, то и секций 6 кВ берем в количестве четырех. Для большей надежности и устойчивости работы энергоблоков подключение происходит по одному элементу к каждой отдельно стоящей секции [7] [26].

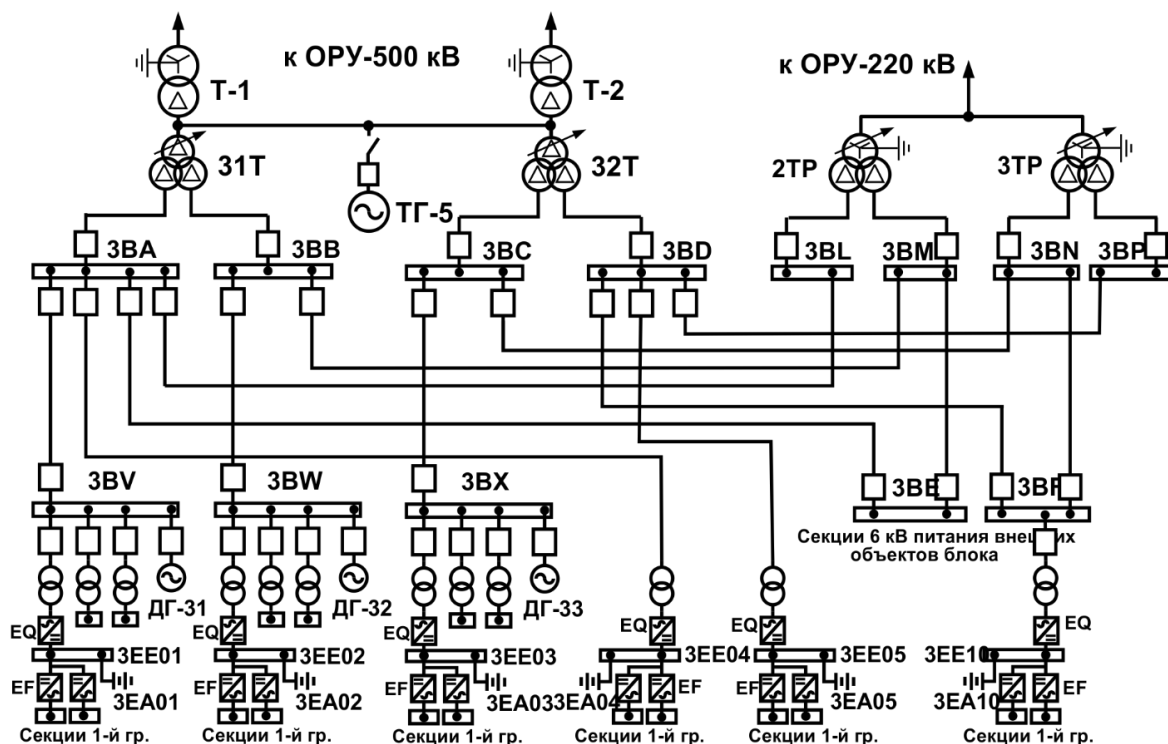


Рисунок 5 – Схема питания собственных нужд энергоблока

Питание ответственных потребителей предусматривается от группы из двух резервных трансформаторов мощностью по 63 МВА, подключенных под одно присоединение с высокой стороны 220 кВ. Питание потребителей собственных нужд 0,4-0,23 кВ третьей группы осуществляется от понижающих трансформаторов 6/0,4-0,23 кВ мощностью 1000 кВА.

Для питания потребителей третьей группы машзала предусматривается четыре секции 0,4 кВ нормальной эксплуатации, подключенные к соответствующим секциям 6 кВ через понижающие трансформаторы 6/0,4 кВ мощностью 1000 кВА.

Для питания потребителей СУЗ предусматривается две секции 0,4 кВ без резервирования, которые через трансформаторы 6/0,22 кВ мощностью 400 кВА также подключаются к секциям 6 кВ нормальной эксплуатации. Электродвигатели 380 В мощностью свыше 10 кВт подключены индивидуальными линиями непосредственно к шинам РУ 0,4 кВ, а мощностью до 10 кВт и электродвигатели задвижек питаются от сборок типа РТЗО. Потребители АСУТП (УКТС, ИВС, БЩУ и т.д.) так же питаются от

шкафов сборок РТЗО. Для питания потребителей 0,4 кВ второй группы надежности предусмотрены вторичные сборки, которые запитаны от секций 0,4 кВ второй группы надежности реакторного отделения.

Для питания потребителей первой группы надежности постоянным током напряжением 220 В и переменным током напряжением 0,4кВ предусмотрены агрегаты бесперебойного питания (АБП), щиты постоянного тока (ЩПТ), распределительные сборки и независимые источники питания – аккумуляторные батареи (АБ). Потребители постоянного тока напряжением 220 В получают питание от щитов постоянного тока ЗЕЕ04, ЗЕЕ05 (4ЕЕ04, 4ЕЕ05, 4ЕЕ06). Потребители переменного тока первой группы надежности напряжением 0,4кВ получают питание от агрегатов бесперебойного питания (АБП) напряжением 380/220В. Предусмотрена установка комплектов АБП, состоящих из выпрямителя, инверторов, тиристорных отключающих ключей (ТКЕО) с обводной линией электропитания.

При исчезновении напряжения на секции 0,4 кВ третьей группы надежности на время АВР или при полном исчезновении напряжения, питание потребителей первой группы надежности осуществляется от аккумуляторной батареи напряжением 220В [10] [25].

Питание потребителей первой группы надежности переменного тока зарезервировано от секции 0,4 кВ третьей группы надежности. АВР выполняется на сборках РТЗО.

Для обеспечения питания потребителей первой группы надежности в режиме потери питания от рабочих и резервных трансформаторов предусмотрены две (три) аккумуляторные батареи ЗЕА04, ЗЕА05 (4ЕА04, 4ЕА05, 4ЕА06). Аккумуляторные батареи без элементного коммутатора (105 элементов) с номинальным напряжением 220В. АБ во время нормальной эксплуатации находятся в режиме подзаряда. Подзаряд АБ и питание нагрузки, подключенной к ЩПТ осуществляется от выпрямителей EQ13, EQ14, EQ15 АБП, подключенных через разделительные трансформаторы ВU17, ВU18, ВU29, ВU32 к секциям 6 кВ. Каждая батарея рассчитана по

разрядной емкости на 60 минут аварийного разряда и по уровню напряжения при максимальном толчковом токе. Все аккумуляторные батареи при наличии переменного тока работают в режиме постоянного подзаряда.

Задачи по совершенствованию системы электроснабжения собственных нужд определяем следующими:

- Замена элементов системы электроснабжения собственных нужд на современные (коммутационные аппараты, ТТ, ТН)
- Реконструкция системы генерации переменного тока.
- Реконструкция аккумуляторных батарей и зарядно-выпрямительных устройств.
- Реконструкция инверторов.
- Совершенствование систем контроля и автоматики.

Выводы по разделу:

- 1) рассмотрена характеристика системы электроснабжения собственных нужд Балаковской АЭС, для определения дальнейшей реконструкции,
- 2) подробно рассмотрена существующая электрическая часть собственных нужд и сформулированы задачи по ее совершенствованию, для безопасности технологического процесса.

## **2 Потребители электроэнергии системы собственных нужд АЭС**

### **2.1 Оборудование на напряжение 6 кВ**

Сборные шины 6 кВ для потребителей электроэнергии третьей категории надежности делятся на секции, число их нормируется по числу главных циркуляционных насосов (ГЦН) первого контура, и ТСН. На АЭС применены реакторы ВВЭР – 1000. Этому тип реакторов соответствуют 4 секции шин – ВА, ВВ, ВС, ВД. Питание электроприемников в нормальном режиме работы происходит от ТСН, которые, как правило, по полной мощности принимаются трансформаторами с расщепленными вторичными обмотками 6,3 кВ. На каждую из секций шин выполнено подключение шины бесперебойного питания ВN, ВР, ВL, ВМ, которые в свою очередь подключены к ТСН.

Рассмотрим питание потребителей 6 кВ второй категории надежности, которые относятся к системе безопасности. Питание электроприемников на напряжение 6 кВ и понижающих трансформаторов на более низкое напряжение 2 категории: для ВВЭР – 1000 как правило используется 3 секции (ВW, ВХ, ВV). Между собой секции среднего напряжения соединяются посредством резервируемого выключателя. Преимущественно мощность от этих секций потребляют мощные насосы.

