Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Масалыкин Владимир Николаевич
Должность: ректор
Дата подписания: 10.11.2025 10:18:59
Уникальный программный ключ:
f31e6db16690784ab6b50e564da26971fd24641c

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ОРЛОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.В. ПАРАХИНА»
МНОГОПРОФИЛЬНЫЙ КОЛЛЕДЖ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Специальности 13.02.12 Электрические станции, сети, их релейная защита и автоматизация

Год набора 2026

Орел, 2025 г.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора
по учебной работе
Лапинская Л.В. Лапинская
30 октября 2025 г.

ОДОБРЕНО

П(Ц)К профилирующих и
специальных дисциплин
специальностей 23.02.07 Техническое обслуживание и
ремонт двигателей, систем и агрегатов автомобилей
Протокол № 2
от 24 октября 2025 г.
Председатель П(Ц)К
Нехаев/А.В. Нехаев/

Авторы:

ВВЕДЕНИЕ

Курсовой проект по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» включает в себя разработку проекта питающей электрической сети района.

Основными исходными данными являются электрические нагрузки потребителей, активной мощности в часы максимума и коэффициенты мощности, а также категории потребителей по требуемой надежности электроснабжения. Задается также географическое расположение потребителей и источников питания.

Настоящий курсовой проект своей целью преследует систематизировать и закрепить знания по основным разделам дисциплины выработать умение выбора соответствующего способа улучшения качества напряжения у потребителя, развить практические навыки расчета электрических сетей различных конфигураций.

Задачи, решаемые студентами в процессе проектирования:

- составление вариантов конфигураций электрической сети;
- расчет потокораспределения в электрической сети;
- определение экономически целесообразных напряжений электрической сети;
- определение сечений проводов электрической сети;
- расчет основных режимов проектируемой электрической сети;
- технико-экономическое сравнение вариантов конфигураций электрической сети района и выбор из них наиболее оптимального.

1 СОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

Для составления вариантов конфигурации электрической сети района студенту необходимо построить по заданным координатам (X, Y) географическое расположение источников и пунктов потребления электроэнергии на плане местности относительно условного начала координат.

Далее необходимо наметить 4 варианта конфигураций электрических сетей района, среди которых должны быть варианты магистрально-радиальных и замкнутых (кольцевых) схем.

При составлении вариантов конфигураций электрических сетей необходимо руководствоваться следующими положениями:

✓ передача электроэнергии от источника к потребителям должна производиться по самому короткому пути.

✓ разработку вариантов начинать с наиболее простых конфигураций, требующих для создания электрической сети наименьшего количества линий и электрооборудования подстанций. К числу таких вариантов относятся конфигурации магистрального и замкнутого типов.

✓ наряду с наиболее простыми вариантами следует рассмотреть и варианты конфигураций электрических сетей с увеличенными капиталовложениями на сооружение линий и подстанций, за счет чего достигается большая эксплуатационная гибкость схемы или повышенная надежность электроснабжения. К числу таких относятся смешанные магистрально-радиальные схемы со сложнозамкнутыми контурами.

✓ к использованию наиболее сложных и дорогих конфигураций сетей следует переходить лишь в тех случаях, когда более простые неудовлетворительны по техническим требованиям и критериям (например, при завышенных сечениях проводов, необходимых по допустимому нагреву; при неприемлемых потерях напряжения и т.п.).

✓ в итоге из всех вариантов целесообразно выбрать конфигурации электрических сетей построенные по двум различным принципам:

а) в виде схемы с односторонним питанием;

б) в виде схемы замкнутого (кольцевого) типа.

Эти схемы обладают различными качественными и технико-экономическими показателями, поэтому должны быть внимательно изучены. Лучшая из них определяется по приведенным затратам.

В соответствии с ПУЭ нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания (допускается от двух секций шин районных подстанций).

В большинстве случаев двухцепная ЛЭП не удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения потребителей I и II категорий, так как при повреждении опор возможен перерыв питания. Для таких потребителей следует предусматривать не менее двух одноцепных линий. Для электроприемников III категории допустимо питание по одной линии при технико-экономическом обосновании такого варианта, то есть при учете ущерба от недоотпуска электроэнергии при перерыве питания.

