

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Емельянов Сергей Геннадьевич
Должность: ректор
Дата подписания: 09.03.2022
Уникальный программный ключ:
9ba7d3e34c012eba476ffd2d064cf2781953be730df2374d16f3c0ce536f0fcb

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**«Юго-Западный государственный университет»
(ЮЗГУ)**

Кафедра электроснабжения

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе

Локтионова О. П.

« 30 » 09

2022г.



ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ АЭС

Методические указания к практическим занятиям для студентов
направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Курск 2022

УДК 621.311

М 54

Составитель А.С.Чернышев

Рецензент:

Кандидат технических наук, доцент кафедры

«Электроснабжение» *А.С. Романченко*

Электрическая часть АЭС: методические указания к практическим занятиям для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника / Юго-Зап. гос. ун-т; сост. А.С. Чернышев. Курск, 2022. –33 с.– Библиогр.: с. 33.

Содержатся сведения о выборе электрических схем для АЭС, методы определения перетоков мощности через блочные трансформаторы и автотрансформаторы связи, условия выбора коммутационных аппаратов, приведены расчеты т.к.з., характеристики группы потребителей, обеспечение устойчивости реактора, приведены вопросы для самоконтроля.

Предназначены для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника для всех форм обучения.

Текст печатается в авторской редакции

Подписано в печать. Формат 60x84 1/16. Усл.печ.л. Уч.–изд.л.

Тираж 100 экз. Заказ *2024* Бесплатно.

Юго-Западный государственный университет.

305040, г. Курск, ул. 50 лет Октября, 94.

Введение

Цель преподавания дисциплины является ознакомление будущих специалистов с электрической частью атомных электростанций (АЭС) и с основными способами повышения надежности работы электрооборудования АЭС.

Задачей изучения дисциплины является ознакомление студентов с принципами построения электрических схем АЭС, с их элементами, типами и техническими характеристиками, а также развить способность вести исследования в области электроэнергетики.

Практическое занятие №1. Выбор схемы выдачи мощности на АЭС

1.1 Порядок выбора схемы выдачи мощности

Схема выдачи мощности определяется расположением генераторов между РУ разных напряжений, трансформаторную и автотрансформаторную связь между РУ, способ соединения генераторов с блочными трансформаторами, точки подключения пускорезервных и резервных трансформаторов собственных нужд.

При проектировании схемы выдачи мощности станции на первом этапе намечаются варианты её исполнения. На втором этапе для каждого варианта определяются перетоки мощности через блочные трансформаторы и автотрансформаторы связи, осуществляется их выбор и вычисляются потери энергии в блочных трансформаторах и автотрансформаторах связи. В результате сравнения вариантов схемы выдачи мощности АЭС выявляется рациональный вариант.

Исходными данными для выбора схемы выдачи мощности являются:

- количество энергетических реакторов АЭС 4 штуки;
- максимальная активная мощность, отдаваемая АЭС в энергосистему 4000МВт;
- связь станции с энергосистемой осуществляется по:
 - 5 ЛЭП СН, длиной 250 км, напряжением кВ;
 - 5 ЛЭП ВН, длиной 1500 км, напряжением кВ;
- мощность, отдаваемая в энергосистему на напряжении 220кВ
к $P_{\max} = 2200 \text{ МВт}; P_{\max} = 2000 \text{ МВт};$
- мощность короткого замыкания на сборных шинах:
 - на напряжении 220 кВ, $S_{\text{СН}} = 8500 \text{ МВА};$
 - на напряжении 500 кВ, $S_{\text{ВН}} = 17500 \text{ МВА}.$

1.2 Варианты схемы выдачи мощности

Если мощность станции выдаётся на одном повышенном напряжении, то все блоки присоединяются к РУ данного напряжения, и выполняется лишь выбор схемы исполнения блоков генератор-трансформатор.

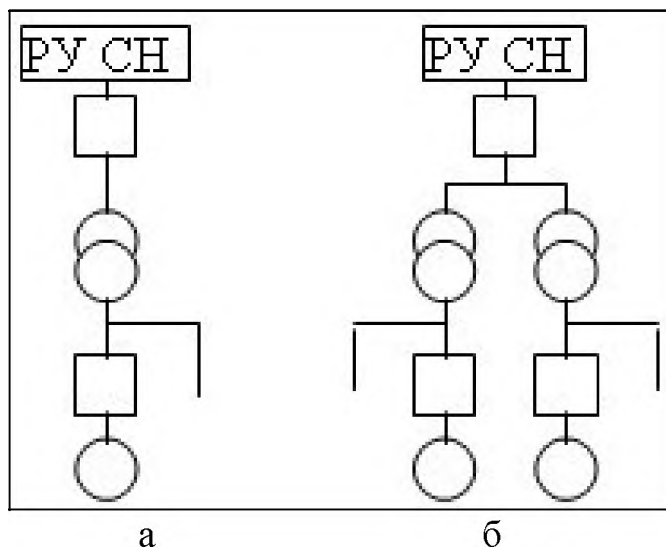


Рис. 1.1 – Схемы выполнения блоков генератор- трансформатор:

- а) с генераторным выключателем или выключателем нагрузки;
- б) объединённый блок.

Согласно нормам технологического проектирования в блоке между генератором и двухобмоточным трансформатором должен устанавливаться генераторный выключатель. В случае отсутствия выключателя на соответствующий ток отключения разрешается применение выключателя нагрузки.

При выборе схемы исполнения блока необходимо учитывать, что наличие генераторного выключателя в блоке рис. 1.1 (а) снижает количество операций с выключателями в РУ повышенного напряжения, увеличивая тем самым его надёжность. Пуск и останов блока выполняется с помощью рабочего трансформатора собственных нужд и генераторного выключателя. Снижаются требования к количеству и мощности резервных трансформаторов собственных нужд.

Схема объединённого блока используется в схемах электрических соединений АЭС при установке двух блоков

генератор-трансформатор на один энергетический реактор. Подсоединение блочных трансформаторов на высокое напряжение через общий выключатель приводит к упрощению схемы РУ повышенного напряжения.

При двух и более РУ повышенного напряжения варианты схемы выдачи мощности формируются путём варьирования количества блоков различного исполнения, подключаемых разным РУ повышенного

напряжения, а также путём изменения вида связи между РУ. Связь между РУ может осуществляться с помощью трёхблочных трансформаторов и автотрансформаторов, если мощность отдаваемая на одном напряжении составляет 15% и более мощности отдаваемой на другом напряжении, а также с учётом перспективы развития нагрузок на обоих напряжениях.

На АЭС предусматривается по два автотрансформатора связи, если имеется транзит мощности через шины РУ электростанции или нарушается электроснабжение потребителей местного промышленного района при установке одного автотрансформатора связи или минимальная нагрузка потребителей подключённых к шинам РУ СН меньше технологического минимума отделившихся блоков.

Общее количество составленных для сравнения вариантов схемы выдачи мощности может оказаться более десяти. При ручном счёте из этого множества вариантов путём логического сравнения отбираются два-три наиболее перспективных варианта. Предварительный отбор вариантов осуществляется в соответствии с заданными условиями и опытом проектирования:

- мощность блока не должна превышать резерв мощности в системе, что ограничивает область допустимых вариантов исполнения блоков;

- подключение генератора к третичной обмотке автотрансформатора связи может вызвать существенное увеличение мощности автотрансформатора по сравнению с мощностью перетока, конструктивные сложности при его размещении на территории АЭС и трудности в выполнении гибких связей с РУ;

- перетоки мощности через автотрансформаторы связи не должны превышать мощность блока более чем в 1,5 раза.

Практическое занятие №2.

Выбор схемы распределительного устройства

Схемы распределительных устройств (РУ) повышенных напряжений электрических станций выбираются по номинальному напряжению, числу присоединений, назначению и ответственности РУ в энергосистеме, а также с учетом схемы прилегающей сети, очередности и перспективы расширения.

Схемы РУ напряжением 35-750 кВ должны выполняться с учетом требований и норм технологического проектирования.

При наличии нескольких вариантов схем удовлетворяющих перечисленным выше требованиям предпочтение отдается:

- более простому и экономичному варианту;
- варианту, по которому требуется наименьшее количество операций с выключателями А разъединителями РУ повышенного

напряжения при режимных переключениях вывода в ремонт отдельных цепей и при отключении поврежденных участков в аварийных режимах.

Рассмотрим основные виды схем, применяемые в схемах РУ330/750 Кв.

