



**Некоммерческое
акционерное
общество**

**АЛМАТИНСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
ЭНЕРГЕТИКИ И
СВЯЗИ**

Электрические станции
и электроэнергетические
системы

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Методические указания по выполнению курсового проекта
для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика

Алматы 2018

СОСТАВИТЕЛИ: С.Е. Соколов, Е.К. Умбеткулов, Е.Г. Михалкова.
Методические указания по выполнению курсового проекта для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика. - Алматы: НАО АУЭС, 2018.- 21 с.

В представленной работе содержатся методические указания и варианты заданий для выполнения курсового проекта по дисциплине «Проектирование электрических станций».

Ил. 11 , табл.1, библиогр.-8 назв.

Рецензент: канд. техн. наук, доцент Казанина И.В.

Печатается по плану издания некоммерческого акционерного общества «Алматинский университет энергетики и связи» на 2018 г.

©НАО «Алматинский университет энергетики и связи», 2018 г.

Введение

Курсовой проект по дисциплине «Проектирование электрических станций» выполняется студентами специальности 5В0718-Электроэнергетика со специализацией «Электрические станции». Эта работа является заключительным этапом при изучении дисциплин «Электрические станции и подстанции», «Основное и вспомогательное оборудование электрических станций и подстанций», «Проектирование электрических станций». Этой работе предшествовало выполнение трех семестровых работ по первому и второму из перечисленных курсов, где студентами были решены следующие задачи:

- выбор типа генераторов ТЭЦ;
- выбор структурных схем ТЭЦ;
- составление баланса нагрузок;
- выбор типа, количества и мощности трансформаторов;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор высоковольтных выключателей и разъединителей;
- разработка и выполнение принципиальной схемы ТЭЦ.

1 Цель и задачи курсового проекта

Целью настоящей работы является развитие у студентов самостоятельности в решении конкретных задач на основе знаний и умений, приобретенных ранее. В этой работе должны быть решены следующие вопросы проектирования конденсационных станций (КЭС):

- разработка главной схемы;
- разработка схем РУ;
- собственные нужды электростанции;
- установки постоянного тока.

2 Объем и содержание работы

В курсовом проекте необходимо произвести выбор генераторов и трансформаторов КЭС, разработать главную схему и выбрать схемы РУ, рассчитать токи к.з. и выбрать выключатели, разъединители и сборные шины на одном из повышенных напряжений, выбрать измерительные трансформаторы и измерительные приборы, разработать схему собственных нужд и выбрать установку постоянного тока. Пояснительная записка выполняется в объеме 35-40 страниц в соответствии со стандартом АУЭС [8]. В записке в краткой форме должны быть приведены все расчеты, изложены основные положения и принятые решения.

На отдельном листе формата А1 должна быть выполнена однолинейная схема КЭС в соответствии со стандартом на электрические схемы.

3 Структурные схемы КЭС

Конденсационные электростанции исторически получили наименование государственных районных электрических станций (ГРЭС). Они проектируются с агрегатами мощностью 100, 200, 300, 500 и 800 МВт (есть турбоагрегат 1200 МВт) и номинальным напряжением 10,5-24 кВ. На большинстве сооруженных КЭС основными являются агрегаты мощностью до 300-500 МВт. Вместе с теплоэлектроцентралями они образуют основу электроэнергетики, и на их долю приходится ~70% установленной мощности электростанций и выработки электроэнергии.

Конденсационные электростанции стремятся размещать вблизи топливных и водных источников, которые могут быть удалены от центров потребления электроэнергии на 100-300 км и более. Вся мощность КЭС, за вычетом расхода на СН, выдается в сети повышенных (110 кВ и выше) напряжений. Мощность генераторов КЭС выбирают возможно большей, исходя из условия сохранения устойчивости параллельной работы энергосистем при расчетных отказах на электростанции [1], т.е.

$$\Delta P \leq \Delta P_{дон}, \quad (3.1)$$

где ΔP - сброс генерирующей мощности при расчетных отказах;
 $\Delta P_{дон}$ - допустимое значение по условию устойчивости.

Как правило, на КЭС имеется не более двух РУ повышенного напряжения. Одно из них, среднего напряжения, служит для электроснабжения потребителей местного района, другое, высшего напряжения, – для выдачи мощности электростанции в систему. Единичные мощности агрегатов КЭС вынуждают формировать их структурные схемы по блочному принципу. Тем самым обеспечиваются приемлемые уровни токов КЗ в цепях генераторного напряжения.

Генераторы соединяют с повышающими трансформаторами чаще всего по схеме единичного блока (рисунок 3.1). В генераторных цепях устанавливают генераторные выключатели (или выключатели нагрузки) – дополнительные последовательные элементы, снижающие надежность энергоблоков. С другой стороны, количество коммутаций выключателями на стороне повышенного напряжения, которые менее надежные, чем генераторные, также снижается. Кроме того, установка генераторных выключателей позволяет производить пуск и останов блоков от рабочих трансформаторов собственных нужд (СН). Это повышает надежность системы СН и позволяет выбирать одинаковой мощность рабочих и резервных трансформаторов. Полагают, что количество положительных качеств при использовании генераторных выключателей превалирует.

При трудностях в изготовлении блочного трансформатора необходимой мощности используется схема с двумя блочными трансформаторами меньшей

мощности (рисунок 3.1,б). Крупные энергоблоки, например, 1200 МВт, подключают коммутацией параллельных обмоток генератора на отдельные обмотки расщепленного трансформатора (см.рисунок 3.1,в).

При наличии связи блока с двумя РУ повышенного напряжения могут быть применены схемы, приведенные на рисунке 3.1,г и д. Схема на рисунке 3.1,г, т.е. с блочным трехобмоточным трансформатором служит для связи сетей с различным режимом заземления нейтралей: 110-220/35/6-10 кВ. Схема на рисунке 3.1,д пригодна для эффективно заземленных сетей.

При использовании схемы с блочным автотрансформатором (рисунок 3.1,д) необходимо учесть два принципиальных момента. Во-первых, мощность автотрансформатора должна удовлетворять условию

$$S_{AT} \geq (S_{Г.НОМ} - S_{СНнб}) / k_{мин}, \quad (3.2)$$

где $S_{Г.НОМ}$ - номинальная мощность генератора;

$S_{СНнб}$ - наибольшая нагрузка СН;

$k_{мин}$ - коэффициент типовой мощности [1,3].