Приведем примеры конфигураций радиально – магистрального типа, при котором линии (одноцепные или двухцепные) не образуют замкнутых контуров (рисунок 1.1-1.4)

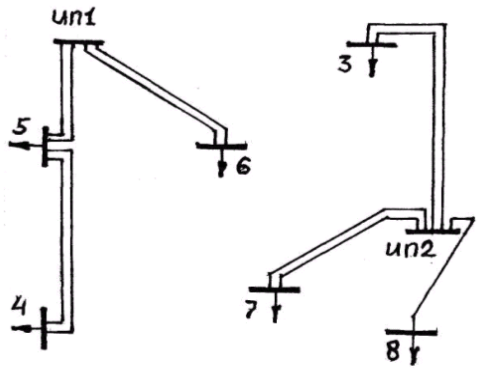


Рисунок 1.1 – Пример радиально-магистральной конфигурации электрической сети района с двумя источниками питания, характеризующиеся тем, что все ЛЭП прокладываются по кратчайшим трассам. Все линии, за исключением линии к пункту 8, двухцепные

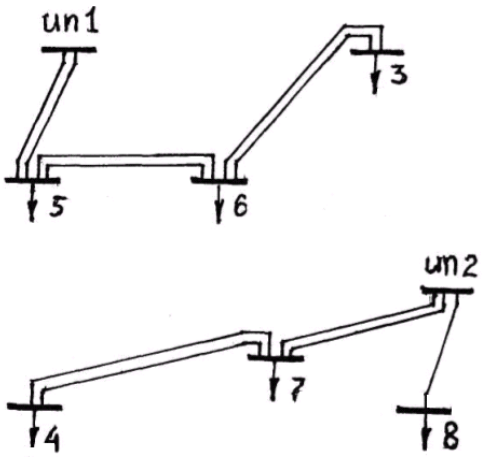


Рисунок 1.2 – Пример радиально-магистральной конфигурации электрической сети района, которая отличается от представленной на рисунке 1 снижением стоимости электрической сети, но по надежности оба варианта равноценны

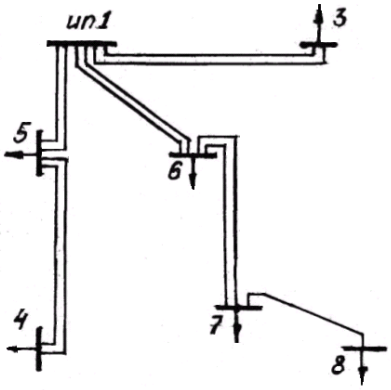


Рисунок 1.3 – Пример радиально – магистральной конфигурации электрической сети района, имеющего один источник питания

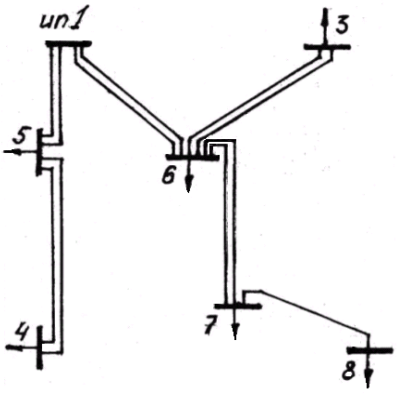


Рисунок 1.4 - Пример радиально – магистральной конфигурации электрической сети района имеющего один источник питания. В которой подстанция 6 является узловой и требует использования схемы повышенной надежности и, следовательно, будет довольно дорогостоящей

Приведем примеры конфигураций простейших замкнутых кольцевых электрических сетей района (рисунок 1.5-1.6)

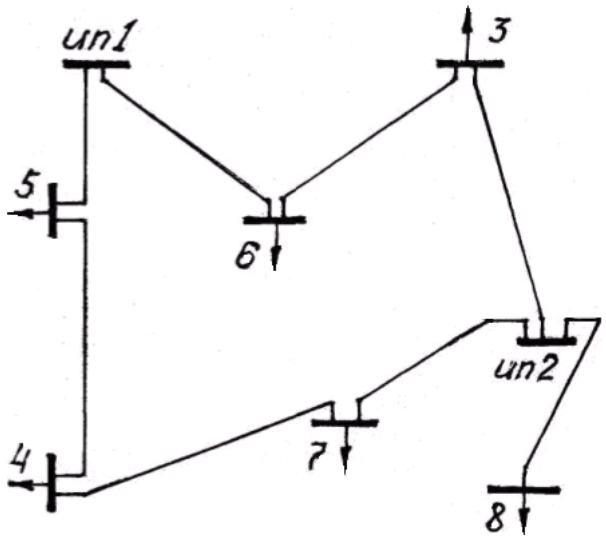


Рисунок 1.5 - Пример кольцевой конфигурации электрической сети района предполагающей соединение в кольцо всех потребителей. Общая длина ЛЭП (в одноцепном исполнении) при этом минимальна. Все подстанции имеют на стороне высшего напряжения схему «мостик» с одним выключателем.

