

Содержание

	ВВЕДЕНИЕ.....	4
1.	ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ.....	5
2.	СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ЕГО ОФОРМЛЕНИЕ.....	6
	
3.	ВЫБОР ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ИХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ.....	8
3.1.	Составление вариантов конфигурации.....	8
3.2.	Расчет потоков мощности.....	10
3.3.	Выбор номинального напряжения участков сети.....	11
3.4.	Выбор сечения проводов участков сети.....	12
3.5.	Расчет потерь напряжения и потерь мощности.....	14
3.6.	Выбор схем первичных соединений подстанций, числа и мощности трансформаторов.....	16
4.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	19
4.1.	Основные сведения.....	19
4.2.	Капитальные вложения в сеть.....	20
4.3.	Ежегодные эксплуатационные издержки.....	21
4.4.	Оценка надежности электроснабжения.....	24
5.	ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ РЕЖИМОВ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА СЕТИ.....	26
5.1.	Выбор мощности компенсирующих устройств.....	26
5.2.	Составление расчетной схемы замещения сети.....	27
5.3.	Расчет нормальных режимов.....	27
5.4.	Расчет послеаварийного режима.....	29
6.	РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ.....	30
	ЛИТЕРАТУРА.....	34
Приложение 1	СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ.....	35
Приложение 2	ВАРИАНТЫ КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ.....	50
Приложение 3	ПРИМЕР РАСЧЕТА РАДИАЛЬНОЙ СЕТИ.....	51
Приложение 4	ПРИМЕР РАСЧЕТА КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ.....	52
Приложение 5	СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ.....	53
	
Приложение 6	РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ.....	54
Приложение 7	ПРИМЕР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАСЧЕТА РЕЖИМА	55
Приложение 8	ОБРАЗЕЦ ЗАДАНИЯ.....	64

ВВЕДЕНИЕ

Основная задача проектирования электроэнергетических систем и электрических сетей заключается в разработке с учетом достижений науки и техники решений, определяющих формирование энергетических систем, развитие электрических станций и сетей, средств их эксплуатации и управления. При этом должны обеспечиваться оптимальная надежность электроснабжения и требуемое качество электроэнергии с наименьшими затратами.

К задачам проектирования электрической сети относятся:

- разработка и обоснование решений по развитию сети;
- выбор конфигурации и параметров сети;
- определение необходимых капитальных затрат.
- выбор компенсирующих устройств;
- выбор способов и средств регулирования напряжения;

Основная задача данных методических указаний заключается в том, чтобы дать студентам навыки проектирования электрических сетей.

Выполнение курсового проекта «Проектирование районной электрической сети» способствует закреплению и углублению знаний, полученных студентами на лекциях, лабораторных и практических занятиях, дает навыки к самостоятельной творческой работе и ведению инженерных расчетов.

Пособие призвано помочь студентам, обучающимся по направлению 140400 «Электроснабжение» выполнить проектирование районной электрической сети напряжением 35—220 кВ, в рамках изучения дисциплины «Электроэнергетические системы и сети».

1. ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Для выполнения курсового проекта студенту выдается индивидуальное задание, согласно которому требуется выполнить проектирование электрической сети напряжением 35—220 кВ для электроснабжения пяти нагрузочных узлов (А, Б, В, Г, Д) от районной подстанции (ИП). В задании указывается географическое расположение питающей подстанции и пунктов потребления энергии, задается наибольшая зимняя нагрузка потребителей и их коэффициент мощности. Наименьшая летняя нагрузка потребителей дается в процентах от максимальной нагрузки. Для каждого нагрузочного узла приводится состав потребителей по категориям надежности. Для всех расчетных режимов работы сети указывается напряжение на шинах источника питания. Дополнительные исходные данные, необходимые для выполнения проекта сети и электрического расчета основных режимов, студент выбирает самостоятельно из справочной литературы и согласовывает их с руководителем проекта.

2. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ЕГО ОФОРМЛЕНИЕ

Проектирование районной электрической сети и изложение материала в пояснительной записке следует делать в следующей последовательности:

Введение.

1. Выбор вариантов электрической сети и их предварительный расчет.

1.1. Расчетные данные по нагрузкам.

1.2. Варианты конфигурации электрической сети.

1.3. Расчет потоков мощности.

1.4. Выбор номинального напряжения и сечения проводов участков электрической сети.

1.5. Расчет потерь мощности и напряжения в нормальном и послеаварийных режимах.

1.6. Составление принципиальной схемы сети, выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях.

1.7. Выбор схемы первичных соединений подстанций

2. Техничко-экономическое сравнение вариантов сети.

2.1. Определение капитальных затрат на сооружение сети.

2.2. Определение годовых эксплуатационных издержек.

2.3. Сравнение вариантов.

3. Электрический расчет основных режимов выбранного варианта сети.

3.1. Выбор мощности компенсирующих устройств.

3.2. Составление расчетной схемы замещения сети.

3.3. Расчет режима максимальных нагрузок.

3.4. Расчет режима минимальных нагрузок.

3.5. Расчет послеаварийного режима.

4. Регулирование напряжения в сети.

Заключение.

Проект оформляется в виде расчетно-пояснительной записки и графической части, состоящей из одного чертежа.

Расчетно-пояснительная записка состоит из четырех разделов, посвященных решению основных вопросов задания. Для удобства изложения материала, разделы должны быть поделены на параграфы. Каждый раздел и параграф должны иметь название, которое в тексте выделяется. В начале каждого раздела формулируются те задачи, которые следует решить. Далее поясняется методика решения, приводятся нужные формулы, делаются необходимые рисунки. Затем приводится численное решение задачи.

При выполнении расчетов сначала нужно указать расчетную формулу, пояснив все входящие в нее величины. Далее следует произвести подстановку в

формулу числовых значений и привести результат вычислений с указанием размерности полученной величины. Все промежуточные вычисления могут быть опущены.

При работе над проектом приходится выполнять большое количество однотипных расчетов. В пояснительной записке рекомендуется подробно рассмотреть лишь один из подобных расчетов, остальные результаты даются в табличной форме.

Расчетные формулы, рисунки, таблицы должны иметь нумерацию. На все рисунки и таблицы в тексте необходимо указать ссылки.

Каждый раздел завершается анализом результатов расчета и соответствующими выводами.

Расчетно-пояснительная записка выполняется на листах формата А4, помещенных в переплет из плотной бумаги с титульным листом, оформленным в соответствии со стандартом БрГУ. Текст записки должен быть либо напечатан, либо написан аккуратно, недопустимы сокращения слов, кроме общепринятых. В тексте необходимо делать ссылку на литературные источники, список которых располагается в конце записки.

По проекту выполняется один чертеж на листе формата А1, на котором должны быть представлены:

1. Топографические схемы сравниваемых вариантов электрической сети и таблица с их технико-экономическими показателями.
2. Схема электрических соединений выбранного варианта сети. Здесь показываются линии, трансформаторы, выключатели, разъединители на стороне 35÷220 кВ. На стороне 10 кВ коммутационное оборудование не показывается.
3. Расчетная схема замещения с нанесенными на нее результатами расчета максимального режима.

Работа над проектом завершается его защитой, на основании которой выставляется оценка. При оценке проекта принимается во внимание грамотность и обоснованность принятых решений, логичность изложения материалов записки, качество оформления пояснительной записки и графической части, правильность ответов на вопросы при защите, а также ритмичность работы над проектом и срок его выполнения.

3. ВЫБОР ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ИХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ

3.1. Составление вариантов конфигурации

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество электроэнергии у приемников, удобство эксплуатации и возможность дальнейшего развития сети.

На первом этапе проектирования создается конфигурационная модель электрической сети. Принятая конфигурация сети закладывает основу для последующих инженерных решений и определяет в конечном итоге ее технические и экономические показатели. Поэтому правильному решению данной задачи должно придаваться первостепенное значение.

Задача выбора конфигурации сети является многокритериальной. Необходимо обеспечить технически допустимые потоки мощности в ветвях и напряжения в узлах в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах, а также необходимый уровень надежности электроснабжения потребителей в соответствии с их категорией и потребляемой мощностью. Нахождение оптимальной конфигурации электрической сети представляет собой сложную задачу, решение которой даже при небольшом числе потребителей, в полном объеме может быть выполнено только с помощью специального программного обеспечения на ЭВМ. Поэтому сформулируем наиболее общие рекомендации по решению этой задачи.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, при котором для заданных потребителей намечается несколько вариантов сети и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Прежде всего, на заданную топологическую схему размещения источников питания и нагрузок наносятся мощности источников питания и максимальные нагрузки потребителей. Отмечаются категории потребителей электроэнергии. В принятом масштабе на топологическую схему наносятся расстояния между узлами проектируемой сети. После этого приступают к разработке вариантов сети.

Намеченные для сравнения варианты сети не должны быть случайными. Каждый вариант должен иметь ведущую идею построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т. д.). В первую очередь намечают трассы линии для подачи энергии к самым мощным потребителям кратчайшим путем. Эти линии составляют основу будущей схемы. Затем намечают вероятные трассы присоединения остальных узлов нагрузок к этой схеме и получают варианты конфигурации сети.

В соответствии с [1], нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на время автоматического включения резервного питания. В большинстве случаев двухцепная линия не удовлетворяет

требованиям надежности электроснабжения потребителей I категории, так как при повреждении опор, гололеде возможен полный перерыв питания. Для таких потребителей необходимо предусматривать не менее двух отдельных линий.

Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум линиям, либо по двухцепной линии.

Для электроснабжения потребителей III категории достаточно одной линии, если мощность потребителя не превышает 10 МВА. Поэтому питание потребителей III категории можно выполнять при помощи нерезервированных сетей, к которым относятся радиальные и магистральные схемы. Для питания потребителей I и II категории необходимо использовать резервированные сети, которые могут выполняться в виде двухцепных магистральных линий или кольцевых схем, кроме того могут применяться и смешанные варианты: часть сети по резервированной схеме, а другая – по нерезервированной.

От правильного выбора схемы зависят все основные показатели сети: экономичность, надежность и качество электрической энергии.

Задача выбора конфигурации сети является сложной и требует применения всех знаний, полученных в курсе «Электроэнергетические системы и сети». Эта задача не сводится к геометрическому соединению заданных нагрузочных пунктов с пунктом питания. Такой подход приведет к появлению большого числа логически несвязанных вариантов и не гарантирует нахождение наилучшего варианта.

При разработке вариантов схемы сети следует использовать наиболее простые схемы, которые имеют короткие линии и требуют наименьшего количества высоковольтного оборудования. Целесообразно начать с рассмотрения вариантов радиальных и кольцевых схем.

При этом следует помнить, что каждый вновь предлагаемый вариант должен исключать какие-то недостатки предыдущего и являться его логическим продолжением. При разработке схемы следует иметь в виду, что между пунктами сети, как правило, не должно быть более двух цепей одного напряжения. Если возникает такая необходимость, то сооружают дополнительные линии, проходящие по другой трассе, или переходят на более высокое напряжение.

Передача электрической энергии от источника питания к пунктам потребления должна производиться по кратчайшему пути с меньшим числом трансформаций.

Необходимо стремиться к отсутствию незагруженных линий.

Каждый составленный вариант конфигурации электрической сети должен удовлетворять условиям надежности, приведенным выше. А именно, к потребителям I и II категории должны подходить не менее двух линий, в аварийных режимах линии не должны перегружаться. И лишь при наличии в нагрузочном узле потребителей только III категории такой узел можно питать по одной линии.

При этом для пунктов, не содержащих потребителей I и II категории, необходимо во всех вариантах обеспечить одинаковую степень надежности их электроснабжения. В этом случае при выполнении технико-экономических расчетов можно будет предполагать, что величина ущерба, обусловленная недоотпуском электроэнергии, во всех рассматриваемых вариантах будет

одинаковой. Так, например, если какой-то пункт содержит 100 % потребителей III категории и в одном из вариантов предлагается использовать для его электроснабжения одноцепную линию, то и в других вариантах необходимо предусмотреть для электроснабжения этого пункта одноцепную линию без резервирования. И наоборот, если в одном из вариантов предлагается использовать для его электроснабжения схему кольца, то и в других вариантах необходимо предусмотреть резервирование его питания.

Задача выбора конфигурации является многосторонней и требует от студентов, не обладающих опытом проектирования, не механического построения тех или иных графов сети, а осмысленного рассмотрения изложенных рекомендаций, необходимости выполнения некоторых оценочных расчетов, выдвижения гипотез о возможных преимуществах и недостатках выбранных схем как с точки зрения технических, так и экономических характеристик.

В данном курсовом проекте рекомендуется из всей совокупности возможных вариантов построения конфигурации электрической сети выбрать для технико-экономического сопоставления два варианта, один из которых — магистрально-радиальная схема, другой — содержащий элемент кольца.

В качестве критерия сопоставления вариантов сети на данном этапе проектирования рекомендуется использовать суммарную длину линий. Этот критерий основывается на предположении, что все варианты сети имеют один класс номинального напряжения, выполнены одинаковым сечением проводов на всех участках и для них использованы одинаковые типы опор и т. п.

Намеченные к дальнейшему рассмотрению два варианта конфигурации электрической сети согласовываются с руководителем проекта, после чего можно приступить к определению технических характеристик элементов сети.

В качестве примера в приложении 2 приведены возможные конфигурации электрической сети для исходных данных, представленных в приложении 8.

Конфигурация электрической сети находится в тесной взаимосвязи с величиной номинального напряжения отдельных ее участков. В связи с этим при составлении конфигурации сети необходимо одновременно выполнить оценку номинального напряжения.

Оценку номинального напряжения любого участка сети можно выполнить, если известны длина и передаваемая по нему активная мощность.

3.2. Расчет потоков мощности

Величина потоков мощности на участках зависит как от конфигурации сети, так и от значения расчетных нагрузок. Поэтому необходимо определить нагрузки приемных подстанций и представить их в виде таблицы 3.1.

Расчетные нагрузки максимального режима заданы активной мощностью P_i и коэффициентом мощности $\cos \varphi_i$. Полная мощность S_i и реактивная мощность Q_i , соответственно определяются как:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i} \quad (3.1)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2} \quad (3.2)$$

В режиме минимальной нагрузки мощности подстанций определяются в соответствии с заданными процентами от нагрузок максимального режима.

Для расчёта и технико-экономического сравнения вариантов сети с достаточной для практики точностью можно пользоваться приближенными методами расчета, включающими в себя следующие допущения:

- а) распределение мощностей в замкнутых сетях определяется по длине линий, а не по сопротивлениям;
- б) потери мощности при определении потоков не учитываются;
- в) напряжение во всех точках сети принимается равным номинальному.

Таблица 3.1. - Расчетные нагрузки

Подстанция	Состав потребителей по категориям надежности, %			Нагрузка потребителей					
				Максимальный режим			Минимальный режим		
	I	II	III	P_i , МВт	Q_i , Мвар	S_i , МВА	P_i , МВт	Q_i , Мвар	S_i , МВА

Для оценки номинального напряжения достаточно определить только потоки активной мощности, однако для выбора сечения проводов и расчета потерь мощности и напряжения требуется определить также потоки реактивной мощности.

В свою очередь, для расчета потоков мощности на участках разомкнутой электрической сети необходимо составить уравнения на основании 1-го закона Кирхгофа. Распределение мощностей в разомкнутой сети является принудительным и определяется нагрузками потребителей и условием баланса мощностей в узлах. Полная мощность в каждой из ветвей разомкнутой сети получается суммированием значений мощностей всех нагрузок, которые питаются по данной ветви. Пример расчета потоков мощности для разомкнутой электрической сети приведен в приложении 3.

Для расчета потоков мощности в замкнутой электрической сети рекомендуется использовать метод преобразования исходной сети к сети с двухсторонним питанием, для которой легко находится распределение мощностей по участкам. Поскольку на данном этапе проектирования сопротивления участков неизвестны, то последние заменяются их длинами. Длины линий определяются в соответствии с указанным в задании масштабом и заносятся в таблицу 3.2. Пример расчета распределения мощностей в замкнутой сети представлен в приложении 4.

Полученное распределение мощностей в сети рекомендуется нанести на соответствующую топографическую схему.

3.3. Выбор номинального напряжения участков сети

Выбор напряжения сети главным образом определяется экономическими факторами. При увеличении номинального напряжения сети капитальные затраты на ее сооружение возрастают. При этом за счет снижения потерь электроэнергии уменьшаются годовые эксплуатационные расходы. Поэтому для выбора напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов сети при различных ее напряжениях.

Есть несколько способов предварительного выбора номинального напряжения. Можно воспользоваться данными таблицы П.1.1 или руководствоваться кривыми, определяющими области применения электрических сетей разных номинальных напряжений [2,3].

