

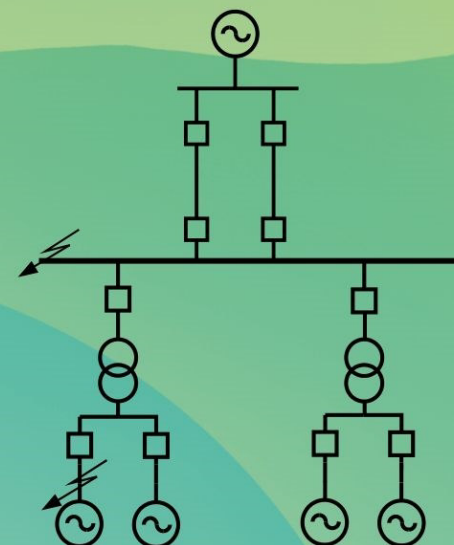
Чо Гван Чун – родился 26.06.1977 в г. Южно-Сахалинске. Выпускник Московского энергетического института 2001 года. Защитил кандидатскую диссертацию в МЭИ в 2004 году. Старший преподаватель кафедры «Электрические станции» МЭИ с 2007 года, заместитель заведующего кафедрой по научной работе с 2009 года, доцент с 2012 года. Лектор курсов «Электрическая часть гидроэлектростанций» и «Практика инновационных разработок». Ученый секретарь совместной рабочей группы «Токи короткого замыкания» Технического комитета №016 «Электроэнергетика» Росстандарта, эксперт технических комитетов №73 «Short circuit currents» и №82 «Solar photovoltaic energy systems» Международной электротехнической комиссии. С 2016 года – приглашенный преподаватель Корпоративного университета гидроэнергетики – филиала ПАО «Русгидро».



Петрова Лидия Александровна – родилась 04.02.1994 в г. Суворове Тульской области. Выпускница МЭИ. Защитила магистерскую диссертацию в МЭИ на кафедре «Электрические станции» в 2017 году.

Г. Ч. ЧО, Л. А. ПЕТРОВА

СБОРНИК ЗАДАЧ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ



МОСКВА
2017



Книга издана по результатам конкурса *«Лучшее издание по гидроэнергетике»*, проведенного Ассоциацией «Гидроэнергетика России» в 2017 году. Книга заняла I место в номинации *«Лучшее учебное издание»*.



Ассоциация
«Гидроэнергетика России»

Министерство образования и науки Российской Федерации
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

Г.Ч. ЧО, Л.А. ПЕТРОВА

СБОРНИК ЗАДАЧ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Учебное пособие

МОСКВА
2017

УДК 621.311
ББК 31.277
Ч-75

Рецензенты:

А.Ю. Александровский, доктор технических наук, профессор
каф. «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии»
НИУ «МЭИ»

Н.В. Обысова, начальник отдела электротехнического оборудования
АО «Институт Гидропроект»

С.А. Генба, главный специалист отдела электротехнического
оборудования АО «Институт Гидропроект»

Подготовлено на кафедре «Электрические станции» НИУ «МЭИ»
для студентов, обучающихся по направлению 13.04.02
Электроэнергетика и электротехника

Чо Г.Ч.

Ч-75 Сборник задач по электрической части гидроэлектростанций:
учебное пособие / Г.Ч. Чо, Л.А. Петрова. – Новосибирск:
Изд-во НГТУ, 2017. – 124 с.

ISBN 978-5-7782-3436-9

Рассмотрены вопросы разработки главной схемы электрических соединений гидроэлектростанции, в том числе выбор структурной схемы гидроэлектростанции, схем распределительных устройств повышенных напряжений, схемы электроснабжения собственных нужд, расчет коротких замыканий, выбор электрических аппаратов, кабелей среднего напряжения и токоограничивающих реакторов.

Предусматривается решение задач в аудитории под руководством преподавателя, а также самостоятельно при выполнении курсового проектирования.

Для студентов электроэнергетических специальностей вузов

УДК 621.311
ББК 31.277

ISBN 978-5-7782-3436-9

© Чо Г.Ч., Петрова Л.А., 2017
© Национальный исследовательский
университет «МЭИ», 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	6
1. Выбор структурной схемы гидроэлектростанции	7
1.1. Общие сведения	7
1.2. Выбор вида энергоблока	7
1.3. Выбор блочных трансформаторов	10
1.4. Распределение энергоблоков между распределительными устройствами повышенных напряжений	11
1.5. Выбор количества и типа трансформаторов связи	12
1.6. Составление карты загрузки генераторов	13
1.7. Техничко-экономическое обоснование структурной схемы ГЭС	13
1.8. Задачи	18
2. Расчет токов короткого замыкания	40
2.1. Общие сведения	40
2.2. Расчетные условия	41
2.3. Расчетная схема электроустановки	41
2.4. Деление расчетной схемы на ступени напряжения	42
2.5. Выбор базисных величин	42
2.6. Составление схемы замещения и расчет параметров	43
2.7. Расчет параметров короткого замыкания	50
2.8. Задачи	51
3. Выбор электрических аппаратов	73
3.1. Общие положения	73
3.2. Условия выбора	75
3.3. Задачи	77
4. Выбор схемы питания местной нагрузки, кабельных линий и токоограничивающих реакторов	86
4.1. Схемы питания местной нагрузки	86
4.2. Выбор кабельных линий и токоограничивающих реакторов	88
4.3. Задача	92
5. Выбор схем распределительных устройств высшего напряжения	103
5.1. Распределительные устройства напряжением 35 кВ	104
5.2. Распределительные устройства напряжением 110...220 кВ	104
5.3. Распределительные устройства напряжением 330...750 кВ	105
5.4. Сопоставление схем распределительных устройств повышенных напря- жений методом качественного анализа	106
6. Выбор схемы электроснабжения собственных нужд ГЭС	106
6.1. Общие сведения	106
6.2. Задача	110
7. Рекомендации по составлению главной электрической схемы ГЭС	111
Список используемой литературы	122

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая книга является учебным пособием по дисциплинам «Электрическая часть ГЭУ» и «Электрическая часть ЭУ», преподаваемым студентам бакалавриата и магистратуры института «Электроэнергетики» НИУ «МЭИ». Пособие предназначено для выполнения курсового проектирования электрической части гидроэлектростанций, проведения практических занятий со студентами и самостоятельной работы. Учебное пособие состоит из разделов, содержащих задачи, примеры решения и методические указания на определенную тему. Каждый раздел имеет следующую структуру:

- методические указания;
- решение конкретных задач;
- задачи для самостоятельной работы.

В состав сборника вошли задачи по следующим темам: выбор структурной схемы гидроэлектростанции, расчет коротких замыканий, выбор электрических аппаратов, выбор схем распределительных устройств повышенных напряжений, выбор кабелей среднего напряжения и токоограничивающих реакторов, выбор схемы электроснабжения собственных нужд.

Авторы выражают искреннюю благодарность начальнику отдела электротехнического оборудования АО «Институт Гидропроект» Н.В. Обысовой, главному специалисту отдела электротехнического оборудования АО «Институт Гидропроект» С.А. Генбе, профессору кафедры «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии», д.т.н. А.Ю. Александровскому за внимательное рецензирование рукописи и сделанные ими замечания и пожелания, которые были учтены авторами при окончательной подготовке рукописи к печати.

Книга будет полезна студентам электроэнергетических специальностей вузов, студентам-заочникам, студентам дистанционной формы обучения, инженерам.

Авторы

1. ВЫБОР СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

1.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Структурная схема ГЭС – это схема трансформаторных соединений между генераторами и распределительными устройствами повышенных напряжений.

Выбор структурной схемы ГЭС состоит из следующих этапов:

- выбор вида энергоблока;
- выбор блочных трансформаторов;
- распределение энергоблоков между РУ повышенных напряжений;
- выбор трансформаторов связи РУ повышенных напряжений;
- технико-экономическое обоснование варианта структурной схемы ГЭС.

На основе анализа исходных данных, как правило, предварительно намечают не менее двух вариантов структурной схемы. К исходным данным для выбора структурной схемы относят следующее:

- количество и тип генераторов;
- схему выдачи мощности ГЭС, включая классы напряжений прилегающих сетей, схемы связи ГЭС с энергосистемой (ЭЭС) и потребителями электроэнергетики;
- зимний и летний суточные графики выработки электроэнергии ГЭС в зимний и летний сезон;
- зимний и летний суточные графики нагрузки потребителей, подключенных к ГЭС;
- географическое место расположения ГЭС;
- мощность аварийного резерва в ЭЭС, с которыми связана ГЭС.

1.2. ВЫБОР ВИДА ЭНЕРГОБЛОКА

В структурных схемах ГЭС получили применение одиночные (моноблоки), укрупненные и объединенные блоки. Тип блока выбирается на основании технико-экономического сопоставления целесообразных вариантов с учетом режимов и надежности работы электростанции, затрат на оборудование генераторного и повышенных напряжений, стоимости потерь энергии в трансформаторах, удобств эксплуатации, конструктивно-компоновочных решений.

На рис. 1.1, *а* представлена схема одиночного блока, состоящего из генератора и трансформатора. Как правило, одиночные блоки применяются при единичной мощности генераторов более 100 МВт. В одиночных блоках при соответствующих технико-экономических обоснованиях могут не устанавливаться генераторные выключатели.

При наличии на ГЭС (авто)трансформаторов связи РУ повышенных напряжений к обмотке низшего напряжения может быть подключен генератор. Такие схемы показаны на рис. 1.1, *д* и *е*.

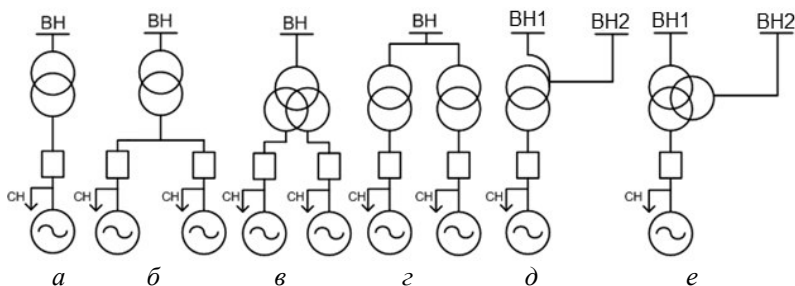


Рис. 1.1. Основные виды энергоблоков ГЭС:

а – одиночный блок; *б* – укрупненный блок; *в* – укрупненный блок с трансформатором с расщепленной обмоткой низшего напряжения; *г* – объединенный блок; *д, е* – подключение генератора к (авто)трансформатору связи

Укрупненные блоки образуются подключением нескольких гидрогенераторов к одному трансформатору, рис. 1.1, *б, в*. Согласно [1] укрупненные блоки применяются на ГЭС малой и средней мощности, если установленная мощность блока не превышает мощности аварийного резерва в ЭЭС и не превышает 660 МВт. Использование общего для нескольких генераторов повышающего трансформатора и сокращение количества присоединений РУ повышенного напряжения может быть экономически целесообразным. Для ограничения токов короткого замыкания в цепях генераторного напряжения выбирают двухобмоточные трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, рис. 1.1, *в*.

Объединенный блок состоит из нескольких одиночных или укрупненных блоков, объединенных между собой без выключателей на стороне высшего напряжения повышающих трансформаторов, рис. 1.1, *г*. Применение объединенных блоков приводит к сокращению присоединений РУ высшего напряжения, что имеет ощутимый экономический

эффект на напряжениях классом 330 кВ и выше за счет сокращения количества выключателей.

Возможность соединения всех гидрогенераторов с повышающими трансформаторами в один блок или выдачи всей мощности электростанции черед одну линию электропередачи должна быть проверена по условиям режима работы гидротехнических сооружений и экономически допустимого слива воды с учетом длительности замены поврежденного оборудования.

Информация о видах блоков, применяющихся на действующих ГЭС, представлена в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Виды энергоблоков на действующих ГЭС

Класс напряжения, кВ	Вид энергоблока	Название ГЭС (единичная мощность генератора, МВт)
110	Укрупненный блок	Воткинская ГЭС (100), Каскад Кубанских ГЭС (ГЭС-3 (29), Свистухинская ГЭС (2,6; 3,3), ГЭС-1 (18,5)
	Моноблок	Гизельдонская ГЭС-1 (7,6), Эминская ГЭС (15), Джиуджикаусская ГЭС-2 (3; 3,2), Нижегородская ГЭС (65)
220	Укрупненный блок	Нижегородская ГЭС (65), Камская ГЭС (21, 24), Воткинская ГЭС (100), Волжская ГЭС (115)
	Моноблок	Зейская ГЭС (215, 225), Нижегородская ГЭС (65).
330	Укрупненный блок	Каскад Кубанских ГЭС: ГЭС-2 (46), ГЭС-4 (26)
500	Укрупненный блок	Волжская ГЭС (115), Воткинская ГЭС (100), Саратовская ГЭС (120), Саяно-Шушенская ГЭС (640)
	Объединенный блок	Зейская ГЭС (225)

Анализ структурных схем действующих ГЭС, приведенный в табл. 1.1, свидетельствует о следующем:

- укрупненные блоки применяются на всех классах напряжения;
- при номинальном напряжении 220 кВ и ниже в дополнении к укрупненным блокам применяются моноблоки;
- при номинальном напряжении 330 кВ и выше кроме укрупненных блоков применяются объединенные блоки.

Установленная мощность блока $P_{б.уст}$ не должна превышать значения мощности, потеря которой приведет к нарушению устойчивости системы или превысит величину резервной мощности в системе $P_{ав.р}$:

$$P_{ав.р} > P_{б.уст} \quad (1.1)$$

1.3. ВЫБОР БЛОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Выбор блочных трансформаторов производится по типу и номинальной мощности. В качестве блочных трансформаторов используются трехфазные трансформаторы с масляным охлаждением. Применение группы из нескольких трехфазных трансформаторов или группы из трех однофазных трансформаторов рассматривается при невозможности выбрать один трехфазный трансформатор требуемой мощности или при наличии транспортных ограничений. Применение РПН на блочных трансформаторах не предусматривается ввиду того, что регулирование напряжения на стороне ВН трансформатора производится регулированием тока возбуждения генераторов. У трансформаторов укрупненных блоков может быть предусмотрено расщепление обмотки НН на несколько частей по количеству подключаемых генераторов.

Номинальная мощность блочных трансформаторов $S_{Т ном}$ выбирается по мощности генератора за вычетом нагрузки потребителей сети среднего напряжения и нагрузки собственных нужд, подключаемых к блоку на генераторном напряжении. Ввиду малости напряжения нагрузки собственных нужд можно пренебречь:

$$S_{Т ном} \geq \sqrt{(P_{Г ном} - P_{нг})^2 + (Q_{Г ном} - Q_{нг})^2}, \quad (1.2)$$

где $P_{Г ном}$ и $Q_{Г ном}$ – активная и реактивная номинальные мощности генератора; $P_{нг}$ и $Q_{нг}$ – активная и реактивная мощности местной нагрузки.

Мощность автотрансформатора связи, к обмотке НН которого подключен генератор, рассчитывается по условию загрузки общей обмотки по формуле

$$S_{Г\text{ ном}} \geq \frac{P_{Г\text{ ном}} + P_{св}}{\cos \varphi_{\text{ном}} k_{\text{тип}}}, \quad (1.3)$$

где $P_{св}$ – активная составляющая мощности перетока электроэнергии с обмотки среднего напряжения в обмотку высшего напряжения автотрансформатора связи, МВт; $\cos \varphi_{\text{ном}}$ – номинальный коэффициент мощности генератора; $k_{\text{тип}}$ – коэффициент типовой мощности автотрансформатора.

Коэффициент типовой мощности автотрансформатора определяют по формуле

$$k_{\text{тип}} = \frac{U_{ВН} - U_{СН}}{U_{ВН}}, \quad (1.4)$$

где $U_{ВН}$, $U_{СН}$ – номинальные напряжения обмоток ВН и СН автотрансформатора.

При выборе автотрансформатора блока следует убедиться, что номинальная мощность обмотки низшего напряжения $S_{НН\text{ ном}}$ удовлетворяет условию

$$S_{НН\text{ ном}} \geq S_{Г\text{ ном}}. \quad (1.5)$$

1.4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГОБЛОКОВ МЕЖДУ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ ПОВЫШЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

При распределении энергоблоков между РУ предпочтение отдают вариантам, обеспечивающим питание потребителя, подключенного к РУ повышенного напряжения даже при нарушении связи между двумя РУ. В связи с этим в схеме с двумя повышенными напряжениями, приведенной на рис. 1.2, суммарная мощность блоков, подключаемых к РУВН2, как правило, должна быть больше или равна максимальной нагрузке потребителей сети повышенного напряжения ВН2.

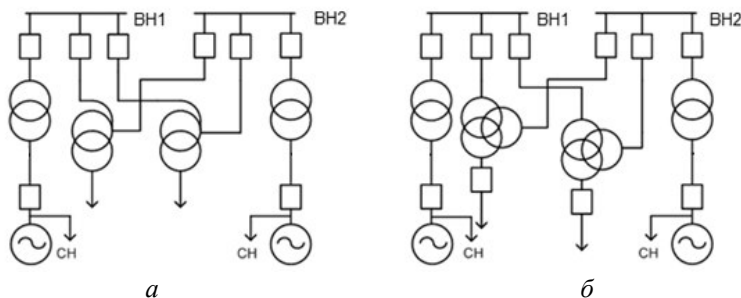


Рис. 1.2. Структурные схемы ГЭС с двумя повышенными напряжениями

При распределении блоков между РУ следует учитывать запрет перетока электроэнергии со стороны ВН в сторону СН автотрансформатора связи, если к обмотке НН автотрансформатора подключен генератор.

1.5. ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ СВЯЗИ

Для связи двух РУ повышенных напряжений применяют автотрансформаторы, рис. 1.2, а. Если одно из РУ имеет класс 35 кВ, то для связи применяют двух- или трехобмоточные трансформаторы, рис. 1.2, б. Количество (авто)трансформаторов связи РУ повышенных напряжений, а также схемы их присоединений к шинам РУ обосновываются исходя из режима работы этой связи.

Все автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы связи распределительных устройств разных напряжений должны иметь устройства регулирования напряжения под нагрузкой на одном напряжении (ВН или СН).

Мощность (авто)трансформаторов выбирается по наибольшей мощности перетока электроэнергии между распределительными устройствами повышенных напряжений, $S_{св}$, рассчитываемой по формуле

$$S_{св} = \left(\sqrt{\left(P_{\Gamma}^{ВН2} - P_{нг}^{ВН2} \right)^2 + \left(Q_{\Gamma}^{ВН2} - Q_{нг}^{ВН2} \right)^2} \right), \quad (1.6)$$

где $P_{\Gamma}^{ВН2}$, $Q_{\Gamma}^{ВН2}$ – мощность выработки генераторов, подключенных к РУ более низкого напряжения; $P_{нг}^{ВН2}$, $Q_{нг}^{ВН2}$ – минимальная активная и

реактивная мощности потребителя подключенного к РУ более низкого напряжения.

Согласно [1] связь РУ на электростанции должна осуществляться с применением двух и более (авто)трансформаторов номинальной мощностью не менее номинальной мощности наиболее крупного генератора или энергоблока станции, подключенного к РУ более низкого напряжения из двух рассматриваемых РУ.

1.6. СОСТАВЛЕНИЕ КАРТЫ ЗАГРУЗКИ ГЕНЕРАТОРОВ

Карта загрузки генераторов определяет количество генераторов ГЭС, работающих в конкретный момент времени, что требуется для построения графиков нагрузки трансформаторов блоков и трансформаторов связи. Количество работающих генераторов определяется округлением до большего числа отношения вырабатываемой мощности ГЭС согласно графику выработки и номинальной мощности генератора. При этом загрузка генераторов ГЭС, участвующих в покрытии графика выработки, производится последовательно.

1.7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ГЭС

Техничко-экономическое обоснование структурной схемы ГЭС проводится по критерию минимума приведенных затрат, рассчитываемых по формуле

$$З = E_n K_\Sigma + И + М(У), \quad (1.7)$$

где $З$ – приведенные затраты, тыс. руб/год; K_Σ – капиталовложения, тыс. руб.; E_n – нормативный коэффициент окупаемости капиталовложений, принимается равным $0,12 \frac{1}{\text{год}}$, что соответствует сроку окупаемости 8 лет; $И$ – издержки за год, тыс. руб/год; $М(У)$ – математическое ожидание ущерба от ненадежности структурной схемы, тыс. руб/год.

Капиталовложения в структурную схему определяют по формуле

$$K_\Sigma = K_{\text{яч}} + K_T, \quad (1.8)$$

где $K_{\text{яч}}$ – суммарная стоимость ячеек выключателей, необходимых для подключения трансформаторов к РУ, тыс. руб.; K_T – суммарная стоимость трансформаторов, тыс. руб.

Капиталовложения в трансформаторы рассчитываются по формуле

$$K_T = \sum n_T \alpha_T \Pi_T, \quad (1.9)$$

где n_T – количество трансформаторов, подключенных к РУ; Π_T – цена трансформатора, подключенного к РУ, определяется по [3]; α_T – коэффициент, учитывающий дополнительные расходы на доставку трансформатора, шефмонтаж и шефналадку, принимается равным в пределах 1,3...2,0, зависит от класса напряжения и номинальной мощности трансформатора.

Капиталовложения в ячейки с выключателями рассчитываются по формуле

$$K_{\text{яч}} = \sum n_{\text{яч}} \Pi_{\text{яч}}, \quad (1.10)$$

где $n_{\text{яч}}$ – количество ячеек с выключателями в РУ повышенных напряжений; $\Pi_{\text{яч}}$ – цена ячейки с выключателем соответствующего класса напряжения, определяется по [3].

Издержки рассчитываются по формуле

$$И = И_a + И_o + И_{\text{пот}}, \quad (1.11)$$

где $И_a$ – амортизационные отчисления:

$$И_a = a K_{\Sigma}, \quad (1.12)$$

где a – норма амортизационных отчислений, для ГЭС принимается равной 0,058;

$И_o$ – издержки на обслуживание электроустановки:

$$И_o = b K_{\Sigma}, \quad (1.13)$$

где b – норма отчислений на обслуживание, $b = 0,03$ при $U < 150$ кВ и $b = 0,02$ при $U \geq 220$ кВ;

$I_{\text{пот}}$ – издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\text{пот}} = z \cdot \Delta W_{\text{пот}}, \quad (1.14)$$

где z – удельные затраты на возмещение потерь, зависят от продолжительности использования максимальной нагрузки, определяются по рис. 1.3.

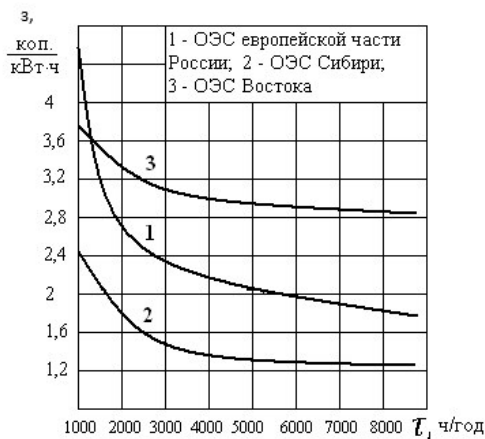


Рис. 1.3. Удельные затраты на возмещение потерь в электрических сетях

Время годовых потерь электроэнергии определяются по табл. 1.2.

Таблица 1.2

Зависимость годового времени максимальных потерь от числа часов использования максимума нагрузки

$T_{\text{max}}, \text{ч}$	2500	3000	4000	5000	6000	7000	8000	8760
$\tau, \text{ч}$	1000	1250	1800	2750	3800	5500	7350	8760

Число часов использования наибольшей мощности рассчитывается по формуле

$$T_{\text{нб}} = \frac{\left(\left(\sum P_{\text{в}}^3 \cdot \Delta t_i \right) N_3 + \left(\sum P_{\text{в}}^{\text{л}} \cdot \Delta t_i \right) N_{\text{л}} + \left(P_{\text{уст}} \cdot 24 \right) N_n \right)}{P_{\text{уст}}}. \quad (1.15)$$

Годовые потери электроэнергии в блочных трансформаторах и трансформаторах связи РУ вычисляются по формуле

$$W_{\text{пот}} = W_{\text{пот XX}} + W_{\text{пот КЗ}}, \quad (1.16)$$

где $W_{\text{пот XX}}$ – годовые потери холостого хода в блочных трансформаторах и трансформаторах связи, кВт · ч/год; $W_{\text{пот КЗ}}$ – годовые потери короткого замыкания в блочных трансформаторах и трансформаторах связи, кВт · ч/год.

Годовые потери холостого хода в трансформаторах блоков вычисляются по выражению:

$$W_{\text{пот XX}} = N^3 W_{\text{пот XX сут}}^3 + N^{\text{л}} W_{\text{пот XX сут}}^{\text{л}} + N^{\text{п}} W_{\text{пот XX сут}}^{\text{п}}, \quad (1.17)$$

где N^3 , $N^{\text{л}}$, $N^{\text{п}}$ – количество зимних, летних и паводковых дней в году; $W_{\text{пот XX сут}}^3$, $W_{\text{пот XX сут}}^{\text{л}}$, $W_{\text{пот XX сут}}^{\text{п}}$ – суточные потери холостого хода в зимний, летний и паводковый период, кВт · ч/год.

Суточные потери холостого хода в зимний период (летний период, паводок) рассчитываются по формуле

$$W_{\text{пот XX сут}}^3 = \Delta P_{\text{XX}} \sum n_{\text{Ti}} \Delta t_i, \quad (1.18)$$

где ΔP_{XX} – потери холостого хода блочного трансформатора, кВт; n_{Ti} – количество трансформаторов блоков, работающих на интервале времени Δt_i (определяется по карте загрузки генераторов) для зимнего периода; Δt_i – продолжительность ступеней по графику нагрузки трансформатора для зимнего периода, ч.

Годовые потери КЗ в трансформаторах блоков рассчитываются по выражению

$$\begin{aligned} W_{\text{пот КЗ}} = & \Delta P_{\text{КЗ}} N^3 \sum_{i=1}^n \left(\frac{S_i}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \Delta t_i + \\ & + \Delta P_{\text{КЗ}} N^{\text{л}} \sum_{i=1}^m \left(\frac{S_j}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \Delta t_j + \Delta P_{\text{КЗ}} N^{\text{п}} \sum_{i=1}^n \left(\frac{S_k}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \Delta t_k, \end{aligned} \quad (1.19)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – номинальные потери короткого замыкания в блочных трансформаторах, кВт; S_i , S_j , S_k – нагрузка i -й, j -й, k -й ступеней зимнего, летнего и паводкового графиков нагрузки соответственно, МВА; Δt_i , Δt_j , Δt_k – длительности ступеней напряжения по графику выработки ГЭС, ч.

Годовые потери электроэнергии в (авто)трансформаторах связи рассчитывают аналогично потерям электроэнергии в трансформаторах блоков, но с учетом того, что (авто)трансформаторы связи постоянно находятся под напряжением, которое приводит к круглосуточному образованию потерь холостого хода.

Математическое ожидание ущерба от ненадежности схемы рассчитывают по выражению

$$M(Y) = y_0 \cdot M(\Delta W_{\text{нед}}), \quad (1.20)$$

где y_0 – удельный ущерб, принимают равным 7 руб/кВт · ч; $M(\Delta W_{\text{нед}})$ – математическое ожидание годового недоотпуска электроэнергии в систему.