Во-вторых, *применение автотрансформаторов в блоке оправдано только в том случае если, помимо мощности, передаваемой из сети низшего в сеть высшего напряжения, существует постоянный переток мощности из сети среднего в сеть высшего напряжения.* В противном случае недоиспользуется номинальная мощность автотрансформатора по условию допустимой нагрузки его общей обмотки.

Стремление к экономии количества присоединений к РУ повышенного напряжения приводит к использованию схем укрупненными (рисунок 3.1,е) или объединенными (рисунок 3.1,ж) блоками. Допустимость укрупнения или объединения блоков определяется критерием (3.1). Схема на рисунке 1,е недостаточно гибкая, так как ремонтные и аварийные состояния блочного трансформатора определяют режим работы более чем одного турбогенератора. На тепловых электростанциях, имеющих большое число часов использования установленной мощности (5500-6500ч), она практически не встречается и требует специального обоснования. Схема на рисунке 3.1,ж применяется для объединения блоков мощностью до 800 МВт.

Варианты структурных схем КЭС приведены на рисунке 3.2, где количество блоков и (авто)трансформаторов показано условно. Если мощность электростанции выдается на одном повышенном напряжении, то все блоки присоединяются к РУ этого напряжения (рисунок 3.2,а). Для двух РУ повышенного напряжения и эффективно заземленных сетей берется схема, приведенная на рисунке 3.2,б. Пожалуй, это наиболее распространенный вариант структурной схемы. Схема рисунка 3.2,в применяется гораздо реже. Это связано с эффективностью использования номинальной мощности автотрансформаторов (см. пояснения к схеме на рисунке 3.1,д). Схема, изображенная на рисунке 3.2,г, может применяться, если мощность,

выдаваемая на среднем напряжении, будет меньше 15-20% мощности генератора.

