Минобрнауки России
Филиал государственного образовательного учреждения
высшего профессионального образования
“Самарский государственный технический университет” в г. Сызрани

И.А. ВОКИН
Д.М. КАРСУНЦЕВА

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Учебное пособие

2011

УДК 621.31

Вокин И.А.

Проектирование районной электрической сети: Учебное пособие / И.А. Вокин, Д.М. Карсунцева. – Сызрань: Самар. гос. техн. ун-т.,филиал в Сызрани, 2011. – 20 с.: ил.

В пособии приведены теоретические сведения, необходимые для проектирования электрических сетей, выполненных воздушными линиями. Каждый раздел содержит пример расчета, демонстрирующий практическое применение теории.

Пособие может быть применено при изучении теоретического курса и выполнении курсового проекта по дисциплинам «Электропитающие системы и электрические сети», «Основы производства, передачи и распределения электроэнергии» студентами специальностей 140211, 080502 и направления 140600.

Печатается по решению Научно-методического совета электротехнического факультета Сф СамГТУ

ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Целью курсового проекта являются разработка схемы и расчет режима районной электрической сети. Схема разрабатывается для четырех потребителей электрической энергии с питанием от одного или двух источников с использованием существующей сети. Проектируемая электрическая сеть должна иметь одно напряжение.

Основное содержание проекта составляет расчет предварительного распределения мощности; выбор номинального напряжения сети; выбор основного силового оборудования и сечения проводов; расчет основных рабочих режимов; технико-экономическое сравнение вариантов схем.

В проект входят расчетно-пояснительная записка и два чертежа на которых изображаются упрощенно рассмотренные варианты схем, выбранная однолинейная схема района с нанесением результатов расчета и таблица результатов технико-экономического сравнения вариантов.

Расчетно-пояснительная записка выполняется на писчей бумаге формата А4 от руки или набирается на компьютере.

Шрифт: тип – Times New Roman
размер -14.

Абзац: выравнивание по ширине
первая строка – отступ (1 см)
междустрочный интервал – полуторный.

1. ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

На первом этапе проектирования электрической сети разрабатывается ряд возможных конфигураций (топологий сети). Варианты конфигураций сети формируются, исходя из двух основных требований: общая длина сети должна быть как можно меньше; должны быть обеспечены требования надежности электроснабжения потребителей.

При построении конфигурации сети необходимо обеспечивать возможность выдачи всей мощности электростанций в послеаварийных режимах, т. е. предусматривать выдачу мощности в сеть не менее чем по двум линиям. В одном и том же контуре замкнутой сети целесообразно применять одно номинальное напряжение, иногда – два, но не более. Если по результатам расчетов потоков мощности отдельные участки сети загружены слабо и, следовательно, для них потребуется выбирать напряжение существенно ниже, чем для других участков, то это свидетельствует о неудачном выборе конфигурации сети.

Конфигурация сети, ее протяженность, число цепей линий на каждом из участков непосредственно влияют на выбор номинального напряжения.

2. ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ В ЛИНИЯХ

Основной задачей расчета установившегося режима сетей является вычисление мощностей протекающих по участкам – расчет потокораспределения. При предварительном расчете потокораспределения не учитываются потери мощности в линиях.

Разомкнутыми сетями называются сети, получающие питание с одной стороны от одного центра питания ЦП (рис. 2.1). Как правило, такую конфигурацию имеют распределительные сети местного значения, напряжение которых не превышает 35 кВ, что позволяет при расчетах не учитывать поперечные проводимости схем замещения элементов сети.

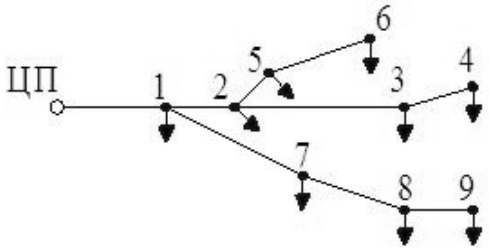


Рис. 2.1.

Поскольку распределение мощностей в разомкнутой сети принудительное, потокораспределение находится из условия баланса мощностей в узлах. При этом, как правило, начинают с концевых участков и путем сложения мощностей нагрузок движутся от узла к узлу вплоть до головного участка. Например, для сети, приведенной на рис. 2.1, концевыми являются участки 3-4, 5-6 и 8-9.

Мощности этих участков без учета нагрузки равны мощностям нагрузок, подключенных к узлам 4, 6 и 9 соответственно.

Мощности участков 2-5, 2-3 и 7-8

$$\underline{S}'_{2\text{-}3}=\underline{S}'_{3\text{-}4}+\underline{S}_3,\ \ \underline{S}'_{2\text{-}5}=\underline{S}'_{5\text{-}6}+\underline{S}_5,\ \ \underline{S}'_{7\text{-}8}=\underline{S}'_{8\text{-}9}+\underline{S}_8.$$

Сети с двусторонним питанием относятся к простым замкнутым сетям. В таких сетях энергия подается потребителям с двух сторон. На рисунке 2.2. приведены примеры конфигураций простых замкнутых сетей: кольцевая (рис. 2.2, а); двойная кольцевая (рис. 2.2, б); замкнутая одинарная, опирающая на два ЦП (рис. 2.2, в); замкнутая двойная, опирающаяся на два ЦП (рис. 2.2, г) [5].