При расчете недоотпуска электроэнергии с электростанции учитываются отказы оборудования, которые приводят к потере генерирующей мощности. Надежность генераторов не учитывают, так как она одинакова для блоков разных напряжений. Недоотпуск рассчитывают по формуле

$$\Delta W_{\text{нед}} = n_{\text{бл}} \left(\frac{T_{\text{нб}}}{8760} \right) \Delta P_{\text{бл}} (\omega_{\text{Т}} \cdot T_{\text{в.Т}} + \omega_{\text{В}} \cdot T_{\text{в.В}}), \quad (1.21)$$

где $\omega_{\text{Т}}$ – частота отказов трансформатора (автотрансформатора) определяется по [2]; $T_{\text{в.Т}}$ – среднее время восстановления трансформатора определяется по [2]; $\omega_{\text{В}}$ – частота отказов выключателя определяется по [2]; $T_{\text{в.В}}$ – среднее время восстановления генераторного выключателя определяется по [2].

1.8. ЗАДАЧИ

Задача 1.1

Произвести выбор структурной схемы ГЭС. Район расположения – город Волгоград.

На станции установлены шесть генераторов типа СВ-570/145-32, $P_{\text{ном}} = 30$ МВт; $U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ; $X''_{d(\text{ном})} = 0,23$ о.е.; $T_a^{(3)} = 0,34$ с.

Расход на собственные нужды при номинальной нагрузке станции составляет $\frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{уст}}} = 2\%$. На ГЭС предполагается организация сети собственных нужд 10 кВ.

По сети 220 кВ ГЭС связана с двумя энергосистемами:

C1: $S_{\text{ном}} = 1500$ МВ·А; $X_c = 0,8$ о.е.; $P_{\text{ав.п}} = 40$ МВт;

C2: $S_{\text{ном}} = 2000$ МВ·А; $X_c = 1,2$ о.е.; $P_{\text{ав.п}} = 50$ МВт;

длины воздушных линий для передачи электроэнергии $l_1 = l_2 = 20$ км, где l_1 – линия одноцепная; l_2 – линия двухцепная.

Питание потребителя осуществляется по сети 110 кВ через ВЛ двухцепную длиной $l_3 = 20$ км. Графики нагрузки заданы на рис. 1.4, б. Мощность потребителей, подключенных на напряжении 110 кВ, составляет 40 МВт, коэффициент мощности 0,8.

Электроснабжение потребителей местного района осуществляется на напряжении 10 кВ. Максимальная мощность нагрузки местной сети составляет 3 МВт, мощность нагрузки одного распределительного пункта (РП) составляет 1,5 МВ·А, количество распределительных пунктов – 2. Наименьшая длина кабеля, отходящего от шин 10 кВ электростанции (ЭС) до РП, $l = 2,5$ км. Время действия релейной защиты отходящих присоединений ЭС и РП составляет 1,0 и 0,5 с соответственно. Минимальное сечение кабеля, отходящего от РП, составляет 70 мм². Тип выключателей, установленных в РП, ВВЭ-10.

Графики местной нагрузки приведены на рис. 1.4, а, графики выработки ГЭС – на рис. 1.4, в. Сплошными линиями обозначен график выработки в зимний период, пунктирными – в летний период. В период паводка ГЭС работает с номинальной выработкой. Номинальные коэффициенты мощности генераторов, потребителей местной нагрузки и потребителей, подключенных на напряжении 110 кВ, электроприемни-

ков собственных нужд приняты равными 0,8. Число зимних, летних и паводковых дней в году равно 170, 130, 65 соответственно.

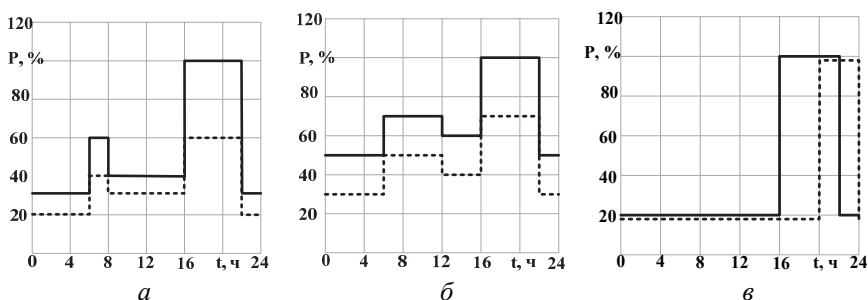


Рис. 1.4. Графики нагрузки сети напряжения 10 кВ (а), сети напряжения 110 кВ (б), выработки генераторов (в)

Решение

В соответствии с (1.2) к распределительным устройствам напряжений 110 и 220 кВ целесообразно подключать укрупненные блоки или моноблоки. Для связи ГЭС указанных классов напряжения используют автотрансформаторы связи.

Так как наибольшая мощность нагрузки, подключенная к напряжению 110 кВ, составляет 40 МВт, то рассматривается подключение к РУ 110 кВ двух генераторов общей мощностью 60 МВт для покрытия нагрузки при потере связи с РУ 220 кВ. В первом варианте структурной схемы применяются укрупненные блоки по два генератора в каждом. Во втором варианте применяются моноблоки.

Блоки следует распределять между РУ повышенных напряжений таким образом, чтобы суммарная мощность генераторов, подключенных к РУ 110 кВ, была не менее мощности нагрузки, подключенной к РУ 110 кВ:

$$P_{\text{нг } 110} < \sum P_{\text{бл } 110 \text{ кВ}}.$$

В данном случае: 40 МВт < 60 МВт, условие выполняется.

В первом варианте один блок подключен к РУ 110 кВ.

Во втором варианте два моноблока подключены к РУ 110 кВ.

Наметим два варианта структурных схем.

Вариант 1. Рассмотрим структурную схему ГЭС с укрупненными блоками (рис. 1.5).

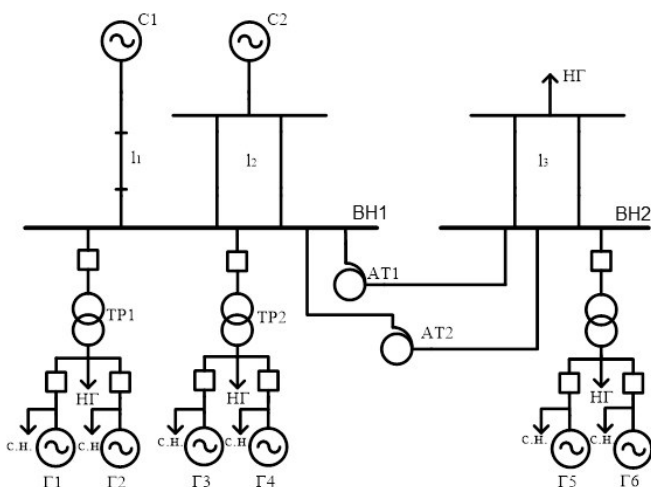


Рис. 1.5. Первый вариант структурной схемы ГЭС

Выбор блочных трансформаторов ГЭС

Установленная мощность блока $P_{б.уст}$ не должна превышать значения мощности, потеря которой приведет к нарушению устойчивости системы или превысит величину резервной мощности в системе $P_{ав.р}$:

$$P_{ав.р} > P_{б.уст}.$$

Для блоков, подключенных РУВН1:

$$90 \text{ МВт} > 60 \text{ МВт}.$$

Рассчитываем наибольшую нагрузку на трансформатор блока с учетом снижения нагрузки местной сети до 20 % от наибольшего значения в летний период (см. рис. 1.4, а) и при равномерном распределении местной нагрузки между всеми установленными генераторами ГЭС по (1.2):

$$S_{Т \text{ ном}} \geq \sqrt{\left(2 \cdot 30 - 2 \frac{3}{6} 0,2\right)^2 + \left(2 \cdot 22,5 - 2 \frac{2,25}{6} 0,2\right)^2},$$

$$S_{T \text{ ном}} \geq \sqrt{(59,8)^2 + (44,85)^2},$$

$$S_{T \text{ ном}} \geq 75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем ближайший больший или равный по расчетной мощности трансформатор с номинальными напряжениями обмоток, соответствующими классам напряжения 220 кВ или 110 кВ и генератора – 10 кВ. Так как для РУ 220 кВ и РУ 110 кВ используются одинаковые блоки, то расчетные мощности трансформаторов равны.

Для блоков, подключенных к РУ 110 кВ:

ТДЦ – 80 000/110; $U_{\text{ВН}} = 121 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ}$; $\Delta P_{\text{XX}} = 53 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{КЗ}} = 310 \text{ кВт}$; стоимость 51 173 332 руб. с НДС.

Для блоков, подключенных к РУ 220 кВ:

ТДЦ – 80 000/220; $U_{\text{ВН}} = 242 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ}$; $\Delta P_{\text{XX}} = 60 \text{ кВт}$. $\Delta P_{\text{КЗ}} = 230 \text{ кВт}$; стоимость 62 953 000 руб. с НДС.

Вариант 2. Рассмотрим структурную схему ГЭС с моноблоками (рис. 1.6).

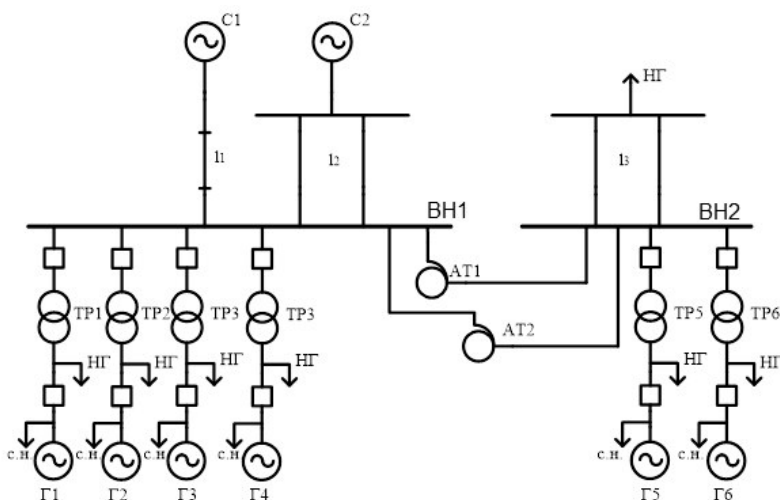


Рис. 1.6. Второй вариант структурной схемы

Выбор трансформатора для второго варианта структурной схемы.

$$S_{T \text{ ном}} \geq \sqrt{\left(1 \cdot 30 - 1 \frac{3}{6} 0,2\right)^2 + \left(1 \cdot 22,5 - 1 \frac{2,25}{6} 0,2\right)^2},$$

$$S_{T \text{ ном}} \geq 38 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для блоков, подключенных к РУ 220 кВ:

ТДЦ – 80 000/220; $U_{\text{ВН}} = 242 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ}$; $\Delta P_{\text{ХХ}} = 60 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{КЗ}} = 230 \text{ кВт}$; стоимость 62 953 000 руб. с НДС.

Для блоков, подключенных к РУ 110 кВ:

ТД – 40 000/110; $U_{\text{ВН}} = 121 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ}$; $\Delta P_{\text{ХХ}} = 40 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{КЗ}} = 310 \text{ кВт}$; стоимость 29 124 996 руб. с НДС

Пересчет графика выработки ГЭС

Пересчет графика выработка ГЭС из о.е. в именованные на интервале времени от 0 до 16 ч зимой производят по формулам:

активная мощность $6 \cdot 30 \cdot 0,2 = 36 \text{ МВт}$;

реактивная мощность $6 \cdot 30 \cdot 0,75 \cdot 0,2 = 27 \text{ Мвар}$.

Для остальных интервалов времени перевод производят аналогично. График выработки ГЭС приведен в табл. 1.3.

Т а б л и ц а 1.3

График выработки ГЭС

$\Delta t, \text{ ч}$	0-16	16-20	20-22	22-24	Зима
$P_{\text{нг НН}}$	36	180	180	36	
$Q_{\text{нг НН}}$	27	135	135	27	
$\Delta t, \text{ ч}$	0-16	16-20	20-22	22-24	Лето
$P_{\text{нг НН}}$	36	36	180	180	
$Q_{\text{нг НН}}$	27	27	135	135	
$\Delta t, \text{ ч}$	0-6	16-22	20-22	22-24	Паводок
$P_{\text{нг НН}}$	180	180	180	180	
$Q_{\text{нг НН}}$	135	135	135	135	

Таблица 1.5

Карта загрузки генераторов второго варианта структурной схемы

$\Delta t, \text{ч}$	0–16		16–20		20–22		22–24		Зима
	Г1	Г2	Г1	Г2	Г1	Г2	Г1	Г2	
Б1	–	–	+	+	+	+	–	–	
Б2	–	–	+	+	+	+	–	–	
Б3	–	–	+	+	+	+	–	–	
Б4	–	–	+	+	+	+	–	–	
Б5	+	+	+	+	+	+	+	+	
Б6	+	+	+	+	+	+	+	+	
$\Delta t, \text{ч}$	0–16		16–20		20–22		22–24		Лето
	Г1	Г2	Г1	Г2	Г1	Г2	Г1	Г2	
Б1	–	–	–	–	+	+	+	+	
Б2	–	–	–	–	+	+	+	+	
Б3	–	–	–	–	+	+	+	+	
Б4	–	–	–	–	+	+	+	+	
Б5	+	+	+	+	+	+	+	+	
Б6	+	+	+	+	+	+	+	+	
$\Delta t, \text{ч}$	0–16		16–20		20–22		22–24		Паводок
	Г1	Г2	Г1	Г2	Г1	Г2	Г1	Г2	
Б1	+	+	+	+	+	+	+	+	
Б2	+	+	+	+	+	+	+	+	
Б3	+	+	+	+	+	+	+	+	
Б4	+	+	+	+	+	+	+	+	
Б5	+	+	+	+	+	+	+	+	
Б6	+	+	+	+	+	+	+	+	

График нагрузки на напряжении 110 кВ

Пересчитаем график на напряжении 110 кВ ГЭС, рис. 1.4, б, из о.е. в именованные. Данные сведем в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Нагрузка на напряжении 110 кВ

Δt , ч	0-6	6-12	12-16	16-22	22-24	Зима/ паводок
$P_{нг\text{ НН}}$	20	28	24	40	20	
$Q_{нг\text{ НН}}$	15	20	18	30	15	
Δt , ч	0-6	6-8	8-16	16-22	22-24	Лето
$P_{нг\text{ НН}}$	12	20	16	28	12	
$Q_{нг\text{ НН}}$	9	15	12	20	9	

График нагрузки на напряжении 10 кВ

Пересчитаем график нагрузки на напряжении 10 кВ ГЭС, рис. 1.4, а, из о.е. в именованные. Данные сведем в табл. 1.7. В паводок нагрузку принимаем равной нагрузке в зимний период.

На интервале времени от 0 до 6 ч зимой активная нагрузка местной сети составит $3 \cdot 0,3 = 0,9$ МВт, а реактивная нагрузка – $3 \cdot 0,75 \cdot 0,3 = 0,675$ Мвар. Для остальных интервалов времени нагрузка рассчитывается аналогично с учетом графика местной нагрузки (рис. 1.4, а).

Таблица 1.7

Нагрузка на напряжении 10 кВ

Δt , ч	0-6	6-8	8-16	16-22	22-24	Зима/ паводок
$P_{нг\text{ НН}}$	0,9	1,8	1,2	3	0,9	
$Q_{нг\text{ НН}}$	0,675	1,35	0,9	2,25	0,675	
Δt , ч	0-6	6-8	8-16	16-22	22-24	Лето
$P_{нг\text{ НН}}$	0,6	1,2	0,9	1,8	0,6	
$Q_{нг\text{ НН}}$	0,45	0,9	0,675	1,35	0,45	

Принимаем допущение, о том, что местная нагрузка распределяется равномерно между всеми установленными агрегатами ГЭС независимо от того, работает он на рассматриваемом интервале времени или нет.

Рассчитываем местную нагрузку, приходящуюся на первый блок первого варианта структурной схемы. На интервале от 0 до 6 ч зимой:

$$P_{\text{НН нг.бл}} = 2 \frac{0,9}{6} = 0,3 \text{ МВт.}$$

Расчеты нагрузки блока для остальных интервалов времени зимы и лета проводятся аналогично, результаты расчетов местной нагрузки, приходящейся на первый блок для первого варианта схемы, приведены в табл. 1.8, для второго варианта – в табл. 1.9.

Таблица 1.8

Нагрузка местной сети, приходящаяся на каждый блок первого варианта структурной схемы

$\Delta t, \text{ ч}$	0-6	6-8	8-16	16-22	22-24	Зима/ паводок
$P_{\text{нг НН}}$	0,3	0,6	0,4	1	0,3	
$Q_{\text{нг НН}}$	0,225	0,45	0,3	0,75	0,225	
$\Delta t, \text{ ч}$	0-6	6-8	8-16	16-22	22-24	Лето
$P_{\text{нг НН}}$	0,2	0,4	0,3	0,6	0,2	
$Q_{\text{нг НН}}$	0,15	0,3	0,225	0,45	0,15	

Таблица 1.9

Нагрузка местной сети, приходящаяся на каждый блок второго варианта структурной схемы

$\Delta t, \text{ ч}$	0-6	6-8	8-16	16-22	22-24	Зима/ паводок
$P_{\text{нг НН}}$	0,15	0,3	0,2	0,5	0,15	
$Q_{\text{нг НН}}$	0,112	0,225	0,15	0,375	0,112	
$\Delta t, \text{ ч}$	0-6	6-8	8-16	16-22	22-24	Лето
$P_{\text{нг НН}}$	0,1	0,2	0,15	0,3	0,1	
$Q_{\text{нг НН}}$	0,075	0,15	0,112	0,225	0,075	

Графики нагрузки трансформатора блока

Нагрузка трансформатора блока 1, подключенного к РУ 220 кВ, первого варианта структурной схемы на интервале времени от 0 до 6 часов зимой:

$$P_{Ti} = P_{Bi} - P_{HGi} = 0 - 0,3 = -0,3 \text{ МВт},$$

$$Q_{Ti} = Q_{Bi} - Q_{HGi} = 0 - 0,225 = -0,2 \text{ МВт}.$$

Отрицательное значение мощности означает протекание электроэнергии в направлении со стороны ВН трансформатора блока к стороне НН противоположно направлению, выбранному за положительное.

Нагрузка трансформатора блока 3, подключенного к РУ 110 кВ, 1-го варианта структурной схемы на интервале времени от 0 до 6 ч зимой:

$$P_{Ti} = P_{Bi} - P_{HGi} = 36 - 0,3 = 35,7 \text{ МВт},$$

$$Q_{Ti} = Q_{Bi} - Q_{HGi} = 27 - 0,225 = 26,8 \text{ МВт}.$$

Нагрузка трансформатора блока 3, подключенного к РУ 110 кВ, 1-го варианта структурной схемы на интервале времени от 16 до 20 ч летом:

$$P_{Ti} = P_{Bi} - P_{HGi} = 36 - 0,6 = 35,4 \text{ МВт},$$

$$Q_{Ti} = Q_{Bi} - Q_{HGi} = 27 - 0,45 = 26,5 \text{ МВт}.$$

Расчет нагрузки трансформаторов блоков для остальных блоков, интервалов времени, вариантов структурных схем и сезонов проводят аналогично. Результаты расчетов для первого варианта структурной схемы приведены в табл. 1.10, для второго варианта – в табл. 1.11.

График нагрузки трансформаторов блока первого варианта структурной схемы (зима, лето)

Зима								Лето							
Δf, ч	0-6	6-8	8-12	12-16	16-20	20-22	22-24	Δf, ч	0-6	6-8	8-12	12-16	16-20	20-22	22-24
	P_B , МВт	0	0	0	60	60	0		P_B , МВт	0	0	0	0	0	60
Q_B , Мвар	0	0	0	0	45	45	0	Q_B , Мвар	0	0	0	0	0	45	45
P_{HT} , МВт	0,3	0,6	0,4	0,4	1	1	0,3	P_{HT} , МВт	0,2	0,4	0,3	0,3	0,6	0,6	0,2
Q_{HT} , Мвар	0,22	0,45	0,3	0,3	0,75	0,75	0,22	Q_{HT} , Мвар	0,15	0,3	0,22	0,22	0,45	0,45	0,15
P_T , МВт	-0,3	-0,6	-0,4	-0,4	59	59	-0,3	P_T , МВт	-0,2	-0,4	-0,3	-0,3	-0,6	59,4	59,8
Q_T , Мвар	-0,22	-0,45	-0,3	-0,3	44,2	44,2	-0,22	Q_T , Мвар	-0,15	-0,3	-0,22	-0,22	-0,45	44,5	44,8
S_T , МВ·А	0,37	0,75	0,50	0,50	73,7	73,7	0,37	S_T , МВ·А	0,25	0,50	0,37	0,37	0,75	74,2	74,7
Б1	P_B , МВт	0	0	0	60	60	0	Б1	P_B , МВт	0	0	0	0	60	60
	Q_B , Мвар	0	0	0	45	45	0		Q_B , Мвар	0	0	0	0	45	45
	P_{HT} , МВт	0,3	0,6	0,4	0,4	1	0,3		P_{HT} , МВт	0,2	0,4	0,3	0,3	0,6	0,2
	Q_{HT} , Мвар	0,22	0,45	0,3	0,3	0,75	0,22		Q_{HT} , Мвар	0,15	0,3	0,22	0,22	0,45	0,15
	P_T , МВт	-0,3	-0,6	-0,4	-0,4	59	-0,3		P_T , МВт	-0,2	-0,4	-0,3	-0,3	-0,6	59,8
	Q_T , Мвар	-0,22	-0,45	-0,3	-0,3	44,2	-0,22		Q_T , Мвар	-0,15	-0,3	-0,22	-0,22	-0,45	44,8
	S_T , МВ·А	0,37	0,75	0,50	0,50	73,7	0,37		S_T , МВ·А	0,25	0,50	0,37	0,37	0,75	74,7
	Б2	P_B , МВт	0	0	0	60	60		0	Б2	P_B , МВт	0	0	0	0
Q_B , Мвар		0	0	0	45	45	0	Q_B , Мвар	0		0	0	0	45	45
P_{HT} , МВт		0,3	0,6	0,4	0,4	1	0,3	P_{HT} , МВт	0,2		0,4	0,3	0,3	0,6	0,2
Q_{HT} , Мвар		0,22	0,45	0,3	0,3	0,75	0,22	Q_{HT} , Мвар	0,15		0,3	0,22	0,22	0,45	0,15
P_T , МВт		-0,3	-0,6	-0,4	-0,4	59	-0,3	P_T , МВт	-0,2		-0,4	-0,3	-0,3	-0,6	59,8
Q_T , Мвар		-0,22	-0,45	-0,3	-0,3	44,2	-0,22	Q_T , Мвар	-0,15		-0,3	-0,22	-0,22	-0,45	44,8
S_T , МВ·А		0,37	0,75	0,50	0,50	73,7	0,37	S_T , МВ·А	0,25		0,50	0,37	0,37	0,75	74,7

[illegible]

Таблица 1.11

**График нагрузки трансформаторов блока для первого варианта
структурной схемы в паводок**

$\Delta t, \text{ ч}$		0-6	6-8	8-12	12-16	16-20	20-22	22-24
Б1 Б2 Б3	$P_{\text{в}}, \text{ МВт}$	60	60	60	60	60	60	60
	$Q_{\text{в}}, \text{ Мвар}$	45	45	45	45	45	45	45
	$P_{\text{нг}}, \text{ МВт}$	0,3	0,6	0,4	0,4	1	1	0,3
	$Q_{\text{нг}}, \text{ Мвар}$	0,22	0,45	0,3	0,3	0,75	0,75	0,22
	$P_{\text{т}}, \text{ МВт}$	59,7	59,4	59,6	59,6	59	59	59,7
	$Q_{\text{т}}, \text{ Мвар}$	44,78	44,55	44,7	44,7	44,25	44,25	44,78
	$S_{\text{т}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	74,63	74,25	74,50	74,50	73,75	73,75	74,63

В ремонтном режиме работы при выводе из работы одного блока местная нагрузка перераспределяется между блоками, оставшимися в работе. При этом нагрузка на каждый блок возрастает. В рассматриваемой задаче это приводит к снижению нагрузки на трансформатор блока, так как отбор мощности на местную нагрузку производится на генераторном напряжении. В связи с этим ремонтный режим работы ГЭС не является расчетным при анализе нагрузки на трансформаторы блоков.

Графики нагрузки автотрансформаторов связи

Нагрузку автотрансформаторов связи рассчитывают по формулам

$$P_{\text{св}i} = P_{\text{в}i}^{110} - P_{\text{нг}i}^{110},$$

$$Q_{\text{св}i} = Q_{\text{в}i}^{110} - Q_{\text{нг}i}^{110},$$

$$S_{\text{св}i} = \sqrt{P_{\text{св}i}^2 + Q_{\text{св}i}^2},$$

где $P_{\text{в}i}^{110}$, $Q_{\text{в}i}^{110}$ – суммарная выработка генераторов блоков, подключенных к РУ 110 кВ, на i -м интервале времени; $P_{\text{нг}i}^{110}$, $Q_{\text{нг}i}^{110}$ – нагрузка ГЭС на напряжении 110 кВ на i -м интервале времени.

На интервале времени от 0 до 6 ч зимой нагрузка на автотрансформаторы связи составит:

$$P_{свi} = 36 - 20 = 16 \text{ МВт},$$

$$Q_{свi} = 27 - 15 = 12 \text{ Мвар},$$

$$S_{свi} = \sqrt{16^2 + 12^2} = 20 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

На интервале времени от 8 до 12 ч летом нагрузка на автотрансформаторы связи составит:

$$P_{свi} = 36 - 28 = 8 \text{ МВт},$$

$$Q_{свi} = 27 - 20 = 7 \text{ Мвар},$$

$$S_{свi} = \sqrt{8^2 + 7^2} = 10,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для остальных интервалов времени расчет проводим аналогично. График нагрузки на автотрансформатор связи приведен в табл. 1.12.

Таблица 1.12

График нагрузки автотрансформаторов связи

Зима								
$\Delta t, \text{ ч}$		0-6	6-8	8-12	12-16	16-20	20-22	22-24
	$P_{\text{в}}, \text{ МВт}$	36	36	36	36	60	60	36
	$Q_{\text{в}}, \text{ Мвар}$	27	27	27	27	45	45	27
	$P_{\text{нг.110}}, \text{ МВт}$	20	28	28	24	40	40	20
	$Q_{\text{нг.110}}, \text{ Мвар}$	15	20	20	18	30	30	15
	$P_{\text{св}}, \text{ МВт}$	16	8	8	12	20	20	16
	$Q_{\text{св}}, \text{ Мвар}$	12	7	7	9	15	15	12
	$S_{\text{св}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	20	10,6	10,6	15	25	25	20

Окончание табл. 1.12

Лето								
Δt , ч		0-6	6-8	8-12	12-16	16-20	20-22	22-24
	P_B , МВт	36	36	36	36	36	60	60
	Q_B , Мвар	27	27	27	27	27	45	45
	$P_{нг.110}$, МВт	12	20	16	16	28	28	12
	$Q_{нг.110}$, Мвар	9	15	12	12	20	20	9
	$P_{св}$, МВт	24	16	20	20	8	32	48
	$Q_{св}$, Мвар	18	12	15	15	7	25	36
	$S_{св}$, МВ·А	30	20	25	25	11	41	60

По графикам нагрузки автотрансформатора связи, табл. 1.11, определяем наибольшее значение мощности $S_{нб} = 60 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Выбираем два автотрансформатора мощностью не менее половины нагрузки на автотрансформаторы связи:

$$\text{АТДЦТН} - 125\,000/220/110, S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}, U_{220} = 230 \text{ кВ}, \\ U_{\text{CH}} = 121 \text{ кВ}; u_{k\text{BC}} = 11 \text{ \%}.$$

Номинальная мощность выбранного автотрансформатора не должна быть меньше мощности наиболее крупного генератора (энергоблока) ГЭС, подключенного к РУ 110 кВ, условие выполняется. На ГЭС устанавливается два автотрансформатора связи АТДЦТН – 125 000/220/110.