Если происходит отключение питания от основных шин, путем срабатывания релейной защиты запускается дизель-генератор (ДГ). При потере питания на одной из шин остальные не смогут получить энергию от «ее» ДГ. Шины индивидуально должны выполнить функцию питания расхоложивания при любом аварийном и послеаварийном режиме. В работу генераторы вводятся независимо под действием релейной защиты.

Для надежного функционирования силовых устройств, которые необходимы в для работы отделения реакторов и машинного зала, блоки АЭС снабжаются комплексом мер для надёжного питания



электропотребителей торой категории при аварии основных источников питания. При этом питания для указанных потребителей выполнено с помощью:

- двух секций шин напряжением 6кВ ВК и ВJ, которые резервируются посредством выключателя;
- установка ДГ с обеспечением его СН.

При возникновении аварийного режима с последующим послеаварийным на общестанционных шинах возможны следующие ситуации обеспечения надежного резерва:

- при отключении питания на первой секции – водится в работу вторая через секционные выключатели;
- при отключении на второй секции – водится в работу два ДГ (аварийного блока и другого, нормально функционирующего).

## **2.2 Оборудование на напряжение 0,4 кВ переменного тока**

Электроприемники 0,4 кВ третьей категории надёжности запитаны от соответствующих шин 6 кВ через двухобмоточные трансформаторы. Установленная мощность таких трансформаторов согласно нормативным документам должна быть равной или менее 1000 кВА при  $U_k = 7\%$ . Имеющиеся секции шин напряжением 0,4 кВ запитываются от основного и аварийного источника. При этом основным трансформатором выступает отдельный либо один для двух шин. Резервным можно принять аналогичны трансформатор.

Рассмотрим обеспечение электроэнергией электроприемников 0,4 кВ второй категории надёжности, которые относятся к системам безопасности. Они получают питание от разных шин 6 кВ через соответствующие трансформаторы. При этом каждый из трансформаторов должен обеспечить одновременное питание всех потребителей, а значит мощность его обмоток должна выбираться на полную мощность группы электроприемников.

Также необходимо обеспечить электроэнергией общецлочных потребителей 0,4 кВ второй категории надежности. Эти электроприемники запитываются от секций CJ, СК, которые получают питание соответственно от шин ВJ и ВК через понижающие трансформаторы. Секции шин CJ, СК соединяются двумя выключателями для влечения при потере питания одной из шин, на шины также предусматривают повторное резервирование с помощью трансформатора 6,3/0,4 кВ от секции CR. Также дополнительным источником питания служит резерв от секции шин соседнего блока.

### **2.3 Оборудование постоянного тока**

Основным оборудованием постоянного тока являются инвентор и аккумуляторные батареи, которые обеспечивают питание первой категории электропотребителей [3].

Рассмотрим питание потребителей безопасности. Система электроснабжения на постоянном токе подает напряжение на определенные электроприемникам по количеству связей безопасности.

Все комплекты постоянного напряжения имеют в своем составе: агрегатов подзарядного и зарядного, аккумуляторной батареи (как правило нескольких), а также шкафа с коммутационной аппаратурой и подключением отходящих присоединений. Аккумуляторные батареи перманентно существуют в режиме заряда, что обеспечивают силовые выпрямители. Выпрямители подключены к трансформаторам, те в совою очередь подключены к шинам второй группы надежности.

Выбор АБ производится по следующим условиям:

- просадке номинального напряжения при резком повышении токов при КЗ;
- емкости при получасовом использовании.

На энергоблоках АЭС есть определённый класс потребителей, питание для которых требуется только непосредственно при аварийной ситуации, а

после нее – нет. Такими потребителями выступают приводные станции системы управления и защит радиоактивными стержнями [23].

При обычном функционирования системы управления и защит находится под напряжением 380 В, которые посредством трансформации получают питание от шин 6 кВ. При этом обязательным условием является применение двух независимых секций шин 6 кВ с обязательным резервированием. Также питание этих приводов должно кратковременно обеспечиваться их перевод на аккумуляторные батареи при сильной просадке.

#### **2.4 Расчет электрических нагрузок собственных нужд**

Выбор трансформаторов собственных нужд, как основных так и резервных, выполняется после расчета электрических нагрузок. При этом имеется в виду отсутствие в работе некоторых резервных потребителей, учитываются коэффициенты согласно условиям технологического процесса. Выполним такой расчет в таблицы, указав коэффициенты загрузки электрооборудования, а также место его подключения. Результаты заносим в таблицу 3

Выполним расчет мощности для выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_p = K_o \cdot S_{\max} = 0,9 \cdot 52290,0 = 47061,0 \text{ кВА}, \quad (1)$$

где  $K_o$  – множитель, учитывающий одновременность работы ЭП;

$S_{\max}$  – получасовой пик нагрузки одного из трансформаторов (из таблицы 3).

Выбираем трансформатор ТРДНС-63000/35-У1 со следующими показателями:  $S_n = 63000 \text{ кВА}$ ,  $U_b/U_n = 27/6,3/6,3 \text{ кВ}$ .

Таблица 3 – Расчетная нагрузка ТСН

Агрегат	Мощность кВт кВА	КПД	k коэф заг	Кол-во		Мощность нагрузки	Секции шин							
				Рабочих	Установлено		ВJ:BA: BV		BB:BW		BC:BX		BD:BK	
							шт.	S, кВА	шт.	S, кВА	шт.	S, кВА	шт.	SкВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ГЦ насос	8000	97,3	0,65	4	5	5496,3	1	5496,3	1	5496,3	1	5496,3	1	5496,3
ЦН 1-й	2500	97,11	0,891	3	4	2266,1	1	2266,1	1	2266,1	1	2266,1		2266,1
ЦН 2-й	4000	96,82	0,891	3	4	3634,6			1	3632,6	1	3632,6	1	3632,6
Конденсационный насос 1 ст	1000	95,4	0,63	2	3	649,2	1	649,2					1	649,2
Конденсационный насос 2 ст	1600	96,4	0,631	2	6	1025,8	1	1057,8					1	1025,8
Подъемный насос	320	91,11	0,652	1	2	226,1	1	226,1						
Насос замкнутого цикла ОГЦ	630	95,42	0,652	1	2	423,2	1	423,2						
Слив насоса ПНД1	315	93,6	0,65	2	3	215,1	1	215,1					1	215,1
Сетевой насос	680	94,2	1,0	2	4	722,6	1	722,6					1	722,6
Насос неотчетственных потребителей	1000	95,4	1,0	1	2	1047,1	1	1047,1						
Насос градирни	4000	96,82	0,46	2	4	3632,6	1	3633,2					1	3633,2
Насос подпитки	800	96,11	0,94	3	3	773,2			1	773,2	1	773,2	1	773,2
Слив насос ПНД3	500	94,51	0,61	2	3	316,7			1	316,7	1	316,7		
Насос гидростатического подъема ротора	250	94,42	0,51	1	2	134,4			1	134,4				
Конденсатный насос ПСВ	250	94,41	0,65	1	2	169,3					1	169,3		
Насос технической воды ответственных потребителей	630	95,42	0,65	3	6	329,8	1	329,8	1	329,8	1	329,8		
Насос промыва воды эл-магнт фильтр	250	94,4	0,91	2	2	238,0			1	238,0	1	238,0		
Электродвигатель химической водоочистки	250	94,4	0,91	5	5	238,0	1	238,0	2	238,0	1	238,0	1	238,0
Трансформатор 2-й ступени	1000	95,4	1,0	30	30	1047,1	7	1047,1	8	1047,1	8	1047,1	7	1047,1
Трансформатор АБП	400	95,5	1,0	5	5	419,7	1	419,7	1	419,7	2	419,7	1	419,7
Насос сепаратора	1000	95,4	0,63		2	649,2			1	649,2	1	649,2		
Подпор воды	400	95,4	0,66		4	266,7	1	266,7	1	266,7	1	266,7	1	266,7
Ввод брома	800	96,2	0,96		3	792,7	1		1		1			
Подпорный насос 3	800	96,2	0,96		3	792,7			1		1		1	
Агрегат аварийный	800	96,1	0,96		3	792,7	1		1		1			
Агрегат пожаротушения	500	94,2	0,86		3	451,3			1		1		1	
Агрегат подачи воды	800	96,2	0,66		9	542,5	2	542,5	3	542,5	2	542,5	2	542,5
Шины генератора	400	95,3	1,0		3	418,8	1	418,8	1	418,8	1	418,8		
Собственные нужды генератора	400	95,3	1,0		1	418,8					1	418,8		
Агрегат вторичной подпитки	800	96,2	0,96		2	792,7			1	792,7	1	792,7		

### Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Собственные нужды генератора	250	94,5	1,0		1	265,6							1	265,6	
Насос пожарный	250	94,5	0,81		2	213,5	1	213					1	213,5	
			Мощность по шинам					26011		26221		26318		25972	
			Итоговая мощность для выбора трансформаторов					52232				52290			

Для обеспечения успешного самозапуска трансформатора выбираем его с мощностью несколько завышенной.

