



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

П. В. Лычев, К. М. Медведев

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
по курсовому проектированию
для студентов специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Гомель 2016

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73
Л88

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 3 от 24.11.2015 г.)*

Рецензент: доц. каф. «Автоматизированный электропривод» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. технн. наук, доц. *В. В. Брель*

Лычев, П. В.
Л88 Электроэнергетические системы : учеб.-метод. пособие по курсовому проектированию для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» днев. формы обучения / П. В. Лычев, К. М. Медведев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2016. – 25 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит краткие теоретические сведения и порядок выполнения по десяти разделам курсового проекта, в которых приводится алгоритм выбора основных технических решений при проектировании электрической сети.

Для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети».

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2016

СОДЕРЖАНИЕ

1. Разработка вариантов конфигурации электрической сети и выбор лучших.....	4
2. Выбор номинального напряжения сети.....	6
3. Приближенные расчёты потокораспределения в режиме наибольших нагрузок нормального и послеаварийных режимов.....	8
4. Выбор площади сечений проводов.....	10
5. Выбор числа и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях.....	13
6. Формирование однолинейной схемы электрической сети.....	16
7. Выбор конструкции фазы и материала опор.....	17
8. Техничко-экономическое сравнение вариантов.....	18
9. Электрические расчёты характерных режимов электрической сети.....	22
10. Оценка достаточности регулировочного диапазона трансформаторов из условия встречного регулирования напряжения.....	24
Литература.....	25

1. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ВЫБОР ЛУЧШИХ

Как известно, электрические сети по признаку конфигурации делятся на разомкнутые, замкнутые и смешанные.

До построения конфигурации сети необходимо составить топологическую схему взаимных расположений источников питания и узлов нагрузок в соответствии с заданием. На данную схему следует нанести мощности источников, а для узлов нагрузок мощности и категории потребителей по надежности. В соответствии с заданным масштабом на топологическую схему наносятся расстояния между узлами проектируемой сети (рис. 1).

При построении конфигураций сети (разомкнутых, замкнутых или смешанных) для обеспечения предъявляемых к ним требований (надежность, экономичность и гибкость в разных режимах) можно рекомендовать следующее:

- стремиться к передаче электроэнергии от источников к потребителям по кратчайшему пути;
- по возможности исключить потоки мощности в направлениях к источнику питания;
- в замкнутую сеть целесообразно включать узлы нагрузки примерно одинаковой мощности и по возможности не допускать в ней малозагруженных линий большой длины;
- для обеспечения требуемой надежности в разомкнутой сети электроснабжение потребителей I категории необходимо обеспечить по двум линиям, II категории – по двум линиям или одной двухцепной линии, а к потребителям III категории допускается прокладка одной линии, если время устранения повреждения не превышает одних суток;
- в замкнутой сети для потребителей любой категории, включенных в нее, достаточно одной линии с каждого из двух направлений.

В числе разработанных должны быть варианты разомкнутой и смешанной или замкнутой сети (рис. 2).

Для выбора лучших вариантов на данном этапе в качестве критерия сопоставления в первую очередь рекомендуется использовать минимальную суммарную длину линий. В числе двух лучших вариантов необходимо оставить по одному варианту разомкнутой сети и замкнутой или смешанной сети.

