

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Электрические станции»

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
И ПОДСТАНЦИЙ

Методическое пособие
для практических занятий

В 2 частях

Часть 1

*Рекомендовано учебно-методическим объединением
в сфере высшего образования Республики Беларусь по образованию
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск
БНТУ
2014

УДК 621.311.2.002.5-83(076.5)(075.8)

ББК 31.277я7

Э45

Рецензенты:

В. А. Анищенко, В. Г. Прокопенко

Авторы:

В. А. Булат, В. Н. Мазуркевич, И. И. Сергей,

Л. В. Тетерина

Электрическая часть электрических станций и подстанций : методическое пособие для практических занятий : в 2 ч. / В. А. Булат [и др.]. – Минск : БНТУ, 2014– . – Ч. 1. – 53 с.

ISBN 978-985-550-392-8 (Ч. 1).

Издание содержит примеры решения задач практических занятий по дисциплинам «Электрическая часть электрических станций», «Производство электроэнергии» и «Электрооборудование АЭС». Приводятся рекомендации и примеры разработки структурных и главных схем КЭС и АЭС, расчета токов КЗ для выбора оборудования.

УДК 621.311.2.002.5-83(076.5)(075.8)

ББК 31.277я7

ISBN 978-985-550-392-8 (Ч. 1)

ISBN 978-985-550-479-6

© Белорусский национальный
технический университет, 2014

Введение

Настоящее методическое пособие предназначено для практических занятий по дисциплинам «Электрическая часть электрических станций», «Производство электроэнергии» и «Электрооборудование АЭС» со студентами специальностей 1-43 01 01 «Электрические станции», 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети», 1-43 01 03 «Электроснабжение» (по отраслям), 1-43 01 09 «Релейная защита и автоматика», 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций». Кроме того, оно может быть руководством при самостоятельном выполнении ими курсового проекта и электрической части дипломного проекта (ДП).

До выполнения электрической части ДП уже определены в предыдущих разделах типы, количество, мощности, числа оборотов турбоагрегатов проектируемой станции. В задании на ДП указаны напряжения выдачи электрической энергии и режимы электропотребления (величины максимальных и минимальных нагрузок) на каждом из них, либо эти данные выдаются.

Выполнение электрической части ДП начинается с выбора синхронных генераторов, соединяемых механически с турбинами, т. е. с определения их типов, мощности и других технических данных. При этом мощность генераторов принимается равной максимальной мощности турбин.

Далее формируют структурную схему выдачи электроэнергии станции, на которой показывают распределительные устройства, трансформаторы, генераторы и связи между ними. В схеме выбирают типы и мощности трансформаторов связи и блочных трансформаторов. После анализа структурной схемы с целью ее оптимизации она уточняется, разрабатываются технически эквивалентные варианты. Определяются приведенные затраты каждого варианта и выбирается оптимальный.

В ДП студентов специальностей 1-43 01 04, 1-43 01 08 структурная схема выдачи мощности принимается без технико-экономического обоснования. По принятой структурной схеме выдачи электроэнергии разрабатывают главную схему электрических соединений и схему электроснабжения собственных нужд каждого турбогенератора. Определяют типы, количество и мощности рабочих и резервных трансфор-

маторов (реакторов) собственных нужд и места их подключения в главной схеме соединений станции. Намечают типы конструктивного исполнения всех распределительных устройств (РУ) станции.

После этого производят расчет токов трехфазных коротких замыканий (КЗ) в точках: на сборных шинах всех напряжений и на выводах блочных генераторов. Далее по номинальным данным места установки выбирают токоведущие части и электрические аппараты главной схемы соединений и схемы собственных нужд. Проверяют выбранное электрооборудование на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ и дополнительно по специфическим параметрам конкретного вида аппарата.

Затем выполняют чертеж главной схемы соединений с надписями на ней марок и параметров выбранного электрооборудования.

В соответствии с указанной последовательностью выполнения КП и ДП излагается материал настоящего пособия. При этом в каждом разделе даются краткие пояснения и приводятся примеры для КЭС и АЭС.

Из-за ограниченности объема издания материал приводится только по разработке структурных схем, главных схем и расчете токов КЗ в них.

В качестве руководства для выполнения других разделов, проектов можно использовать методические указания к курсовому проектированию по дисциплине «Электрическая часть электрических станций и подстанций» [10].

ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КЭС И АЭС

К основному электрооборудованию электростанций относят генераторы и силовые трансформаторы. Генераторы в дипломном проекте подбираются к уже выбранным турбинам. По справочным данным (или результатам поиска в Интернете) подбирают тип, мощность генератора с соответствующим турбине числом оборотов.

При выполнении курсовых проектов студентами специальностей 1-43 01 01, 1-43 01 02, 1-43 01 03, 1-43 01 09 количество, типы и мощности турбин не определяются. Поэтому при выборе числа и мощности генераторов следует руководствоваться следующими соображениями:

1) все генераторы проектируемой станции принимаются однотипными и одинаковой мощности, допустимо применять генераторы двух типов;

2) число генераторов должно быть не менее двух и не более восьми;

3) единичная мощность генераторов не должна превышать 10 % установленной мощности системы, включая мощность проектируемой станции.

Все технические характеристики выбранных генераторов записываются в таблице.

Силовые трансформаторы (Т) структурной схемы выдачи мощности разделяют на блочные и связи. Блочные трансформаторы повышают напряжение генераторов до значения, при котором электроэнергия с шин РУ выдается в энергосистему. Мощность блочных Т определяется с учетом отбора мощности на генераторном напряжении (для питания собственных нужд и нагрузки, близко расположенных к станции потребителей энергии, если они имеются).

Мощность трансформаторов связи РУ разных напряжений определяется расчетным путем анализом перетоков мощности через них в максимальном, минимальном и аварийном режимах работы. Обычно устанавливают два трансформатора связи. При этом выбирают мощность трансформатора с учетом допустимой длительной аварийной перегрузки (по максимальному перетоку мощности).

Один трансформатор связи устанавливают, если оба РУ связываемых напряжений имеют другие источники питания. Его мощность определяют с учетом допустимой систематической нагрузки мощностью больше номинальной.

При выборе трансформаторов следует применять трехфазные трансформаторы. Только при отсутствии трехфазных трансформаторов необходимой мощности применяют группу из трех однофазных. Блочные трансформаторы, от генераторов которых есть отбор мощности только на собственные нужды, не имеют регулировки напряжения под нагрузкой (за исключением блочных автотрансформаторов (АТ)). Трансформаторы связи обязательно имеют регулировку напряжения под нагрузкой. Если трансформаторы связи связывают два РУ, низшее напряжение которых равно или больше 110 кВ, то вместо трансформаторов применяют более экономичные АТ.

Блочные трансформаторы генераторов, от которых осуществляется отбор мощности на генераторном напряжении для питания близко расположенных потребителей, обязательно должны иметь регулировку напряжения под нагрузкой.

Составление структурной схемы КЭС и выбор ее основного электрооборудования

Составление структурной схемы КЭС

Рассмотрим структурные схемы для электростанций районного типа (КЭС). Поскольку нагрузка на генераторном напряжении отсутствует, то в основу построения схемы положен блочный принцип. На рис. 1 приведены схемы блоков генератор-трансформатор. Укрупнение блоков экономически целесообразно. Однако мощность не должна превышать допустимой по условиям устойчивости и резервирования в системе.

В блоках между генератором и двухобмоточным трансформатором в соответствии с [1], как правило, должен устанавливаться генераторный выключатель (допускается применять, выключатель нагрузки).

Если мощность проектируемой КЭС выдается на одном повышенном напряжении, то все блоки присоединяют к РУ этого напряжения и решается лишь вопрос о виде исполнения блоков.

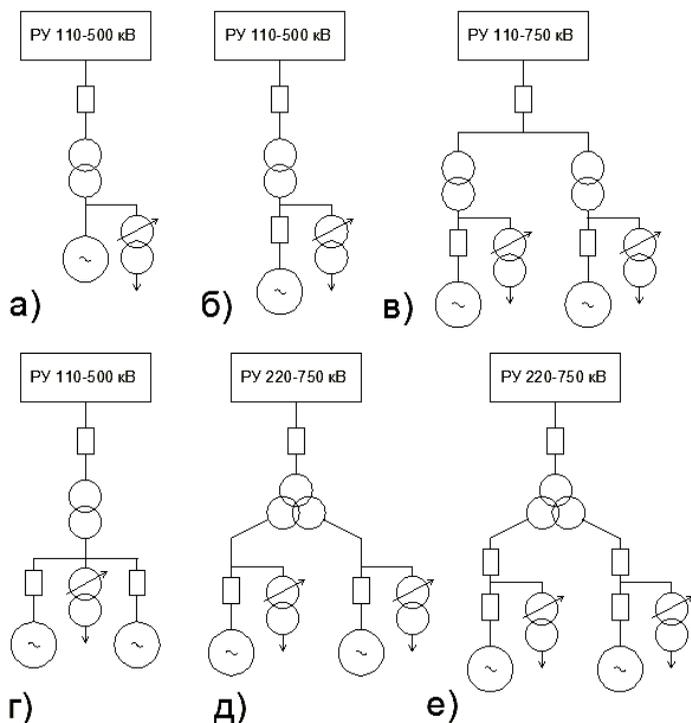


Рис. 1. Схемы блоков генератор-трансформатор:

a – единичного без генераторного выключателя; *б* – единичного с генераторным выключателем; *в* – объединенного; *г* – укрупненного; *д*, *е* – сдвоенного

Если на электростанции предполагаются два повышенных напряжения, причем сети обоих напряжений эффективно заземленные, то возможны следующие варианты построения структурной схемы: с отдельными автотрансформаторами связи между РУ высокого и среднего напряжений (рис. 2, б); с использованием для одного или двух генераторов блочных повышающих автотрансформаторов, которые одновременно обеспечивают связь между РУ двух напряжений (рис. 2, в); с двумя двухобмоточными трансформаторами разной мощности в блоке (рис. 2, г). Последняя схема целесообразна лишь при малой нагрузке на среднем напряжении – не более 15 % номинальной мощности генератора.

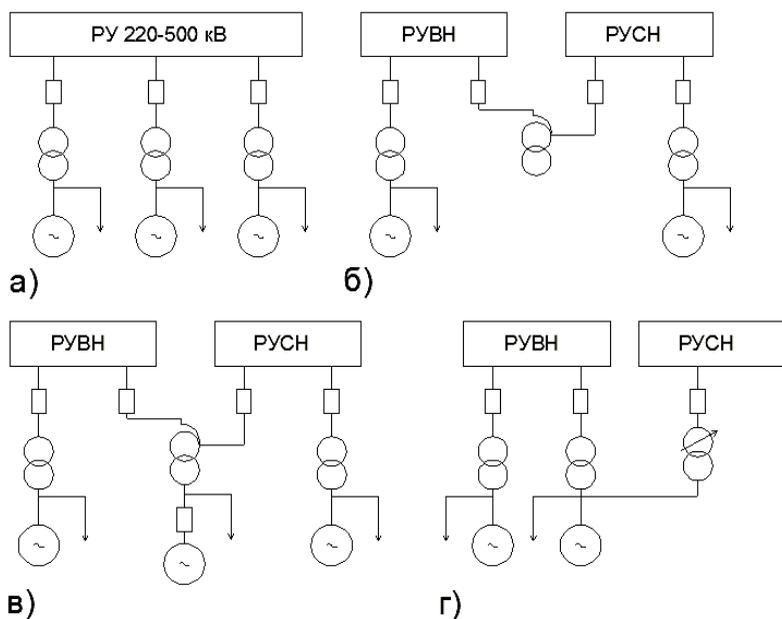


Рис. 2. Структурные схемы электростанций с мощными блоками

В схеме с отдельными автотрансформаторами связи суммарная мощность блоков, присоединенных к РУ среднего напряжения, должна примерно соответствовать максимальной мощности, выдаваемой в сеть среднего напряжения. Схему с повышающими блочными автотрансформаторами составляют таким образом, чтобы в РУ среднего напряжения имел место некоторый избыток генерирующей мощности. Эта рекомендация обусловлена тем обстоятельством, что повышающий автотрансформатор по условию загрузки общей обмотки (при номинальной нагрузке третичной обмотки) допускает передачу дополнительной мощности, со стороны среднего напряжения на сторону высокого напряжения, но не в обратном направлении.

В случае когда сеть среднего напряжения незаземленная или компенсированная (35 кВ), вместо автотрансформаторов предусматривают трехобмоточные трансформаторы.

На КЭС экономически целесообразно устанавливать агрегаты возможно больших мощностей, рекомендуются агрегаты по 160, 200 (220), 320, 500 и 800 МВт.