Аналогичным образом определяем мощность резервного трансформатора собственных нужд, учитывая, что он должен обеспечить питания всей нагрузки в послеаварийном режиме, а также обеспечить все переходные процессы мощных двигателей блока. Руководствуясь такими соображениями принимаем мощность резервного трансформатора собственных нужд равной рабочему основному. Резервный ТСН питается от ОРУ 220 кВ.

### 2.5 Источники электроэнергии для собственных нужд

Для электроприемников собственных нужд атомной электростанции необходимо предусматривать следующие виды питания: рабочее при нормальных условиях; взаиморезервирование; резервные трансформаторы собственных нужд; независимые агрегаты питания [15]. В качестве последних, согласно нормативной документации, необходимо использовать:

- находящиеся в горячем резерве полуавтоматические дизель-генераторы и газотурбинные агрегаты;
- аккумуляторные батареи (АБ) и АБ со статическими преобразователями.

## 2.5.1 Дизель-генераторы

Основным условием для определения активной мощности генератора надёжного питания является суммарное значение активных мощностей потребителей, требующих непрерывного питания. Определяется неравенством:

$$\sum_{i=1}^{i=n_{ст}} P_{номр} \leq P_{н дг} \quad (2)$$

где  $P_{н дг}$  – мощность дизель-генератора без перегрузки;

рассчитывается исходя из условия:

$n_{ст}$  – количество запускаемых по очереди двигателей.

Зная параметр  $P_{н дв}$ , который определяется паспортной активной мощностью единичного агрегата и его КПД, потребляемая мощность одним двигателем

$$P_{номр} = \frac{P_{рас}}{n} = \frac{P_{двн} \cdot K_{загр}}{n} \quad (3)$$

где  $P_{рас}$  – паспортная мощность единичного двигателя.

Таким образом выполняется расчет мощности определенного двигателя после его выхода на установившейся режим потребления активной мощности. До этого его мощность вычисляется по другому выражению:

$$P_{пуск} = \frac{P_{двн} \cdot \cos \varphi_{пуск} \cdot K_i}{\eta \cdot \cos \varphi_n} \quad (4)$$

где в числителе указаны паспортная активная мощность двигателя, пусковой коэффициент мощности, пусковой коэффициент кратности, а в

знаменателе КПД электродвигателя и коэффициент мощности в установившемся режиме работы.

Группа двигателей также проверяется по режиму пуска каждого из них, причем считается что остальные агрегаты при этом работают в установившемся режиме [13].

Выбор мощности резервного генератора для одной секции шин собственных нужд выполним в таблице 4.

Таблица 4 – Расчётная мощность дизель генератора

Очередь пуска	Механизм	установившаяся мощность	Р <sub>дв.н.</sub> (кВт)	cosφ пуск	Р <sub>погр.</sub> (кВт)	Р <sub>пуск.</sub> (кВт)	Время включения	Мощность за-пуска
1	Агрегат бесперебойного питания	800	1000	0,31	800	1500	0	1500
2	Помпа охлаждения общешлюпочной резервной дизельной электростанцией	1970	1250	0,23	1172	2082	9	2880
3	Помпа впрыска бора высокоатмосферная	2012	55	0,88	47	127	4	2097
4	Помпа впрыска бора в аварийном режиме	2631	800	0,88	627	1363	4	3467
4	Помпа расхолаживания в аварийном режиме	3256	800	0,88	627	1363	4	4013
4	Помпа питания в аварийном режиме	3887	800	0,88	627	1363	4	4636
5	Помпа забора воды для сверхкатегорийных агрегатов	4376	630	0,89	495	1022	9	4911
6	Заборная помпа	4488	110	0,85	88	197	18	4584
6	Помпы снижения температуры отделения	453	110	0,85	88	196	18	4673
6	Помпы снижения температуры машзала	4644	110	0,85	88	196	18	4764
7	Помпы для снижения температуры емкости агрегата	4733	110	0,85	88	196	18	4853
8	Помпа откачки при повреждении целостности	4811	75	0,86	62	151	18	4893
9	Помпа аварийного пожаротушения	5212	500	0,86	394	778	25	5602
10	Помпа пожаротушения	5432	250	0,32	221	552	35	5753

Согласно данным указанным в таблице подходит следующее оборудование: ДГ типа АСД – 5600. Элементы ДГ: генератор СБГД – 6300 – 6МУЗ и дизельный двигатель 78Г.

Параметры:  $U_{уст} = 6,3$  кВ;  $n = 1000$  об/мин;  $P = 5,6$  МВт;  $I = 0,723$  кА

### **2.5.2 Аккумуляторы**

Аккумуляторные батареи выбираем для обеспечения работы первой группы потребителей в течение 30 минут [21] [27].

Используются свинцово-кислотные аккумуляторные батареи фирмы VARTA Vb2413(2414) и СНУ-34. Их применение рассчитано шесть на каждый блок, с учетом того, что ёмкость десятичасового разряда 1300—1400 А·ч у каждой батареи. Рассматриваемые батареи используются в режиме постоянного и полного подзаряда, и включаются практически моментально. Кроме батарей в агрегат бесперебойного питания входят выпрямители, инверторы и тиристорные коммутационные устройства.

### **2.5.3 Режимы работы системы электроснабжения собственных нужд**

Режимы работы агрегатов атомной электростанции определяются надежностью выполняемых операций. Существует три категории операций, и соответственно столько же групп потребителей собственных нужд:

- 1) Самые важные агрегаты, связанные с безопасностью самого реактора и систем телемеханики;
- 2) Менее важные агрегаты, допускающие некоторый перерыв в электроснабжении при аварии, но которые обязательно должны работать в послеаварийном установившемся режиме
- 3) Агрегаты, от работы которых не зависит безопасность станции.



## **2.6 Проблемы системы электроснабжения собственных нужд и пути их решения**

В системах регулирования расхода теплоносителей главных контуров АЭС последнее время все чаще стали применять мощные регулируемые электроприводы. Рассматривается возможность применения для питательных, сетевых и конденсатных насосов преобразователей частоты (ПЧ). Существует рост единичных мощностей электроприводов ГЦН, которые сейчас уже достигают 5 МВт. Это происходит на фоне того, что идет увеличение суммарной мощности ГЦН, которая составляет 2-2,5% от выходной мощности блоков [24] [5].

Будет применяться преобразователи частоты в роли регулируемых электроприводов ГЦН, которые предоставляют максимально близкую к желаемой синусоидальной форме кривых тока и напряжение двигателя. По известной схеме автономного инвертора тока (АИТ) с широтно-импульсным инвертором и 18-ти пульсным выпрямителем будем производить выполнение преобразователей частоты регулируемых электроприводов ГЦН. Заметим, что данной ситуации коэффициент искажения синусоидальности кривой потребляемого тока преобразователем частоты составляет 6,6 % (до 49 гармоники). При этом следует заметить, что возрастает порядка на 3 °С температура двигателя в сравнении двух вариантов работ: от частотнорегулируемого двигателя и от сети. Данная проблема, по предварительному анализу, должна решаться путем перевыбора инверторов либо установкой фильтро-компенсирующих устройств.

Выводы по разделу:

- 1) выявлена проблема запаса мощности источников собственных нужд при самозапуске группы мощных двигателей.
- 2) Оборудование нуждается в реконструкции и модернизации

### 3 Технические предложения по совершенствованию системы электроснабжения собственных нужд АЭС

#### 3.1 Реконструкция системы генерации переменного тока

Выполним выбор выключателей и разъединителей на напряжение 6 кВ. Проверки происходят по неравенствам:

- согласованность напряжения

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (5)$$

- согласованность установившегося тока

$$I_{норм} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном}, \quad (6)$$

- согласованность установившегося тока КЗ

$$I_{п,τ} \leq I_{отк.ном}, \quad (7)$$

где  $I_{отк,ном}$  – ток, который выключатель может отключить большое число раз согласно паспорту, кА;

- согласованность аperiodической составляющей ТКЗ

$$i_{a,τ} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}, \quad (8)$$

где  $i_{a,ном}$  – паспортное процентное отношение аperiodической составляющей, кА;

$I_n$  – то же только для фактического значения тока, о.е.