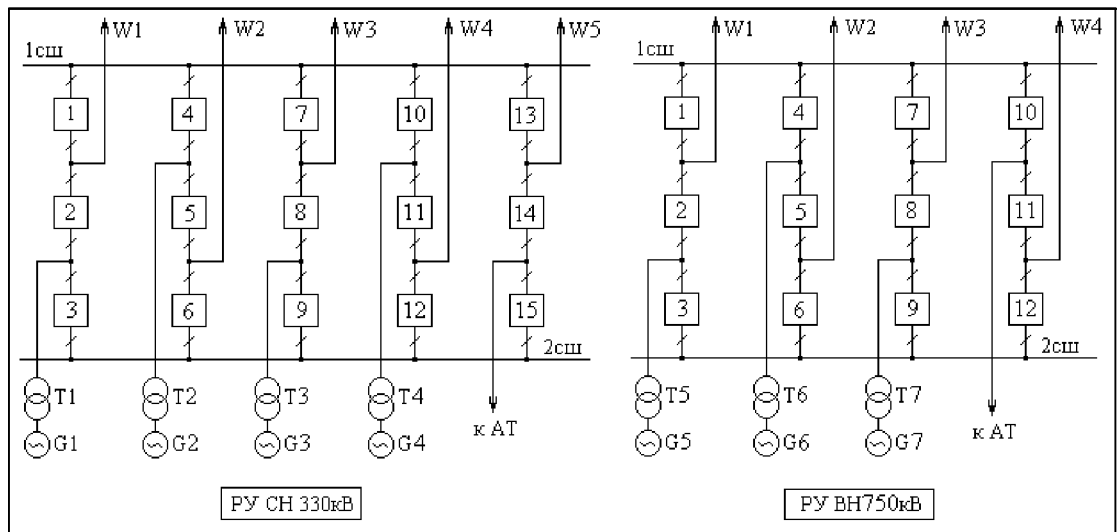


Рис. 2.1 Схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи (3/2).

Схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи (рис. 2.1). В распределительных устройствах 330-750 кВ применяется схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи. Каждое присоединение включено через два выключателя. В нормальном режиме все выключатели включены, обе системы шин находятся под напряжением. Для ревизии любого выключателя отключают его и разъединители, установленные по обе стороны выключателя. Количество операций для вывода в ревизию - минимальное, разъединители служат только для отделения выключателя при ремонте, никаких оперативных переключений ими не производят. Достоинства рассматриваемой схемы:

- при ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе;
- высокая надежность схемы;
- опробование выключателей производится без операций с разъединителями. Ремонт шин, очистка изоляторов, ревизия шинных разъединителей производятся без нарушения работы цепей;
- количество необходимых операций разъединителями в течении года для вывода в ревизию поочередно всех выключателей, разъединителей и сборных шин значительно меньше, чем в схеме с двумя рабочими и обходной системами шин.

Недостатки рассматриваемой схемы:

- отключение КЗ на линии двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей;
- удорожание конструкции РУ при нечетном числе присоединений, так как одна цепь должна присоединяться через два выключателя;
- снижение надежности схемы, если количество линий не соответствует числу трансформаторов. В данном случае к одной цепочке из трех выключателей присоединяются два одноименных элемента, поэтому возможно аварийное отключение одновременно двух линий;
- усложнение релейной защиты;
- увеличение количества выключателей в схеме.

Схема с двумя системами шин и с четырьмя выключателями на три присоединения (рис. 2.2). Наилучшие показатели схема имеет, если число линий в 2 раза меньше или больше числа трансформаторов.

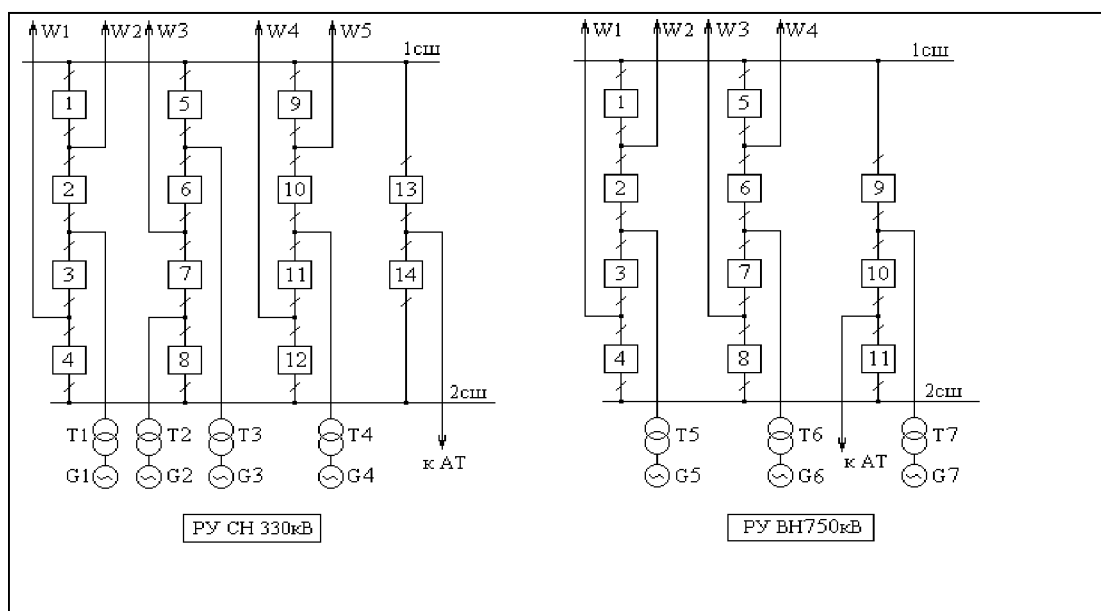


Рис.2.2 Схема с двумя системами шин и четырьмя выключателями на три цепи.

Достоинства схемы:

- схема 4/3 выключателя на присоединение имеет все достоинства присущие полуторной схеме;
- схема более экономична по сравнению с полуторной схемой (1,33 выключателя на присоединение вместо 1,5);
- секционирование сборных шин требуется только при 15 присоединениях и более;
- надежность схемы практически не снижается, если к одной цепочке будут присоединены две линии и один трансформатор вместо двух

трансформаторов и одной линии;

- конструкция ОРУ по рассмотренной схеме достаточно экономична и удобна в обслуживании.

Технико-экономическое сопоставление вариантов рассматриваемых схем.

- Основным критерием оптимальности выбранного варианта является минимум приведенных затрат Z_{\min} .

$$Z_{\min} = P_{\text{нК}} + И + У, \text{ (руб./год)}$$

где: $P_{\text{н}} = 1/T_{\text{н}} = 0,12$ - нормативный коэффициент технической эффективности; $T_{\text{н}}$ - нормативный срок окупаемости;

K - капитальные вложения, необходимые для осуществления схемы, определяемые по укрупненным показателям стоимости оборудования (укрупненная стоимость ячеек РУ);

$И$ - ежегодные эксплуатационные издержки;

$$И = 0,063 K + 0,025 K + И_{\text{пот.}} \text{ (руб./год)}$$

$0,063 K$ - ежегодные амортизационные отчисления, принимаемые равными 6,3% от капитальных вложений (руб./год);

$0,025 K$ - ежегодные годовые издержки на текущие ремонты и зарплату эксплуатационного персонала, принимаемые равными 2,5% от капитальных вложений (руб./год);

$И_{\text{пот.}}$ - годовые издержки, вызванные потерями электроэнергии в электроустановках (руб./год);

$У$ - ущерб от недовыработки электроэнергии.

$$У = W_{\text{нед}} C_{\text{нед}},$$

$C_{\text{нед}}$ - стоимость недовыработки (= 0,48 руб./кВт·ч) РУ-330 кВ (3/2)

$$Z_{\min} = P_{\text{нК}} + И + У =$$

$$= (0,12 \cdot 1148800 \cdot 15) + 0,063 \cdot 1148800 \cdot 15 + 0,025 \cdot 1148800 \cdot 15 + 50828173 \cdot 0,48 = 27981779,04 \text{ руб. РУ-330 кВ (4/3)}$$

$$Z_{\min} = P_{\text{нК}} + И + У =$$

$$= (0,12 \cdot 1148800 \cdot 14) + 0,063 \cdot 1148800 \cdot 14 + 0,025 \cdot 1148800 \cdot 14 + 44091056 \cdot 0,48 = 24509012,48 \text{ руб.}$$

РУ-750 кВ (3/2)

$$Z_{\min} = P_{\text{нК}} + И + У =$$

$$= (0,12 \cdot 1808000 \cdot 12) + 0,063 \cdot 1808000 \cdot 12 + 0,025 \cdot 1808000 \cdot 12 + 35548095 \cdot 0,48 = 21575853,6 \text{ руб. РУ-750 кВ (4/3)}$$

$$Z_{\min} = P_{\text{нК}} + И + У =$$

$$= (0,12 \cdot 1808000 \cdot 11) + 0,063 \cdot 1808000 \cdot 11 + 0,025 \cdot 1808000 \cdot 11 + 32285663 \cdot 0,48 = 19633822,24 \text{ руб.}$$

На основании расчетных данных по приведенным затратам выбираем:

для ОРУ-330 кВ схема 4/3;

для ОРУ-750 кВ схема 4/3.

Расчет токов к.з

Исходные данные

G-G ТВВ-1000-4ЕУЗ: $P_H = 1000$ МВт; $U_{ном} = 24$ кВ; $x_d = 0,324$

$\cos \varphi_{ном} = 0,9$; $S_{ном} = 1111$ кВА;

G-G ТВВ-220-2ЕУЗ: $P_H = 220$ МВт; $U_{ном} = 15,75$ кВ; $x_d = 0,1906$

$\cos \varphi_{ном} = 0,85$; $S_{ном} = 258,3$ кВА;

Т-Т ТНЦ-630000/220/24: $U_K = 12,5\%$; Т-Т ТЦ-630000/500/24: $U_K = 14\%$;

АТ-АТ АТДЦН-500000/500/220: $U_K = 12\%$

К СН подключено 7 линий по 250 км, а к ВН подключено 5 линии по 1500 км.