Целесообразное напряжение может быть также предварительно определено по известным передаваемой мощности P_{i-j} , МВт; длине L_{i-j} , км и количеству параллельных цепей линии n_{i-j} , с помощью эмпирической формулы Стилла:

$$U_{РАСЧ\,i-j} = 4,34 \sqrt{L_{i-j} + 16 \cdot \frac{P_{i-j}}{n_{i-j}}} \quad (3.3)$$

Найденное по выражению (3.3) напряжение округляется до большего номинального. Выбор напряжения производят для каждой линии и затем принимают решение по сети в целом. При наличии удаленных от источника и близко расположенных друг от друга нагрузок может оказаться целесообразным применение двух высших номинальных напряжений. Не рекомендуется без экономического обоснования создавать узлы сети с тремя и более номинальными высшими напряжениями. Линии, образующие кольцо, как правило, должны выполняться на одном номинальном напряжении. Низшее напряжение подстанций принимается равным 10 кВ. В учебном проекте будем считать, что на питающей районной подстанции имеются два высших напряжения, например, 220 кВ и 35 кВ; 110 кВ и 35 кВ или 220 кВ и 110 кВ.

Результаты выбора номинального напряжения заносятся в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Выбор номинального напряжения

Линия i-j	P_{i-j} , МВт	L_{i-j} , км	n_{i-j}	$U_{РАСЧ\,i-j}$, кВ	$U_{НОМ\,i-j}$, кВ

3.4. Выбор сечения проводов участков сети

Сечения проводов электрической сети должны выбираться таким образом, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение линий и расходами, связанными с потерями электроэнергии, уменьшающимися при увеличении сечения проводов. Определение этого оптимального соотношения является достаточно сложной задачей, сводящейся к нахождению сечения провода, соответствующего наименьшим приведенным затратам. Поэтому при практическом решении задачи выбора сечения провода используются нормируемые обобщенные показатели.

В соответствии с [4] рекомендуются в качестве такого обобщенного показателя экономические токовые интервалы для каждой марки провода. Однако для выбора сечений проводов напряжением 35—220 кВ согласно [1] можно использовать экономическую плотность тока.

Принимая во всех точках напряжение равным номинальному, можно найти токи, протекающие по участкам сети:

$$I_{i-j} = \frac{S_{i-j}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}i-j} \cdot n_{i-j}} \quad (3.4)$$

где I_{i-j} и S_{i-j} - соответственно значение тока и полной мощности на участке $i - j$; n_{i-j} - количество линий на участке $i - j$.

После определения токов, протекающих по линиям, переходят к выбору сечения проводов. Выбранные сечения должны обеспечивать минимум приведенных затрат по линии. С некоторым допущением такому критерию отвечают сечения, выбранные по экономической плотности тока:

$$F_{i-j} = \frac{I_{i-j}}{j_{\text{э}}} \quad (3.5)$$

где $j_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока, которая находится по таблице П.1.2 и зависит от конструктивного исполнения линии, материала проводов и продолжительности использования максимальной нагрузки. В подавляющем большинстве случаев для воздушных линий электропередачи 35÷220кВ применяют неизолированный алюминиевый или сталеалюминиевый провод.

Полученное по выражению (3.5) сечение округляется до ближайшего стандартного сечения (таблицы П.1.3-П.1.5). После этого сечения проводов необходимо проверить по условиям короны и допустимой токовой нагрузке в послеаварийном режиме. Провода линий 35 кВ и ниже должны быть проверены по допустимым потерям напряжения. Проверке по термической стойкости токами короткого замыкания подлежат лишь кабельные линии. Выбранными проводами считаются такие, сечения которых удовлетворяют всем перечисленным требованиям. Кроме того, следует учитывать, что экономически оправданные сечения проводов должны укладываться в следующие диапазоны: при 35 кВ - 50÷150мм², при 110 кВ - 70÷240мм², при 220 кВ - 240÷400мм². Если выбранные сечения выходят из указанных пределов, то это свидетельствует о необходимости соответствующей корректировки варианта сети путем изменения напряжения линии, увеличения числа цепей или изменения конфигурации сети.

Проверка сечений линий по допустимой токовой нагрузке по нагреву осуществляется по условию:

$$I_p < I_{\text{доп}} \quad (3.6)$$

где I_p - расчетный ток для проверки проводов и кабелей по нагреву; при этом расчетными режимами могут являться нормальные и послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети [4]; $I_{\text{доп}}$ - допустимая длительная токовая нагрузка (таблица П.1.6).

Необходимо отметить, что если расчетным режимом является послеаварийный режим, то для каждого из участков проектируемой сети необходимо определить тот послеаварийный режим при наибольших нагрузках подстанций, в котором по участку протекает максимальный ток. Особое внимание при этом следует обратить на слабо загруженные в нормальных режимах участки кольцевых сетей. Опыт проектирования сетей 35÷220кВ показал, что на участках сети, входящих в кольцо целесообразно выбирать одинаковое сечение, соответствующее максимальному.

Проверке по условиям короны подлежат воздушные линии 110 кВ и выше. Выбранное сечение провода должно быть не меньше минимально допустимого по условию короны. Минимальные сечения проводов по условиям короны имеют следующие значения: при 110кВ – 70 мм², при 220кВ – 240 мм².

Результаты выбора сечения проводов оформляются в виде таблицы 3.3.

Таблица 3.3 - Выбор сечения проводов

Линия i-j	S_{i-j} , МВА	$U_{НОМ.i-j}$, кВ	n_{i-j}	I_{i-j} , А	$I_{П.АВ.i-j}$, А	$I_{ДОП.i-j}$, А	F_{i-j} , мм ²	$F_{НОМ.i-j}$, мм ²

3.5. Расчет потерь напряжения и потерь мощности

Линии электропередачи напряжением выше 35 кВ не подлежат проверке по допустимым потерям напряжения, так как в таких сетях снижение потерь за счет увеличения сечения проводов экономически не оправдывается. Проще и дешевле применять трансформаторы с РПН. Однако пределы регулирования трансформаторов ограничены. Поэтому в качестве технического критерия обоснованности варианта сети могут служить максимальные потери напряжения. Обычно принимают, что в нормальных режимах максимальные потери напряжения в линии не должны превышать 10÷15% $U_{НОМ}$, а в послеаварийных - 15÷20% $U_{НОМ}$. Эти потери напряжения позволяют при применении встречного регулирования получить допустимые уровни на шинах вторичного напряжения подстанций. Большие потери приведут к необходимости применения дополнительных мер по повышению качества электрической энергии, а значит, к удорожанию сети.

Если же эти условия не удовлетворяются, рассматриваемый вариант конфигурация электрической сети должен быть исключен из дальнейшего рассмотрения как технически непригодный. Для такой проверки необходимо выполнить расчет потерь напряжения во всех линиях, используя ранее найденные потоки мощности и рассчитанные согласно выбранным сечениям сопротивления участков сети (таблица 3.4).

Таблица 3.4. - Удельные и расчетные параметры участков сети

Линия i-j	Марка провода	L_{i-j} , км	r_0 , $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	x_0 , $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$b_0 \cdot 10^{-6}$,	n_{i-j}	R_{i-j} , Ом	X_{i-j} , Ом	$B_{i-j} \cdot 10^{-6}$, См
--------------	------------------	-------------------	--	--	-----------------------	-----------	-------------------	-------------------	---------------------------------

					$\frac{C_M}{KM}$				

Расчетные активное и индуктивное сопротивления, а также емкостная проводимость на землю определяются как:

$$R_{i-j} = \frac{r_0 \cdot L_{i-j}}{n_{i-j}} \quad (3.7)$$

$$X_{i-j} = \frac{x_0 \cdot L_{i-j}}{n_{i-j}} \quad (3.8)$$

$$B_{i-j} = b_0 \cdot L_{i-j} \cdot n_{i-j} \quad (3.9)$$

Расчет потерь напряжения на участках сети выполняется по следующему выражению:

$$\Delta U_{i-j} = \frac{P_{i-j} \cdot R_{i-j} + Q_{i-j} \cdot X_{i-j}}{U_{НОМ.i-j}} \quad (3.10)$$

где P_{i-j} , Q_{i-j} - потоки активной и реактивной мощности на участке $i-j$;

$U_{НОМ.i-j}$ - номинальное напряжение участка $i-j$.

В свою очередь величина потерь напряжения, в процентах от номинального равна:

$$\Delta U_{i-j}\% = \frac{\Delta U_{i-j}}{U_{НОМ.i-j}} \cdot 100 \quad (3.11)$$

После определения потерь напряжения на отдельных участках электрической сети необходимо оценить максимальную величину потерь напряжения в процентах от номинального, то есть определить суммарные потери напряжения от источника до наиболее электрически удаленного пункта потребления в нормальном и наиболее тяжелом послеаварийном режиме. Причем максимальная потеря напряжения определяется отдельно для каждой ступени номинального напряжения. Если на этом этапе проектирования не ясно, какой послеаварийный режим является наиболее тяжелым, то нужно рассмотреть все и для каждого из них вычислить потери напряжения. Если сеть имеет участки нескольких номинальных напряжений, то потери определяются лишь для той ступени, где рассматривается авария.

Кроме потерь напряжения, необходимо также рассчитать потери активной мощности на отдельных участках сети ΔP_{i-j} , МВт, суммарные потери активной мощности в сети ΔP_{Σ} , МВт и суммарные потери в процентах от суммарной мощности нагрузок в максимальном режиме $\Delta P_{\Sigma}\%$, %.

$$\Delta P = \frac{P_{i-j}^2 + Q_{i-j}^2}{U_{НОМ.i-j}^2} \cdot R_{i-j} \quad (3.12)$$

Эти данные понадобятся для расчета стоимости потерь электроэнергии при технико-экономическом сравнении вариантов. Полученные потери мощности и напряжения заносятся в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 - Потери напряжения и потери мощности

Линия i-j	$U_{\text{НОМ}i-j}$, кВ	P_{i-j} , МВт	Q_{i-j} , Мвар	S_{i-j} , МВА	ΔU_{i-j} , кВ	ΔP_{i-j} , МВт

3.6. Выбор схем первичных соединений подстанций, числа и мощности трансформаторов

Выбор схемы электрических соединений подстанций производится одновременно с выбором конфигурации сети, так как и технические, и экономические показатели схемы подстанций существенно влияют на показатели стоимости выбранного варианта сети. Тип схемы на стороне высокого напряжения подстанции определяется ее ролью и месторасположением в электрической системе. Обоснованный выбор схем подстанций в общем случае является сложной технико-экономической задачей, решение которой в каждом конкретном случае требует учета многочисленных факторов, что выходит за рамки данного проекта. В настоящее время разработаны типовые схемы подстанций [5], из числа которых студент производит выбор подходящих по техническим соображениям схем без детальных технико-экономических обоснований.

При выборе схем подстанций необходимо учитывать требования надежности, возможность перспективного развития.

Кроме этого, при разработке схемы подстанции необходимо указать тип применяемой на высшей стороне коммутационной аппаратуры, рассмотреть порядок работы схемы в нормальных и аварийных режимах, иметь представление о действиях оперативного персонала при различных переключениях в сети.

Краткая характеристика типовых схем и конкретные рекомендации по их применению приведены в [2,5], а также в приложении 1 (таблица П. 1.7, рисунок П. 1.1—П. 1.8).

Разработка схемы электрических соединений подстанции включает выбор числа и мощности трансформаторов. Как правило, на всех районных подстанциях предусматривается установка двух трансформаторов, мощность каждого из которых выбирается равной $0,65 \div 0,7$ от максимальной нагрузки подстанции с таким расчетом, чтобы при аварийном выходе одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор перегружался не более чем на 40 % и обеспечивал питание потребителей всех категорий. Установка трех трансформаторов обычно требует специального технико-экономического обоснования и в большинстве случаев практически не применяется.

Применение однотрансформаторных подстанций допускается для потребителей третьей категории мощностью до 10 МВА, если в сетевом районе имеется передвижной резерв, т. е. возможность заменить поврежденный трансформатор в течение суток. Мощность трансформатора определяется исходя из его стопроцентной загрузки. Таким образом, номинальная мощность трансформатора $S_{НОМ.i}$, установленного на подстанции i с нагрузкой в максимальном режиме $S_{НАГ.i}$ должна удовлетворять следующим условиям.

Если на подстанции устанавливается один двухобмоточный трансформатор,

$$S_{НОМ.i} \geq S_{НАГ.i} \quad (3.13)$$

Если на подстанции устанавливаются два двухобмоточных трансформатора,

$$S_{НОМ.i} \geq \frac{S_{НАГ.i}}{K_{П.АВ}} \quad (3.14)$$

где $K_{П.АВ} = 1,4$ - допустимый коэффициент перегрузки в послеаварийных режимах.

Если на подстанции устанавливаются два трехобмоточных трансформатора или два автотрансформатора, то условие выбора будет следующим:

$$S_{НОМ.i} \geq \frac{S_{C.i} + S_{НАГ.i}}{K_{П.АВ}} \quad (3.15)$$

где $S_{C.i}$ - нагрузка на шинах среднего напряжения подстанции.

Кроме того, необходимо иметь в виду, что у автотрансформатора номинальная мощность обмотки низкого напряжения $S_{НОМ.Н.i}$ отличается от номинальной мощности автотрансформатора $S_{НОМ.i}$ в α раз ($S_{НОМ.Н.i} = S_{НОМ.i} \cdot \alpha$). Поэтому условие (14) дополняется следующим условием:

$$S_{НОМ.i} \geq \frac{S_{НАГ.i}}{\alpha} \quad (3.16)$$

где α - коэффициент приведения (пересчета) автотрансформатора.

Если величина α в справочных данных отдельно не оговаривается, то его необходимо принять равным коэффициенту выгодности автотрансформатора, который равен:

$$\alpha_B = 1 - \frac{U_{C.НОМ}}{U_{B.НОМ}} \quad (3.17)$$

где $U_{C.НОМ}$, $U_{B.НОМ}$ - номинальные напряжения на средней и высокой сторонах трансформатора соответственно.

Данные по выбранным трансформаторам сводят в таблицы 3.6, 3.7. В таблице 3.6 $K_{3.Н}$ - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме; $K_{3.ПА}$ - коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме.

Таблица 3.6 - Выбор мощности трансформаторов

Узел i	Число трансформаторов	$S_{\text{НАГ},i}$, МВА	$S_{\text{НОМ},i}$, МВА	$K_{3,Н}$	$K_{3,ПА}$

Таблица 3.7 - Паспортные данные двухобмоточных трансформаторов

Узел i	Тип трансформаторов	$S_{\text{НОМ},i}$, МВА	Диапазон регулирования	$U_{\text{В.НОМ}}$, кВ	$U_{\text{Н.НОМ}}$, кВ	U_K , %	P_K , кВт	P_X , кВт	I_X , %

В общем случае коэффициент загрузки равен:

$$K_3 = \frac{S_{\text{НАГ},i}}{S_{\text{НОМ},i} \cdot n_i} \quad (3.18)$$

где n_i - число работающих трансформаторов на подстанции в нормальном или послеаварийном режимах.

Аналогично таблице 3.7 в пояснительной записке приводятся паспортные данные выбранных трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов.

В курсовом проекте выбор коммутационной аппаратуры (выключателей и разъединителей) для каждой подстанции осуществляется без детальной проработки (Приложение 5). Решение этих вопросов в данном случае необходимо для дальнейших технико-экономических расчетов. Поэтому коммутационная аппаратура выбирается по расчетным условиям нормального режима: По номинальному напряжению и номинальному току.

Проверка оборудования на работоспособность в условиях ненормальных режимов (на допустимый нагрев расчетным током, термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях и т. д.) не осуществляется.

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1. Основные сведения

При проектировании электрических сетей одна и та же задача может быть решена в нескольких вариантах. Окончательное решение выбирается путем сравнения технико-экономических показателей сети. Такими показателями являются капитальные вложения K и ежегодные эксплуатационные расходы (издержки) I . Если капитальные вложения и эксплуатационные издержки одного из вариантов оказались наименьшими, то этот вариант экономически целесообразнее остальных.

Однако часто капитальные вложения одного из вариантов K_1 больше капитальных вложений другого K_2 , а эксплуатационные расходы, наоборот, меньше, т. е. $I_1 < I_2$. В этом случае экономическая целесообразность вариантов не очевидна и требуется выполнить технико-экономическое сравнение с помощью метода срока окупаемости.

Под сроком окупаемости $T_{ок}$ понимают такое время, в течение которого дополнительные капиталовложения ($\Delta K = K_1 - K_2$) окупятся за счет снижения эксплуатационных расходов ($\Delta I = I_2 - I_1$):

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\Delta I} \quad (4.1)$$

Величина, обратная сроку окупаемости, называется коэффициентом эффективности капитальных вложений:

$$E = \frac{1}{T_{ок}} \quad (4.2)$$

В зависимости от условий под величиной E понимают ставку рефинансирования центрального банка. В настоящее время, для энергетических объектов коэффициент эффективности капитальных вложений $E_H = 0,12$.

Смысл метода срока окупаемости может быть сформулирован следующим образом. Если, при сравнении двух вариантов, найденный срок

окупаемости $T_{OK} > \frac{1}{E_H}$, то экономически целесообразен вариант с меньшими капитальными вложениями K_2 и большими эксплуатационными расходами I_2 . Если же $T_{OK} < \frac{1}{E_H}$, то предпочтение должно быть отдано варианту с большими капитальными вложениями K_1 и меньшими эксплуатационными расходами I_1 .

При сравнении нескольких вариантов удобнее пользоваться статическим критерием приведённых затрат:

$$Z = E_H \cdot K + I \rightarrow \min \quad (4.3)$$

Критерием экономической целесообразности в этом случае является минимум приведенных затрат (4.3).