Выбор трансформаторов в структурной схеме КЭС

Мощность двух- или трехобмоточного трансформатора, работающего в блоке с одним генератором, принимается большей или равной мощности генератора в МВ·А (при номинальном коэффициенте мощности). На КЭС со средним напряжением 110 кВ и выше вместо трехобмоточных трансформаторов обычно применяют автотрансформаторы.

Количество блоков с трехобмоточными трансформаторами (автотрансформаторами) принимают не более двух.

Если генератор без местной нагрузки включается в блок с повышающим автотрансформатором, то расчетная мощность последнего определяется максимальной нагрузкой третичной обмотки, к которой присоединен генератор:

$$S'_{\text{расч}} \approx \frac{P_{\text{ном}}}{\cos \varphi_{\text{Г.ном}} \cdot K_{\text{тип}}},$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная активная мощность генератора;

$\cos \varphi_{\text{Г.ном}}$ – номинальный коэффициент мощности генератора;

$$K_{\text{тип}} = \frac{U_{\text{вн}} - U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{S_{\text{тип}}}{S_{\text{ном}}} - \text{коэффициент типовой мощности авто-}$$

трансформатора ($U_{\text{вн}}$, $U_{\text{сн}}$ – номинальные значения высшего и среднего напряжений); $S_{\text{тип}}$ – типовая мощность автотрансформатора.

После выбора номинальной мощности автотрансформатора проверяется возможность передачи через него максимальной мощности из РУ среднего в РУ высшего напряжения. Если такой режим недопустим, то изменяют или число блоков присоединенных к РУ среднего напряжения, или число автотрансформаторов.

Расчетная мощность автотрансформаторов связи, включенных между РУ высшего и среднего напряжения, определяется на основе анализа перетоков мощности между этими РУ в нормальном и аварийном режимах. В частности необходимо рассмотреть отключение одного из блоков, присоединенных к РУ среднего напряжения. При выборе числа автотрансформаторов связи учитывают, во-первых, требуемую надежность электроснабжения потребителей сети среднего напряжения, а во-вторых – допустимость изолированной работы блоков на РУ

среднего напряжения. Если нарушения связи между РУ высшего и среднего напряжений влекут за собой недоотпуск электроэнергии потребителям или окажется, что минимальная нагрузка сети среднего напряжения ниже технологического минимума мощности отделившихся блоков, то предусматриваются два автотрансформатора связи.

Таким образом, при установке одного автотрансформатора связи мощность последнего определяется:

$$S_{\text{ат.ном}} \geq S_{\text{пер.макс}},$$

где $S_{\text{пер.макс}}$ – максимальный переток мощности.

При установке двух автотрансформаторов мощность каждого из них принимается равной

$$S_{\text{ат.ном}} \geq \frac{S_{\text{пер.макс}}}{1,2},$$

где коэффициент 1,2 учитывает допустимую длительную перегрузку автотрансформатора.

Пример составления структурной схемы КЭС и выбора основного электрооборудования

Пример 1. КЭС имеет связь с энергосистемой мощностью 7000 МВт по двум линиям электропередач напряжением 500 кВ. Сопротивление энергосистемы в относительных единицах, приведенное к номинальным параметрам системы, – $X_{*c} = 0,8$. Длина линий электропередач – 400 км.

Вырабатываемая на КЭС электроэнергия будет выдаваться на двух напряжениях: 300 МВт местному промышленному району нагрузки на напряжение 220 кВ и по двум линиям 500 кВ в систему. Аварийный резерв системы – $P_{\text{рез}} = 700$ МВт. Допустимая потеря генерирующей мощности по условию устойчивости – $P_{\text{доп.уст}} = 900$ МВт. КЭС работает в базовом режиме. Мощность собственных нужд КЭС – $P_{\text{с.н}} = 0,06 \cdot P_{\text{кэс}}$. Минимальная нагрузка на 220 кВ составляет 250 МВт.

Решение. Согласно ранее изложенным указаниям составляем два технически возможных варианта структурной схемы (представлены на рис. 3). В соответствии с рекомендациями для обоих вариантов

предусматриваем установку четырех блоков единичной мощностью по 500 МВт. Принимаем к установке генераторы ТВВ-500-2ЕКУЗ с параметрами $P_{\text{ном}} = 500 \text{ МВт}$, $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$, $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,85$, $X_{*d}'' = 0,242$, схема соединения обмоток статора YY .

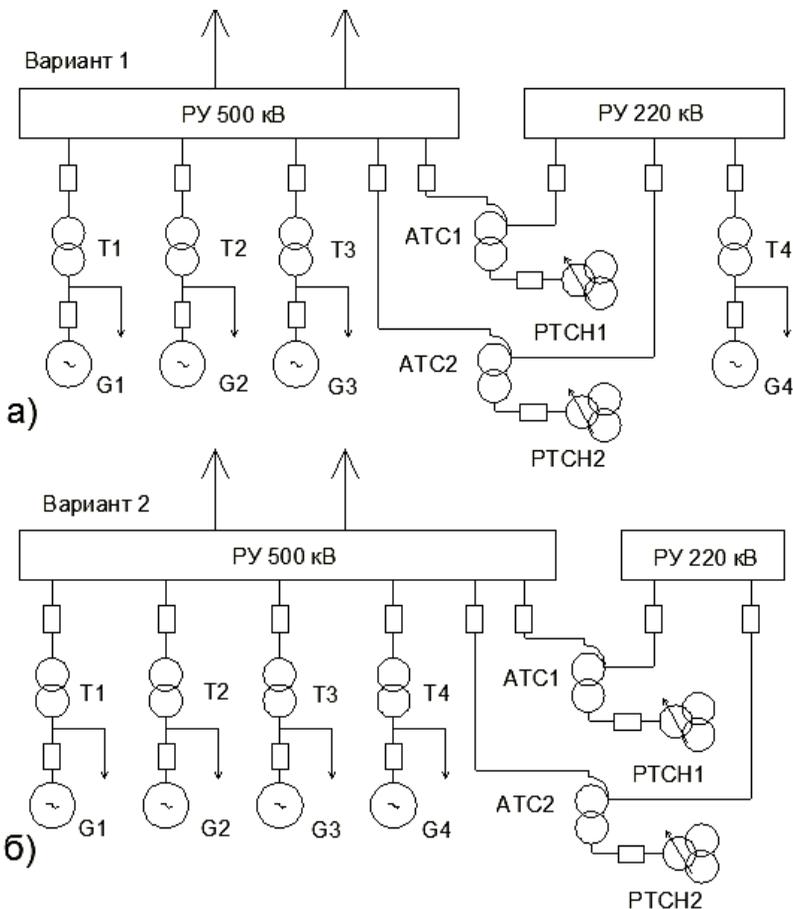


Рис. 3

Максимальная нагрузка сети 220 кВ (300 МВт) значительно меньше мощности блока (500 МВт). Поэтому в выбранных вариантах с отдельными автотрансформаторами связи между РУ высшего и среднего напряжений к РУ 220 кВ целесообразно присоединить только

один блок (вариант 1) или осуществлять электроснабжение сети 220 кВ через два автотрансформатора связи (АТС1 и АТС2), подключив все блоки к РУ 500 кВ (вариант 2).

Генераторы соединяем с повышающими трансформаторами по схеме единичного блока. Применение укрупненных или объединенных блоков исключается, так как мощность такого блока будет превышать $P_{\text{доп.уст}} = 900$ МВт. Генераторные выключатели предусматриваем во всех блоках.

Выбираем трансформаторы и автотрансформаторы структурной схемы.

Расчетная мощность трансформатора блока

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\cos \varphi_{\text{Г.ном}}} = \frac{500}{0,85} = 588 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По справочнику выбираем трансформатор с номинальной мощностью ближайшей большей по отношению к расчетной, т. е. $S_{\text{ном}} = 630 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Таким образом, к РУ 500 кВ в обоих вариантах генераторы подключаем через трансформаторы типа ТЦ-630000/500, а к РУ 220 кВ (вариант 1) – через трансформатор типа ТЦ-630000/220.

В варианте 1 связь между РУ 500 и 220 кВ должна быть очень надежной, так как энергоблок Г4 не может работать изолированно на сеть 220 кВ: максимальная нагрузка местного района меньше мощности блока.

Поэтому выбираем два автотрансформатора связи АТС1 и АТС2.

Для оценки $S_{\text{расч}}$ в нормальном режиме максимальная нагрузка на каждый АТС составляет 100 МВА:

$$\left[\left(\frac{500}{0,85} - 0,06 \frac{500}{0,85} - \frac{300}{0,85} \right) / 2 \right],$$

а при отказе одного АТС – 200 МВА.

При отказе блока Г4 в период максимума нагрузок максимальная нагрузка на один АТС будет равна

$$S_{\text{атс}} = \frac{1}{2} \frac{P_{\text{мах}}}{\cos \varphi} = \frac{1}{2} \frac{300}{0,85} = 177 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

При отказе АТС в период максимальных нагрузок, когда блок № 4 выведен в плановый ремонт, оставшийся в работе АТС будет передавать мощность

$$S_{\text{атс}} = \frac{250}{0,85} = 294 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Анализ нормального и аварийного режима показывает, что $S_{\text{расч}} = 294 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

С учетом перегрузки $S_{\text{ном}}$ АТС должна быть

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{K_{\text{п.ав}}} = \frac{294}{1,2} = 245 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем два автотрансформатора типа АДЦТН с $S_{\text{ном}} = 250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

В варианте 2 для обеспечения необходимой надежности электропитания промышленного района нагрузки предусматриваем также два автотрансформатора связи АТС1 и АТС2. При отказе одного АТС в период максимума нагрузки

$$S_{\text{ном}} = \frac{300}{0,35} = 353 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\text{Тогда } S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{K_{\text{п.ав}}} = \frac{353}{1,2} = 294 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

С учетом возможности дальнейшего роста нагрузки сети 220 кВ выбираем два автотрансформатора типа АДЦТН с $S_{\text{ном}} = 320 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Далее произведем технико-экономическое сравнение вариантов структурных схем. Как правило, экономически целесообразный вариант определяется минимумом приведенных затрат.

В связи с учебным характером проекта сравнение вариантов можно произвести по капиталовложениям в сооружение электроустановки. Для уменьшения объема вычислений целесообразно исключить из расчета капиталовложения, которые являются одинаковыми для всех вариантов.

Результаты подсчета капиталовложений приведем в табл. 1.

Таблица 1

Оборудование	Стоимость, единицы, у. е.	Варианты			
		1-й		2-й	
		К-во единиц	Общественное, у.е.	К-во единиц	Общественное, у. е.
Трансформаторы:					
ТЦ-630000/500	585	3	1755	4	2340
ТЦ-630000/220	418,5	1	418,5	–	–
Автотрансформаторы:					
АТДЦТН-250000/500/220	300	2	600	–	–
АТДЦТН-320000/500/220	350	–	–	2	700
Ячейки выключателей:					
500 кВ	175	5	875	6	1050
220 кВ	85	3	255	2	170
		Σ	3903,5		4260

В результате по минимуму капиталовложений оказывается наилучшим вариант 1, который и принимаем к дальнейшему рассмотрению.

Пример составления структурной схемы выдачи мощности АЭС

В настоящее время на АЭС устанавливают турбоагрегаты больших единичных мощностей: 220, 500, 800, 1000, 1200 МВт. Выдача электроэнергии осуществляется на одном, двух или более уровнях высокого и сверхвысокого напряжения (110–750 кВ).

Пример 2. Выбрать основное электрооборудование и разработать структурную схему выдачи энергии АЭС, на которой намечается установка двух реакторов на 1000 МВт и одного на 1200 МВт и следующих турбогенераторов: $4 \times 500/1500 + 1 \times 1200/3000$. Электроэнергия выдается по двум ЛЭП-750 кВ ($l = 140$ км) в энергосистему мощностью $S_{эн} = 7000$ МВА ($X_{*си} = 0,28$) и на напряжении 330 кВ. Двумя линиями РУ 330 кВ АЭС связано с КЭС-2400 ($l_{лэп} = 100$ км). Максимальная нагрузка РУ 330 кВ составляет 800 МВА.

Решение. По справочным данным [3, 4] к указанным в исходных данных турбинам подбираем генераторы. Их типы и технические характеристики приводим в табл. 2.

Таблица 2

Тип генератора	К-во, шт.	$P_{\text{ном}}$, МВт	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	X_d'' , о.е	T_a , с	Схема соединения обмоток	Система возбуждения
ТВВ-500-4УЗ	4	500	588	20	0,243	0,44		СТС
ТЗВ-1200-2УЗ	1	1200	1333	24	0,23	0,32		СБД

Турбогенератор ТВВ-500-4УЗ предназначен для соединения с турбиной, имеющей 1500 об/мин. Обмотка статора выполнена двумя параллельными ветвями, каждая из которых соединена звездой. Охлаждается обмотка непосредственно водой, обмотка ротора и активная сталь охлаждаются непосредственно водородом. Система возбуждения генератора – тиристорная самовозбуждения.