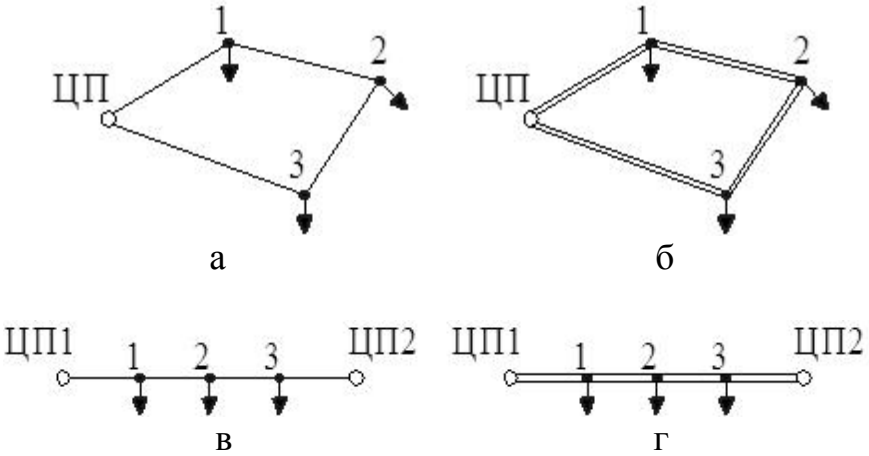


Рис. 2.2.

В двойных и одинарных сетях мощности участков одинаковы, различаются мощности цепей (мощности цепей в двойной сети в два раза меньше чем в одинарной для тех же нагрузок). Кольцевая схема приводится к сети, опирающейся на два ЦП, «разрезанием» схемы по источнику питания.

Рассмотрим расчет сети с двусторонним питанием, опирающейся на два ЦП, обозначенные *A* и *B* (рис. 2.3).

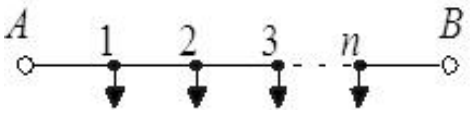


Рис. 2.3.

Если заданы сопротивления участков сети и мощности (токи) нагрузок, то при одинаковом напряжении питающих пунктов мощность головного участка *A*-1, т.е. мощность, вытекающую из центра питания *A* (рис. 2.3), можно определить по формуле [1, 3]

$$\underline{S}^*_{A-1}=\frac{\underline{S}^*_1(\underline{Z}_{1-2}+\underline{Z}_{2-3}+\underline{Z}_{3-4}+...+\underline{Z}_{n-B})+\underline{S}^*_2(\underline{Z}_{2-3}+\underline{Z}_{3-4}+...+\underline{Z}_{n-B})+...+\underline{S}^*_n\underline{Z}_{n-B}}{\underline{Z}_{A-1}+\underline{Z}_{1-2}+\underline{Z}_{2-3}+...+\underline{Z}_{n-B}} \qquad (2.1)$$

Верхний индекс «*» указывает на то, что в формулу подставляются сопряжённые значения мощностей. Мощность второго головного участка находят по аналогичной формуле, после чего проводят проверку балланса мощностей. Эта

проверка заключается в выполнении условия равенства суммы мощностей головных участков и суммы мощностей всех нагрузок сети

$$\underline{S}_{A\text{-}1}+\underline{S}_{n\text{-}B}=\underline{S}_1+\underline{S}_2+\ldots+\underline{S}_n. \qquad (2.2)$$

Мощности остальных участков сети можно найти, вычитая из значения мощности головного участка значения мощностей соответствующих нагрузок. В результате расчёта мощности отдельных участков могут оказаться отрицательными, это означает, что по этим участкам протекает мощность из пункта A_2. Точки, в которых подтекающая со всех сторон мощность полностью потребляется, называются *точками токораздела*. Точек токораздела в сетях с двусторонним питанием может быть две: по активным мощностям и по реактивным.

Возможны частные случаи, значительно упрощающие приведённые выше формулы. На начальном этапе проектирования, когда еще не выбраны типы проводов участков, сечения принимают одинаковыми во всей сети. В этом случае для определения мощностей головных участков в формуле (2.1) вместо сопротивлений участков можно воспользоваться их длинами. Тогда вместо одного комплексного выражения получим два отдельных для активной и реактивной мощностей, что гораздо упрощает расчеты.

В отдельных случаях, например для кабельных сетей, индуктивным сопротивлением можно пренебречь. Тогда, поскольку сопротивления участков становятся чисто активными, можно так же отдельно проводить вычисления по активной и реактивной мощностям.

Пример. Рассчитать потокораспределение мощностей участков сети с двумя центрами питания *A* и *B*, схема которой приведена на рис. 2.4. Мощности нагрузок заданы: $\underline{S}_1$=8+j3МВА, $\underline{S}_2$=18+j7МВА, $\underline{S}_3$=14+j6МВА, $\underline{S}_4$=24+j10МВА. Длины участков приведены на рис. 2.4. При расчете принять сечения всех участков одинаковыми. Напряжения центров питания так же одинаковы.

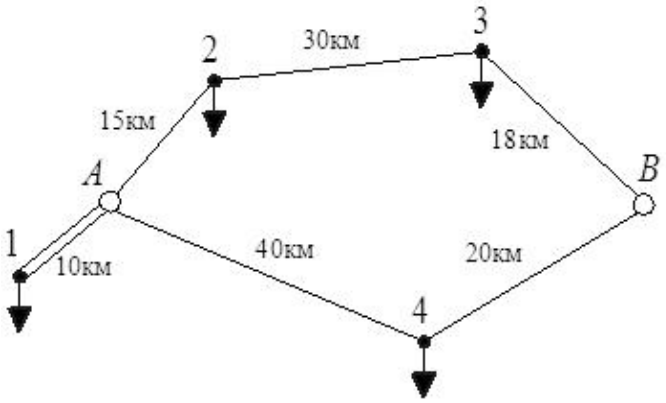
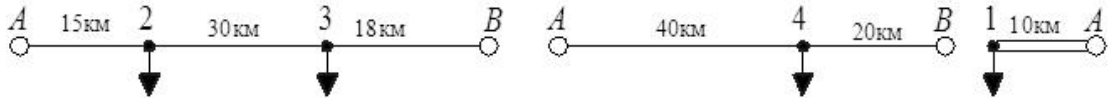


Рис. 2.4

Р е ш е н и е. Сеть имеет довольно сложную конфигурацию, однако схему можно упростить если условно разрезать ее по источникам питания. В резуль-

тате получим три расчетные типовые схемы: две замкнутые одинарные сети, опирающиеся на два ЦП (рис. 2.5, а, б) и двойную радиальную сеть (рис. 2.5, в)



а б в

Рис. 2.5.