За базисную мощность принимаем $S_{б} = 1000$ МВА, за базисное напряжение принимаем $U_{б} = 515$ кВ.

Выбор коммутационных аппаратов

1. Выбор выключателей

1.1 Выбор выключателей на РУ СН-220 кВ Выбираем выключатель ВНВ-220/63 – 2штуки.

- собственное время выключателя $t_{откл} = 0,04$ сек; $t_{терм} = 3$ сек.

Проверим условия выбора выключателя:

$I_{пред} = 63$ кА; $I_{терм} = 63$ кА;

$I_{ном} = 63$ кА; $I_{дин} = 162$ кА;

1.1.1 Условие выбора по напряжению: $U_{ном} = 220$ кВ Выключатель удовлетворяет этому условию.

1.2 Выбор выключателя на РУ ВН 500 кА Выбираем выключатель ВНВ-500Б-31,5/2000-У1

- собственное время выключателя $t_{откл} = 0,08$ сек; $t_{терм} = 3$ сек.

Проверим условия выбора выключателя: $I_{пред} = 11,78$ кА; $I_{дин} = 80$ кА;

$I_{ном} = 2000$ кА; $I_{терм} = 31,5$ кА.

1.2.1 Условие выбора по напряжению: $U_{ном} = 500$ кВ. Выключатель удовлетворяет этому условию.

1.2.2 В связи с невозможностью перегрузки блочного трансформатора рабочий ток утяжеленного режима равен току рабочего режима

$$p \square \frac{I_m S_{т.бл}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1008}{\sqrt{3} \cdot 500} \square 4,63 \text{ кА}$$

$I_{n,0} = 11,78 \text{ кА}; i_{уд} = 32,87 \text{ кА}$

2 Выбор разъединителей:

2.1 Выбор разъединителей на РУ СН 220кВ.

Выбранный разъединитель должен удовлетворять всем условиям.

2.1.1 По напряжению уставки и номинальному длительному току ($U_{уст} = 220 \text{ кВ}; I_{расч} = 7,94 \text{ кА}$) выбираем разъединитель РНД- 330/3200-У1

2.2 Выбор разъединителей на РУ СН 500кВ.

Выбранный разъединитель должен удовлетворять всем условиям, предъявленным в 2.1.1 По напряжению уставки и номинальному длительному току ($U_{уст} = 500 \text{ кВ}; I_{расч} = 1,16 \text{ кА}$) выбираем разъединитель РНД 500/3200-У1

Практическое занятие №3.

Изучение схемы электроснабжения потребителей собственных нужд

3.1. Характеристики группы потребителей и структурная схема питания АЭС

В зависимости от требований надежности снабжения потребителей АЭС они делятся на 3 группы:

1) потребители, не допускающие перерывов в питании не при каких режимах более чем на доли секунды (даже при исчезновении питания от ОТСН, РТСН);

– потребители, требующие при переходных режимах в системе гарантированное питание в течении 2-3 сек., но требующие питания в режиме обесточивания при срабатывании АЗ реактора (КИП и А защиты реактора, приборы технологического контроля реактора, БРУ-А и БРУ-К, часть аварийного освещения, аварийный маслонасос уплотнения вала генератора, безсальниковый ГЦН с малой инерцией, электромагнит приводов СУЗ)

2) потребители, допускающие перерывов питания от десятков секунд до нескольких минут, но требующие автоматического включения питания при срабатывании АЗ реактора.

– потребители, допускающие перерывы до 30 секунд, но требующие восстановления питания после срабатывания АЗ реактора(вручную)

(Механизмы локализации и расхолаживания при аварии, насосы САОЗ, спринклерные насосы, насосы борного

регулирования, аварийные, противопожарные и питательные насосы, маслонасосы турбины и уплотнения вала генератора, системы биологической и технологической дозиметрии)

3) потребители, не предъявляющие особых требований. Это обычно мощные потребители станции. Допускают перерывов питания на время АВР (автоматическое переключение с основного трансформатора на резервный). Не требуют питания во время АЗ (ГЦН с большой инерционностью, КН, ЦН и сетевые насосы, дренажные насосы и насосы воды неответственных потребителей).

Для питания 3 группы предусматриваются шины нормальной эксплуатации 6;0,4 кВ. Питание к этим шинам подводится от рабочего и резервного ТСН. Трансформаторы выполнены с расщепленной обмоткой (для снижения тока КЗ). В нормальном режиме питание происходит от ОТСН. При его повреждении или срабатывании защит блочного трансформатора питание переключается на РТСН. Питание 2 группы 6;0,4 кВ осуществляется от шин надежного питания. В нормальном режиме они получают питание от шин нормальной эксплуатации. В качестве резервного источника питания используется ДГ. Поскольку при срабатывании АЗ требуется питание, ДГ находится в режиме "горячего" резерва и готов к принятию нагрузки через 15 секунд.

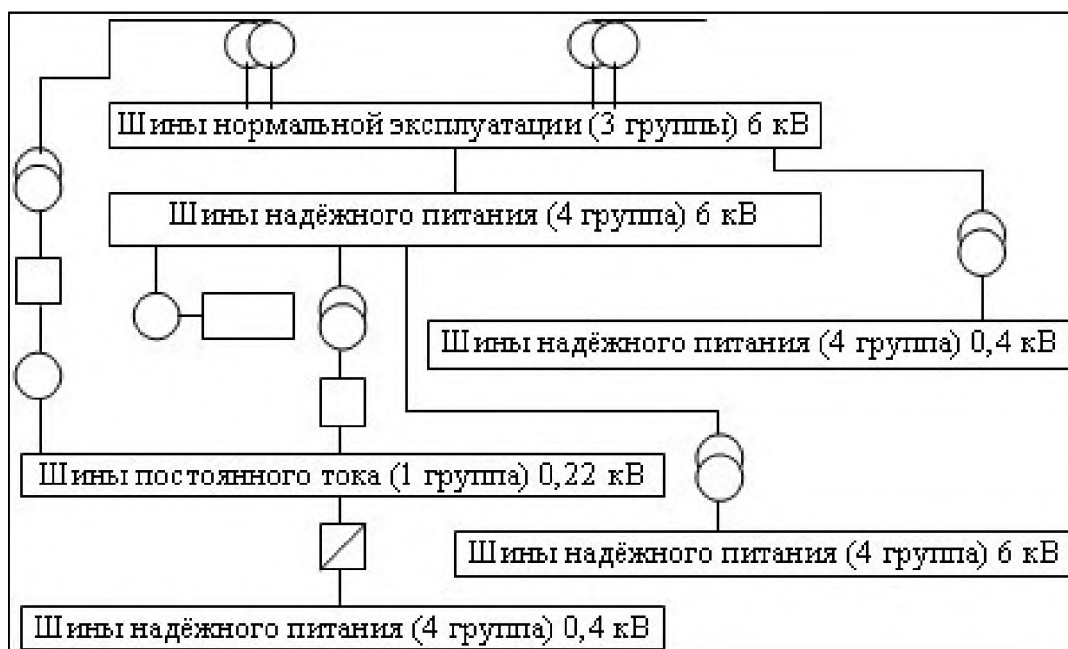


Рис. 3.1

1 группа получают питание от шины надежного питания 6 кВ от инвертора, питающегося от шин постоянного тока 220 В. В нормальном режиме шины постоянного тока получают питание через управляемый выпрямитель от шин надежного питания 2 группы. Так как они допускают перерывы в питании, то в качестве резервного источника питания используется АБ.

3.2 Обеспечение устойчивости реактора АЭС при к.з.

Схемы электроснабжения потребителей СН нормальной эксплуатации. ГЦН больше всего влияет на схему. От него зависит выбор источника питания. Если ГЦН обладает большой инерционностью, то при кратковременном исчезновении питания оказываются достаточными следующие меры: быстродействующие защиты АВР и механизмов СН. Даже если случится потеря питания, следует уменьшить мощность станции. Вместе с тем количество ГЦН определяет количество секций нормальной эксплуатации. Свойство ЯЭУ с малоинерционным ГЦН в отношении устойчивости к к.з. гораздо хуже. Такие ГЦН относятся к первой группе. При потере питания таким ГЦН или при снижении питания ниже $0,6 U_n$ происходит опрокидывание этих двигателей. Инерция этих насосов 1 сек., следовательно при перерыве питания более 1 сек. реактор нужно отключать АЗ, чтобы избежать повреждений элементов.

На каждой секции предусматривается ввод резервного питания от магистрали резервного питания. Магистрали резервного питания секционируются через каждые 2-3 блока. В нормальном режиме ВЛ-ВН отключены. При исчезновении питания от основных ТСН с выдержкой времени АВР подключается РТСН. Основные потребители ВА-ВД: ГЦН, двухскоростные ЦН, КН 1 и 2 ступени, насосы технической воды неотвественных потребителей, насосы контура охлаждения генератора.