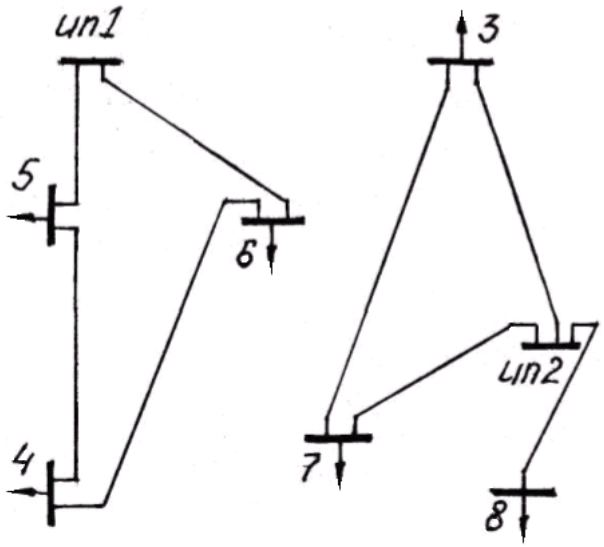


Рисунок 1.6 - Пример кольцевой конфигурации электрической сети района, когда источники питания расположены далеко друг от друга

Приведем пример конфигурации комбинированной магистрально – радиальной и кольцевой схем электрических сетей района (рисунок 1.7)

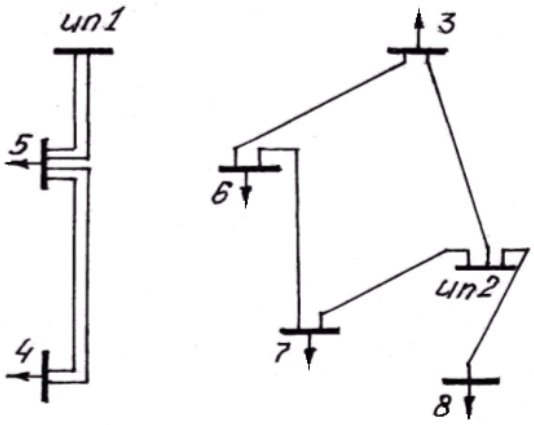


Рисунок 1.7 - Пример комбинированной магистрально – радиальной и кольцевой конфигурации электрической сети района, но при ее формировании следует иметь в виду, что подстанции, соединенные в кольцо оказываются более дорогими, т.к. требуют на высокой стороне «мостик» с выключателем в перемычке.

Приведем примеры конфигураций сложнозамкнутых схем электрических сетей района (рисунок 1.8)

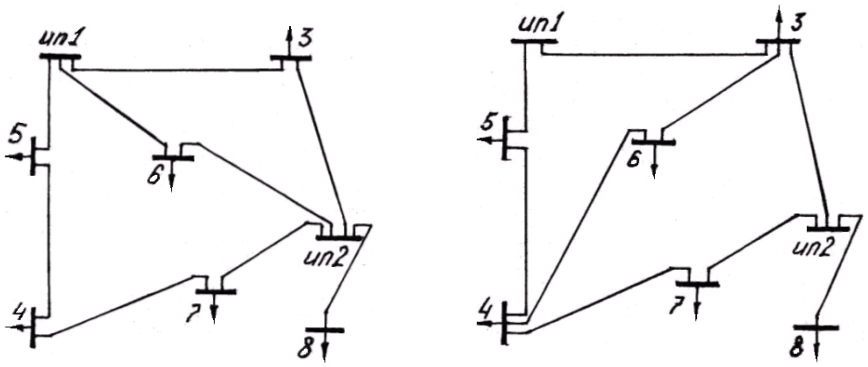


Рисунок 1.8 – Примеры конфигураций сложнозамкнутых схем электрических сетей района

При выборе конфигурации сети также необходимо помнить, что выбранная конфигурация (радиальная, магистральная, замкнутая, смешанная) в значительной степени влияет на схемы подстанций (ПС). Поэтому при выборе наиболее целесообразного варианта электроснабжения необходимо учитывать стоимость оборудования распределительных устройств ПС того же класса напряжения, на котором проектируется электрическая сеть. Для каждого варианта схемы сети нужно наметить и схемы электрических соединений подключенных ПС. При составлении

схемы ПС руководствуются следующими соображениями. Для каждого потребителя I и II категорий на его ПС устанавливаются по два понижающих трансформатора с распределительным устройством на высокой стороне.