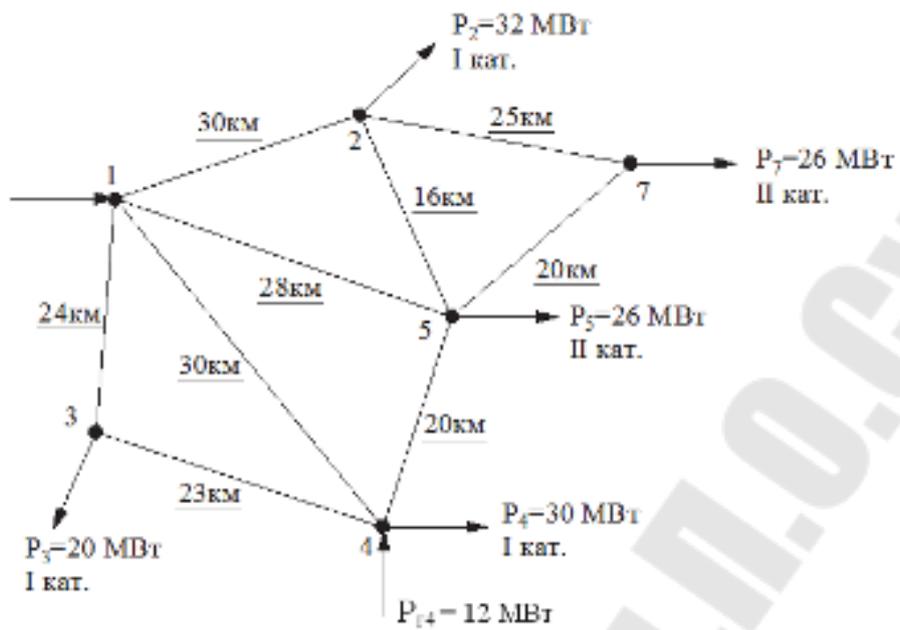


Рис. 1 Топологическая схема сети

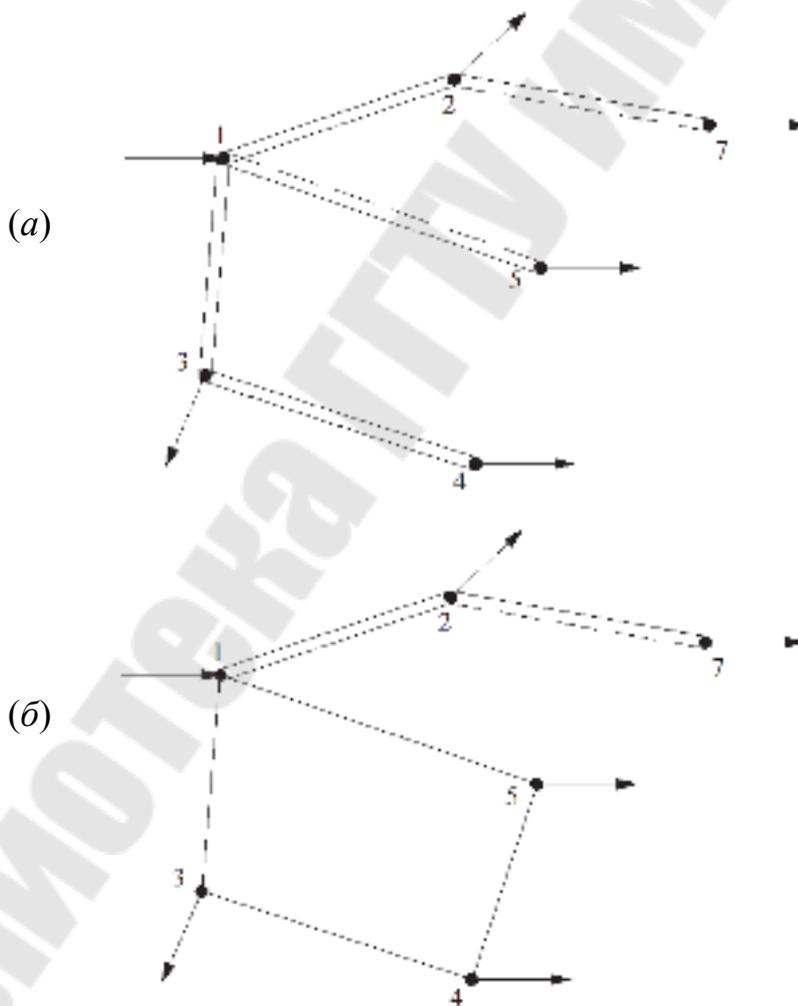


Рис. 2 Варианты конфигурации разомкнутой (а) и смешанной (б) сети

2. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СЕТИ

Номинальное напряжение участков линий определяется их длинами и передаваемыми по ним активными мощностями в нормальном режиме.

В разомкнутых сетях активные мощности, протекающие по линиям, находятся простым суммированием наибольших активных мощностей узлов нагрузки $P_{нб_i}$, которые по ним передаются. В замкнутых контурах сети находится приближенное распределение активных мощностей в предположении, что сеть является однородной. Результаты этих расчетов следует нанести на схему сети (рис. 3).

Для предварительной оценки величины напряжения на каждом участке линии следует использовать известные эмпирические формулы [3, с.108] или [4, с.4], а также данные о пропускной способности линий разного номинального напряжения [2, с.70] или [4, табл.П.1.1]. На основании этих данных проектировщик принимает окончательное решение о номинальном напряжении каждого участка линии.