По условию задачи, сечения всех участков одинаковы. Это позволяет производить расчет мощностей головных участков схем *а* и *б* по формуле (2.1) отдельно по активной и реактивной мощностям, используя вместо сопротивлений участков их длины.

Рассчитываем мощности участков *A*-2, *B*-3, *A*-4, *B*-4:

$$P_{A-2} = \frac{P_2(l_{2-3} + l_{B-3}) + P_3 l_{B-3}}{l_{A-2} + l_{2-3} + l_{B-3}} = \frac{18 \cdot 48 + 14 \cdot 18}{63} = 17{,}7 \text{ МВт},$$

$$Q_{A-2} = \frac{Q_2(l_{2-3} + l_{B-3}) + Q_3 l_{B-3}}{l_{A-2} + l_{2-3} + l_{B-3}} = \frac{7 \cdot 48 + 6 \cdot 18}{63} = 7 \text{ МВар},$$

$$P_{B-3} = \frac{P_3(l_{2-3} + l_{A-2}) + P_2 l_{A-2}}{l_{A-2} + l_{2-3} + l_{B-3}} = \frac{14 \cdot 45 + 18 \cdot 15}{63} = 14{,}3 \text{ МВт},$$

$$Q_{B-3} = \frac{Q_3(l_{2-3} + l_{A-2}) + Q_2 l_{A-2}}{l_{A-2} + l_{2-3} + l_{B-3}} = \frac{6 \cdot 45 + 7 \cdot 15}{63} = 6 \text{ МВар},$$

$$P_{A-4} = \frac{P_4 l_{A-4}}{l_{A-4} + l_{B-4}} = \frac{24 \cdot 20}{60} = 8 \text{ МВт},$$

$$Q_{A-4} = \frac{Q_4 l_{A-4}}{l_{A-4} + l_{B-4}} = \frac{10 \cdot 20}{60} = 3{,}3 \text{ МВар},$$

$$P_{B-4} = \frac{P_4 l_{B-4}}{l_{A-4} + l_{B-4}} = \frac{24 \cdot 40}{60} = 16 \text{ МВт},$$

$$Q_{B-4} = \frac{Q_4 l_{B-4}}{l_{A-4} + l_{B-4}} = \frac{10 \cdot 40}{60} = 6{,}7 \text{ МВар}.$$

Осуществляем проверку баланса активных и реактивных мощностей для схемы *а*

$P_{A\text{-}2}+P_{B\text{-}3}=P_2+P_3$, 32 МВт=32 МВт – равенство верно.

$Q_{A\text{-}2}+Q_{B\text{-}3}=Q_2+Q_3$, 13 МВар=13 МВар – равенство верно.

Осуществляем проверку баланса активных и реактивных мощностей для схемы б

$P_{A\text{-}4}+P_{B\text{-}4}=P_4$, 24 МВт=24 МВт – равенство верно.

$Q_{A\text{-}4}+Q_{B\text{-}4}=Q_4$, 10 МВар=10 МВар – равенство верно.

Из условия баланса мощностей в узлах находим мощности участка 2-3:

$P_{2\text{-}3}= P_{A\text{-}2}–P_2$=17,7–18=–0,3 МВт,

$Q_{2\text{-}3}=Q_{A\text{-}2}–Q_2$=7–7=0 МВар.

Схема в представляет собой сеть с односторонним питанием. Мощности участка A-1

$P_{A\text{-}1}=P_1=8$ МВт, $Q_{A\text{-}1}=Q_1=3$ МВар.

О т в е т: $\underline{S}_{A\text{-}1}=8+j3$МВА, $\underline{S}_{A\text{-}2}=17{,}7+j7$МВА, $\underline{S}_{2\text{-}3}=0{,}3$МВА, $\underline{S}_{B\text{-}3}=14{,}3+j6$МВА, $\underline{S}_{A\text{-}4}=8+j3{,}3$МВА, $\underline{S}_{B\text{-}4}=16+j6{,}7$МВА.

3. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СЕТИ

При проектировании электрической сети одним из наиболее важных вопросов является выбор номинального напряжения. С одной стороны, чем выше напряжение передачи, тем меньше потери мощности и напряжения. С другой стороны, большая часть электроэнергии потребляется на напряжении 0,4 кВ, и увеличение напряжения передачи приводит к необходимости дополнительных трансформаций напряжения. Кроме того, чем выше напряжение оборудования, тем оно дороже и сложнее в эксплуатации. Таким образом, возникает задача поиска оптимального значения напряжения передачи.

Основными параметрами, определяющими целесообразное значение напряжения сети, являются дальность передачи и активная мощность, передаваемая по сети. Ориентировочные значения напряжений можно получить, используя эмпирические таблицы, графики или формулы. Ниже приведены наиболее часто используемые эмпирические формулы.

Формула Стилла дает приемлемые результаты при длинах линий не более 250 км и максимальной мощности 60 МВт:

$$U = 4{,}84\sqrt{l + 16P} \tag{3.1}$$

Формула Илларионова применяется для большой дальности передачи и значительных мощностей:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}} \tag{3.2}$$

В этих выражения l – длина линии (участка сети), км; P – мощность, передаваемая по линии (участку сети), МВт. В результате расчетов получим напряжение, измеряемое в кВ.