2 РАСЧЕТ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для дальнейших расчетов определяем активные и реактивные составляющие мощностей:

$$P = S \cdot \cos\varphi \tag{2.1}$$

$$Q = S \cdot \sin\varphi \tag{2.2}$$

В сетях с односторонним питанием поторараспределение рассчитывается следующим образом. Последовательно, начиная от самых отдаленных потребителей складываем мощности узлов, встречающихся при приближении к источнику. Таким образом, получаем перетоки мощности на всех радиальных участках сети.

В случае сети замкнутого типа, перетоки необходимо рассчитывать, представив сеть замкнутого типа в виде сети с двухсторонним питанием. Для чего определяем потоки мощности текущие по головным участкам линии. При этом будем предполагать, что все участки соответствующих линий выполнены одной маркой провода и имеют одинаковые сечения. Это дает право воспользоваться выражениями (2.3) и (2.4).

$$\dot{S}_A = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i-B}}{l_{A-B}} \tag{2.3}$$

$$\dot{S}_B = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i-A}}{l_{A-B}} \tag{2.4}$$

где S_i – мощность i-ой нагрузки, МВА

$l_{i\text{-}A}$, $l_{i\text{-}B}$ – длина от i-ой нагрузки до противоположного источника питания, км.

Если в кольце имеются участки с двумя и более параллельными цепями, то необходимо эти участки привести к эквивалентным длинам:

$$\ell_{ЭКВ} = \ell / n \tag{2.5}$$

где ℓ - длина линии, км;

n - число параллельных ветвей.

Полученные значения потоков мощности проверяются в соответствии с выражением (2.6).

$$\dot{S}_A + \dot{S}_B = \sum \dot{S}_i \qquad (2.6)$$

Далее определяем мощности текущие по участкам замкнутой электрической сети и точку потокораздела мощностей.

После определения точки потокораздела следует уточнить распределение потоков по участкам. Такое уточнение зависит от колличества трансформаторов на подстанции – два или один.

В том случае, если точка потокораздела находится на подстанции с двумя трансформаторами, то линия делится на две радиальные в точке потокораздела, и к каждой из них подсоединяется половина расчетной мощности этой подстанции.

Если же в точке потокораздела оказывается подстанция с одним трансформатором, то вся его расчетная мощность подсоединяется к более нагруженному участку.

3 ВЫБОР НОМИНАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

Напряжение зависит от нескольких факторов:

- мощности потребителей;
- удаленности их от источника питания;
- района сооружения сети и класса номинального напряжения существующей сети.

Выбор напряжения определяется экономическими факторами, при увеличении номинального напряжения возрастают капиталовложения в сооружение сети, но за счет снижения потерь электроэнергии уменьшаются эксплуатационные издержки.

Приближенную оценку применения экономически целесообразных номинальных напряжений воздушных ЛЭП можно сделать по формуле 3.1:

$$U_{НОМ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{\ell} + \frac{2500}{P}}} \quad (3.1)$$

где ℓ - длина линии на рассматриваемом участке, км;

P - переток мощности на рассматриваемом участке, МВт.

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ РАЙОНА

При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения проводов производится по нормированным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока.

Экономическое сечение ($F_{эк}$) проводов проектируемой ВЛ определяем по формуле:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} \quad (4.1)$$

где I_p - расчетный ток, А

$j_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм^2;

В соответствии с ПУЭ нормированы следующие значения экономической плотности тока для ВЛ 35…500 кВ, представленные в таблице 4.1

Таблица 4.1 - Нормированные значения плотности тока для ВЛ

Проводники	Плотность тока, А/мм^2, при числе часов использования максимума нагрузки T_{max}, ч/год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0

Полученное таким образом сечение $F_{эк}$ округляют до ближайшего стандартного значения.

Значение $I_р$ определяется по выражению:

$$I_р = I_5 \alpha_i \alpha_T \quad (4.2)$$

где I_5 – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии. Значение α_i может быть принято равным 1,05.

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ ($T_{\max}$). Значения коэффициента α_T принимаем из таблицы 4.2.