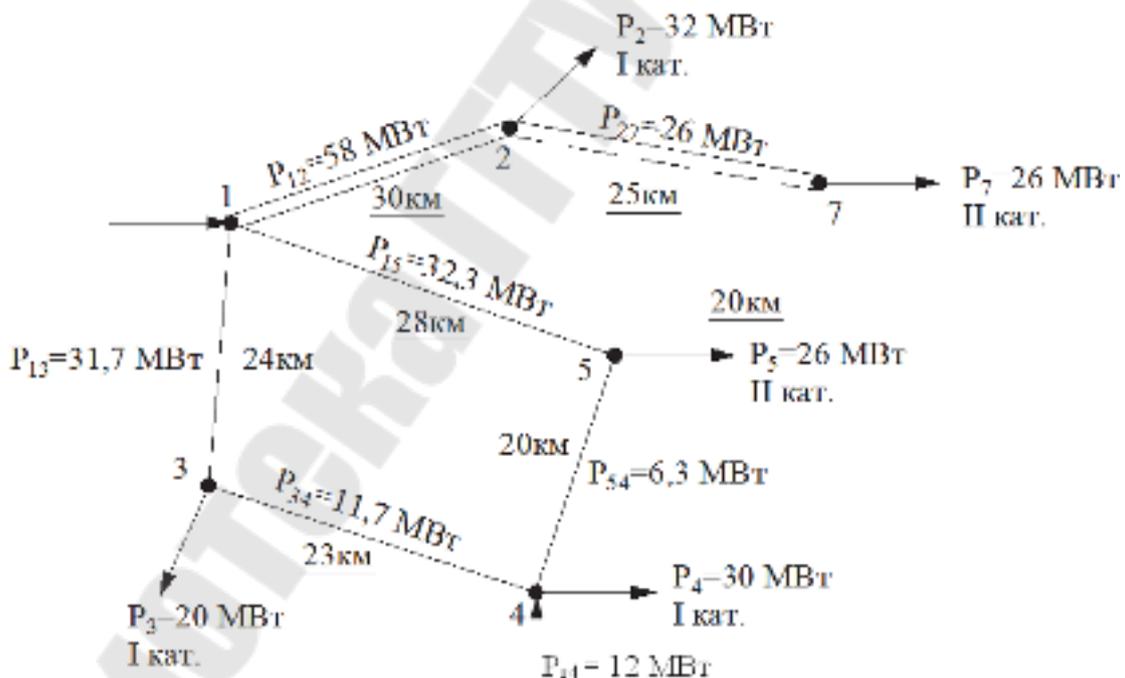


Рис. 3 Схема сети с потоками активных мощностей на участках линий в нормальном режиме

При принятии решения по номинальному напряжению каждого участка линии целесообразно не допускать в каждом варианте конфи-

гурации больше двух разных номинальных напряжений. В замкнутом контуре сети на всех участках должно быть принято одно значение номинального напряжения. В последующих расчётах принятые здесь номинальные напряжения могут быть уточнены.

Результаты выбора номинального напряжения рекомендуется представить в виде таблицы 1.

Таблица 1. Выбор номинального напряжения

N ли- нии	Длина линии, км	$P_{нб_i}$ передаваемая по одной линии (цепи), МВт	Напряжение, кВ		Принятое $U_{ном}$, кВ
			по эмпи- рической формуле		
			1	2	
12					
27					

3. ПРИБЛИЖЕННЫЕ РАСЧЁТЫ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В РЕЖИМЕ НАИБОЛЬШИХ НАГРУЗОК НОРМАЛЬНОГО И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

Результаты данных расчётов необходимы для выбора площади сечений проводников линий.

Для нормального режима наибольших нагрузок потокораспределение активных мощностей было найдено в предыдущем разделе и представлено на рис. 3.

Дополнительно к нему в нормальном режиме следует сделать расчёт распределения реактивных мощностей. Для этого, исходя из приведенных в задании для каждого узла значений $P_{нб_i}$ и $\cos\varphi_i$, надо найти величины $Q_{нб_i}$.

По аналогии определения потоков активной мощности на каждом участке разомкнутой или замкнутой части сети определяется потокораспределение реактивных мощностей. Оно представлено на рис. 4а. Заметим что для разомкнутой части сети указаны величины потоков мощности, передаваемых по двум линиям или цепям.

Послеаварийным режимом для разомкнутой части сети является отключение одной из двух линий (участок 12) или одной цепи в двухцепной линии (участок 27). При этом потоки мощности, протекающие по одной оставшейся в работе линии (12) или цепи (27) равны приведенным на рис. 4а значениям.

В замкнутой части сети для каждого участка линии необходимо определить наиболее тяжелый послеаварийный режим, при котором по нему будет передаваться наибольшая мощность. В рассматриваемом варианте (рис. 4а) на участке 15 наибольшая мощность будет передаваться при отключении линии 13, а на участке 13 – при отключении линии 15.

Это отображено на рис. 4б и 4в. Из него же видно, что наиболее тяжелым режимом для участка 34, является отключение линии 15, а для участка 54 – отключение линии 13.