Для линии принимают номинальное напряжение, ближайшее к расчетному. ГОСТ 721-77 устанавливает следующий ряд номинальных напряжений электрических сетей общего назначения переменного напряжения частоты 50 Гц, кВ: (3); 6; 10; 20; 35; 110; (150); 220; 330; 500; 750; 1150. Напряжения, указанные в скобках, не рекомендуются для вновь проектируемых сетей.

При выборе номинального напряжения сети необходимо так же учитывать следующие условия:

1. Для различных регионов России характерны свои системы напряжений. Для ОЭС Северо-запада характерна система 110 (150) – 330 – 750 кВ, для остальных ОЭС система 110 – 220 – 500 кВ.

2. Как правило, проектируемая сеть опирается на уже существующие центры питания, поэтому при выборе напряжения сети необходимо отталкиваться от тех значений напряжений, на которых сеть может получать электроэнергию.

3. Варианты проектируемой электрической сети или отдельные ее участки могут иметь разные номинальные напряжения. Однако, для простых замкнутых сетей нецелесообразным является введение дополнительной ступени трансформации, и определяющим является уровень напряжения на головных участках.

Пример. Выбрать номинальное напряжение для участков сети, схема которой приведена на рис. 3.1. Длины участков $l_{A\text{-}1}$=41,2 км, $l_{1\text{-}4}$=67,1 км, $l_{B\text{-}4}$=41,2 км, $l_{A\text{-}3}$=70,7 км. Активные мощности участков $P_{A\text{-}1}$=20,9 МВт, $P_{1\text{-}4}$=4,1 МВт, $P_{B\text{-}4}$=14,1 МВт, $P_{A\text{-}3}$=40 МВт.

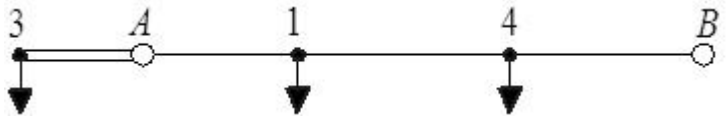


Рис. 3.1.

Р е ш е н и е. Расчет производим по формуле (3.1):

$$U_{A-1} = 4{,}34\sqrt{l_{A-1} + 16P_{A-1}} = 4{,}34\sqrt{41{,}2 + 16 \cdot 20{,}9} = 84{,}1 \text{ кВ};$$

$$U_{1-4} = 4{,}34\sqrt{l_{1-4} + 16P_{1-4}} = 4{,}34\sqrt{67{,}1 + 16 \cdot 4{,}1} = 50 \text{ кВ};$$

$$U_{B-4} = 4{,}34\sqrt{l_{B-4} + 16P_{B-4}} = 4{,}34\sqrt{41{,}2 + 16 \cdot 14{,}1} = 70{,}9 \text{ кВ};$$

$$U_{A-3} = 4{,}34\sqrt{l_{A-3} + 16P_{A-3}} = 4{,}34\sqrt{70{,}7 + 16 \cdot 40} = 115{,}7 \text{ кВ}.$$

Для участков А-1, 1-4, В-4, являющихся частью сети с двухсторонним питанием целесообразно принять одинаковое напряжение, ближайшее к среднему значению.

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{A-1} + U_{1-4} + U_{B-4}}{3} = \frac{84{,}1 + 50 + 70{,}9}{3} = 68 \text{ кВ}.$$

Принимаем $U_{\text{н}}$ = 35 кВ.

Для участка А-3 принимаем $U_{\text{н}}$ = 110 кВ.

4. ВЫБОР ПРОВОДОВ ЛИНИЙ

Основным критерием, по которому при проектировании выбирают провода и кабели, является минимальное значение годовых приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию линии электропередач. В общем случае провода и кабели различаются материалом токоведущей части и ее сечением. На основе имеющегося опыта эксплуатации и проектирования для линий электропередач

на напряжение 35 кВ применяются алюминиевые провода. Линии электропередачи напряжением 110-500 кВ выполняются из сталеалюминевых проводов.

В этих условиях выбору подлежат лишь сечения проводов. Сечение проводов электрической сети должны выбираться так, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение сети, прямо пропорциональными сечению, и расходами на потери энергии, уменьшающимися при увеличении сечений.

Согласно Правил устройства электроустановок (ПУЭ) упрощенный выбор сечений осуществляется по экономической плотности тока:

$$F_{\text{р}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{э}}} \tag{4.1}$$

где $I_{\text{р}}$ – расчетный ток нормального рабочего режима; $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока для заданных условий работы линий (табл. 4.1).

Расчетный ток $I_{\text{р}}$ определяется по мощности, протекающей по рассматриваемому участку линии в режиме наибольших нагрузок

$$I_{\text{р}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi}, \tag{4.2}$$

где S – полная мощность участка; P – активная мощность; $cos\varphi$ – коэффициент мощности сети.

Таблица4.1

Проводники \ T_{max}	1000-3000	3000-5000	5000-8700
$j_э$ для медных проводов	2.5	2.1	1.8
$j_э$ для алюминиевых проводов	1.3	1.1	1.0

Сечение, полученное по формуле 4.1 округляется до ближайшего стандартного (ГОСТ 839-80), которое и принимается для дальнейших расчетов.

Применение сталеалюминевых проводов с различным сечением стальной части определяется климатическими условиями района, где сооружается линия. Чем меньше толщина стенки гололеда, тем меньше сечение стального сердечника может быть выбрано для провода.