Если (3.4) выполняется, то должно также выполняться следующее:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_n), \quad (9)$$

– согласованность тока включения

$$i_{y0} \leq i_{вкл}; I_{n,0} \leq I_{вкл}, \quad (10)$$

где  $i_{вкл}$  – мгновенное значения тока при включении, кА;

$I_{вкл}$  – длительный ток при включении, кА;

– согласованность электродинамическая

$$i_{y0} \leq i_{дин}; I_{n,0} \leq I_{дин}, \quad (11)$$

где  $I_{дин}$  – среднеквадратичный уровень мгновенного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$  – ток электродинамической стойкости, кА;

– согласованность на разрушающий перегрев

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \quad (12)$$

где  $I_{мер}$  – среднеквадратичный допустимый ток перегрева, кА;

$t_{мер}$  – возможное время протекания тока перегрева, с.

Токи короткого замыкания определяем согласно службе главного энергетика электростанции.

Выбираем выключатели на генераторном напряжении и на напряжении собственных нужд. Выбираются выключатели АВВ НЕС 10-170L. Выбор выключателя сводим в таблицу 5.

Таблица 5 – Данные генераторных выключателей

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		ABB HES 10-170L
$U_{уст}=24$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном}=31,5$ кВ
$I_{max}=26730$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{ном}=27$ кА
$I_{п,т}=65,88$ кА	$I_{п,т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{отк,ном}=170$ кА
$i_{а,т}=71,076$ кА	$i_{а,т} \leq i_{а,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}}{100}$	$i_{а,ном}=45,255$ кА
$I_{п,0}=79,39$ кА	$I_{п,0} \leq I_{дин}$	$I_{дин}=170$ кА
$i_y=218,19$ кА	$i_y \leq i_{дин}$	$i_{дин}=410$ кА
$B_k=1295,2$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=102400$ кА <sup>2</sup> ·с

Для РУ собственных нужд 6 кВ выбираем выключатели ВВ/TEL-10-31,5/630У3. Линейный выключатель выбирается серии ВВ/TEL-10-31,5/630У3, вводной – серии ВВ/TEL -10-31,5/3150У3, секционный – серии ВВ/TEL -10-31,5/1600У3 [22]. Выбор выключателей сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор выключателя для РУ СН

Расчётные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВ/TEL -10-31,5/3150У3
$U_{уст} = 6$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 2,887$ кА	$I_{ном} = 3,2$ кА
$I_{п,т} = 21,52$ кА	$I_{отк,ном} = 31,5$ кА
$i_{а,т} = 7,171$ кА	$i_{а,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 40}{100} = 11,313$ кА
$I_{п0} = 28,101$ кА	$I_{дин} = 31,5$ кА
$i_{y0} = 67,19$ кА	$i_{дин} = 128$ кА
$B_k = 105,255$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 4 = 6400$ кА <sup>2</sup> · с

В блоках генератор – выключатель на АЭС участка от генераторов до трансформаторов, отпайки к трансформаторам собственных нужд выполняются комплектным пофазно-экранированным токопроводом (КЭТ).

КЭТ выбирается по типу генератора типа ТЭНЕ-24-29500-560 УХЛ1, параметры которого следующие:

– номинальное напряжение, кВ:

генератора 24;

токопровода 24;

– номинальный ток, А:

генератора 26730;

токопровода 29500;

КЭТ проверяется по максимальному току и динамической устойчивости:

$$I_{\max} < I_{\text{ном}},$$

$$26730 < 29500;$$

$$i_y < i_{\text{дин}},$$

$$218,219 < 560.$$

Таким образом, КЭТ проходит по термической и динамической стойкости.

Выполним выбор жестких шин на напряжение 6 кВ. РУ 6 кВ выполняется коробчатыми шинами, сечение которых определяется по токам продолжительных режимов  $I_{\max} = 2933$  А.

Выбираются шины коробчатого сечения 2(45×6×8) по,  $I_{\text{доп}} = 3500$  А. С учетом поправочного коэффициента на температуру

$$I_{\text{дон}} = 3500 \cdot 0,94 = 3290 \text{ А},$$

что больше максимального тока.

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ производится по условию

$$q_{\min} \leq q, \quad (13)$$

где  $q$  – выбранное сечение,  $мм^2$ ;

$q_{\min}$  – минимальное сечение термической стойкости,  $мм^2$ ,

рассчитывается по выражению

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (14)$$

где  $C$  – функция,  $А \cdot с^{1/2}/мм^2$ , для алюминиевых шин  $C = 91 А \cdot с^{1/2}/мм^2$ ;

$B_k = 105,255 кА^2 \cdot с$  –интеграл Джоуля.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{105,255 \cdot 10^6}}{91} = 112,741 мм^2,$$

что меньше принятого сечения  $2 \cdot 1010 мм^2$ .

Шины проверяются на механическую прочность. Принимается жесткость сварной конструкции, отсюда момент сопротивления  $W_{y0-y0} = 58 см^3$ , а шины расположены по вершинам равностороннего треугольника.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз  $\sigma_{\phi, \max}$ , МПа,

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,5 \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} 10^{-8},$$

где  $l = 1,5 м$  – расстояние между изоляторами;

$a = 0,8 м$  – расстояние между фазами.

$$\sigma_{\phi, max} = 2,5 \cdot \frac{67190^2 \cdot 1,5^2}{0,8 \cdot 58} 10^{-8} = 5,473 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi, max} < \sigma_{дон} = 75 \text{ МПа},$$

следовательно, шины механически прочны.

Выбираются опорные изоляторы ИОР – 10 – 7,5 УХЛ с параметрами:

$$F_{РАЗР} = 7,5 \text{ кН} ; U_H = 10 \text{ кВ} ; H_{ИЗ} = 120 \text{ мм}.$$

Производим проверку на механическую прочность. Максимальная сила, действующая на изгиб  $F_u$ , Н,

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (15)$$

$$F_u = \sqrt{3} \cdot \frac{67190^2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 10^{-7} = 1466,125 \text{ Н} .$$

Поправка на высоту коробчатых шин

$$k_h = \frac{H_{уз} + c + h / 2}{H_{уз}}, \quad (16)$$

$$k_h = \frac{120 + 5,5 + 75 / 2}{120} = 1,358.$$

$F_{расч} = k_h \cdot F_u = 1,358 \cdot 1466,125 = 1990,998 \text{ Н} < 0,6 F_{РАЗР} = 4500 \text{ Н}$ , таким образом, изолятор ИОР – 10 – 7,5 УХЛ проходит по механической прочности.

Выбирается проходной изолятор ИП–10/3150–3000 УХЛ,  $U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$ ,  $I_{НОМ} = 3150 \text{ А} > I_{max} = 2933 \text{ А}$ ;  $F_{РАЗР} = 30000 \text{ Н}$ .

Изолятор проверяется на механическую прочность

$$F_{расч} = 0,5 F_u = 0,5 \cdot 1466,125 = 733,063 \text{ Н} < 0,6 F_{РАЗР} = 18000 \text{ Н} ,$$

изолятор механически прочен.

Также необходимо выбрать кабель к потребителям собственных нужд, который прокладывается в полу (в люках). Приведем пример для ГЦН мощностью 8000 кВт. Определяется экономическое сечение, мм<sup>2</sup>;  $j_э = 1,6$  А/мм<sup>2</sup> для кабелей с бумажной изоляцией и медными жилами, при  $T_{max}=1095ч$ ,

$$q_э = \frac{1026}{1,6} = 641,25 \text{ мм}^2.$$

Выбирается трехжильный кабель типа ААШв напряжением 6 кВ сечением каждой токопроводящей жилы  $3 \times 240 = 720$  мм<sup>2</sup>,  $I_{доп.ном} = 1380$  А.

Определяется длительно допустимый ток, кА,

$$I_{доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{доп.ном}, \quad (17)$$

где  $k_1$  – поправочный коэффициент на число рядом проложенных кабелей, принимается равным 0,9;

$k_2$  – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды;

$$k_2 = \sqrt{\frac{\vartheta_{прод.доп} - \vartheta_{ном}}{\vartheta_{прод.доп} - \vartheta_{окр.ном}}}, \quad (18)$$

где  $\vartheta_{прод.доп}$  – продолжительно допустимая температура, °С,

$$\vartheta_{прод.доп} = 60 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$\vartheta_{окр.ном}$  – температура окружающей среды, °С,  $\vartheta_{окр.ном} = 15 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

$\vartheta_{ном}$  – температура кабеля, °С; принимается равной +20 °С.



$$k_2 = \sqrt{\frac{60 - 20}{60 - 15}} = 0,94,$$

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 0,94 \cdot 1380 = 1167,48 \text{ A}.$$

$I_{\text{max}} = 1026 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 1167,48 \text{ A}$ , таким образом, кабель проходит по допустимому току.