Турбогенератор ТЗВ-1200-2УЗ шестифазный и имеет две трехфазные обмотки, каждая из которых выполнена двумя параллельными ветвями, соединенными звездой. ЭДС обмоток сдвинута на 30°. Обмотки рассчитаны на 50 % номинальной мощности.

Для работы в блоке с таким генератором изготавливаются однофазные трансформаторы с двумя обмотками низшего напряжения и двумя обмотками высшего напряжения. В трехфазной группе для компенсации сдвига ЭДС обмоток статора генератора одна обмотка низшего напряжения трансформатора соединяется по схеме треугольник, а другая – по схеме звезды.

Генератор имеет полное водяное охлаждение. Корпус статора заполнен воздухом. Система возбуждения – бесщеточная диодная.

Генераторы соединяются с повышающими трансформаторами по схеме блока генератор-трансформатор.

Блоки генератор-трансформатор 500 МВт могут присоединяться к РУ напряжением 220 кВ и выше, а генераторы 1200 МВт – к РУ 330 кВ и выше [1, 8]. Поскольку согласно исходным данным нагрузка РУ 330 кВ составляет 800 МВА, то, чтобы избежать двойной транс-

формации одной и той же мощности, целесообразно к РУ 330 кВ подключить два блока 500 МВт одного ядерного реактора. Остальные блоки подключаются к РУ 750 кВ. Для уменьшения затрат на сооружение РУ 750 кВ блоки по 500 МВт объединяем на стороне 750 кВ [1, 4].

Связь между РУ 750 кВ и РУ 330 кВ выполним автотрансформаторами. Так как РУ 750 кВ и РУ 330 кВ имеют независимые источники питания, то для связи этих РУ достаточно установить один автотрансформатор связи [1, 5, 8].

Разработанная структурная схема выдачи мощности приведена на рис. 4.

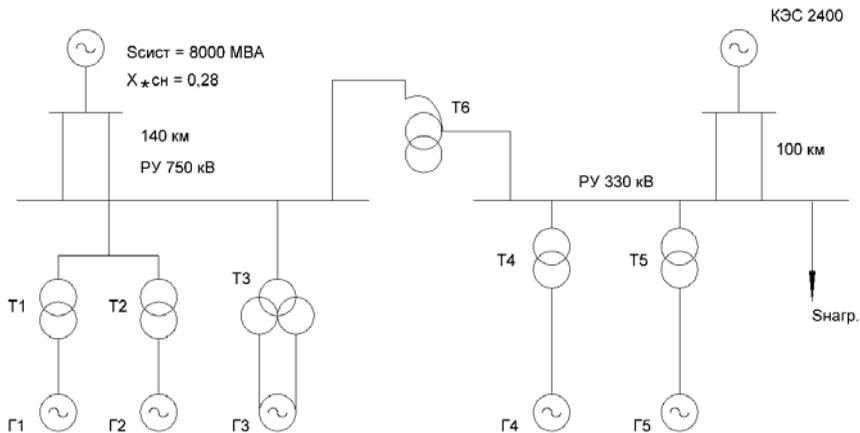


Рис. 4

Выбираем блочные трансформаторы. Для Г1 и Г2 подбираем по [4] трансформаторы ТЦ-⁶³⁰/₇₅₀, для Г4 и Г5 – ТЦ-⁶³⁰/₃₃₀, для Г3 – 3хОРЦ-⁴¹⁷/₇₅₀ с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

Для выбора мощности АТ связи определим перетоки мощности в максимальном и аварийном режимах. При максимальной нагрузке

$$\begin{aligned}
 S_{\text{перег. max}} &= (S_{Г4} - S_{СНГ4}) + (S_{Г5} - S_{СНГ5}) - S_{\text{нагр.330}} = \\
 &= (588 - \frac{14}{100} \cdot 500 \cdot 0,8) + (588 - \frac{14}{100} \cdot 500 \cdot 0,8) - 800 = 264 \text{ МВА},
 \end{aligned}$$

где $S_{СНГ4} = S_{СНГ5} = P_{Г} \cdot \alpha \cdot K_{сн}$ – максимальная мощность, потребленная на собственные нужды генераторов;

$\alpha = 14\%$ – мощность, потребляемая на собственные нужды в процентах от мощности генератора [7, 8];

$K_{сн} = 0,8$ – коэффициент спроса, для АЭС равен 0,8 [5].

Таким образом, в режиме максимальных нагрузок переток мощности с РУ 330 кВ к РУ 750 кВ составляет 264 МВА. При аварийном отключении ядерного реактора оба генератора 500 МВт будут автоматически остановлены. В этом случае поток мощности с шин РУ 750 кВ на шины РУ 330 кВ составит 800 МВА. По этой мощности и выберем автотрансформаторную группу из трех АТ:

$$3 \times \text{АОДЦТН} - 333 / \frac{750}{\sqrt{3}} / \frac{330}{\sqrt{3}} S_{\text{ном}} = 3 \cdot 333 = 999 \text{ МВА.}$$

Технические характеристики выбранных трансформаторов приведены в табл. 3.

Таблица 3

Номер трансформатора в структурной схеме	Тип	U_k в-н, %	U_k в-с, %	U_k с-н, %	Схема соединения обмоток и групп соединения
T1 и T2	ТЦ – 630/750/20	11	–	–	 - 11
T3	3×ОРЦ – 417/750/24	15	–	–	 - Y -11-0
T4 и T5	ТЦ – 630/330/20	11	–	–	 - 11
T6	3×АОДЦТН – $333 / \frac{750}{\sqrt{3}} / \frac{330}{\sqrt{3}}$	28	10	17	 - Авто / Δ -0- 11

РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЙ И СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Разработка главной схемы соединений и схемы электроснабжения собственных нужд каждого блока состоит в определении числа присоединений в каждом из РУ, выборе по рекомендациям [1, 2, 9] схемы соединений и типа конструктивного исполнения каждого РУ, по рекомендациям [1, 8] разрабатывают схему электроснабжения собственных нужд.

Число присоединений в каждом из РУ ($n_{\text{прис.РУ}}$) определяют по составленной структурной схеме выдачи мощности. Оно рассчитывается как сумма числа отходящих к потребителям линий $n_{\text{п}}$, числа линий связи с системой (другими станциями) $n_{\text{с}}$; числа трансформаторов связи и питающих трансформаторов, подключенных к данному РУ $n_{\text{т}}$:

$$n_{\text{прис.РУ}} = n_{\text{п}} + n_{\text{с}} + n_{\text{т}}.$$

Количество отходящих линий определяется исходя из дальности передачи и экономической целесообразности величин передаваемых мощностей по одной линии ($P_{\text{ЭК}}$) [4, 5, 10]:

$$n_{\text{п}} \geq \frac{P_{\text{max}} \cdot n}{P_{\text{ЭК}}},$$

где $P_{\text{max } n}$ – максимальная мощность нагрузки данного РУ.

Значения $n_{\text{с}}$ и $n_{\text{т}}$ устанавливаются по схеме выдачи мощности.

Определив число присоединений по рекомендациям [1, 5] выбирают схемы каждого из РУ, руководствуясь экономической целесообразностью и надежностью работы конкретной схемы (без технико-экономического обоснования).

Тип конструктивного исполнения РУ принимают в зависимости от уровня напряжения и конкретных условий места сооружения станции. В большинстве случаев можно принимать: для РУ потребителей 6–35 кВ – комплектное РУ (КРУ); для генераторного распределительного устройства 6–10 кВ сооружают закрытое РУ (ГРУ); РУ ≥ 110 кВ в большинстве случаев при нормальных условиях окружающей среды выполняют открытыми – ОРУ. Только в условиях стесненной пло-

щадки или высокой загрязненности окружающей среды $P_U \geq 110$ кВ выполняют закрытыми или комплектными элегазовыми (КРУЭ) [4].

Питание потребителей собственных нужд турбогенераторов осуществляется на двух уровнях напряжений: 6 или 10 кВ и 0,4 кВ. Напряжение 6 кВ применяется для генераторов до 1000 МВт включительно; 10 кВ – для генераторов более 1000 МВт. Напряжение 0,4 кВ получают путем последовательной трансформации от 6 (10) кВ.

Рабочее питание потребителей собственных нужд напряжением 6 (10) кВ осуществляется путем отбора мощности от генераторов с помощью понижающих трансформаторов (реакторов – когда номинальное напряжение генератора 6 кВ). Эти трансформаторы (реакторы) разных генераторов работают раздельно. Мощности рабочих

трансформаторов (в МВА) определяются по отношению $\frac{P_{сн.маx}}{P_{ном.г}}$ %, и зависят от типа электростанции, вида топлива или вида теплоносителя для АЭС [4, 5]:

$$S_{сн} \geq P_{сн.маx} \cdot K_c,$$

где $P_{сн.маx} = P_{ном.г} \cdot P_{сн.маx\%}$ – максимальная мощность потребления на собственные нужды конкретного генератора;

K_c – коэффициент спроса, для ТЭЦ – $K_c = 0,8$; для КЭС – $K_c = 0,85 \dots 0,9$; для АЭС – $K_c = 0,8$ [5].

Если расчетная мощность рабочего трансформатора собственных нужд (ТСН) меньше или равна 16 МВА, то применяется один двухобмоточный трансформатор. При мощностях 25–63 МВА используется один трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения. При этом каждая из обмоток обеспечивает электроснабжение отдельной секции собственных нужд этого генератора (обычно при $P_g \geq 165$ мВт). В случае, когда расчетная мощность ТСН превышает 63 МВА, на генератор устанавливаются два трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

Кроме рабочего источника питания собственных нужд обязательно предусматривается резервный источник. Он подключается к главной схеме в таком месте, чтобы режим его работы не зависел от режима работы рабочего питания. Количество резервных источников питания, их мощность и схема соединения обмоток зависят от типа станции и схемы выдачи ее мощности [1, 2, 5].

На ТЭЦ с ГРУ на шесть рабочих предусматривается один резервный трансформатор собственных нужд. Мощность его равна мощности наиболее мощного из резервируемых трансформаторов. Группа соединений резервного трансформатора должна обеспечивать возможность параллельной его работы с любым из рабочих. Резервный трансформатор подключается отпайкой к трансформатору связи.

На блочных ТЭС, имеющих генераторные выключатели, число резервных трансформаторов принимают: один при двух блоках, один присоединенный и один готовый к замене – при трех и более. Если энергоблоки не имеют генераторных выключателей, то при двух блоках предусматривается один пускорезервный трансформатор; два пускорезервных трансформатора устанавливаются при числе блоков от трех до шести. При большем числе блоков предусматривается третий резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, но готовый к замене любого рабочего ТСН. Мощность пускорезервных трансформаторов примерно в 1,5 раза больше мощности рабочих ТСН.

На АЭС на каждый рабочий ТСН предусматривается резервный той же мощности. На блочных станциях резервные и пускорезервные ТСН присоединяются к РУ ВН имеющие связь с системой. Все трансформаторы собственных нужд должны иметь регулирование напряжения под нагрузкой (РПН).

Пример разработки главной схемы и схемы собственных нужд АЭС

Пример 3. Разработать главную схему и схему электроснабжения собственных нужд АЭС, структурная схема выдачи мощности которой представлена на рис. 4.

Решение. Определим число соединений в РУ 330 кВ.

$$n_{\text{пр.330}} = n_{\text{п}} + n_{\text{с}} + n_{\text{т}} = \frac{S_{\text{max н}} \cdot \cos \varphi_{\text{н}}}{P_{\text{ЭК330}}} + n_{\text{с}} + n_{\text{т}} =$$

$$= \frac{800 \cdot 0,85}{350} + 3 + 2 = 7,$$

где $n_{\text{с}} = 2$ – число линий связи с КЭС (см. рис. 4);

$n_{\text{т}}$ – число соединений трансформаторов к РУ 330 кВ.

По рекомендациям [1, 5] при таком числе присоединений в РУ 330 кВ принимаем схему 3/2 выключателя на присоединение (цепь).

Определим число присоединений в РУ 750 кВ. Для этого рассчитаем величину максимальной мощности, выдаваемой от АЭС на напряжении 750 кВ:

$$S_{750} = \sum(S_{\Gamma} - S_{\text{сн.}\Gamma}) - S_{\text{нагр.330}} = \\ = 4 \cdot (588 - 56) + (1333 - 134,4) - 800 = 2526,6 \text{ МВА.}$$

По одной ЛЭП 750 кВ можно передать 2000 МВА [3, 4], таким образом, 2 ЛЭП 750 кВ обеспечат выдачу всей мощности АЭС в систему. Тогда число присоединений в РУ 750 кВ

$$n_{\text{п}} = n_{\text{с}} + n_{\text{т}} = 2 + 3 = 5.$$

Учитывая, что для компенсации зарядной мощности ЛЭП 750 кВ и регулирования напряжения в сети 750 кВ на ЛЭП необходима установка шунтирующего реактора [1], общее число присоединений получается равным 7. В результате и для РУ 750 кВ принимаем схему 3/2 выключателя на присоединение.