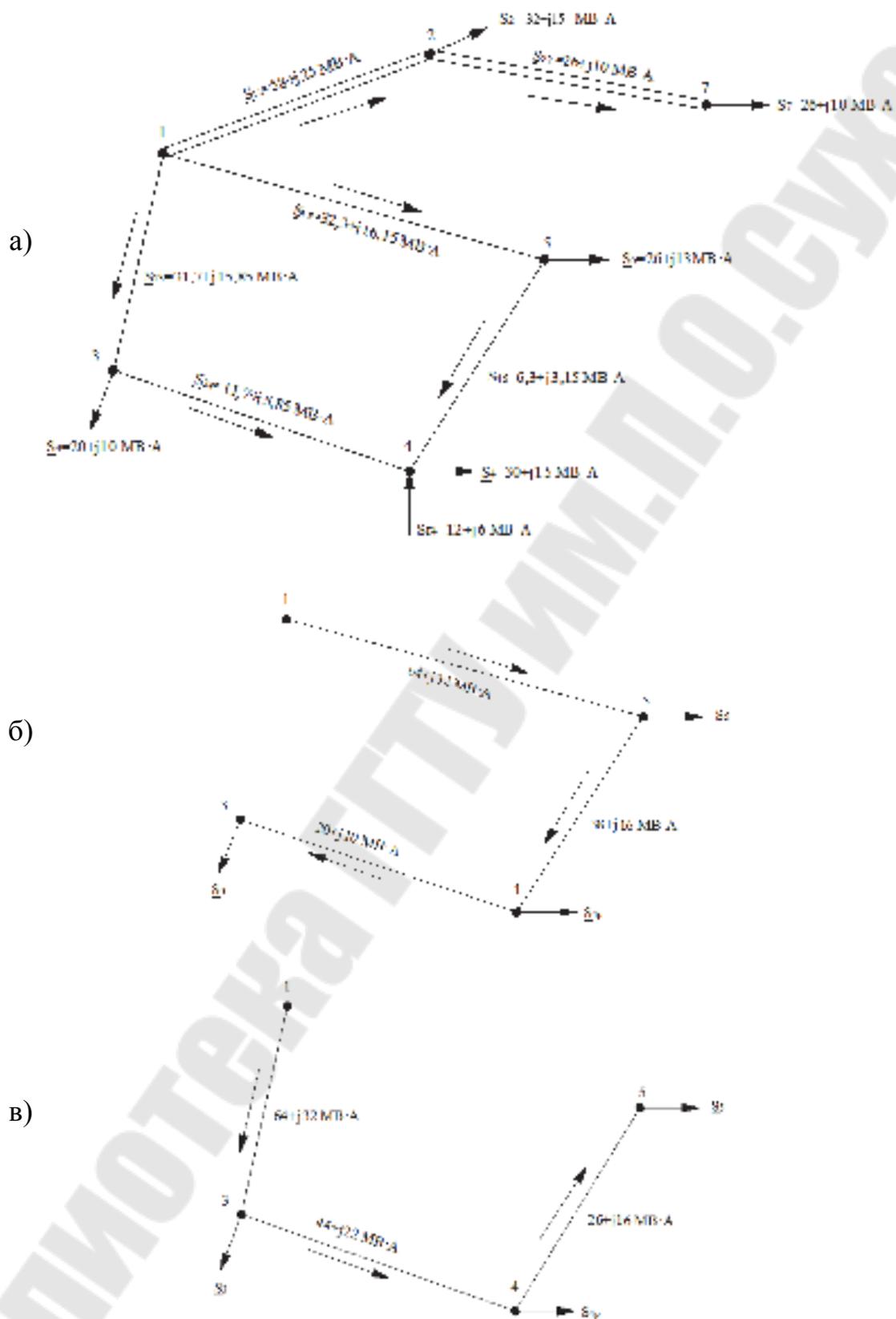


Рис. 4 Потокораспределение в режиме наибольших нагрузок нормального (а) и послеаварийных (б и в) режимах замкнутой части сети

4. ВЫБОР ПЛОЩАДИ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ

В соответствии с исходными данными, приведенными в задании, проектируемая электрическая сеть должна быть воздушной с номинальным напряжением участков линий в диапазоне 35–330 кВ. Проводниками таких линий являются сталеалюминевые провода с одним проводом в фазе для линий напряжением 35–220 кВ и с расщеплённой фазой, состоящей из двух проводов, в линии напряжением 330 кВ.

При проектировании воздушных линий, указанных выше напряжений, выбор площади сечения проводов производится по нормированной плотности тока. Суммарная площадь сечения проводов фазы проектируемой линии составляет:

$$F = \frac{I_p}{J_n}, \text{ мм}^2 \quad (1)$$

где I_p – расчётный ток, протекающий по одной линии или цепи в нормальном режиме работы при наибольших нагрузках, А;

J_n – нормированная плотность тока, А / мм².

Значения I_p для каждого участка рассчитываются по потокам мощности, найденным в пункте 3 для нормального режима работы.

Заметим, что для участков разомкнутой части сети (1-2-7) там указана мощность, передаваемая по двум линиям (цепям). Это надо учесть при определении I_p в одной линии (цепи).