BV, BW, BX – магистрали секций надежного питания систем безопасности. ВJ, ВК – магистрали секций надежного питания

общеблочных потребителей. Потребители 0,4 кВ нормальной эксплуатации получают питание от шин 6 кВ через понижающий трансформатор секции СР1. Мощность трансформаторов 6/0,4 ограничивается 1000 кВА (для ограничения токов к.з.). Почти все секции 0,4 кВ обеспечиваются рабочим и резервным питанием, включаемым автоматически.

По функциональному назначению потребители секции 0,4 кВ делятся на:

1) группа секций для питания потребителей реакторного отделения и аппаратуры (СР, СQ, СТ). Получают основное и резервное питание от шин нормальной эксплуатации: питание вентиля РQ, насосы смазки ГЦН, противодымная защита. К этой же первой группе относится СС и СD – питание нагревателей КО.

2) группа секций для питания потребителей машзала и общеблочных потребителей (СА, СВ, СN, СM). Каждая получает питание через свой понижающий трансформатор. В качестве резервного источника питания используется секция СR, которая получает питание от соседнего энергоблока. От этих секций получают питание масляные системы охлаждения турбины, насосы эжекторной машины, насосы подпитки деаэратора, насос водяного охлаждения генератора блока. СG – питание общеблочных выпрямительных агрегатов.

3) группа секций для питания силовой нагрузки СУЗ (СЕ, СФ). Каждая секция получает питание от своей секции нормальной эксплуатации 6кВ.

Практическое занятие №4. Изучение схемы потребителей надежного питания систем безопасности (САОЗ)

Группы механизмов требуют надежного питания для обеспечения безопасности станции (2 группа). В нормальном режиме работает только небольшая их часть, но при аварийном расхолаживании они работают полностью. На станциях установлено 3 системы безопасности. Независимость этих систем обеспечивается по технологической части, а также по питанию, цепям управления.

В них входят: 3 системы питания переменного напряжения 6 и 0,4 кВ, постоянного напряжения 0,22 кВ. В состав входят дизель-генератор, аккумуляторные батареи, 2 выпрямительных устройства, 3 автономных полупроводниковых инвертора, понижающие автотрансформаторы 6/0,4 кВ и РУ на эти напряжения.

От секции BV(BW, BX) 6 кВ запитаны потребители 2 группы. Трансформаторы 6/0,4 кВ исполняются для потребителей 2 группы 0,4кВ.

Выпрямитель VS1 исполняется для питания потребителей 1 группы постоянным током (ЕЕ). На секцию BV напряжение подается от секции нормальной эксплуатации ВА или от дизель-генератора мощностью 5600 кВт. Для питания потребителей 2 группы используются секции CV (CW, CX). Кроме того, от секции CV1 питается вспомогательный выпрямитель VS2 (служит для поиска земли). Для питания потребителей 1 группы постоянного тока предусматривается ЩПТ ЕЕ. В нормальном режиме ЩПТ получает питание от управляемого выпрямителя VS1. Перемычка между секциями в нормальном режиме отключена. Резервным питанием для ЩПТ является аккумуляторная батарея. Потребители переменного тока 1 группы питаются от EL (ЕК, ЕМ). На каждую есть свой инвертор.

Потребители:

- для BV: трансформаторы 6,3/0,4 кВ, выпрямитель, питающий ЩПТ;
- для CV: насос промконтура, насос организованных протечек, насос подачи бора высокого давления, насосы расхолаживания бассейна выдержки, нагрузка каналов СУЗ, АКНП, охлаждение помещений БЩУ, РЩУ, СУЗ, освещение РО и питания КИП и А;
- от ЩПТ: цепи управления выключателями ВЭ-6, постоянное аварийное освещение, освещение БЩУ, питание панелей УКТС, инверторы ПТС-125, ПТС-250, аппаратура КИП и А, АКНП.

При перерыве электроснабжения, вызванного повреждением в блоке генератор-трансформатор или повреждением в ОТСН до момента

включения РТСН, потребители 6 и 0,4 кВ 2 группы кратковременно обесточиваются. Потребители 1 группы по-прежнему получают питание от инверторов, переключенных на АБ. При подключении к РТСН схема восстанавливается до прежнего уровня.

Рассмотрим электроснабжение САОЗ при авариях в технологической части и аварийном обесточивании АЭС. При исчезновении питания на время большее, чем время подключения РТСН по сигналу отсутствия напряжения на секциях ВV(BW, ВХ) подается команда на запуск дизель-генератора систем безопасности. Время выхода на номинальные обороты 15 сек. Условием включения ВV является надежное отключение от секции ВА. ВVподключается к ВА через 2 выключателя. Так как мощность генератора соизмерима с мощностью электродвигателя, то нагрузка включается ступенями – 7-10. Потребители 2 группы 0,4 кВ до приема дизелем-генератором нагрузки обесточиваются, потребители 1 группы питаются от АБ. После приема дизель-генератором нагрузки схема питания восстанавливается.

Практическое занятие №5. Построение схемы резервного электроснабжения собственных нужд 6(10) кВ.

Нормальная работа, пуск, останов, аварийное расхолаживание реакторных установок АЭС обеспечивается многочисленными механизмами. Для обеспечения безаварийной работы АЭС к этим механизмам предъявляются различные требования по надежности.

В зависимости от требований надежности электроснабжения потребителей собственных нужд АЭС разделяют на три группы в соответствии с нормами технологического проектирования АЭС.

Потребители первой группы: к этой группе относятся потребители, предъявляющие повышенные требования к надежности электроснабжения, не допускающие по условиям безопасности перерыва питания более, чем на доли секунды, во всех режимах, включая режим полного исчезновения напряжения переменного тока от рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд, и требующие обязательного наличия питания после срабатывания аварийной защиты реактора.

К ним относятся:

а) потребители, допускающие перерыв питания на время не более чем доли секунды и требующие длительное время надежного питания после срабатывания АЗ реактора (системы контрольно- измерительных приборов и автоматики защиты реактора, приборы технологического контроля реактора и его системы, БРУ-А, некоторые системы дозиметрии, некоторые технологические механизмы, преимущественно арматура), постоянно горящая часть аварийного освещения. Эти потребители должны обеспечиваться питанием даже в аварийном режиме (полной потери

напряжения переменного тока). Они не допускают перерыва питания.

б) потребители, допускающие перерыв питания на время не более чем доли секунды, но не требующие длительного времени питания после срабатывания АЗ реактора (группа электроприводов задвижек и отсечной арматуры, осуществляющих переключение аварийных и локализирующих систем в аварийных ситуациях, а также БРУ-К);

в) потребители, требующие при переходных режимах в энергосистеме гарантированного питания в течении двух секунд (для предотвращения срабатывания АЗ реактора), но не требующие питания в режиме обесточения и после срабатывания АЗ реактора (электромагниты приводов СУЗ, удерживающие стержни управления в заданном положении).

Для питания этой группы используются АБ и инверторы, подключенные к АБ.

Потребители второй группы - это потребители, требующие повышенной надежности электроснабжения, допускающие перерывы питания на время, определяемое условиями безопасности (от десятков секунд до нескольких минут), и требующие обязательного питания после срабатывания АЗ реактора.

К этой группе относятся: механизмы расхолаживания реактора и локализации аварии, включая МПА; насосы системы САОЗ и САОР, спринклерные насосы, насосы борного регулирования и другие; аварийные питательные насосы; насосы ответственных потребителей системы технического водоснабжения; нагреватели компенсаторов объема; механизмы, обеспечивающие сохранность основного оборудования при обесточивании АЭС; маслонасосы турбин и уплотнений вала генератора; системы биологической и технологической дозиметрии; насосы гидроуплотнений ГЦН; противопожарные насосы. Для питания потребителей этой группы в аварийных ситуациях используется автоматизированные дизель-генераторные установки, обеспечивающие начало принятия нагрузки через 15 сек. после подачи импульса на запуск.

Третья группа - потребители, не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения, допускающие перерывы питания на время автоматического ввода резерва и не требующие обязательного наличия питания после срабатывания АЗ реактора.

К этой группе относятся: ГЦН с большой инерционной массой; конденсатные и циркуляционные насосы; сетевые насосы; насосы технической воды неответственных потребителей; дренажные насосы и другие потребители.

Учитывая высокую ответственность ГЦН, обеспечивающих охлаждение активной зоны, и необходимость снижения мощности ЯР при потере питания у части ГЦН принимают меры по повышению надежности питания ГЦН:

- каждый ГЦН подключается к отдельной секции 6 кВ;

устанавливаются дополнительные комплекты быстродействующих резервных защит на АЭС, позволяющих снизить время отключения КЗ до 1сек.

- предусматривается ускорение действия релейных защит в высоковольтных сетях;
- включение резерва автоматизируется.

Перечисленные меры позволяют в большинстве аварийных режимов в электрической части предотвратить погашение реактора или снижение его мощности.

Основными напряжениями потребителей собственных нужд являются 6 и 0,4 кВ с перспективой перехода на более высокие напряжения 10 и 0,66 кВ.