Для проверки по термической стойкости кабеля определяется ток КЗ за пучком кабелей. Параметры кабеля –  $r_0 = 0,077 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,075 \text{ Ом/км}$ ; длина кабеля принимается равной 2 км.

Результирующее сопротивление  $X_{\text{рез}}$ , Ом, схемы

$$X_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}}, \quad (19)$$

$$X_{\text{рез}} = \frac{24}{\sqrt{3} \cdot 79,39} = 0,13 \text{ Ом},$$

Сопротивление ТСН

$$X_T = \frac{18}{\sqrt{3} \cdot 28,101} = 0,37 \text{ Ом},$$

Результирующее сопротивление цепи КЗ с учетом трансформаторов собственных нужд

$$X'_{\text{рез}} = X_{\text{рез}} + X_T, \quad (20)$$

$$X'_{\text{рез}} = 0,13 + 0,37 = 0,5 \text{ Ом}.$$

Сопротивления кабеля

$$r = 0,077 \cdot 2 = 0,154 \text{ Ом} ,$$

$$x = 0,075 \cdot 2 = 0,15 \text{ Ом} .$$

Полное сопротивление линии

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{(0,5 + 0,15)^2 + 0,154^2} = 0,668 \text{ Ом}.$$

Ток КЗ за кабелем

$$I_{\text{п0}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,668} = 9,075 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока КЗ

$$W_{\kappa} = 9,075^2 \cdot (0,8 + 0,09 + 0,1) = 81,532 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Минимальное сечение по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{81,532 \cdot 10^6}}{140} = 64,496 \text{ мм}^2 < q = 240 \text{ мм}^2 .$$

Таким образом, выбранный кабель проходит по всем параметрам.

Трансформаторы тока устанавливаются во всех основных цепях. Трансформаторы тока устанавливаются в РУ на каждом выключателе. В качестве примера производится выбор трансформатора применяемого на стороне НН трансформатора собственных нужд. Выбирается ТТ типа ТОЛ-6 , данные которого приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты выбора ТТ

Данные места установки	Параметры по паспорту
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1670 \text{ А}$	$I_{1ном} = 2000 \text{ А}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$
	$Z_{2ном} = 1,6 \text{ Ом}$

Аналогично в таблице 8 приводим сведения о нагрузке ТТ

Таблица 8 – Сведения о приборах, подключаемых к ТТ

Устройство	Номенклатура	Полная мощность прибора, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Н-344	–	10	–
Ваттметр	Д-335	0,6	–	0,6
Варметр	Д-335	0,56	–	0,6
Сумма:		1,2	10	1,2

Итоговое сопротивление, Ом,

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (21)$$

где  $S_{приб}$  – максимальное суммарное фазное значение из таблицы 8, В·А;

$I_2$  – номинальный ток вторичной обмотки ТТ, А,

$$R_{приб} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление приборов, Ом,

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (22)$$

где  $r_k = 0,1 \text{ Ом}$  – сопротивление контактов;

$$r_{np} = 1,6 - 0,4 - 0,1 = 1,1 \text{ Ом} .$$

ТТ у АТ присоединяются медными проводниками длиной более 99 м, их сечение,  $\text{мм}^2$ ,

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{np}}, \quad (23)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,1} = 1,59 \text{ мм}^2 .$$

Выбираем кабель КРВГ. Сечение должно быть не менее:

$$q_{min} = 2,5 \text{ мм}^2 .$$

Его и принимаем.

Аналогично выбираем ТТ для установленные в других местах станции. Результаты отображаем в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов тока

Место установки	Тип ТТ	U <sub>ном</sub> , кВ	I <sub>1ном</sub> , А
Комплектный токопровод	ТШ-24-У3	24	27000
Цепь генератора	ТШЛ-24-У3	24	27000
РТСН	ТВТ220-І-600/5	220	600
РУ: 6 кВ	ТЛ-10-ІІ-У3	10	3000
Цепи собственных нужд	ТОЛ-6	10	2000

Выберем измерительные трансформаторы напряжения.

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждой системе шин. Трансформаторы напряжения встраиваются в комплектные токопроводы. На напряжении 6 кВ ТН должен обеспечить контроль изоляции

с помощью обмотки соединенной в “разомкнутый треугольник”. Выбирается ТН типа ЗНОЛ.06-6УЗ.

Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ.06-6УЗ:

$$S_{\text{ном}} = 400 \text{ В}\cdot\text{А};$$

$$U_{\text{ном перв}} = 110000/\sqrt{3} \text{ В};$$

$$U_{\text{ном осн.втор}} = 100/\sqrt{3} \text{ В};$$

$$U_{\text{ном доп.втор}} = 100/3 \text{ В};$$

Схема соединения: 1/1/1-0-0.

Мощность приборов, подключаемых к ТН приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Расчетная мощность приборов ТН

Устройство	Номенклатура	шт.	Мощность	
			P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Э-335	1	4	
Ваттметр	Д-335	2	30	
Варметр	Д-335	2	24	
Счетчик P	И-680	7	28	67,9
Счетчик Q	И-673	4	36	87
Вольтметр регистрирующий	Н-344	2	10	
Ваттметр регистрирующий	Н-348	2	20	
Частотомер	Э-372	1	3	
Итого:			155	154,9

Итоговая мощность приборов 6 кВ, ВА,

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{155^2 + 154,9^2} = 219,1 .$$

Полная мощность ТН ЗНОЛ.06-6УЗ равна 400 В·А. Тогда

$$S_{2\Sigma} = 219,1 < S_{\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В}\cdot\text{А} ,$$

Неравенство выполняется, трансформатор напряжения подходит. Для остальных цепей выбираются ТН типа:

КЭТ: 3×ЗНОЛ-0.6-20УЗ;

РУ: 3×ЗНОЛ.06-6УЗ;

Цепи с.н.: 3×ЗНОЛ.06-6УЗ.

Мощность дизель генератора выбрана ранее во второй главе.

Принцип резервирования систем электроснабжения на атомной электростанции основывается на трехкратном дублировании систем питания ответственных потребителей. На напряжение 6 кВ установлены дизельные генераторы, на 0,4 кВ – инверторы, которые получают питание от аккумуляторных батарей, а на 220 В постоянного тока собственно аккумуляторные батареи [11] [29].

Также на атомной электростанции на каждом блоке применяем по три секции питания нагрузки 6 кВ. Эти секции получают питания от трансформаторов собственных, нужд, от резервных трансформаторов собственных нужд и ДГ. Выбранная мощность аварийного генератора секции блока составляет 5600 кВт, он вводится в эксплуатацию через 16-17 с после обесточивания основных источников. Генератор поддерживается в так называемом горячем резерве. При этом каждая секция шин 6 кВ с помощью своего аварийного генератора способна питать подключенную к ней нагрузку.

Принимаем к установке для каждого блока три комплекта аккумуляторных батарей, обеспечивающих питание потребителей первой категорий. Каждый щит постоянного тока работает независимо. От каждого щита посредством силовых преобразователей питается по щиту 0,4 кВ в аварийном режиме. А аварийные генераторы питают высоковольтные секции соответствующей группы надежности [28] [30].

Кроме электрического разделения необходимо предусмотреть физическое разделение систем питания в аварийном режиме путем

распределения в разные помещения и прокладывания кабельных трасс в разделённых каналах.

### **3.2 Реконструкция аккумуляторных батарей и зарядно-выпрямительных устройств**

Сами аккумуляторные батареи в нормально режиме работы являются потребителем первой категории и должны беспереывно обеспечиваться электроэнергией для подзарядки. Кроме АКБ для безопасного функционирования реактора необходимо установить батареи пониженным напряжением 110 В для систем управления. Для каждого аккумулятора устанавливается свой силовой агрегат питания. Применение на атомной электростанции АБП обосновывается следующим:

- наличием потребителей, питание которых не может прерываться более чем на сотые доли секунд;
- необходимостью постоянного подзаряда аккумуляторов.