На линиях напряжением свыше 1000 В, по условиям механической прочности, должны применяться многопроволочные провода и тросы, сечения которых не менее 35мм^2 для алюминиевых и 25мм^2 для сталеалюминевых.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличение тока, при авариях или ремонтах, в каких либо элементах сети, а рассматривать только нормальный рабочий режим. Например, для двухцепной линии потоки мощности устанавливаются исходя из нормальной работы обеих ее цепей. Поэтому, выбирая сечение такой линии, следует считать, что по каждой ее цепи длительно передается половина суммарной мощности.

Пример. Выбрать провода линий для сети изображенной на рис. 3.1. Номинальное напряжение всех участков $U_{\text{н}}$=110 кВ. Мощности участков $\underline{S}_{A\text{-}1}$=20,9+$j$15,9 МВА, $\underline{S}_{1\text{-}4}$=4,1+$j$4,1 МВА, $\underline{S}_{B\text{-}4}$=14,1+$j$9,1 МВА, $\underline{S}_{A\text{-}3}$=40+$j$0 МВА. Число часов использования максимума нагрузки $T_{\text{м}}$=5200 ч

Р е ш е н и е. На основании рекомендации ПУЭ и «Рекомендаций по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» (утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года № 284) выпор сечений проводов будем производить по методу экономической плотности тока, в основе которого лежит выражение (4.1)

Определим токи, протекающие по участкам в нормальном режиме.

$$I_{A-1} = \frac{\sqrt{P_{A-1}^2 + Q_{A-1}^2}}{\sqrt{3}U_н} = \frac{\sqrt{20{,}9^2 + 15{,}9^2}}{\sqrt{3}\cdot 110} = 138 \text{ А};$$

$$I_{1-4} = \frac{\sqrt{P_{1-4}^2 + Q_{1-4}^2}}{\sqrt{3}U_н} = \frac{\sqrt{4{,}1^2 + 4{,}1^2}}{\sqrt{3}\cdot 110} = 30 \text{ А};$$

$$I_{B-4} = \frac{\sqrt{P_{B-4}^2 + Q_{B-4}^2}}{\sqrt{3}U_н} = \frac{\sqrt{14{,}1^2 + 9{,}1^2}}{\sqrt{3}\cdot 110} = 88 \text{ А};$$

$$I_{A-3} = \frac{\sqrt{P_{A-3}^2 + Q_{A-3}^2}}{\sqrt{3}U_н} = \frac{\sqrt{40^2 + 0^2}}{\sqrt{3}\cdot 110} = 210 \text{ А}.$$

Принимаем к установке сталеалюминиевые провода марки АС. Для неизолированных алюминиевых проводов при $T_м$ = 5200 ч экономическая плотность тока $j_э$= 1,0 А/мм² (табл. 4.1). Находим расчетные сечения проводов по (4.1)

$$F_{рA-1} = \frac{I_{A-1}}{j_э} = \frac{138}{1{,}0} = 138 \text{ мм}^2;$$

$$F_{р1-4} = \frac{I_{1-4}}{j_э} = \frac{30}{1{,}0} = 30 \text{ мм}^2;$$

$$F_{р4-B} = \frac{I_{4-B}}{j_э} = \frac{88}{1{,}0} = 88 \text{ мм}^2.$$

Так как участок А-3 выполнен двухцепной линией,

$$F_{рA-3} = \frac{I_{A-3}}{2j_э} = \frac{210}{2\cdot 1{,}0} = 105 \text{ мм}^2.$$

Из стандартного ряда выбираем провода с сечением, ближайшим к расчётному [9, табл. 7.35]:

A-1: АС-150/19;
1-4: АС-35/6,2;
4-*B*: АС-95/16;
A-3: 2×АС-95/16.

5. ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ

Выбранные по экономическим критериям сечения необходимо проверить по техническим ограничениям. В общем случае проводятся следующие проверки [1]:

а) проверка по условиям потерь на корону;

б) проверка на механическую прочность;

в) проверка по допустимому нагреву;

г) проверка по потерям и отклонениям напряжения;

д) проверка по термической устойчивости к токам короткого замыкания.

Рассмотрим подробно первые три проверки.

Проверка выбранных сечений *по условиям потерь на корону* проводится для воздушных линий электропередачи напряжением выше 35 кВ, которые прокладываются по трассам свыше 1000 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка по условиям короны и уровню радиопомех не производится, если количество проводов в фазе и их диаметр равны или больше минимально допустимых сечений и диаметров проводов по условиям короны которые приведены в табл. 5.1

Таблица 5.1

Номинальное напряжение, кВ	Количество проводов в фазе	Диаметр провода, мм	Сечение, мм^2
110	1	11.4	70/11
150	1	15.2	120/19
220	1	21.6	240/39
330	2	21.6	240/39
500	3	17.1	150/24

Проверка сечений *по механической прочности* требует отдельного довольно объёмного расчета [2, 4, 10], поэтому ограничимся рассмотрением проверки по условию механической прочности опор.

Так как на сооружение ВЛ должны применяться унифицированные или типовые опоры, выбранные сечения должны находиться в границах используемых сечений для каждого типа применяемых опор.

Если расчетное сечение участка сети превысит верхнюю границу использования максимального сечения проводов ВЛ, для выбранного класса напряжения, то следует рассмотреть вариант усиления сети(переход на высший класс напряжения или использование двухцепной линии).

В табл. 5.2 приведены границы использования марок проводов для унифицированных опор в зависимости от класса напряжения.