Величины J_n даны в [2, табл. 3.12.], [4, табл. П.1.2.]. Для оценки величины $T_{нб}$ необходимо в каждой части схемы сети найти их средневзвешенные значения

$$T_{нб.ср} = \frac{\sum P_{нбi} \cdot T_{нбi}}{\sum P_{нбi}}, \quad (2)$$

Например, для разомкнутой части сети 1–2–7 (рис. 3)

$$T_{нб.ср} = \frac{P_{нб2} \cdot T_{нб2} + P_{нб7} \cdot T_{нб7}}{P_{нб2} + P_{нб7}}.$$

При выборе провода на каждом участке площадь сечения, найденная по формуле (1), округляется до ближайшего стандартного сечения. Заметим, что для каждого номинального напряжения линии по условию работы унифицированных опор установлены предельные площади сечений проводов, которые даны в [2, табл. 3.1] или [4, табл. П.1.1]. Если найденная по формуле (1) площадь сечения проводов на каком-то участке линии превышает предельное значение, то во избежание увеличения числа линий или цепей на данном участке в соответствии с [5, П.1.3.27], допускается двукратное превышение значения J_n , по которому была найдена площадь сечения проводника.

Выбранные по нормированной плотности провода должны быть в обязательном порядке проверены по условию нагревания длительным допустимым током:

$$I_{нб} \leq I_{доп}, \quad (3)$$

Допустимый ток $I_{доп}$ для выбранного по нормированной плотности провода можно найти в [2, с. 86] или [4, табл. П.1.8].

Наибольший ток $I_{нб}$ для проверки проводов по нагреванию определяется по потокораспределению, как исходя из нормального режима работы сети (рис. 4а), так и наиболее тяжелых послеаварийных (рис. 4б и 4в)

Если для выбранного по нормированной плотности тока провода условие по формуле (3) не выполняется, то данный провод должен быть заменен на провод с большей площадью сечения, для которой допустимый ток $I_{доп}$ обеспечивает выполнение условия (3) во всех требуемых режимах.

Напомним, что площадь сечения этого провода не должна быть больше предельных указанных в [2, табл. 3.1] или [4, табл. П.1.1]. В противном случае должны быть приняты меры, например, по изменению конфигурации сети, номинального напряжения, числа линий (цепей) и т.д.

Выбранные площади сечений проводов в воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше должны быть не меньше минимально допустимых по условию короны [4, табл. П.1.20].

В итоге окончательно на каждом участке сети выбирается провод, который подходит по всем условиям. Результаты выбора площа-

ди сечений и марки проводов рекомендуется оформить в виде таблицы 2.

Таблица 2. Выбор площади сечений проводов

N линии	Наибольший ток (А) в режиме		$T_{нб,ч}$	Расчетная площадь сечения (мм ²) по условию			Марка выbranного провода	Допустимый ток, А
	нормальном	послеварийном		J_n	нагрева	короны		
12								

5. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЯХ

Здесь речь пойдет о трансформаторных подстанциях, обеспечивающих электроэнергией узлы нагрузок.

Выбор числа трансформаторов главным образом зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от них потребителей. В практике проектирования на подстанциях рекомендуется, как правило, установка двух трансформаторов. В полной мере это относится к подстанциям, которые обеспечивают электроэнергией потребителей первой и второй категорий. Для питания потребителей третьей категории допускается установка одного трансформатора, если возможна замена поврежденного трансформатора в течение суток. При этом надо учитывать массовые и габаритные параметры трансформаторов.

До решения задачи выбора мощности трансформаторов надо определиться с выбором типа трансформаторов.

Если подстанция не связана с сетями разных напряжений и питает электроприемники только одного номинального напряжения (например $U_{\text{нн}} = 10 \text{ кВ}$), то на ней следует выбрать двухобмоточные трансформаторы, включая трансформаторы с расщепленной обмоткой. Когда подстанция связывает сети трех номинальных напряжений, то на ней целесообразно устанавливать трансформаторы трехобмоточные или автотрансформаторы. Следует также обратить внимание, что на данных подстанциях должны устанавливаться трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, которые, за исключением автотрансформаторов, могут обеспечить встречное регулирование напряжения на шинах низкого напряжения подстанций [5, П1.2.22]

По выбору мощности трансформаторов необходимо отметить следующее.

На однотрансформаторных подстанциях номинальная мощность выбираемого трансформатора S_{T} должна соответствовать наибольшей нагрузке потребителей $S_{\text{нб}}$, т.е. удовлетворять условию:

$$S_{\text{T}} \geq S_{\text{нб}}. \quad (4)$$

На двухтрансформаторных подстанциях рекомендуется выбирать одинаковые трансформаторы при отсутствии других ограничений. При этом в случае отключения одного трансформатора, остав-

шийся в работе должен обеспечить питание нагрузки с учетом допустимой аварийной перегрузки $k_{ав}$. При этом мощность каждого трансформатора S_T должна удовлетворять условиям:

$$\begin{aligned} S_T &\geq \frac{S_{нб}}{2}; \\ S_T &\geq \frac{S_{нб}}{k_{ав}}. \end{aligned} \quad (5)$$

Здесь первое условие относится к нормальному режиму работы одновременно обоих трансформаторов. Из него видно, что не рекомендуется выбирать такие трансформаторы, для которых коэффициент загрузки в нормальном режиме $k_{норм}$ меньше 0,5.