Описанные выше агрегаты должны обеспечивать:

- перевод ответственных потребителей на резервное питания в течение тысячных долей секунд;
- питание одним агрегатом всей группы потребителей.

Разработаем схему подключения агрегата бесперебойного питания. Как уже говорилось, агрегаты подключены на напряжение 380 В и выполняют питание аккумуляторов 220 В постоянного тока, либо инвертируют напряжение при аварии. Оборудование требующее надежного питания на 380 В переменного напряжения и 220 В постоянного напряжения подключается к секциям агрегата напрямую, однако может переводиться а питание от трансформаторов собственных нужд по цепочек преобразования 220/6 кВ и 6/0,4 кВ. Устройство переключения быстросействующее и переключает питание за время менее 14 мс.

Для обеспечения надежного питания при любых ситуациях устанавливаем резервный инвертор в случае аварии на основном. Предусматриваем возможность резервного переключения агрегата на общешлюсовые аккумуляторные батареи.

Для выполнения условий надёжности также дополнительно устанавливают два аварийных генератора выбранной ранее мощности и резервный агрегат бесперебойного питания на весь блок.

Постоянным током 220 В от агрегата либо непосредственно от батарей питаются:

- щиты УКТС;
- осветительные щиты;
- релейные сборки и сборки управления выключателями среднего напряжения.

В нормальном режиме работы блока АБП каналов системы безопасности получают электроэнергию от секций 6 кВ второй группы надёжности BV, BW и VX. В случае исчезновения напряжения на секции 6 кВ, питание обеспечивается аккумуляторной батареей [6].

Аккумуляторные батареи выбираются по необходимой ёмкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Так как на атомной станции установлены генераторы по 1000 МВт принимаем установку двух сборок аккумуляторов с током 30 А. Согласно нормативным документам расчетное напряжение должно быть 230 В. Определяем количество секций аккумуляторов,  $n_0$ , ед

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{нз}}, \quad (24)$$

где  $U_{ш}$  – уровень напряжения, которого необходимо достигнуть, В;

$U_{нз}$  – напряжение одной секции аккумулятора,  $U_{нз} = 2,15$  В.



$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108 \text{ шт.}$$

При этом взмодна просадка на элементах при сильном разряде до  $U_{\text{э.а}} = 1,75 \text{ В}$ , тогда:

$$n = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{э.а}}}, \quad (25)$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 130 \text{ шт.}$$

При этом необходимо дополнить число секций аккумуляторов на  $n_{\text{дон}}$ :

$$n_{\text{дон}} = n - n_0, \quad (26)$$

$$n_{\text{дон}} = 130 - 108 = 22 \text{ шт.}$$

Так как «полные» секции аккумуляторов обеспечивают 2,75 В, то

$$n_{\text{min}} = \frac{230}{2,75} = 88 \text{ шт.}$$

Результаты расчета токов АБ в таблице 11.

Таблица 11 – Расчёт токов АБ

Электропотребители						$I_{\text{ав}},$ А	$I_{\text{т}},$ А	$I_{\text{т}}',$ А
Номенклатура	Чис ло	$P_{\text{ном}},$ кВт	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{расч}},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Минимальный ток	–	–	–	50	–	50	50	50
Аварийные светильники	–	–	–	190	–	190	–	190
Цепи управления выключателями:	–							
220 кВ	4	–	10	–	–	–	–	40
24 кВ	2	–	5	–	–	–	–	10

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Питание устройства передачи информации	1	7,1	36	30	90	30	90	30
Помпа закачки масла в ВВЭР-1000	3	8,2	43,5	35	135	105	–	105
Помпа закачки масла в К-1000-60/1500	3	15	73,4	68	182	234	–	234
Цепи управления выключателями 6 кВ	6	–	5	–	–	–	–	30
Суммарно:						609	140	689

Типовой номер батареи  $N$

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (27)$$

где  $j$  – допустимая нагрузка аварийного разряда,  $A/N$ , приведённая к первому номеру аккумуляторов в зависимости от температуры электролита,  $j = 25$ .

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{609}{25} \geq 26.$$

Предварительно принимается типоразмер батареи СК–26.

Выполняется проверка по уровням напряжения

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_T}{j_{T.дон}}, \quad (28)$$

где  $j_{T.дон}$  – допустимое значение,  $A/N$ ,  $j_{T.дон} = 42$  для 108 секций аккумуляторной батареи при просадке напряжения на приводе не более 20 % от  $U_{ном}$ .

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{140}{20} = 7,35.$$

Режим включения выключателя:

$$j = \frac{I_{a6}}{N}, \quad (29)$$

$$j = \frac{609}{26} = 23 \text{ A/N}.$$

Ток при включении и полной нагрузке:

$$j_T' = \frac{I_T'}{N}, \quad (30)$$

$$j_T' = \frac{689}{26} = 27 \text{ A / N}.$$

Определяется напряжение на элементе  $U_{эл}$  и напряжение на зажимах батареи из 130 элементов  $U_{ш}$ , В

$$U_{эл} = 1,7 \text{ В}.$$

$$U_{ш} = 1,7 \cdot 130 = 221 \text{ В} > U_{ном}.$$

Батарея с типоразмером СК–26 принимается к исполнению.

Выбираются подзарядное и зарядное устройства.

Подзарядное устройство основных элементов

$$I_{нз.о} \geq 0,15 \cdot N + I_{II} \geq 0,15 \cdot 26 + 20 = 23,9 \text{ А}.$$

$$U_{нз.о} \geq 2,15 \cdot n_0 \geq 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В}.$$

Выбирается подзарядное устройство ВЗП-380/260-40/80.

Подзарядное устройство добавочных элементов

$$I_{нз.добр} \geq 0,05 \cdot N \geq 0,05 \cdot 26 = 1,3 \text{ A.}$$

$$U_{нз.добр} \geq 2,15 \cdot n_{добр} \geq 2,15 \cdot 22 = 47,4 \text{ В.}$$

Выбирается выпрямительное устройство типа АРН-3, поставляемое комплектно с панелью автоматического регулирования напряжения типа ПЭХ-9045-00А2.

### **3.3 Реконструкция инверторов**

Выполним выбор инверторов для подзарядки выдачи в сеть собственных нужд необходимой мощности. Согласно выполненным расчетам в предыдущем пункте, выбираем инверторы тип INVERTRONIC BENNING. Мощность инверторов представляется номенклатурой от 5 до 400 кВА. Выполняем проверки:

$$S_{инв} = 400 \cdot 10 = 4000 \geq 3654 \text{ кВА.}$$

$$U_{инв} = 230 \text{ В.}$$

Выбираем 10 выпрямительных агрегатов общей мощностью 4000 кВА

### **3.4 Совершенствование систем контроля и автоматики**

Выберем новейшие средства контроля и автоматики программно-технический комплекс системы верхнего блочного уровня.

Выбираем рабочую станцию «РС-К». Используется в составе программно-технических комплексов автоматизированных систем управления технологическими процессами АЭС. Осуществляет информационные, управляющие и вспомогательные функции.

Обеспечивает:

- отображение состояния технологического процесса и управление оборудованием и системами;
- автоматизированную диагностику состояния устройства;
- контроль температуры в шкафу;
- контроль наличия питания;
- защиту от несанкционированного доступа.

Устройство телекоммуникационное «УТК-К» используется в составе систем контроля и управления и программно-технических комплексов АСУ ТП АЭС [9].

Обеспечивает:

- объединение функционально-связанных информационных сегментов (узлов) в единую локально-вычислительную сеть;
- контроль температуры в шкафу;
- контроль наличия питания;
- автоматизированную диагностику состояния устройства;
- защиту от несанкционированного доступа.

Устройство серверное унифицированное «УСУ-К»

Используется в составе систем контроля и управления и программно-технических комплексов АСУ ТП АЭС

Обеспечивает

- информационное взаимодействие элементов программно-технических комплексов, объединенных в локальную вычислительную сеть (ЛВС) в качестве центра приема, обработки, хранения и выдачи информации;
- автоматизированную диагностику состояния устройства;
- контроль температуры в шкафу;
- контроль наличия питания;
- защиту от несанкционированного доступа.