Выберем рабочие трансформаторы собственных нужд генераторов. Определим максимальную мощность, потребляемую системой собственных нужд турбогенератора 500 МВт:

$$S_{\text{сн.500}} = \frac{P_{\text{сн}} \%}{100} \cdot P_{\Gamma} \cdot K_{\text{сп}} = \frac{14}{100} \cdot 500 \cdot 0,8 = 56 \text{ МВА,}$$

где $P_{\text{сн}} \% = 14 \%$ – отношение максимальной мощности потребления системой собственных нужд генератора к номинальной мощности генератора на АЭС [5, 7, 8].

В качестве рабочего трансформатора собственных нужд принимаем трансформатор ТРДНС-63/20/6,3-6,3.

Для турбоагрегата 1200 МВт:

$$S_{\text{сн.1200}} = \frac{P_{\text{сн}} \%}{100} \cdot P_{\Gamma} \cdot K_{\text{сп}} = \frac{14}{100} \cdot 1200 \cdot 0,8 = 134,4 \text{ МВА.}$$

В качестве рабочего источника питания собственных нужд принимаем два трансформатора ТРДНС-80-24/10,5-10,5 кВ.

Согласно нормам технологического проектирования АЭС на каждый рабочий трансформатор собственных нужд должен быть один резервный. Для снижения затрат предусматриваем подключение резервных трансформаторов к РУ 330 кВ попарно. Количество резервных трансформаторов равно шести. Поскольку на АЭС кроме потребителей собственных нужд турбоагрегатов имеются общестанционные потребители, то для их питания предусматриваем установку двух трансформаторов мощностью 63 МВА каждый (ТРДНС-63/330/10,5-10,5) [7]. Общестанционные трансформаторы собственных нужд также подключаем к шинам РУ 330 кВ, но каждый отдельно.

В результате число присоединений в РУ 330 кВ возрастает до десяти. В соответствии с рекомендациями [1, 4] в выбранной схеме РУ 330 кВ предусматриваем секционирование обеих систем сборных шин.

Конструктивно РУ 330 кВ и РУ 750 кВ выполняем открытого типа, а РУ собственных нужд – комплектными (КРУ).

Согласно нормам технологического проектирования АЭС в блоке между генератором и трансформатором должен устанавливаться генераторный выключатель.

Таким образом, упрощенная главная схема электрических соединений АЭС имеет вид, представленный на рис. 5.

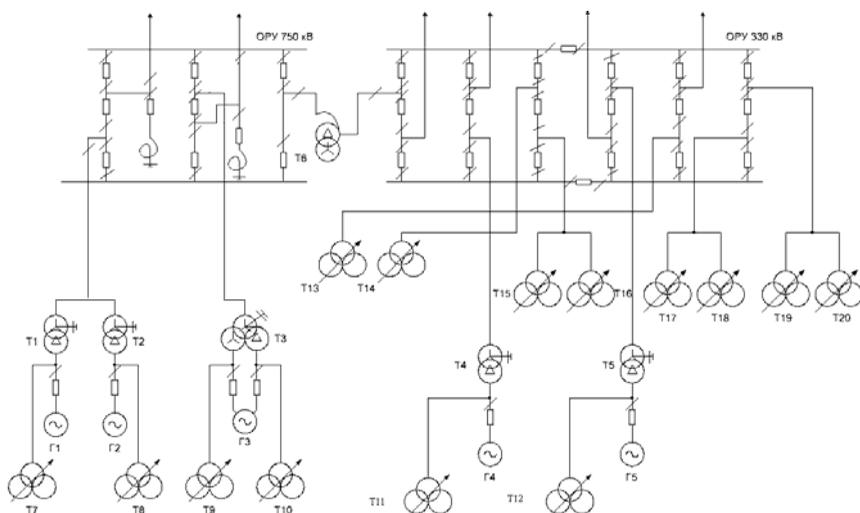


Рис. 5. Упрощенная главная схема АЭС

РАСЧЕТ ТКЗ ДЛЯ ВЫБОРА ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Расчет ТКЗ выполняют для последующего выбора и проверки электрических аппаратов и токоведущих частей главной схемы станции на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Расчетным видом КЗ при этом является трехфазное.

Порядок расчета:

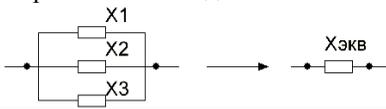
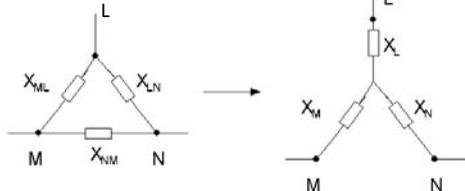
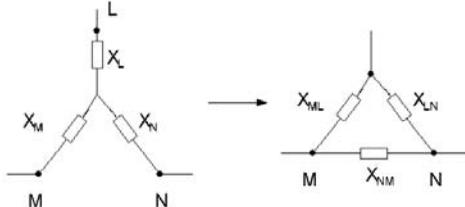
1. По разработанной главной схеме станции и исходным данным задания на проектирование составляется расчетная схема, т. е. однолинейная электрическая схема, включающая в себя главную схему проектируемой станции, линии связи ее с системой и другими станциями, генерирующие источники системы и других станций. При этом все РУ независимо от схемы их соединения показываются одной линией (рис. 4).

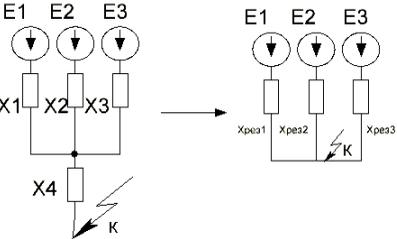
2. На расчетной схеме намечаются точки КЗ, соответствующие наиболее тяжелым условиям работы оборудования при КЗ: на сборных шинах РУ всех напряжений станции, на выводах блочных генераторов, за линейным реактором 6–10 кВ (если он есть), за трансформаторами (реакторами) собственных нужд. Общее количество точек не должно превышать трех–пяти.

3. По расчетной схеме составляется эквивалентная схема замещения, на которой генераторы, трансформаторы, реакторы, линии электропередач показываются своими сопротивлениями, а ЭДС источников питания – точками с указанием их величины. При этом сопротивления элементов схемы могут определяться в именованных или относительных базисных единицах [1, 2, 5 и др.]. При использовании относительных единиц выбираются базисная мощность (S_6) и напряжение (U_6), в качестве которого принимается среднее номинальное значение напряжения, на котором рассчитывается ТКЗ (770, 515, 230, 115, 37, 10, 5, 20, 24, 6,3 кВ) [1].

4. Далее расчет проводится на ЭВМ или вручную. При ручном расчете для каждой точки КЗ схема замещения преобразовывается до простейшего вида, при котором каждый источник ЭДС связан с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением. При этом те части и элементы схемы, по которым при рассмотрении конкретной точки КЗ ток КЗ не протекает, не учитываются (отбрасываются). Формулы для упрощения схем приведены в табл. 4.

Основные формулы для преобразования
и упрощения схем замещения

Преобразование	Эквивалентное сопротивление
1	$X_{\text{ЭКВ}}$
Последовательное сложение нескольких сопротивлений 	$X_{\text{ЭКВ}} = X_1 + X_2 + \dots + X_n$
Параллельное соединение 	$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{1}{Y_{\text{ЭКВ}}} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \dots + \frac{1}{X_n}}$
Преобразование треугольника в эквивалентную звезду 	$X_L = \frac{X_{LN} \cdot X_{ML}}{X_{LN} + X_{ML} + X_{NM}}$ $X_N = \frac{X_{LN} \cdot X_{MN}}{X_{LN} + X_{ML} + X_{MN}}$ $X_M = \frac{X_{ML} \cdot X_{NM}}{X_{LN} + X_{ML} + X_{NM}}$
Преобразование звезды в эквивалентный треугольник 	$X_{LN} = X_L + X_N + \frac{X_L \cdot X_N}{X_M}$ $X_{NM} = X_N + X_M + \frac{X_N \cdot X_M}{X_L}$ $X_{ML} = X_M + X_L + \frac{X_M \cdot X_L}{X_N}$
Замена нескольких источников эквивалентным 	$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{1}{Y_{\text{ЭКВ}}} \sum_1^n Y_n \cdot E_n$ $Y_{\text{ЭКВ}} = \frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}$ $X_{\text{ЭКВ}} = \frac{1}{Y_{\text{ЭКВ}}}$

1	2
<p>Разделение связанных цепей (преобразование в лучевую схему)</p> 	<p>Определяют результирующее сопротивление</p> $X_{рез} = X_{экв} + X_4,$ <p>где $X_{экв} = X_1 X_2 X_3$.</p> <p>Коэффициенты распределения по лучам</p> $C_1 = \frac{X_{экв}}{X_1}, C_2 = \frac{X_{экв}}{X_2}, C_3 = \frac{X_{экв}}{X_3}$ <p>Результирующие сопротивления лучей</p> $X_{рез1} = \frac{X_{рез}}{C_1}, X_{рез2} = \frac{X_{рез}}{C_2},$ $X_{рез3} = \frac{X_{рез}}{C_3}$

По закону Ома для каждого источника определяется начальное значение периодической составляющей и ударный ток КЗ. Складывая токи от всех источников, определяют полный ток КЗ в конкретной точке КЗ [4].

Поскольку при выборе выключателей требуется проверка его отключающей способности, необходимо определить периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ в момент размыкания контактов выключателя

$$\tau = t_{pz \min} + t_{св},$$

где $t_{pz \min}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты, с; для генераторов, трансформаторов, сборных шин $t_{pz \min} = 0,01$ с;

$t_{св}$ – собственное время отключения применяемого выключателя (зависит от типа и марки выключателя).

Методика определения периодической и апериодической составляющих тока КЗ в любой момент времени изложена в [1, 2, 4, 5].

Периодическая составляющая тока КЗ при значительном удалении точки КЗ от источника (генератора), т. е. отделена от генератора или группы генераторов двумя последовательно включенными трансформаторами, двумя расщепленными обмотками трансформатора или находится за реактором – считается неизменной ($I_{пт} = I_{п0}$).

В случае когда точка КЗ находится вблизи одних источников и удалена от других расчет, $I_{пт}$ производится по методу типовых кривых, приведенных на рис. 6.

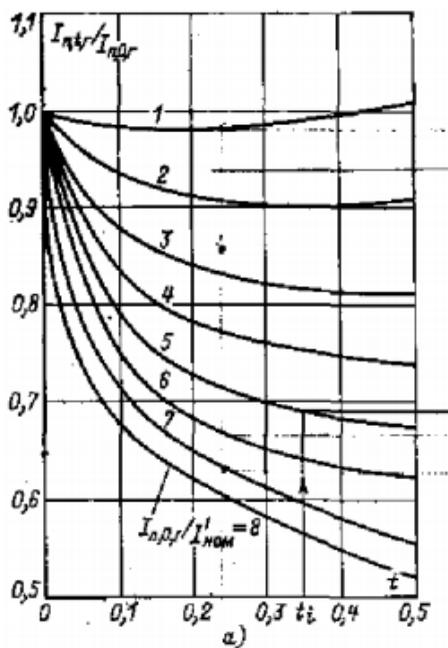


Рис. 6. Типовые кривые определения затухания периодической составляющей тока КЗ

Для определения $I_{пт}$ рассчитывается относительное значение тока КЗ от генератора или нескольких однотипных генераторов этого источника:

$$I_{*Г.НОМ} = \frac{I_{п0Г}}{I_{НОМ.Г}},$$

$$\text{где } I_{\text{ном.г}} = \frac{S_{\text{г}}}{\sqrt{3}U_{\text{ср}}};$$

$S_{\text{г}}$ – номинальная мощность генератора или однотипных генераторов луча расчетной схемы;

$U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение той ступени расчетной схемы, на которой находится точка КЗ.