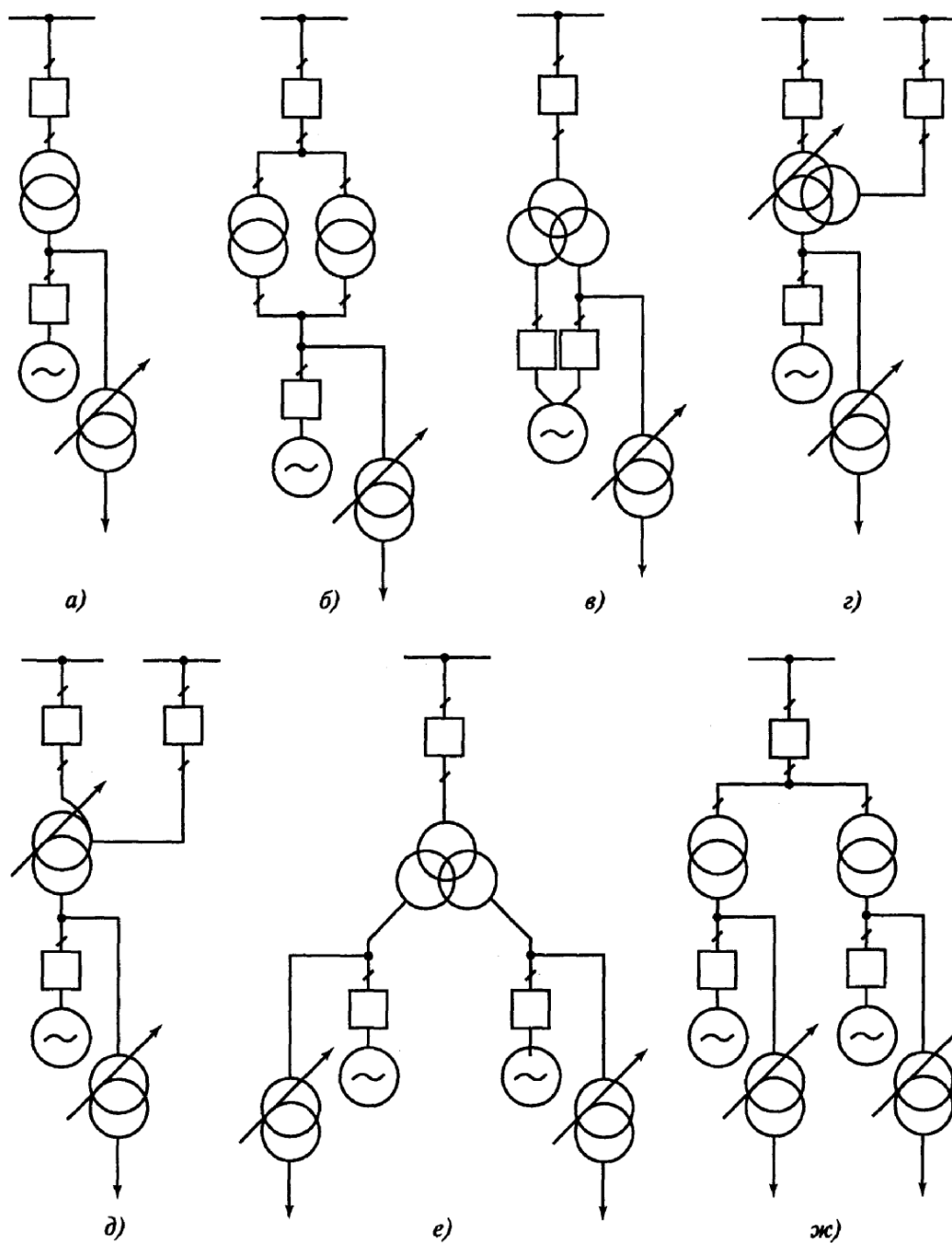


Рисунок 3.1- Варианты схем блоков

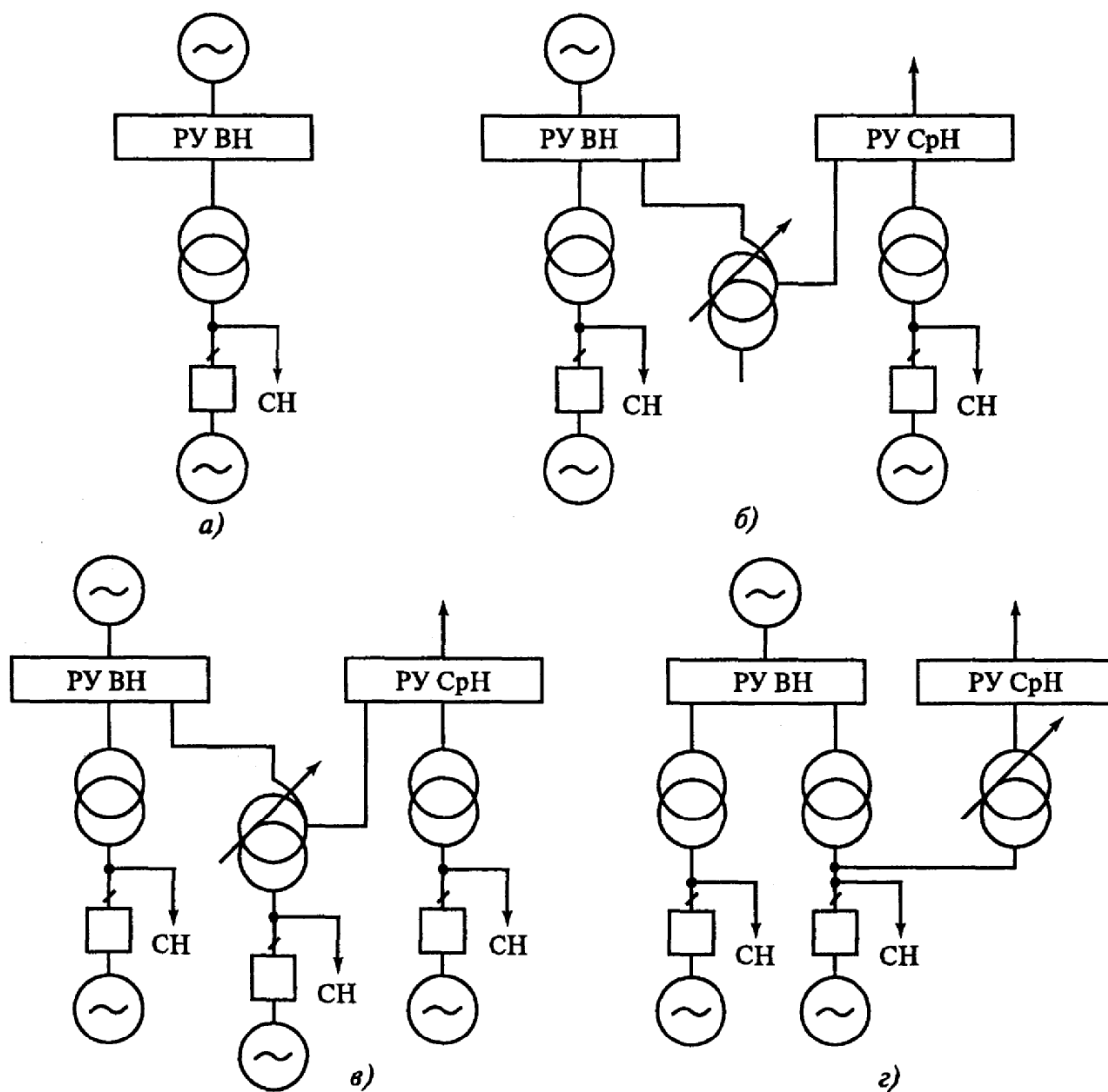


Рисунок 3.2 – Варианты структурных схем КЭС

При выборе структурных схем КЭС следует учитывать, что энергоблоки обладают низкой маневренностью. Прогрев, разворот, синхронизация и набор нагрузки агрегатами происходит в течение 3-12 ч, в том числе набор нагрузки после синхронизации – 0,5-1,5 ч. Кроме того, необходимо учитывать наименьшую допускаемую нагрузку энергоблока (технологический минимум). Она определяется устойчивостью горения факела в топке котла и составляет от 30 (газодизельные блоки) до 65% (пылеугольные) номинальной мощности блока.

3.1 Методические положения обоснования и выбора структурных схем КЭС

В соответствии с литературными источниками [1-6] можно сформулировать методические положения обоснования и выбора схем КЭС.

3.1.1 Структурная схема электростанции может предусматривать несколько, обычно не более двух, РУ повышенного напряжения. На высшем напряжении осуществляется связь электростанции с системой, на среднем напряжении обеспечивается электроснабжения местного района, генераторное напряжение считается ступенью низшего напряжения.

Для упрощения расчетов следует ориентироваться на наиболее жесткое расчетное условие, что только на рассматриваемой электростанции имеется (авто)трансформаторная связь между сетями повышенного напряжения.

3.1.2 К РУ среднего напряжения подключается столько энергоблоков, чтобы в нормальном режиме обеспечивать электроснабжения местного района при минимальном перетоке мощности через (авто)трансформаторную связь между РУ повышенного напряжения электростанции. При прочих равных условиях это минимизирует потери мощности и электроэнергии в схеме.

3.1.3 Мощность блочных трансформаторов выбирается из условия выдачи агрегатами всей располагаемой мощности. Мощности турбогенераторов и блочных повышающих трансформаторов согласованы. Например, соотношения мощностей турбогенераторов (МВт) и блочных трансформаторов (МВА) составляют: 32/40; 63/80; 100/125; 200/250; 300/400; 500/630; 800/1000; 1000/1250; 1200/1600.

3.1.4 Техническая приемлемость установки на электростанции укрупненных или объединенных блоков оценивается по критерию (3.1).

3.1.5 При выборе (авто)трансформаторов связи между РУ повышенного напряжения электростанции во внимание принимаются продолжительные нормальный и ремонтные режимы с учетом допустимой систематической перегрузки (авто)трансформаторов [1,6].

Если в нормальном режиме переток мощности направлен от РУ высшего к РУ среднего напряжения, то установка одного (авто)трансформатора связи недопустима с позиций обеспечения полного электроснабжения потребителей в ремонтных режимах.

Если переток мощности в нормальном режиме имеет противоположное направление, то оправдано использовать более жесткое расчетное условие о необходимости выдачи всей располагаемой мощности электростанции в систему в ремонтных режимах, что также обеспечивается установкой двух (авто)трансформаторов связи [1].