Таблица 5.2

Напряжение, кВ	Минимальное сечение, мм^2	Максимальное сечение, мм^2	Материал опоры
35	АС70/11 АС95/16 АС50/8	АС150/24 АС150/24 АС150/24	Сталь Жел.бетон Дерево
110	АС70/11 АС70/11 АС70/11	АС240/32 АС240/32 АС185/29	Сталь Жел.бетон Дерево
220	АС300/39 АС300/39 АС300/39	АС400/51 АС400/51 АС500/64	Сталь Жел.бетон Дерево

Проверка *по допустимому нагреву* производится по условию

$$I_м \le I_{доп}, \qquad (5.1)$$

где $I_м$ – наибольший из средних за полчаса токов лини в нормальном, послеаварийном и ремонтном режимах; $I_{доп}$ – допустимый длительный ток провода с учетом поправочных коэффициентов на условия прокладки и температуру окружающей среды.

В простых замкнутых сетях $I_м$ определяют из условий наиболее тяжелого режима работы сети:

- отключение самых нагруженных участков для одноцепных линий;
- отключение одной цепи для двухцепной линии.

$$I_м = \frac{S_м}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{P_м}{\sqrt{3} \cdot U_н \cdot \cos\varphi} \qquad (5.2)$$

Пример. Провести проверку выбранных сечений для сети, схема которой приведена на рис 5.1, по условию потерь на корону, по механической прочности опор, а так же по нагреву. Мощности нагрузок $\underline{S}_1$=25+j20 МВА, $\underline{S}_3$=40 МВА, $\underline{S}_4$=10+j5 МВА, номинальное напряжение сети $U_н$=110 кВ. Участки выполнены следующими проводами на стальных опорах: *А*-1 – АС 185/24, 1-4 – АС 35/6,2, 4-*В* – АС 120/19, *А*-3 – 2×АС 120/19.

Рис. 5.1.

Р е ш е н и е. Проводим проверку по условию потерь на корону. Для напряжения 110 кВ минимально допустимое значение диаметра провода равно 11,4 мм, что соответствует проводу АС 70/11 (табл. 5.1). Сечения проводов на всех участках сети, за исключением участка 1-4, больше минимально допустимого. Для участка 1-4 принимаем провод АС 70/11.

По условию механической прочности опор для линий напряжением 110 кВ (табл. 5.2) предельно допустимым сечением является сечение 240 мм². Сечения проводов на всех участках не превышают предельного значения.

Для проверки сечений по нагреву рассмотрим все режимы, при которых токи участков имеют максимальное значение – это послеаварийные режимы при повреждении головных участков *А*-1 и 4-*В*, а также при повреждении одной из цепей участка *А*-3. Расчетные схемы послеаварийных режимов приведены на рис. 5.2.

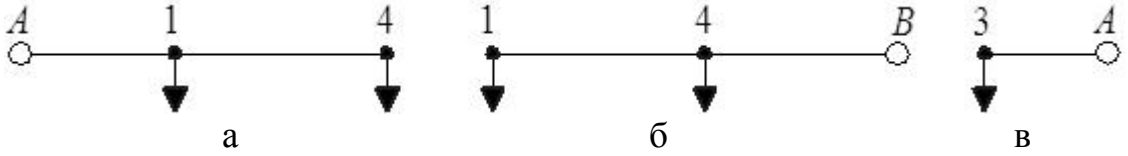


Рис. 5.2.

В случае повреждения участка 4-*B*, система станет разомкнутой с одним источником питания *A* (рис. 5.2, а). Рассчитываем аварийные мощности и токи для этого случая:

$$P_{1\text{-}4\ ав} = P_4 = 10\ \text{МВт},\ \ Q_{1\text{-}4\ ав} = Q_4 = 5\ \text{Мвар};$$

$$I_{1-4ав} = \frac{\sqrt{10^2 + 5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 59\ \text{А}.$$

$$P_{A\text{-}1\ ав} = P_4 + P_1 = 10+25 = 35\ \text{МВт},\ \ Q_{A\text{-}1\ ав} = Q_4 + Q_1 = 5+20 = 25\ \text{Мвар};$$

$$I_{A-1ав} = \frac{\sqrt{35^2 + 25^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 226\ \text{А}.$$

Проверяем выполнение условия (5.1). На участке 1-4 для провода АС 70/11 длительно допустимый ток $I_{доп.\ табл.}$ =265 А [5], [8], [11]. Сравниваем послеаварийный ток с допустимым, принимая поправочные коэффициенты равными единице, 59 А < 265 А. Условие проверки выполняется.

На участке *A*-1 для провода АС 185/24 длительно допустимый ток $I_{доп.\ табл.}$ =520 А [5], [8], [11]. Сравниваем послеаварийный ток с допустимым, принимая поправочные коэффициенты равными единице, 226 А < 520 А. Условие проверки выполняется.

В случае повреждения участка *A*-1, система станет разомкнутой с одним источником питания *B* (рис. 5.2, б). Рассчитываем аварийные мощности и токи для этого случая:

$$P_{1\text{-}4\ ав} = P_1 = 25\ \text{МВт},\ \ Q_{1\text{-}4\ ав} = Q_1 = 20\ \text{Мвар};$$

$$I_{1-4ав} = \frac{\sqrt{25^2 + 20^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 168\ \text{А}.$$

$$P_{4\text{-}B\ ав} = P_1 + P_4 = 25+10 = 35\ \text{МВт},\ \ Q_{4\text{-}B\ ав} = Q_1 + Q_4 = 20+5 = 25\ \text{Мвар};$$

$$I_{4-Bав} = \frac{\sqrt{35^2 + 25^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 226\ \text{А}.$$

Проверяем выполнение условия (5.1). На участке 1-4 для провода АС 70/11 длительно допустимый ток $I_{доп.\ табл.}$ =265 А [5], [8], [11]. Сравниваем послеаварийный ток с допустимым, принимая поправочные коэффициенты равными единице, 168 А < 265 А. Условие проверки выполняется.