Величины допустимых аварийных перегрузок трансформаторов $k_{ав}$ установлены ГОСТ14209-85[6]. В соответствии с [7] для трансформаторов в послеаварийном режиме допускается перегрузка на 40% в течение не более 5 суток на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки. С учетом этого для двухтрансформаторной подстанции мощность каждого трансформатора может быть определена по формуле:

$$S_T = \frac{S_{нб}}{1,4}. \quad (6)$$

Если для выбранных трансформаторов это условие не выполняется, т.е. фактическая перегрузка несколько превышает 40%, то следует обратиться к [6] и уточнить, при каких условиях такая перегрузка в послеаварийном режиме ($k_{ав} > 1,4$) допустима (длительность перегрузки, температура окружающей среды).

При определении величины $S_{нб}$ следует учитывать мощности нагрузки, которые передаются по обмоткам низшего и среднего напряжений выбираемых трансформаторов, и в итоге определяют требуемую мощность трансформаторов. Также надо обратить внимание, что в автотрансформаторах номинальная мощность обмотки низшего напряжения, как правило, меньше номинальной мощности автотрансформатора.

Возможно, что при решении данной задачи не удастся выбрать трансформаторы, которые полностью удовлетворяют условиям (5). В таких случаях следует внести какие-то коррективы, например, в конфигурацию сети или номинальные напряжения отдельных участков сети.

Результаты расчетов по выбору трансформаторов рекомендуется привести в виде таблицы 3.

Таблица 3. Выбор трансформаторов

N узла	Мощность нагрузки обмотки ВН, МВ·А	Категория потребителей	Число трансформаторов	Марка трансформаторов	Коэффициент загрузки	
					в нормальном режиме	в послеаварийном
2						

6. ФОРМИРОВАНИЕ ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для выбора наилучшего варианта необходимо учитывать не только стоимость линий, но и стоимость оборудования подстанций. Для этого должны быть сформированы однолинейные схемы подстанций и связывающих линий электропередачи. Они выбираются на основании уточнения конфигурации сети, выбранных номинальных напряжений линий и их количества на отдельных участках, принятых трансформаторов.

При проектировании электрических сетей схема электрических соединений подстанции выбирается исходя из типовых схем РУ 35-750 кВ [8, рис. 4.8]. Ими следует руководствоваться при выполнении данного курсового проекта для выбора схем распределительных устройств на стороне 110-330 кВ подстанций.

Пример однолинейной схемы электрической сети приведен на рис. 5.