Расчет дисконтированных затрат

Приведенные затраты рассчитываем по формуле (1.8):

$$Z = E_n K_{\Sigma} + И + У.$$

Рассчитаем капиталовложения для 1-го варианта структурной схемы по формуле (1.9):

$$K_{\Sigma} = K_{\text{яч ВН1}} + K_{\text{яч ВН2}} + K_{\text{Т ВН1}} + K_{\text{Т ВН2}}.$$

Число ячеек выключателей выбирается по количеству присоединенных к РУ трансформаторов блоков. Согласно структурной схеме первого варианта (рис. 1.5) на РУ 220 кВ две ячейки выключателей, на РУ 110 кВ одна. Укрупненные показатели стоимости ячеек взяты из [3]:

$$K_{\text{яч ВН1}} = n_{\text{яч 220}} \cdot \Pi_{\text{яч 220}} = 2 \cdot 22,5 = 45 \text{ млн руб.};$$

$$K_{\text{яч ВН2}} = n_{\text{яч 110}} \cdot \Pi_{\text{яч 110}} = 1 \cdot 15 = 15 \text{ млн руб.}$$

Капиталовложения в трансформаторы:

$$K_{\text{Т ВН1}} = n_{\text{Т 220}} \alpha_{\text{Т}} \Pi_{\text{Т 220}} = 2 \cdot 1,3 \cdot 62,95 = 162 \text{ млн руб.};$$

$$K_{\text{Т ВН2}} = n_{\text{Т 110}} \alpha_{\text{Т}} \Pi_{\text{Т 110}} = 1 \cdot 1,3 \cdot 51,17 = 66,52 \text{ млн руб.};$$

$$K_{\Sigma} = 45 + 15 + 162 + 66,5 = 289 \text{ млн руб.}$$

Рассчитываем издержки по формуле (1.12):

$$И = И_{\text{ам}} + И_{\text{об}} + И_{\text{пот. ээ}};$$

$$И_{\text{ам}} = 0,058 \cdot K_{\Sigma} = 0,058 \cdot 289 = 16,8 \text{ млн руб.};$$

$$И_{\text{об}} = 0,03 \cdot K_{\Sigma} = 0,03 \cdot 289 = 8,67 \text{ млн руб.};$$

$$И_{\text{пот. ээ}} = b W_{\text{пот}}.$$

Потери холостого хода рассчитываем по формуле (1.16):

$$W_{\text{пот XX}} = N^3 \cdot W_{\text{пот XX сут}}^3 + N^{\text{Л}} \cdot W_{\text{пот XX сут}}^{\text{Л}} + N^{\text{П}} \cdot W_{\text{пот XX сут}}^{\text{П}};$$

$$W_{\text{пот XX сут}}^3 = \Delta P_{\text{XX}} \sum n_m \Delta t_i = 53 \cdot 24 \cdot 1 + 60 \cdot 6 \cdot 2 = 1992 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_{\text{пот XX сут}}^{\text{Л}} = \Delta P_{\text{XX}} \sum n_m \Delta t_j = 53 \cdot 24 \cdot 1 + 60 \cdot 6 \cdot 2 = 1992 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_{\text{пот XX сут}}^{\text{П}} = \Delta P_{\text{XX}} \sum n_m \Delta t_k = 53 \cdot 24 \cdot 1 + 60 \cdot 24 \cdot 2 = 4152 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_{\text{пот XX}} = 170 \cdot 1992 + 130 \cdot 1992 + 65 \cdot 4152 = 0,87 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери короткого замыкания рассчитываем по формуле (1.18):

$$\begin{aligned}
 W_{\text{пот КЗ}} &= N^3 W_{\text{пот КЗ сут}}^3 + N^{\text{л}} W_{\text{пот КЗ сут}}^{\text{л}} + N^{\text{п}} W_{\text{пот КЗ сут}}^{\text{п}} ; \\
 W_{\text{пот КЗ сут}}^3 &= W_{\text{пот КЗ сут бл1}}^3 + W_{\text{пот КЗ сут бл2}}^3 + W_{\text{пот КЗ сут бл3}}^3 = \\
 &= \Delta P_{\text{КЗ}} \left[\sum \left(\frac{S_i}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \Delta t_i + \sum \left(\frac{S_j}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \Delta t_i + \sum \left(\frac{S_k}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \Delta t_i \right] = \\
 &= 230 \cdot 2 \left(6 \left(\frac{0,37}{80} \right)^2 + 2 \left(\frac{0,75}{80} \right)^2 + 8 \left(\frac{0,5}{80} \right)^2 + 6 \left(\frac{73,7}{80} \right)^2 + 2 \left(\frac{0,37}{80} \right)^2 \right) + \\
 &+ 310 \cdot \left(6 \left(\frac{44,6}{80} \right)^2 + 2 \left(\frac{44,2}{80} \right)^2 + 8 \left(\frac{44,5}{80} \right)^2 + 6 \left(\frac{73,7}{80} \right)^2 + 2 \left(\frac{44,6}{80} \right)^2 \right) = \\
 &= 2343 + 3306 = 5649 \text{ кВт} \cdot \text{ч},
 \end{aligned}$$

где S_i , S_j , S_k принимаем из табл. 1.10. Для остальных сезонов расчеты аналогичны.

$$W_{\text{пот КЗ сут}}^{\text{л}} = 4590 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$W_{\text{пот КЗ сут}}^{\text{п}} = 15\,956 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$W_{\text{пот КЗ}} = 170 \cdot 5649 + 130 \cdot 4590 + 65 \cdot 15\,956 = 2,6 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем суммарные потери:

$$W_{\text{пот}} = W_{\text{пот XX}} + W_{\text{пот КЗ}} = (0,87 + 2,6) \cdot 10^6 = 3,47 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Число часов использования наибольшей мощности ГЭС рассчитываем по формуле (1.15):

$$T_{\text{ноб}} = \frac{\left(\left(\sum P_{\text{в}}^3 \cdot \Delta t_i \right) N_3 + \left(\sum P_{\text{в}}^{\text{л}} \cdot \Delta t_i \right) N_{\text{л}} + \left(P_{\text{уст}} \cdot 24 \right) N_{\text{п}} \right)}{P_{\text{уст}}} =$$

$$= \frac{(36 \cdot 18 + 180 \cdot 6) \cdot 170}{180} + \frac{(36 \cdot 18 + 180 \cdot 6) \cdot 130}{180} + \frac{(180 \cdot 24) \cdot 65}{180} =$$

$$= 1632 + 1248 + 1560 = 4440 \text{ ч.}$$

По табл. 1.2 определяем годовое время максимальных потерь $\tau = 2200 \text{ ч}$, далее по графику (рис. 1.3) определяем значение удельных затрат по кривой, соответствующей району расположения ГЭС, отсюда $b = 0,025 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$:

$$И_{\text{пот. ээ}} = bW_{\text{пот}} = 2,5 \cdot 10^{-2} \cdot 3,47 \cdot 10^6 = 0,087 \text{ млн руб.}$$

Суммарные издержки равны:

$$И = 16,8 + 8,67 + 0,087 = 25,6 \text{ млн руб.}$$

Расчет ущерба: определяется среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему (из-за отказа трансформатора блока). Для блоков, подключенных к РУ 110 кВ, справедливо:

$$\Delta W_{\Gamma 110} = n_{\text{бл}} \left(\frac{T_{\text{нб}}}{8760} \right) P_{\text{бл. уст}} (\omega_{\Gamma 110} \cdot T_{\text{в } \Gamma 110} + \omega_{\text{в } 110} \cdot T_{\text{в в } 110}) =$$

$$= 1 \left(\frac{4440}{8760} \right) 60\,000 (0,02 \cdot 100 + 0,01 \cdot 25) = 68\,424 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год};$$

для блоков, подключенных к РУ 220 кВ, справедливо:

$$\Delta W_{\Gamma 220} = n_{\text{бл}} \left(\frac{T_{\text{нб}}}{8760} \right) P_{\text{бл. уст}} (\omega_{\Gamma 220} \cdot T_{\text{в } \Gamma 220} + \omega_{\text{в } 220} \cdot T_{\text{в в } 220}) =$$

$$= 2 \left(\frac{4440}{8760} \right) 60\,000 (0,02 \cdot 200 + 0,01 \cdot 40) = 267\,617 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Суммарный недоотпуск:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta W_{\Gamma 110} + \Delta W_{\Gamma 220} = 68\,424 + 267\,617 = 336\,041 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Ущерб от ненадежности схемы составил:

$$У = У_0 \cdot \Delta W_{\text{нед}} = 7 \cdot 336\,041 = 2,35 \text{ млн руб/год.}$$

Суммарные затраты для первого варианта структурной схемы:

$$З = E_n K_{\Sigma} + И + У = 0,12 \cdot 289 + 25,6 + 2,35 = 62,6 \text{ млн руб.}$$

Технико-экономические показатели для второго варианта схемы рассчитываются аналогично, результаты расчетов сведены в табл. 1.13.

Т а б л и ц а 1.13

**Сравнительная таблица технико-экономических показателей
для 1-го и 2-го вариантов схем**

Показатель ТЭО	Вариант 1	Вариант 2
Капиталовложения, млн руб.	289	523
Издержки, млн руб.	25,6	46,1
Ущерб, млн руб.	2,35	2,35
Приведенные затраты, млн руб.	62,6	111,2
Приведенные затраты, %	100	177

Сопоставляем варианты структурных схем по методу приведенных затрат и выбираем вариант с меньшими затратами – вариант 1.

Задача 1.2

Предложить два варианта структурной схемы ГЭС. На станции установлены восемь генераторов типа СВ-566/125-40 мощностью $P_{\text{ном Г}} = 20$ МВт. На напряжении 110 кВ ГЭС связана с ЭЭС двухцепной воздушной линией длиной 40 км, $P_{\text{ав.р}} = 210$ МВт. На напряжении 35 кВ к ГЭС подключен потребитель мощностью 20 МВт.

Задача 1.3

Предложить два варианта структурной схемы ГЭС. На станции установлены 12 генераторов типа СВ-800/105-60 с единичной мощностью $P_{\text{ном Г}} = 24$ МВт. По сети 220...330 кВ ГЭС связана с ЭЭС. $P_{\text{ав.р}} = 65$ МВт. По сети 110 кВ к ГЭС подключен потребитель мощностью 80 МВт.

Задача 1.4

Предложить вариант структурной схемы ГЭС и выбрать блочные трансформаторы. На станции установлены четыре генератора типа СВ-655/110-32 с единичной мощностью $P_{\text{ном Г}} = 37,5$ МВт. График

выработки ГЭС приведен на рис. 1.7, *в*. Расход на собственные нужды при номинальной нагрузке станции составляет $\frac{P_{\max}}{P_{\text{уст}}} = 3 \%$;

$$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}; U_{\text{ном}} = 380 / 220 \text{ В}.$$

ГЭС выдает мощность в сеть 330 кВ, $P_{\text{ав.р}} = 60 \text{ МВт}$ и местную распределительную сеть напряжением 10 кВ. Мощность местной нагрузки ГЭС $P_{\text{нг max}} = 15 \text{ МВт}$, $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$. График нагрузки задан на рис. 1.7, *а*.

Задача 1.5

Предложить вариант структурной схемы ГЭС и выбрать блочные трансформаторы. На станции установлены 10 генераторов типа СВ-655/110-32 с единичной мощностью $P_{\text{ном Г}} = 37,5 \text{ МВт}$. График выработки ГЭС приведен на рис. 1.7, *к*. Расход на собственные нужды при номинальной нагрузке станции составляет $\frac{P_{\max}}{P_{\text{уст}}} = 3 \%$;

$$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}; U_{\text{ном}} = 380 / 220 \text{ В}.$$

ГЭС выдает мощность в сеть 330 кВ, $P_{\text{ав.р}} = 120 \text{ МВт}$, и местную распределительную сеть напряжением 10 кВ. Мощность местной нагрузки ГЭС $P_{\text{нг max}} = 40 \text{ МВт}$, $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,85$. График нагрузки задан на рис. 1.7, *з*.

Задача 1.6

Предложить вариант структурной схемы ГЭС и выбрать авто-трансформаторы связи. На станции установлены 10 генераторов типа СВ-840/150-52 с единичной мощностью $P_{\text{ном Г}} = 45 \text{ МВт}$. График выработки ГЭС приведен на рис. 1.7, *ж*. Расход на собственные нужды при номинальной нагрузке станции составляет $\frac{P_{\max}}{P_{\text{уст}}} = 3 \%$;

$$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}; U_{\text{ном}} = 380 / 220 \text{ В}.$$

ГЭС выдает мощность в ЭЭС на напряжении 220 кВ, $P_{\text{ав.р}} = 200 \text{ МВт}$, и на напряжении 110 кВ потребителю мощностью 100 МВт, $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$, график нагрузки показан на рис. 1.7, *е*.

Задача 1.7

Произвести выбор структурной схемы ГЭС. Район расположения – город Пермь. На станции установлены шесть генераторов типа СВ-1250/170-96 с единичной мощностью генераторов $P_{\text{ном Г}} = 55$ МВт. График выработки приведен на рис. 1.7, з. Расход на собственные нужды при номинальной нагрузке станции составляет $\frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{уст}}} = 2\%$;

$$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}; U_{\text{ном}} = 380 / 220 \text{ В}.$$

По сети 330 кВ ГЭС связана с энергосистемой с параметрами:

С1: $S_{\text{ном}} = 1500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $X_c = 0,9$ о.е.; $P_{\text{ав.р}} = 85$ МВт. Длина воздушной двухцепной линии для передачи электроэнергии $l_1 = 50$ км.

Питание потребителя осуществляется по двухцепной линии длиной 20 км на напряжении 220 кВ. График нагрузки потребителя приведен на рис. 1.7, ж.

Электроснабжение потребителей местного района осуществляется при напряжении 10 кВ. Максимальная мощность нагрузки $P_{\text{нг max}} = 4$ МВт, мощность на один распределительный пункт составляет 2 МВт, количество распределительных пунктов – 2. График местной нагрузки задан на рис. 1.7, д. Коэффициент мощности потребителей местной нагрузки $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$. Число зимних, летних и паводковых дней в году равно 180, 120, 65 соответственно.

Задача 1.8

Произвести выбор структурной схемы ГЭС. Район расположения – город Благовещенск. На станции установлены восемь генераторов типа СВ-1030/120-68 с единичной мощностью генераторов $P_{\text{ном Г}} = 41,6$ МВт. График выработки ГЭС приведен на рис. 1.7, з. Расход на собственные нужды при номинальной нагрузке станции составляет $\frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{уст}}} = 2\%$;

$$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}; U_{\text{ном}} = 380 / 220 \text{ В}.$$

На напряжении 220 кВ ГЭС выдает мощность в ЭЭС. $S_{\text{ном}} = 2500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $X_c = 1,3$ о.е.; $P_{\text{ав.р}} = 70$ МВт. Длина воздушной двухцепной линии для передачи электроэнергии $l_1 = 50$ км. Питание потребителя осуществляется на напряжении 110 кВ через двухцепную

ВЛ длиной $l_2 = 20$ км, мощность нагрузки составляет $P_{\text{нг max}} = 50$ МВт. Графики нагрузки заданы на рис. 1.7, з. Электроснабжение потребителей местного района осуществляется при напряжении 10,5 кВ. Максимальная мощность нагрузки $P_{\text{нг max}} = 10$ МВт, $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$, мощность на один распределительный пункт составляет 5 МВт, количество распределительных пунктов – 2. График нагрузки местного потребителя приведен на рис. 1.7, а. Число зимних, летних и паводковых дней в году равно 200, 100, 65 соответственно.

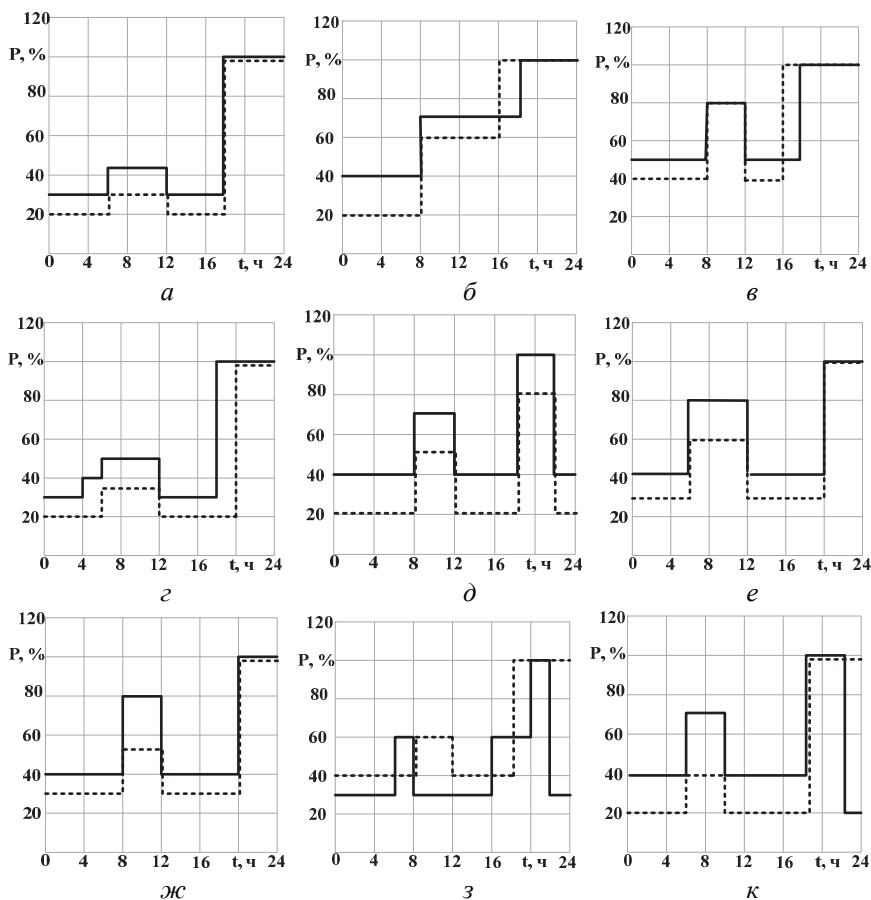


Рис. 1.7. Графики нагрузки для решения задач

2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) производится для проверки электрооборудования (ЭО) на термическую и электродинамическую стойкость токам КЗ, а также для проверки выключателей на коммутационную способность. Для этого рассчитываются следующие параметры максимального значения тока КЗ, протекающего через проверяемое оборудование:

- действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени, $I_{п0}$, кА;
- эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, $T_{а.эк}$, с;
- ударный ток КЗ, $i_{уд}$, кА;
- аperiodическая составляющая тока КЗ в момент прекращения соприкосновения контактов выключателя, $i_{ат}$, кА.

В электроустановках (ЭУ) напряжением более 1 кВ расчет КЗ, как правило, производится в относительных единицах при базисных условиях методом точного или приближенного приведения.

Расчет тока короткого замыкания производится в следующем порядке:

- 1) составляют расчетные условия для определения максимального значения тока КЗ;
- 2) составляют расчетную схему электроустановки, на которой отражают все элементы электроустановки, обтекаемые током КЗ и точки короткого замыкания;
- 3) делят схему на ступени напряжения;
- 4) выбирают базисные условия: базисную мощность $S_б$, базисные токи $I_б$ и напряжения $U_б$ для каждой ступени напряжения;
- 5) составляют схему замещения ЭУ;
- 6) рассчитывают параметры схемы замещения ЭУ;
- 7) выполняют эквивалентирование схемы замещения ЭУ относительно каждой точки КЗ;
- 8) рассчитывают параметры короткого замыкания в каждой точке КЗ;
- 9) составляют сводную таблицу с результатами расчета токов КЗ.

2.2. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ

Под расчетными условиями понимают наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия в которых может оказаться проверяемое оборудование. Расчетные условия для определения тока КЗ приведены в табл. 2.1.

Место КЗ выбирают с одной из сторон проверяемого ЭО. Как правило, на главной схеме ГЭС – это сборные шины РУ повышенных напряжений, выводы генераторов, выводы НН трансформаторов блоков, подключенных к РУ повышенных напряжений, выводы НН главных трансформаторов собственных нужд. При наличии трехобмоточных автотрансформаторов связи расчетное место КЗ может находиться и на выводах третичной обмотки автотрансформатора.

Таблица 2.1

Расчетные условия для определение тока КЗ

Расчетное условие	Значение расчетного условия
Расчетная схема	Нормальная
Расчетное место	С одной из сторон оборудования
Расчетный вид КЗ	Трехфазное
Расчетный момент времени	Начальный момент КЗ либо момент прекращения соприкосновения контактов выключателя
Предшествующий режим	Все источники включены, генераторы работают с номинальной нагрузкой

Примечание. В электроустановках напряжением 110 кВ и выше расчетным видом КЗ может быть принято однофазное КЗ, если ток однофазного КЗ превышает ток трехфазного КЗ. В цепях генератора расчетным видом КЗ может быть принят двухфазное КЗ, если ток двухфазного КЗ превышает ток трехфазного КЗ.

2.3. РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ

На расчетной схеме отражается все электрооборудование, протекаемое токами КЗ, например:

- эквивалентный источник ЭЭС;
- воздушные линии (ВЛ) повышенных напряжений, связывающие станцию с ЭЭС;

- трансформаторы блоков, трансформаторы связи, трансформаторы собственных нужд, линейные регулировочные трансформаторы;
- генераторы;
- токоограничивающие реакторы.

2.4. ДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ НА СТУПЕНИ НАПРЯЖЕНИЯ

Ступени напряжения охватывают электрооборудование, работающее на одном номинальном напряжении, например: эквивалентный источник (ЭЭС), линии связи станции с ЭЭС и РУ повышенного напряжения большего значения относятся к одной ступени напряжения. Границы ступеней напряжения проходят по трансформаторам. Нумерация ступеней задается произвольно.

2.5. ВЫБОР БАЗИСНЫХ ВЕЛИЧИН

В методе приближенного приведения к о.е. при базисных условиях базисные напряжения ступеней выбираются по классу рабочего напряжения. Значение базисного напряжения выбирается из ряда средних номинальных напряжений (действующие значения линейных напряжений):

3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24 кВ;

37; 115; 154; 230; 340; 515; 770; 1175 кВ.

Базисную мощность S_{δ} выбирают произвольно. Рекомендуется выбирать мощность, равную мощности трансформатора блока или генератора. Базисная мощность для всех ступеней принимается одинаковой. Базисный ток первой ступени рассчитывают по выражению

$$I_{\delta I} = \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}}. \quad (2.1)$$

Базисные токи остальных ступеней рассчитывают аналогично с учетом базисного напряжения соответствующей ступени.

2.6. СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ

Составляется три схемы замещения ЭУ, а именно:

- схема замещения прямой последовательности без учета активных сопротивлений элементов;
- схема замещения обратной последовательности без учета активных сопротивлений элементов;
- схема замещения в активных сопротивлениях без учета индуктивных сопротивлений элементов.

Схема замещения ЭУ составляется путем замещения каждого элемента расчетной схемы его эквивалентом с сохранением топологии расчетной схемы. Эквиваленты элементов расчетной схемы приведены в табл. 2.2 и 2.3. При составлении схемы замещения обратной последовательности учитывают, что для всех элементов расчетной схемы, кроме вращающихся машин, индуктивные сопротивления прямой и обратной последовательностей равны.

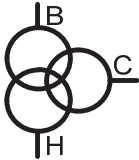
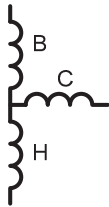
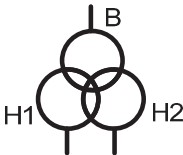
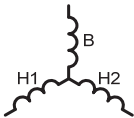
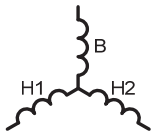
При эквивалентировании схем можно использовать выражения, приведенные в табл. 2.5.