4 Методика обоснования и выбора структурных схем электростанций

Обоснование и выбор структурных схем электростанций могут вестись по упрощенной или уточненной методикам. В основе первой их них лежит допущение, что в нормальном и ремонтных режимах, а также при единичных отказах элементов схем не должны ограничиваться выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей. Методики несколько различаются для блочных электростанций и электростанций с

поперечными связями. (Для студентов, обучающихся в бакалавриате, применение упрощенной методики является достаточным).

4.1 Упрощенная методика обоснования и выбора структурной схемы блочной электростанции

4.1.1 Задаются исходные данные по электростанции: район сооружения, количество и номинальная мощность генерирующих агрегатов $P_{\text{агр.ном}}(S_{\text{агр.ном}})$; графики нагрузки генерирующих агрегатов и потребителей местного района для зимнего и летнего периодов; допустимый сброс генерирующей мощности на электростанции по условию сохранения устойчивости параллельной работы энергосистемы $\Delta P_{\text{доп}}$ - резерв мощности от системы; номинальное напряжение сети РУ повышенных напряжений; мощность СН $P_{\text{СН ном}}(S_{\text{СН ном}})$.

4.1.2 Распределяются агрегаты между РУ повышенного напряжения (п.3.1.2).

4.1.3 Принимаются для связи РУ35 и 110 кВ или 35 и 220 кВ трехобмоточные трансформаторы в количестве $n_T=2$. Для связи РУ напряжением 110 кВ и выше используются трехфазные трехобмоточные автотрансформаторы в количестве $n_T=2$ или группа из трех однофазных автотрансформаторов с резервной фазой.

4.1.4 Учитывается возможность укрупнения или объединения блоков при $\Delta P_{\text{доп}} > 2P_{\text{агр.ном}}$ (п.3.1.4) (В курсовой работе укрупненные блоки можно не применять).

Не рекомендуется укрупнять или объединять блоки, которые подключены к РУ среднего напряжения.

4.1.5 Выбирается мощность блочных повышающих трансформаторов (п. 3.1.3). В общем случае она должна быть достаточной для выдачи всей располагаемой мощности генерирующих агрегатов с учетом допустимой систематической перегрузки.

4.1.6 Для нормального режима определяется переток мощности через (авто)трансформаторную связь между РУ повышенного напряжения с учетом СН.

Мощность, расходуемая на СН при нагрузке генерирующего агрегата P_i ,

$$P_{\text{СН}i} = (0,4 + 0,6P_i/P_{\text{агр.ном}})P_{\text{СН ном}} \quad (4.1)$$

По графикам нагрузки определяется наибольшее значение перетока $S_{\text{нб}}$.

4.1.7 Намечается предварительное значение номинальной мощности трехфазного (авто)трансформатора связи из условия $S_{\text{ном}} \geq S_{\text{нб}}/2$. По $S_{\text{ном}}$ выбирается тип (авто)трансформаторов, которые должны быть оснащены устройствами РПН.

При использовании группы из трех однофазных автотрасформаторов с резервной фазой номинальная мощность группы $S_{\text{ном}} \approx S_{\text{нб}}$.

4.1.8 Анализируется нормальный режим, в котором (авто)трансформаторы связи включены. В нем должны (п.3.1.2) обеспечиваться выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей с учетом допустимой систематической перегрузки на одну ступень мощности до тех пор, пока данный критерий не будет выдержан.

4.1.9 Рассматриваются следующие ремонтные режимы летнего и зимнего графиков нагрузки: плановый ремонт (авто)трансформатора связи, плановый ремонт блока, подключенного к РУ среднего напряжения. В этих режимах должны обеспечиваться выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей с учетом допустимой систематической перегрузки (авто)трансформаторов. При выполнении данного положения выбор количества и мощности (авто)трансформаторов связи и структурной схемы электростанции в целом считается законченным.

Возможно, что в одном из ремонтных режимов (например, в летний период) обеспечиваются выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей, а в другом (допустим, в зимний период) - нет. Тогда вводится ограничение на сезонные время проведения плановых ремонтов (авто)трансформаторов связи, т.е. ремонты планируются в те периоды, когда исключено ограничение выдачи мощности электростанции в систему и электроснабжения потребителей. Наконец, может оказаться, что ни в одном из упомянутых режимов не обеспечиваются в полной мере выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей. В этом случае $S_{ном}$ увеличивается на одну ступень, и анализ ремонтных режимов повторяется.

4.2 Пример. Выполнить обоснование и выбор структурной схемы КЭС по упрощенной методике

4.2.1 Требуется выбрать структурную схему КЭС. На электростанции планируется установить шесть турбогенераторов номинальной мощностью 300 МВт (рисунок 4.1). Они будут работать в базовой части графика нагрузки (рисунок 4.2, летнее снижение нагрузки определено, например, с учетом технологических ограничений). При напряжении 500 кВ предполагается выдача мощности электростанции в систему; при напряжении 220 кВ осуществляется электроснабжение потребителей местного района. Их график нагрузки приведен на рисунке 4.3. Он условно одинаковый для всех сезонов. Максимально допустимый сброс генерирующей мощности на электростанции по условию сохранения устойчивости параллельной работы энергосистемы $\Delta P_{доп}=800$ МВт. Технический минимум нагрузки турбогенераторов составляет 30 % (90 МВт). Требуемый коэффициент мощности в РУ 220 и 500 кВ, а также СН равен 0,85. Расход на СН составляет 6 % при номинальной загрузке блока.

4.2.2 Предполагается подключить к РУ среднего напряжения один турбогенератор. В этом случае переток мощности между РУ 220 и 500 кВ в нормальном режиме будет минимальным (см. рисунок 4.2 и 4.3).