При сравнении вариантов по формуле (4.3) предполагают, что строительство идет в один этап и средства вкладываются однократно, а эксплуатация происходит с неизменными издержками.

В случае сравнения вариантов сети с разной степенью надежности электроснабжения величина приведенных затрат содержит величину ожидаемого ущерба от перерыва электроснабжения Y :

$$Z = E_H \cdot K + I + Y \quad (4.4)$$

При выполнении технико-экономических расчетов следует обязательно соблюдать условия сопоставимости вариантов сети, которые сводятся к следующему:

- все рассматриваемые варианты сети обеспечивают передачу потребителям одинакового количества энергии;
- рассматриваемые варианты сети поставлены в оптимальные для каждого из них условия, т. е. в каждом варианте используются прогрессивные материалы и методы организации строительства и эксплуатации, максимально используется новая техника, выполняются оптимальные условия работы оборудования и т. д.;
- варианты сети обеспечивают требуемое качество напряжения у потребителей;
- расчеты выполняются в единых ценах.

Если при технико-экономическом сравнении вариантов сети имеются одинаковые элементы, такие как участки сети, трансформаторные подстанции и т. д., то расходы по этим элементам можно не учитывать.

Если разница в приведенных затратах менее 5%, то такие варианты считаются равноэкономичными. Поэтому предпочтение может быть отдано любому из них, имеющему преимущество по какому-либо иному показателю, например, по наименьшим потерям электроэнергии.

Рассмотрим более подробно структуру и порядок расчета основных экономических показателей сети.

4.2. Капитальные вложения в сеть

Капитальные вложения представляют собой выраженные в денежной форме затраты, связанные с сооружением сети. Они складываются из расходов на работы, предшествующие строительству (проектные, научные, изыскательские), на освоение и подготовку территории, приобретение оборудования и строительно-монтажные работы. Затраты на строительство сети K подразделяют на затраты по линиям $K_{\text{Л}}$ и затраты по подстанциям $K_{\text{ПС}}$:

$$K = K_{\text{Л}} + K_{\text{ПС}} \quad (4.5)$$

При выполнении сравнительных технико-экономических расчетов затраты на сеть определяют по укрупненным показателям стоимости. Стоимость воздушных линий (ВЛ) зависит от их номинального напряжения, сечения проводов, конструкции и материала опор, а также от внешних нагрузок (гололеда и ветра). Стоимость 1 км ВЛ на применяемых в России унифицированных опорах приведена в таблице П.1.17 - П.1.19.

Зная стоимость 1 км каждой линии $K_{0.i-j}$, и ее длину L_{i-j} , находим затраты на сооружение всех линий:

$$K_{\text{Л}} = \sum K_{0.i-j} \cdot L_{i-j} \quad (4.6)$$

Капитальные вложения в подстанции зависят от многих факторов и обычно разделяются на четыре составляющие: затраты в распределительные устройства $K_{\text{РУ}}$, затраты по силовым трансформаторам $K_{\text{Т}}$, затраты по компенсирующим устройствам $K_{\text{КУ}}$, постоянная часть затрат $K_{\text{П}}$.

Затраты по распределительным устройствам определяются как сумма стоимостей распределительных устройств (РУ) $K_{\text{РУ},i}$. В свою очередь распределительные устройства выполняются по типовым схемам и могут иметь фиксированное количество ячеек. В этом случае при расчёте $K_{\text{РУ}}$ необходимо учитывать стоимости РУ целиком таблица П.1.21.

В случае применения на РУ сборных шин, имеющих большое количество ячеек необходимо предварительно определить стоимость каждого РУ, как сумму капиталовложений в отдельные ячейки.

Стоимость каждой ячейки включает затраты на оборудование: выключатель, разъединители, трансформаторы напряжения и тока, шины, разрядники, кабели, и затраты на выполнение строительно-монтажных работ по установке этого оборудования. Стоимость ячеек РУ приведена в таблице П.1.20.

Расчетная стоимость трансформаторов $K_{\text{Т},i}$ приведена в таблицах п.1.22 - П.1.24.

Постоянная часть затрат $K_{\text{П},i}$ включает стоимость здания подстанции, затраты на освоение территории подстанции, водоснабжение, теплоснабжение, устройство дорог, оборудование собственных нужд подстанции, трансформаторного, масляного хозяйства и т. д. Постоянные затраты по подстанциям приведены в таблице П.1.25.

Поскольку компенсирующие устройства на подстанциях для всех выбранных вариантов электрической сети будут одинаковы, то их можно исключить из расчёта, т.е. $K_{KY} = 0$.

Все показатели стоимости в таблицах П.1.17 - П. 1.25 даны в ценах, приведённых к 2014г.

Таким образом, капитальные затраты для подстанций можно определить по следующему выражению:

$$K_{PC} = \sum K_{PY,i} + \sum K_{T,i} \cdot n_i + \sum K_{KY,i} + \sum K_{П,i} \quad (4.7)$$

где n_i - количество параллельно работающих трансформаторов на подстанции i .

4.3. Ежегодные эксплуатационные издержки

Ежегодные издержки складываются из отчислений на амортизацию, расходов на текущий ремонт и обслуживание.

Амортизационные отчисления используются для выполнения капитальных ремонтов и полной замены оборудования. Норма амортизационных отчислений зависит от срока службы оборудования, стоимости и периодичности капитальных ремонтов.

Расходы на текущий ремонт и обслуживание включают в себя зарплату ремонтного и обслуживающего персонала, расходы на приобретение необходимых для эксплуатации материалов, приборов и прочие общесетевые расходы.

Амортизационные отчисления, расходы на текущий ремонт и обслуживание определяются для каждого года эксплуатации в виде процентов от капиталовложений. В таблице П.1.13 приведены значения отчислений от капитальных затрат на амортизацию, ремонт и обслуживание для линий электропередачи и для оборудования подстанций.

Таким образом, величина годовых эксплуатационных издержек I может быть определена по выражению:

$$I = I_L + I_{PC} \quad (4.8)$$

где I_L - эксплуатационные издержки для линий; I_{PC} - эксплуатационные издержки для подстанций;

В свою очередь эксплуатационные издержки для линий и подстанций могут быть определены как:

$$I_L = \frac{A_{AO(L)} \cdot K_L}{100} \quad (4.9)$$

$$I_{PC} = \frac{A_{AO(PC)} \cdot K_{PC}}{100} \quad (4.10)$$

где $A_{AO(L)}$, $A_{AO(PC)}$ - отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание линий и подстанций соответственно, %; K_L , K_{PC} - капитальные вложения в линии и подстанции, соответственно, тыс. руб.

Сравниваемые варианты сети, кроме разных капитальных вложений и эксплуатационных расходов, будут иметь еще и разные потери электроэнергии в

сети. На покрытие этих потерь в системе затрачиваются определенные средства, поэтому для правильной экономической оценки сравниваемых вариантов сети надо учитывать затраты, связанные с компенсацией потерь энергии, т. е. стоимость потерь электроэнергии C_{Σ} .

При учете переменных $\Delta W'$ и постоянных $\Delta W''$ потерь энергии в электрической сети стоимость потерь определяется по формуле [2]:

$$C_{\Sigma} = C'_{\Sigma} \cdot \Delta W' + C''_{\Sigma} \cdot \Delta W'' \quad (4.11)$$

где C'_{Σ} , C''_{Σ} - стоимости 1 кВт·ч переменных и постоянных потерь в электрических сетях, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$, принимаемые в ценах 2014 года равными

$$0,82 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

В свою очередь значения потерь:

$$\Delta W' = (\Delta P_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{Т.М}}) \cdot \tau \quad (4.12)$$

$$\Delta W'' = \Delta P_{\text{Т.СТ}} \cdot T_{\text{РАБ}} \quad (4.13)$$

где $\Delta P_{\text{Л}}$, $\Delta P_{\text{Т.М}}$, $\Delta P_{\text{Т.СТ}}$ - соответственно суммарные потери активной мощности в линиях, в меди трансформаторов и в стали трансформаторов; $T_{\text{РАБ}}$ - время работы трансформаторов (обычно принимается $T_{\text{РАБ}} = 8760$ ч); τ - время максимальных потерь.

При этом время максимальных потерь:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{НБ}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (4.14)$$

Стоимость потерь C_{Σ} , включается в выражение приведенных затрат:

$$Z = E_{\text{Н}} \cdot K + И + C_{\Sigma} \quad (4.15)$$

Результаты технико-экономического расчета целесообразно представить по форме, указанной в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Технико-экономические показатели вариантов сети

Затраты	Вариант 1	Вариант 2
Капитальные затраты по ВЛ-110 кВ с проводом АС-70 ВЛ-220кВ с проводом АС-240 Суммарные капиталовложения по линиям $K_{\text{Л}}$, тыс.руб.		
Стоимость ОРУ-110 кВ П/СТ А Стоимость ОРУ-220 кВ П/СТ Б Суммарные капиталовложения по РУ $K_{\text{РУ}}$, тыс.руб.		
Стоимость трансформаторов на П/СТ А		

Суммарные капиталовложения по трансформаторам K_T , тыс.руб.		
Постоянная часть затрат по П/СТ А		
Постоянная часть затрат по всем подстанциям K_{II} , тыс.руб.		
Суммарные капитальные затраты по подстанциям $K_{ПС}$, тыс.руб.		
Суммарные капитальные затраты K , тыс.руб.		
Эксплуатационные ежегодные расходы 1) Эксплуатационные расходы по линиям I_L , тыс.руб./год 2) Эксплуатационные расходы по подстанциям $I_{ПС}$, тыс.руб./год		
Суммарные эксплуатационные расходы I , тыс.руб./год		
Стоимость потерь электроэнергии $C_Э$, тыс.руб./год		
Приведенные затраты Z , тыс.руб./год		

4.4. Оценка надежности электроснабжения

Выбираемые схемы вариантов сети должны обеспечивать требуемую надежность электроснабжения потребителей, под которой понимается способность сети выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах. Как известно, все электроприемники по требуемой степени надежности разделены на три категории. Поэтому при составлении варианта сети необходимо учитывать конкретный состав потребителей и требования ПУЭ.

Задача обеспечения надежного электроснабжения, как правило, требует значительных дополнительных затрат. Поэтому там, где это возможно, необходимо выполнять технико-экономическое обоснование этих дополнительных затрат, сравнивая их с объемом ущерба, вызванного перерывом электроснабжения потребителей.

Величина этого ущерба включается в приведенные затраты, и поэтому минимум приведенных затрат будет устанавливать оптимальное соотношение между объемом дополнительных затрат на повышение надежности и тем ущербом, который понесет потребитель в результате прекращения питания.

В случаях, когда нарушение электроснабжения связано с опасностью для жизни людей, расстройством работы объектов транспорта, связи и другими последствиями, ущерб от которых не может быть оценен в денежном выражении, сравнение надежности схем производят по таким показателям, как вероятность безотказной работы, среднее время восстановления электроснабжения, среднее количество отказов в год. Для обеспечения требуемой надежности величину этих показателей нормируют. Поэтому при сравнении вариантов сети, имеющих такие потребители и обеспечивающих нормативные показатели надежности, оптимальным будем считать вариант, который имеет наименьшие приведенные затраты.

В качестве основных показателей при расчете надежности используют следующие величины:

- Параметр потока отказов ω ;
- Среднее время восстановления элемента сети $T_{B,i}$;
- Среднее время планового простоя элемента электрической сети $T_{П,i}$;
- Частота планового ремонта μ .

Параметр потока отказов ω - это величина, которая обозначает среднее количество отказов m определенного элемента сети, произошедшее за наблюдаемый период времени T :

$$\omega = \frac{m}{n \cdot T} \quad (4.16)$$

где m - общее количество отказов всех наблюдаемых элементов за T лет, $\frac{1}{\text{год}}$; n - число однотипных элементов, наблюдаемых в течение T лет.

Величина ω может быть определена по таблице П. 1.14.

Среднее время восстановления элемента сети $T_{B,i}$, характеризующее процессы восстановления отказавших элементов, которое для практических расчетов может быть определено в соответствии с таблицей П. 1.15.

Для учета надежности при проектировании электрических сетей необходимо учитывать не только аварийные, но и плановые отключения элементов сети, которые имеют место, например, при плановых ремонтах. В этом случае используются такие показатели надежности, как среднее время планового простоя элемента электрической сети $T_{П,i}$, и частота планового ремонта μ , представляющие собой величины, найденные как усредненные показатели для различных типов оборудования сети.

Коэффициент ограничения нагрузки потребителей ε определяется как отношение аварийно отключаемой мощности потребителя $P_{\text{ОТК}}$ к нагрузке нормального режима $P_{\text{МАХ}}$. Величина аварийно отключаемой мощности находится для каждого конкретного случая.

Для удобства выполнения расчетов рекомендуется характеризовать аварийные и плановые простои относительными величинами:

- 1) коэффициентом вынужденного простоя $K_{B,i}$, о.е.,

$$K_{B,i} = \omega \cdot T_{B,i} \quad (4.17)$$

- 2) коэффициентом планового простоя $K_{П,i}$, о. е.,

$$K_{П,i} = \mu \cdot T_{П,i} \quad (4.18)$$

Величина $K_{П,i}$, для различных типов оборудования приведена в таблице П.1.16.

Методика расчета ущерба от перерыва электроснабжения сводится к расчету составляющих аварийного Y_A и планового $Y_{П}$ ущербов:

$$Y = Y_A + Y_{П} \quad (4.19)$$

Величина каждого из ущербов находится по известным удельным ущербам и вероятному значению недополученной энергии W :

$$Y = Y_0 \cdot W \quad (4.20)$$

Величина ущерба при аварийном перерыве электроснабжения Y_A , тыс. руб., равна:

$$Y_A = P_{MAX} \cdot \varepsilon \cdot K_{B,i} \cdot Y_{0,A} \quad (4.21)$$

где $Y_{0,A}$ - расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электроснабжения, который для некоторого состава нагрузки приведен на рисунке П.1.9.

Величина ущерба при плановых простоях электроснабжения Y_{Π} , тыс. руб., равна:

$$Y_{\Pi} = P_{MAX} \cdot \varepsilon \cdot K_{\Pi,i} \cdot Y_{0,\Pi} \quad (4.22)$$

где $Y_{0,\Pi}$ - расчетный годовой ущерб от плановых ограничений электроснабжения, который для некоторого состава нагрузки также приведен на на рисунке П.1.9.

5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ РЕЖИМОВ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА СЕТИ

Целью электрического расчета сети является определение потоков мощности по элементам сети, напряжений на шинах подстанций, потерь активной и реактивной мощности. Знание этих параметров позволяет оценить экономичность работы сети, определить показатели качества напряжения и разработать те или иные мероприятия по их улучшению.

В данном разделе курсового проекта рассчитываются три режима: нормальные режимы работы сети с наибольшей и наименьшей нагрузками и самый тяжелый - послеаварийный режим. При расчете режима напряжений на подстанциях необходимо учитывать заданный уровень напряжения на шинах источника питания.

5.1. Выбор мощности компенсирующих устройств

Выбор и размещение компенсирующих устройств на подстанциях проектируемой электрической сети влияет как на экономичность режимов работы сети, так и на решение задач регулирования напряжения. В связи с тем, что вопросы компенсации реактивной мощности не решаются в данном проекте полностью, можно производить предварительную расстановку компенсирующих устройств по подстанциям исходя из рекомендуемых для подстанций 35÷220 кВ коэффициентов, которые ограничивают потребление реактивной мощности в долях от активной (табл. 5.1).

Таблица 5.1 - Рекомендуемые значения реактивной мощности в долях от активной

Напряжение на шинах подстанции	35/10 кВ	110/10 кВ	220/10 кВ
$\text{tg}\varphi_{\text{ж}}$	0,24	0,29	0,40

Таким образом, реактивная мощность компенсирующих устройств $Q_{КУ}$ на каждой подстанции i определяется по следующей формуле:

$$Q_{КУ,i} = P_{НАГ,i} (\operatorname{tg} \varphi_{Н,i} - \operatorname{tg} \varphi_{ж}) \quad (5.1)$$

где $P_{НАГ,i}$ - активная нагрузка подстанции в максимальном режиме; $\operatorname{tg} \varphi_{Н,i}$ - заданное значение $\operatorname{tg} \varphi$.

Затем определяются расчетные нагрузки подстанций на шинах 10 кВ с учетом компенсирующих устройств:

$$S_{НАГ,i} = P_{НАГ,i} + j \cdot (Q_{НАГ,i} - Q_{КУ,i}) \quad (5.2)$$

Расчеты по выбору мощности компенсирующих устройств могут быть сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 - Выбор компенсирующих устройств

Узел	$P_{НАГ,i}$, МВт	$Q_{НАГ,i}$, Мвар	$Q_{КУ,i}$, Мвар	$Q_{НАГ,i} - Q_{КУ,i}$, Мвар	$S_{НАГ,i}$, МВА

5.2. Составление расчетной схемы замещения сети

Перед началом электрического расчета составляется схема замещения сети (Приложение 6), для которой выполняется расчёт. При этом необходимо определить все потоки мощности, по ним - потери напряжения, а затем напряжения во всех узлах сети. Схемы замещения строятся для всех расчетных режимов, а именно для нормальных режимов наибольших и наименьших нагрузок, а также послеаварийного режима. На схемы замещения затем наносятся результаты расчета режима.