Таблица 2.2

Схемы замещения в индуктивных сопротивлениях и расчет параметров в о.е. при базисных условиях методом приближенного приведения

№	Элемент расчетной схемы	Схема замещения	Выражения для расчета параметров схемы замещения
1	Двухобмоточный трансформатор 		$x_{*T(6)} = \frac{u_k}{100} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}$

Продолжение табл. 2.2

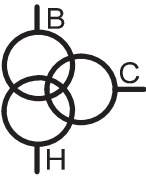
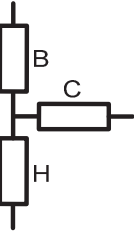
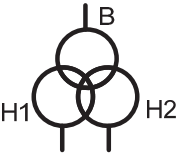
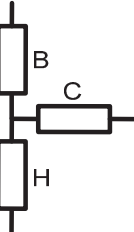
№ п/п	Элемент расчетной схемы	Схема замещения	Выражения для расчета параметров схемы замещения
2	Трехобмоточный (авто) трансформатор 		$U_{kB} = 0,5(U_{kB-H} + U_{kB-C} - U_{kC-H})$ $U_{kC} = 0,5(U_{kB-C} + U_{kC-H} - U_{kB-H})$ $U_{kH} = 0,5(U_{kB-H} + U_{kC-H} - U_{kB-C})$ $x_{*B(6)} = \frac{U_{kB}}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}$ $x_{*C(6)} = \frac{U_{kC}}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}$ $x_{*H(6)} = \frac{U_{kH}}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}$
3	Трансформатор с расщепленной обмоткой НН 		При $K_p = 3,5$ $x_{*B(\text{НОМ})(6)} = \frac{0,125U_{kB-H}}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}$ $x_{*H1(\text{НОМ})(6)} = x_{*H2(\text{НОМ})} =$ $= \frac{1,75U_{kB-H}}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{U_6^2}$
4	Реактор одинарный 		$x_{*LR(6)} = x_{LR} \frac{S_6}{U_6^2}$
5	Сдвоенный реактор 		$x_{*C(6)} = -K_{\text{CB}} x_{LR} \frac{S_6}{U_6^2}$ $x_{*H1(6)} = x_{*H2(6)} =$ $= (1 + K_{\text{CB}}) x_{LR} \frac{S_6}{U_6^2}$

Окончание табл. 2.2

№ п/п	Элемент расчетной схемы	Схема замещения	Выражения для расчета параметров схемы замещения
6	Система 		$x_{*GS(6)} = x_{*GS(ном)} \frac{S_6}{S_{ном}}$ $E_{*GS(6)} = 1 \text{ о.е.}$
7	Нагрузка 		$E''_{*CL(6)} = E''_{*CL(ном)} = 0,85$ $x''_{*CL(6)} = 0,35 \frac{S_6}{S_{ном}}$
8	Синхронная машина (генератор, компенсатор, двигатель) 		$E''_{*\Gamma(6)} = (U_{*(0)} \pm x''_{*d(ном)} I_{*(0)} \cdot \sin \varphi_{(0)})$ $x_{*\Gamma(6)} = x''_{*d(ном)} \frac{S_6}{P_{ном} / \cos \varphi_{ном}}$ $x'_{*\Gamma(6)} = x_{*2(ном)} \frac{S_6}{P_{ном} / \cos \varphi_{ном}}$
9	Асинхронный двигатель 		$E_{*ад(6)} = \left(U_{*(0)} \pm \frac{1}{I_{*н}} I_{*(0)} \cdot \sin \varphi_{(0)} \right)$ $x_{*ад(6)} = \frac{1}{I_{*п}} \frac{S_6}{S_{ном}}$
10	Линия КЛ  ВЛ 		$x_{*L(6)} = x_{пог} l \frac{S_6}{U_6^2}$

Таблица 2.3

Схемы замещения в активных сопротивлениях и расчет параметров в о.е. при базисных условиях методом приближенного приведения

№ п/п	Наименование	Схема замещения элемента	Расчетные формулы
1	Двухобмоточный трансформатор 		$r_{*T(6)} = \frac{\Delta P_k \cdot 10^{-3}}{S_{\text{НОМ}}} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}$
2	Трехобмоточный (авто)трансформатор 		$U_{kB} = 0,5(U_{kB-H} + U_{kB-C} - U_{kC-H})$ $U_{kC} = 0,5(U_{kB-C} + U_{kC-H} - U_{kB-H})$ $U_{kH} = 0,5(U_{kB-H} + U_{kC-H} - U_{kB-C})$ $r_{*B(6)} = \frac{U_{kB}}{S_{\text{НОМ}}} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}$ $r_{*C(6)} = \frac{U_{kC}}{S_{\text{НОМ}}} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}$ $r_{*H(6)} = \frac{U_{kH}}{S_{\text{НОМ}}} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}$
3	Трансформатор с расщепленной обмоткой НН 		$r_{*B(6)} = \frac{x_{*B(6)}}{X/R}, \quad r_{*C(6)} = \frac{x_{*C(6)}}{X/R}$ $r_{*H(6)} = \frac{x_{*H(6)}}{X/R}$ $\frac{X}{R} = \frac{X_{B-H}}{R_{B-H}} = \frac{U_{kB-H}}{100} \frac{S_{\text{НОМ}}}{\Delta P_{kB-H} \cdot 10^{-3}}$

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Наименование	Схема замещения элемента	Расчетные формулы
4	Реактор одинарный 	—	Активным сопротивлением реактора допускается пренебрегать
5	Сдвоенный реактор 	—	Активным сопротивлением реактора допускается пренебрегать
6	Система 		$r_{*GS(6)} = \frac{x_{*GS(6)}}{\omega_c \cdot T_{ac}}$ $\omega_c = 314 \text{ рад/с}$ $T_a = 0,045 \text{ с}; \quad \omega = 2\pi f_{\text{ном}}$
7	Нагрузка 		$r_{*CL(6)} = \frac{x_{*CL(6)}}{2,5 \dots 5}$
8	Синхронная машина (генератор, компенсатор, двигатель) 		$r_{*G(6)} = \frac{x'_{*G(6)}}{\omega T_{a\Gamma}^{(3)}}$

Окончание табл. 2.3

№ п/п	Наименование	Схема замещения элемента	Расчетные формулы
9	Асинхронный двигатель 		$r_{*M(6)} = \frac{M_{*П}}{I_{*П}^2} \frac{U_{НОМ}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{НОМ}}{P_{НОМ}} \frac{S_6}{U_6^2}$
10	Линия КЛ  ВЛ 		$r_{*L(6)} = r_{\text{пор}} l \frac{S_6}{U_6^2}$

При отсутствии данных о сечениях проводников воздушных линий электропередач повышенных напряжений в курсовом проекте рекомендуется принимать сечения проводов, указанные в табл. 2.4.

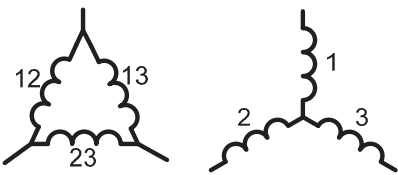
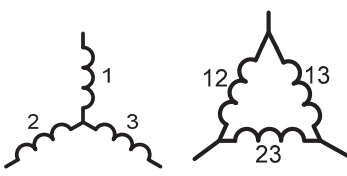
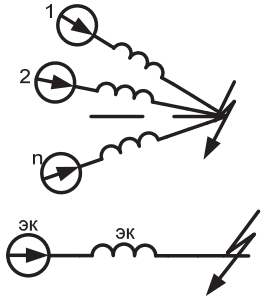
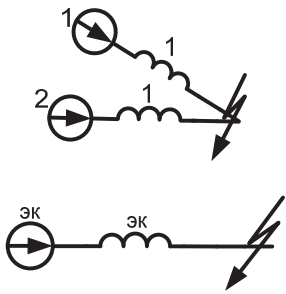
Таблица 2.4

Параметры воздушных линий электропередач

Сечение (напряжение)	$r_{\text{пор}}$ Ом/100 км	$x_{\text{пор}}$ Ом/100 км
110 кВ (120/19)	24,9	42,7
220 кВ (240/32)	12,1	43,5
330 кВ (300/39)	4,8	32,8
500 кВ (400/51)	2,5	30,6

Таблица 2.5

Выражения для эквивалентирования схемы замещения

Схема соединения	Формулы преобразования
	$x_1 = \frac{x_{12} \cdot x_{31}}{x_{12} + x_{23} + x_{31}}$ $x_2 = \frac{x_{12} \cdot x_{23}}{x_{12} + x_{23} + x_{31}}$ $x_3 = \frac{x_{31} \cdot x_{23}}{x_{12} + x_{23} + x_{31}}$
	$x_{12} = x_1 + x_2 + \frac{x_1 \cdot x_2}{x_3}$ $x_{23} = x_2 + x_3 + \frac{x_2 \cdot x_3}{x_1}$ $x_{31} = x_1 + x_3 + \frac{x_3 \cdot x_1}{x_2}$
	$E_{\text{эк}} = \frac{E_1 Y_1 + E_2 Y_2 + \dots + E_n Y_n}{Y_1 + Y_2 + \dots + Y_n}$ $x_{\text{эк}} = \frac{1}{Y_1 + Y_2 + \dots + Y_n}$ $Y_1 = \frac{1}{x_1}$
	$E_{\text{эк}} = \frac{E_1 x_2 + E_2 x_1}{x_1 + x_2}$ $x_{\text{эк}} = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2}$

2.7. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ на первой ступени напряжения, рассчитывают по формуле

$$I_{п0} = \frac{E_{*ЭК(б)}}{x_{*ЭК(б)}} I_{бI}, \quad (2.2)$$

где $I_{бI}$ – базисный ток первой ступени напряжения сети, кА; $E_{*ЭК(б)}$ – эквивалентная ЭДС источников электроэнергии в о.е. при базисных условиях; $x_{*ЭК(б)}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление прямой последовательности схемы замещения в о.е. при базисных условиях.

Эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ рассчитывают по формуле

$$T_{а\text{ эк}} = \frac{x'_{*ЭК(б)}}{\omega r_{*ЭК(б)}}, \quad (2.3)$$

где $x'_{*ЭК(б)}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление схемы замещения обратной последовательности в о.е. при базисных условиях; $r_{*ЭК(б)}$ – эквивалентное активное сопротивление схемы замещения в о.е. при базисных условиях; ω – синхронная угловая скорость, рад/с (при $f = 50$ Гц, $\omega = 314$ рад/с).

Ударный ток короткого замыкания рассчитывают по формуле

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} k_{уд}, \quad (2.4)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент.

Ударный коэффициент рассчитывают по формуле

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_{а\text{ эк}}}. \quad (2.5)$$

Апериодическую составляющую тока КЗ в момент времени τ рассчитывают по формуле

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} e^{-\frac{\tau}{T_{аэк}}}, \quad (2.6)$$

где τ — момент времени прекращения соприкосновения дугогасительных контактов выключателя, с.

Момент прекращения соприкосновения дугогасительных контактов выключателя определяется как сумма времени действия основного комплекта релейной защиты и собственного времени отключения выключателя. Если время действия релейной защиты превышает 10 мс, его принимают равным 10 мс.

2.8. ЗАДАЧИ

Задача 2.1

Для проверки коммутационных аппаратов рассчитать следующие параметры токов КЗ в точках К1, К2, К3, К4: $I_{п0}$, $T_{а.эк}$, $i_{уд}$, $i_{ат}$. Расчетная схема приведена на рис. 2.1.

Параметры элементов расчетной схемы ГЭС (рис. 2.1):

ЭЭС: С1: $S_{ном} = 1500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $x_{*c1(ном)} = 0,8 \text{ о.е.}$;

С2: $S_{ном} = 2000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $x_{*c2(ном)} = 1,2 \text{ о.е.}$;

генераторы: $P_{ном} = 30 \text{ МВт}$; $n_{Г} = 6 \text{ шт.}$; $U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$;

$\cos \varphi_{ном} = 0,8$; $x''_{*d(ном)} = 0,23 \text{ о.е.}$; $T_{аГ}^{(3)} = 0,34 \text{ с}$; $x_{*2(ном)} = 0,206 \text{ о.е.}$;

блочные трансформаторы Т1, Т2 - ТДЦ-80000/220

$S_{ном} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $u_{к} = 11 \%$; $\Delta P_k = 320 \text{ кВт}$; $U_{ВН} = 242 \text{ кВ}$;

$U_{НН} = 10,5 \text{ кВ}$;

Решение

Для проверки генераторного выключателя выбирают расчетные условия, при которых сквозной ток КЗ через выключатель будет иметь наибольшее значение. Для этого рассчитывают сквозной ток через выключатель при КЗ на выводах генератора ($K1''$) и сквозной ток при КЗ на выводах трансформатора ($K1'$), рис. 2.2.

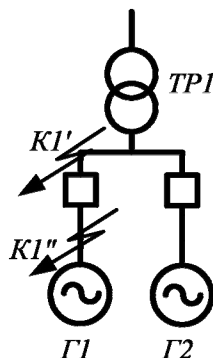


Рис. 2.2. Расчетные точки КЗ для проверки генераторного выключателя

Деление схемы на ступени напряжения

Схема содержит три ступени напряжения – ступень генераторного напряжения, ступень повышенного напряжения 1 и 2. За первую ступень напряжения принимаем ступень генераторного напряжения, $U_{6I} = 10,5$ кВ. Границы второй ступени проходят через автотрансформатор связи и трансформатор блока, подключенного к РУ 110 кВ, РУВН 2, $U_{6II} = 115$ кВ. Во вторую ступень входят линии напряжением 110 кВ и нагрузка, подключенная к РУ 110 кВ. Третья ступень охватывает трансформаторы блоков, подключенных к РУ 220 кВ, РУВН1, сборные шины и остальное оборудование РУВН1, воздушные линии связи с ЭЭС и эквивалентный источник ЭЭС, $U_{6III} = 230$ кВ.

Выбор базисных условий

Базисную мощность принимаем равной $S_6 = 100$ МВ·А. Базисные токи для каждой ступени напряжения рассчитываем по выражению (2.1):

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$$

$$I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6II}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,50 \text{ кА};$$

$$I_{6III} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6III}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,25 \text{ кА}.$$

Составление схемы замещения ЭУ

Составляем схему замещения прямой последовательности без учета активных сопротивлений при КЗ на выводах генератора на основании табл. 2.2. Эквивалентная схема замещения представлена на рис. 2.3.

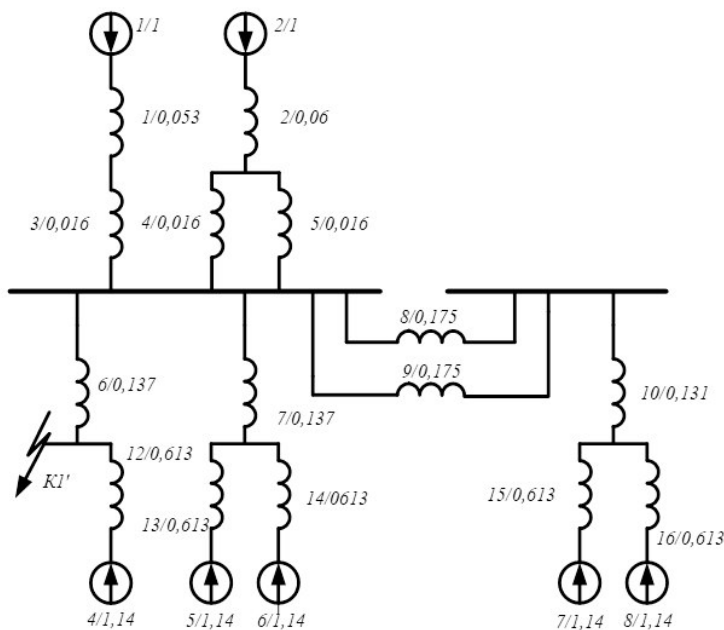


Рис. 2.3. Схема замещения электроустановки прямой последовательности без учета активных сопротивлений

Определяем индуктивные сопротивления различных элементов схемы с использованием расчетных выражений из табл. 2.2.

Расчет параметров схемы замещения ЭУ

Формулы для расчета сопротивлений различных элементов приведены в табл. 2.2. Индуктивные сопротивления первой и второй ЭЭС в о.е. при базисных условиях рассчитывают по выражениям

$$x_{*1(6)} = x_{*C1(6)} \frac{S_6}{S_{C1ном}} = 0,8 \frac{100}{1500} = 0,053 \text{ о.е.}$$

$$x_{*2(6)} = x_{*C2(6)} \frac{S_6}{S_{C2 \text{ ном}}} = 1,2 \frac{100}{2000} = 0,06 \text{ о.е.},$$

где $S_{C1 \text{ ном}}$ и $S_{C2 \text{ ном}}$ – номинальные мощности систем, МВ · А.

Рассчитываем индуктивные сопротивления ВЛ: так как линии одинаковые, то

$$x_{*3(6)} = x_{*4(6)} = x_{*5(6)};$$

$$x_{*3(6)} = x_{*4(6)} = x_{*5(6)} = x_{\text{пол}} l_1 \frac{S_6}{U_{6\text{III}}^2} = 0,435 \cdot 20 \frac{100}{230^2} = 0,016 \text{ о.е.}$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов Т1, Т2 рассчитываются по выражению

$$x_{*6(6)} = x_{*7(6)} = \frac{U_k}{100} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \frac{100}{80} = 0,137 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем индуктивные сопротивления автотрансформаторов связи. Каждый автотрансформатор заменяем одним сопротивлением, которое будет включать в себя сопротивления обмоток высшего и среднего напряжений:

$$x_{*8(6)} = x_{*9(6)} = \frac{U_{k \text{ B-C}}}{100} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \frac{100}{63} = 0,175 \text{ о.е.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора блока на стороне 110 кВ рассчитывают по выражению

$$x_{*10(6)} = \frac{U_k}{100} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{80} = 0,131 \text{ о.е.}$$

Индуктивные сопротивления генераторов равны между собой и рассчитываются по выражению

$$x_{*11(6)} = x_{*12(6)} = x_{*13(6)} = x_{*14(6)} = x_{*15(6)} = x_{*16(6)} = X''_{*d(\text{ном})} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} =$$

$$= 0,23 \frac{100}{30 / 0,8} = 0,613 \text{ о.е.}$$

ЭДС систем 1 и 2 принимаются равными единице:

$$E_{*1(\bar{6})} = E_{*2(\bar{6})} = 1 \text{ о.е.}$$

ЭДС генераторов равны и рассчитываются по выражению

$$\begin{aligned} E_{*3(\bar{6})} = E_{*4(\bar{6})} = E_{*5(\bar{6})} = E_{*6(\bar{6})} = E_{*7(\bar{6})} = E_{*8(\bar{6})} &= U_{*0} + I_{*0} X_{*d(\text{НОМ})} \cdot \sin \varphi = \\ &= 1 + 1 \cdot 0,23 \cdot 0,6 = 1,14 \text{ о.е.} \end{aligned}$$

Эквивалентирование схемы замещения ЭУ относительно точки К1

Эквивалентлируем схему, изображенную на рис. 2.3, относительно точки К1, получаем упрощенную схему, рис. 2.4.

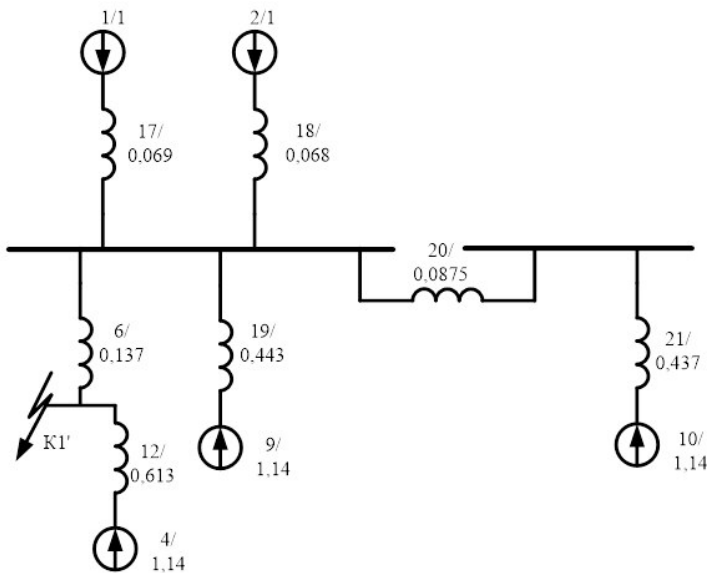


Рис. 2.4. Эквивалентная схема замещения. Шаг 1

$$x_{*17(\bar{6})} = x_{*1(\bar{6})} + x_{*3(\bar{6})} = 0,053 + 0,016 = 0,069 \text{ о.е.}$$

$$x_{*18(\bar{6})} = x_{*2(\bar{6})} + \frac{x_{*4(\bar{6})}x_{*5(\bar{6})}}{x_{*4(\bar{6})} + x_{*5(\bar{6})}} = x_{*2(\bar{6})} + \frac{x_{*4(\bar{6})}}{2} = 0,06 + \frac{0,016}{2} = 0,068 \text{ о.е.}$$

$$x_{*20(\bar{6})} = \frac{x_{*8(\bar{6})}x_{*9(\bar{6})}}{x_{*8(\bar{6})} + x_{*9(\bar{6})}} = \frac{x_{*8(\bar{6})}}{2} = \frac{0,175}{2} = 0,0875 \text{ о.е.}$$

$$x_{*19(\bar{6})} = x_{*7(\bar{6})} + \frac{x_{*13(\bar{6})}x_{*14(\bar{6})}}{x_{*13(\bar{6})} + x_{*14(\bar{6})}} = x_{*7(\bar{6})} + \frac{x_{*13(\bar{6})}}{2} =$$

$$= 0,137 + \frac{0,613}{2} = 0,443 \text{ о.е.}$$

$$x_{*21(\bar{6})} = x_{*10(\bar{6})} + \frac{x_{*15(\bar{6})}x_{*16(\bar{6})}}{x_{*15(\bar{6})} + x_{*16(\bar{6})}} = x_{*10(\bar{6})} + \frac{x_{*15(\bar{6})}}{2} =$$

$$= 0,131 + \frac{0,613}{2} = 0,437 \text{ о.е.}$$

Эквивалентуем ЭДС по выражениям, приведенным в табл. 2.4:

$$E_{*9(\bar{6})} = E_{*10(\bar{6})} = \frac{E_{*5(\bar{6})}x_{*14(\bar{6})} + E_{*6(\bar{6})}x_{*13(\bar{6})}}{x_{*14(\bar{6})} + x_{*13(\bar{6})}} =$$

$$= \frac{1,14 \cdot 0,61 + 1,14 \cdot 0,61}{0,61 + 0,61} = 1,14 \text{ о.е.}$$

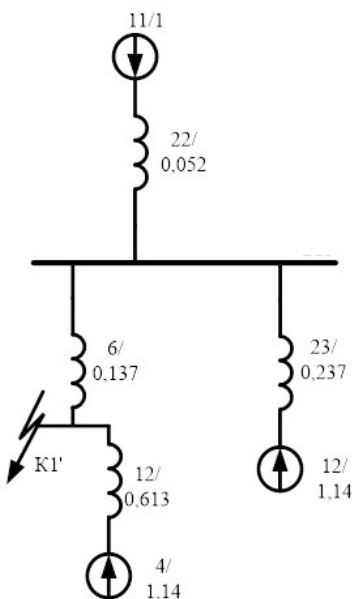


Рис. 2.5. Эквивалентная схема замещения. Шаг 2

Эквивалентизируем схему, изображенную на рис. 2.4, относительно точки K1, получаем упрощенную схему (рис. 2.5):

$$x_{*22(6)} = \frac{x_{*17(6)} x_{*18(6)}}{x_{*17(6)} + x_{*18(6)}} = \frac{0,069 \cdot 0,068}{0,069 + 0,068} = 0,034 \text{ о.е.}$$

$$x_{*23(6)} = \frac{(x_{*21(6)} + x_{*20(6)}) x_{*19(6)}}{x_{*21(6)} + x_{*20(6)} + x_{*19(6)}} = \frac{(0,437 + 0,0875) \cdot 0,443}{0,437 + 0,0875 + 0,443} = 0,24 \text{ о.е.}$$

$$E_{*11(6)} = \frac{E_{*1(6)} x_{*18(6)} + E_{*2(6)} x_{*17(6)}}{x_{*17(6)} + x_{*18(6)}} = \frac{1 \cdot 0,068 + 1 \cdot 0,069}{0,068 + 0,069} = 1 \text{ о.е.}$$

$$E_{*12(6)} = \frac{E_{*9(6)} (x_{*20(6)} + x_{*21(6)}) + E_{*10(6)} x_{*19(6)}}{x_{*20(6)} + x_{*21(6)} + x_{*19(6)}} =$$

$$= \frac{1,14 \cdot (0,0875 + 0,437) + 1,14 \cdot 0,443}{0,0875 + 0,437 + 0,443} = 1,14 \text{ о.е.}$$

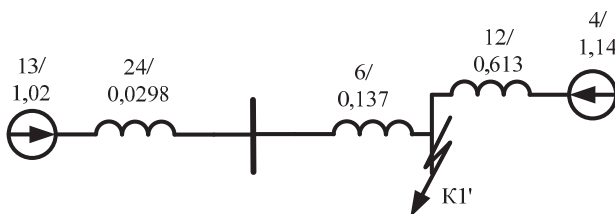


Рис. 2.6. Эквивалентная схема замещения. Шаг 3

Эквивалентим схему, изображенную на рис. 2.5, относительно точки K1, получаем упрощенную схему (рис. 2.6):

$$x_{*24(6)} = \frac{x_{*22(6)} x_{*23(6)}}{x_{*22(6)} + x_{*23(6)}} = \frac{0,034 \cdot 0,24}{0,034 + 0,24} = 0,0298 \text{ о.е.}$$

$$E_{*13(6)} = \frac{E_{*11(6)} x_{*23(6)} + E_{*12(6)} x_{*22(6)}}{x_{*22(6)} + x_{*23(6)}} = \frac{1 \cdot 0,24 + 1,14 \cdot 0,034}{0,24 + 0,034} = 1,02 \text{ о.е.}$$

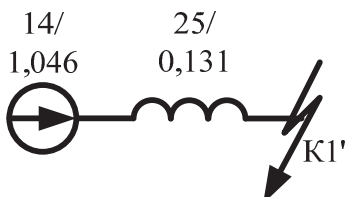


Рис. 2.7. Эквивалентная схема замещения. Шаг 4

Проводим конечное упрощение эквивалентной схемы замещения и получаем схему, изображенную на рис. 2.7.

$$x_{*25(6)} = \frac{(x_{*24(6)} + x_{*6(6)})x_{*12(6)}}{x_{*24(6)} + x_{*6(6)} + x_{*12(6)}} = \frac{(0,0298 + 0,137) \cdot 0,613}{0,0298 + 0,137 + 0,613} = 0,131 \text{ о.е.}$$

$$E_{*14(6)} = \frac{E_{*4(6)}(x_{*6(6)} + x_{*24(6)}) + E_{*13(6)}x_{*12(6)}}{x_{*6(6)} + x_{*12(6)} + x_{*24(6)}} =$$

$$= \frac{1,14 \cdot (0,137 + 0,0298) + 1,02 \cdot 0,613}{0,137 + 0,0298 + 0,613} = 1,046 \text{ о.е.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока в момент короткого замыкания рассчитывается по выражению

$$I_{n0 K1'} = \frac{E_{*14(6)}}{x_{*25(6)}} I_{61} = \frac{1,046}{0,131} 5,5 = 43,9 \text{ кА.}$$

Схема замещения для расчета сквозного тока КЗ через выключатель на выводах НН трансформатора блока приведена на рис. 2.8:

$$I_{n0 K1''} = \frac{E_{*3(6)}}{x_{*11(6)}} I_{61} = \frac{1,14}{0,613} 5,5 = 10,2 \text{ кА.}$$

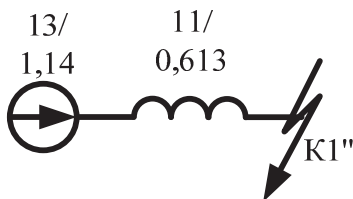


Рис. 2.8. Эквивалентная схема замещения для расчета сквозного тока КЗ на выводах обмотки НН трансформатора блока

Для расчета постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ рассчитаем эквивалентное индуктивное сопротивление схемы замещения обратной последовательности и эквивалентное активное сопротивление схемы замещения. Пересчитаем индуктивные сопротивления генераторов с учетом сопротивления обратной последовательности:

$$\begin{aligned} x'_{*11(\bar{6})} = x'_{*12(\bar{6})} = x'_{*13(\bar{6})} = x'_{*14(\bar{6})} = x'_{*15(\bar{6})} = x'_{*16(\bar{6})} = x_{*2\text{ном}} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{ном}}} = \\ = 0,206 \frac{100}{30 / 0,8} = 0,549 \text{ о.е.} \end{aligned}$$

Также пересчитываются сопротивления, которые включают в себя сопротивление генератора:

$$\begin{aligned} x'_{*19(\bar{6})} = x_{*7(\bar{6})} + \frac{x'_{*13(\bar{6})} x'_{*14(\bar{6})}}{x'_{*13(\bar{6})} + x'_{*14(\bar{6})}} = x_{*7(\bar{6})} + \frac{x'_{*13(\bar{6})}}{2} = \\ = 0,137 + \frac{0,549}{2} = 0,411 \text{ о.е.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x'_{*21(\bar{6})} = x_{*10(\bar{6})} + \frac{x'_{*15(\bar{6})} x'_{*16(\bar{6})}}{x'_{*15(\bar{6})} + x'_{*16(\bar{6})}} = x_{*10(\bar{6})} + \frac{x'_{*15(\bar{6})}}{2} = \\ = 0,131 + \frac{0,549}{2} = 0,405 \text{ о.е.}; \end{aligned}$$

$$x'_{*23(\bar{6})} = \frac{(x'_{*21(\bar{6})} + x_{*20(\bar{6})}) x'_{*19(\bar{6})}}{x'_{*21(\bar{6})} + x_{*20(\bar{6})} + x'_{*19(\bar{6})}} = \frac{(0,405 + 0,0875) \cdot 0,411}{0,405 + 0,0875 + 0,411} = 0,224 \text{ о.е.};$$

$$x'_{*24(\bar{6})} = \frac{x_{*22(\bar{6})} x'_{*23(\bar{6})}}{x_{*22(\bar{6})} + x'_{*23(\bar{6})}} = \frac{0,034 \cdot 0,224}{0,034 + 0,224} = 0,0295 \text{ о.е.};$$

$$x'_{*25(\bar{6})} = \frac{(x'_{*24(\bar{6})} + x_{*6(\bar{6})}) x'_{*12(\bar{6})}}{x'_{*24(\bar{6})} + x_{*6(\bar{6})} + x'_{*12(\bar{6})}} = \frac{(0,0295 + 0,137) \cdot 0,549}{0,0295 + 0,137 + 0,549} = 0,128 \text{ о.е.}$$

Составляем эквивалентную схему замещения элементов расчетной схемы с активными сопротивлениями.