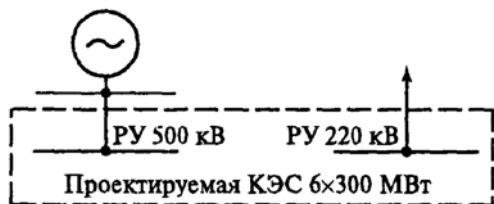


Рисунок 4.1 – Расположение электростанции в системе

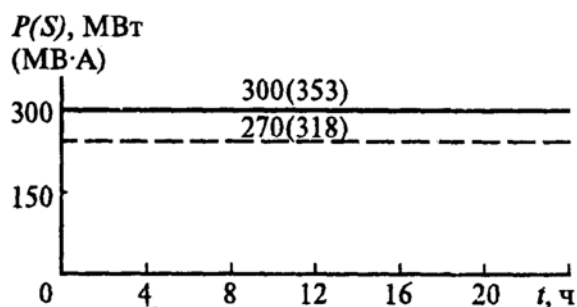


Рисунок 4.2 – Графики нагрузки турбогенератора

4.2.3 Принимается для связи между РУ 220 и 500 кВ автотрансформаторная связь. При напряжении 500 кВ минимальная номинальная мощность 500 МВ·А [1, 6] у группы из трех однофазных автотрансформаторов АОДЦТН-167 000/500/220.

4.2.4 Выявляется, что на электростанции возможно укрупнение или объединение двух турбогенераторов, так как их результирующая мощность $2 \cdot 300 = 600$ МВт не превосходит $\Delta P_{дон} = 800$ МВт.

Схема с укрупнением блоков недостаточно гибкая. В ней ремонтные и аварийные состояния блочного трансформатора определяют режим работы более, чем одного турбогенератора и требует специального обоснования. Схема с объединением блоков не имеет указанного недостатка и поэтому принимается к использованию на стороне 500 кВ.

4.2.5 Выбираются для присоединения турбогенератора к РУ 220 кВ блочный повышающий трансформатор ТДЦ-400 000/220 [1], а к РУ 500 кВ – ТЦ-400 000/500 [1]. Их номинальная мощность равна 400 МВ·А, что выше $S_{агр.ном} = 353$ МВ·А (рисунок 4.2).

Таким образом, формируется структурная схема электростанции, приведенная на рисунке 4.5.

4.2.6 Для нормального режима строятся графики перетока мощности через автотрансформаторную связь между РУ 220 и 500 кВ (рисунок 4.4) с учетом СН:

$$S_{пер} = S_{агр} - S_{СН} - S_{нагр}, \quad (4.2)$$

где $S_{агр}$ – нагрузка турбоагрегата, подключенного к РУ 220 кВ (рисунок 4.2);

$S_{СН}$ – мощность, расходуемая на СН и вычисленная по формуле (4.1) с учетом рисунка 4.2 при коэффициенте мощности 0,85;

$S_{нагр}$ – нагрузка потребителей местного района (рисунок 4.3).

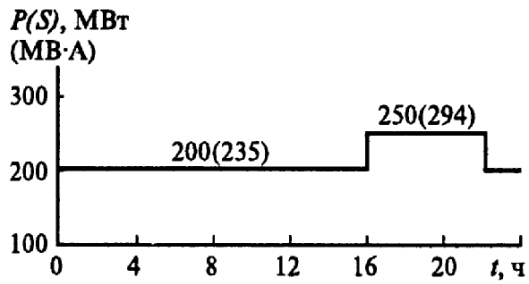


Рисунок 4.3 – График нагрузки потребителей местного района

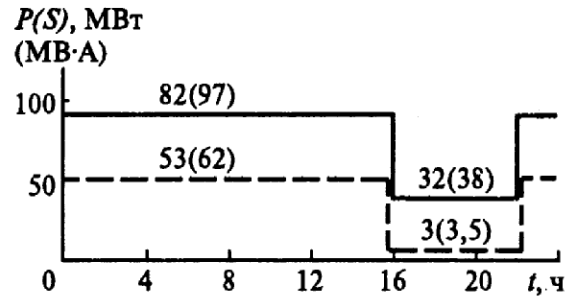


Рисунок 4.4 – Переток мощности через автотрансформаторную связь

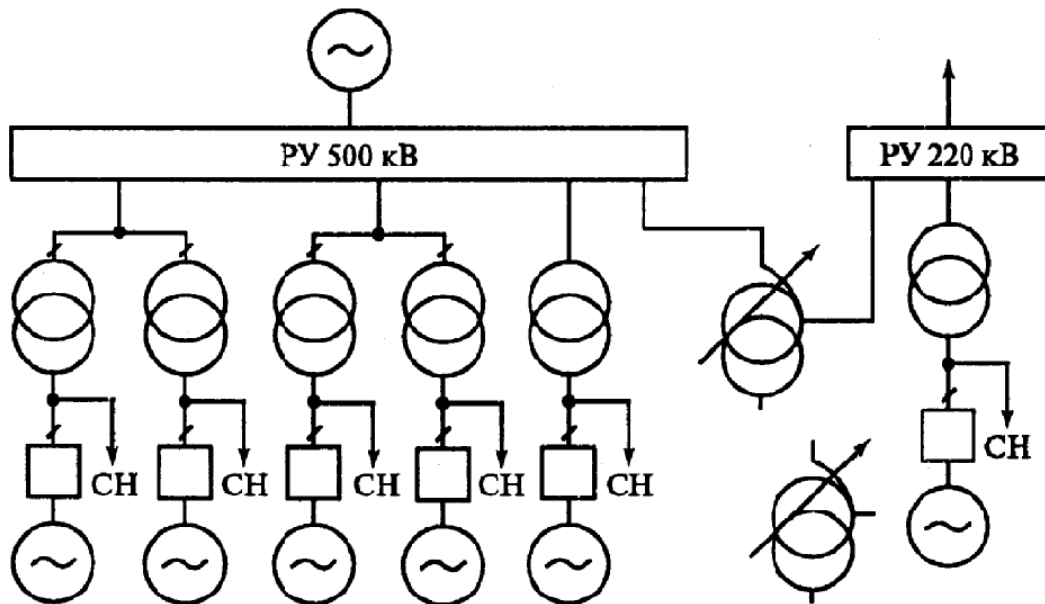


Рисунок 4.5 – Вариант структурной схемы КЭС с одним автотрансформатором связи

Переток мощности на рисунке 4.4 имеет условно положительное направление от РУ 220 кВ к РУ 500 кВ (выдача мощности в систему).

4.2.7 Констатируется приемлемость указанной в п.4.2.3 минимальной номинальной мощности 500 МВ·А группы из трех однофазных автотрансформаторов, так как она превышает $S_{нб}=97$ МВ·А (рисунок 4.4).