При составлении схемы замещения сети необходимо выбрать схему замещения для каждого элемента сети и определить ее параметры, соединить схемы замещения отдельных элементов в той же последовательности, в какой соединены эти элементы в сети, и по возможности упростить схему замещения сети. При расчете электрических сетей линии электропередачи представляются П-образными схемами замещения, двухобмоточные трансформаторы - Г-образными, а трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы - Г-образными трёхлучевыми схемами замещения [3] (рис.5.1).

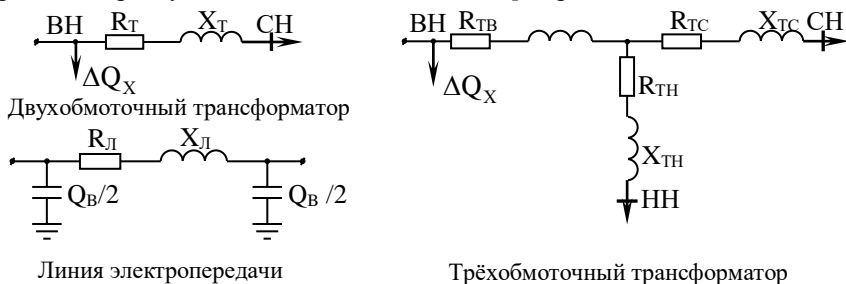


Рис. 5.1 Схемы замещения элементов электрической сети

Проводимости элементов сети можно учитывать в схеме замещения в виде дополнительной нагрузки: для линий - величиной зарядной мощности; для трансформаторов - величиной потерь активной и реактивной мощности в стали.

5.3. Расчет нормальных режимов

Для определения работоспособности схемы необходимо рассчитать два режима нормальных нагрузок: максимальный и минимальный.

Режим максимальных нагрузок рассчитывается по нагрузкам с учетом мощности выбранных компенсирующих устройств. Для расчета может быть использован любой из известных методов расчета режимов работы сети [2,3].

Рекомендуется использовать так называемый метод расчета «в два этапа». Для разомкнутой сети расчет ведется по полной схеме замещения. На первом этапе, двигаясь от удаленных узлов к источнику питания, последовательно определяют потери мощности и потоки во всех элементах схемы, затем находят мощность источника питания:

$$S_{\text{ип}} = P_{\text{ип}} + j \cdot Q_{\text{ип}} \quad (5.3)$$

На втором этапе, используя заданное напряжение источника питания, двигаясь в обратном направлении от источника к удаленным нагрузкам, рассчитывают потери напряжения в линиях и трансформаторах, а также напряжение во всех узлах сети.

Пример расчета разомкнутой сети, содержащей пять подстанций, приведен в приложении 7.

При расчете кольцевых схем предварительно нужно упростить расчетную схему, определив для подстанций, находящихся в кольце, расчетные нагрузки [6].

Значение расчетной нагрузки для подстанции i определяется по формуле:

$$S_{P,i} = S_{\text{НАГ},i} + \Delta S_{\text{ТР},i} - j \cdot Q_{B,i-k} - j \cdot Q_{B,i-j} \quad (5.4)$$

где $S_{\text{НАГ},i}$ - мощность нагрузки подстанции с учетом компенсирующих устройств; $\Delta S_{\text{ТР},i}$ - суммарные потери мощности в трансформаторах; $j \cdot Q_{B,i-k}$ и $j \cdot Q_{B,i-j}$ - зарядная мощность линий, прилегающих к узлу i .

В свою очередь зарядная мощность линии определяется как:

$$Q_{B,i-j} = U_{i-j}^2 \cdot B_{i-j} / 2 \quad (5.5)$$

Далее в соответствии с упрощенной схемой замещения определяются потоки мощности в кольце без учета потерь мощности в линиях и находится точка потокораздела.

Затем определяются потоки мощности в кольце с учетом потерь мощности в линиях кольца. Для этого кольцо разрезается по точке потокораздела, и схема преобразуется в две радиальные схемы, которые легко рассчитываются по известным правилам.

Второй этап расчета, когда определяются напряжения в узлах, в кольцевых схемах аналогичен радиальным схемам.

По окончании расчета режима определяют коэффициент мощности $\cos\varphi_{\text{ИП}}$ и коэффициент полезного действия (КПД) $\eta_{\text{ИП}}$ на шинах источника питания:

$$\cos\varphi_{\text{ИП}} = \frac{P_{\text{ИП}}}{S_{\text{ИП}}} \quad (5.6)$$

$$\eta_{\text{ИП}} = \frac{\sum P_{\text{НАГ.и}}}{P_{\text{ИП}}} \quad (6.6)$$

При расчете режима наименьших нагрузок на двухтрансформаторных подстанциях необходимо определить экономическую целесообразность отключения одного из работающих трансформаторов.

Для этого рассчитывается значение мощности нагрузки S_{Σ} , при которой потери мощности в двух трансформаторах равны потерям в одном трансформаторе:

$$S_{\Sigma} = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P_{\text{Х}}}{\Delta P_{\text{К}}}} \quad (6.7)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ — номинальная мощность трансформатора; n — число трансформаторов на подстанции; $\Delta P_{\text{Х}}$ — потери холостого хода; $\Delta P_{\text{К}}$ — потери короткого замыкания.

Таким образом, если $S_{\text{НАГ.МИН}} < S_{\Sigma}$, то целесообразно один трансформатор отключить, тогда как при $S_{\text{НАГ.МИН}} > S_{\Sigma}$ работают оба трансформатора. Здесь $S_{\text{НАГ.МИН}}$ — нагрузка подстанции в минимальном режиме.

Активная мощность подстанций в режиме наименьших нагрузок определяется в процентах от максимальной мощности. Реактивная мощность определяется без учета компенсирующих устройств. Напряжение на шинах источника питания в этом режиме согласно заданию принимается меньше, чем в режиме максимальных нагрузок.

Последовательность расчета минимального режима такая же, как и максимального режима.

5.4. Расчет послеаварийного режима

Расчет послеаварийных режимов выполняется как для уточнения проверки выбранных сечений проводов по условию допустимого нагрева, так и для определения наименьших значений напряжения, которые могут иметь место при отключении линий.

В курсовом проекте рассчитывается один, наиболее тяжелый послеаварийный режим сети, приводящий к наибольшему снижению напряжения на шинах подстанций. Такой режим был определен ранее при проверке выбранных сечений проводов по максимальным потерям напряжения и, как правило, вызван:

- отключением одной из цепей линии на участке от источника питания до узловой подстанции;
- отключением головного участка одноцепной линии, входящей в замкнутую сеть;
- отключением одного из трансформаторов узловой подстанции.

Совпадение отключений двух и более линий или линии и трансформатора не рассматривается. При расчетах послеаварийного режима необходимо учитывать все те изменения, которые произойдут благодаря действиям обслуживающего персонала и автоматики.

Расчетная схема для послеаварийного режима в проектируемой сети отличается от схемы для нормального режима лишь параметрами участка, где рассматривается авария. И, как правило, расчет этого режима выполнить легче, так как расчетные нагрузки подстанций остаются такими же.

Напряжение на шинах источника питания в этом режиме согласно заданию принимается выше, чем в режиме максимальных нагрузок.

6. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ

Регулирование напряжения в проектируемой электрической сети можно осуществить как на шинах источника питания, так и на понижающих подстанциях. В курсовом проекте в качестве основных средств регулирования напряжения принимаются трансформаторы и автотрансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). В соответствии с [1] устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах 10 кВ понижающих подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105 % номинального напряжения в режиме максимальных нагрузок и не больше 100 % в режиме минимальных нагрузок. В послеаварийном режиме следует стремиться поддерживать напряжение на уровне требований режима максимальных нагрузок, и только если это невозможно, допустимо напряжение снизить, но не ниже номинального.

В этом разделе курсового проекта для указанных в задании подстанций требуется выбрать регулировочные ответвления трансформаторов в режиме максимальных, минимальных нагрузок и в наиболее тяжелом послеаварийном режиме.

Существуют различные методики выбора регулировочных ответвлений трансформаторов с РПН. Однако наиболее проста и наглядна методика, основанная на непосредственном определении необходимого напряжения регулировочного ответвления.

Задача выбора ответвлений формулируется следующим образом. Известно фактическое напряжение на первичной стороне трансформатора U_1 . Требуется получить на вторичной стороне напряжение $U_{2ж}$. Для этого

необходимо выбрать нужный коэффициент трансформации или, подобрать номинальное напряжение соответствующего регулировочного ответвления на первичной обмотке при заданной нагрузке.

Напряжение на вторичной стороне трансформатора, приведенное к первичной, можно получить, если из U_1 отнять потери напряжения в трансформаторе

$$U_2' = U_1 - \Delta U_{\text{тр}} \quad (6.1)$$

Потеря напряжения в трансформаторе при известных сопротивлениях обмоток R_T и X_T определяется по выражению

$$\Delta U_{\text{тр}} = \frac{P_1' \cdot R_T + Q_1' \cdot X_T}{U_1} \quad (6.2)$$

где P_1', Q_1' — активная и реактивная мощности нагрузки, приведенные к первичной обмотке.

Потеря напряжения $\Delta U_{\text{тр}\%}$, может быть определена по паспортным данным трансформатора:

$$\Delta U_{\text{тр}\%} = (U_A \cdot \cos \varphi + U_P \cdot \sin \varphi) \cdot K_3 \quad (6.3)$$

где U_A, U_P — активная и реактивная составляющие падения напряжения в трансформаторе в процентах от номинального напряжения; K_3 — коэффициент загрузки; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности нагрузки.

Величина U_A численно равна процентной величине потерь короткого замыкания:

$$U_A = \frac{\Delta P_K}{S_H} \cdot 100\% \quad (6.4)$$

В свою очередь U_P можно принять равной напряжению короткого замыкания.

$$U_P = U_K \quad (6.5)$$

Абсолютная величина потерь напряжения в трансформаторе, отнесенная к номинальному напряжению первичной обмотки, составит

$$\Delta U_{\text{тр}} = \frac{\Delta U_{\text{тр}\%} \cdot U_{\text{ВН}}}{100} \quad (6.6)$$

Зная приведенное к высокой стороне напряжение на шинах низшего напряжения трансформатора U_2' , можно определить необходимое напряжение регулировочного ответвления:

$$U_{\text{ВЖ}} = (U_1 - \Delta U_{\text{тр}}) \frac{U_{\text{НН}}}{U_{2\text{Ж}}} \quad (6.7)$$

где $U_{\text{НН}}$ — номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора; $U_{2\text{Ж}}$ — напряжение, которое необходимо поддерживать на

шинах низшего напряжения в различных режимах работы сети ($1,05 \cdot U_{H.СЕТИ}$ — в режиме наибольшей нагрузки и в послеаварийных режимах; $1,0 \cdot U_{H.СЕТИ}$ — в режиме наименьшей нагрузки).

В соответствии с расчетным значением $U_{ВЖ}$ необходимо выбрать номинальное напряжение ближайшего регулировочного ответвления $U_{ОТ}$. Делается это следующим образом:

1) Определяется абсолютное значение ступени регулирования в кВ:

$$\Delta U_{СТ} = \frac{\Delta U_{СТ\%} \cdot U_{ВН}}{100} \quad (6.8)$$

где $\Delta U_{СТ\%}$ — степень регулирования, %;

2) Рассчитывается необходимое количество ступеней регулирования

$$n = \frac{U_{ВЖ} - U_{ВН}}{\Delta U_{СТ}} \quad (6.9)$$

3) определяют номинальное напряжение выбранного ответвления

$$U_{ОТ} = U_{ВН} \pm n \cdot \Delta U_{СТ} \quad (6.10)$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения составит

$$U_{2Д} = (U_1 - \Delta U_{ТР}) \frac{U_{НН}}{U_{ОТ}} \quad (6.11)$$

В случае использования трансформатора с РПН имеется возможность изменять регулировочные ответвления без его отключения. Поэтому следует определять напряжение ответвления отдельно для режимов наибольшей и наименьшей нагрузок: $U_{ОТ.макс}$ и $U_{ОТ.мин}$.

При использовании трансформаторов с ПБВ регулировочное ответвление при рассчитываемых режимах работы не меняется. Поэтому оно выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить наименьшее отклонение напряжения на шинах подстанций в различных режимах работы сети. Для этого необходимо определить желаемые напряжения ответвлений для режимов наибольших и наименьших нагрузок и по среднему значению этих двух величин:

$$U_{СПВЖ} = \frac{U_{ВЖ.макс} + U_{ВЖ.мин}}{2} \quad (6.12)$$

В соответствии с выражениями (6.8) ÷ (6.10) находится стандартное регулировочное ответвление трансформатора, ближайшее к расчетному.

В случае применения трехобмоточных трансформаторов регулирование под нагрузкой можно выполнять только со стороны высшего напряжения, а обмотка среднего напряжения содержит ответвления, переключаемые со снятием нагрузки. Сначала по выражениям (6.7) ÷ (6.10) выбирают ответвления со стороны высшего напряжения. Трансформатор при этом рассматривается как двухобмоточный с обмотками высшего и низшего напряжений. При этом потеря напряжения в трансформаторе определяется по выражению

$$\Delta U_{Т.В-Н} = \Delta U_{ВН} + \Delta U_{НН} \quad (6.13)$$

где $\Delta U_{\text{ВН}}$ и $\Delta U_{\text{НН}}$ – потери напряжения в обмотках высшего и низшего напряжений, которые могут быть определены по формулам (6.2) ÷ (6.3).

Затем вычисляется одно желаемое напряжение ответвления со стороны обмотки среднего напряжения:

$$U_{\text{СЖ}} = \frac{U_{\text{С}} \cdot (U_{\text{ОТ.макс}} + U_{\text{ОТ.мин}})}{U_{\text{С'}.макс} + U_{\text{С'}.мин}} \quad (6.14)$$

где $U_{\text{ОТ.макс}}$, $U_{\text{ОТ.мин}}$ – выбранные напряжения ответвлений на высшей стороне в максимальном и минимальном режимах; $U_{\text{С'}.макс}$, $U_{\text{С'}.мин}$ – напряжения на шинах среднего напряжения в максимальном и минимальном режимах, приведенные к высшей стороне; $U_{\text{С}}$ – желаемый уровень напряжения на шинах среднего напряжения.

При этом:

$$U_{\text{С'}} = U_1 - (\Delta U_{\text{ВН}} + \Delta U_{\text{СН}}) \quad (6.15)$$

где U_1 – напряжение, подводимое к первичной обмотке трехобмоточного трансформатора; $\Delta U_{\text{ВН}}$, $\Delta U_{\text{СН}}$ – потеря напряжения в обмотках высшего и среднего напряжений.

Полученное расчетное желаемое напряжение $U_{\text{СЖ}}$ используется для подбора стандартного ответвления с напряжением $U_{\text{СОТ}}$. Тогда действительные напряжения на шинах среднего напряжения в максимальном и минимальном режимах будут равны:

$$U_{\text{СД.макс}} = \frac{U_{\text{С'}.макс}}{U_{\text{ОТ.макс}}} \cdot U_{\text{СОТ}} \quad (6.16)$$

$$U_{\text{СД.мин}} = \frac{U_{\text{С'}.мин}}{U_{\text{ОТ.мин}}} \cdot U_{\text{СОТ}} \quad (6.17)$$

Результаты расчетов по выбору ответвлений на трансформаторах подстанций удобно представить в табличном виде (табл. 6.1).

Таблица 6.1 - Регулировочные ответвления трансформаторов с РПН

№ п/ст	Режим работы сети							
	Максимальный		Минимальный				Послеаварийный	
	Выбранное ответвлени е	Действительно е напряжение	Выбранное ответвление	Действительно е напряжение	Выбранное ответвление	Действительно е напряжение	Выбранное ответвление	Действительно е напряжение
	п	$U_{\text{ОТ}}$	п	$U_{\text{ОТ}}$	$U_{2\text{Д}}$	п	$U_{\text{ОТ}}$	$U_{2\text{Д}}$

Пример выбора регулировочных ответвлений трансформаторов представлен в приложении 7 после электрического расчета режима.

Если использование трансформаторов с РПН не обеспечивает требуемое напряжение во всех режимах хотя бы на одной подстанции, то необходимо

рассмотреть целесообразность применения других средств регулирования напряжения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок (изд. 7-е), М., Издательство НЦЭНАС, 2003 г.
2. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии // А.А. Герасименко, В.Т.Федин / –М.: Феникс, Издательские Проекты, 2008, -720с.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб. для электроэнергет. специальностей // В.И. Идельчик - 2-е изд., стер. - М. : Альянс, 2009. - 592 с.
4. Рокотян С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем // С.С. Рокотян, И.М. Шапиро. / — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 350 с.
5. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 КВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
6. Струмеяк А.В. Передача и распределение электроэнергии: Учебное пособие // А.В. Струмеяк. / — Братск: БрГУ, 2014. 148 с.

СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Таблица П. 1.1 - Пропускная способность и дальность передачи линий 110—500 кВ

Напряжение линии, кВ	Сечение провода, мм ²	Передаваемая мощность, МВт		Длина линии, км	
		Натуральная	При плотности тока 1,1 А/мм ²	Предельная - при КПД = 0,9	Средняя
110	70-240	30	13-45	80	25
150	150-300	60	38-77	250	20
220	240-400	135	90-150	400	100
500	3х300-3х500	900	770-1300	1200	280

Таблица П. 1.2 - Экономическая плотность тока

Проводники	Значения jэ при продолжительности использования максимума нагрузки, ч		
	1000÷3000	3001÷5000	5001÷8760
Неизолированные провода: - медные - алюминиевые	2,5 1,3	2,1 1,1	1,8 1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с жилами: - медными - алюминиевыми	3,0 1,6	2,5 1,4	2,0 1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с медными жилами	3,5	3,1	2,7

Таблица П. 1.3 - Расчетные данные сталеалюминиевых проводов

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	Сечение, мм ²		Диаметр, мм		Электрическое сопротивление постоянному току, Ом/км
	Алюминий	Сталь	Алюминий	Сталь	
50/8	48,2	8,04	9,6	3,2	0,603
70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,429
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,306
120/19	118,0	18,8	15,2	5,6	0,249
150/24	149,0	24,2	17,1	6,3	0,198
185/29	181,0	29,0	18,8	6,9	0,162
240/32	244,0	31,7	21,6	7,2	0,121
240/39	236,0	38,6	21,6	8,0	0,124
300/39	301,0	38,6	24,0	8,0	0,098
400/51	394,0	51,1	27,5	9,2	0,075
500/64	490,0	63,5	30,6	10,2	0,060

Таблица П.1.4 - Расчетные данные ВЛ 35-110 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм ²	r ₀ , Ом/км при +20°C	35 кВ x ₀ , Ом/км	110 кВ	
			x ₀ , Ом/км	b ₀ 10 ⁻⁶ , См/км
70/11	0,428	0,432	0,444	2,55
95/16	0,306	0,421	0,434	2,61
120/19	0,249	0,414	0,427	2,66
150/24	0,198	0,406	0,420	2,70
185/29	0,162	-	0,413	2,75
240/32	0,120	-	0,405	2,81

Таблица П.1.5 - Расчетные данные ВЛ 220 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение провода, мм ²	r ₀ , Ом, при + 20°C	x ₀ , Ом	b ₀ ·10 ⁻⁶ , Ом
240/32	0,121	0,435	2,60
300/39	0,098	0,429	2,64
400/51	0,075	0,420	2,70
500/64	0,060	0,413	2,74

Таблица П.1.6 - Допустимые длительные токи для неизолированных
сталеалюминевых проводов вне помещений

Номинальное сечение, мм ²	Ток, А
50/8	210
70/11	265
95/16	330
120/19	390
150/24	450
185/29	510
185/43	515
240/32	605
240/39	610
300/39	710
400/51	825
500/64	945

Таблица П.1.7 - Типовые схемы РУ

Рисунки	Область применения		Дополнительные условия применения
	Напряжение, кВ	Сторона подстанции	
Рис.П.1.1	20-500 кВ	ВН	Тупиковые или ответвительные однотрансформаторные ПС при необходимости автоматического отключения поврежденного Т от ВЛ, питающей несколько ПС.
Рис.П.1.2	35-220 кВ	ВН	Тупиковые или ответвительные двух-трансформаторные ПС питаемые по 2-м ВЛ.
Рис.П.1.3	35-220 кВ	ВН	Проходные двух-трансформаторные ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме работы ПС.
Рис.П.1.4	110-750 кВ	ВН	Для двух-трансформаторных ПС питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ. Схема является альтернативой схемам «мостиков» и по многим показателям является предпочтительной.
Рис.П.1.5	20-220 кВ	ВН	Для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин.
Рис.П.1.6	110-220 кВ	ВН	В РУ с 5-ю и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы.
Рис.П.1.7	110-220 кВ	ВН	При наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при планов выводе выключателей из работы.
Рис.П.1.8	110-220 кВ	ВН	При 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую систему шин; при необходимости деления сети.

Таблица П.1.8 - Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I _x , %	R _т , Ом	X _т , Ом	$\Delta Q_x 10^{-3}$, Мвар
			ВН	НН							
ТМН-1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	11	6,5	23,5	5,1	1,1	11,2	49,2	17,6
ТМН-2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	11	6,5	23,5	5,1	1,1	4,6	31,9	27,5
ТМН-4000/35	4,0	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТМН-10000/35	10	$\pm 9 \times 1,3\%$	36,75	10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДН-16000/35	16	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТДН-25000/35	25	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТДН-32000/35	32	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144
ТДН-40000/35	40	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160

Таблица П.1.9 - Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I _x , %	R _т , Ом	X _т , Ом	$\Delta Q_x 10^{-3}$, Мвар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	$\pm 8 \times 1,5\%$	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,65	2,54	55,9	175
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦН-80000/110	80	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТРДЦН-125000/110	125	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,5	0,4	11,1	687,5

Таблица П.1.10 - Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-10000/110	10	±9х1,78 %	115	38,5	11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110	16	±9х1,78 %	115	38,5	11	10,5	17	6
ТДТН-25000/110	25	±9х1,78 %	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5
ТДТН-40000/110	40	±9х1,78 %	115	38,5	11	10,5	17	6
ТДТН-63000/110	63	±9х1,78 %	115	38,5	11	10,5	17	6,5
ТДТН-80000/110	80	±9х1,78 %	115	38,5	11	11	18,5	7

Продолжение таблицы П.1.10

Тип	Каталожные данные			Расчетные данные					
	ΔР _к , кВт	ΔР _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом		
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН-10000/110	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7
ТДТН-16000/110	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52
ТДТН-25000/110	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7
ТДТН-40000/110	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3
ТДТН-63000/110	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6
ТДТН-80000/110	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6	0	11,9

ΔQ_х 10⁻³,
Мвар

Таблица П.1.11 - Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулиро- вания	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _г , Ом	X _г , Ом	ΔQ _х 10 ⁻³ , Мвар
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	±8х1,5 %	230	11/11	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН-63000/220	63	±8х1,5 %	230	11/11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТДЦ-80000/220	80	±2х2,5 %	242	10,5	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН- 100000/220	100	±8х1,5 %	230	11/11	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ-125000/220	125	±2х2,5 %	242	10,5	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	±8х1,5 %	230	11/11	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960

Таблица П.1.12 - Трёхфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-25000/220	25	±12х1 %	230	38,5	11	12,5	20	6,5
ТДТН-40000/220	40	±12х1 %	230	38,5	11	12,5	22	9,5
АТДЦТН-63000/220/110	63	±6х2 %	230	121	11	11	35,7	21,9
АТДЦТН-125000/220/110	125	±6х2 %	230	121	11	11	31	19
АТДЦТН-200000/220/110	200	±6х2 %	230	121	11	11	32	20

Продолжение таблицы П.1.12

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						
	ΔP_K , кВт			ΔP_X , кВт	I_X , %	R_T , Ом			X_T , Ом			$\Delta Q_X 10^{-3}$, Мвар
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/220	135	-	-	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТН-40000/220	220	-	-	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440
АТДЦТН-63000/220/110	215	-	-	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110	290	-	-	85	0,5	0,5	0,5	1,0	48,6	0	82,5	625
АТДЦТН-200000/220/110	430	-	-	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000

Примечание. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна 50% номинальной.

Таблица П.1.13 - Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем, в процентах от капитальных затрат

Наименование элементов системы	Норма амортизационных отчислений			Затраты на обслуживание	Всего издержки на амортизацию и обслуживание
	В том числе				
	общая	капитальный ремонт	реновация		
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	2,4	0,4	2,0	0,4	2,8
ВЛ 35-220 кВ на деревянных опорах	4,9	1,6	3,3	0,5	5,4
Силовое электрооборудование и РУ:					
- До 150кВ	6,4	2,9	3,5	3,0	9,4
- 220 кВ и выше	6,4	2,9	3,5	2,0	8,4

Таблица П.1.14 - Параметры потока отказов

Элемент	ω, отказ/год, при напряжении, кВ		
	220	110	35
Воздушные линии, ω на 100 км:			
- одноцепные	0,6	1,1	1,4
- двухцепные (отказ одной цепи)	0,5	0,9	1,1
- двухцепные (отказ двух цепей)	0,1	0,2	0,3
Трансформаторы и автотрансформаторы	0,02	0,02	0,01
Выключатели элегазовые: (на единицу) в цепях ВЛ	0,05	0,03	0,04
Выключатели вакуумные: (на единицу) в цепях ВЛ	-	0,03	0,03
Сборные шины (на присоединение)	0,01	0,01	0,01

Таблица П.1.15 - Среднее время восстановления элементов электрических сетей

Элемент	Т _в ·10 ⁻³ лет/отказ, при напряжении, кВ		
	220	110	35
Воздушные линии, ω на 100 км:			
- одноцепные	1,1	1,0	1,0
- двухцепные (отказ одной цепи)	0,2	0,4	0,8
- двухцепные (отказ двух цепей)	4,0	3,0	2,5
Трансформаторы и автотрансформаторы:			
- при отсутствии резервного трансформатора в системе	80	60	45
- при наличии резервного трансформатора в системе	25	20	10
Выключатели	4,8	2,8	1,3
Сборные шины	0,4	0,25	0,25

Таблица П.1.16 - Коэффициенты плановых простоев на одну цепь ВЛ или единицу оборудования

Элемент	Кп·10 ⁻³ , отн. ед., при напряжении, кВ		
	220	110	35
Воздушные линии	7	5	4
Трансформаторы и автотрансформаторы	8,5	7,5	6
Выключатели элегазовые	100	7,5	3
Выключатели вакуумные	8,5	6,5	2
Сборные шины (на одно присоединение)	0,4	0,2	0,2

Таблица П.1.17 - Стоимость сооружения воздушных линий 35 кВ, тыс. руб./км

Опоры	Район по гололеду	Провода сечением, мм ²			
		70/11	95/16	120/19	150/24
Стальные одноцепные	II	1440	1410	1410	1430
Стальные двухцепные	II	2010	2010	2040	2140
Железобетонные одноцепные	II	1050	1060	1080	1120
Железобетонные двухцепные	II	-	1670	1450	1530
Деревянные двухстоечные безтросовые	II	550	580	600	680

Таблица П.1.18 - Стоимость сооружения воздушных линий 110 кВ, тыс. руб./км

Опоры	Район по гололеду	Провода сечением, мм ²					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Стальные одноцепные	II	1650	1640	1690	1690	1800	1880
Стальные двухцепные	II	2460	2440	2520	2570	2850	3070
Железобетонные одноцепные	II	1200	1200	1140	1170	1290	1400
Железобетонные двухцепные	II	1780	1780	1810	2000	2200	2400

Таблица П.1.19 - Стоимость сооружения воздушных линий 220 кВ, тыс. руб./км

Опоры	Район по гололеду	Провода сечением, мм ²		
		400/51	300/39	240/32
Стальные одноцепные	II	2100	2160	2380
Стальные двухцепные	II	3440	3620	4130
Железобетонные одноцепные	II	1640	1730	1940
Железобетонные двухцепные	II	2780	3000	3380

Таблица П.1.20 - Ячейки ОРУ 35-220 кВ с выключателями (для схем с количеством выключателей более трех)

Напряжение, кВ	Расчетная стоимость ячейки с выключателем, тыс. руб.			
	вакуумным		элегазовым	
	при отключаемом токе, кА			
	до 40	более 40	до 40	более 40
35	900	2000	1200	2900
110	4200	5700	3500	4300
220	-	-	8500	13000

Таблица П.1.21 - Открытые распределительные устройства 35-220 кВ по блочным и мостиковым схемам

Схема ОРУ	Стоимость, тыс. руб., при напряжении, кВ		
	35	110	220
Блок линия-трансформатор с разъединителем	340	1150	1890
Блок линия-трансформатор с выключателем	840	3600	7900
Два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой	1910	7420	17800
Мостик с выключателем в перемычке и в цепях трансформаторов	2910	12000	28000

Таблица П.1.22 - Двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Мощность, МВА	Расчетная стоимость, тыс. руб.		
	без РПН	с РПН	с расщепленной обмоткой НН и РПН
1,6	1010	1670	-
2,5	1220	2120	-
4,0	1520	2570	-
6,3	1900	3050	-
10	2400	4180	-
16	3400	6120	-
25	-	-	7700
32	-	-	8600
40	-	-	9600

Таблица П.1.23 - Трансформаторы 110 кВ

Мощность, МВА	Двухобмоточные			Трехобмоточные
	Расчётная стоимость, тыс. руб.			
	без РПН	с РПН	с расщепленной обмоткой НН и РПН	с РПН
2,5	-	3500	-	-
6,3	-	4900	-	5700
10	-	5400	-	6700
16	-	6300	-	7900
25	-	-	8400	9100
40	-	-	10900	11700
63	-	-	13600	15400
80	14400	-	15700	16600
125	17100	-	24400	-
200	26300	-	-	-

Таблица П.1.24 - Трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Мощность, МВА	Трансформаторы			Автотрансформаторы с РПН
	Двухобмоточные		Трехобмоточные с РПН	
	без РПН	с расщепленной обмоткой. НН и РПН		
	Расчетная стоимость, тыс. руб.			
25	-	-	14800	-
40	-	16900	16500	-
63	-	19300	-	20100
80	18900	-	-	-
100	-	26500	-	-
125	23100	-	-	25300
160	-	32300	-	-
200	30700	-	-	33200

Таблица П.1.25 - Постоянная часть затрат по подстанциям 35÷220 кВ, тыс. руб.

Напряжение, кВ	Электрическая схема подстанции на стороне ВН	Всего постоянная часть затрат
35/10	Без выключателей	6000
	С выключателями (на переменном оперативном токе)	7000
	С выключателями (на постоянном оперативном токе)	10500
110/10	Без выключателей	13000
	Мостик	21000
	Сборные шины	29000
110/35/10	Без выключателей	17000
	Мостик	25000
	Сборные шины	32000
220/10 или 220/35/10	Без выключателей	24000
	Мостик	36000
	Четырехугольник, сборные шины	46000
220/110/10	Без выключателей	40000
	Мостик, четырехугольник	52000
	Сборные шины	75000



Рис. П.1.1. Блок линия-трансформатор с выключателем (3Н).

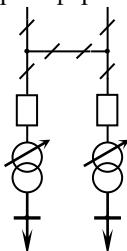


Рис. П.1.2. Два блока с выключателями и не автоматической перемычкой со стороны линий (4Н).

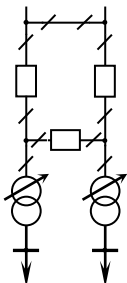


Рис. П.1.3. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (5Н).

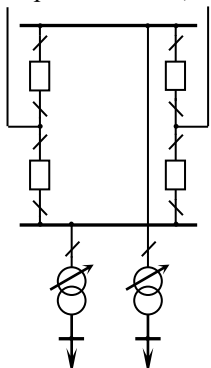


Рис. П.1.4. Четырехугольник (7).

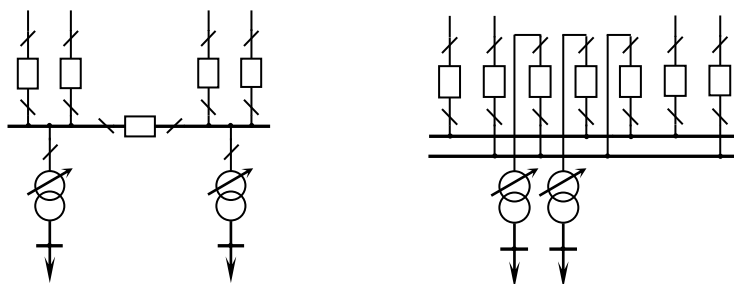


Рис. П.1.5. Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9).

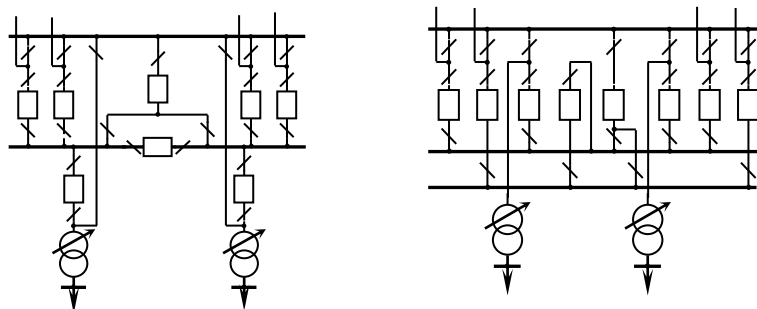


Рис. П.1.6. Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12).