По значению $I_{\text{г.ном}}$ выбирают соответствующую кривую (см. рис. 6) и для времени τ вычисляют искомое значение тока:

$$I_{\text{пт}} = \gamma \cdot I_{\text{п0г}}.$$

Суммарный ток КЗ в момент τ будет складываться из тока $I_{\text{птг}}$ и незатухающего тока от системы.

$$I_{\text{птс}} = I_{\text{птг}} + I_{\text{п0с}}.$$

В случае если точка КЗ находится вблизи группы электродвигателей, то суммарный ток КЗ в расчетный момент времени τ можно определить по выражению

$$I_{\text{птс}} = I_{\text{п0д}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{пд}}}} + I_{\text{п0с}}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ от каждого конкретного источника в расчетный момент τ :

$$i_{\text{ар}} = I_{\text{п0}} \cdot \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}},$$

где $T_{\text{а}}$ – постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ от рассматриваемого источника, определяемая для характерных элементов и частей системы по табл. 5 [5].

Таблица 5

Значения постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ и ударного коэффициента

Элементы или части системы	T_a , с	K_v
Турбогенераторы мощностью, МВт: 12–60 100–1000	0,16–0,23 0,4–0,54	1,94–1,955 1,975–1,98
Блоки, состоящие из турбогенератора мощностью 60 МВт и трансформатора (на стороне ВН), при номинальном напряжении генератора, кВ 6,3 10	0,2 0,15	1,95 1,935
Блоки, состоящие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генераторов, МВт 100–200 300 500 800	0,26 0,32 0,35 0,3	1,965 1,97 1,973 1,967
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ 35 110–150 220–350 500–750	0,02 0,02–0,03 0,03–0,04 0,06–0,08	1,608 1,608–1,717 1,717–1,78 1,85–1,895
Система, связанная со сборными шинами 6–10 кВ, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью, МВ·А в единице 80 и выше 32–80 5,6–32	0,06–0,15 0,05–0,1 0,02–0,05	1,85–1,935 1,82–1,904 1,6–1,82
Ветви, защищенные реактором с номинальным током, А 1000 и выше 630 и ниже	0,23 0,1	1,956 1,904
Распределительные сети напряжением 6–10 кВ	0,01	1,369

Параметры элементов в схеме замещения рассчитываются в относительных базисных единицах по выражениям, приводимым ниже [2].

Генераторы, синхронные компенсаторы и электродвигатели в схеме замещения вводят сверхпереходной ЭДС E'' за сверхпереходным сопротивлением ($X''d_{*н}$). Значение модуля E'' зависит от режима работы источников до КЗ:

$$E''_{*н} = U_{0*н} \pm I_{0*н} X''d_{*н} \sin\varphi,$$

где $U_{0*н}$, $I_{0*н}$, φ_0 – относительные номинальные напряжения, ток и угол сдвига между ними источника до возникновения КЗ.

Знак «+» в формуле принимается для перевозбужденной синхронной машины, знак «-» – для недозабужденной и для асинхронного двигателя.

Относительное базисное сопротивление генератора

$$X_{*б} = X''d_{*н} \frac{S_б}{S_н},$$

где $S_б$, $S_н$ – принятая базисная и номинальная мощность генератора.

Двухобмоточные трансформаторы вводятся сопротивлением

$$X_{*б} = \frac{U_{к\%}}{100} \frac{S_б}{S_н},$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Сопротивления трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов входят в схему замещения трехлучевой звездой. Сопротивления лучей

$$X_{в*б} = \frac{1}{200} (U_{кв-с\%} + U_{кв-н\%} - U_{кс-н\%}) \frac{S_б}{S_н};$$

$$X_{с*б} = \frac{1}{200} (U_{кв-с\%} + U_{кс-н\%} - U_{кв-н\%}) \frac{S_б}{S_н};$$

$$X_{н*б} = \frac{1}{200} (U_{кв-н\%} + U_{кс-н\%} - U_{кв-с\%}) \frac{S_б}{S_н},$$

где $U_{кв-с\%}$, $U_{кв-н\%}$, $U_{кс-н\%}$ – междуобмоточные напряжения, относенные к номинальной мощности $S_н$ трансформатора, %.

Трансформаторы с расщепленной на две ветви обмоткой низшего напряжения замещаются трехлучевой звездой. В каталогах на них указывается $U_{\text{квн}}\%$, приведенное к $S_{\text{н}}$, и $U'_{\text{к'н1-н2}}\%$, приведенное к $S'_{\text{н1}} = S'_{\text{н2}} = S_{\text{н}}/2$. Их сопротивления вычисляют по формулам

$$X_{\text{в*б}} = \left(\frac{U_{\text{кв-н}\%}}{100} - \frac{U'_{\text{к'н1-н2}}}{200} \right) \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}};$$

$$X_{\text{н1*б}} = X_{\text{н2*б}} = \frac{U'_{\text{к'н1-н2}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}}.$$

В случае если $U'_{\text{к'н1-н2}}$ в каталогах на трансформатор с расщепленной обмоткой не приводятся, то сопротивления можно вычислить по выражениям

$$X_{\text{в*б}} = 0,125 \frac{U_{\text{кв-н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}};$$

$$X_{\text{н1*б}} = X_{\text{н2*б}} = 1,75 \frac{U_{\text{кв-н}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}},$$

а для группы из трех однофазных трансформаторов

$$X_{\text{в*б}} = 0,$$

$$X_{\text{н1*б}} = X_{\text{н2*б}} = 2 \frac{U_{\text{кв-н}\%}}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}}.$$

Одинарные реакторы входят в схему замещения индуктивным сопротивлением. Если в каталоге приведено сопротивление реактора в именованных единицах (Ом), то

$$X_{\text{р*б}} = X_{\text{р}} \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2},$$

где $X_{\text{р}}$ – сопротивление реактора, Ом;

$U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение в месте установки реактора, кВ.

Воздушные и кабельные линии характеризуют удельными значениями сопротивлений и проводимостей (в именованных единицах на единицу длины). Сопротивление линий напряжением до 220 кВ и линии 330–750 кВ длиной менее 150 км вводятся в схему сопротивлением

$$X_{\text{ЛЭП}*\delta} = X_{\text{уд}} \cdot l_{\text{ЛЭП}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср}}^2},$$

где $X_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление ЛЭП, определяемое по табл. 6.

Таблица 6

Вид линии	$X_{\text{вд}}$, Ом/км	$B_{\text{вд}}$, см/км
Одноцепная ЛЭП 35–220 кВ без расщепления проводов	0,4	$2,7 \cdot 10^{-6}$
Одноцепная ЛЭП 220–500 кВ при расщеплении фазы на два провода	0,32	$3,6 \cdot 10^{-6}$
ЛЭП-500 с расщеплением на три провода	0,3	$3,78 \cdot 10^{-6}$
ЛЭП-750 с расщеплением на четыре провода	0,28	$4,0 \cdot 10^{-6}$
Трехжильный кабель 6–10 кВ	0,08	$(160-185) \cdot 10^{-6}$
Трехжильный кабель 35 кВ	0,12	$(56-88) \cdot 10^{-6}$
Одножильные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена 6–10 кВ расположенные треугольником при сечении жилы:	$X_{\text{вд}}$, Ом/км	$Z_{\text{вд}}$, Ом/км
95	0,112	0,193
120	0,108	0,153
150	0,106	0,124
185	0,103	0,0991
240	0,099	0,07754
300	0,096	0,0601
400	0,093	0,0470
500	0,09	0,0366
630	0,087	0,0280
800	0,083	0,0221

При длине ЛЭП 330–750 кВ больше 150 км нужно применять П- или Г-схемы замещения [2, 4, 8].

Энергосистему и удаленные источники вводят в схему замещения эквивалентным сопротивлением и ЭДС. ЭДС системы принимается неизменной и равной $U_{\text{ср}}$, относительное ее значение равно 1. Относительное базисное значение сопротивления системы

$$X_{*_{\text{бс}}} = X_{*_{\text{сн}}} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}},$$

где $X_{*_{\text{сн}}}$ – относительное номинальное значение сопротивления системы, заданное в исходных данных.

Удаленные источники ТЭЦ, КЭС, ГЭС, АЭС можно представить набором нескольких блоков генератор-трансформатор, суммарная мощность которых равна заданной мощности источника. Зная сопротивление генераторов и трансформаторов этих блоков, вычисляю эквивалентное значение сопротивления.

Для проверки электрических аппаратов и токоведущих частей на термическую стойкость при КЗ необходимо определить импульс квадратичного тока КЗ (интеграл Джоуля). При этом различают три расчетных случая:

1. При удаленном КЗ определяется суммарный импульс квадратичного тока от периодической и аperiodической составляющих:

$$B_{\text{кз}} = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}),$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{защиты макс}} + t_{\text{выкл. полн}}$ – время от начала КЗ до его отключения;

$t_{\text{защиты макс}}$ – максимальное время действия основной защиты;

$t_{\text{выкл. полн}}$ – полное время отключения выключателя.

Согласно ПУЭ в цепях генераторов $P_{\text{н}} \geq 60$ МВт и в цепях блоков генераторов-трансформаторов той же мощности термическую стойкость проверяют по времени действия резервной защиты, равному 4 с.

2. При КЗ на выводах генератора и наличии системы:

$$B_{\text{кз}} = B_{\text{п}} + B_{\text{а}},$$

где $B_{\text{п}}$ – периодическая составляющая $B_{\text{кз}}$ от периодических токов генератора и система, равная

$$B_{\text{п}} = (I_{\text{п0с}}^2 + I_{\text{п0г}}^2 B_{*} + 2I_{\text{п0с}} \cdot I_{\text{п0г}} Q_{*}) t_{\text{отк}};$$

B_* – относительный импульс квадратичного тока от периодической составляющей тока генератора.

Q_* – относительный токовый импульс от генератора.

При $t_{откл} \geq 4$ с $B_* = 0,32$; $Q_* = 0,55$, для всех генераторов кроме 800 МВт. Для генераторов 800 МВт – $B_* = 0,52$; $Q_* = 0,72$.

B_a – аperiodическая составляющая $B_{кз}$:

$$B_a = I_{п0с}^2 T_{ас} + I_{п0г}^2 T_{аг} + \frac{4I_{п0с} \cdot I_{п0г}}{\frac{1}{T_{ас}} + \frac{1}{T_{аг}}},$$

где $T_{ас}$, $T_{аг}$ – постоянные времени аperiodических составляющих от системы и генератора.

Для блочных генераторов в цепи от генератора до трансформатора блока на термическую стойкость оборудование проверяется либо по току генератора, либо системы, но не обоих вместе. Поэтому и составляющие $B_{кзг}$, $B_{кзс}$ определяются раздельно:

$$B_{кзг} = B_{пг} + B_{аг} = I_{п0г}^2 \cdot B_* t_{откл} + I_{п0г}^2 \cdot T_{аг} \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_{аг}}} \right).$$

Для $t_{кз.откл} = 4$ с.

$$B_{кзпг} = I_{п0г}^2 (B_* t_{откл} + T_{аг}).$$

$B_{кзс}$ от системы:

$$B_{кзс} = I_{п0с}^2 (t_{откл} + T_{ас}).$$

3. При КЗ вблизи группы электродвигателей (на шинах собственных нужд):

$$B_{кз} = I_{пос}^2 (t_{откл} + T_{асх}) + I_{под}^2 (0,5T_{пд} + T_{асх}) + 2 \cdot I_{пос} \cdot I_{под} (T_{пд} + T_{асх}),$$

$$T_{асх} = \frac{T_{ас} \cdot I_{пос} + T_{ад} \cdot I_{под}}{I_{пос} + I_{под}};$$

$T_{\text{пд}}$ – постоянная времени затухания периодической составляющей тока КЗ от электродвигателей, с;

$T_{\text{ад}}$ – постоянная времени затухания апериодического тока КЗ электродвигателей, с;

$I_{\text{под}}$ – периодическая составляющая тока КЗ от электродвигателей:

$$I_{\text{под}} \approx 4 \frac{\sum P_{\text{нд}}}{U_{\text{н}}};$$

$\sum P_{\text{нд}}$ – суммарная номинальная мощность всех подключенных электродвигателей (мощность эквивалентного двигателя), МВт;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение двигателей, кВ.

Параметры эквивалентного двигателя (группы двигателей, подключенных к секции собственных нужд) блоков ТЭС и АЭС приведены в табл. 7 [8].

Таблица 7

Энергоблок	$X_{\text{д}\Sigma^*_{\text{п}}}$	$E_{\text{д}\Sigma^*_{\text{п}}}$	$T_{\text{п.д}}_{\text{с}}$	$T_{\text{а.д}}_{\text{с}}$	$K_{\text{уд д}}$
ТЭС	0,173	0,91	0,07	0,04	1,65
РБМК-1000	0,172	0,94	0,09	0,053	1,72
ВВЭР-1000	0,171	0,94	0,1	0,067	1,77

Расчет КЗ на ЭВМ проводится по программе ТКЗ, имеющейся на вычислительном центре энергетического факультета БНТУ или любой программе расчета ТКЗ из Интернета.

После расчета ТКЗ для всех точек КЗ составляют сводную таблицу результатов расчета. При расчете на ЭВМ распечатка результатов расчета помещается в приложениях к ДП и КП.