4.2.8 Анализируется нормальный режим, когда все элементы схемы находятся в работе. В нем автотрансформатор связи (см. п. 4.2.7) полностью обеспечит выдачу мощности электростанции в систему (рисунок 4.4) без перегрузки.

4.2.9 Рассматриваются ремонтные режимы. При плановом ремонте автотрансформатора связи поочередно каждая из фаз меняется на резервную фазу. Режим работы энергоблока, подключенного к РУ 220 кВ, определяется графиком нагрузки потребителей местного района (рисунок 4.3). Минимальная нагрузка блока составляет (рисунок 4.3) 200 МВт, что больше

его технологического минимума (90 МВт). Тем самым обеспечивается устойчивая работа энергоблока и электроснабжение потребителей местного района. Одновременно ограничивается выдача мощности электростанции в систему по графику на рисунке 4.4. Считаем, что баланс мощности в системе обеспечивается в рассматриваемом случае тем или иным способом, например, за счет кратковременного снижения частоты электрического тока. Таким образом, рассматриваемый ремонтный режим приемлем.

При плановом ремонте энергоблока, подключенного к РУ 220 кВ, переток мощности через автотрансформатор связи определяется графиком нагрузки потребителей местного района (рисунок 4.3) и достигнет 249 МВ·А, что ниже номинальной мощности 500 МВ·А автотрансформатора связи.

Таким образом, во всех ремонтных режимах автотрансформатор связи не подвергается перегрузкам, поэтому выбирается структурная схема электростанции на рисунке 4.5.

5 Расчет токов к.з. и выбор электрических аппаратов и системы измерений

В курсовом проекте расчет токов к.з. производится на ЭВМ только для одной точки (на шинах РУ среднего напряжения). При расчете использовать любую программу по расчету токов к.з.. Выбор электрических аппаратов аналогичен выбору, произведенному в работе [6].

При выборе измерительных приборов и трансформаторов необходимо воспользоваться рекомендациями, приведенными в [1,6].

6 Собственные нужды КЭС

6.1 Проектирование электроустановок собственных нужд

Электроприемники СН станции в подавляющем большинстве представляют собой электропривод рабочих машин и механизмов (насосы, вентиляторы, мельницы, подъемники и др.), который потребляет до 90 % всей мощности СН. Остальные виды электроприемников представлены электросветильниками, обогревательными приборами, преобразовательными устройствами и сварочными трансформаторами.

Система электроснабжения потребителей собственных нужд (СЭСН) проектируется после выбора электродвигателей, расчета освещения и определения нагрузок других потребителей на напряжениях 6-10 и 0,4 кВ переменного и 0,23 кВ постоянного тока.

Проектирование СЭСН начинается с выбора принципиальной схемы электрических соединений и ее привязки к главной схеме. Рабочее и резервное питание электроприемников СН осуществляется путем отбора мощности от главной схемы с помощью понижающих трансформаторов или реакторов. Для особо ответственных потребителей СН предусматриваются

независимые резервные источники питания: дизель-генераторы, вспомогательные генераторы на валах главных генераторов, аккумуляторные батареи с преобразователями и инверторами, емкостные и индуктивные накопители энергии.

Электроустановки СН представляют собой ответственную подсистему станции (подстанции), так как отказы этой подсистемы приводят к авариям на станциях и в ЭЭС. Электроустановки СН являются также потребителями достаточно значительной части вырабатываемой энергии.

Ниже приведены максимальные нагрузки на собственные нужды для станций различного типа (в процентах):

	$P_{СН}/P_{уст}$
ТЭЦ пылеугольная.....	8-14;
ТЭЦ газомазутная.....	5-7;
КЭС пылеугольная.....	6-8;
КЭС газомазутная.....	3-5;
АЭС с водяным теплоносителем.....	5-8;
ГЭС малой и средней мощности.....	3,0-2,5;
ГЭС большой мощности.....	1,0-0,5.

Потребляемая мощность СН тупиковой подстанции – 50-200 кВт, узловой подстанции – 200-500 кВт.

При проектировании СЭСН необходимо знать состав электроприемников СН на всех напряжениях, их мощность и категорию по ПУЭ. В курсовом проекте достаточно воспользоваться вышеприведенными данными максимальных нагрузок.

6.2 Схемы СН КЭС

Потребители СН КЭС делятся на блочные и станционные. Блочные потребители питаются от ТСН блоков. Общестанционная нагрузка равномерно распределяется между блоками. На стадии строительства общестанционная нагрузка питается от местной сети 6-110 кВ, а затем переводится на сети блоков первой и второй очереди.

Блочные ТСН подключаются между генератором и повышающим трансформатором. При наличии генераторного выключателя ТСН присоединяются со стороны повышающего трансформатора.

На ТЭС для питания СН применяются два напряжения: 6 кВ – для питания крупных электродвигателей мощностью 200 кВт и выше, 380/220 В – для питания мелких двигателей и для освещения. Напряжение 3 кВ вместо 6 кВ допускается при расширении станции, на которой оно уже есть.

Каждый блок мощностью 160 МВт и выше должен иметь две секции СН 6 кВ. Блоки до 120 МВт имеют по одной секции на котел.

Резервирование питания секций осуществляется с помощью АВР от спаренных резервных магистралей 6 кВ, идущих от резервных ТСН (РТСН).

Резервные выключатели секционируются выключателями через 2-3 блока и имеют выключатель на вводе от РТСН. Число РТСН при отсутствии генераторных выключателей принимается равным: 1 - при числе блоков до двух; 2 - от 3 до 6 блоков; 3, причем один в виде складского резерва, - 7 блоков и более. При наличии генераторных выключателей: 1 - до 2 блоков; 2, причем один в виде складского резерва, - 3 блока и более. Мощность каждого резервного трансформатора принимается равной мощности рабочего.

На каждом блоке предусматриваются две секции СН 0,4 кВ. Каждая секция имеет рабочее и резервное (с АВР) питание. Рабочее питание секций 0,4 кВ осуществляется от секций 6 кВ своего блока, резервное – от секций 6 кВ из других блоков.

Варианты схемы СН 6 кВ КЭС приведены на рисунке 6.1. В схемах на рисунке 6.1,а,б используются так называемые пускорезервные трансформаторы (ПРТ).