Таблица 4.2 - Усредненные значения коэффициента α_T

Напряжение ВЛ, кВ	Коэффициент участия в максимуме энергосистемы $K_м$	Значение коэффициента при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\max}$, ч/год		
		до 4000	4000...6000	более 6000
35…330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2
500	1,0	0,7	0,9	1,1
	0,8	0,8	1,0	1,4
	0,6	0,9	1,4	1,9

Ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме определяется по следующей формуле

$$I_5 = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_н \cdot n} \qquad (4.3)$$

где S_{max} – полная мощность участка сети при максимальных нагрузках, МВ·А;

n - число параллельных линий участка;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети.

Выбранное сечение проводов проверяют по следующим техническим условиям: допустимой токовой нагрузке (по нагреву), по условиям образования короны и механической прочности.

Проверка выбранного сечения провода по допустимой токовой нагрузке (по нагреву) осуществляется исходя из следующего условия:

$$I_{р.н} \le I_{доп}, \qquad (4.4)$$

где $I_{р.н}$ – расчетный ток для проверки проводов по нагреву.

Расчетный ток на каждом участке определяется по следующей формуле:

$$I_{п} = \frac{S_{п}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} \qquad (4.5)$$

где $S_{п}$ – мощность послеаварийного режима соответствующего участка,

$U_{н}$ – номинальное напряжение сети.

При этом расчетными режимами могут являться нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения нагрузки между линиями и т. п. Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных проводов марок АС и АСК приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Допустимые длительные токи для неизолированных проводов марок АС и АСК, применяемых на ВЛ 35…220 кВ (допустимая температура нагрева +70 °С при температуре воздуха +25 °С)

Сечение (алюминий/сталь), мм^2	Ток, А	Сечение (алюминий/сталь), мм^2	Ток, А
35/6,2	175	300/48	690
50/8	210	330/27	730
70/11	265	400/18	830
95/16	330	400/51	825
120/19	390	400/69	860
150/24	450	500/26	330
185/29	510	500/64	945
240/39	610		

Проверке по условиям короны подлежат ВЛ 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, если сечения проводов равны минимально допустимым по условиям короны или превышают их (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех, мм

Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводами	
	одиночными	два и более
1	2	3
110	11,4 (АС 70/11)	–
150	15,2 (АС 120/19)	–
220	21,6 (АС 240/32)	–

	24,0 (АС 300/39)	
330	33,2 (АС 600/72)	2 × 21,6 (2 × АС 240/32)
		3 × 15,2 (3 × АС 120/19)
		3 × 17,1 (3 × АС 150/24)
1	2	3
500	–	2 × 36,2 (2 × АС 700/86)
		3 × 24,0 (3 × АС 300/39)
		4 × 18,8 (4 × АС 185/29)
750	–	4 × 29,1 (4 × АС 400/93)
		5 × 21,6 (5 × АС 240/32)

Максимально возможные сечения проводов из условия механической прочности типовых опор составляют:

- для ВЛ-35 кВ – 150 мм^2;
- для ВЛ-110 кВ – 240 мм^2;
- для ВЛ-220 кВ – 500 мм^2.

Минимально возможные сечения неизолированных проводов по условиям механической прочности проводов для ВЛ свыше 1 кВ приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Минимально допустимые сечения неизолированных проводов по условиям механической прочности для ВЛ свыше 1 кВ

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, мм^2			
	алюминиевых и из нетермообработанного алюминиевого сплава	из термообработанного алюминиевого сплава	сталеалюминиевых	стальных
ВЛ без пересечений в районах по гололеду:				
до II	70	50	35/6,2	35
в III–IV	95	50	50/8	35
в V и более	–	–	70/11	35
Пересечения ВЛ с судоходными реками и инженерными сооружениями в районах по гололеду:				
до II	70	50	50/8	35
в III–IV	95	70	50/8	50
в V и более	–	–	70/11	50
ВЛ, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах:				

до 20 кВ	–	–	70/11	–
35 кВ и выше	–	–	120/19	–

Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжения ВЛ 35 кВ и выше не подлежат, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов таких линий по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдывается.

5 ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС. ВЫБОР СХЕМ ПС

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения потребителей и является технико-экономической задачей.

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов (автотрансформаторов). Установка одного трансформатора рекомендуется только в случае питания потребителей III категории при наличии в сетевом районе передвижной резервной подстанции, обеспечивающей замену трансформатора в течение суток.