### 3.5 Экономический анализ проекта

Капитальные вложения – денежные средства, предназначенные для создания и приобретения основных фондов и нематериальных активов, подлежащих амортизации. Стоимость нового установленного оборудования составляет, включая затраты на транспортно-заготовительные и складские расходы, затраты на монтаж и наладку оборудования, плановые накопления.

$$K = 15000 \text{ тыс. руб}$$

К эксплуатационным расходам относятся:

- амортизационные отчисления  $A_0$ ;
- заработная плата обслуживающего персонала  $C_з$ ;
- отчисления от зарплаты на социальные мероприятия  $C_{см}$ ;
- эксплуатационные расходы на техническое обслуживание и ремонт оборудования  $C_m$ ;
- стоимость потребляемой электроэнергии  $C_{эл}$ ;
- прочие расходы  $C_{пр}$ .

Зарботная плата обслуживающего персонала (мастера по наладке) определяется:

$$C_з = \left( \sum_i C_i a_i \right) t K_\partial K_{np} n_m = (1 \cdot 286) \cdot 120 \cdot 1,1 \cdot 1,05 \cdot 12 = 475670 \text{ руб}, \quad (31)$$

где  $C = 1$  – численность электромонтера 5 разряда по обеспечению работы и обслуживанию оборудования;  $a = 286$  руб/ч – часовая тарифная ставка электромонтера 5 разряда;  $t = 80$  ч/мес. – количество рабочих часов в месяц из расчета 2 смены по 6 ч в день;  $K_\partial = 1,1$  – коэффициент, учитывающий величину доплат;  $K_{np} = 1,05$  – коэффициент, учитывающий прочие отчисления;  $n_m = 12$  – количество месяцев в году.

Для настройки системы РЗ и А предусматриваем обученного мастера, с дополнительной зарплатой в год 475670 руб. Отчисления на социальные мероприятия (отчисление на социальное страхование, страхование на случай безработицы, отчисление на индивидуальное страхование) принимаются в размере 51% от годового фонда заработной платы:

$$C_{см} = 0,51 \cdot C_z = 0,51 \cdot 475670 = 242390 \text{ руб.} \quad (32)$$

Прочие расходы принимаются в размере 4% от годового фонда заработной платы:

$$C_{пр} = 0,04 \cdot C_z = 0,04 \cdot 475 = 19000 \text{ руб.} \quad (33)$$

Эксплуатационные расходы за год составляют:

$$\begin{aligned} C &= C_z + C_{см} + C_{пр} = \\ &= 475670 + 242390 + 19000 = 737 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Определение годовой экономии от внедрения объекта проектирования

В работе предусматривается лишь косвенная экономия, что связана с уменьшением ущерба в результате повышения надежности работы оборудования электростанции [2].

Рассчитаем косвенную экономию снижения потерь предприятия от недовыпуска продукции:

$$\mathcal{E}_к = P_ч Ц (t_{np1} - t_{np2}) \quad (34)$$

где  $P_ч$  – часовая производительность технологического процесса производства продукции, кВт·час;  $Ц$  – цена продукции

предприятия, руб/кВт·час.,  $t_{np1}$ ,  $t_{np2}$  – время простое до и после внедрения варианта соответственно, ч/год.

$$\mathcal{E}_k = 150000 \cdot 3,7(12-4) = 4440000 \text{ руб/год.}$$

Полная годовая экономия от внедрения варианта определяется с учетом определения эксплуатационных затрат по данному объекту:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_k - C \quad (35)$$

$$\mathcal{E} = 4440 - 737 = 3703 \text{ тыс. руб.}$$

Оценка экономической эффективности технического решения выполнена на основе определения и анализа следующих показателей:

– расчетного коэффициента эффективности капитальных затрат

$$E_p = \mathcal{E}/K, \quad (36)$$

$$E_p = \frac{3703}{15000} = 0,247.$$

– срок окупаемости капитальных затрат показывает, за сколько лет капитальные затраты окупятся за счет избежания убытков при внедрении предложенного варианта реконструкции:

$$T_p = 1/E_p, \quad (37)$$

$$T_p = \frac{1}{0,247} = 4,05 \text{ года}$$

Вариант капитальных вложений считается целесообразным при условии:

$$E_p > E_n, \quad (38)$$



где  $E_H$  – нормативное значение коэффициента эффективности;  
 $T_{ок.Н}$  – нормативное значение срока окупаемости  
капиталовложений.

$$E_H = \frac{N_{кр} + N_{инф}}{100\%}, \quad (39)$$

где  $N_{кр}=15\%$  – банковская кредитная ставка;  
 $N_{инф}=10\%$  – годовой уровень инфляции.

$$E_H = \frac{15 + 7}{100} = 0,22.$$

Нормативный срок окупаемости капитальных вложений:

$$T_{ок.Н} = \frac{1}{E_H}, \quad (40)$$

$$T_{ок.Н} = \frac{1}{0,22} = 4,54 \text{ лет}$$

Результаты технико-экономического расчета реализации результатов дипломного проекта приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Технико-экономические показатели проекта

Показатель	Значение
Капитальные затраты, тыс.руб	15000
Эксплуатационные расходы, тыс. руб/год	737
заработная плата персонала	476
отчисления на соц. мероприятия	242
прочие расходы	19
Расчетный коэффициент эффективности	0,247
Расчетный срок окупаемости, лет	4,05

### **3.6 Влияние разработанных предложений на безопасность работы АЭС**

К управляющим системам безопасности относятся технические средства АСУТП энергоблока, обеспечивающие функционирование защит систем безопасности и аварийных защит РУ.

Отказы технических и программных средств и повреждения управляющих систем приводят к появлениям сигналов на щитах управления (БЩУ, РЩУ и др.) и вызывают действия, направленные на обеспечение безопасности АС. Управляющие системы безопасности выполнены многоканальными. Их каналы являются независимыми. Многоканальность системы и независимость каналов заключается в том, что любые единичные отказы в управляющей системе и отказ (в том числе по общей причине) не должны нарушать ее работоспособности.

Оборудование и устройства АСУТП, системы и элементы АЭС делятся в части влияния на безопасность на четыре класса.

К классу 1 относятся ТВЭЛы и элементы АЭС, отказы которых являются исходными событиями, приводящими при проектном функционировании системы безопасности к повреждению тепловыделяющих элементов с превышением установленных для проектных аварий пределов.

К классу 2 относятся элементы, отказы которых являются исходными событиями, приводящими к повреждению тепловыделяющих элементов в пределах, установленных для проектных аварий, при проектном функционировании систем безопасности с учетом нормируемого для проектных аварий количества отказов в них, а также элементы систем безопасности, отказы которых приводят к невыполнению этими системами своих функций.

К классу 3 относятся:

- элементы систем, важных для безопасности, не вошедшие в классы 1 и 2;

- элементы, содержащие радиоактивные вещества, выход которых в окружающую среду (включая производственные помещения АС) при отказах превышает санитарно-гигиенические нормативы;
- элементы, выполняющие контрольные функции радиологической защиты персонала и населения.

К классу 4 относятся элементы нормальной эксплуатации АС, не влияющие на безопасность и не вошедшие в классы 1, 2 или 3.

При выполнении классификации АСУТП учитывались следующие условия:

- 1) Классы элементов управления электроприводами запорной и регулирующей арматуры технологических систем соответствуют классам этих приводов по техническому назначению;
- 2) Классы элементов измерительных каналов, предназначенных для контроля за работой технологических систем, соответствуют классам этих систем;
- 3) Деление на классы проводится либо по системам, если система формируется определенными технологическими средствами (АКНП, СУЗ, СВРК, УСБ и др.) либо по конкретным устройствам - щитам, стойкам, сборкам РТЗО, если они относятся нескольким системам каждое;
- 4) УВС «Комплекс Титан-2» (ВУ УВС) отнесена к классу 3, т.к. обеспечивает контроль работы и состоянием технологических систем, важных для безопасности, хранения и регистрации информации, а также ее передачу в противоаварийный центр и АСКРО. Шкафы УВС, которые не связаны со СНЭ ВБ (стойки М-64 и УЛУ-2) отнесены к классу 4.
- 5) В щитах управления за одно устройство принимается панель, стойка, пульт, сборка РТЗО. Поэтому, например, в оперативном контуре БЩУ реакторного отделения имеются панели, отнесенные к 2 и 3 классам;

- б) Импульсные трубопроводы КИП УСБ и СНЭ ВБ относятся к классу 3, а для первичных измерительных преобразователей аварийных защит реактора и первичных измерительных преобразователей управляющих систем безопасности, выполненных не по каналному принципу – к классу 2. Импульсные трубопроводы КИП для первичных измерительных преобразователей СНЭ относятся к классу 4;
- 7) Кабели питания и измерительных цепей датчиков, соединительные коробки, клеммные ящики (шкафы) соответствуют классификации датчиков;
- 8) Кабели, отходящие от щитовых устройств (перемычки) соответствуют классификации этих устройств;
- 9) Первичные измерительные преобразователи КИП спецкорпусов, контактирующие с радиоактивной средой, повреждение которых может привести к выходу радиоактивности с превышением санитарных норм, относятся к классу 3. Остальное оборудование согласно классификации технологических систем СВО.