Рассчитываем активные сопротивления элементов эквивалентной схемы замещения, изображенной на рис. 2.9.

Активное базисное сопротивление систем 1 и 2:

$$r_{*1(6)} = \frac{x_{*1(6)}}{\omega_c \cdot T_{a.c1}} = \frac{0,053}{314 \cdot 0,045} = 0,00375 \text{ о.е.};$$

$$r_{*2(6)} = \frac{x_{*2(6)}}{\omega_c T_{a.c2}} = \frac{0,06}{314 \cdot 0,045} = 0,00425 \text{ о.е.};$$

$$r_{*3(6)} = r_{*4(6)} = r_{*5(6)} = r_{\text{пол}} l_1 \frac{S_6}{U_{6\text{III}}^2} = 0,121 \cdot 20 \frac{100}{230^2} = 0,00457 \text{ о.е.}.$$

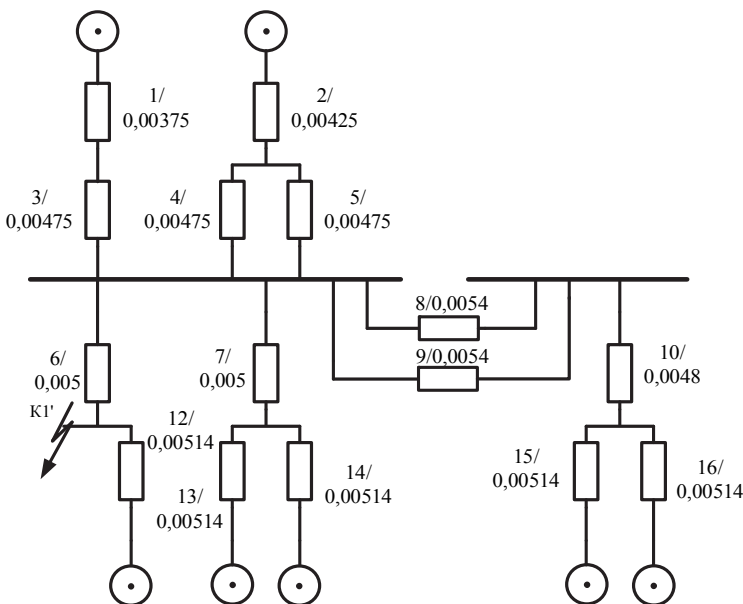


Рис. 2.9. Схема замещения элементов активными сопротивлениями от трансформатора

Определяем активное сопротивление трансформаторов блоков:

$$r_{*6(6)} = r_{*7(6)} = \frac{\Delta P_k \cdot 10^{-3}}{S_{\text{НОМ}}} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{320 \cdot 10^{-3}}{80} \frac{100}{80} = 0,005 \text{ о.е.}$$

Активное сопротивление трансформатора блока на стороне 110 кВ рассчитываем по выражению

$$r_{*10(6)} = \frac{\Delta P_k \cdot 10^{-3}}{S_{\text{НОМ}}} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{310 \cdot 10^{-3}}{80} \frac{100}{80} = 0,0048 \text{ о.е.}$$

Активное базисное сопротивление автотрансформаторов связи:

$$r_{*8(6)} = r_{*9(6)} = \frac{\Delta P_{k\ B-C} \cdot 10^{-3}}{S_{\text{НОМ}}} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{215 \cdot 10^{-3}}{63} \frac{100}{63} = 0,0054 \text{ о.е.},$$

$\Delta P_{k\ B-C}$ – потери короткого замыкания, измеренные между выводами обмоток высшего и среднего напряжений автотрансформатора.

Активные базисные сопротивления генераторов:

$$\begin{aligned} r_{*11(6)} &= r_{*12(6)} = r_{*13(6)} = r_{*14(6)} = r_{*15(6)} = r_{*16(6)} = \\ &= \frac{x'_{*11(6)}}{\omega_c \cdot T_{a\Gamma}^{(3)}} = \frac{0,549}{314 \cdot 0,34} = 0,00514 \text{ о.е.} \end{aligned}$$

Эквивалентуем схему, изображенную на рис. 2.9, относительно точки К1, получаем упрощенную схему (рис. 2.10):

$$r_{*17(6)} = r_{*1(6)} + r_{*3(6)} = 0,00375 + 0,00475 = 0,0085 \text{ о.е.};$$

$$\begin{aligned} r_{*18(6)} &= r_{*2(6)} + \frac{r_{*4(6)} r_{*5(6)}}{r_{*4(6)} + r_{*5(6)}} = r_{*2(6)} + \frac{r_{*4(6)}}{2} = \\ &= 0,00425 + \frac{0,00475}{2} = 0,00662 \text{ о.е.}; \end{aligned}$$

$$r_{*20(6)} = \frac{r_{*8(6)} r_{*9(6)}}{r_{*8(6)} + r_{*9(6)}} = \frac{r_{*8(6)}}{2} = \frac{0,0054}{2} = 0,0027 \text{ о.е.};$$

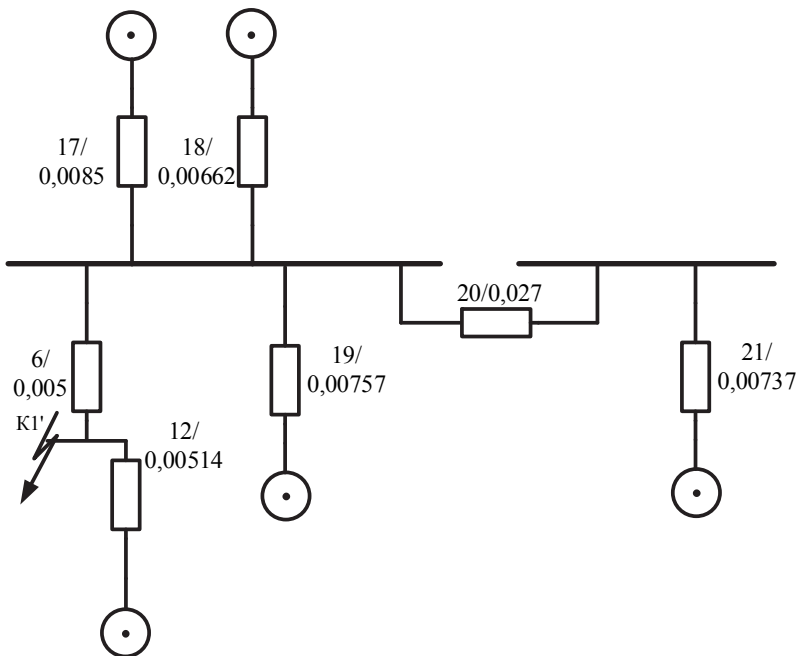


Рис. 2.10. Эквивалентная схема замещения в активных сопротивлениях.
Шаг 1

$$r_{*19(6)} = r_{*7(6)} + \frac{r_{*13(6)} r_{*14(6)}}{r_{*13(6)} + r_{*14(6)}} = r_{*7(6)} + \frac{r_{*13(6)}}{2} =$$

$$= 0,005 + \frac{0,00514}{2} = 0,00757 \text{ о.е.};$$

$$r_{*21(6)} = r_{*10(6)} + \frac{r_{*15(6)} r_{*16(6)}}{r_{*15(6)} + r_{*16(6)}} = r_{*10(6)} + \frac{r_{*15(6)}}{2} =$$

$$= 0,0048 + \frac{0,00514}{2} = 0,00737 \text{ о.е.}$$

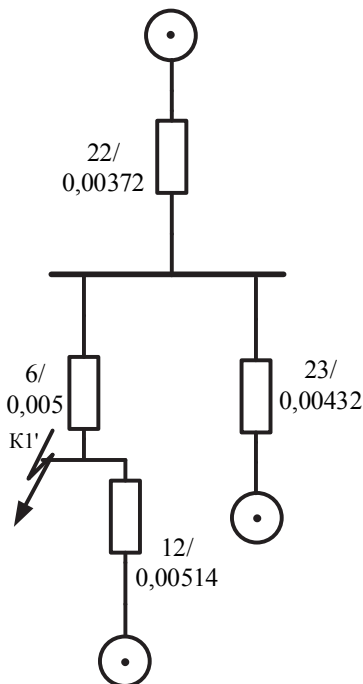


Рис. 2.11. Эквивалентная схема замещения в активных сопротивлениях. Шаг 2

Эквивалентуруем схему, изображенную на рис. 2.10, относительно точки К1, получаем упрощенную схему (рис. 2.11):

$$r_{*22(6)} = \frac{r_{*17(6)} r_{*18(6)}}{r_{*17(6)} + r_{*18(6)}} = \frac{0,0085 \cdot 0,00662}{0,0085 + 0,00662} = 0,00372 \text{ о.е.};$$

$$r_{*23(6)} = \frac{(r_{*21(6)} + r_{*20(6)}) r_{*19(6)}}{r_{*21(6)} + r_{*20(6)} + r_{*19(6)}} =$$

$$= \frac{(0,00737 + 0,0027) \cdot 0,00757}{0,00737 + 0,0027 + 0,00757} = 0,00432 \text{ о.е.}$$

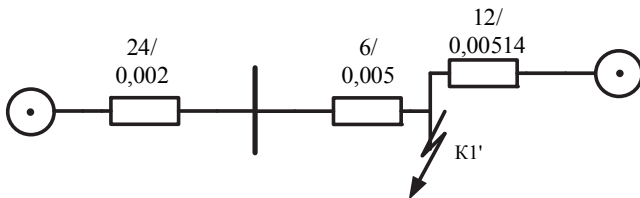


Рис. 2.12. Эквивалентная схема замещения в активных сопротивлениях. Шаг 3

Эквивалентуем схему, изображенную на рис. 2.11, относительно точки К1, получаем упрощенную схему (рис. 2.12):

$$r_{*24(6)} = \frac{r_{*22(6)} r_{*23(6)}}{r_{*22(6)} + r_{*23(6)}} = \frac{0,00372 \cdot 0,00432}{0,00372 + 0,00432} = 0,002 \text{ о.е.}$$

Проводим конечное упрощение эквивалентной схемы замещения и получаем схему, изображенную на рис. 2.13.

$$r_{*25(6)} = \frac{(r_{*24(6)} + r_{6(6)}) r_{*12(6)}}{r_{*24(6)} + r_{*6(6)} + r_{*12(6)}} = \frac{(0,002 + 0,005) \cdot 0,00514}{0,002 + 0,005 + 0,00514} = 0,00296 \text{ о.е.}$$

Схема замещения для расчета активного сопротивления в цепи генератора приведена на рис. 2.14.

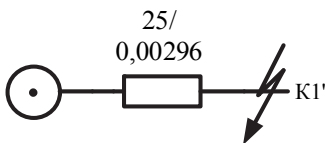


Рис. 2.13. Эквивалентная схема замещения в активных сопротивлениях. Шаг 4

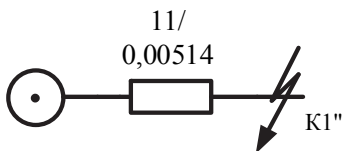


Рис. 2.14. Схема замещения в активных сопротивлениях для расчета сквозного тока КЗ на выводах НН трансформатора

Расчет параметров короткого замыкания относительно К1

Постоянные времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ рассчитывают по выражению (2.4):

- при КЗ на выводах генератора

$$T_{a \text{ эк } K1'} = \frac{x'_{*25(6)}}{w_c r_{*25(6)}} = \frac{0,128}{314 \cdot 0,00296} = 0,138 \text{ с};$$

- при КЗ на выводах обмотки НН трансформатора блока

$$T_{a \Gamma}^{(3)} = 0,34 \text{ с}.$$

Ударный ток КЗ на выводах генератора рассчитывают по выражению (2.3)

$$k_{y \text{ д } K1'} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a1 \text{ эк } K1'}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,138}} = 1,93,$$

$$i_{y \text{ д } K1'} = \sqrt{2} \cdot 43,9 \cdot 1,93 = 120 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ на выводах обмотки НН трансформатора блока

$$k_{y \text{ д } K1''} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a2 \text{ эк } K1''}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,34}} = 1,97,$$

$$i_{y \text{ д } K1''} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}0 \text{ К}1''} k_{y \text{ д } K1''} = \sqrt{2} \cdot 10,2 \cdot 1,97 = 28,4 \text{ кА}.$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ на выводах генератора в момент времени $\tau = 0,06 \text{ с}$:

$$i_{a \tau 1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}0 1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a1 \text{ эк}}}} = \sqrt{2} \cdot 43,9 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,138}} = 40,2 \text{ кА};$$

Апериодическая составляющая тока КЗ на выводах обмотки НН трансформатора блока в момент времени $\tau = 0,06$ с :

$$i_{a\tau 2} = \sqrt{2} \cdot I_{п0 2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a2 \text{ эк}}}} = \sqrt{2} \cdot 10,2 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,34}} = 12,1 \text{ кА}.$$

Расчет параметров КЗ в остальных точках расчетной схемы выполняются аналогично. Результаты расчета сводят в итоговую табл. 2.6.

Таблица 2.6

Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$I_{п0}$, кА	$i_{уд}$, кА	$T_{a \text{ экв}}$, с	$i_{a\tau}$, кА
K1	54,1	149	0,186	55,4
K1'	43,9	120	0,138	40,2
K1''	10,2	28,4	0,34	12,1
K2	43,0	114	0,078	28,1
K2'	32,9	91,1	0,25	36,6
K2''	10,2	28,4	0,34	12,1
K3	8,66	21,7	0,039	2,63
K4	5,67	14,7	0,053	2,59

Примечание:

¹⁾ K1', K2' – точки КЗ на выводах обмотки НН блочных трансформаторов; рассчитываются сквозные токи КЗ через выключатель генератора;

²⁾ K1'', K2'' – точки КЗ на выводах генератора; рассчитываются сквозные токи КЗ через выключатель генератора.

Задача 2.2

Для проверки коммутационной аппаратуры рассчитать $I_{п0}$, $T_{a \text{ эк}}$, $i_{уд}$, $i_{a\tau}$ при КЗ в точке K1. Расчетная схема ГЭС приведена на рис. 2.15.

Параметры элементов расчетной схемы ГЭС (рис. 2.15):

ЭЭС: C1: $S_{ном} = 2000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $x_{*c1(ном)} = 1,1$;

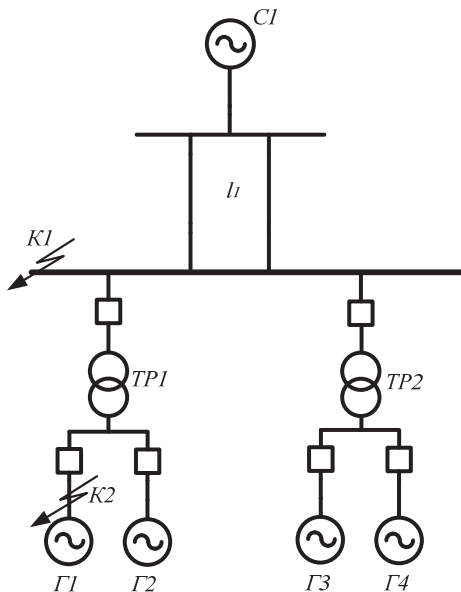


Рис. 2.15. Расчетная схема ГЭС для решения задач 2.2, 2.3

генераторы: $P_{\text{ном}} = 30 \text{ МВт}$; $n_{\Gamma} = 4 \text{ шт.}$; $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$;

$\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$; $x_{*d(\text{ном})}'' = 0,24$; $T_{a\Gamma}^{(3)} = 0,3 \text{ с}$; $x_{*2(\text{ном})} = 0,42$;

блочный трансформатор Т1, Т2: ТДЦ-80000/110

$S_{\text{ном}} = 80 \text{ МВА}$; $u_k = 10,5 \%$; $\Delta P_k = 310 \text{ кВт}$; $U_{\text{ВН}} = 121 \text{ кВ}$;

$U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ}$;

линии l_1 $l_1 = 40 \text{ км}$; $F_1 = \frac{120}{19} \text{ мм}^2$.

Задача 2.3

Для проверки коммутационной аппаратуры рассчитать $I_{\text{п0}}$, $T_{\text{а.эк}}$, $i_{\text{уд}}$, $i_{\text{ат}}$ при КЗ в точке К2. Расчетная схема ГЭС приведена на рис. 2.14.

Параметры элементов расчетной схемы ГЭС принять равными параметрам, приведенным в задаче 2.2.

Задача 2.4

Для проверки коммутационной аппаратуры рассчитать $I_{п0}$, $T_{а.эк}$, $i_{уд}$, $i_{ат}$ при КЗ в точке К1. Расчетная схема ГЭС приведена на рис. 2.16.

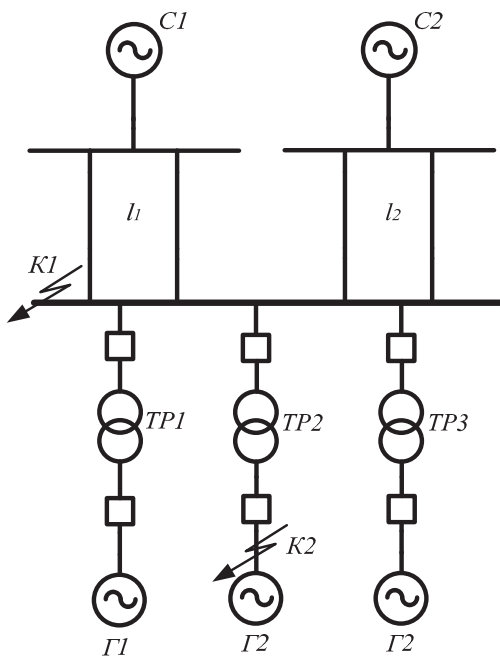


Рис. 2.16. Расчетная схема ГЭС для решения задач 2.4, 2.5

Параметры элементов расчетной схемы ГЭС (рис. 2.16):
ЭЭС:

C1: $S_{ном} = 2000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $x_{*c1(ном)} = 1,1$;

C2: $S_{ном} = 1500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $x_{*c1(ном)} = 0,9$;

генераторы: $P_{ном} = 40 \text{ МВт}$; $n_{Г} = 3 \text{ шт.}$; $U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$;

$\cos \varphi_{ном} = 0,9$; $x''_{*d(ном)} = 0,33$; $T_{а.Г}^{(3)} = 0,4 \text{ с}$; $x_{*2(ном)} = 0,71$;

блочный трансформатор Т1, Т2: ТДЦ-80000/220

$$S_{\text{ном}} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad u_{\text{к}} = 10,5 \%; \quad \Delta P_{\text{к}} = 315 \text{ кВт}; \quad U_{\text{ВН}} = 242 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ};$$

линии l_1, l_2 :

$$l_1 = 40 \text{ км}; \quad l_2 = 60 \text{ км}.$$

Задача 2.5

Для проверки коммутационной аппаратуры рассчитать $I_{\text{п0}}, T_{\text{аэк}}, i_{\text{уд}}, i_{\text{ат}}$ при КЗ в точке К2. Расчетная схема ГЭС приведена на рис. 2.16.

Параметры элементов расчетной схемы ГЭС принять равными параметрам, приведенным в задаче 2.4.

Задача 2.6

Для проверки коммутационной аппаратуры рассчитать $I_{\text{п0}}, T_{\text{аэк}}, i_{\text{уд}}, i_{\text{ат}}$ при КЗ в точке К1. Расчетная схема ГЭС приведена на рис. 2.16.

Параметры элементов расчетной схемы ГЭС (рис. 2.17):

$$\text{ЭЭС: } C1: S_{\text{ном}} = 2100 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad x_{*c2(\text{ном})} = 1,4;$$

$$\text{генераторы: } P_{\text{ном}} = 40 \text{ МВт}; \quad n_{\Gamma} = 4 \text{ шт.}; \quad U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,9; \quad x''_{*d(\text{ном})} = 0,33; \quad T_{\text{а}\Gamma}^{(3)} = 0,4 \text{ с}; \quad x_{*2(\text{ном})} = 0,6;$$

блочный трансформатор Т1: ТРДНС-63000/330

$$S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad u_{\text{к}} = 11 \%; \quad \Delta P_{\text{к}} = 320 \text{ кВт}; \quad U_{\text{ВН}} = 242 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ};$$

блочный трансформатор Т2: ТДН-80000/110

$$S_{\text{ном}} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad u_{\text{к}} = 10,5 \%; \quad \Delta P_{\text{к}} = 245 \text{ кВт}; \quad U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ};$$

автотрансформаторы АТ1, АТ2: АТДЦТН-125000/330/110

$$S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad u_{\text{к ВН-СН}} = 10 \%; \quad u_{\text{к ВН-НН}} = 35 \%;$$

$$u_{\text{к СН-НН}} = 24 \%;$$

$$P_{\text{к В-С}} = 345 \text{ кВт}; \quad U_{\text{ВН}} = 330 \text{ кВ}; \quad U_{\text{СН}} = 115 \text{ кВ}; \quad U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ};$$

линии l_1, l_2 : $l_1 = l_2 = 20 \text{ км}$.

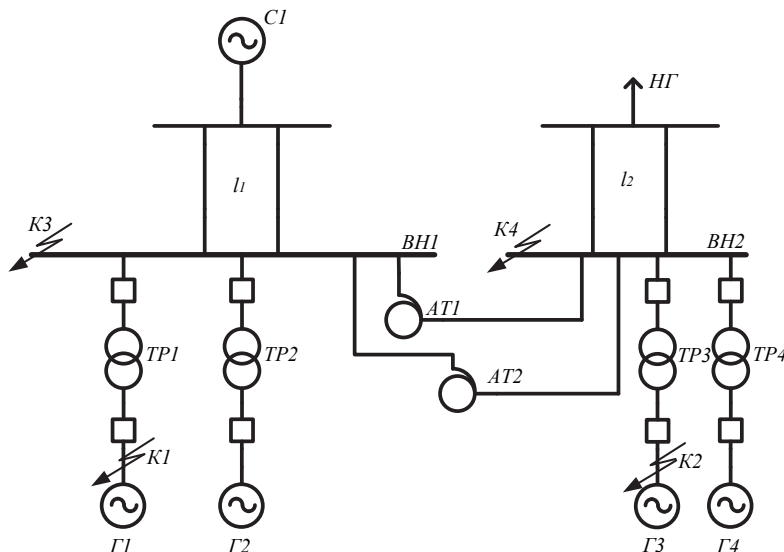


Рис. 2.17. Расчетная схема ГЭС для решения задач 2.6–2.9

Задача 2.7

Для проверки коммутационной аппаратуры рассчитать $I_{п0}$, $T_{а.эк}$, $i_{уд}$, $i_{ат}$ при КЗ в точке К2. Расчетная схема ГЭС приведена на рис. 2.17. Параметры элементов схемы принять такими же, как и в задаче 2.6.

Задача 2.8

Для проверки коммутационной аппаратуры рассчитать $I_{п0}$, $T_{а.эк}$, $i_{уд}$, $i_{ат}$ при КЗ в точке К3. Расчетная схема ГЭС приведена на рис. 2.17. Параметры элементов схемы принять такими же, как и в задаче 2.6.

Задача 2.9

Для проверки коммутационной аппаратуры рассчитать $I_{п0}$, $T_{а.эк}$, $i_{уд}$, $i_{ат}$ при КЗ в точке К4. Расчетная схема ГЭС приведена на рис. 2.17. Параметры элементов схемы принять такими же, как и в задаче 2.6.

3. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При выборе типов выключателей для РУ руководствуются следующим:

- в ОРУ 330...750 кВ полагается предусматривать элегазовые выключатели с пофазным управлением, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур;

- в ОРУ 220 кВ, как правило, следует предусматривать элегазовые выключатели с трехфазным управлением. Применение пофазного управления может быть обосновано требованиями противоаварийной автоматики;

- в цепях шунтирующих реакторов должны применяться элегазовые выключатели, снабженные устройствами синхронизированной коммутации, обеспечивающими надежную работу выключателей;

- для сокращения площади ОРУ следует применять баковые выключатели со встраиваемыми трансформаторами тока или комплектные элегазовые ячейки наружного исполнения;

- в ОРУ 35...110 кВ должны предусматриваться элегазовые или вакуумные выключатели;

- для КРУЭ, ЗРУ, ГРУ 6;10; 20 кВ должны предусматриваться КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями. Предпочтение следует отдавать вакуумным выключателям.

При выборе трансформаторов тока (ТТ) учитывают следующие требования:

- количество ТТ и их вторичных обмоток должно обеспечивать раздельное подключение устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), приборов АИИС КУЭ, измерительных преобразователей АСУ ТП;

- обмотки ТТ, используемые для подключения приборов АИИС КУЭ, должны иметь класс точности не хуже 0,2S для РУ напряжением 110 кВ и выше и для генераторов мощностью 100 МВт и более;

- обмотки ТТ, используемые для подключения измерительных преобразователей АСУ ТП, должны иметь класс точности не хуже 0,2 для РУ напряжением 110 кВ и выше и для генераторов мощностью 100 МВт и более;

- разные комплекты устройств РЗА следует подключать к разным вторичным обмоткам класса «Р» (5Р предпочтительно) трансформато-

ров тока для резервирования и обеспечения необходимой надежности действия защит;

- измерительные трансформаторы тока в переходных режимах работы должны соответствовать требованиям, предъявляемым производителями устройств РЗА, подключаемых к этим ТТ.

При выборе трансформаторов напряжения (ТН) учитывают следующие требования:

- нагрузка обмоток ТН не должна превышать допустимую и должна обеспечить его работу в требуемом классе точности при нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах работы схемы;

- ТН, используемые для подключения приборов АИИС КУЭ, должны иметь для этого отдельную вторичную обмотку класса точности не ниже 0,2;

- ТН, используемые для подключения измерительных преобразователей АСУ ТП, должны иметь класс точности не ниже 0,2;

- ТН индуктивного типа должны быть антирезонансными для исключения феррорезонанса напряжений в РУ;

- в схемах *n*-угольников 330...500 кВ для осуществления АПВ с контролем наличия напряжения и синхронизма рекомендуется устанавливать ТН в каждой вершине. Необходимость установки ТН на выводах ВН блочных трансформаторов для целей РЗА обосновывается проектом;

- количество ТН на шинах (секциях) в РУ 110...750 кВ определяется расчетом их нагрузки исходя из условий обеспечения работы ТН в требуемом классе точности. На усмотрение собственника возможна установка двух ТН на сборных шинах 330 кВ и выше для обеспечения надежной работы устройств РЗА и АИСКУЭ;

ТН индуктивного типа рекомендуется присоединять к сборным шинам через разъединители, а ТН емкостного типа – без разъединителя.

Для сокращения площади ОРУ и затрат на приобретение электрооборудования рекомендуется на ВЛ при технико-экономическом обосновании применение комбинированных трансформаторов тока и напряжения.

Необходимость и места установки ограничителей перенапряжений (ОПН) определяются при конкретном проектировании в соответствии с требованиями ПУЭ. В РУ напряжением 35 кВ и выше, к которым присоединены ВЛ, должны быть установлены ОПН. Защитные характеристики ОПН должны быть скоординированы с изоляцией защищаемого оборудования и ВЛ. ОПН должны быть взрывобезопасными.