Примечание. В настоящем пособии для сокращения его объема расчеты ТКЗ в примерах выполнены только для нескольких точек. Однако, рассматривая всю совокупность примеров, можно по аналогии выполнить расчет ТКЗ для всех требуемых точек конкретного проекта.

Пример расчета ТКЗ для выбора токоведущих частей и аппаратов КЭС

Пример 4. Рассчитать ТКЗ для выбора токоведущих частей и электрических аппаратов в главной схеме КЭС-4х500 МВт. Структурная схема приведена на рис. 3, а.

Исходные данные. Генераторы станции Г1-Г4 типа ТВВ-500-2ЕКУЗ; $P_{\text{ном}} = 500$ МВт; $\cos\varphi = 0,85$; $X''_{*d} = 0,242$; $U_{\text{ном}} = 20$ кВ. Блочные трансформаторы: Т1-Т3 типа ТЦ-630000/500, $U_k = 14\%$; Т4 типа ТЦ-63000/220, $U_k = 11\%$. Автотрансформаторы связи АТС1, АТС2 типа АД ЦТН-250000/500/230, $U_{\text{к.в-н}} = 24\%$, $U_{\text{кб-с}} = 10,5\%$, $U_{\text{к.с-н}} = 132$. Трансформатор ТСН типа ТРДН-40000/35, $U_{\text{к.в-н}} = 11,5\%$, $U_{\text{к.н1-н2}} = 20\%$. Мощность системы – 8235 МВ·А, $X_{*c} = 0,8$.

Решение. По расчетной схеме (рис. 7) составляем схему замещения, намечаем на ней расчетные точки КЗ и определяем ее параметры (рис. 8). Расчет будем вести в относительных единицах. За базисную мощность принимаем $S_b = 1000$ МВ·А, за базисное напряжение – среднее номинальное напряжение ступени КЗ, т. е. получаем

$$U_{\text{б,к1}} = 515 \text{ кВ}; \quad I_{\text{б,к1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,12 \text{ кА};$$

$$U_{\text{б,к2}} = 230 \text{ кВ}; \quad I_{\text{б,к2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,5 \text{ кА};$$

$$U_{\text{б,к3}} = 6,3 \text{ кВ}; \quad I_{\text{б,к3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}.$$

Используя вышеприведенные формулы, вычисляем параметры элементов схемы при базисных условиях (для упрощения «звездочку» в индексах опускаем).

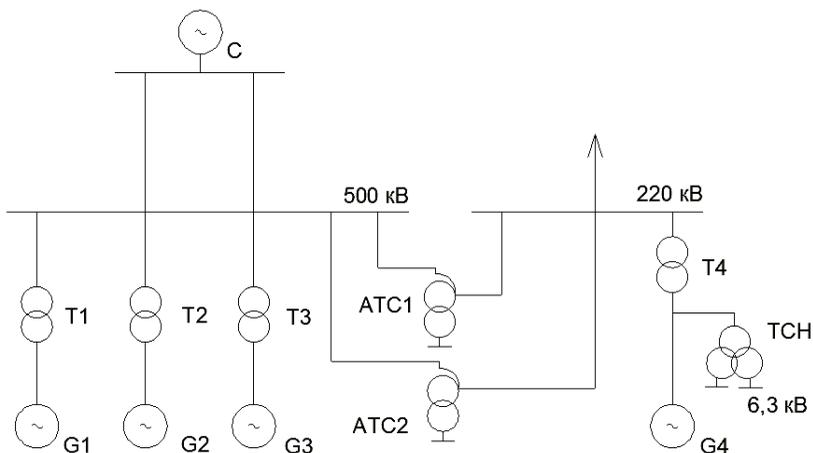


Рис. 7. Расчетная схема для определения токов КЗ

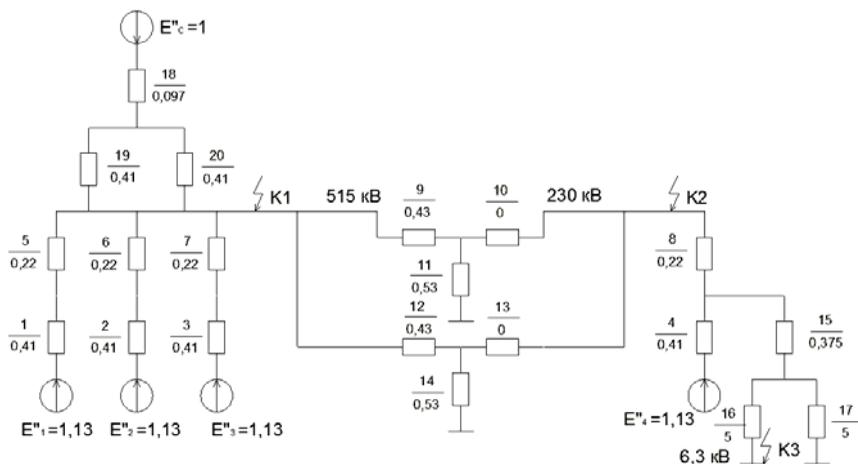


Рис. 8. Схема замещения

Для генераторов

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_4 = X_d'' \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi}{P_{\text{НОМ}}} = 0,242 \cdot \frac{1000 \cdot 0,85}{500} = 0,41;$$

$$E_1'' = E_2'' = E_3'' = E_4'' = U_{*Н} + I_{*Н} \cdot X_d'' \cdot \sin \varphi = 1 + 1 \cdot 0,242 \cdot 0,527 = 1,13.$$

Для системы

$$X_{18} = X_{*чн} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НС}} = 0,8 \cdot \frac{1000}{8235} = 0,097; \quad E''_c = 1.$$

Для трансформаторов двухобмоточных

$$X_5 = X_6 = X_7 = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,22;$$

$$X_8 = \frac{11\%}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,175.$$

Для автотрансформаторов

$$\begin{aligned} X_9 = X_{12} &= \frac{1}{200} (U_{к\cdot B-H} + U_{к\cdot B-C} - U_{к\cdot C-H}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} = \\ &= \frac{1}{200} (24 + 10,5 - 13) \cdot \frac{1000}{250} = 0,43; \end{aligned}$$

$$X_{10} = X_{13} = \frac{1}{200} (10,5 + 13 - 24) \cdot \frac{1000}{250} = -0,01 \approx 0;$$

$$X_{11} = X_{14} = \frac{1}{200} (24 + 13 - 10,5) \cdot \frac{1000}{250} = 0,53.$$

Для трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения

$$\begin{aligned} X_{15} &= \frac{1}{100} \cdot (U_{к\cdot B-H} - U'_{к\cdot H1-H1} / 2) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} = \\ &= \frac{1}{100} \cdot (11,5 - 20 / 2) \cdot \frac{1000}{40} = 0,375; \end{aligned}$$

$$X_{16} = X_{17} = (U'_{к\cdot H1-H2} / 100) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} = \frac{20}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5.$$

Принимаем удельное сопротивление линий связи с системой $X_{уд} = 0,28$ Ом/км, тогда

$$X_{19} = X_{20} = X_{уд} \cdot \ell \cdot \frac{S_6}{U_{ср.ном}^2} = 0,28 \cdot 400 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,41.$$

Рассчитаем токи трехфазного КЗ.

Точка К1

Проводим преобразования схемы замещения:

$$X_{21} = X_4 + X_8 = 0,41 + 0,175 = 0,585;$$

$$X_{22} = X_9 / 2 = 0,43 / 2 = 0,215;$$

$$X_{23} = X_{21} + X_{22} = 0,585 + 0,215 = 0,8;$$

$$X_{24} = X_1 + X_5 = 0,41 + 0,22 = 0,63;$$

$$X_{25} = X_{24} / 3 = 0,63 / 3 = 0,21.$$

Так как ЭДС генераторов $E_1'' = E_2'' = E_3'' = 1,13$, то эквивалентная ЭДС $E_5'' = 1,13$.

Преобразуем ветвь системы:

$$X_{26} = X_{19} / 2 = 0,41 / 2 = 0,205$$

$$X_{27} = X_{18} + X_{26} = 0,097 + 0,205 = 0,302.$$

В результате преобразований схему замещения привели к следующему виду (рис. 9).

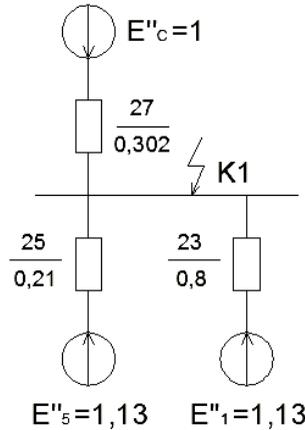


Рис. 9. Схема замещения после преобразования при КЗ в точке К1

Находим составляющие тока КЗ по ветвям:

$$I''_{G4} = \frac{E''_1}{X_{23}} \cdot I_{6.k1} = \frac{1,13}{0,8} \cdot 1,12 = 1,58 \text{ кА};$$

$$I''_{G1-G3} = \frac{1,13}{0,21} \cdot 1,12 = 6,02 \text{ кА};$$

$$I''_c = \frac{E''_c}{X_{27}} \cdot I_{6.k1} = \frac{1}{0,302} \cdot 1,12 = 3,71 \text{ кА}.$$

Суммарный ток КЗ для момента времени $t = 0$ (сверхпереходный ток КЗ):

$$I''_{k1} = I''_{G4} + I''_{G1-G3} + I''_c = 1,58 + 6,02 + 3,71 = 11,31 \text{ кА}.$$

Для выбора коммутационных аппаратов, например выключателей, необходимо также знать ударный ток КЗ, периодическую и аperiodическую составляющие тока в заданный момент времени τ . Покажем, как определяются эти величины при КЗ в точке К1.

Определение ударного тока КЗ производим отдельно для ветви системы и ветвей блоков. Значение T_a и K_y принимаем по табл. 5;

для ветви системы $T_a = 0,06$ с, $K_{yc} = 1,85$; для ветвей блоков с генераторами 500 МВт $T_a = 0,35$ с, $K_y = 1,973$, тогда

$$i_{y.G1-G4} = \sqrt{2} \cdot K_{yt} \cdot (I''_{G4} + I''_{G1-G3}) = \sqrt{2} \cdot 1,973(1,58 + 6,02) = 21,14 \text{ кА.}$$

$$i_{y.c} = \sqrt{2} K_{yc} \cdot I_c = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 3,71 = 9,7 \text{ кА.}$$

Суммарный ударный ток $i_{yk1} = 30,84$ кА.

В РУ 500 кВ предполагается установка выключателей типа ВГУ-330Б-40/315ОУ1, имеющих собственное время отключения $t_{c.в} = 0,04$ с. Расчетный момент расхождения контактов выключателя $\tau = 0,01 + t_{c.в} = 0,01 + 0,04 = 0,05$ с. Для этого момента времени необходимо определить периодическую и аperiodическую составляющие тока КЗ. Периодическую составляющую тока от системы считаем неизменной во времени $I_{пс} = I_{пс}$.

Аperiodическая составляющая тока

$$i_{a.c} = \sqrt{2} \cdot I''_c \cdot \exp - \left(\frac{\tau}{T_a} \right) = \sqrt{2} \cdot 3,71 \exp - \left(\frac{0,05}{0,06} \right) = 2,282 \text{ кА.}$$

Периодическую составляющую тока КЗ в ветвях блока для момента времени τ определяем по типовым кривым (см. рис. 6).

Для ветви Г4 определяем относительное значение тока $I''_{G4} = 1,58 \cdot \frac{1000}{588} = 2,7$, экстраполируем кривую и для $\tau = 0,03$ с находим $v_t = 0,98$ и ток в ветви $I_{G4\tau} = v_t \cdot I''_{G4} = 0,98 \cdot 1,58 = 1,55$ кА.

Для ветви Г1-Г3.

$$I''_{G1-G3} = 6,02 \cdot \frac{1000}{3 \cdot 588} = 3,4.$$

По кривой определяем $v_t = 0,95$ и ток

$$I_{G1-G3\tau} = 0,95 \cdot 6,02 = 5,72 \text{ кА.}$$

Апериодические токи

$$i_{атG4} = \sqrt{2} \cdot 1,58 \cdot \exp - \left(\frac{0,05}{0,35} \right) = 0,536 \text{ кА};$$

$$i_{атG1-G3} = \sqrt{2} \cdot 6,02 \cdot \exp - \left(\frac{0,05}{0,35} \right) = 2,043 \text{ кА} .$$

Суммарные токи в точке КЗ

$$I_{пт} = I_{птс} - I_{G4\tau} + I_{G1-G3\tau} = 5,99 + 1,55 + 5,72 = 13,26 \text{ кА};$$

$$i_{ат} = i_{атс} + i_{атG4} + i_{атG1-G3} = 2,282 + 0,536 + 2,043 = 4,861 \text{ кА}.$$

Подобно рассчитываем токи КЗ во всех других намеченных точках.