Условия выбора трансформатора:

1) $U_{Н.ВН} \geq U_{УСТ}$;

2) $U_{Н.СН} \geq U_{УСТ}$;

3) $U_{Н.НН} \geq U_{УСТ}$

4) $S_{Н.Т} \geq S_{Ф.Т} = 0{,}7 \cdot S_{\max}$ - для двухтрансформаторной подстанции.

$S_{Н.Т} \geq S_{Ф.Т}$ - для однотрансформаторной подстанции.

Мощность трансформатора в нормальных условиях должна обеспечить питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечение энергией потребителей I и II категорий в случае аварии с одним из трансформаторов и его отключения. Поэтому, если подстанция питает потребителей таких категорий, на ней должны быть установлены

трансформаторы такой мощности, при которой обеспечивалось бы питание одним трансформатором потребителей I и II категорий с допустимой перегрузкой до 40%, на время не более 6 часов, в течение 5 суток, при коэффициенте заполнения суточного графика 0,75. Следует учитывать, что при аварии с одним из трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. По указанному режиму работы трансформаторов его мощность может быть определена ориентировочно по выражению

$$S_{НТ} \geq \frac{S_{НБ}}{k_{ав}(n-1)} \qquad (5.1)$$

где $S_{НБ}$ - наибольшая нагрузка подстанции, $k_{ав} = 1{,}4$ - коэффициент допустимой перегрузки, n - число трансформаторов на подстанции.

Схема электрических соединений подстанций на стороне высшего напряжения определяется категорией потребителей, а также местом и ролью подстанции в электрической сети или системе. При этом, естественно, с целью удешевления сети, стремятся применить наиболее простую схему. Описание типовых схем распределительных устройств ПС приведены в таблице 5.1, а их внешний вид на стороне высокого напряжения приведен на рисунке 5.1.

Таблица 5.1 - Типовые схемы распределительных устройств ПС

№ схемы	Наименование схемы	Напряжение, кВ	Сторона ПС	Кол-во присоединений	Дополнительные условия
1	2	3	4	5	6
1	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	35...330	ВН	1	1. Тупиковые ПС, питаемые линией без ответвлений. 2. Охват трансформатора линейной защитой со стороны питающего конца или передача телеотключающего импульса
3Н	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	35...220	ВН	1	Тупиковые и ответвительные ПС
4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	35...220	ВН	2	1. Тупиковые и ответвительные ПС 2. Недопустимость применения отделителей

1	2	3	4	5	6
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35...220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов до 63 МВА включительно
5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	35...220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов до 63 МВА включительно
7	Четырехугольник	220...750	ВН	2	На напряжении 220 кВ – при мощности трансформаторов 125 МВА и более
8	Расширенный четырехугольник	220	ВН	4	1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ
9	Одна секционированная система шин	35	ВН, СН, НН	3 и более	–
12	Одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями	110...220	ВН, СН	3 и более	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию
13	Две несекционированные системы шин	110...220	ВН, СН	3...13	При невыполнении условий для применения схемы 12