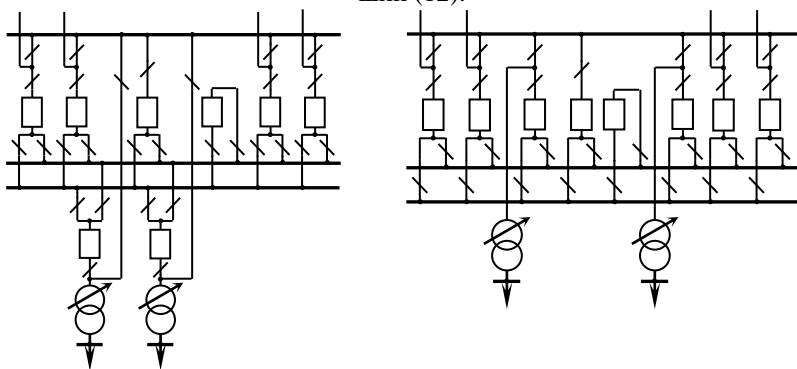


Рис. П.1.7. Две рабочие и обходная системы шин (13Н).

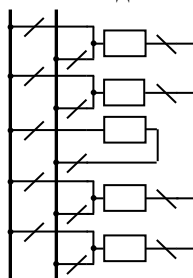


Рис.П.1. 8. Схема присоединения ЛЭП к двойной несекционированной системе шин источника питания напряжением 110—220 кВ (13)

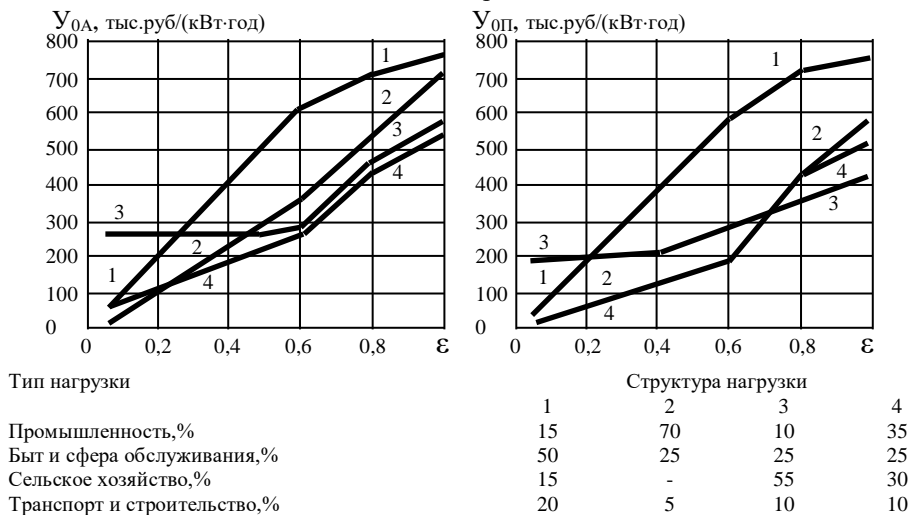


Рис.П.1.9. Расчётный годовой удельный ущерб от аварийных Y_{0A} (а) и плановых $Y_{0П}$ (б) ограничений электроснабжения.

ВАРИАНТЫ КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

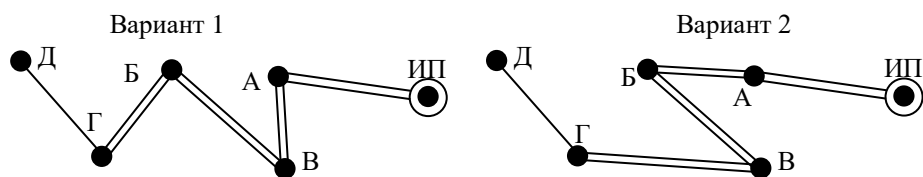


Рис. П.2.1. Варианты радиальной сети

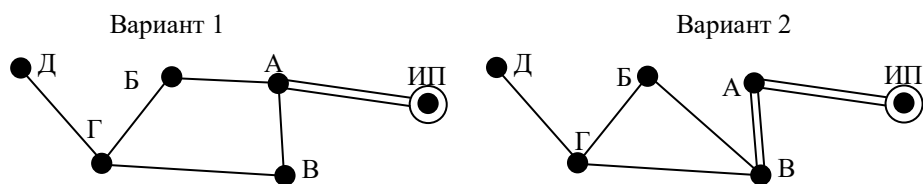


Рис. П. 2.2. Варианты замкнутой сети

ПРИМЕР РАСЧЕТА РАДИАЛЬНОЙ СЕТИ

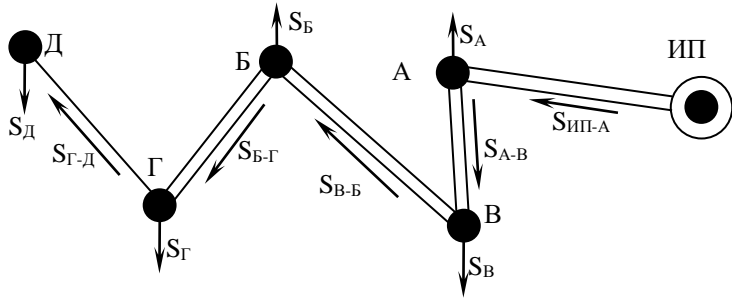


Рис. П. 3.1. Расчёт потоков мощности в радиальной сети

Потоки мощности определяются по первому закону Кирхгофа:

$$S_{Г-Д} = P_{Д} + jQ_{Д} = (7 + j5,25) \text{ МВА}$$

$$S_{Б-Г} = P_{Д} + P_{Г} + j(Q_{Г} + Q_{Д}) = 7 + 33 + j(5,25 + 24,75) = [40 + j30] \text{ МВА}$$

$$S_{Б-Б} = P_{Д} + P_{Г} + P_{Б} + j(Q_{Б} + Q_{Г} + Q_{Д}) = 7 + 33 + 28 + j(21 + 24,75 + 5,25) = [68 + j51] \text{ МВА}$$

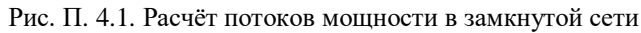
$$\begin{aligned} S_{А-В} &= P_{Д} + P_{Г} + P_{Б} + P_{В} + j(Q_{Б} + Q_{Г} + Q_{Д} + Q_{В}) = \\ &= 7 + 33 + 28 + 40 + j(21 + 24,75 + 5,25 + 30) = [108 + j81] \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{ИП-А} &= P_{Д} + P_{Г} + P_{Б} + P_{В} + P_{А} + j(Q_{Б} + Q_{Г} + Q_{Д} + Q_{В} + Q_{А}) = \\ &= 7 + 33 + 28 + 40 + 40 + j(21 + 24,75 + 5,25 + 30 + 30) = [148 + j111] \text{ МВА} \end{aligned}$$

Проверка правильности расчета потоков:

$$S_{ИП-А} = \Sigma S_{нагр} = S_{А} + S_{Б} + S_{В} + S_{Г} + S_{Д}$$

$$S_{ИП-А} = 40 + j30 + 28 + j21 + 40 + j30 + 33 + j24,75 + 7 + j5,25 = [148 + j111] \text{ МВА}$$


$$S_{A-B} = \frac{S_B(L_{B-\Gamma} + L_{B-\Gamma} + L_{A-B}) + (S_{\Gamma} + S_{\Gamma-D})(L_{B-\Gamma} + L_{A-B}) + S_B \cdot L_{A-B}}{L_{A-B} + L_{B-\Gamma} + L_{B-\Gamma} + L_{A-B}} = (52.898 + j39.673) \text{MBA}$$

$$S_{A-B} = \frac{S_B(L_{B-\Gamma} + L_{B-\Gamma} + L_{A-B}) + (S_{\Gamma} + S_{\Gamma-D})(L_{B-\Gamma} + L_{A-B}) + S_B \cdot L_{A-B}}{L_{A-B} + L_{B-\Gamma} + L_{B-\Gamma} + L_{A-B}} = (55.102 + j41.327) \text{MVA}$$

$$S_{B-\Gamma} = S_{A-B} - S_B = (24.898 + j18.673)\text{MVA}$$

$$S_{B-\Gamma} = S_{\Gamma} + S_{\Gamma-D} - S_{B-\Gamma} = (15.102 + j11.327) \text{MVA}$$

$$S_{\text{ИП-А}} = S_A + S_{A-B} + S_{A-B} = (148 + j111) \text{MVA}$$

$$S_{\text{ИП-А}} = S_A + S_{A-B} + S_{A-B} = (148 + j111) \text{MBA}$$

$$S_{A-B} + S_{A-B} = S_B + S_\Gamma + S_{\Gamma-D} + S_B$$

$$108 + j81 = 108 + j81$$

СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

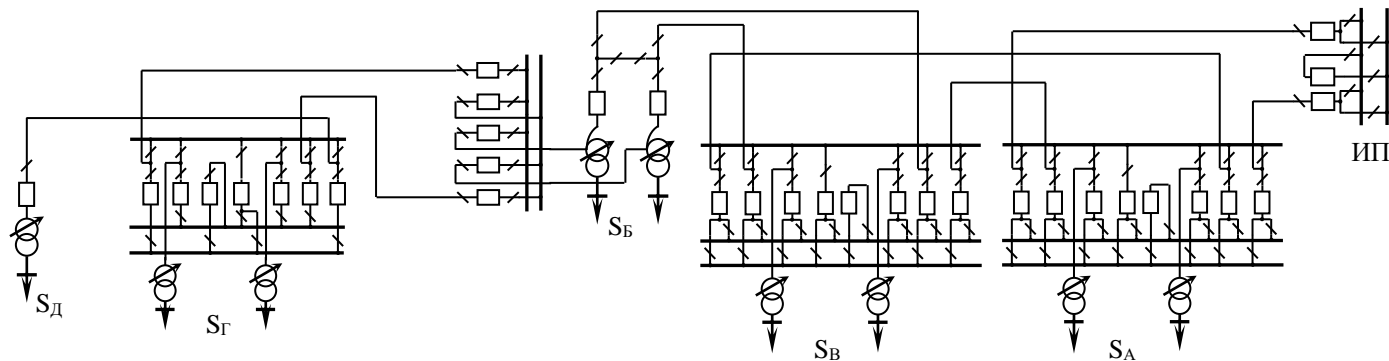


Рис. П. 5.1. Пример схемы первичных соединений подстанций радиальной сети

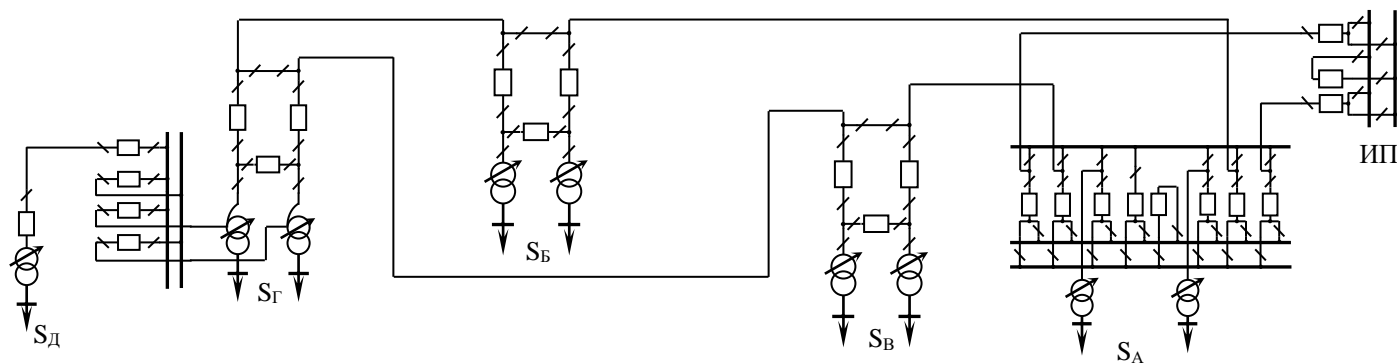


Рис. П. 5.2. Пример схемы первичных соединений подстанций кольцевой сети

РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ

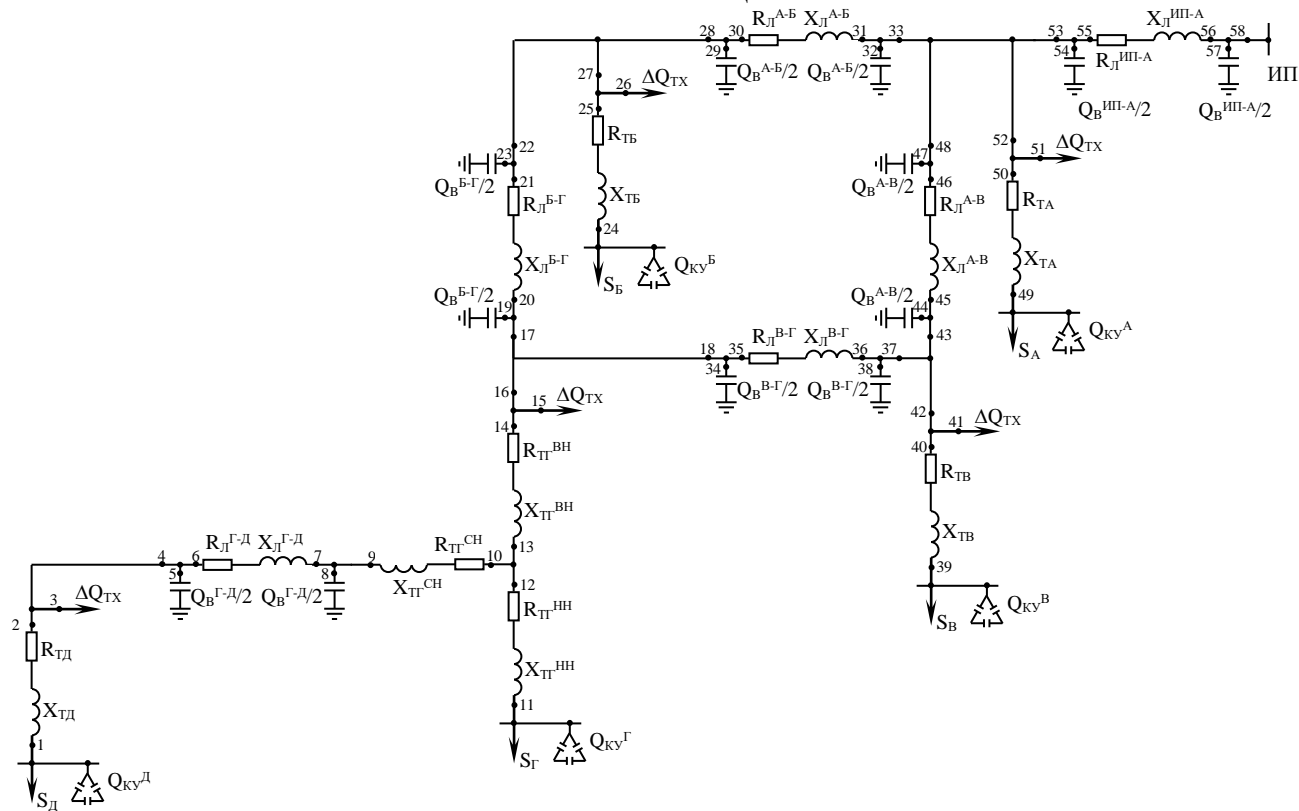


Рис. П. 6.1. Пример схемы замещения кольцевой сети

ПРИМЕР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАСЧЕТА РЕЖИМА

На первом этапе, двигаясь от удаленных узлов к источнику питания, последовательно рассчитываются потоки мощности и потери во всех элементах схемы, а также определяется мощность источника питания.

На втором этапе, используя заданное напряжение источника питания, двигаясь теперь в обратном направлении от источника к удаленным нагрузкам, рассчитываются напряжения во всех узлах сети, а также потери напряжения в линиях и трансформаторах.