Пример расчета ТКЗ для выбора токоведущих частей и аппаратов АЭС

Пример 5. Рассчитать ТКЗ для выбора токоведущих частей и электрических аппаратов в главной схеме АЭС, приведенной на рис. 5.

Решение. По упрощенной главной схеме АЭС (см. рис. 5) и схеме выдачи мощности (см. рис. 4) составляем расчетную схему, а по ней эквивалентную схему замещения. Расчет параметров элементов выполняем в относительных базисных единицах. За базисную мощность принимаем $S_6 = 1000$ МВА. Эквивалентная схема замещения с указанием на ней порядкового номера (в числителе), величин сопротивления (в знаменателе) и мест расположения точек КЗ приведена на рис. 10.

Генератор ГЗ является шестифазным и имеет сдвиг 30° между трехфазными обмотками. Сверхпереходные параметры этого генератора зависят от предшествующего режима работы и местоположения точки КЗ. При КЗ на шинах 750 кВ (К1) и 330 кВ (К4) обе обмотки находятся по отношению к точке КЗ за одинаковыми сопротивлениями. Поэтому реактивности пазового рассеяния будут одинаковы и обмотки можно рассматривать независимыми друг от

друга. В связи с этим на схеме замещения (см. рис. 9) показаны обе ветви этого шестифазного генератора с ЭДС $E_{*1Г3}$ и $E_{*2Г3}$ с равными сопротивлениями, соответствующими режиму работы с максимальной нагрузкой и номинальным напряжением.

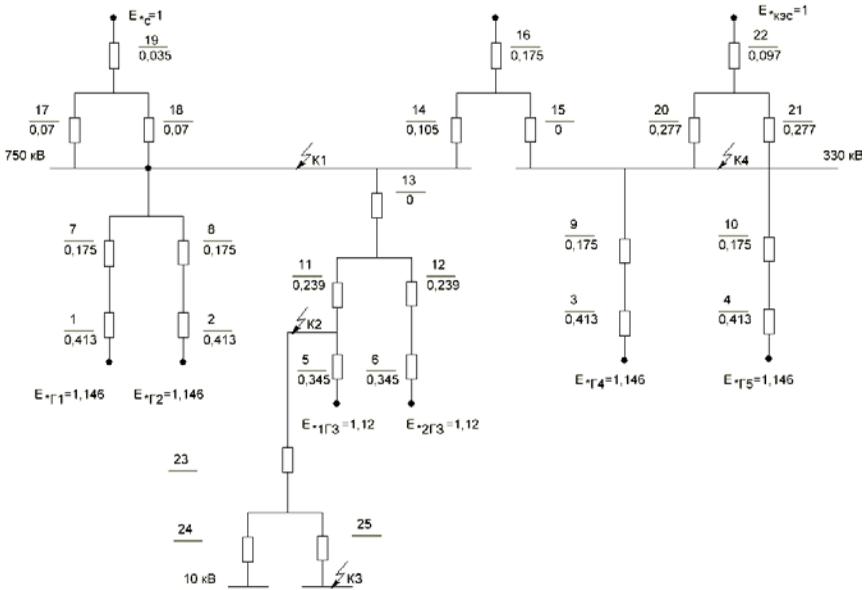


Рис. 10

В случае КЗ на выводах одной из обмоток (К2) и за трансформатором собственных нужд (КЗ) сопротивления обмоток и их ЭДС будут разными. Они изменяются в зависимости от соотношения входных сопротивлений схемы и параметров машины для каждой из обмоток.

Расчет ТКЗ в точке К1

Для расчета ТКЗ в точке К1 упростим схему (см. рис. 10). Сложим последовательно и параллельно сопротивления отдельных ветвей. Кроме того, объединим генераторы Г1 и Г2, Г3, Г4 и Г5 в эквивалентные источники. Далее разделим связанные цепи от КЭС и Г4+Г5. Отбросим цепи трансформаторов собственных нужд, поскольку

ку по ним токи КЗ точки К1 не протекают. В результате получим схему замещения для расчета ТКЗ в точке К1 (рис. 11).

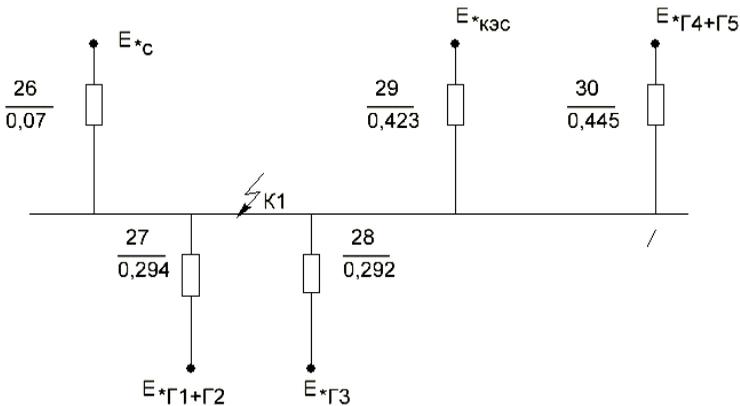


Рис. 11

Для расчета ТКЗ в точке К1

$$U_{\bar{6}} = 770 \text{ кВ} [5, 9].$$

Определим базисный ток

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3}U_{\text{cp}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,75 \text{ кА}.$$

Расчеты выполняются подобно выполненным в примере 4. Результаты расчетов приведены в табл. 8.

Расчет ТКЗ в точке К2

Точка К2 располагается на выводах первой обмотки шестифазного генератора. При расчете ТКЗ нужно учитывать, что параметры обмоток, имеющих магнитную связь по путям магнитных потоков рассеяния, сложным образом зависят от местоположения точки КЗ. Сверхпереходное индуктивное сопротивление первой обмотки:

$$X''_{d1} = X_{\text{пк}} + \frac{1}{2}X_l + \left(\frac{X_{\text{вх1}} + X_{\text{пк}} - X_{12}}{X_{\text{вх2}} + X_{\text{пк}} - X_{12}} \right) \cdot (0,5X_l + X_{12}) + \\ + 0,5 \left(1 + \frac{X_{\text{вх1}} + X_{\text{пк}} - X_{12}}{X_{\text{вх2}} + X_{\text{пк}} - X_{12}} \right) \cdot \frac{1}{\frac{1}{X_{ad}} + \frac{1}{X_f} + \frac{1}{X_{kd}}},$$

второй обмотки:

$$X''_{d2} = X_{\text{пк}} + 0,5X_l + \left(\frac{X_{\text{вх2}} + X_{\text{пк}} - X_{12}}{X_{\text{вх1}} + X_{\text{пк}} - X_{12}} \right) \cdot (0,5X_l + X_{12}) + \\ + 0,5 \left(1 + \frac{X_{\text{вх1}} + X_{\text{пк}} - X_{12}}{X_{\text{вх1}} + X_{\text{пк}} - X_{12}} \right) \cdot \frac{1}{\frac{1}{X_{ad}} + \frac{1}{X_f} + \frac{1}{X_{kd}}},$$

где $X_{\text{вх1}}$, $X_{\text{вх2}}$ – входные сопротивления обмоток шестифазного генератора, т. е. результирующее сопротивление всех цепей расчетной схемы, кроме ветви для которой определяется $X_{\text{вх}}$, когда все ЭДС приняты равными нулю, но их внутренние сопротивления учитываются;

$X_{\text{пк}}$, X_l , X_{12} , X_{ad} , X_f , X_{kd} – паспортные данные генератора в номинальных относительных единицах;

$X_{\text{пк}} = 0,106$ – эквивалентное индивидуальное сопротивление пазового рассеяния для одной работающей обмотки статора;

$X_l = 0,068$ – индуктивное сопротивление рассеяния лобовых частей обмотки статора;

$X_{12} = 0,054$ – эквивалентное индуктивное сопротивление взаимоиנדукции между двумя трехфазными системами;

$X_{ad} = 2,095$ – индуктивное сопротивление взаимоиנדукции;

$X_f = 0,14$ – индуктивное сопротивление рассеяния обмотки возбуждения;

$X_{kd} = 0,041$ – индуктивное сопротивление рассеяния демпферных контуров (ненасыщенное).

Составим расчетную эквивалентную схему замещения для расчета ТКЗ. Для этого используем рис. 4 и 10.

Объединим в один лучи от других источников кроме ГЗ:

$$\begin{aligned}
 E_{*\text{ЭКВ}} &= \frac{1}{Y_{\text{ЭКВ}}} \sum_{k=1}^{k=4} E_{*k} \cdot Y_k = \frac{1}{\frac{1}{X_{27}} + \frac{1}{X_{26}} + \frac{1}{X_{29}} + \frac{1}{X_{30}}} \cdot \\
 &\cdot \left(E''_{*c} \cdot \frac{1}{X_{26}} + E_{*\Gamma 1,2} \cdot \frac{1}{X_{27}} + E_{*\Gamma 4,5} \cdot \frac{1}{X_{30}} + E_{*\text{кэс}} \cdot \frac{1}{X_{29}} \right) = \\
 &= \frac{1}{\frac{1}{0,07} + \frac{1}{0,294} + \frac{1}{0,528} + \frac{1}{0,423}} \times \\
 &\times \left(1 \cdot \frac{1}{0,07} + 1,14 \cdot \frac{1}{0,294} + 1,14 \cdot \frac{1}{0,528} + 1 \cdot \frac{1}{0,423} \right) = 1,02; \\
 X_{31} &= \frac{1}{Y_{\text{ЭКВ}}} = 0,045.
 \end{aligned}$$

Определим сверхпереходное сопротивление первой обмотки:

$$\begin{aligned}
 X''_{d1} &= X_{\text{ПК}} + 0,5X_l + \left(\frac{X_{\text{ВХ1}} + X_{\text{ПК}} - X_{12}}{X_{\text{ВХ2}} + X_{\text{ПК}} - X_{12}} \right) \cdot (0,5X_l + X_{12}) + \\
 + 0,5 \left(1 + \frac{X_{\text{ВХ1}} + X_{\text{ПК}} - X_{12}}{X_{\text{ВХ2}} + X_{\text{ПК}} - X_{12}} \right) \cdot \frac{1}{\frac{1}{X_{ad}} + \frac{1}{X_f} + \frac{1}{X_{kd}}} &= 0,106 + 0,05 \cdot 0,068 + \\
 + \left(\frac{0 + 0,106 - 0,054}{0,185 + 0,106 - 0,054} \right) \cdot (0,5 \cdot 0,068 + 0,054) + \\
 + 0,5 \left(1 + \frac{0 + 0,106 - 0,054}{0,185 + 0,106 - 0,054} \right) \frac{1}{\frac{1}{2,095} + \frac{1}{0,14} + \frac{1}{0,041}} &= 0,178,
 \end{aligned}$$

где $X_{\text{ВХ1}} = 0$:

$$X'_{\text{ВХ2}} = X_{12} + (X_{11} // X_{31}) = 0,239 + \frac{0,045 \cdot 0,239}{0,045 + 0,239} = 0,277.$$

Но $X'_{\text{вх}2}$ – определено при базисных условиях. Необходимо его привести к номинальным условиям, т. е. пересчитать к $S_{\text{н}} = 666,67$ МВА:

$$X_{\text{вх}2*\text{н}} = \frac{X'_{\text{вх}2} \cdot S_{\text{н}}}{S_{\text{б}}} = \frac{0,277 \cdot 666,67}{1000} = 0,185.$$

Сверхпереходное сопротивление второй обмотки:

$$\begin{aligned} X''_{d1} &= X_{\text{пк}} + 0,5X_l + \left(\frac{X_{\text{вх}2*\text{н}} + X_{\text{пк}} - X_{12}}{X_{\text{вх}1} + X_{\text{пк}} = X_{12}} \right) \cdot (0,5X_l + X_{12}) + \\ &+ 0,5 \left(1 + \frac{X_{\text{вх}2*\text{н}} + X_{\text{пк}} - X_{12}}{X_{\text{вх}1} + X_{\text{пк}} - X_{12}} \right) \cdot \frac{1}{\frac{1}{X_{ad}} + \frac{1}{X_f} + \frac{1}{X_{kd}}} = 0,106 + 0,05 \cdot 0,068 + \\ &+ \left(\frac{0 + 0,185 + 0,106 - 0,054}{0 + 0,106 - 0,054} \right) \cdot (0,5 \cdot 0,068) + \\ &+ 0,5 \left(1 + \frac{0,185 + 0,106 - 0,054}{0 + 0,106 - 0,054} \right) \cdot \frac{1}{\frac{1}{2,095} + \frac{1}{0,14} + \frac{1}{0,041}} = 0,627. \end{aligned}$$

Сверхпереходные ЭДС обмоток:

$$E''_{*1\Gamma 3} = U_{*\text{н}} + I_{*\text{н}} \cdot X''_{d1} \cdot \sin\varphi = 1 + 1 \cdot 0,178 \cdot 0,436 = 1,078;$$

$$E''_{*2\Gamma 3} = U_{*\text{н}} + I_{*\text{н}} \cdot X''_{d2} \cdot \sin\varphi = 1 + 1 \cdot 0,627 \cdot 0,436 = 1,273.$$

Относительные базисные сопротивления обмоток:

$$X_{32} = X''_{d1} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}} = 0,178 \cdot \frac{1000}{666,67} = 0,267;$$

$$X_{33} = X''_{d2} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}} = 0,627 \cdot \frac{1000}{666,67} = 0,940.$$

Расчетная схема замещения для расчета ТКЗ в точке К2 приведена на рис. 12.