Мощность рабочего ТСН выбирается по мощности блочной нагрузки с учетом доли общестанционной нагрузки, подключенной к секциям блока. В этих схемах ТСН не обеспечивают пуск и остановку блока, для этой цели и применяются ПРТСН, каждый из которых должен обеспечить замену ТСН одного блока и одновременный пуск или остановку второго блока.

Обычно РТСН и ПРТСН подключаются к сети низкого из повышенных напряжений КЭС, к третичным обмоткам автотрансформаторов связи или к ответвлению от блоков, имеющих генераторные выключатели.

Для главной схемы КЭС в соответствии с заданием студент должен разработать схему собственных нужд, используя все рекомендации п.п. 6.1 и 6.2, и, при необходимости, литературные источники [1, 6].

7 Установки постоянного тока

Для питания цепей управления, защиты, автоматики, аппаратуры дистанционного управления, сигнализации и аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд на электростанциях и крупных подстанциях необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями.

В курсовом проекте соответствии с рекомендациями, приведенными в [1, 6], необходимо перечислить потребители энергии постоянного тока на КЭС и выбрать аккумуляторную батарею.

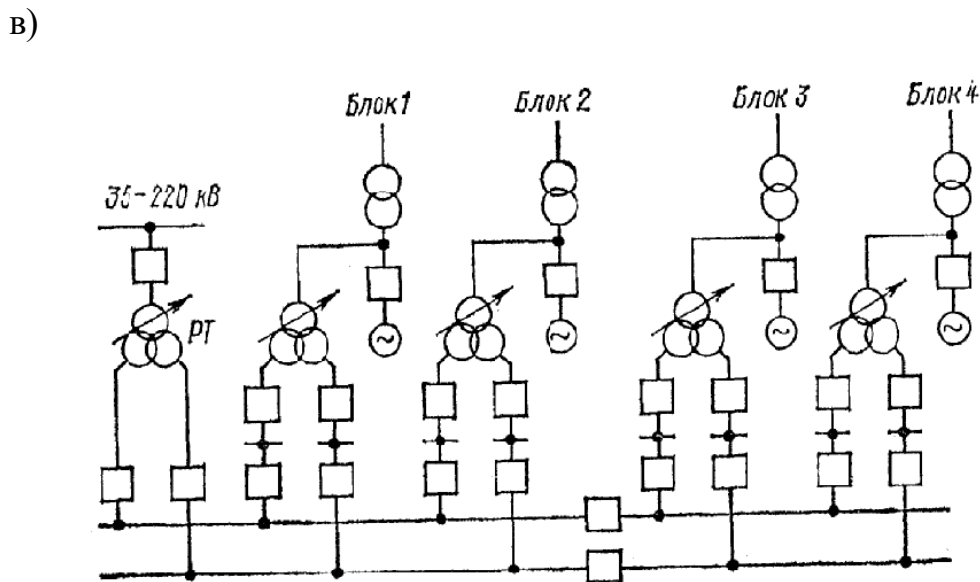
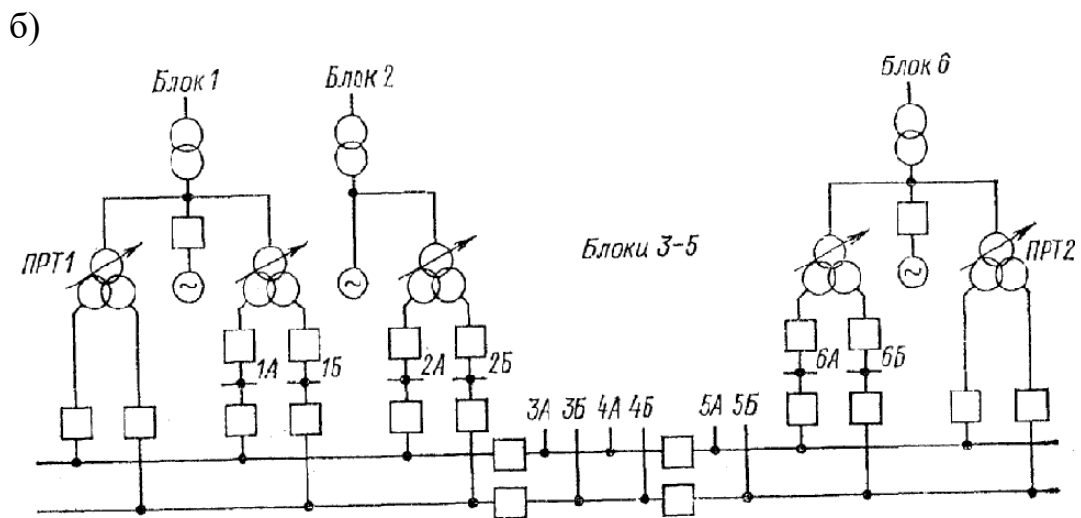
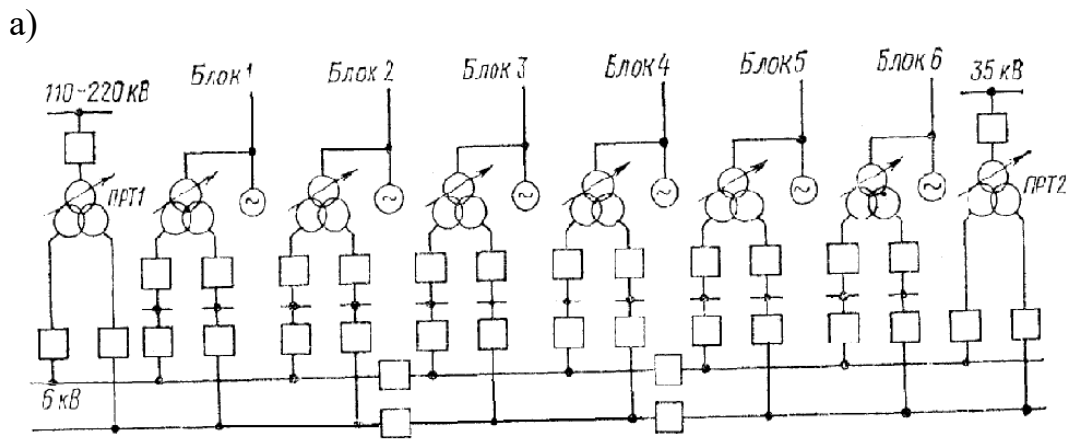


Рисунок 6.1 – Схема ШН 6 кВ КЭС без генераторных выключателей у всех блоков (а), у части блоков (б, блоки 2-5) и с генераторными выключателями у всех блоков (в)

8 Исходные данные на задание

В соответствии с вариантом студент выбирает из таблицы 1 исходные данные для курсового проекта.