На АЭС должны предусматриваться следующие сети электроснабжения потребителей собственных нужд:

- сеть 0,4 кВ 50 Гц надежного питания потребителей первой группы, т.е. потребителей, допускающих перерыв питания на время, не более чем доли секунды. Эта сеть получает питание от шин надежного питания 0,4 кВ от автономных инверторов, питающихся от шин постоянного тока 220 В. В нормальных режимах шины постоянного тока получают питание через управляемые выпрямители от шин надежного питания потребителей 2 группы. Так как потребители 1 группы не допускают перерывов питания более чем на доли секунды, то в качестве резервного питания шин постоянного тока используют аккумуляторные батареи;

- сеть 220 В, 110 В, 48 В, 24 В постоянного тока для питания потребителей, не допускающих перерыв питания или допускающие кратковременный перерыв в питании, в основном это потребители СУЗ и аварийное освещение;

- сети 6 кВ и 0,4 кВ, 50 Гц надежного питания потребителей второй группы, т.е. потребителей, допускающих перерыв питания от 15 секунд до нескольких минут. В нормальном режиме потребители 2 группы получают питание от шин нормальной эксплуатации. Учитывая, что потребители этой группы допускают перерывы питания на время, определяемое условиями аварийного расхолаживания и требуют обязательного питания после срабатывания аварийной защиты реактора, для питания потребителей этой группы в условиях полного обесточивания шин нормальной эксплуатации используются дизель-генераторы, находящиеся в режиме «горячего» резерва и готовые к автоматическому пуску и принятию нагрузки через 15секунд;

- сети 6 кВ и 0,4 кВ, 50 Гц для питания потребителей, которые не предъявляют специальных требований к питанию, то есть потребителей 3 группы. Для питания потребителей этой группы предусматриваются рабочий и резервные трансформаторы. Трансформаторы выполняются с

расщепленными обмотками низкого напряжения для ограничения токов короткого замыкания. В нормальном режиме питание шин происходит от рабочего трансформатора. При повреждениях в основном ТСН и срабатывании защит блока генератор-трансформатор питание шин нормальной эксплуатации от ОТСН отключается и напряжение на шины подается от резервного трансформатора – РТСН.

Все электродвигатели мощностью 200 кВт и выше, а также понижающие трансформаторы 6/0,4 кВ и 6/0,23 кВ подключаются к соответствующим сетям 6 кВ.

Для потребителей собственных нужд АЭС должно предусматриваться нормальное рабочее и резервное питание от рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд, а также питание потребителей первой и второй группы от специально устанавливаемых аварийных источников питания.

В качестве аварийных источников питания собственных нужд АЭС применяются:

1. АБ, а также АБ со статистическими преобразователями;
2. автоматизированные ДГ, а также газотурбинные установки.

Практическое занятие №6.

Изучение схемы надёжного питания общецлочных потребителей

Для обеспечения надёжного питания механизмов, обеспечивающих сохранность основного оборудования АЭС современные блоки оснащаются системой надёжного питания общецлочных потребителей.

Состав:

- две общецлочные секции ВJ, ВК 6 кВ, связанные между собой перемычкой с двумя выключателями;
- секции надёжного питания 0,4 кВ СJ, СК, подключенные к ВJ, ВК через понижающие трансформаторы. Каждая из этих секций разделена на полусекции;
- ЩПТ ЕЕ 04,05,06 для питания потребителей 1 группы. ЩПТ связаны с ВJ, ВК через понижающие трансформаторы и управляющие выпрямители. Кроме того, они связаны с СJ, СМ и СА;
- шины питания потребителей 1 группы на 0,4 кВ. В нормальном режиме ВJ, ВК получают электроэнергию от ВА, ВD (нормальной эксплуатации), с которой они связаны через 2 выключателя. Между ВJ и ВК перемычка отключена. СJ и СК получают питание через понижающий трансформатор от ВJ и ВК.

При нарушении электроснабжения ВJ, ВК 6 кВ предусматриваются следующие режимы:

- 1) при исчезновении питания на одной из секций, включаются перемычки между секциями;

2) если на двух секциях ВJ, ВК включаются 2 дизель-генератора (один на своем и один на соседнем), и если один из них не запускается, то включается переключатель между секциями. Один дизель-генератор рассчитан на два блока;

3) при нарушении питания СJ, СК предусматривается подача питания от резервного трансформатора 6,3/0,4 кВ соседнего энергоблока через СR.

Для ЕЕ АБ являются резервным источником питания. Потребители ВJ, ВК:

- насосы гидростатического подъема ротора, подпиточный насос, вспомогательный питательный насос и трансформатор 6,3/0,4кВ;
- потребители машзала, нагрузка нормальной эксплуатации фундаментной части РО.

С ЩПТ получает питание УКТС, цепи управления выключателями ВЭ-6, приводы выключателей, инверторы питания потребителей машзала и УВК.

Основные потребители 1 группы общешлюзовых агрегатов бесперебойного питания (АБП)-КИП и А машзала, АСУТ-1000, УВС машзала.

Схема постоянного тока

На блок предусматриваются аккумуляторные батареи с номинальным напряжением 220 В (на каждый АБП одна батарея). Батареи служат для обеспечения питания аварийной нагрузки. Каждая из батарей рассчитана на обеспечение 100% нагрузки потребителей данного щита постоянного тока ЩПТ. Взаимные связи предусмотрены между ЩПТ общешлюзовыми и УВС.

Аккумуляторные батареи работают в режиме постоянного подзаряда. При этом на каждом элементе поддерживается напряжение 2,15 – 2,2 В. Подзаряд аккумуляторных батарей обеспечивается через выпрямитель, являющийся составной частью АБП.

Для отыскания “земли” на каждом щите предусматривается отдельное выпрямительное устройство (ВАЗП).

Практическое занятие №7.

Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность рабочего трансформатора собственных нужд блока выбирается на основании подсчета действительной нагрузки секций, питаемых этим трансформатором, с учетом как блочной, так и общешлюзовой нагрузки.

Многие механизмы собственных нужд являются резервными, как, например, дублированные конденсатные насосы, резервные питательные электронасосы. Часть механизмов работает периодически: насос кислотной промывки, противопожарные, краны, сварка, освещение. Кроме того, мощность двигателей

механизмов выбирается с некоторым запасом с учетом ухудшения свойств агрегатов в процессе эксплуатации каталожные мощности электродвигателей также обычно больше расчетных, требуемых на валу

В результате определение действительной нагрузки трансформатора собственных нужд оказывается очень сложным, и назвать их реальную нагрузку можно лишь на основании опыта эксплуатации. Поэтому для определения мощности трансформаторов собственных нужд пользуемся приближенным методом [3], согласно которому переход от мощности механизма к мощности трансформатора производится путем умножения суммарной мощности всех механизмов на усредненные коэффициенты пересчета, принятые институтом “Теплоэнергопроект” (г. Москва) на основе опыта эксплуатации и проведенных испытаний.

Выбор трансформаторов 24/6,3-6,3 кВ

Зная значение мощностей трансформаторов 6/0,4 кВ и электродвигателей 6 кВ, определим расчетную нагрузку секций 6 кВ .

Результаты расчетов сводим в таблицу

Для обеспечения надежной работы оборудования машинного зала АЭС необходимо обращать особое внимание на эксплуатацию ЭД, важных для сохранности основного технологического оборудования АЭС.

Зная значения мощностей трансформаторов 6/0,4 кВ и электродвигателей 6 кВ, определим расчетную нагрузку секции 6 кВ по формуле:

$$S_{т6} = 0,9 (\sum P_{дв6} + \sum S_{т.0,4})$$

где $\sum P_{дв6}$ - сумма расчетных мощностей на валу всех установленных механизмов с электродвигателями 6кВ;

$\sum S_{т.0,4}$ - сумма всех присоединенных мощностей трансформаторов 6/0,4 кВ включая резервные и номинально не работающие.

Мощность 63000кВА; UВН = 24 кВ; UНН = 6,3 – 6,3 кВ.

По условиям ограничения токов К.З. в сети собственных нужд трансформатор принят с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Применение трансформаторов меньшей мощности невозможно т.к. перегрузка трансформаторов собственных нужд недопустима.

По условиям ограничения токов к.з. в сети собственных нужд принят к установке трансформатор с расщеплённой обмоткой низшего напряжения. Применение трансформаторов меньшей мощности не возможно, так как перегрузка трансформаторов собственных нужд не допустима.

Выбор резервных трансформаторов собственных нужд 330/6,3- 6,3 кВ

В зависимости от числа блоков генератор-трансформатор и наличия генераторных выключателей регламентируется число резервных

трансформаторов собственных нужд. Согласно /5/ при числе блоков равным четырём и наличии генераторных выключателей принимаем два резервных трансформатора собственных нужд.

Принимаем к установке трансформатор типа ТРДНЦ – 63000/330, трёхфазный с расщеплённой обмоткой нижнего напряжения, с устройством РПН.

Практическое занятие №8. Расчет самозапуска электродвигателей собственных нужд на 6 кВ

Основные положения

Под самозапуском понимают процесс автоматического восстановления нормального режима работы электродвигателей механизмов собственных нужд после кратковременного нарушения электроснабжения, вызванного исчезновением или глубоким снижением питающего напряжения. Кратковременный перерыв питания электродвигателей наблюдается при отключении рабочего питания и переходе на резервный источник. Кратковременное глубокое понижение напряжения возникает при близких КЗ к системе собственных нужд электростанции.