При работе с электрооборудованием должна соблюдаться электробезопасность. В электроустановках напряжением выше 1000 В для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, которыми может быть подано напряжение к месту работы, должны быть приняты следующие меры:

- у разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении должны быть заперты на механический замок (в электроустановках напряжением 6-10 кВ с однополюсными разъединителями вместо механического замка допускается надевать на ножи диэлектрические колпаки);
- у разъединителей, управляемых оперативной штангой, стационарные ограждения должны быть заперты на механический замок;

- у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, должны быть отключены силовые цепи и цепи управления, а у пневматических приводов, кроме того, на подводящем трубопроводе сжатого воздуха должна быть закрыта и заперта на механический замок задвижка и выпущен сжатый воздух, при этом спускные клапаны должны быть оставлены в открытом положении;
- у грузовых и пружинных приводов включающий груз или включающие пружины должны быть приведены в нерабочее положение;
- должны быть вывешены запрещающие плакаты.

В электроустановках напряжением до 1000 В со всех токоведущих частей, на которых будет проводиться работа, напряжение должно быть снято отключением коммутационных аппаратов с ручным приводом, а при наличии в схеме предохранителей - снятием последних. При отсутствии в схеме предохранителей предотвращение ошибочного включения коммутационных аппаратов должно быть обеспечено такими мерами, как запирающие рукоятки или дверца шкафа управления, закрытие кнопок, установка между контактами коммутационного аппарата изолирующих накладок. При снятии напряжения коммутационным аппаратом с дистанционным управлением необходимо разомкнуть вторичную цепь включающей катушки.

Перечисленные меры могут быть заменены расшиновкой или отсоединением кабеля, проводов от коммутационного аппарата либо от оборудования, на котором должны проводиться работы.

В электроустановках напряжением выше 1000 В заземляться должны токоведущие части всех фаз (полюсов) отключенного для работ участка со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, за исключением отключенных для работы сборных шин, на которые достаточно установить одно заземление [12].

Проверять отсутствие напряжения необходимо указателем напряжения, исправность которого перед применением должна быть установлена с помощью предназначенных для этой цели специальных приборов или приближением к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением. В РУ проверять отсутствие напряжения разрешается одному работнику из числа оперативного персонала, имеющему группу IV - в электроустановках напряжением выше 1000 В [1].

В электроустановках должны быть вывешены плакаты «Заземлено» на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами.

Для временного ограждения токоведущих частей, оставшихся под напряжением, могут применяться щиты, ширмы, экраны и т.п., изготовленные из изоляционных материалов.

При установке временных ограждений без снятия напряжения в электроустановках напряжением 6 - 10 кВ расстояние от них до токоведущих частей может быть уменьшено до 0,35 м.

На временные ограждения должны быть нанесены надписи «Стоять! Напряжение» или укреплены соответствующие плакаты.

Выводы по разделу:

- 1) реализованы технические предложения по совершенствованию системы электроснабжения,
- 2) обоснован экономический эффект от проводимой реконструкции.

## Заключение

В ВКР бакалавра выполнена реконструкция системы электроснабжения собственных нужд Балаковской АЭС. В работе решены задачи, которые помогли достичь поставленную цель.

В первом разделе описан технологический процесс, приведена технологическая схема с указанием структурных элементов, проанализировано необходимое оборудование собственных нужд, установленное на напряжение 6 кВ. Установлено, что мощность двигателей потребителей СН колеблется в пределах 200-8000 кВт.

Во втором разделе рассмотрены потребители собственных нужд. Выполнен выбор трансформаторов собственных нужд, дизель генераторы и рассмотрены прочие источники питания СН.

В третьем разделе выполнена реализация технических предложение по совершенствованию системы электроснабжения.

Были выбраны выключатели для мощных электроприемников собственных нужд на напряжение 6 кВ – выключатели типа ВВ/TEL -10-31,5/3150У3. Для генераторов выбраны выключатели типа АВВ НЕС 10-170L, которые обладают высокой надежностью. Был выполнен выбор кабельных линий на напряжение 6 кВ и ошиновка для питания потребителей собственных нужд.

В качестве трансформаторов тока были выбраны ТОЛ-6 -10-1600/5-У3 и ТОЛ-6 -10К-2000/5У3, а трансформаторов напряжения НТМИ-6-6У3,  $U_{ном}=6кВ$   $S_{2ном}=75$  ВА с классом точности 1.

Аккумуляторные батареи выбраны типа СК-26, выбрано подзарядное устройство ВА3П-380/260-40/80, выпрямительное устройство типа АРН-3, инверторы производства INVERTRONIC BENNING.

Также был выполнен расчет стоимости проекта и разработка мероприятий по охране труда. Срок окупаемости проекта составит около 4 лет.

## Список используемых источников

1. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности. – М.: Высшая школа, 2007.
2. Государственные элементные сметные нормы на монтаж оборудования. ГЭСНм–2001-08. Сборник №8. – М.: Кольна, 2003.
3. Гук Ю.Б., Кобжув В.М., Черновец А.К. Устройство, проектирование и эксплуатация схем электроснабжения собственных нужд АЭС, вып. 32, Энергоатомиздат, Москва, 1991. – 295 с.
4. Девисилов В.А. Охрана труда. – М.: Форум, 2006.
5. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. – М.: НЦ Энас, 2006.
6. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции. Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1984. – 304с., ил.
7. Монахов А. С. Атомные электрические станции и их технологическое оборудование: Учеб. Пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 224с.: ил.
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Санкт-Петербург, 2013. – 608 с.
9. Номенклатурный каталог 2016 г., ОАО холдинговая компания “Электрозавод”, 2016.
10. Основы энергетики[Текст] : учебник / Г. Ф. Быстрицкий. - Москва : Кнорус, 2012. - 350 с. - (Для бакалавров). - Библиогр.: с. 349-350
11. Петрова С.С., Васильева О.А. Производство электроэнергии: учеб. пособие. – СПб.:Изд-во Политехн. ун-та, 2012. – 146 с.
12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986



13. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. СПб.: ДЕАН, 2007. 176 с.
14. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. Учебник для вузов по специальности «Тепловые электрические станции». Изд. 2-е перераб. и доп. М., «Энергия», 1976.
15. Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича-2-е изд., перераб. и доп.-М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006
16. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник Под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1982. – 624с., ил.
17. Турбогенератор типа ТЗВ-1200-2А. Техническое задание ОБС.100.179 ТЗ. Филиал ОАО "Силовые машины" "Электросила" в Санкт-Петербурге, 2007.
18. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. №35-ФЗ "Об электроэнергетике"
19. Федоров А.Л., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб.пособие для ВУЗов. - М.: Энергоиздат, 1987.
20. Черновец А.К., Лapidус А.А. Режимы работы электрооборудования станции и подстанции: Учебное пособие, вып.1 – изд-во Политехнического университета, 2006. – 253 с.
21. Черновец А.К., Лapidус А.А. Электрическая часть систем электроснабжения станции и подстанции: Учебное пособие, вып.1 – изд-во Политехнического университета, 2006. – 252 с.
22. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – 2-е изд., испр. – М.: ФОРУМ: ИНФРА – М, 2007. – 214 с., ил. – (Профессиональное образование).

23. Электрооборудование электрических станций и подстанций[Текст] : учеб. для техникумов / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - 2-е изд., стер. - М. : Академия, 2005. - 448 с.
24. Энергоэффективность работы электродвигателей и трансформаторов при конструктивных и режимных вариациях[Текст] : учеб. пособие / Ю. Б. Казаков. - Москва : Изд. дом МЭИ, 2013. - 151 с.
25. Bogdanov D., Farfan J., Sadovskaia K., Aghahosseini A., Child M., Gulagi A., Oyewo A.S., de Souza Noel Simas Barbosa L., Breyer C. Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps // Nature Communications. 2019, №10 (1), p.p. 1077-1080.
26. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. 1712с
27. Khan S. Industrial power systems / S. Khan, S. Khan, G. Ahmed. – Boca Raton: CRC Press, 2016.
28. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. 320 p.
29. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684с.
30. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. - McGraw Hill Professional, 2017. 368 p.