Первый этап:

Поскольку выбрана кольцевая схема, то вначале определяем потоки мощности на радиальных участках:

Нагрузка узла Д с учётом КУ:

$$S_1 = S_D - jQ_{\text{кв}} = P_{D+j}(Q_D - Q_{\text{кв}}) = 7 + j2.03[\text{МВА}]$$

$$S_2 = S_1 + \Delta S_{\text{ТД}} = (7 + j2.03) + (0.032 + j0.558) = 7.032 + j2.588[\text{МВА}]$$

Потери мощности в трансформаторе пункта Д:

$$\Delta S_{\text{ТД}} = \Delta P_{\text{ТД}} + j\Delta Q_{\text{ТД}} = 0.032 + j0.558[\text{МВА}]$$

$$\Delta P_{\text{ТД}} = \frac{S_1^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ТД}} = \frac{7.288^2}{230^2} \cdot 7.95 = 0.032[\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{\text{ТД}} = \frac{S_1^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot X_{\text{ТД}} = \frac{7.288^2}{230^2} \cdot 139 = 0.558[\text{Мвар}]$$

Потери холостого хода в трансформаторе пункта Д:

$$S_3 = j\Delta Q_{\text{ТХ}} = j0.07[\text{МВА}]$$

$$S_4 = S_2 + S_3 = 7.032 + j2.588 + j0.07 = 7.032 + j2.658[\text{МВА}]$$

Зарядная мощность линии Г-Д:

$$S_5 = \frac{-jQ_B^{\Gamma-D}}{2} = \frac{-jB \cdot U_{\text{ном}}^2}{2} = \frac{-j1.326 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{2} = -j0.008[\text{МВА}]$$

$$S_6 = S_5 + S_4 = 7.032 + j2.658 - j0.008 = 7.032 + j2.65[\text{МВА}]$$

$$S_7 = S_6 + \Delta S_{\text{Л}}^{\Gamma-D} = (7.032 + j2.65) + (0.104 + j0.108) = 7.136 + j2.758[\text{МВА}]$$

Потери мощности в линии Г-Д:

$$\Delta S_{\text{Л}}^{\Gamma-D} = \Delta P_{\text{Л}}^{\Gamma-D} + j\Delta Q_{\text{Л}}^{\Gamma-D} = 0.104 + j0.108[\text{МВА}]$$

$$\Delta P_{\text{Л}}^{\Gamma-D} = \frac{S_6^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{Л}}^{\Gamma-D} = \frac{7.514^2}{220^2} \cdot 22.256 = 0.104[\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{\text{Л}}^{\Gamma-D} = \frac{S_6^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot X_{\text{Л}}^{\Gamma-D} = \frac{7.514^2}{220^2} \cdot 23.088 = 0.108[\text{Мвар}]$$

$$S_8 = \frac{-jQ_B^{\Gamma-D}}{2} = \frac{-jB \cdot U_{\text{ном}}^2}{2} = \frac{-j1.326 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{2} = -j0.008[\text{МВА}]$$

$$S_9 = S_7 + S_8 = 7.136 + j2.758 - j0.008 = 7.136 + j2.75[\text{МВА}]$$

$$S_{10} = S_9 + \Delta S_{\text{П}}^{\text{CH}} = (7.136 + j2.75) + 2.764 \cdot 10^{-4} = 7.136 + j2.75[\text{МВА}]$$

$$\Delta S_{\Pi}^{\text{CH}} = \Delta P_{\Pi}^{\text{CH}} + j\Delta Q_{\Pi}^{\text{CH}} = 2.764 \cdot 10^{-4} [\text{MBA}]$$

$$\Delta P_{\Pi}^{\text{CH}} = \frac{S_9^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} \cdot R_{\Pi}^{\text{CH}} / n = \frac{7.648^2}{230^2} \cdot \frac{0.5}{2} = 2.764 \cdot 10^{-4} [\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{\Pi}^{\text{CH}} = \frac{S_9^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} \cdot X_{\Pi}^{\text{CH}} / n = \frac{7.648^2}{230^2} \cdot 0 = 0 [\text{Мвар}]$$

Нагрузка узла Г с учётом КУ:

$$S_{11} = S_{\Gamma} - jQ_{\text{КУ}} = P_{\Gamma+j} (Q_{\Gamma} - Q_{\text{КУ}}) = 33 + j13.2 [\text{MBA}]$$

$$S_{12} = S_{11} + \Delta S_{\Pi}^{\text{HH}} = (33 + j13.2) + (0.012 + j0.985) = 33.012 + j14.185 [\text{MBA}]$$

$$\Delta S_{\Pi}^{\text{HH}} = \Delta P_{\Pi}^{\text{HH}} + j\Delta Q_{\Pi}^{\text{HH}} = 0.012 + j0.985 [\text{MBA}]$$

$$\Delta P_{\Pi}^{\text{HH}} = \frac{S_{11}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} \cdot R_{\Pi}^{\text{HH}} / n = \frac{35.54^2}{230^2} \cdot \frac{1}{2} = 0.012 [\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{\Pi}^{\text{HH}} = \frac{S_{11}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} \cdot X_{\Pi}^{\text{HH}} / n = \frac{35.54^2}{230^2} \cdot \frac{82.5}{2} = 0.985 [\text{Мвар}]$$

$$S_{13} = S_{10} + S_{12} = (7.136 + j2.75) + (33.012 + j14.185) = 40.148 + j16.935 [\text{MBA}]$$

$$S_{14} = S_{13} + \Delta S_{\Pi}^{\text{BH}} = (40.148 + j16.935) + (8.973 \cdot 10^{-3} + j0.872) = 40.157 + j17.807 [\text{MBA}]$$

$$\Delta S_{\Pi}^{\text{BH}} = \Delta P_{\Pi}^{\text{BH}} + j\Delta Q_{\Pi}^{\text{BH}} = 8.973 \cdot 10^{-3} + j0.872 [\text{MBA}]$$

$$\Delta P_{\Pi}^{\text{BH}} = \frac{S_{13}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} \cdot R_{\Pi}^{\text{BH}} / n = \frac{43.574^2}{230^2} \cdot \frac{0.5}{2} = 8.973 \cdot 10^{-3} [\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{\Pi}^{\text{BH}} = \frac{S_{13}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} \cdot X_{\Pi}^{\text{BH}} / n = \frac{43.574^2}{230^2} \cdot \frac{48.6}{2} = 0.872 [\text{Мвар}]$$

$$S_{15} = j\Delta Q_{\text{ТХ}} \cdot 2 = j0.625 \cdot 2 = j1.25 [\text{MBA}]$$

$$S_{16} = S_{14} + S_{15} = 40.157 + j17.807 + j1.25 = 40.157 + j19.057 [\text{MBA}]$$

Нагрузка узла В с учётом КУ:

$$S_{39} = S_{\text{В}} - jQ_{\text{КУ}} = P_{\text{В}} + j(Q_{\text{В}} - Q_{\text{КУ}}) = 40 + j16 [\text{MBA}]$$

$$S_{40} = S_{39} + \Delta S_{\text{ТБ}} = (40 + j16) + (0.098 + j2.784) = 40.098 + j18.784 [\text{MBA}]$$

$$\Delta S_{\text{ТБ}} = \Delta P_{\text{ТБ}} + j\Delta Q_{\text{ТБ}} = 0.098 + j2.784 [\text{MBA}]$$

$$\Delta P_{\text{ТБ}} = \frac{S_{39}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТБ}} / n = \frac{43.081^2}{230^2} \cdot \frac{5.6}{2} = 0.098 [\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{\text{ТБ}} = \frac{S_{39}^2}{U_{\text{ВНОМ}}^2} \cdot X_{\text{ТБ}} / n = \frac{43.081^2}{230^2} \cdot \frac{158.7}{2} = 2.784 [\text{Мвар}]$$

$$S_{41} = j\Delta Q_{\text{ТХ}} \cdot 2 = j0.36 \cdot 2 = j0.72 [\text{MBA}]$$

$$S_{42} = S_{40} + S_{41} = 40.098 + j18.784 + j0.72 = 40.098 + j19.504 [\text{MBA}]$$

Нагрузка узла Б с учётом КУ:

$$S_{24} = S_{\text{Б}} - jQ_{\text{КУ}} = P_{\text{Б}} + j(Q_{\text{Б}} - Q_{\text{КУ}}) = 28 + j11.2 [\text{MBA}]$$

$$S_{25} = S_{24} + \Delta S_{\text{ТБ}} = (28 + j11.2) + (0.048 + j1.364) = 28.048 + j12.564 [\text{MBA}]$$

$$\Delta S_{\text{ТБ}} = \Delta P_{\text{ТБ}} + j\Delta Q_{\text{ТБ}} = 0.048 + j1.364 [\text{MBA}]$$

$$\Delta P_{ТБ} = \frac{S_{39}^2}{U_{ВНОМ}^2} \cdot R_{ТБ} / n = \frac{30.157^2}{230^2} \cdot \frac{5.6}{2} = 0.048 [\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{ТБ} = \frac{S_{39}^2}{U_{ВНОМ}^2} \cdot X_{ТБ} / n = \frac{30.157^2}{230^2} \cdot \frac{158.7}{2} = 1.364 [\text{Мвар}]$$

$$S_{26} = j\Delta Q_{ТБ} \cdot 2 = j0.36 \cdot 2 = j0.72 [\text{МВА}]$$

$$S_{27} = S_{25} + S_{26} = 28.048 + j12.564 + j0.72 = 28.048 + j13.284 [\text{МВА}]$$

Нагрузка узла А с учётом КУ:

$$S_{49} = S_A - jQ_{КУ} = P_A - j(Q_A - Q_{КУ}) = 40 + j16 [\text{МВА}]$$

$$S_{50} = S_{49} + \Delta S_{ТА} = (40 + j16) + (0.098 + j2.784) = 40.098 + j18.784 [\text{МВА}]$$

$$\Delta S_{ТА} = \Delta P_{ТА} + j\Delta Q_{ТА} = 0.098 + j2.784 [\text{МВА}]$$

$$\Delta P_{ТА} = \frac{S_{49}^2}{U_{ВНОМ}^2} \cdot R_{ТА} / n = \frac{43.081^2}{230^2} \cdot \frac{5.6}{2} = 0.098 [\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{ТА} = \frac{S_{49}^2}{U_{ВНОМ}^2} \cdot X_{ТА} / n = \frac{43.081^2}{230^2} \cdot \frac{158.7}{2} = 2.784 [\text{Мвар}]$$

$$S_{51} = j\Delta Q_{ТА} \cdot 2 = j0.36 \cdot 2 = j0.72 [\text{МВА}]$$

$$S_{52} = S_{50} + S_{51} = 40.098 + j18.784 + j0.72 = 40.098 + j19.504 [\text{МВА}]$$

В случае выбора радиальной схемы расчёт необходимо вести до источника питания.

Поскольку была выбрана кольцевая схема, необходимо определить потоки мощности в кольце, для чего разрезаем схему по источнику питания кольца (пункту А):

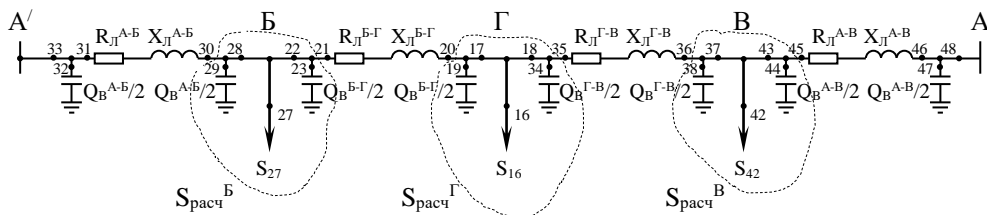


Рис.7.1. Схема для расчёта потоков мощности в кольце с учётом потерь.

Определяем расчётные нагрузки в кольцевой схеме:

$$S_{РАСЧ}^{\Gamma} = S_{16} - j\frac{Q_B^{B-\Gamma}}{2} - j\frac{Q_B^{B-\Gamma}}{2} = 40.157 + j18.985 [\text{МВА}]$$

$$S_{РАСЧ}^B = S_{42} - j\frac{Q_B^{B-\Gamma}}{2} - j\frac{Q_B^{A-B}}{2} = 40.098 + j19.436 [\text{МВА}]$$

$$S_{РАСЧ}^B = S_{27} - j\frac{Q_B^{B-\Gamma}}{2} - j\frac{Q_B^{A-B}}{2} = 28.048 + j13.229 [\text{МВА}]$$

Схема рис.7.1 преобразуется в упрощенную (рис.7.2) и далее в упрощенную без учёта потерь (рис.7.3).

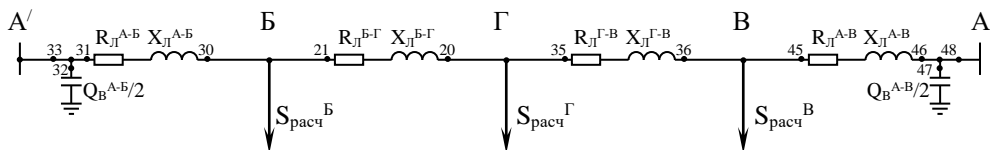


Рис.7.2. Схема для расчёта потоков мощности в кольце с расчётными нагрузками.

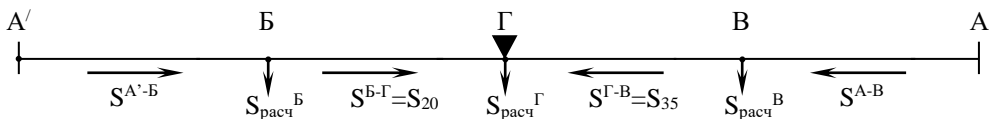


Рис.7.3. Упрощенная схема для расчёта потоков мощности в кольце без учёта потерь.

Определяем поток мощности без учёта потерь на головном участке кольца:

$$S_{A-B} = \frac{S_{РАСЧ}^B (L_{B-G} + L_{B-G} + L_{A-B}) + S_{РАСЧ}^Г (L_{B-G} + L_{A-B}) + S_{РАСЧ}^B \cdot L_{A-B}}{L_{A-B} + L_{B-G} + L_{B-G} + L_{A-B}} = 53,014 + j25,155 [\text{MBA}]$$

Определяем поток мощности без учёта потерь слева от точки потококораздела:

$$S_{B-G} = S_{A-B} - S_{РАСЧ}^Г = 24,966 + j11,926 [\text{MBA}]$$

Этот поток соответствует потоку S_{20} :

$$S_{20} = S_{B-G} = 24,966 + j11,926 [\text{MBA}]$$

Определяем поток мощности без учёта потерь справа от точки потококораздела:

$$S_{Г-B} = S_{РАСЧ}^Г - S_{B-G} = 40,157 + j18,985 - (24,966 + j11,926) = 15,191 + j7,059 [\text{MBA}]$$

Этот поток соответствует потоку S_{35} :

$$S_{35} = S_{Г-B} = 15,191 + j7,059 [\text{MBA}]$$

Преобразуем кольцевую схему в радиальную, разрезав её по точке потококораздела (Рис.7.4.)

Далее расчёт потоков мощности ведём аналогично радиальной схеме

$$S_{21} = S_{20} + \Delta S_{Л}^{B-G} = (24,966 + j11,926) + (0,092 + j0,331) = 25,088 + j12,257 [\text{MBA}]$$

$$\Delta S_{Л}^{B-G} = \Delta P_{Л}^{B-G} + j\Delta Q_{Л}^{B-G} = 0,092 + j0,331 [\text{MBA}]$$

$$\Delta P_{Л}^{B-G} = \frac{S_{20}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{Л}^{B-G} = \frac{27,667^2}{220^2} \cdot 5,808 = 0,092 [\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{Л}^{B-G} = \frac{S_{20}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot X_{Л}^{B-G} = \frac{27,667^2}{220^2} \cdot 20,88 = 0,331 [\text{Мвар}]$$

$$S_{22} = -j \frac{Q_B^{B-G}}{2} = -j0,03 [\text{MBA}]$$

$$S_{23} = S_{21} + S_{22} = 25,088 + j12,257 - j0,03 = 25,088 + j12,227 [\text{MBA}]$$

$$S_{28} = S_{23} + S_{27} = (25.088 + j12.197) + (12.048 + j13.284) = 53.136 + j25.511 [\text{MBA}]$$

$$S_{29} = -j \frac{Q_B^{A-B}}{2} = -j0,025 [\text{MBA}]$$

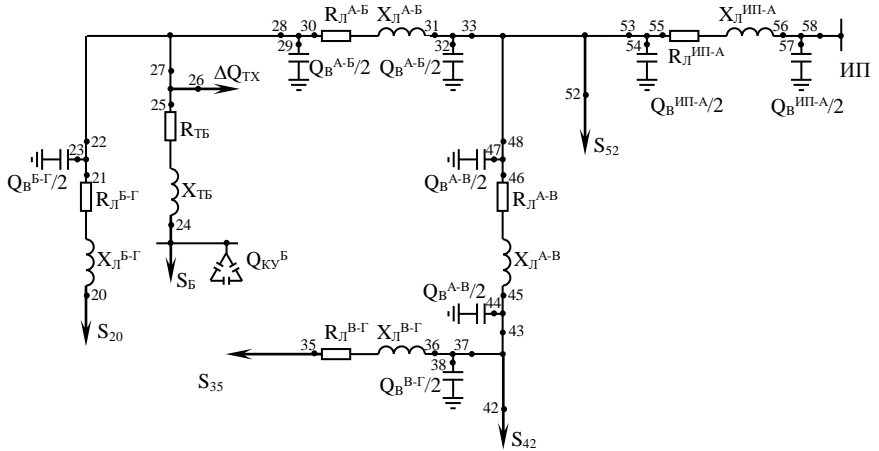


Рис.7.4. Фрагмент схемы для расчёта потоков мощности в кольце.