После отключения питания или глубокой посадки напряжения происходит снижение частоты вращения электродвигателей под действием момента сопротивления. При чем этот процесс можно разделить на несколько стадий:

□ в первый момент исчезновения напряжения наблюдается групповой выбег агрегатов с.н., при котором из-за их взаимного влияния частота вращения снижается с одинаковой скоростью;

□ в дальнейшем в соответствии с механическими характеристиками происходит индивидуальный выбег агрегатов собственных нужд.

При подаче напряжения питания осуществляется режим собственно самозапуска электродвигателей, когда частота вращения возрастает, самозапуск будет успешным, если агрегаты собственных нужд, участвующие в этом режиме, развернутся до рабочей частоты вращения за допустимое время.

Успешность самозапуска зависит от времени перерыва питания, параметров питающей сети, суммарной мощности не отключенных электродвигателей и их загрузки, механических характеристик механизмов и других факторов.

Расчетные и допустимые условия режима самозапуска

При расчетах режима самозапуска электродвигателей механизмов собственных нужд должны использоваться конкретные данные и реальные

режимы работы оборудования.

Время перерыва питания собственных нужд для АЭС выбирается, как правило, равным:

- 0,7 сек - при отключении рабочего источника питания действием быстродействующей релейной защиты или в случае ошибочного отключения его оперативным персоналом,
- 1,5 сек - при отключении рабочего источника действием его максимальной токовой защиты,
- 2,0 сек - при отключении трансформатора с.н., имеющего на стороне низкого напряжения две и более обмоток, действием максимальной токовой защиты установленной на стороне высокого напряжения

Продолжительность самозапуска, как правило, не должна превышать для блочных электростанций с турбогенераторами мощностью 160МВт и более, а к таковым относятся АЭС, 20 секунд. Эта величина определяется условиями сохранения технологического режима блока.

Неуспешность самозапуска механизмов собственных нужд сопровождается срабатыванием технологических защит из-за снижения от нормируемых значений технологических параметров: расхода в 1 и 2 контурах, давления во втором контуре, расхода циркуляционной воды в конденсаторах турбины, давления масла в системах смазки турбин, генератора, питательного насоса, ГЦН и т.д.

В проектах электростанций выявление успешности самозапуска электродвигателей напряжением 6 кВ осуществляется по методу связанному с определением начального напряжения на выводах электродвигателей в первый момент собственно режима самозапуска. Принимается, что самозапуск будет успешным, если начальное напряжение на электродвигателях после включения резервного источника питания составит не менее $0.6-0,65U_{ном}$.

Если в результате расчета оказалось, что начальное напряжение ниже минимально допустимого, то необходимо провести расчет успешности самозапуска, с привлечением более точных методов.

Для обеспечения успешности самозапуска электродвигателей с.н. рекомендуется в качестве дополнительных мер:

- отключение электродвигателей неответственных механизмов собственных нужд:
- выбор повышенного напряжения на низкой стороне ТСН ($I.IU_{ном}$);
- снижение напряжения к.з. ТСН;
- использование устройства форсировки напряжения на период самозапуска.

Для АЭС с реакторами ВВЭР-1000 определены наиболее вероятные режимы самозапуска от резервного трансформатора собственных нужд:

- самозапуск АД одной секции в результате автоматического

включения резерва от ложного отключения выключателя рабочего ввода питания собственных нужд,

□самозапуск одновременно с четырех секций в результате отключения энергоблока и посадки стопорных клапанов турбины.

При этом РТСН или ПРТСН может иметь предвключенную нагрузку.

Самозапуск АД одновременно трех секций может быть лишь в случае отказа во включении одного из выключателей резервного питания при АВР одновременно четырех секций Этот случай не является расчетным.

Самозапуск одновременно с двух секций маловероятен поскольку исключается возможность ложного отключения одновременно двух выключателей рабочего питания, а повреждение в трансформаторе рабочего питания с.н приводит к отключению энергоблока и самозапуску 4 секций.

По окончании самозапуска электродвигателей одной секции должен быть восстановлен нормальный режим работы блока

По окончании самозапуска электродвигателей 4 - х секций, должно восстанавливаться напряжение на шинах собственных нужд для обеспечения нормального останова блока. Для обеспечения успешного самозапуска в тяжелых режимах, на АЭС предусматривается отключение некоторых электродвигателей. Отключению подлежат наиболее крупные электродвигатели, не влияющие на технологический режим работы блока. Отключение, участвующих в самозапуске, механизмов производится от групповой защиты минимального напряжения с временем 2 ступени (39 сек) при напряжении $0.5U_{ном}$ и ниже.

Проектными организациями определен перечень механизмов с.н. блока АЭС, участвующих в самозапуске. В этом перечне определена группа механизмов, подлежащих отключению для облегчения самозапуска при его затягивании. Это могут быть циркуляционные насосы градирни, циркуляционные насосы конденсатора, главный циркуляционный насос.

Определение мощности дизель-генераторов систем надежного питания

Мощность дизель-генератора при ступенчатом пуске асинхронной нагрузки выбирают по мощности, потребляемой ($P_{потр}$) электродвигателями, подключенными к секции надежного питания, и возрастающей с пуском очередной ступени.

Мощности, потребляемые двигателями по завершении операции пуска соответствующей ступени. В то же время в процессе пуска очереди, в особенности при прохождении отдельными электродвигателями критического скольжения, величина нагрузки на дизель-генератор может кратковременно увеличиться по сравнению с установившимся режимом. Для дизелей существуют заводские характеристики допустимых предельных нагрузок.

Расчет мощности дизель-генератора целесообразно вести в табличной форме. Из таблицы видно, что к установке может быть принят дизель-

генератор номинальной мощностью $P_{н дг} = 5600$ кВт, допускающий перегрузку 6200 кВт в течении 1 часа.

Практическое занятие №9.

Особенности определения мощности дизель генераторов систем надежного питания блоков сВВЭР-1000

В соответствии с основной концепцией безопасности эксплуатации атомных электростанций на АЭС должны быть предусмотрены автономные системы безопасности в технологической части и соответственно автономные системы надежного питания, включающие в том числе и автономные источники питания – дизель генераторы. Требования к проектированию автономных систем надежного питания определяются ПРАВИЛАМИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ АВАРИЙНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ. Для блока с реактором ВВЭР-1000 число таких систем принято три. Основными потребителями этих систем являются электродвигатели механизмов, обеспечивающих расхолаживание реактора и локализацию аварии в аварийных различных режимах с полной потерей переменного тока (насосы системы аварийного охлаждения зоны, аварийные питательные насосы, спринклерные насосы и т.п.). В случае исчезновения напряжения на секции 6 кВ надежного питания второй группы или при появлении импульса по технологическому параметру характеризующему «большую» или «малую» течи в первом контуре или разрыв паропровода второго контура, питание на секции надежного питания подается от автоматически подключаемых к ним дизель генераторов. Каждая из этих систем надежного питания должна быть способна по мощности подключенных дизель-генераторов и составу механизмов обеспечить аварийное расхолаживание реактора при любом виде аварии.

Коэффициент загрузки $K_{згр}$ механизм целесообразно принять $K_{згр} = 0,7-0,8$.

Вместе с тем, при проектировании схемы электроснабжения собственных нужд АЭС должно быть обеспечено надежное питание механизмов обеспечивающих сохранность основного оборудования машинного зала и реакторного отделения блока. Для решения этой задачи современные энергоблоки оснащаются системой надежного питания общецелочных потребителей. В качестве аварийных источников надежного питания общецелочных потребителей также используют дизель генераторы.

При обесточении одновременно двух общецелочных секций (ВJ, ВК) запускаются два дизель генератора (дизель генератор своего блока подключается к одной секции, дизель-генератор соседнего блока подключается через переключку ко второй секции).

В случае незапуска одного из этих генераторов или не включения соответствующего выключателя дизель генератора на одну из секций происходит включение выключателей переключки между общецелочными

секциями. Последний режим (один дизель-генератор на обе секции) принимается в качестве расчетного при выборе мощности общеблочных дизель-генераторов.

Мощность этого дизель генератора должна быть достаточна для включения ответственных общеблочных механизмов и механизмов машинного зала, обеспечивающих аварийное расхолаживание и останов основного оборудования блока. В настоящее время на АЭС с реакторами ВВЭР-1000 в качестве автономных источников питания потребителей 2 группы надежности используют автономные дизель-генераторные станции АСД-5600. АСД-5600 состоит из дизеля 78Г и синхронного генератора СБГД-6300-6МУЗ. Генератор имеет следующие технические данные:

- номинальная активная мощность $P_H = 5600 \text{ кВт}$;
- номинальное напряжение $U_H = 6300 \text{ В}$;
- номинальный ток статора $I_H = 723 \text{ А}$;
- номинальные обороты $n = 1000 \text{ об/мин}$.

Генератор обеспечивает пуск асинхронных двигателей, вызывающих внезапное увеличение нагрузки до 150%. Вместе с тем, генератор в любом тепловом состоянии обеспечивает длительные перегрузки: 10% - 1 час, 25% - 15 минут, 50% - 2 минуты.

Вопросы для самостоятельной работы студентов

СРС-1.

Схемы ОРУ 330-750 кВ. Характеристика основного оборудования.

Как и схемы других электростанций (ТЭС, КЭС), схемы АЭС должны выполняться в соответствии с требованиями надежности, гибкости, удобства эксплуатации и экономичности.