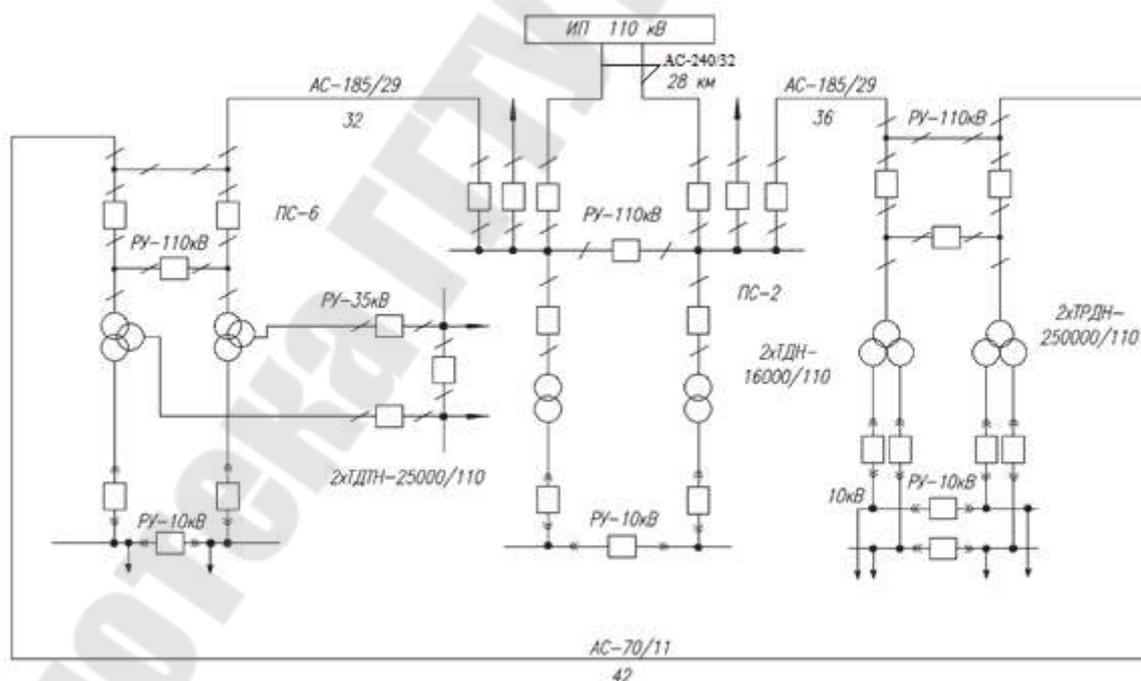


Рис. 5 Однолинейная схема электрической сети

7. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ФАЗЫ И МАТЕРИАЛА ОПОР

В воздушных линиях номинального напряжения 35-220 кВ каждая фаза выполнена одним проводом. В линиях номинальным напряжением 330 кВ и выше, для снижения потерь на корону, применяют расщепленную фазу, состоящую из двух и более проводов.

На ВЛ напряжением 35-330 кВ применяются железобетонные и металлические опоры.

8. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Целью данного сравнения является выбор лучшего варианта из двух рассматриваемых. В качестве критерия предлагается использовать приведенные затраты, определяемые по формуле:

$$Z = E_n \cdot K + I, \quad (7)$$

где K – капитальные затраты на сооружение электрической сети;
 I – ежегодные издержки на эксплуатацию электрической сети;
 E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений ($E_n = 0,12$).

В капитальные затраты на сооружение сети входит стоимость линий $K_{л}$ и трансформаторных подстанций $K_{пс}$:

$$K = K_{л} + K_{пс}. \quad (8)$$

Для воздушных линий капитальные затраты определяются по укрупненным показателям стоимости $K_{ул}$, например [2, табл.7.4] с учетом длины линии L :

$$K_{л} = K_{ул} \cdot L. \quad (9)$$

Капитальные затраты на сооружение подстанций определяются суммированием отдельных основных элементов, к которым относятся распределительные устройства (РУ) и отдельные ячейки выключателей $K_{ру}$, трансформаторы и автотрансформаторы $K_{тр}$ и постоянная часть затрат $K_{пос}$:

$$K_{пс} = K_{ру} + K_{тр} + K_{пос}. \quad (10)$$

Стоимостные показатели этих составляющих приведены в [2, §7.4].

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети определяются отдельно для линий $I_{л}$ и подстанций $I_{пс}$ и состоят из издержек на

амортизацию I_a , издержек на ремонты и обслуживание I_{po} и затрат на возмещение потерь электроэнергии $I_{\Delta W}$:

$$\begin{aligned} I_l &= I_{a.l} + I_{po.l} + I_{\Delta W.l}; \\ I_{nc} &= I_{a.nc} + I_{po.nc} + I_{\Delta W.nc}. \end{aligned} \quad (11)$$

Издержки на амортизацию для линий и подстанций определяются по нормам амортизационных отчислений p_a , которые приведены в [2, табл. 6.1] от соответствующих капитальных вложений K_l и K_{nc} :

$$\begin{aligned} I_{a.l} &= p_{a.l} \cdot \frac{K_l}{100}; \\ I_{a.nc} &= p_{a.nc} \cdot \frac{K_{nc}}{100}. \end{aligned} \quad (12)$$

Издержки на ремонты и обслуживания для линий и подстанций определяются по нормам отчисления на ремонты и обслуживание p_{po} , которые приведены в [2, табл.6.2], от соответствующих капитальных вложений:

$$\begin{aligned} I_{po.l} &= p_{po.l} \cdot \frac{K_l}{100}; \\ I_{po.nc} &= p_{po.nc} \cdot \frac{K_{nc}}{100}. \end{aligned} \quad (13)$$

Затраты на возмещение потерь электроэнергии рассчитываются исходя из тарифа на электроэнергию Π и величины потерь электроэнергии ΔW :

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot \Pi. \quad (14)$$

Потери электроэнергии включают потери в линиях ΔW_l и трансформаторах ΔW_t :

$$\Delta W = \Delta W_l + \Delta W_t. \quad (15)$$

При определении потерь электроэнергии в линиях следует учитывать нагрузочные потери в проводах, а для линий 330кВ также потери на корону. Для трансформаторов потери электроэнергии включают нагрузочные потери в обмотках и потери холостого хода. Нагрузочные потери следует определять методом времени максимальных потерь.

Все экономические показатели сравниваемых вариантов должны определяться в ценах одного уровня и по источникам равной достоверности. Их следует свести в таблицы 4 и 5 для каждого варианта.

Из сравниваемых вариантов лучшим в итоге принимается вариант, имеющий меньшую величину приведенных затрат $Z \rightarrow \min$.