ОПН ставятся в непосредственной близости от блочных трансформаторов со стороны обмоток ВН и НН. ОПН должны быть установлены на выводах всех обмоток автотрансформаторов и на шунтирующих реакторах. ОПН размещаются в непосредственной близости от выводов нейтралей трансформаторов, если предусматривается возможность их работы с разземленной нейтралью. Для защиты оборудования КРУЭ от грозовых перенапряжений рекомендуется устанавливать ОПН снаружи КРУЭ между вводом воздушной линии в КРУЭ и первой опорой. Установка ОПН у трансформаторов (автотрансформаторов, шунтирующих реакторов) может выполняться как снаружи, так и внутри КРУЭ в их цепях между коммутационным аппаратом и вводами трансформатора.

3.2. УСЛОВИЯ ВЫБОРА

Предварительный выбор электрических аппаратов производится по продолжительным режимам работы, среди которых нормальный, ремонтный и послеаварийный режимы. Окончательный выбор производится путем проверки предварительно выбранных аппаратов по кратковременному режиму работы, которым является режим КЗ. Условия предварительного выбора и проверки приведены в таблице.

Условия для предварительного выбора и проверки электрических аппаратов

Вид аппарата	Условия
Выключатель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{п0}} ; i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$ $i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{тер.ном}} \geq B_{\text{к}} \quad \text{при} \quad t_{\text{откл}} \geq t_{\text{тер.ном}}$ $I_{\text{тер.ном}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}} \quad \text{при} \quad t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}}$

Окончание табл. 3.1

Вид аппарата	Условия
	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{нт}}$ $i_{\text{а. норм}} = \sqrt{2} \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} I_{\text{откл.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
Разъединитель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$ $i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_{\text{к}} \quad \text{при} \quad t_{\text{откл}} \geq t_{\text{тер.норм}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}} \quad \text{при} \quad t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.норм}}$
Трансформатор тока	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $i_{\text{дин}} = k_{\text{дин}} \sqrt{2} \cdot I_{\text{1ном}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} = (k_{\text{тер}} I_{\text{1ном}})^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_{\text{к}}$ $Z_{2 \text{ ном}} > Z_{2 \text{ расч}} = r_{2 \text{ расч}} \quad (\text{в требуемом классе точности})$
Трансформатор напряжения	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $S_{\text{ном}} > S_{2 \text{ расч}} \quad (\text{в требуемом классе точности})$

Примечания. В таблице приняты следующие обозначения индексов при величинах: 0 – начальный момент короткого замыкания; 1 – первичная обмотка или односекундный момент; 2 – вторичная обмотка; а – аperiodическая составляющая; дин – динамический; к – конечное значение; ном – номинальное значение; норм – нормированный; откл – отключение; п – периодическая составляющая; пр – предельный; прод – продолжительный; расч – расчетный; скв – сквозной; тер – термический; уд – ударный.

В табл. 3.1 приняты следующие обозначения:

B_K – интеграл Джоуля, A^2c ;

$S_{2 \text{ расч}}$ – расчетная нагрузка трансформатора напряжения;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе.

B_K (интеграл Джоуля) рассчитывается по формуле

$$B_K = I_{\text{пт}}^2 \left[t_{\text{откл}} + T_{a \text{ эк}} \left(1 - e^{\frac{-2t_{\text{откл}}}{T_{a \text{ эк}}}} \right) \right],$$

в случае, когда $t_{\text{откл}} \geq 3T_{a \text{ эк}}$, интеграл Джоуля можно определить по упрощенной формуле

$$B_K = I_{\text{пт}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{a \text{ эк}}).$$

Время отключения рассчитывается по выражению

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{п.в. откл}},$$

где $t_{\text{р.з}}$ – время отключения релейной защиты (обычно принимается равным 0,01 с); $t_{\text{п.в. откл}}$ – полное время отключения элемента, с.

3.3. ЗАДАЧИ

Задача 3.1

Выбрать выключатель в цепи генератора блока, подключенного к РУ повышенного напряжения большего значения. Параметры генератора принять из задачи 2.1. Параметры максимального сквозного тока КЗ через выключатель: при $I_{\text{п0}} = 43,9 \text{ кА}$, $i_{\text{уд}} = 120 \text{ кА}$, $T_{a \text{ эк}} = 0,149 \text{ с}$.

Время действия основной РЗ, $t_{\text{р.з}} = 0,01 \text{ с}$.

Решение

Предварительный выбор выключателя производится по номинальному напряжению сети и расчетному току в продолжительном режиме работы.

Номинальное напряжение цепи в месте установки выключателя составляет 10 кВ. Расчетный ток в продолжительном режиме работы с учетом допустимой перегрузки генератора на 5 %:

$$I_{\text{прод.расч}} = \frac{1,05 \cdot P_{\text{ном Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{1,05 \cdot 30}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 2,17 \text{ кА}.$$

Предварительно выбираем выключатель ВГГм-10/63/4000 с параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; \quad U_{\text{нб}} = 12 \text{ кВ}; \quad I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}; \quad I_{\text{откл.ном}} = 63 \text{ кА};$$

$$t_{\text{с.в.откл}} = 0,05 \text{ с}; \quad I_{\text{терм}} = 63 \text{ кА}; \quad i_{\text{пр.скв}} = 173 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}; \quad t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}; \quad \beta_{\text{норм}} = 50 \%; \quad I_{\text{вкл.ном}} = I_{\text{откл.ном}} = 63 \text{ кА};$$

$$i_{\text{вкл.ном}} = 160 \text{ кА}; \quad t_{\text{п.в.откл}} = 0,1 \text{ с}.$$

Выключатель ВГГм предназначен для использования в цепях генераторов (Г), выключатель элегазовый.

Проверка генераторного выключателя по условиям работы при КЗ

1. Проверка выключателя на термическую стойкость:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{п.в.откл}} = 0,01 + 0,1 = 0,11 \text{ с};$$

$$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} = 63^2 \cdot 0,11 = 437 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Определяем расчетный интеграл Джоуля, $B_{\text{к}}$:

$$\begin{aligned} B_{\text{к}} &= I_{\text{п0}}^2 \left[t_{\text{откл}} + T_{\text{а эк}} \left(1 - e^{\frac{-2t_{\text{откл}}}{T_{\text{а эк}}}} \right) \right] = \\ &= 43,9^2 \left[0,11 + 0,149 \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,11}{0,149}} \right) \right] = 433 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Так как $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.норм}}$, то термическая стойкость обеспечивается, если выполняется следующее условие:

$$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}} ;$$

$$437 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 433 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Условие проверки выключателя на термическую стойкость выполняется.

2. Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}} ;$$

$$63 \text{ кА} > 43,9 \text{ кА} ;$$

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}} ;$$

$$173 \text{ кА} > 120 \text{ кА} .$$

Условия проверки выключателя на электродинамическую стойкость выполняются.

3. Проверка на коммутационную способность

Условие проверки выключателя на включающую способность:

$$I_{\text{вкл.норм}} \geq I_{\text{п0}} ;$$

$$63 \text{ кА} > 43,9 \text{ кА} .$$

$$i_{\text{вкл.норм}} \geq i_{\text{уд}} ;$$

$$160 \text{ кА} > 120 \text{ кА} .$$

Условия проверки выключателя на включающую способность выполняются.

Условие проверки выключателя на отключающую способность:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п0}} ;$$

$$63 \text{ кА} \geq 43,9 \text{ кА} .$$

$$\tau = t_{p.з} + t_{c.в.откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} e^{-\frac{\tau}{T_{a\text{эк}}}} = \sqrt{2} \cdot 43,9 e^{-\frac{0,06}{0,149}} = 41,5 \text{ кА.}$$

$$i_{a \text{ норм}} = \sqrt{2} \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} I_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} \frac{50}{100} 63 = 44,6 \text{ кА.}$$

$$i_{a \text{ норм}} \geq i_{a\tau};$$

$$44,6 \text{ кА} > 41,5 \text{ кА.}$$

Условия проверки выключателя на отключающую способность выполняются.

Вывод: выбираем выключатель ВГГМ-10/63/4000.

Задача 3.2

Выбрать разъединитель в цепи генератора блока, подключенного к РУ повышенного напряжения большего значения. Параметры генератора принять такими же, как и в задаче 2.1. Параметры максимального сквозного тока КЗ через выключатель: при $I_{п0} = 43,9 \text{ кА}$, $i_{уд} = 120 \text{ кА}$, $T_{a\text{эк}} = 0,149 \text{ с}$. Время действия основного комплекта РЗ, $t_{p.з} = 0,01 \text{ с}$.

Решение

Предварительный выбор разъединителя производится по номинальному напряжению сети и расчетному току в продолжительном режиме работы.

Номинальное напряжение цепи в месте установки разъединителя составляет 10 кВ. Расчетный ток в продолжительном режиме работы принимаем по рассчитанному значению из задачи 3.1:

$$I_{\text{прод.расч}} = 2,17 \text{ кА.}$$

Предварительно выбираем разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ с параметрами: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$; $i_{\text{пр.скв}} = 160 \text{ кА}$; $I_{\text{терм}} = 63 \text{ кА}$; $t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$.

Разъединитель РВРЗ рубящего типа (Р) предназначен для внутренней установки (В) с заземляющими ножами (З).

Проверка разъединителя по условиям работы при КЗ

1. Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}} ;$$

$$160 \text{ кА} > 120 \text{ кА} .$$

Условие проверки разъединителя на электродинамическую стойкость выполняется.

2. Проверка на термическую стойкость

Время отключения КЗ и интеграл Джоуля принимаем равным значению, рассчитанному в задаче 3.1, а именно

$$t_{\text{откл}} = 0,11 \text{ с} .$$

$$B_{\text{к}} = 433 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

$$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} = 63^2 \cdot 0,11 = 437 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

$$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}} \quad \text{при} \quad t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.норм}} ;$$

$$437 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 433 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Условие проверки разъединителя на термическую стойкость выполняется.

Вывод: выбираем разъединители РВРЗ-10/4000 УЗ.

Задача 3.3

Выбрать трансформаторы тока (ТТ) в цепи генератора блока, подключенного к РУ повышенного напряжения большего значения. Параметры генератора принять такими же, как и в условиях к задаче 2.1. Параметры максимального сквозного тока КЗ через трансформатор тока: при $I_{\text{п0}} = 41 \text{ кА}$, $i_{\text{уд}} = 114 \text{ кА}$, $T_{\text{аэж}} = 0,088 \text{ с}$. Время действия основного комплекта РЗ $t_{\text{р.з}} = 0,01 \text{ с}$. Сопротивление приборов $R_{\text{приб}}$, контактных соединений $R_{\text{конт}}$ и соединительных проводов $R_{\text{пров}}$ принимаем равными 0,06, 0,05 и 0,1 Ом соответственно.

Р е ш е н и е

Предварительный выбор ТТ производится по номинальному напряжению сети и расчетному току в продолжительном режиме работы. Номинальное напряжение цепи в месте установки ТТ составляет 10 кВ. Расчетный ток в продолжительном режиме работы принимаем по рассчитанному значению из задачи 3.1:

$$I_{\text{прод.расч}} = 2,17 \text{ кА}.$$

Предварительно выбираем трансформатор тока ТШЛ-10 с параметрами: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$; $i_{\text{пр.скв}} = 160 \text{ кА}$; $I_{\text{тер}} = 140 \text{ кА}$; $t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$; $k_{\text{тер}} = 35$; $k_{\text{дин}} = 89$; $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$.

Трансформатор тока ТШЛ шинный (Ш), предназначен для встраивания в закрытые шинопроводы, имеет литую изоляцию (Л).

Проверка ТТ по условиям работы при КЗ

1. Проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{\text{дин}} = k_{\text{дин}} \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$89 \cdot \sqrt{2} \cdot 4000 \geq 120 \text{ кА};$$

$$503 \text{ кА} > 120 \text{ кА}.$$

Условие проверки на электродинамическую стойкость выполняется.

2. Проверка на термическую стойкость

Время отключения КЗ и интеграл Джоуля принимаем равным значению, рассчитанному в задаче 3.1, а именно

$$t_{\text{откл}} = 0,11 \text{ с};$$

$$B_{\text{к}} = 433 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} = 140^2 \cdot 0,11 = 2156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} = (k_{\text{тер}} I_{1\text{ном}})^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_{\text{к}}.$$

Так как $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.норм}}$, то термическая стойкость обеспечивается, если выполняется следующее условие:

$$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_k ;$$

$$2156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 433 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Условие проверки ТТ на термическую стойкость выполняется.

3. Проверка ТТ по классу точности 0,5:

$$Z_{2 \text{ расч}} = r_{2 \text{ расч}} = R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} + R_{\text{пров}} = 0,06 + 0,05 + 0,1 = 0,11 \text{ Ом} ;$$

$$Z_{2 \text{ ном}} > Z_{2 \text{ расч}} = r_{2 \text{ расч}} ;$$

$$1,2 \text{ Ом} > 0,11 \text{ Ом} .$$

Условие проверки ТТ на допустимую нагрузку в классе точности выполняется.

Вывод: выбираем трансформатор тока ТШЛ-10.

Задача 3.4

Выбрать трансформатор напряжения (ТН) в цепи генератора блока. Параметры генератора принять такими же, как и в условиях к задаче 2.1. Расчетная нагрузка трансформатора напряжения $S_{2 \text{ расч}} = 32 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Решение

В цепи генератора предусматривается установка трансформаторов напряжения двух исполнений: со схемой соединения обмоток звезда-звезда-звезда и со схемой соединения обмоток звезда-звезда-разомкнутый треугольник.

Предварительный выбор производится по номинальному напряжению сети. Номинальное напряжение цепи в месте установки ТН составляет 10 кВ. Для установки предварительно выбираем следующие трансформаторы напряжения: НОЛ.08-10 У2 (незаземляемый, с соединением обмоток звезда-звезда-звезда) и ЗНОЛ-10 УХЛ2 (заземляемый с соединением обмоток звезда-звезда-разомкнутый треугольник).

Параметры трансформатора напряжения НОЛ.08-10 У2:

$$U_{\text{ном}} = 12 \text{ кВ}; U_{1\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; U_{2\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; S_{\text{пр}} = 630 \text{ В} \cdot \text{А}, \\ S_{\text{ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 УХЛ2:

$$U_{\text{ном}} = 12 \text{ кВ}; U_{1\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; U_{2\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; S_{\text{пр}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}, \\ S_{\text{ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Проверка трансформатора напряжения по нагрузке:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}; \\ 75 \text{ В} \cdot \text{А} > 32 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Проверка трансформаторов напряжения по номинальной нагрузке и напряжению выполняется.

Вывод: выбираем трансформаторы напряжения НОЛ.08-10 У2 и ЗНОЛ-10 УХЛ2.

Задача 3.5

Выбрать ограничитель перенапряжения (ОПН) в цепи генератора блока, подключенного к РУ повышенного напряжения большего значения при $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$.

Решение

Предварительный выбор ОПН производится по номинальному напряжению сети. Номинальное напряжение в месте установки ОПН составляет 10 кВ.

Для установки предварительно выбираем ОПН-10У1 с рабочим напряжением 12 кВ:

$$U_{\text{р.ном}} > U_{\text{сети ном}}; \\ 12 \text{ кВ} > 10 \text{ кВ}.$$

Проверка ограничителя перенапряжения по номинальной мощности и напряжению выполняется.

Вывод: выбираем ОПН-10У1.

Задача 3.6

Выбрать выключатель в цепи генератора блока, подключенного к РУ повышенного напряжения большего значения. Параметры генератора принять равными параметрам, используемым в задаче 2.2. Параметры максимального сквозного тока КЗ через выключатель: при $I_{п0} = 36,7 \text{ кА}$, $i_{уд} = 117 \text{ кА}$, $T_{аэк} = 0,3 \text{ с}$. Время действия основного комплекта РЗ $t_{рз} = 0,01 \text{ с}$.

Задача 3.7

Выбрать выключатель 110 кВ для коммутации блока. Параметры генераторов блока принять равными параметрам, используемым в задаче 2.2. Параметры максимального сквозного тока КЗ через выключатель: при $I_{п0} = 10 \text{ кА}$, $i_{уд} = 23 \text{ кА}$, $T_{аэк} = 0,1 \text{ с}$. Время действия основного комплекта РЗ $t_{рз} = 0,015 \text{ с}$.

Задача 3.8

Выбрать разъединители РУ 220 кВ. Параметры генераторов блока принять равными параметрам, используемым в задаче 2.4. Параметры максимального сквозного тока КЗ через выключатель: при $I_{п0} = 36,7 \text{ кА}$, $i_{уд} = 117 \text{ кА}$, $T_{аэк} = 0,3 \text{ с}$. Время действия основного комплекта РЗ $t_{рз} = 0,01 \text{ с}$.

Задача 3.9

Выбрать трансформаторы тока в цепи генератора блока, подключенного к РУ повышенного напряжения большего значения. Параметры генератора принять такими же, как и в условиях к задаче 2.1. Параметры максимального сквозного тока КЗ через трансформатор тока: при $I_{п0} = 36,7 \text{ кА}$, $i_{уд} = 117 \text{ кА}$, $T_{аэк} = 0,07 \text{ с}$. Время действия основного комплекта РЗ $t_{рз} = 0,01 \text{ с}$. Сопротивление приборов $R_{приб}$, контактных соединений $R_{конт}$ и соединительных проводов $R_{пров}$ принимаем равными 0,08, 0,03 и 0,1 Ом соответственно.

Задача 3.10

Выбрать трансформаторы тока в РУ 110 кВ в цепи трансформатора блока. Параметры трансформатора принять равными параметрам, ис-

пользуемым в задаче 2.4. Параметры максимального сквозного тока КЗ через трансформатор тока: при $I_{п0} = 36,7 \text{ кА}$, $i_{уд} = 117 \text{ кА}$, $T_{ак} = 0,07 \text{ с}$. Время действия основного комплекта РЗ $t_{р.з} = 0,01 \text{ с}$. Сопротивление приборов $R_{приб}$, контактных соединений $R_{конт}$ и соединительных проводов $R_{пров}$ принимаем равными 0,04, 0,01 и 0,08 Ом соответственно.

Задача 3.11

Выбрать трансформатор напряжения (ТН) в цепи генератора блока, подключенного к РУ 110 кВ при следующих параметрах сквозного тока КЗ: $I_{п0} = 39,7 \text{ кА}$, $t_{р.з} = 0,01 \text{ с}$. При расчетной нагрузке трансформатора напряжения $S_{2расч} = 40 \text{ В} \cdot \text{А}$.

4. ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАНИЯ МЕСТНОЙ НАГРУЗКИ, КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ И ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ

4.1. СХЕМЫ ПИТАНИЯ МЕСТНОЙ НАГРУЗКИ

В соответствии с заданием на проектирование ГЭС может производить электроснабжение нагрузки местной распределительной сети на напряжении 6 или 10 кВ. Заданием определяется количество распределительных подстанций (РП) местной сети и их тип. В учебном проектировании различают несколько типов распределительных подстанций, отличающихся друг от друга главной схемой. На рис. 4.1 представлены типы РП и их условные обозначения.

РП местной сети подключаются к РУ напряжением 6 или 10 кВ ГЭС. РУ 6 (10) кВ подключаются к выводам обмоток низшего напряжения трансформаторов блоков либо к РУ повышенного напряжения, если класс напряжения не превышает 110 кВ. При выборе схемы подключения РП местной сети необходимо, чтобы взаиморезервирующие кабельные линии подключались к независимым друг от друга источникам, например к секциям РУ, нормально запитанным от разных ге-

нераторов или трансформаторов блоков. К взаиморезервирующим кабельным линиям можно отнести два ввода питания на РП типа А или два ввода питания на комбинацию из трех РП типов Г, Д и Е (см. рис. 4.1). В общем случае питание секций КРУ 6 (10) кВ ГЭС производится через понижающие трансформаторы. При совпадении классов генераторного напряжения и напряжения местной распределительной сети необходимость в понижающих трансформаторах отсутствует. В этом случае уровень токов короткого замыкания в местной сети может превысить максимально допустимые значения по условиям термической стойкости кабелей и коммутационной способности выключателей, установленных в РП. Для ограничения токов короткого замыкания применяют токоограничивающие реакторы, устанавливаемые на вводах питания РУ 6 (10) кВ ГЭС.

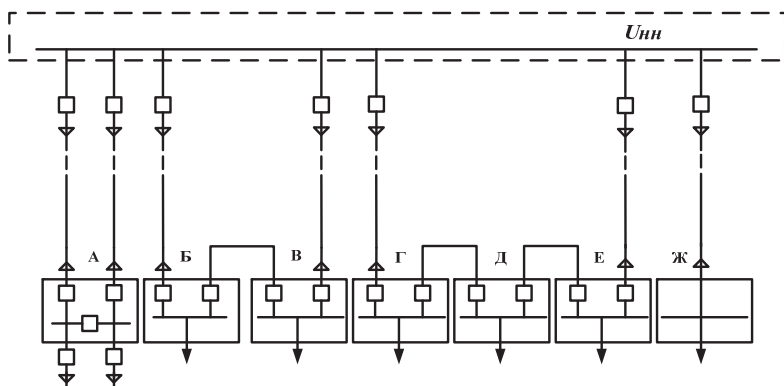


Рис. 4.1. Типы РП и их условные обозначения

Кроме выбора схемы электроснабжения местной сети в рамках учебного проектирования необходимо выбрать кабельные линии фидеров питания РП и выключатели РУ 6 (10) кВ ГЭС. При необходимости произвести выбор токоограничивающих реакторов.

Следует отметить, что подключение к цепям генераторного напряжения потребителей, не являющихся собственными нуждами ГЭС, в настоящее время не производится в соответствии с требованиями нормативных документов. Методические указания и примеры расчета, представленные в данном разделе, носят иллюстративный характер с целью пояснения методики выбора токоограничивающих реакторов и силовых кабелей в электроустановках среднего напряжения.

4.2. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ
И ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ

Выбор кабельных линий производится в два этапа. На первом этапе производится предварительный выбор по продолжительным режимам работы. На втором этапе производится проверка по режиму КЗ. Условия для выбора и проверки приведены в табл. 4.1.

Т а б л и ц а 4.1

Условия для выбора и проверки кабельных линий
и токоограничивающих реакторов

Вид оборудования	Условие выбора
Кабель	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{прод.доп}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $I_{\text{тер}} \geq I_{\text{п0}}$ $I_{\text{тер}} = \frac{SC_m}{\sqrt{t_{\text{р.з}} + t_{\text{в.откл}} + T_{\text{а эк}}}}$
Реактор	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ $x_p \geq x_{\text{мин.доп}}$ $\Delta U_p = \frac{\sqrt{3} \cdot x_p I_{\text{норм. расч}} \sin \varphi}{U_{\text{ном}}} 100 \leq 2 \%$ $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$ $I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}} \geq B_{\text{к}}$

Примечания. В таблице приняты следующие обозначения индексов при величинах: дин – динамический; доп – допустимый; ном – номинальное значение; норм – нормированный; откл – отключение; п – периодическая составляющая; прод – продолжительный; расч – расчетный; тер – термический; уд – ударный; мин – минимальный.

Выбор токоограничивающих реакторов также проводится в два этапа. Однако на первом этапе производится предварительный выбор как по продолжительным режимам работы (напряжению и току), так и по аварийному режиму работы (номинальному сопротивлению, достаточному для ограничения тока КЗ до требуемого уровня). На втором этапе производится проверка по продолжительному режиму работы (потере напряжения) и аварийному режиму работы (термическая и электродинамическая стойкость). Условия для выбора и проверки приведены в табл. 4.1.

Продолжительный расчетный ток приводят к нормированным условиям с помощью поправочных коэффициентов, учитывающих отклонение температуры окружающей среды от нормированного значения (20 °С для прокладки в воздухе и 15 °С для прокладки в земле) K_θ ; количество проложенных рядом кабелей K_N ; применение кабеля напряжением 10 кВ в электроустановке напряжением 6 кВ и наоборот K_u ; допустимость временной перегрузки в послеаварийном режиме работы $K_{ав.п}$ (табл. 4.2).

Таблица 4.2

Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, лежащих в земле

Расстояние между осями кабелей, мм	Значение коэффициента снижения продолжительного допустимого тока при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,9	0,87	0,86	0,85

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды рассчитывается по формуле

$$K_\theta = \sqrt{(\theta_{\text{прод.доп}} - \theta_{\text{окр}}) / (\theta_{\text{прод.доп}} - \theta_{\text{окр.норм}})},$$

где $\theta_{\text{окр}}$ и $\theta_{\text{окр.норм}}$ – фактическая и нормированная температуры окружающей среды.

Продолжительно допустимая температура для кабелей (табл. 4.3–4.5):

– с бумажно-масляной изоляцией $T = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$;

– с изоляцией из сшитого полиэтилена $T = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Нормированная температура окружающей среды принимается равной $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ – при прокладке в воздухе и $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ – при прокладке в земле.

Таблица 4.3

Продолжительно допустимые токи для трехжильных кабелей напряжением 6 и 10 кВ с бумажно-масляной изоляцией, для медной жилы (в числителе) и для алюминиевой жилы (в знаменателе) при их прокладке в земле и в воздухе

Сечение	Продолжительно допустимый ток, А			
	Напряжение, кВ			
	6 кВ		10 кВ	
	В земле	В воздухе	В земле	В воздухе
10	80/60	55/42	-/-	-/-
16	105/80	65/50	95/75	60/46
25	135/105	90/70	120/90	85/65
35	160/125	110/85	150/115	105/80
50	200/155	145/110	180/140	135/105
70	245/190	175/135	215/165	165/130
95	295/225	215/165	265/205	200/155
120	340/260	250/190	310/240	240/185
150	390/300	290/225	355/275	270/210
185	440/340	325/250	400/310	305/235
240	510/390	375/290	460/355	350/270

Таблица 4.4

Продолжительно допустимые токи для одножильных кабелей напряжением 6 и 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, для медной жилы (в числителе) и для алюминиевой жилы (в знаменателе) при их прокладке в земле и в воздухе треугольником

Сечение	Продолжительно допустимый ток, А	
	В земле	В воздухе
35	203/155	193/147
50	240/185	225/170
70	300/230	275/210
95	387/300	326/253
120	445/346	370/288
150	503/392	413/322
185	450/577	466/364
240	531/677	537/422
300	609/776	604/479
400	710/891	677/541
500	822/1025	759/1025
630	954/1166	848/1166
800	1094/1319	933/1319

Таблица 4.5

Допустимые перегрузки кабелей с бумажно-масляной изоляцией напряжением до 10 кВ в послеаварийных режимах

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки кабеля	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной при длительности максимума		
		1	3	6
0,6	В земле	1,35	1,3	1,15
	В воздухе	1,25	1,15	1,10
0,8	В земле	1,20	1,15	1,10
	В воздухе	1,15	1,10	1,05

На период ликвидации послеаварийного режима для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена допускается перегрузка до 17 % номинальной при их прокладке в земле и до 20 % при прокладке в воздухе

4.3. ЗАДАЧА

Выбрать кабельные линии для РП типа «А», подключенные к первому и второму блокам ГЭС, а также выключатели в РУ-10 кВ электростанции (рис. 4.1). Параметры генераторов принять такими же, как и в задаче 2.1. Местная сеть имеет напряжение 10 кВ; наименьшая длина кабельной линии от РУ 10 кВ ГЭС до РП местной сети 2,5 км. Наименьшее сечение кабеля, отходящее от РП, 70 мм². Время действия релейной защиты на шинах станции 1 с, на шинах РП 0,5 с. Полное время отключения выключателя, установленного в РП, 0,1 с. Параметры токов КЗ и эквивалентной схемы замещения принять из задачи 2.1.