Особенности технологического процесса АЭС, большая мощность реакторных энергоблоков, достигающая на электростанциях 1500 МВт, выдача всей мощности в энергосистему по линиям 330-750 кВ предъявляют ряд требований к АЭС:

- главная схема АЭС выбирается на основании схемы сетей энергосистемы и того участка, к которому присоединяется данная электростанция;
- схема присоединения АЭС к энергосистеме должна обеспечивать в нормальных исходных режимах на всех стадиях сооружения АЭС выдачу полной введенной мощности АЭС и сохранение устойчивости ее работы в энергосистеме без воздействия противоаварийной автоматики при отключении любой отходящей линии или трансформатора связи;
- в ремонтных режимах, а также при отказе выключателей или устройств релейной защиты, устойчивость АЭС должна обеспечиваться действием противоаварийной автоматики на разгрузку станции.

Исходя из этих требований на АЭС, начиная с первого введенного энергоблока, связь с энергосистемой осуществляется не менее, чем тремя линиями.

При выборе главной схемы АЭС учитываются:

- единичная мощность агрегатов и их число;
- напряжения, на которых выдается мощность в энергосистему;
- величина перетоков мощности между РУ разных напряжений;
- токи коротких замыканий для каждого РУ и необходимость их ограничения;
- значения наибольшей мощности, которая может быть потеряна при повреждении любого выключателя;
- возможность присоединения одного или нескольких энергоблоков непосредственно к РУ ближайшей районной подстанции;
- возможность применения не более двух РУ повышенных напряжений и возможность отказа от автотрансформаторов связи между ними;

Распределительные устройства 330-750кВ должны быть выполнены исключительно надежно:

- повреждение или отказ любого выключателя, кроме секционного или шиносоединительного, не должны, как правило, приводить к отключению более одного реактора энергоблока и такого числа линий, которое допустимо по условиям устойчивости системы;
- при повреждении или отказе секционного или шиносоединительного выключателей, а также при совпадении повреждения или отказа одного выключателя с ремонтом другого, допускается отключение двух реакторных энергоблоков и такого числа линий, которое допускается по условиям устойчивости энергосистемы;
- отключение линий, как правило, должно осуществляться не более чем двумя выключателями;
- отключение повышающих трансформаторов, трансформаторов СН и связи – не более чем тремя выключателями. Таким требованиям отвечает схема 4/3 и 3/2 выключателя на присоединение, схемы с одним или двумя многоугольниками (кольцевые схемы).

Распределительные устройства 110-220 кВ АЭС выполняются с одной или двумя рабочими и обходной системой шин. При числе присоединений более 12 рабочая система шин секционируется.

Распределительное устройство 330-750 кВ АЭС выполняется по схеме 3/2 или 4/3 выключателя на присоединение.

Вопросы к СРС-1

1. Какие требования предъявляются к схемам 110-750кВ?
2. Какова область применения схемы с одной секционированной системой шин?

3. Какова область применения схемы с одной или двумя рабочими и обходной системой шин?
4. При каких условиях секционируются системы шин?
5. Какова область применения схемы 3/2 присоединения?
6. Какова область применения схемы 4/3 присоединения?
7. Достоинства и недостатки схемы с одной секционированной системой шин?
8. Достоинства и недостатки схемы с одной или двумя рабочими и обходной системой шин?
9. Достоинства и недостатки схемы 3/2 присоединения?
10. Достоинства и недостатки схемы 4/3 присоединения?
11. Особенности конструкции ОРУ 110-750 кВ АЭС?
12. При повреждении в каком элементе схемы с двумя системами шин может нарушиться электроснабжение всех присоединений?
13. Как работает схема 3/2 в случае выхода из строя одного выключателя?
14. Назначение обходной системы шин?
15. В каких схемах можно произвести ремонт линейного выключателя без отключения линии?
16. Достоинства и недостатки КРУЭ?
17. Каково назначение секционного, обходного, шиносоединительного выключателей?

Вопросы к СРС-2

1. Электродвигатели, используемые для механизмов собственных нужд. Самозапуск электродвигателей.
2. Электрические схемы собственных нужд электростанций. Выбор трансформаторов собственных нужд.
3. Системы охлаждения синхронных генераторов.
4. Статическая устойчивость работы синхронных генераторов.
5. Динамическая устойчивость работы синхронных генераторов.
6. Достоинства и недостатки аккумуляторных батарей, применяемых в качестве аварийных источников питания собственных нужд АЭС.
7. Достоинства и недостатки дизель-генераторов, применяемых в качестве аварийных источников питания собственных нужд АЭС.
8. Достоинства и недостатки газотурбинных установок, применяемые в качестве аварийных источников питания собственных нужд АЭС.
9. Требования предъявляемые к схемам резервного электроснабжения собственных нужд 6(10)кВ.
10. На какие группы разделяются потребители собственных нужд АЭС.
11. Схема подключения резервного трансформатора собственных нужд 6 кВ.
12. Перечислите основные виды автоматики собственных нужд 6 кВ.
13. Принципиальная схема питания собственных нужд блока с водяным энергетическим реактором при использовании ГЦН без-

сальникового типа.

14. Схемы включения ГЦН и сетей надежного питания блока с быстрым энергетическим реактором.

СРС-3.

Коммутационные аппараты 20 кВ сдвоенных блоков, собственных нужд 6 кВ, ОРУ 110-750 кВ.

Общие требования к коммутационным аппаратам относятся следующие:

1. Надежное выполнение заданных функций – аппарат в пределах заданного ресурса должен безотказно, точно, стабильно и четко выполнять требуемые функции.

2. Достаточная электродинамическая и термическая стойкость – аппарат должен выдерживать электродинамические и тепловые перегрузки при кратковременных аварийных режимах.

3. Достаточный уровень электрической изоляции – аппарат должен без повреждений выдерживать возможные перенапряжения в условиях ухудшения состояния изоляции (загрязнение, старение).

4. Коммутационная способность – аппарат должен безотказно работать во всех нормальных, а также аварийных режимах в управляемых и защищаемых цепях. Контакты аппаратов должны быть способны отключать и включать токи всех режимов (нормальных и аварийных).

5. Простота устройства – аппарат должен иметь наименьшие массу, габариты и стоимость, быть удобным в эксплуатации, технологичным.

Согласно ГОСТ 14254-80 электрические аппараты должны иметь оболочки, защитные свойства которых обозначаются латинскими буквами IP и двумя цифрами. Первая цифра обозначает степень защиты от прикосновения персонала к опасным частям аппарата. Вторая цифра определяет защиту от попадания внутрь аппарата инородных предметов и жидкостей.

Основные материалы, применяемые в электрических аппаратах, следующие:

1) *проводниковые* – для токоведущих частей – медь, алюминий, сталь, латунь и др.;

2) *изоляционные* – для электрической изоляции токоведущих частей – целлюлоза, хлопок, шелк (пропитанные и непропитанные), синтетические материалы, материалы на основе слюды, асбеста, стекловолокна; эти материалы должны выдерживать температуру и соответствовать ГОСТ 8865-87 (в частности, это относится и к нагревостойкости);

3) *магнитные* – для магнитопроводов – специальные виды сталей, сплавы;

4) *контактные* – для контактов – серебро, медь, графит, металлокерамика, платиноиридиевые сплавы и др.;

5) *дугостойкие изоляционные* – для дугостойких устройств – асбест,

керамика, пластмассы;

б) *сплавы с высоким удельным сопротивлением* – для резисторов – константан, нихром, хромаль, фехраль и др.;

7) *биметаллы* – для элементов, использующих различное удлинение металлов при нагревании их током;

8) *конструктивные* – используются для изготовления деталей аппаратов, воспринимающих механические усилия или придающих эти аппаратам какую-либо форму, – металлы, пластмассы и др.

Комплексное конструктивное решение генераторных аппаратов для АЭС по сравнению с самостоятельными их исполнениями позволяет получить ряд преимуществ:

- сокращается занимаемая площадь и объем здания;
- общая сборка производится на предприятии-изготовителе, поставка на место установки осуществляется в виде полностью собранных полюсов или их крупными блоками, чем резко сокращается время монтажа, повышается его качество и снижается стоимость;
- повышается надежность аппаратов комплекса, улучшаются условия их эксплуатации, расширяется возможность введения автоматизированного управления, увеличиваются межремонтные сроки;
- практически исключаются случаи попадания персонала под напряжение, поскольку токоведущие и дугогасительные системы находятся внутри заземленных оболочек;
- существенно сокращаются затраты материалов и труда благодаря расширению использования унифицированных деталей и узлов конструкций и возможностей прогрессивной технологии;
- появляется возможность применить общую для комплексов систему электромагнитного экранирования, создавая ее с естественным или, если это необходимо, с принудительным водяным охлаждением, повышать номинальные токи комплекса, не вводя искусственного охлаждения его ТВС на высоком потенциале;
- повышаются сейсмостойкость, пожаробезопасность и надежность в эксплуатации.

Вопросы к СРС-3

1. Назначение разъединителей, особенность конструкций.
2. Классификация разъединителей, достоинства и недостатки.
3. Назначение высоковольтных выключателей, особенность конструкций.
4. Классификация выключателей, достоинства и недостатки.
5. Преимущества комплексного конструктивного решения генераторных аппаратов для АЭС.
6. Особенности конструкции КРУЭ.
7. Применение сверх проводящих ограничителей тока.
8. Назначение и виды генераторных выключателей.