Дополнительные сведения, необходимые для выполнения работы и являющиеся одинаковыми для всех вариантов, следующие:

1) Станция работает в базовой части графика нагрузки. Выдача мощности станции в систему осуществляется на ВН, на СН осуществляется электроснабжение заданных потребителей.

Расположение электростанции в системе приведено на рисунке 8.1.

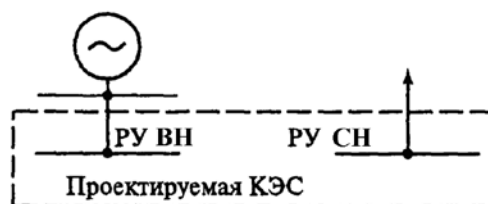


Рисунок 8.1 - Расположение электростанции в системе

2) График нагрузки генератора (в % от $P_{ном.агр}$) приведен на рисунке 8.2.

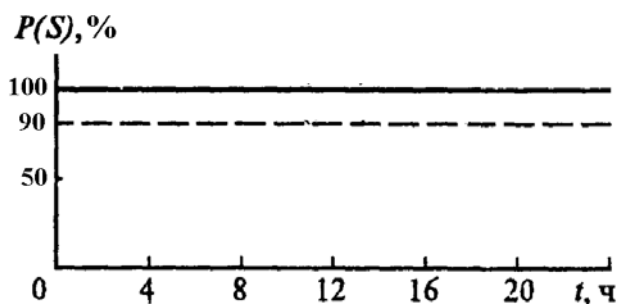


Рисунок 8.2 – График нагрузки турбогенератора

3) График нагрузки потребителей местного района приведен на рисунке 8.3.

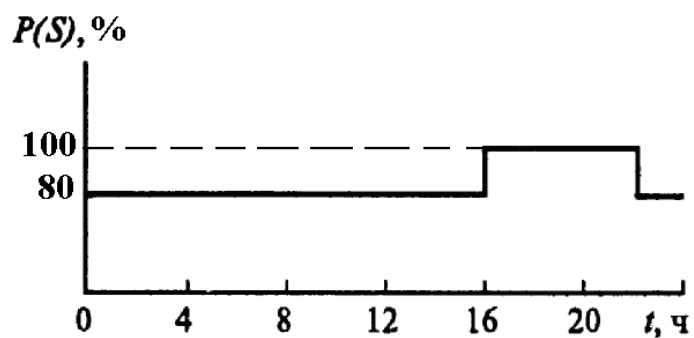


Рисунок 8.3 – График нагрузки потребителей местного района

- 4) Требуемый $\cos \varphi$ в РУВН, РУСН, а также СН равен 0,85.
- 5) Расчетной точкой к.з. принять к.з. на сборных шинах среднего напряжения.

Т а б л и ц а 1 – Варианты заданий на курсовой проект

№ Варианта	Число и мощность генераторов, МВт	Расход мощности на собственные нужды, %	РУСН,кВ	Мощность нагрузки на СН, МВт	РУВН, кВ	Мощность к.з. системы, Ск.з., МВА	Количество линий связи с системой и их длина п х 1, км
1	6x110	5	110	160	220	3500	2x300
2	6x120	5	110	140	220	4000	2x250
3	6x160	5	220	250	500	4000	2x400
4	6x220	5	220	350	500	4000	2x300
5	6x200	5	220	300	500	3000	2x270
6	4x320	6	110	270	220	3000	2x250
7	4x300	6	110	240	220	3000	2x300
8	4x200	6	220	170	500	3000	2x350
9	4x500	6	220	400	500	4000	2x200
10	4x800	6	220	600	500	4000	2x280
11	5x110	8	110	120	220	3500	2x150
12	5x120	8	110	200	220	3000	2x100
13	5x200	8	220	320	500	3000	2x150
14	5x300	8	220	240	500	3000	2x300
15	5x500	8	220	370	500	4000	2x200
16	6x300	6	220	700	500	3500	2x300
17	6x500	6	220	1000	500	4000	2x250
18	3x110	6	110	90	220	3000	2x100
19	3x120	6	110	100	220	3000	2x150
20	3x160	6	110	140	220	3000	2x200
21	3x200	6	110	180	220	3000	2x100
22	4x110	7	110	180	220	3500	2x150
23	4x120	7	110	200	220	3500	2x170
24	4x160	7	110	250	220	3500	2x120
25	6x110	7	220	300	500	4000	2x200
26	6x200	7	220	550	500	4000	2x250
27	5x200	7	220	700	500	4000	2x230
28	5x300	6	220	800	500	4500	2x280
29	4x500	7	220	650	500	4500	2x270
30	5x110	6	110	250	220	3000	2x180

Список литературы

- 1 Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006.
- 2 Электротехнический справочник /Под общ. ред. профессоров МЭИ. - М.: Издательство МЭИ, 2000.
- 3 Умбеткулов Е.К., Соколов С.Е., Михалкова Е.Г. Проектирование электрических станций. Конспект лекций для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика. – Алматы: НАО АУЭС, 2018.
- 4 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования; Учебное пособие /Под ред. И.П. Крючкова., В.А. Старшинова. – М.: Академия, 2005.
- 5 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. -М.: Академия, 2007.
- 6 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. -3 изд. -М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 7 Кузембаева Р.М., Соколов С.Е., Хожин Г.Х. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. –Алматы, 2006.
- 8 СТ НАО 56023-1910-04-2014 Учебно-методические и учебные работы. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию учебно-методических работ. - Алматы: НАО АУЭС, 2014.

Содержание

Введение.....	3
1 Цель и задачи курсового проекта.....	3
2 Объем и содержание работы.....	3
3 Структурные схемы КЭС.....	4
4 Методика обоснования и выбора структурных схем электростанций...8	
5 Расчет токов к.з. и выбор электрических аппаратов и системы измерений.....	13
6 Собственные нужды КЭС.....	13
7 Установки постоянного тока.....	15
8 Исходные данные на задание.....	17
Список литературы.....	20