Решение

Продолжительный расчетный ток рассчитывается по ремонтному режиму, когда одна из двух КЛ, питающих РП, отключена.

Ток в продолжительном режиме работы для РП типа «А» рассчитывается по формуле

$$I'_{\text{прод. расч}} = \frac{P_{\text{нг max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нг. ном}} \cos \varphi} = \frac{1,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 108 \text{ А}.$$

При прокладке двух кабелей в траншее поправочный коэффициент на число кабелей в траншее $K_n = 0,9$; коэффициент несоответствия номинального напряжения кабеля напряжению электроустановки принимаем равным $K_u = 1$; поправочный коэффициент на температуру окружающей среды для кабеля с бумажно-масляной изоляцией при максимально возможной температуре окружающей среды 20 °С:

$$K_9 = \sqrt{(70 - 20) / (70 - 15)} = 0,95.$$

Коэффициент аварийной перегрузки для кабеля с бумажно-масляной изоляцией при предшествующей загрузке в нормальном режиме, не превышающей 0,5, для продолжительности перегрузки 6 ч $K_{ав.п} = 1,15$.

С учетом поправочных коэффициентов приведенный к нормированным условиям продолжительный расчетный ток определяется по выражению

$$I_{\text{прод. расч}} = I'_{\text{прод. расч}} / K_n K_u K_\theta K_{ав.п} = 108 / (0,9 \cdot 1 \cdot 0,95 \cdot 1,15) = 110 \text{ А.}$$

По длительно допустимому току выбираем трехжильный кабель с бумажно-масляной изоляцией с алюминиевыми жилами сечением 35 мм^2 . Так как минимальное сечение кабелей, отходящих от РП, составляет 70 мм^2 , предварительно увеличиваем сечение кабеля от шин станции до РП до 70 мм^2 .

Проверим кабели на термическую стойкость к токам КЗ.

Расчетная схема изображена на рис. 4.2, схема замещения – на рис. 4.3.

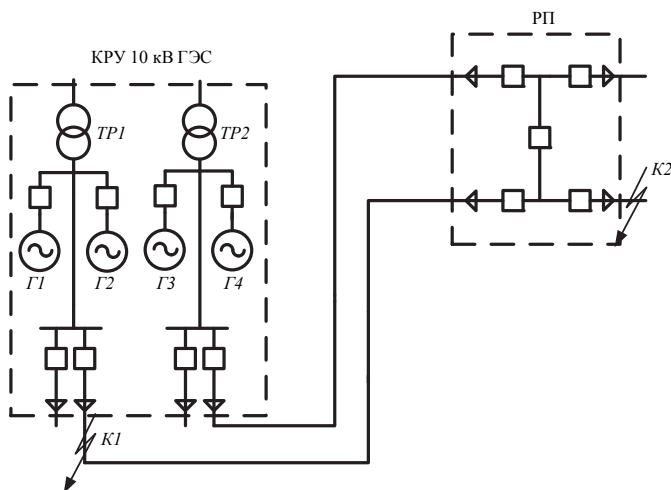


Рис. 4.2. Схема подключения РП местной сети к ГЭС

Активное и индуктивное сопротивление КЛ от КРУ 10 кВ электростанции до секций РП представляется сопротивлениями x_2 и r_3 , а эк-

вивалентный источник тока КЗ (электростанция и система) – сопротивлением x_1 и ЭДС E_1 . Активным сопротивлением эквивалентного источника пренебрегаем ввиду его малости по сравнению с индуктивным сопротивлением.

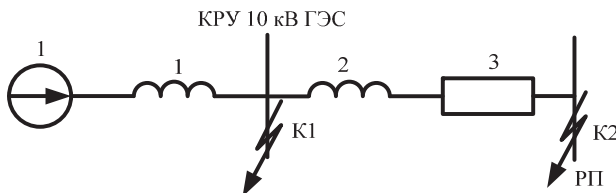


Рис. 4.3. Схема замещения для расчета сквозных токов

Термическая стойкость кабеля проверяется по короткому замыканию на головном участке кабеля со стороны ГЭС. В проверке используют параметры КЗ в точке К1, рассчитанные в задаче 2.1. Определяем ток термической стойкости для кабеля сечением 70 мм^2 :

$$I_{\text{тер}}^{\text{ЭС}} = \frac{SC_m}{\sqrt{t_{\text{р.з}} + t_{\text{в.откл}} \text{ЭС} + T_{\text{а эк}}}} = \frac{70 \cdot 90}{\sqrt{1 + 0,1 + 0,104}} = 5,74 \text{ кА} ,$$

где $C_m = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$; $t_{\text{в.откл}} \text{ЭС}$ – полное время отключения выключателя в КРУ 10 кВ электростанции предварительно принимаем равным полному времени отключения выключателя на РП:

$$I_{\text{тер}}^{\text{ЭС}} < I_{\text{п0}} ;$$

$$5,74 \text{ кА} < 54,1 \text{ кА} .$$

Термическая стойкость кабелей сечением 70 мм^2 , отходящих от ЭС, не обеспечивается. Условие проверки кабеля на термическую стойкость к токам КЗ не выполняется. Для обеспечения термической стойкости рассматривается возможность увеличения сечения кабеля не более чем на две ступени либо установка токоограничивающего реактора. В соответствии с табл. 4.1 ток термической стойкости кабеля пропорционален сечению кабеля. Увеличение сечения кабеля на две ступени не приведет к обеспечению термической стойкости, так как допустимый ток КЗ меньше расчетного в 9,4 раза.

Отложим проверку кабельной линии на участке от электростанции до РП и проведем проверку термической стойкости кабелей, отходящих от РП. Расчетное место КЗ – в точке К2. Проверка кабелей, отходящих от РП, производится по кабелю с наименьшим сечением, т. е. 70 мм^2 . Для проверки термической стойкости кабелей, отходящих от РП, рассчитаем ток в точке К2 с учетом предварительно выбранного кабеля на головном участке (от электростанции).

Удельные сопротивления трехжильного кабеля сечением 70 мм^2 по [7]:

$$x_{\text{пог}} = 0,118 \text{ Ом/км} ;$$

$$r_{\text{пог}} = 0,568 \text{ Ом/км} .$$

Сопротивление кабельной линии на головном участке, имеющей наименьшую длину:

$$x_{\text{кл}} = x_{\text{пог}} l_{\text{кл}} = 0,118 \cdot 2,5 = 0,29 \text{ Ом} ;$$

$$r_{\text{кл}} = r_{\text{пог}} l_{\text{кл}} = 0,568 \cdot 2,5 = 1,42 \text{ Ом} .$$

В качестве базисных условий принимаем значения, использованные в задаче 2.1:

$$S_{\bar{6}} = 100 \text{ МВА} ;$$

$$U_{\bar{6}} = 10,5 \text{ кВ} ;$$

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА} .$$

Сопротивления кабельной линии на головном участке в о.е. при базисных условиях:

$$x_{*2(6)} = x_{\text{кл}} \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2} = 0,29 \frac{100}{10,5^2} = 0,26 ;$$

$$r_{*3(6)} = r_{\text{кл}} \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2} = 1,42 \frac{100}{10,5^2} = 1,29 .$$

Для определения эквивалентных индуктивного сопротивления и ЭДС из задачи 2.1 принимаем значения параметров схемы замещения (рис. 4.4):

$$x_{*1(6)} = x_{*ЭК(6)} = \frac{0,613 \cdot 0,131}{0,613 + 0,131} = 0,108;$$

$$E_{*1(6)} = E_{*ЭК(6)} = \frac{1,14 \cdot 0,131 + 1,046 \cdot 0,613}{0,613 + 0,131} = 1,06.$$

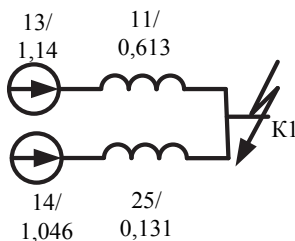


Рис. 4.4. Схема замещения для расчета эквивалентных сопротивления и ЭДС

Аналогично определяем эквивалентное индуктивное сопротивление обратной последовательности и активное сопротивление для КЗ в точке К1:

$$x'_{*1(6)} = x'_{*ЭК(6)} = \frac{0,549 \cdot 0,128}{0,549 + 0,128} = 0,104;$$

$$r_{*1(6)} = r_{*ЭК(6)} = \frac{0,00514 \cdot 0,00296}{0,00514 + 0,00296} = 0,0019.$$

Активное сопротивление эквивалентного источника не учитывается в расчете периодической составляющей тока КЗ и на схеме замещения не приводится. Однако оно будет использовано далее при расчете постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в точке К2:

$$I_{п0}^{K2} = \frac{E_{*1(б)}}{\sqrt{(x_{*1(б)} + x_{*2(б)})^2 + r_{*3(б)}^2}} I_{б1} = \frac{1,06}{\sqrt{(0,108 + 0,26)^2 + 1,29^2}} 5,5 =$$

$$= 4,35 \text{ кА} .$$

Рассчитываем постоянную времени затухания периодического тока для точки К2:

$$T_{a \text{ эк } K6} = \frac{x'_{*эк(б)}}{\omega r_{*эк(б)}} = \frac{0,104}{314 \cdot 1,29} = 0,0003 \text{ с} ,$$

$$I_{тер}^{РП} = \frac{SC_m}{\sqrt{t_{р.з} + t_{в.откл.РП} + T_{a \text{ эк}}}} = \frac{70 \cdot 90}{\sqrt{0,5 + 0,1 + 0,0003}} = 8,13 \text{ кА} ,$$

$$I_{п0}^{K2} \leq I_{тер}^{РП} ;$$

$$4,34 \text{ кА} < 8,13 \text{ кА} .$$

Термическая стойкость кабелей, отходящих от РП, обеспечивается.

Для ограничения тока КЗ до значения, допустимого для кабельных линий на головном участке, рассмотрим установку токоограничивающих реакторов. Так как от каждого блока отходят по два кабеля, то для установки выбирается одинарный реактор.

Рассматриваем установку реактора, который выбирается исходя из обеспечения термической стойкости кабелей, отходящих от ЭС, и кабелей, отходящих от РП, по следующим условиям:

$$\begin{cases} I_{п0}^{K3} \leq I_{тер}^{ЭС} , \\ I_{п0}^{K2} \leq I_{тер}^{РП} . \end{cases}$$

Так как второе условие выполняется, найдем сопротивление реактора по первому условию:

$$I_{п0}^{K3} \leq I_{тер}^{ЭС}.$$

Расчетная схема подключения РП местной сети к ГЭС с учетом установленного реактора и схема замещения изображены на рис. 4.5 и 4.6 соответственно.

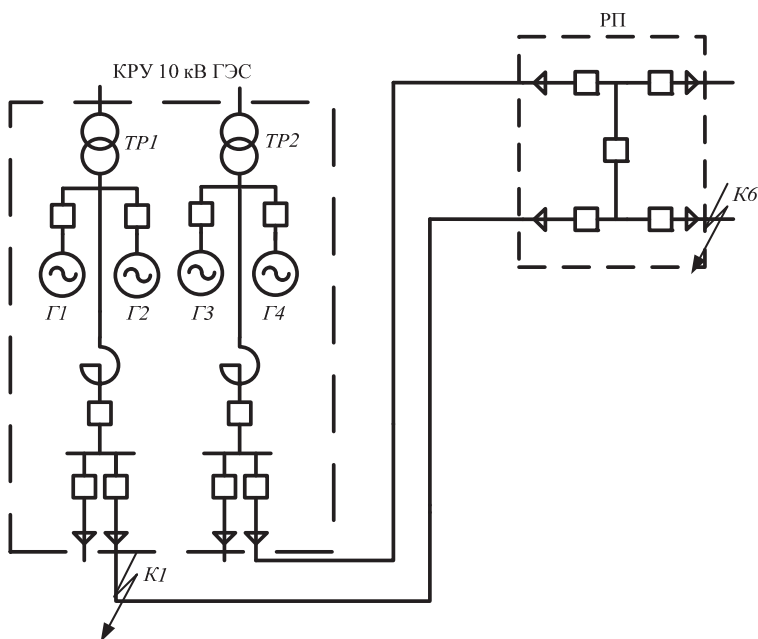


Рис. 4.5. Схема подключения РП местной сети к ГЭС с учетом установленного реактора

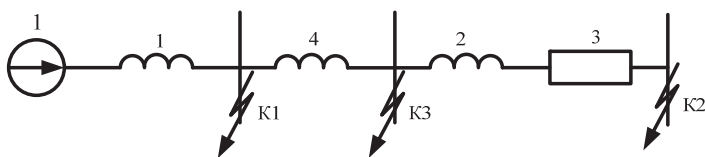


Рис. 4.6. Схема замещения с учетом установленного реактора

На схеме замещения (рис. 4.6) представлены: сопротивление кабельной линии от станции x_2 и r_3 , индуктивное сопротивление реактора x_4 ; эквивалент источника тока КЗ сопротивлением x_1 и ЭДС E_1 , точка КЗ – расчетная. Сопротивление реактора x_4 должно быть таким, чтобы ток КЗ в точке КЗ не превышал тока термической стойкости кабелей на головном участке.

Параметры схемы:

$$I_{п0}^{КЗ} = \frac{E_{*1(6)}}{x_{*1(6)} + x_{*4(6)}} I_{6I}; \quad \frac{E_{*1(6)}}{x_{*1(6)} + x_{*4(6)}} \leq \frac{I_{тер}^{ЭС}}{I_6};$$

$$\frac{1,06}{0,108 + x_{*4(6)}} \leq \frac{5,74}{5,5};$$

$$x_{*4(6)} \geq 0,908.$$

Сопротивление реактора:

$$x_4 = x_{*4(6)} \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot I_6} = 0,902 \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,5} = 0,995 \text{ Ом}.$$

Предварительно выбираем ближайший, подходящий по сопротивлению реактор:

РБ 10–630–1УЗ с сопротивлением $x_p = 1 \text{ Ом}$, номинальным напряжением 10 кВ, номинальным током 630 А, током термической стойкости 9,45 кА, нормированное время протекания тока термической стойкости 8 с, ток электродинамической стойкости 24 кА.

Проверяем реактор по потерям напряжения в нормальном режиме:

$$\Delta U_p = \frac{\sqrt{3} \cdot x_p I_{норм. \text{ расч}} \sin \varphi}{U_{ном}} 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 108 \cdot 0,6}{10 \cdot 10^3} 100 = 1,1 \text{ \%}.$$

Расчетный ток нормального режима работы принимается равным 108 А, что соответствует подключению к реактору двух кабельных линий двух РП, по каждой из которых протекает ток 54 А.

Потери напряжения в реакторе в нормальном режиме работы не превышают 2 %. Проверка по потере напряжения выполняется.

Проверка по условиям работы при КЗ

1. Проверка на электродинамическую стойкость.

Рассчитываем постоянную времени затухания периодического тока для точки КЗ:

$$x'_{*4(б)} = x_p \frac{S_б}{U_б^2} = 1 \frac{100}{10,5^2} = 0,907 ;$$

$$x'_{*эк(б)} = 0,104 + 0,907 = 1,01 ;$$

$$T_{a эк КЗ} = \frac{x'_{*эк(б)}}{\omega r_{*эк(б)}} = \frac{1,01}{314 \cdot 0,0019} = 1,69 \text{ с.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п0}^{КЗ} = \frac{E_{*1(б)}}{x_{*1(б)} + x_{*4(б)}} I_б = \frac{1,06}{0,108 + 0,907} 5,5 = 5,74 .$$

Ударный ток рассчитываем по выражению

$$i_{уд} = k_{уд} \sqrt{2} \cdot I_{п0} = \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a эк}}} \right) \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{КЗ} = \left(1 + e^{-\frac{0,01}{1,69}} \right) \sqrt{2} \cdot 5,74 = 16,1 \text{ кА} ;$$

$$i_{дин} \geq i_{уд} ;$$

$$24 \text{ кА} > 16,1 \text{ кА} .$$

Условие проверки на электродинамическую стойкость выполняется.

2. Проверка на термическую стойкость.

Рассчитываем интеграл Джоуля:

$$B_k = I_{п0}^{K32} \left[t_{откл} + T_{а эк} \left(1 - e^{\frac{-2t_{откл}}{T_{а эк}}} \right) \right] =$$

$$= 5,74^2 \left[1,1 + 1,67 \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 1,1}{1,67}} \right) \right] = 76,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_k;$$

$$9,45^2 \cdot 1,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 76,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка на термическую стойкость выполняется.

Выберем выключатель в КРУ 10 кВ ГЭС. По продолжительному расчетному току 108 А предварительно выбираем выключатель ВВ/TEL – 10 – 20/630 с параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; U_{\text{нб}} = 12 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}; I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА};$$

$$t_{\text{с.в.откл}} = 0,015 \text{ с}; I_{\text{терм}} = 20 \text{ кА}; i_{\text{пр.скв}} = 51 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 20 \text{ кА}; t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}; \beta_{\text{ном}} = 40 \%; I_{\text{вкл.ном}} = I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА};$$

$$i_{\text{вкл.ном}} = 50,8 \text{ кА}; t_{\text{п.в.откл}} = 0,025 \text{ с}.$$

Проверка выключателя по условиям работы при КЗ

1. Проверка выключателя на термическую стойкость

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{п.в.откл}} = 1,0 + 0,025 = 1,025 \text{ с};$$

$$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} = 20^2 \cdot 1,025 = 410 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Определяем расчетный интеграл Джоуля, B_K :

$$B_K = 76,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Термическая стойкость обеспечивается, если выполняется следующее условие:

$$I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}} \geq B_K;$$

$$20^2 \cdot 1,025 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 76,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$410 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 76,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие проверки выключателя на термическую стойкость выполняется.

2. Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}^{\text{К3}};$$

$$20 \text{ кА} > 5,74 \text{ кА};$$

ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = 16,1 \text{ кА};$$

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$51 \text{ кА} > 16,1 \text{ кА}.$$

Условия проверки выключателя на электродинамическую стойкость выполняются.

3. Проверка на коммутационную способность.

Условие проверки выключателя на включающую способность:

$$I_{\text{вкл.норм}} \geq I_{\text{п0}}^{\text{К3}};$$

$$20 \text{ кА} > 5,74 \text{ кА}.$$

$$i_{\text{вкл.норм}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$50,8 \text{ кА} > 16,1 \text{ кА}.$$

Условия проверки выключателя на включающую способность выполняются.

Условия проверки выключателя на отключающую способность:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п0}}^{\text{K3}};$$

$$20 \text{ кА} \geq 5,74 \text{ кА}.$$

$$\tau = t_{\text{р.з}} + t_{\text{с.в.откл}} = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с}.$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}^{\text{K3}} e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а эк}}}} = \sqrt{2} \cdot 5,74 e^{-\frac{0,025}{1,67}} = 7,97 \text{ кА};$$

$$i_{\text{а. норм}} = \sqrt{2} \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} I_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} \frac{40}{100} 20 = 11,3 \text{ кА};$$

$$i_{\text{а. норм}} \geq i_{\text{ат}};$$

$$11,3 \text{ кА} > 7,97 \text{ кА}.$$

Условия проверки выключателя на отключающую способность выполняются.

Вывод: выбираем выключатель ВВ/TEL – 10 – 20/630.

5. ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Выдача мощности ГЭС производится на одном или нескольких высших напряжениях. В учебном проектировании рассматриваются случаи выдачи мощности в ЭЭС и местному промышленному потребителю. Как правило, задаются два уровня высшего напряжения, для которых требуется выбрать электрические схемы распределительных устройств (РУ) ГЭС. Электрические схемы РУ с учетом следующего набора исходных данных:

- класс напряжения РУ;
- количество и степень ответственности присоединений;
- степень загрязненности атмосферы (СЗА).

5.1. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НАПЯЖЕНИЕМ 35 кВ

На напряжении 35 кВ применяются схемы: одна секционированная система шин (1ССШ), мостик или схема многоугольника (см. рис. 7.3). Схему «мостик» применяют при количестве присоединений не более четырех. В условиях сильного загрязнения атмосферы ($CЗА \geq 3$) применяют КРУ с вакуумными выключателями внутренней установки.

5.2. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НАПЯЖЕНИЕМ 110...220 кВ

В зависимости от числа присоединений применяют следующие схемы:

- одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин с секционным и обходным выключателями, 1ССШ+ОСШ (5 и более присоединений), рис. 7.1;

- две рабочие и обходная системы шин, 2СШ+ОСШ (от 5 до 15 присоединений);

- две рабочие, секционированные выключателями, и обходная системы шин с двумя шиносоединительными и двумя обходными выключателями, 2ССШ+ОСШ (более 15 присоединений и отсутствие возможности отключения всех присоединений секции шин на время ревизии и ремонта этой секции шин), рис. 7.2;

- многоугольники (не более шести присоединений);

- мостик (не более четырех присоединений).

Схема 1ССШ+ОСШ применяется при допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на обходную систему шин. Возможно также для повышения надежности применение данной схемы с подключением ответственных присоединений к секциям шин через развилку выключателей.

Схема 2СШ+ОСШ применяется при отсутствии возможности отключения всех присоединений системы шин на время ревизии и ремонта этой системы шин.

Для распределительных устройств напряжением 220 кВ мощных электростанций, а также при необходимости сохранения в работе ответственных ВЛ, рассматривают применение схем «4/3» или «3/2» с

жестким (без собственных выключателей, с разъединителями) присоединением автотрансформаторов к сборным шинам. Под ответственными ВЛ понимают линии, обеспечивающие межсистемные связи, незарезервированные источники питания, двухцепные ВЛ, используемые в качестве независимых источников питания, линии, отходящие от АЭС, все ВЛ 500 и 750 кВ.

В условиях сильного загрязнения атмосферы ($CЗА \geq 3$) применяют КРУ с элегазовой изоляцией.

В кольцевых схемах «многоугольник», «3/2», «4/3» и «2/1» (рис. 7.3 и 7.4) в цепях присоединений устанавливаются линейные разъединители. Они обеспечивают возможность отключения присоединения с восстановлением кольцевого питания оставшихся в работе присоединений.

5.3. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 330...750 кВ

На напряжении 330 – 750 кВ применяют следующие схемы:

- с двумя системами шин, с четырьмя выключателями на три цепи (схема «4/3»); с секционированием сборных шин при необходимости по условиям сохранения устойчивости;

- с двумя системами шин, с тремя выключателями на две цепи (схема «3/2» – «полуторная»), с секционированием сборных шин при необходимости по условиям сохранения устойчивости;

- схемы по пунктам «а» и «б» с жестким (без собственных выключателей, с разъединителями) присоединением автотрансформаторов к сборным шинам;

- при особом обосновании: с двумя системами шин с двумя выключателями на одно присоединение.

Как правило, блоки и линии в схемах «4/3» и «3/2» данного раздела должны присоединяться с соблюдением чередования их присоединения к системам шин.

При напряжении 330 кВ в условиях сильного загрязнения атмосферы ($CЗА \geq 3$) применяют КРУ с элегазовой изоляцией. При напряжении 500 кВ КРУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ) применяют во всех случаях.

5.4. СОПОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОВЫШЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ МЕТОДОМ КАЧЕСТВЕННОГО АНАЛИЗА

Метод качественного анализа проводится для элементов, отказы которых приводят к наибольшим потерям генерирующей мощности. Рассматриваются отказы оборудования в результате КЗ в цепях присоединений, сборных шин, секций и выключателей в нормальном и ремонтном режиме схемы. Последствиями могут быть: отключение энергоблока, линии электропередачи, нарушение транзита мощности, отключение АТС. За ремонтный режим принимают ремонт одного из выключателей или системы шин РУ. Наиболее надежной схемой можно считать ту, в которой при КЗ будут минимальные последствия.

Последовательность проведения качественного анализа схем РУ:

- намечаются точки, в которых при КЗ происходят наибольшие потери, т. е. отключения присоединений или шин;
- для выключателей принимаются двухсторонние отказы с отключением смежных элементов;
- определяются последствия КЗ;
- сопоставляются результаты для различных схем РУ.

6. ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС

6.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Собственные нужды электрической станции включают в себя все вспомогательное оборудование, которое необходимо для обеспечения работы основного оборудования станции. На ГЭС – это механическое оборудование электротехнических сооружений, вспомогательное оборудование турбин, генераторов, силовых трансформаторов, распределительных устройств, системы управления, контроля, автоматики.

По назначению собственные нужды ГЭС подразделяют на агрегатные и общестанционные.

Агрегатные собственные нужды включают в себя все вспомогательные механизмы, обслуживающие агрегат, в единичном блоке также обслуживают повышающий блочный трансформатор. К агрегатным собственным нуждам относят: маслonaсосы МНУ, лекажный насос, насос откачки воды с крышки турбины, насосы технического водоснабжения и др.

Общестанционные собственные нужды не имеют привязки к конкретному генерирующему агрегату и включают в себя: подъемные механизмы, вентиляцию, отопление, насосы, системы осушения проточной части агрегата, дренажные насосы и др.

На практике используют следующие структуры питания собственных нужд ГЭС:

- с общим питанием (все собственные нужды запитывают от главных трансформаторов собственных нужд);
- с отдельным питанием агрегатных и общестанционных собственных нужд (общестанционные собственные нужды запитывают от главных трансформаторов собственных нужд; агрегатные собственные нужды запитывают от агрегатных трансформаторов собственных нужд).

Электроснабжение собственных нужд ГЭС осуществляется от двух или более независимых источников электроэнергии. В качестве независимых источников питания могут приниматься:

- обмотка низшего напряжения блочного трансформатора при наличии генераторного выключателя и режима постоянного включения трансформатора с высокой стороны;
- гидрогенератор;
- обмотка низшего напряжения (авто)трансформатора связи;
- шины распределительного устройства ГЭС напряжением не более 220 кВ;
- подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой;
- дизель-генераторы при строительстве ГЭС в районах с сейсмичностью 8 баллов и более по шкале MSK-64, а также для ГЭС мощностью 50 МВт и более, не имеющих связи с энергосистемой.

В системе собственных нужд ГЭС применяется напряжение 0,4 кВ. На ГЭС большой и средней мощности применяется напряжение 10 или 6 кВ. Среднее напряжение применяют для питания двигателей мощностью 200 кВт и выше, а также в случаях, если часть потребителей собственных нужд может быть значительно удалена от

здания ГЭС. Выбор между напряжениями 6 и 10 кВ производят с учетом наличия того или иного напряжения электроприемников на станции, а также с учетом принятого напряжения в местном энергорайоне и в энергосистеме.

На рис. 6.1 изображен фрагмент системы собственных нужд ГЭС с отдельным питанием. Агрегатные собственные нужды питаются от отдельных секций 0,4/0,23 кВ. При наличии напряжения 6 или 10 кВ в системе собственных нужд предусматривается установка главных трансформаторов (ГТСН) и агрегатных (АТСН). Для питания общестанционных нагрузок используются трансформаторы, подключенные к РУ 6 кВ. Резервирование агрегатных трансформаторов собственных нужд производится от резервных трансформаторов (РАТСН).