9. Конструкция вакуумных выключателей, особенность гашения дуги.
10. Конструкция элегазовых выключателей, особенность гашения дуги.
11. Способы ограничения токов короткого замыкания.
12. Выбор электрооборудования по электродинамической и термической стойкости к токам короткого замыкания.

СРС-4.

Сопоставление схем моноблоков и сдвоенных блоков.

Как известно, исходя из особенностей технологического процесса производства электроэнергии на АЭС, последние строятся по блочному принципу.

Согласно нормам технологического проектирования АЭС в схемах блоков генератор-трансформатор устанавливается выключатель между генератором и трансформатором. На некоторых действующих АЭС, генераторный выключатель в схеме некоторых энергоблоков не установлен, так как во время их ввода в эксплуатацию отсутствовали надежные выключатели на большие номинальные токи. В настоящее время в качестве генераторного выключателя широко применяется специальный аппарат КАГ-24, который используется при включении генератора, при синхронизации и для коммутации в нормальных режимах). При наличии генераторного выключателя уменьшается число коммутационных операций в РУ повышенного напряжения и РУ собственных нужд (с.н.) электростанции, что повышает их надежность, позволяет осуществлять пуск и останов блоков без привлечения к этому резервных трансформаторов с.н. В настоящее время установка генераторных выключателей предусматривается всегда.

Вопросы к СРС-4

1. Включение синхронных генераторов на параллельную работу с сетью
2. Основные параметры силовых трехфазных трансформаторов.
3. Особенность работы автотрансформаторов.
4. Требования к схемам электростанции АЭС.
5. Назначение и выбор реакторов.
6. Достоинства и недостатки моноблоков АЭС.
7. Достоинства и недостатки сдвоенных блоков АЭС.
8. Место присоединения рабочих ТСН.
9. Причины применения генераторного выключателя.
10. Принцип работы специального аппарата КАГ-24.
11. Особенности сдвоенных блоков АЭС.
12. При каких условиях применяется моноблок на АЭС.
13. При каких условиях применяется сдвоенный блок на АЭС.
14. Место присоединения резервных ТСН.

СРС-5,6.

Технологическая схема АЭС с РБМК, ВВЭР и реактором БН.

Атомные электрические станции (АЭС) могут быть конденсационными, теплофикационными (АТЭЦ), а также атомными станциями теплоснабжения (АСТ) и атомными станциями промышленного теплоснабжения (АСПТ). Атомные станции сооружаются по блочному принципу как в тепловой, так и в электрической части. Ядерные реакторы АЭС классифицируются по различным признакам. По уровню энергии нейтронов реакторы разделяются на два основных класса: тепловые (на тепловых нейтронах) и быстрые (на быстрых нейтронах). По виду замедлителя нейтронов реакторы бывают водными, тяжеловодными, графитовыми, а по виду теплоносителя — водными, тяжеловодными, газовыми, жидко-металлическими. Водоохлаждаемые реакторы классифицируются также по конструктивному исполнению: корпусные и канальные.

С точки зрения организации ремонта оборудования наибольшее значение для АЭС имеет классификация по числу контуров. Число контуров выбирают с учетом требований обеспечения безопасной работы блока при всех возможных аварийных ситуациях. Увеличение числа контуров связано с появлением дополнительных потерь в цикле и соответственно уменьшением КПД АЭС.

В системе любой АЭС различают теплоноситель и рабочее тело. Рабочим телом, т.е. средой, совершающей работу, преобразуя тепловую энергию в механическую, является водяной пар. Назначение теплоносителя на АЭС - отводить теплоту, выделяющуюся в реакторе. Если контуры теплоносителя и рабочего тела не разделены, АЭС называют одноконтурной – реактор РБМК.

Если контуры теплоносителя и рабочего тела разделены, то АЭС называют двухконтурной. Соответственно контур теплоносителя называют первым, а контур рабочего тела — вторым. В таких схемах реактор охлаждается теплоносителем, прокачиваемым через него, и парогенератор - главным циркуляционным насосом. Образованный таким образом контур теплоносителя является радиоактивным, но он включает в себя не все оборудование станции, а лишь его часть. Второй контур включает оборудование, которое работает при отсутствии радиационной активности — это упрощает ремонт оборудования. На двухконтурной станции обязателен парогенератор, который разделяет первый и второй контуры.

По двухконтурной схеме работают АЭС с реакторами типа ВВЭР. Существуют теплоносители, интенсивно взаимодействующие с паром и водой. Это может создать опасность выброса радиоактивных веществ в обслуживаемые помещения. Таким теплоносителем является, например, жидкий натрий. Поэтому создают дополнительный (промежуточный) контур, для того чтобы даже в аварийных режимах избежать контакта

радиоактивного натрия с водой или водяным паром. Такие АЭС называют трехконтурными.

Вопросы к СРС-5-6

1. Упрощенная технологическая схема АЭС с реактором ВВЭР.
2. Сколько применяется циркуляционных контуров на АЭС с реактором ВВЭР.
3. Назначение и принцип работы парового компенсатора с электронагревателем.
4. Назначение и принцип работы системы нормальной эксплуатации.
5. Назначение и принцип работы системы аварийного охлаждения активной зоны реактора (САОЗ).
6. Назначение ТВЭЛ.
7. Назначение системы управления и защиты реактора(СУЗ).
8. Упрощенная технологическая схема АЭС с реактором РБМК.
9. Что является теплоносителем и замедлителем в реакторе РБМК.
10. От чего зависит мощность реактора РБМК.
11. Из чего состоит контур многократной циркуляции реактора РБМК.
12. Назначение быстро действующих редуцирующих установок.
13. Из каких подсистем состоит система аварийного охлаждения (САОР) реактора РБМК.
14. Назначение спринклерной системы реактора РБМК.
15. Упрощенная технологическая схема АЭС с реактором БН.
16. Что является теплоносителем и замедлителем в реакторе БН.
17. Чем отличаются интегральная и петлевая компоновка
18. Первого контура АЭС с реактором на БН.
19. За счет чего создается давление в первом и втором контурах реактора РБМК.
20. Чем опасен радиоактивный жидкий натрий в реакторе БН.
21. До какой температуры разогреваются парогенераторы реактора БН.
 1. Требования к схемам электростанции АЭС.
 2. Назначение и выбор реакторов.
 3. Достоинства и недостатки моноблоков АЭС.
 4. Достоинства и недостатки сдвоенных блоков АЭС.
 5. Место присоединения рабочих ТСН.
 6. Причины применения генераторного выключателя.
 7. Принцип работы специального аппарата КАГ-24.
 8. Особенности сдвоенных блоков АЭС.
 9. При каких условиях применяется моноблок на АЭС.
 10. При каких условиях применяется сдвоенный блок на АЭС.
 14. Место присоединения резервных ТСН.

При выборе главной схемы АЭС учитываются:

- единичная мощность агрегатов и их число;
- напряжения, на которых выдается мощность в энергосистему;
- величина перетоков мощности между РУ разных напряжений;
- токи коротких замыканий для каждого РУ и необходимость их ограничения;
- значения наибольшей мощности, которая может быть потеряна при повреждении любого выключателя;
- возможность присоединения одного или нескольких энергоблоков непосредственно к РУ ближайшей районной подстанции;
- возможность применения не более двух РУ повышенных напряжений и возможность отказа от автотрансформаторов связи между ними;

Распределительные устройства 330-750кВ должны быть выполнены исключительно надежно:

Список литературы

1. Стерман Л.С. Тепловые и атомные электрические станции [Текст]: учебник / Лев Самойлович Стерман, Василий Михайлович Лавыгин, Сергей Георгиевич Тишин. 5-е изд., стер. М.: МЭИ, 2010. 464 с.: ил. ISBN978-5-383-00466-1.
2. Тевлин С.А. Атомные электрические станции с реакторами ВВЭР-1000 [Текст]: справочник: учебное пособие, 2-е издание, дополненное / С.А. Тевлин. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. 358 с.
3. Особенности электрической части атомных электростанций [Текст]: Фельдман М.Л., Черновец А.К. Л.: Энергия, 1972. 168 с.
4. Проектирование электрической части станций и подстанций [Текст]: Гук Ю.В. и др. Л.: Энергоатомиздат, 1985, 312 с.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]: Неклепаев Б.Н. М.: Энергоатомиздат, 1986, 640 с.
6. Электрическая часть электростанций [Текст]: под ред. С.В. Усова, Л.: Энергоатомиздат, 1987, 616 с.
7. Обоснование технических решений по схемам электроснабжения атомных электростанций [Текст]: Учеб.пособие / Черновец А.К., Шаргин Ю.М, Л.: ЛПИ, 1985, 80 с.
8. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст]: учебник / Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиракова Т.В. М.: Издательский центр «Академия», 2004, 448 с.
9. Электрическая часть станций и подстанций [Текст]: Под ред. А.А. Васильева. М.: Энергоатомиздат, 1990, 562 с.
10. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст]: справочник: учебное пособие / Галина Николаевна Ополева. М.: ИНФРА-М, 2008. 48 с.