$$S_{30} = S_{29} + S_{28} = 53.136 + j25.511 - j0,025 = 53.136 + j25.486 [\text{MBA}]$$

$$S_{31} = S_{30} + \Delta S_{Л}^{A-B} = (53.136 + j25.486) + (0,347 + j1.248) = 53.483 + j26.734 [\text{MBA}]$$

$$\Delta S_{Л}^{A-B} = \Delta P_{Л}^{A-B} + j\Delta Q_{Л}^{A-B} = 0,347 + j1.248 [\text{MBA}]$$

$$\Delta P_{Л}^{A-B} = \frac{S_{30}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{Л}^{A-B} = \frac{58,919^2}{220^2} \cdot 4,84 = 0,092 [\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{Л}^{A-B} = \frac{S_{30}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot X_{Л}^{A-B} = \frac{58,919^2}{220^2} \cdot 17,4 = 1,248 [\text{Мвар}]$$

$$S_{32} = -j \frac{Q_B^{A-B}}{2} = -j0,025 [\text{MBA}]$$

$$S_{33} = S_{31} + S_{32} = 53.483 + j26.734 - j0,025 = 53.483 + j26.709 [\text{MBA}]$$

$$S_{36} = S_{35} + \Delta S_{Л}^{B-\Gamma} = (15.191 + j7.059) + (0,046 + j0.166) = 15.238 + j7.183 [\text{MBA}]$$

$$\Delta S_{Л}^{B-\Gamma} = \Delta P_{Л}^{B-\Gamma} + j\Delta Q_{Л}^{B-\Gamma} = 0,046 + j0.166 [\text{MBA}]$$

$$\Delta P_{Л}^{B-\Gamma} = \frac{S_{35}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{Л}^{B-\Gamma} = \frac{16,736^2}{220^2} \cdot 7,986 = 0,046 [\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{Л}^{B-\Gamma} = \frac{S_{35}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot X_{Л}^{B-\Gamma} = \frac{16,736^2}{220^2} \cdot 28,71 = 0,166 [\text{Мвар}]$$

$$S_{37} = -j \frac{Q_B^{B-\Gamma}}{2} = -j0,042 [\text{MBA}]$$

$$S_{38} = S_{36} + S_{37} = 15.238 + j7.183 - j0,042 = 15.238 + j7.225 [\text{MBA}]$$

$$S_{43} = S_{38} + S_{42} = (15.238 + j7.225) + (40.068 + j19.504) = 55.336 + j26.687 [\text{MBA}]$$

$$S_{44} = -j \frac{Q_B^{A-B}}{2} = -j0.026[\text{MBA}]$$

$$S_{45} = S_{43} + S_{44} = 55.336 + j26.687 - j0.026 = 55.336 + j26.661[\text{MBA}]$$

$$S_{46} = S_{45} + \Delta S_{\text{Л}}^{A-B} = (55.336 + j26.661) + (0.396 + j1.424) = 55.732 + j28.084[\text{MBA}]$$

$$\Delta S_{\text{Л}}^{A-B} = \Delta P_{\text{Л}}^{A-B} + j\Delta Q_{\text{Л}}^{A-B} = 0.396 + j1.424[\text{MBA}]$$

$$\Delta P_{\text{Л}}^{A-B} = \frac{S_{45}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{Л}}^{A-B} = \frac{61.41^2}{220^2} \cdot 5.082 = 0.396[\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{\text{Л}}^{A-B} = \frac{S_{45}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot X_{\text{Л}}^{A-B} = \frac{61.41^2}{220^2} \cdot 18.27 = 1.424[\text{Мвар}]$$

$$S_{47} = -j \frac{Q_B^{A-B}}{2} = -j0.026[\text{MBA}]$$

$$S_{48} = S_{46} + S_{47} = 55.732 + j28.084 - j0.026 = 55.732 + j28.058[\text{MBA}]$$

$$S_{53} = S_{33} + S_{48} + S_{52} = (53.483 + j26.709) + (55.732 + j28.058) + (40.098 + j19.504) = 149.313 + j74.271[\text{MBA}]$$

$$S_{54} = -j \frac{Q_B^{\text{ИП-А}}}{2} = -j0.136[\text{MBA}]$$

$$S_{55} = S_{53} + S_{54} = 149.313 + j74.271 - j0.136 = 149.313 + j74.135[\text{MBA}]$$

$$S_{56} = S_{55} + \Delta S_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}} = (149.313 + j74.135) + (3.75 + j13.483) = 153.063 + j87.618[\text{MBA}]$$

$$\Delta S_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}} = \Delta P_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}} + j\Delta Q_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}} = 3.75 + j13.483[\text{MBA}]$$

$$\Delta P_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}} = \frac{S_{55}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}} = \frac{166.678^2}{220^2} \cdot 6.534 = 3.75[\text{МВт}]$$

$$\Delta Q_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}} = \frac{S_{55}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot X_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}} = \frac{166.678^2}{220^2} \cdot 23.49 = 13.483[\text{Мвар}]$$

$$S_{57} = -j \frac{Q_B^{\text{ИП-А}}}{2} = -j0.136[\text{MBA}]$$

$$S_{58} = S_{56} + S_{57} = 153.063 + j87.618 - j0.136 = 153.063 + j87.482[\text{MBA}]$$

Определим коэффициент мощности на шинах источника питания $\cos \varphi_{\text{ИП}}$ и коэффициент полезного действия КПД:

$$\cos \varphi_{\text{ИП}} = \frac{P_{\text{ИП}}}{S_{\text{ИП}}} = \frac{153.033}{176.273} = 0,868$$

$$\text{КПД} = \frac{\sum P_{\text{НАГ1}}}{P_{\text{ИП}}} \cdot 100 = \frac{148}{153.033} \cdot 100 = 96,711 \%$$

Второй этап:

Задаём напряжение питания источника в соответствии с заданием:

$$U_{\text{ИП}} = \frac{220}{100} \cdot 108 = 237,6\text{кВ}$$

$$U_{55} = U_{51} = U_{54} = U_{53} = U_{52} = U_{32} = U_{33} = U_{31} = U_{\text{ИП}} - \Delta U_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}} = 237,6 - 11.435 = 226.165[\text{кВ}]$$

Потери напряжения в линии ИП-А:

$$\Delta U_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}} = \frac{P_{55} \cdot R_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}} + Q_{55} \cdot X_{\text{Л}}^{\text{ИП-А}}}{U_{\text{ИП}}} = 11.435 [\text{kB}]$$

Определяем напряжение на низкой стороне трансформатора, приведённое к высокой стороне:

$$U_{49} = U_{50} - \Delta U_{\text{ТА}} = 226.165 - 6.109 = 220.057 [\text{kB}]$$

Потери напряжения в трансформаторе пункта А:

$$\Delta U_{\text{ТА}} = \frac{P_{49} \cdot R_{\text{ТА}} / n + Q_{49} \cdot X_{\text{ТА}} / n}{U_{50}} = \frac{40 \cdot 5.6 / 2 + 16 \cdot 158.7 / 2}{226.165} = 6.109 [\text{kB}]$$

Действительное напряжение на низкой стороне трансформатора пункта А:

$$U_{49\text{д}} = \frac{U_{49}}{K_{\text{ТР}}^{\text{ВН}}} = \frac{220.057}{20.909} = 10.524 [\text{kB}]$$

Коэффициент трансформации трансформатора в пункте А:

$$K_{\text{ТР}}^{\text{ВН}} = \frac{U_{\text{ВНОМ}}}{U_{\text{ННОМ}}} = \frac{230}{11} = 20.909$$

$$U_{28} = U_{27} = U_{26} = U_{25} = U_{23} = U_{22} = U_{21} = U_{30} = U_{29} = U_{31} - \Delta U_{\text{Л}}^{\text{А-Б}} = 226.165 - 3.096 = 223.07 [\text{kB}]$$

$$\Delta U_{\text{Л}}^{\text{А-Б}} = \frac{P_{30} \cdot R_{\text{Л}}^{\text{А-Б}} + Q_{30} \cdot X_{\text{Л}}^{\text{А-Б}}}{U_{31}} = \frac{53.136 \cdot 4.84 + 25.456 \cdot 17.4}{226.165} = 3.096 [\text{kB}]$$

$$U_{43} = U_{45} = U_{44} = U_{43} = U_{41} = U_{42} = U_{40} = U_{37} = U_{38} = U_{36} = U_{46} - \Delta U_{\text{Л}}^{\text{А-Б}} = 226.165 - 3.399 = 222.767 [\text{kB}]$$

$$\Delta U_{\text{Л}}^{\text{А-Б}} = \frac{P_{45} \cdot R_{\text{Л}}^{\text{А-Б}} + Q_{45} \cdot X_{\text{Л}}^{\text{А-Б}}}{U_{46}} = \frac{55.306 \cdot 5.082 + 26.691 \cdot 18.27}{226.165} = 3.399 [\text{kB}]$$

$$U_{24} = U_{25} - \Delta U_{\text{ТБ}} = 223.07 - 4.336 = 218.734 [\text{kB}]$$

$$\Delta U_{\text{ТБ}} = \frac{P_{24} \cdot R_{\text{ТБ}} / n + Q_{24} \cdot X_{\text{ТБ}} / n}{U_{25}} = \frac{28 \cdot 5.6 / 2 + 11.2 \cdot 158.7 / 2}{223.07} = 4.336 [\text{kB}]$$

$$U_{24\text{д}} = \frac{U_{24}}{K_{\text{ТР}}^{\text{ВН}}} = \frac{218.734}{20.909} = 10.461 [\text{kB}]$$

$$U_{39} = U_{42} - \Delta U_{\text{ТБ}} = 222.767 - 6.202 = 216.565 [\text{kB}]$$

$$\Delta U_{\text{ТБ}} = \frac{P_{39} \cdot R_{\text{ТБ}} / n + Q_{39} \cdot X_{\text{ТБ}} / n}{U_{42}} = \frac{40 \cdot 5.6 / 2 + 16 \cdot 158.7 / 2}{222.767} = 6.202 [\text{kB}]$$

$$U_{39\text{д}} = \frac{U_{39}}{K_{\text{ТР}}^{\text{ВН}}} = \frac{216.565}{20.909} = 10.357 [\text{kB}]$$

$$U_{18} = U_{34} = U_{35} = U_{36} - \Delta U_{\text{Л}}^{\text{Б-Г}} = 222.767 - 1.457 = 221.31 [\text{kB}]$$

$$\Delta U_{\text{Л}}^{\text{Б-Г}} = \frac{P_{35} \cdot R_{\text{Л}}^{\text{Б-Г}} + Q_{35} \cdot X_{\text{Л}}^{\text{Б-Г}}}{U_{36}} = \frac{15.161 \cdot 7.986 + 7.089 \cdot 28.71}{222.767} = 1.457 [\text{kB}]$$

$$U_{17} = U_{19} = U_{20} = U_{23} - \Delta U_{\text{Л}}^{\text{Б-Г}} = 223.07 - 1.764 = 221.306 [\text{kB}]$$

$$\Delta U_{\text{Л}}^{\text{Б-Г}} = \frac{P_{20} \cdot R_{\text{Л}}^{\text{Б-Г}} + Q_{20} \cdot X_{\text{Л}}^{\text{Б-Г}}}{U_{23}} = \frac{24.996 \cdot 5.808 + 11.896 \cdot 20.88}{223.07} = 1.764 [\text{kB}]$$

$$U_{13} = U_{12} = U_{10} = U_{17} - \Delta U_{\text{П}}^{\text{ВН}} = 221.306 - 1.905 = 219.401 [\text{kB}]$$

$$\Delta U_{\Pi}^{\text{BH}} = \frac{P_{13} \cdot R_{\Pi}^{\text{BH}} / n + Q_{13} \cdot X_{\Pi}^{\text{BH}} / n}{U_{17}} = \frac{40.148 \cdot 0.5 / 2 + 16.935 \cdot 48.6 / 2}{221.306} = 1.905 [\text{kB}]$$

$$U_{11} = U_{12} - \Delta U_{\Pi}^{\text{HH}} = 219.401 - 2.439 = 216.962 [\text{kB}]$$

$$\Delta U_{\Pi}^{\text{HH}} = \frac{P_{11} \cdot R_{\Pi}^{\text{HH}} / n + Q_{11} \cdot X_{\Pi}^{\text{HH}} / n}{U_{\text{ВНОМ}}} = \frac{33 \cdot 1 / 2 + 13.2 \cdot 82.5 / 2}{230} = 2.439 [\text{kB}]$$

$$U_{1\text{д}} = \frac{U_{11}}{K_{\text{TP}}^{\text{BH}}} = \frac{216.962}{20.909} = 10.376 [\text{kB}]$$

$$U_9 = U_8 = U_7 = U_{10} - \Delta U_{\Pi}^{\text{CH}} = 219.401 - 7.757 \cdot 10^{-3} = 219.393 [\text{kB}]$$

$$\Delta U_{\Pi}^{\text{CH}} = \frac{P_9 \cdot R_{\Pi}^{\text{CH}} / n + Q_9 \cdot X_{\Pi}^{\text{CH}} / n}{U_{\text{ВНОМ}}} = \frac{7.136 \cdot 0.5 / 2 + 2.75 \cdot 0 / 2}{230} = 7.757 \cdot 10^{-3} [\text{kB}]$$

$$U_{9\text{д}} = \frac{U_9}{K_{\text{TP}}^{\text{BH}}} = \frac{219.393}{1.901} = 115.42 [\text{kB}]$$

$$U_5 = U_6 = U_4 = U_3 = U_2 = U_{9\text{д}} - \Delta U_{\text{Л}}^{\Gamma-\text{Д}} = 219.393 - 1.886 = 113.534 [\text{kB}]$$

$$\Delta U_{\text{Л}}^{\Gamma-\text{Д}} = \frac{P_6 \cdot R_{\text{Л}}^{\Gamma-\text{Д}} + Q_6 \cdot X_{\text{Л}}^{\Gamma-\text{Д}}}{U_{9\text{д}}} = \frac{7.032 \cdot 22.256 + 2.65 \cdot 23.088}{219.393} = 1.886 [\text{kB}]$$

$$U_1 = U_5 - \Delta U_{\text{ТД}} = 113.534 - 2.976 = 110.558 [\text{kB}]$$

$$\Delta U_{\text{ТД}} = \frac{P_1 \cdot R_{\text{ТД}} + Q_1 \cdot X_{\text{ТД}}}{U_5} = \frac{7 \cdot 7.95 + 2.03 \cdot 139}{113.534} = 2.976 [\text{kB}]$$

$$U_{1\text{Д}} = \frac{U_1}{K_{\text{TP}}^{\text{BH}}} = \frac{110.558}{10.454} = 10.575 [\text{kB}]$$

$$K_{\text{TP}}^{\text{BH}} = \frac{U_{\text{ВНОМ}}}{U_{\text{ННОМ}}} = \frac{115}{11} = 10.454$$

Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов:

Регулирование напряжения при помощи двухобмоточного трансформатора (п/ст. А).

$$U_{2\text{А}}' = U_1 - \Delta U_{\text{TP}} = 226.165 - 6.109 = 220.057 \text{ кВ}$$

Исходные данные трансформатора: $U_{\text{HH}} = 11 \text{ кВ}$; $U_{\text{ВН}} = 230 \text{ кВ}$;

$$U_{2\text{Ж}} = 10.5 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ВЖ}} = U_2' \cdot \frac{U_{\text{HH}}}{U_{2\text{Ж}}} = 220.057 \cdot \frac{11}{10.5} = 230.536 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{СТ}} = \frac{\Delta U_{\text{СТ}\%} \cdot U_{\text{ВН}}}{100} = \frac{1.5 \cdot 230}{100} = 3.45 \text{ кВ}$$

$$n = \frac{U_{\text{БЖ}} - U_{\text{БН}}}{\Delta U_{\text{СТ}}} = \frac{230.536 - 230}{3.45} = 0.16$$

$$U_{\text{ОТ}} = U_{\text{БН}} \pm n \cdot \Delta U_{\text{СТ}} = 230 - 0 \cdot 3.45 = 230 \text{ КВ}$$

$$U_{2\text{Д}} = U_2' \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ОТ}}} = 220.057 \cdot \frac{11}{230} = 10.525 \text{ КВ}$$

ОБРАЗЕЦ ЗАДАНИЯ

ФГБОУ ВПО БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

ЗАДАНИЕ

на курсовой проект по дисциплине
«Электроэнергетические системы и сети»

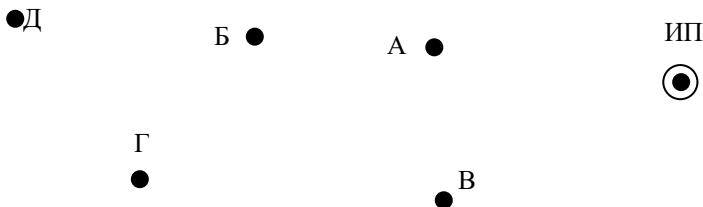
Студент _____ Группа _____
Дата выдачи задания _____ Дата сдачи проекта _____

Тема проекта «ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»

Спроектировать электрическую сеть для электроснабжения пунктов А, Б, В, Г, Д от районной подстанции ИП.

Географическое расположение пунктов:

Масштаб: 1 см=10 км



Данные о потребителях электроэнергии

Подстанция		А	Б	В	Г	Д
Наибольшая зимняя нагрузка, МВт		40	28	40	33	7
Коэффициент мощности нагрузки		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Состав потребителей по категориям надежности, %	1 категория	70	50	-	40	-
	2 категория	30	50	25	40	-
	3 категория	-	-	75	20	100

В пунктах А, Б должно быть выполнено встречное регулирование напряжения.

Напряжение на шинах ИП при наибольших нагрузках 108% U_N , при наименьших 101% U_N , при тяжелых авариях в сети 112% U_N .

Наименьшая летняя нагрузка 32 % от наибольшей зимней.

Продолжительность использования наибольшей нагрузки $T_{НБ}=\underline{4400}$ час.

ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА:

1. Топографические схемы сравниваемых вариантов;
2. Принципиальные электрические схемы сравниваемых вариантов,
3. Расчетная схема замещения выбранного варианта.

Руководитель проекта _____