На участке 4-*B* для провода АС 120/19 длительно допустимый ток $I_{доп.\ табл.}$ =390 А [5], [8], [11]. Сравниваем послеаварийный ток с допустимым, принимая поправочные коэффициенты равными единице, 226 А < 390 А. Условие проверки выполняется.

Пусть повреждена одна из цепей участка *A*-3 (рис. 5.2, в). Тогда по одной цепи будет протекать мощность и ток всего участка

$$P_{A\text{-}3\ ав} = P_3 = 40\ \text{МВт},\ \ Q_{A\text{-}3\ ав} = Q_3 = 0\ \text{Мвар};$$

$$I_{A-3ав} = \frac{\sqrt{40^2 + 0^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210\ \text{А}.$$

На участке *A*-3 для провода АС 120/19 длительно допустимый ток $I_{доп.\ табл.}$ =390 А [5], [8], [11]. Сравниваем послеаварийный ток с допустимым, принимая

поправочные коэффициенты равными единице, 210 А < 390 А. Условие проверки выполняется.

Таким образом, по результатам проверки на участке 1-4 вместо провода АС 35/6,2 был принят провод АС 70/11, провода остальных участков прошли проверку.

6. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ

При выборе трансформаторов, как правило, определяющим условием является не экономический критерий, а нагрузочная способность, то есть мощность трансформаторов следует выбирать по допустимой нагрузке.

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается установка двух трансформаторов, большее их число устанавливают в специальных случаях.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции, при этом необходимо учитывать:

заполнение суточного графика нагрузки;

продолжительность максимума нагрузки;

летние недогрузки трансформаторов;

зимние температуры воздуха;

перегрузочные способности трансформаторов в зависимости от системы охлаждения.

При отсутствии подробной информации о графиках нагрузки подстанций (что имеет место в данном курсовом проекте) допускается упрощённый выбор трансформаторов, в котором мощность каждого из двух трансформаторов выбирается по двум условиям [5]:

1. по загрузке в нормальном режиме:

$$S_{Тном} \geq \frac{S_m}{2}; \tag{8.1}$$

2. по перегрузке в послеаварийном режиме:

$$S_{Тном} \geq \frac{k_{1-2} S_m}{k_{ав}}, \tag{8.2}$$

S_m– максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме;

$k_{ав}$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийных случаях;

$k_{1\text{-}2}$ – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1 и 2 категорий надёжности и нагрузку третьей категории, которую невозможно отключить по каким-либо причинам.

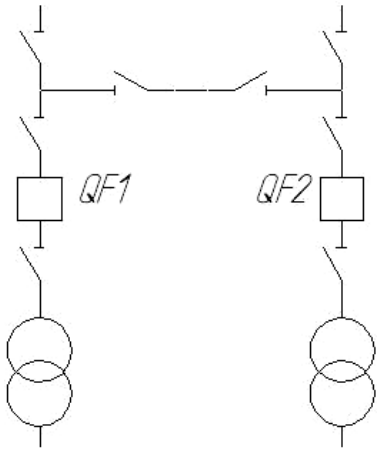
Значение $k_{ав}$ в соответствии с ПУЭ берётся равным 1,4, что предусматривает перегрузку трансформатора на 40% в течение не более 5 суток на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки.

7. ВЫБОР СХЕМ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ И КОММУТАЦИОННЫХ СХЕМ

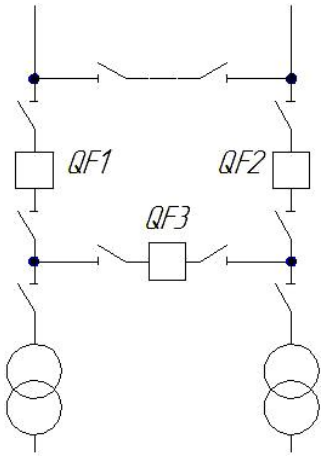
В зависимости от способа присоединения сети различают следующие типы подстанций: тупиковые, ответвительные, проходные и узловые. Ответвительные и проходные подстанции располагаются, как правило, между двумя центрами питания, поэтому их объединяют термином «промежуточные». Через шины проходных и узловых подстанций осуществляется переток мощностей, поэтому их так же называют транзитными.

К сети трансформаторы подстанций присоединяются посредством коммутационных аппаратов. Схемы присоединений называются коммутационными или схемой распределительного устройства (РУ). Для подстанций свыше 35 кВ разработаны типовые коммутационные схемы, каждая из которых имеет свою область применения. На рис. 7.1 приведены упрощенные схемы некоторых типовых РУ двухтрансформаторных подстанций.

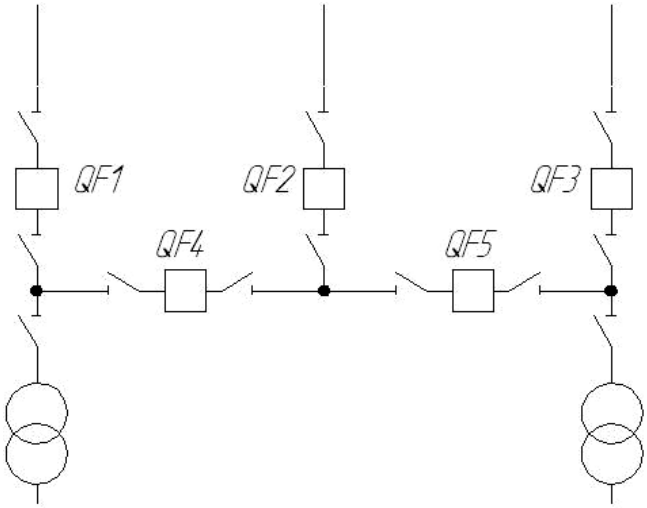
Схема 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» применяется для тупиковых подстанций 35-220 кВ. Схема 5Н «мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепях трансформаторов» применяется для проходных подстанций 35-220 кВ. Схема 6Н «сдвоенный мостик с выключателями в цепях трансформаторов» – для узловых подстанций 35 кВ. Схема 7 «четырехугольник» для проходных подстанций 220-750 кВ. Схема 8 «расширенный четырехугольник для узловых подстанций 220-330 кВ.