Таблица 4. Техничко-экономические показатели линий

Определяемый показатель	Участок линии			
	1-2	1-3	1-4	...
Номинальное напряжение, кВ				
Марка провода				
Количество линий и длина участка, км				
Стоимость 1 км линии, (ед. изм.)				
Стоимость линий, (ед. изм.)				
Издержки на амортизацию, (ед. изм.)				
Издержки на эксплуатацию, (ед. изм.)				
ΔW в линиях, МВт·ч				
Издержки на возмещение $\Delta W_{л}$, (ед. изм.)				
Годовые эксплуатационные расходы, (ед. изм.)				

Таблица 5. Технико-экономические показатели подстанций

Определяемый показатель	Номер подстанции			
	2	3	4	...
Марка трансформаторов				
Стоимость трансформаторов, (ед. изм.)				
Стоимость распределитель- ных устройств, (ед. изм.)				
Постоянные затраты, (ед. изм.)				
Стоимость подстанции, (ед. изм.)				
Издержки на амортизацию, (ед. изм.)				
Издержки на эксплуатацию, (ед. изм.)				
ΔW в трансформаторах, МВт·ч				
в том числе: - холостого хода, ΔW_{xx} - нагрузочные, ΔW_n				
Издержки на возмещение ΔW_T , (ед. изм.)				
Годовые эксплуатационные расходы, (ед. изм.)				

9. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ХАРАКТЕРНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе по известным методикам для выбранного варианта необходимо выполнить электрические расчёты для двух характерных нормальных режимов при наибольших и наименьших нагрузках, и для одного наиболее тяжёлого послеаварийного режима с наибольшими нагрузками.

Эти расчёты рекомендуется выполнить в следующей последовательности.

Составить схему замещения и, пользуясь справочными данными, определить её параметры. Исходя из мощностей узлов нагрузки в режимах наибольших или наименьших нагрузок и заданного значения напряжения в балансирующем узле, в данных режимах рассчитать потоки мощности в начале и конце каждого элемента сети.

Следует определить также напряжения в узлах сети на стороне высшего напряжения всех подстанций.

В качестве послеаварийных режимов, например, для представленной схемы на рис. 3, можно рекомендовать отключение одной линии на участке 12 и линии 15 в кольцевой части схемы сети.

По согласованию с руководителем проекта электрические расчёты всех трёх характерных режимов можно выполнить ручным счётом. Можно ограничить ручным расчётом только нормальный режим наибольших нагрузок и дополнительно все три режима рассчитать по программе на ЭВМ.

Результаты расчета всех трех характерных режимов представляются в виде рис. 6.

10. ОЦЕНКА ДОСТАТОЧНОСТИ РЕГУЛИРОВОЧНОГО ДИАПАЗОНА ТРАНСФОРМАТОРОВ ИЗ УСЛОВИЯ ВСТРЕЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Согласно [5, п. 1.2.22] устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах 6-20 кВ подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105% номинального в режиме наибольших нагрузок, и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

Такое регулирование напряжения, при котором с повышением нагрузки увеличивается и напряжение на шинах низшего напряжения подстанций, называется встречным регулированием.

В выполняемом курсовом проекте встречный режим регулирования следует обеспечить, прежде всего, с помощью выбранных трансформаторов, которые имеют устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Эти устройства в двухобмоточных и трёхобмоточных трансформаторах выполняют на обмотке высшего напряжения (ВН), а в автотрансформаторах – на выводе обмотки среднего напряжения (СН).

В курсовом проекте для всех подстанций, где есть нагрузки со стороны обмоток низшего напряжения (НН), надо убедиться, что при подведённых напряжениях к обмотке ВН во всех трёх рассматриваемых режимах регулировочный диапазон трансформатора позволяет обеспечить на шинах НН величины напряжений в соответствии со встречным регулированием. Последовательность этого расчёта приведена в [4, тема 3], [3, §4.3].

Результаты этого расчёта представлены на рис. 6.

ЛИТЕРАТУРА

1. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети: Учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Мн.: УП “Технопринт”, 2004. – 720 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.:НЦ ЭНАС, 2006.
3. Лычёв, П.В. Электрические системы и сети. Решение практических задач /П.В. Лычёв, В.Т. Федин. – Мн.: Дизайн ПРО, 1997. – 192 с.
4. Лычев, П. В. Электроэнергетические системы : практикум по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» днев. формы обучения/ П.В. Лычев, К.М. Медведев. – Гомель : ГГТУ им. П.О. Сухого, 2012. – 46 с.
5. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. доп. с испр. – М.:Гос-энергонадзор, 2000.
6. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. ГОСТ 14209-85.
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
8. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : НЦ ЭНАС, 2012.

**Лычев Петр Васильевич
Медведев Константин Михайлович**

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

**Учебно-методическое пособие
по курсовому проектированию
для студентов специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 25.05.16.

Рег. № 97Е.
<http://www.gstu.by>