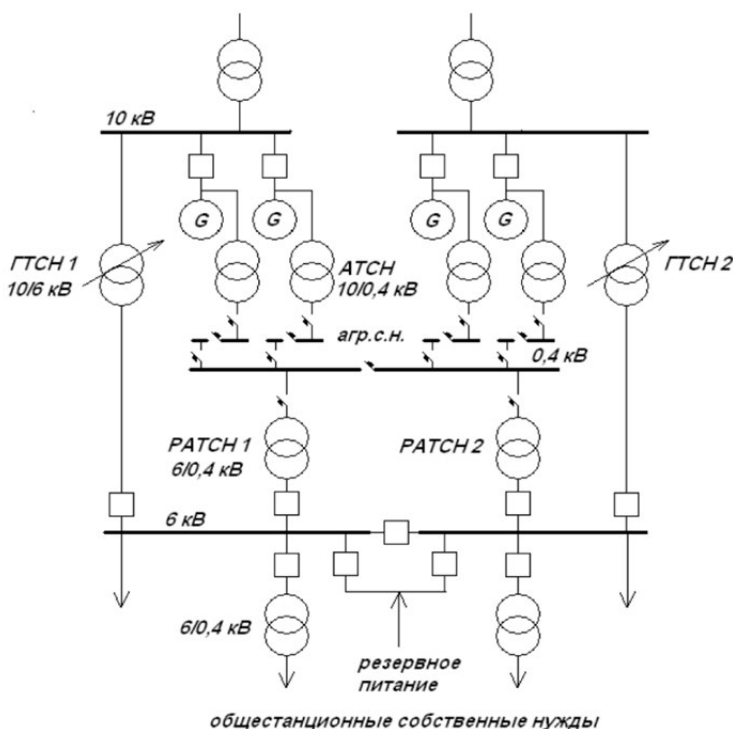


Рис. 6.1. Схема питания собственных нужд ГЭС 6 кВ (10 кВ)

На малогабаритных ГЭС малой и средней мощности осуществляют объединенное централизованное питание агрегатных и общестанцион-

ных собственных нужд на одном напряжении (рис. 6.2). В этом случае сборные шины 0,4 кВ щита собственных нужд с помощью автоматического выключателя разделяются на две части. Обе секции подключаются к главным трансформаторам собственных нужд, которые получают подпитку либо от РУ выводов обмотки НН блочного трансформатора, либо от РУ 6 (10) кВ электростанции.

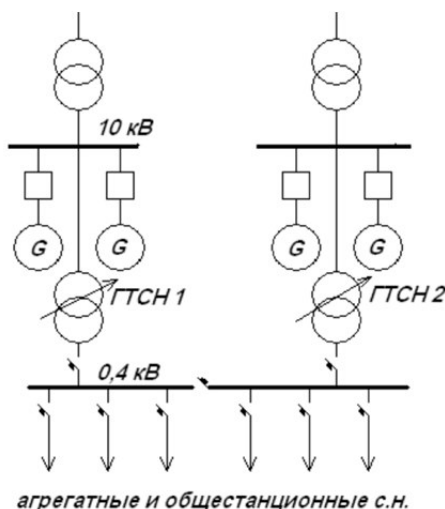


Рис. 6.2. Схема питания собственных нужд 0,4 кВ

Мощность трансформаторов собственных нужд ГЭС выбирается по их расчетной нагрузке. Перегрузка этих трансформаторов недопустима по условиям требований к повышенной надежности электроснабжения собственных нужд. Расчетная мощность трансформаторов собственных нужд определяется суммой мощностей всех электроприемников, которые присоединяются к этому трансформатору. Для сети собственных нужд 0,4 кВ в закрытых помещениях используются сухие трансформаторы с естественным воздушным охлаждением. Максимальную единичную мощность трансформатора с обмотками низшего напряжения 0,4 кВ рекомендуется принимать $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ с напряжением короткого замыкания $U_k = 8 \%$. Трансформаторы меньшей мощности применяются с $U_k = 5,5 \%$.

Мощность дизель-генератора выбирается исходя из обеспечения работы системы автоматического пожаротушения, собственных нужд агрегата для его пуска в работу, приводов затворов водосбросов и других ответственных потребителей, определяемых проектом.

6.2. ЗАДАЧА

Выбрать схему электропитания собственных нужд и трансформаторы собственных нужд на ГЭС, рассмотренные в задаче 2.1. Мощность собственных нужд ГЭС составляет 2 % от установленной мощности станции, коэффициент мощности составляет $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$.

В системе собственных нужд используется два уровня напряжения: 6 и 0,4 кВ.

Мощность агрегатных собственных нужд одного генератора 100 кВт, коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$.

Так как в системе собственных нужд используются два уровня напряжения, то предусматривается раздельное питание общестанционных и агрегатных собственных нужд. Питание агрегатных собственных нужд производится от рабочих агрегатных трансформаторов собственных нужд, подключаемых к выводам каждого генератора. Питание общестанционных собственных нужд производится от КРУ 6 кВ через общестанционные трансформаторы собственных нужд (рис. 6.1). КРУ 6 кВ запитано от главной схемы станции по двум главным трансформаторам собственных нужд, подключаемых к выводам низшего напряжения трансформатора блоков, подключенных к РУ повышенных напряжений. Резервирование агрегатных трансформаторов собственных нужд производится через два резервных агрегатных трансформатора собственных нужд.

Мощность главного трансформатора собственных нужд должна быть не меньше суммарной мощности собственных нужд ГЭС:

$$S_{\text{с.н. нб}} = \frac{P_{\text{уст}} \cdot 0,02}{\cos \varphi} = \frac{30 \cdot 6 \cdot 0,02}{0,8} = 4,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По [7] выбираем ближайший больший по мощности трансформатор – ТРДС 10000/35 со следующими параметрами: $S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{\text{ВН}} = 10,5 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 6,3 \text{ кВ}$.

Мощность агрегатного трансформатора собственных нужд и резервного агрегатного трансформатора собственных нужд должна быть больше или равна мощности агрегатных собственных нужд. По [7] выбираем трансформатор – ТМГ – 160/10 с параметрами: $S_{\text{ном}} = 160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $U_{\text{ВН}} = 6 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 0,4 \text{ кВ}$.

7. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОСТАВЛЕНИЮ ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ГЭС

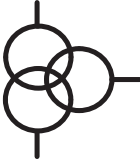
Главная схема электрических соединений электростанции – это совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями. Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции (подстанции), так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении при отключенном положении всех элементов установки.

Условные обозначения элементов в графических схемах приведены в таблице.

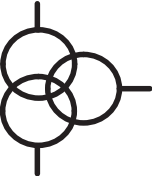
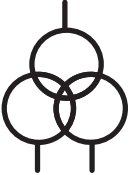
Условные обозначения в графических схемах

Обозначение	Наименование
	Шина
	Отводы (отпайки) от шины

Продолжение таблицы

Обозначение	Наименование
	Заземление
	Выключатель нагрузки/разъединитель
	Автоматический выключатель
	Выключатель
	ОПН
	Трансформатор тока измерительный
	Трансформатор напряжения измерительный
	Трансформатор силовой двухобмоточный

Окончание таблицы

Обозначение	Наименование
	Трансформатор трехфазный
	Трансформатор трехфазный с рас- щепленной обмоткой низшего напряжения
	Автотрансформатор
	Реактор
	Сдвоенный реактор

* ГОСТ 2.750 – 68; ГОСТ 2.755 – 74*; ГОСТ 2.751 – 73; ГОСТ 2.722 – 68*; ГОСТ 2.723 – 68*; Указания методические межотраслевые по применению государственных стандартов ЕСКД в электрических схемах комплектных устройств и в схемах технологического контроля и автоматики энергетических объектов (электрических станций и подстанций). – М.: Энергосетьпроект, 1977 (инв. №9386 ТМ – Т1); ГОСТ 2.730 – 73*; ГОСТ 2.728 – 74*; ГОСТ 2.742 – 68*; ГОСТ 2.727 – 68*.

Компоновка главной схемы электрических соединений, как правило, принимают следующей:

- распределительное устройство повышенного напряжения большего значения располагают в левой верхней части чертежа;
- распределительное устройство повышенного напряжения меньшего значения располагают в правой верхней части чертежа;
- генераторы, распределительное устройство генераторного напряжения, сборные шины подстанций местной распределительной сети располагают в нижней части схемы.

Количество кернов трансформаторов тока зависит от состава и мощности приборов и реле, подключенных к вторичным обмоткам. Если неизвестны точные данные, рекомендуется принимать количество вторичных обмоток по [3]. Трансформаторы тока на однолинейной главной схеме выполняются в трехфазном исполнении. Трансформаторы тока устанавливаются с двух сторон от колонковых выключателей и с одной стороны от баковых выключателей. Трансформаторы тока устанавливаются в каждом присоединении РУ, а также в цепи секционного выключателя. В нейтральных силовых трансформаторов 110 кВ и выше и автотрансформаторов 220 кВ и выше предусматривается установка трансформаторов тока для подключения токовых защит нулевой последовательности. В электроустановках с эффективно-заземленной нейтралью трансформаторы тока в нейтрали выбираются с номинальным напряжением на класс ниже класса напряжения трансформатора. В электроустановках с глухозаземленной нейтралью в нейтрали силовых трансформаторов применяют трансформаторы тока на напряжение 35 кВ.

На рис. 7.1–7.4 показаны фрагменты схем распределительных устройств повышенных напряжений. Разъединители обеспечивают видимый разрыв цепи и устанавливаются со всех сторон от электрооборудования, откуда может быть подано напряжение. Кроме разъединителей, необходимо предусмотреть установку заземляющих ножей для обеспечения безопасности проведения работ на оборудовании. Сборные шины распределительных устройств должны иметь по два заземляющих ножа каждая. Трансформаторы напряжения устанавливают на каждой секции системы сборных шин, которые могут работать раздельно. В цепях (авто)трансформаторов должны быть установлены ОПН без коммутационных аппаратов между ними и защищаемым оборудованием. На рис. 7.5 и 7.6 изображены схемы одиночного и укруп-

ненного блоков. На рис. 7.7 и 7.8 приведены примеры отображения трансформаторов связи на главной схеме ГЭС.

Трансформаторы напряжения устанавливают на каждой секции системы сборных шин РУ повышенных напряжений, которые могут работать раздельно. Со стороны выводов всех обмоток (авто)трансформаторов предусматривают установку ОПН.

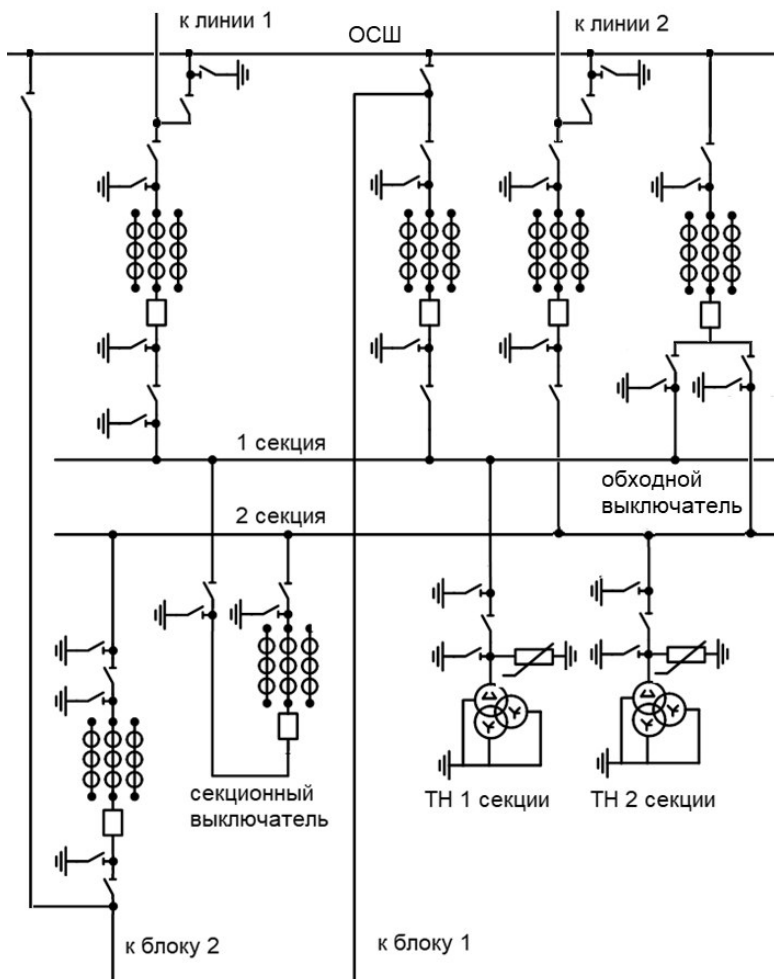


Рис. 7.1. Фрагмент электрической схемы РУ - 1ССШ+ОСШ

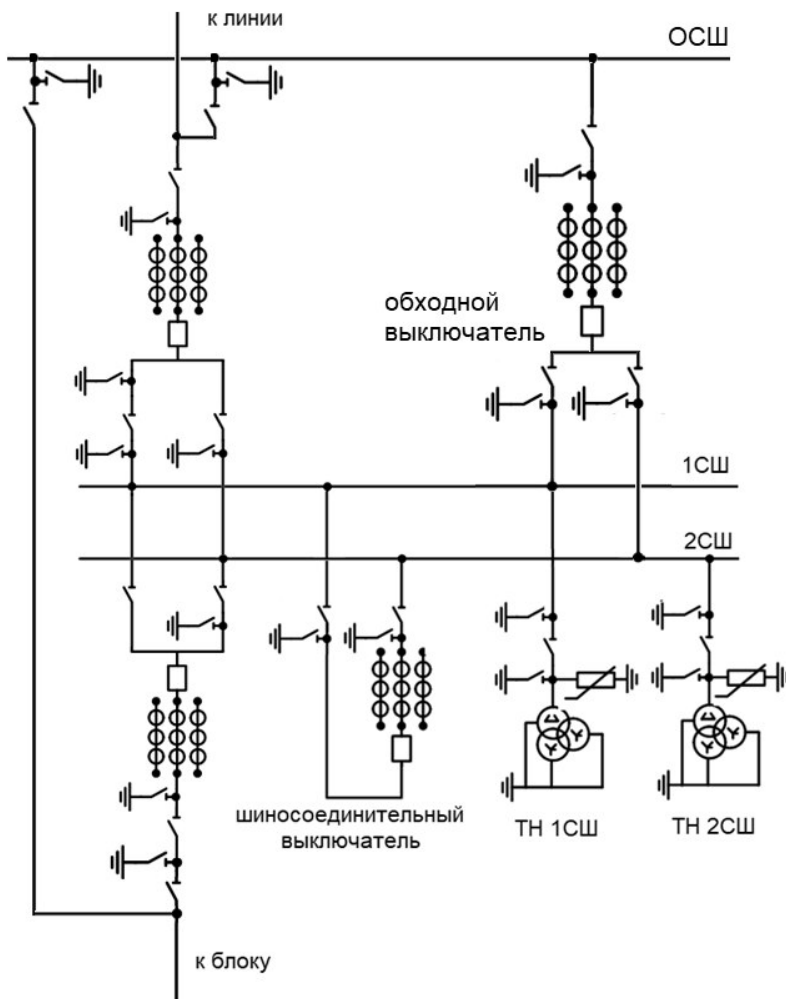


Рис. 7.2. Фрагмент электрической схемы РУ - 2СШ+ОСШ

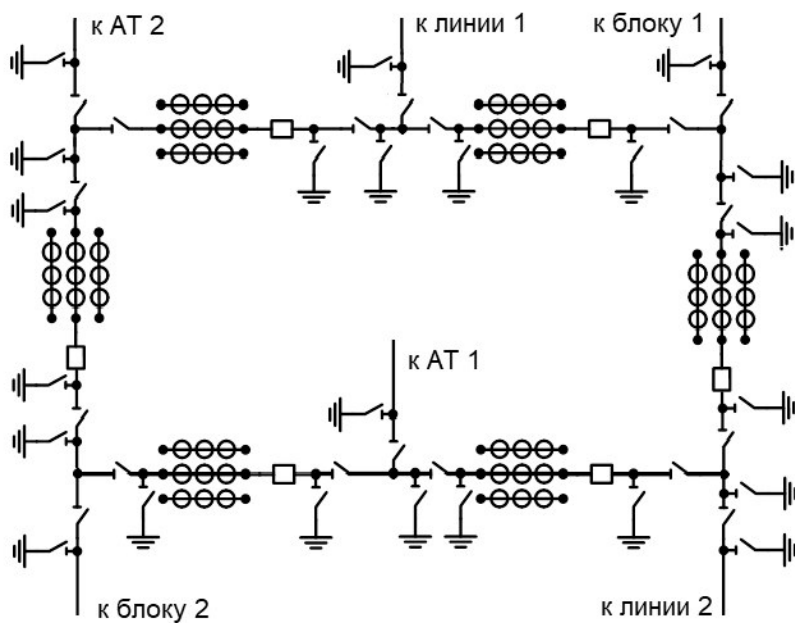


Рис. 7.3. Фрагмент электрической схемы РУ - Шестиугольник

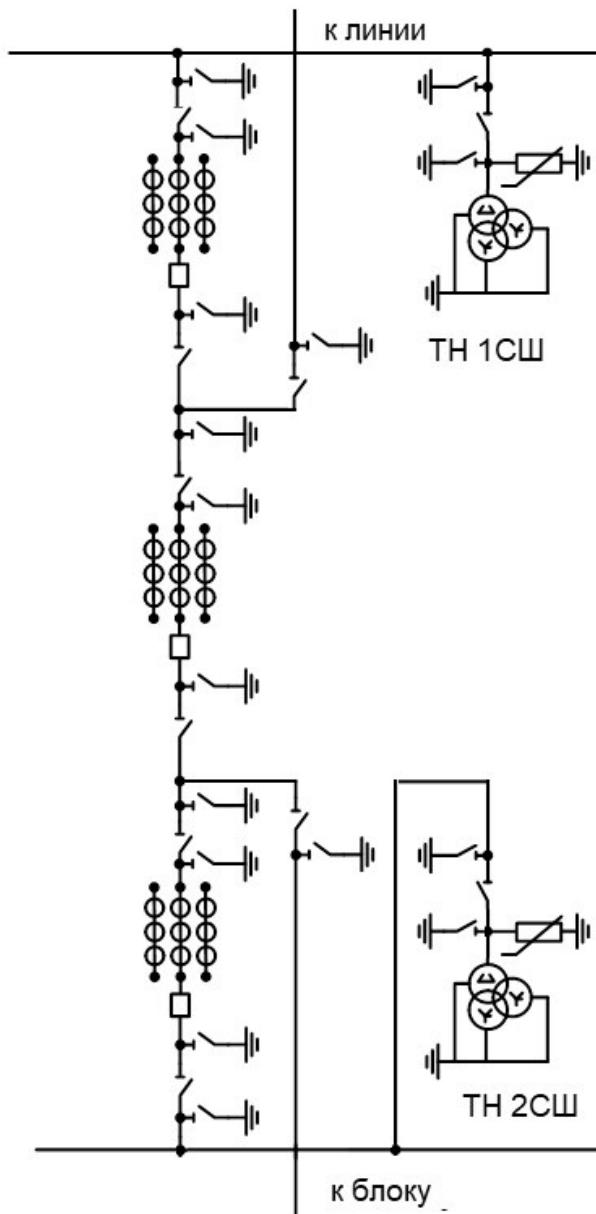


Рис. 7.4. Фрагмент электрической схемы РУ – «3/2»

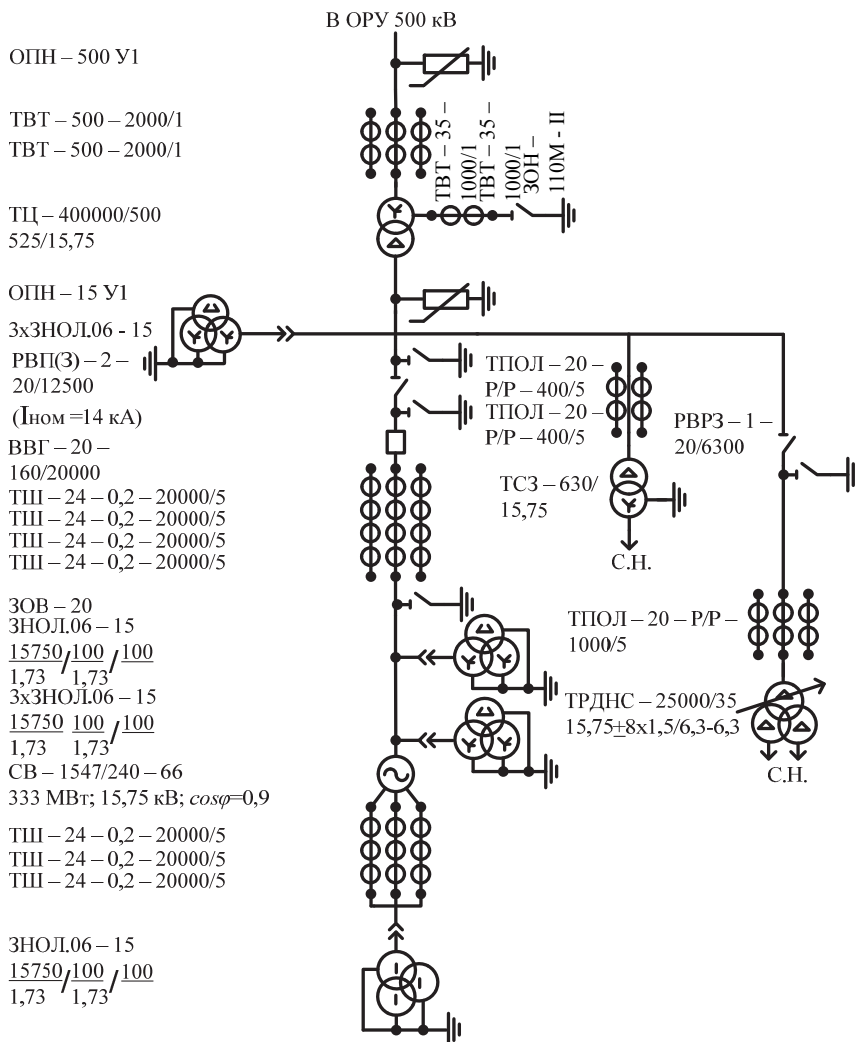


Рис. 7.5. Фрагмент главной электрической схемы ГЭС. Моноблок

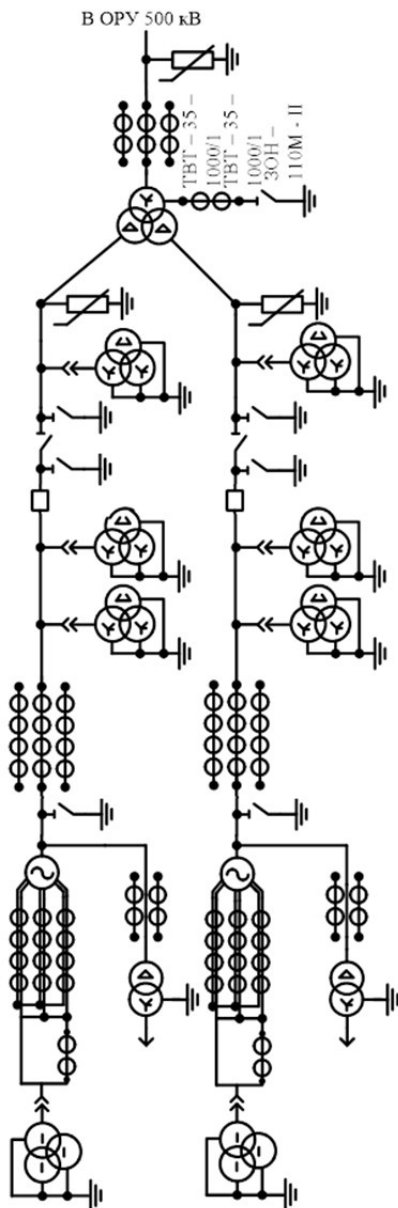


Рис. 7.6. Фрагмент главной электрической схемы ГЭС. Укрупненный блок

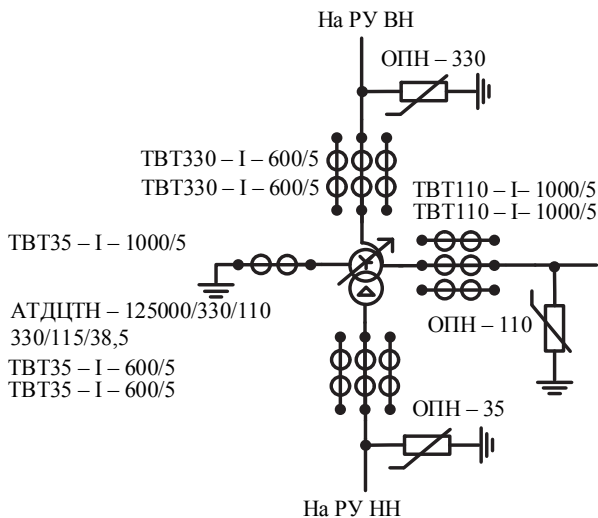


Рис. 7.7. Фрагмент схемы присоединения автотрансформаторов на главной электрической схеме ГЭС

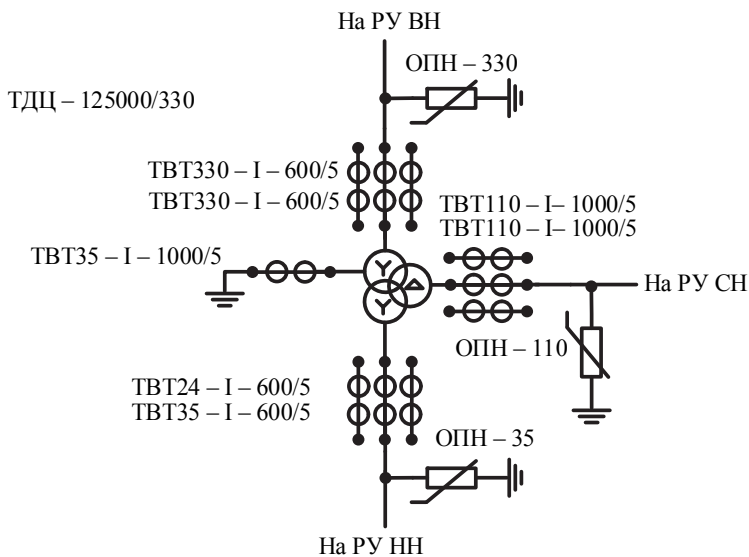


Рис. 7.8. Фрагмент схемы присоединения трехфазного трансформатора связи на главной электрической схеме ГЭС

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. СТО. Приложение 1 к протоколу заседания Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.01.2008 №1805 пр. Стандарт организации. Определение предварительных технических решений выдачи мощности электростанций.

2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

3. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ: учебно-справочное пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 138 [4] с.: ил.

4. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Схемы выдачи мощности электростанций. Методологические аспекты формирования. – М.: Энергоатомиздат, 2002.

5. Крючков И.П., Старшинов В.А., Гусев Ю.П., Долин А.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.: ил.

6. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 400 с.

7. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

8. Рекомендации по проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 104 с.

9. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – СПб.: УВСИЗ, 2005.

Для заметок

Чо Гван Чун
Петрова Лидия Александровна

СБОРНИК ЗАДАЧ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Учебное пособие

Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Художественный редактор *А.В. Ладыжская*
Корректор *Л.Н. Ветчакова*
Компьютерная верстка *С.И. Ткачева*

Подписано в печать 15.12.2017
Формат 60 × 90 1/16. Бумага офсетная
Уч.-изд. л. 7,75. Печ. л. 7,75. Тираж 42 экз.
Изд. № 335. Заказ № 334

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Издательство Новосибирского государственного
технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20
Тел. (383) 346-31-87
E-mail: office@publish.nstu.ru

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20