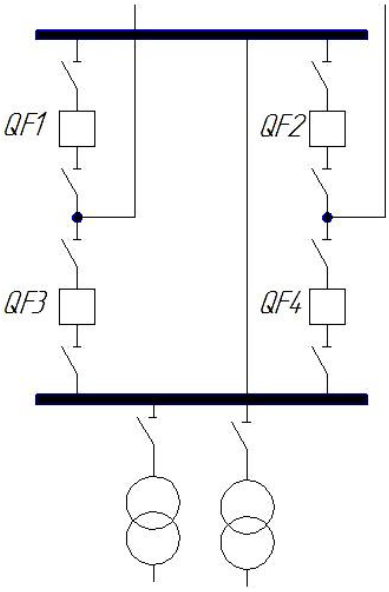
4Н



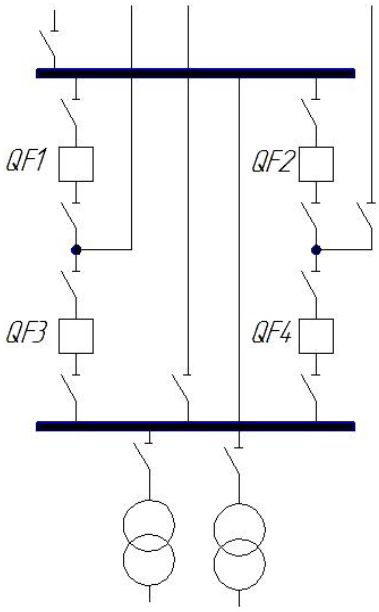
5Н



6Н



7



8

Рис. 7.1.

8. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ И СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СЕТИ

В условиях рыночных отношений между производителями и потребителями электрической энергии выбор варианта развития электрической сети должен учитывать множество факторов, среди которых необходимо назвать следующие [5]:

1) срок строительства электрической сети;
2) начальные капитальные затраты на её сооружение;
3) темпы инфляции и рост стоимости затрат за время сооружения;
4) учетную ставку банка за выданную ссуду на сооружение сети;
5) тариф на электроэнергию и его изменение;
6) эксплуатационные расходы за весь срок службы.

Однако при упрощенных расчетах экономическим критерием, по которому определяют наиболее выгодный вариант сети, может являться минимум приведённых затрат, вычисляемый по формуле:

$$З = E_н \cdot К + И, \quad (8.1)$$

где К – капитальные вложения; $E_н$ – нормативный коэффициент (для вновь проектируемых сетей $E_н$=0,15); И– издержки за весь срок службы электрической сети.

Капитальные вложения можно представить как сумму капитальных вложений в подстанции $К_{пс}$ и капитальных вложений в линии $К_л$:

$$К= К_{пс}+ К_л, \quad (8.2)$$

Капитальные вложения в подстанции определяются как

$$К_{пс}=К_т+К_{ОРУ}+К_{пост}, \quad (8.3)$$

где $К_т$ – капитальные вложения в трансформаторы [8, табл. 7.20]; $К_{ОРУ}$ – капитальные вложения в открытое распределительное устройство [8, табл. 7.18]; $К_{пост}$ – постоянная часть затрат [8, табл. 7.30],

Капитальные вложения в линию можно принять по [8, табл. 7.4]

Издержки без учета стоимости потерь электроэнергии и ущерба можно определить как сумму амортизационных расходов $И_а$ и эксплуатационных расходов $И_э$

$$И=И_а+И_э. \quad (8.4)$$

Амортизационные расходы

$$И_а =k_а \cdot К, \quad (8.5)$$

где $k_а$ – коэффициент амортизации для линий и подстанций [8, табл. 6.1].

Эксплуатационные расходы

$$И_э =k_э \cdot К, \quad (10.6)$$

где $k_э$ – коэффициент эксплуатационных затрат [8, табл. 6.2].

Технико-экономический расчёт проводится для всех вариантов сети. Наиболее выгодный вариант определяется по критерию минимума приведённых затрат З. В случае если разница показателей З вариантов не превышает 5%, выбор осуществляется исходя из других соображений (экологичность, эстетичность и т.п.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Блок В.М. Электрические сети и системы. т. – М.: Высшая школа, 1986. – 430 с.

2. Буслова Н.В. и др. Электрические системы и сети. – Киев, Высшая школа, 1986. – 584 с.

3. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.

4. Идельчик В.И.. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

5. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учеб. пособие. – М.: Университетская книга; Логос, 2006. – 254 с.

6. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ: учебно-производственное издание: в 6-ти Т. / под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М.: Энергия Т. 1 – 6. – 2008.

7. ПУЭ

8. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352с.

9. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – 4-е изд,, перераб и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

10. Электрические системы и сети: Учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.

11. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ. 2004. – 964 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....…….3
1. ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ…….....4
2. ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ В ЛИНИЯХ…….....4
3. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СЕТИ……8
4. ВЫБОР ПРОВОДОВ ЛИНИЙ……9
5. ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ……..……..11
6. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ……15
7. ВЫБОР СХЕМ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ И
КОММУТАЦИОННЫХ СХЕМ……..16
8. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ И СРАВНЕНИЕ
ВАРИАНТОВ СЕТИ……..……..…….18
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ……19