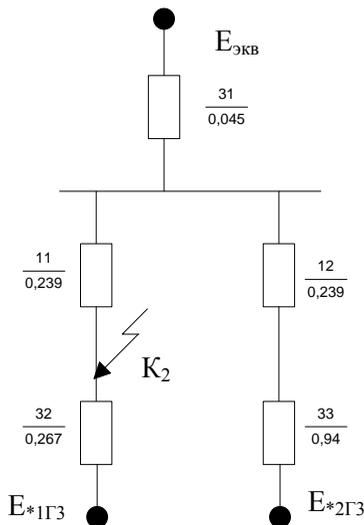


Рис. 12

Поскольку ток КЗ от $E_{\text{эКВ}}$ и второй обмотки ГЗ протекает через общее сопротивление X_{11} , то преобразуем схему (см. рис. 12) в лучевую:

$$X_{\text{эКВ}} = (X_{12} + X_{33}) // X_{31} = \frac{(0,94 + 0,239) \cdot 0,045}{0,94 + 0,239 + 0,045} = 0,043;$$

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{эКВ}} + X_{11} = 0,043 + 0,239 = 0,282.$$

Коэффициенты распределения по ветвям:

$$C_1 = \frac{X_{\text{эКВ}}}{X_{31}} = \frac{0,043}{0,045} = 0,955;$$

$$C_2 = \frac{X_{\text{эКВ}}}{X_{33} + X_{12}} = \frac{0,043}{0,94 + 0,239} = 0,0365.$$

Сопротивление луча от $E_{*эКВ}$:

$$X_{34} = \frac{X_{рез}}{C_1} = \frac{0,282}{0,955} = 0,295,$$

от $E_{*2Г3}$

$$X_{35} = \frac{X_{рез}}{C_2} = \frac{0,282}{0,0365} = 7,726.$$

Определим I_6 при $U_6 = 24$ кВ;

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{1000}{1,73 \cdot 24} = 24,08 \text{ кА}.$$

Определим периодическую составляющую токов КЗ от лучей:

$$I_{п0с} = \frac{E_{*эКВ}''}{X_{34}} \cdot I_6 = \frac{1,02}{0,295} \cdot 24,08 = 83,259 \text{ кА};$$

$$I_{п02Г3} = \frac{E_{*2Г3}''}{X_{35}} \cdot I_6 = \frac{1,273}{7,726} \cdot 24,08 = 3,967 \text{ кА};$$

$$I_{п01Г3} = \frac{E_{*1Г3}''}{X_{32}} \cdot I_6 = \frac{1,078}{0,267} \cdot 24,08 = 97,22 \text{ кА};$$

$$\Sigma I_{п0} = I_{п0с} + I_{п02Г3} + I_{п01Г3} = 83,259 + 3,967 + 97,22 = 184,446 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ударные токи от лучей:

$$i_{yc} = \sqrt{2}I_{п0с} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 83,259 \cdot 1,9 = 223,05 \text{ кА};$$

$$i_{y2Г3} = \sqrt{2}I_{п0с2Г3} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 3,967 \cdot 1,97 = 11,02 \text{ кА};$$

$$i_{y1Г3} = \sqrt{2}I_{п0с1Г3} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 97,22 \cdot 1,973 = 270,45 \text{ кА};$$

$$\Sigma i_y = i_{yc} + i_{y2Г3} + i_{y1Г3} = 223,05 + 11,02 + 270,45 = 504,5 \text{ кА}.$$

Определим токи КЗ в момент размыкания контактов генераторного элегазового выключателя ($t_{\text{собр.в}} = 0,042$ с). Поскольку от системы и второй обмотки генератора ГЗ короткое замыкание удаленное, то периодические составляющие токов от этих лучей являются незатухающими. Рассчитаем периодическую составляющую тока КЗ от первой обмотки.

$$\tau = t_{\text{рзmin}} + t_{\text{собр.в}} = 0,01 + 0,042 = 0,052 \text{ с.}$$

Номинальный ток первой обмотки

$$I_{\text{н1ГЗ}} = \frac{S_{\text{н}}/2}{\sqrt{3}U_{\text{ср.н}}} = \frac{1333/2}{\sqrt{3} \cdot 24} = 16,052 \text{ кА};$$

$$\gamma = \frac{I_{\text{п01ГЗ}}}{I_{\text{н1ГЗ}}} = \frac{97,22}{16,052} = 6,056.$$

По рисунку (6):

$$\frac{I_{\text{п}} \tau_{\text{1ГЗ}}}{I_{\text{п01ГЗ}}} = 0,78.$$

Тогда

$$I_{\text{пт1ГЗ}} = 0,78 \cdot I_{\text{п01ГЗ}} = 0,78 \cdot 97,22 = 75,831 \text{ кА};$$

$$I_{\text{птс}} = I_{\text{п0с}} = 83,259 \text{ кА};$$

$$I_{\text{н2ГЗ}} = I_{\text{п02ГЗ}} = 3,967 \text{ кА}.$$

Апериодические составляющие токов КЗ в момент τ :

$$i_{\text{атс}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0с}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{ас}}}} = \sqrt{2} \cdot 83,259 \cdot e^{-\frac{0,052}{0,1}} = 70,048 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ат2ГЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п02ГЗ}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а2}}}} = \sqrt{2} \cdot 3,967 \cdot e^{-\frac{0,052}{0,1}} = 3,34 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau 1Г3} = \sqrt{2} \cdot I_{п01Г3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a1}}} = \sqrt{2} \cdot 97,22 \cdot e^{-\frac{0,052}{0,38}} = 119,64 \text{ кА},$$

где T_{ac} , T_{a1} , T_{a2} – определены по табл. 5.

$$\Sigma i_{ai} = i_{arc} + i_{a\tau 2Г3} + i_{a\tau 1Г3} = 70,04 + 3,34 + 119,64 = 197,028 \text{ кА}.$$

Рассчитаем интеграл Джоуля от системы:

$$B_{кзс} = (I_{п0с} + I_{п02Г3})^2 (t_{кз} + T_a) = (83,259 + 3,967)^2 \cdot 4 = 30\,433,5 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{кз} + T_a = 4 \text{ с}$ – по указанию ПУЭ.

От первой обмотки генератора:

$$B_{кз1Г3} = I_{п01Г3}^2 (B_* \cdot t_{отк} + T_{ar}) = 97,22^2 (0,32 \cdot 4 + 0,32) = 15\,122,7 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $B_* = 0,32$ – по данным [2].

Интеграл Джоуля для отпайки на собственные нужды:

$$B_{кзе} = B_{кзп} + B_{кза} = 80519,52 + 6369,8 = 86889,32 \text{ кА}^2\text{с},$$

где

$$\begin{aligned} B_{кзп} &= (I_{п0с}^2 + I_{п01Г3}^2 \cdot B_* + 2I_{п0с} \cdot I_{п0Г3} Q_*) t_{откл} = \\ &= \left[(83,259 + 3,967)^2 + 97,22^2 \cdot 0,32 + 2 \cdot (83,259 + 3,96) \cdot 97,22 \cdot 0,56 \right] \cdot 4 = \\ &= 80\,519,52 \text{ кА}^2\text{с}, \end{aligned}$$

где $Q_* = 0,56$ – по данным [2].

$$\begin{aligned} B_{кза} &= I_{п0с}^2 T_{ac} + I_{п01Г3} \cdot T_{a\tau 3} + \frac{4I_{п0с} \cdot I_{п01Г3}}{\frac{1}{I_{ac}} + \frac{1}{T_{a\tau 3}}} = 87,226^2 \cdot 0,1 + 97,22^2 \cdot 0,32 + \\ &+ \frac{4 \cdot 87,22 \cdot 97,22}{\frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,38}} = 6369,8 \text{ кА}^2\text{с}. \end{aligned}$$

Полученные расчетные данные приведены в табл. 8. Там же приведены и данные расчетов ТКЗ во всех других точках схемы замещения.

Таблица 7

Результаты расчетов тока короткого замыкания

Расчетная величина	K1	K2	K3	K4
	$U_H = 750 \text{ кВ}$	$U_H = 24 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{пос}}$, кА	10,72	87,226	18,636	13,86
$I_{\text{пог}} (I_{\text{под}})$, кА	9,18	97,22	19,2	11,66
$I_{\text{по}^\epsilon}$, кА	19,92	184,446	37,84	25,52
$i_{\text{удс}}$, кА	28,26	223,05	49,956	34,19
$i_{\text{удг}} (i_{\text{уддв}})$, кА	25,36	270,45	44,7	32,38
$i_{\text{уде}}$, кА	53,62	504,52	94,254	66,58
$I_{\text{птс}}$, кА	10,39	87,22	18,636	13,86
$I_{\text{птг}} (I_{\text{птдв}})$, кА	8,26	75,83	7,8	11,42
$I_{\text{пте}}$, кА	18,65	163,05	26,436	25,28
$i_{\text{атс}}$, кА	9,87	73,38	15,22	5,86
$i_{\text{атг}} (i_{\text{атдв}})$, кА	11,71	119,64	6,9	14,59
$i_{\text{ате}}$, кА	21,58	193,02	22,13	20,45
$B_{\text{кз}^\epsilon\text{у}}$, кА ² с	1584	86889,3	260	2605
$B_{\text{кзг}}$, кА ² с		30433,5		
$B_{\text{кзс}}$, кА ² с		15122,7		

ЛИТЕРАТУРА

1. Балаков, Ю. Н. Проектирование схем электроустановок : учебное пособие для вузов / Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов. – М. : Издат. дом МЭИ, 2006. – 288 с.
2. Гук, Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций : учебное пособие для вузов / Ю. Б. Гук, В. В. Конган, С. С. Петрова. – Л. : Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
3. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 455 с.
4. Околович, М. Н. Проектирование электрических станций / М. Н. Околович, – М. : Энергоатомиздат, 1977. – 399 с.
5. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Академия, 2004.
6. Справочные сведения по синхронным генераторам тепловых и атомных электростанций. – Минск : БНТУ, 2010. – 56 с.
7. Типовой проект АЭС–2006.
8. Черновец, А. К. Проектирование электрической части атомных электростанций : учебное пособие / А. К. Черновец, Ю. М. Шаргин. – Л. : ЛПИ, 1984. – 80 с.
9. Электрический справочник / под общей редакцией профессоров МЭИ. – М. : Изд-во МЭИ, 2002. – Т. 3.
10. Методические указания к курсовому проектированию по дисциплине «Электрическая часть электрических станций и подстанций». – Минск : БНТУ. – С. 71.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
Выбор основного электрооборудования и разработка структурной схемы выдачи электроэнергии КЭС и АЭС.....	5
Составление структурной схемы КЭС и выбор ее основного электрооборудования	6
Составление структурной схемы КЭС	6
Выбор трансформаторов в структурной схеме КЭС.....	9
Пример составления структурной схемы КЭС и выбора ее электрооборудования	10
Пример составления структурной схемы выдачи мощности АЭС.....	14
Разработка главной схемы соединений и схемы электропитания собственных нужд.....	18
Пример разработки главной схемы и схемы собственных нужд АЭС	20
Расчет ТКЗ для выбора токоведущих частей и электрических аппаратов	23
Пример расчета ТКЗ для выбора токоведущих частей и аппаратов КЭС.....	35
Пример расчета ТКЗ для выбора токоведущих частей и аппаратов АЭС.....	41
Литература	52

Учебное издание

БУЛАТ Валерий Александрович
МАЗУРКЕВИЧ Владимир Николаевич
СЕРГЕЙ Иосиф Иосифович
ТЕТЕРИНА Лариса Владимировна

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Методическое пособие
для практических занятий

В 2 частях

Часть 1

Редактор *Л. Н. Шалаева*
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 20.05.2014. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 3,14. Уч.-изд. л. 2,46. Тираж 100. Заказ 1137.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.