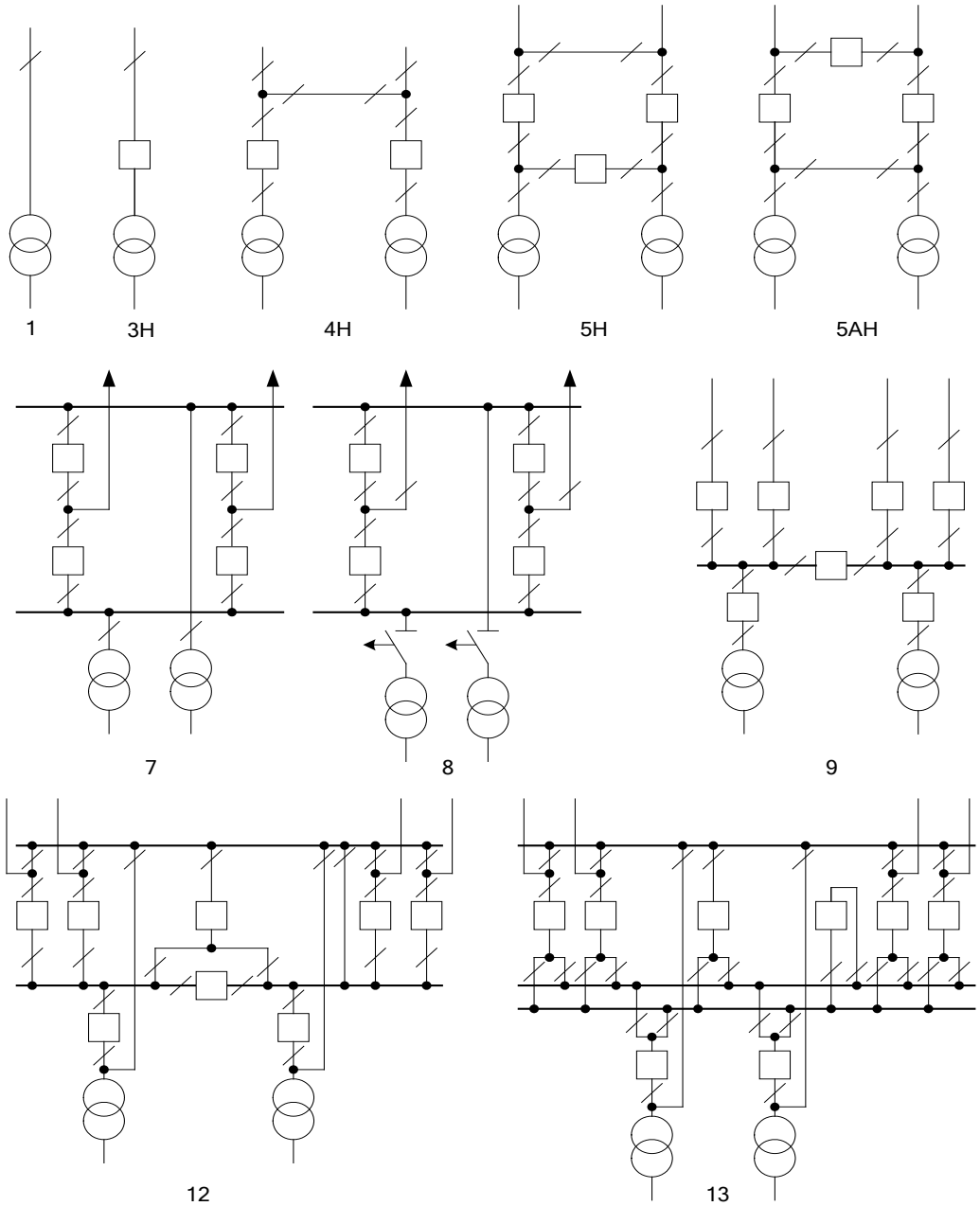


Рисунок 5.1 – Типовые схемы распределительных устройств ПС на стороне высокого напряжения

6 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ РЕЖИМОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

6.1 Расчет потерь мощности

Потери активной мощности определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U_н^2} \cdot R \qquad (6.1)$$

где S – полная мощность текущая по участку ВЛ,

R – активное сопротивление участка ВЛ,

U – номинальное напряжение сети.

Потери реактивной мощности определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q = \frac{S^2}{U_н^2} \cdot X \qquad (6.2)$$

где S – полная мощность текущая по участку ВЛ,

X – реактивное сопротивление участка ВЛ,

U – номинальное напряжение сети.

Суммарные потери полной мощности по всей ВЛ определяются по следующей формуле:

$$\Delta S = \sqrt{\sum \Delta P^2 + \sum \Delta Q^2} \qquad (6.3)$$

где $\sum \Delta P$ – суммарные потери активной мощности для всей ВЛ,

$\sum \Delta Q$ – суммарные потери реактивной мощности для всей ВЛ.

6.2 Расчет потерь напряжения

6.2.1 Расчет потерь напряжения в линии электропередач

Расчет потери напряжения следует начать с головных участков, последовательно приближаясь к последним участкам от источников питания.

Потеря напряжения на участке линии определяется по выражению:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_1} \qquad (6.4)$$

где ΔU – потеря напряжения, кВ;

P, Q – соответственно активная и реактивная мощности, проходящие по данному участку, кВт, квар;

U_1 – напряжение в начале данного участка, кВ;

r, x – соответственно активное и реактивное сопротивление участка, Ом.

Напряжение в конце участка определяется, как

$$U_2 = U_1 - \Delta U \qquad (6.5)$$

где U_2 – напряжение в конце участка, кВ;

ΔU – потеря напряжения на данном участке, кВ;

U_1 – напряжение в начале участка, кВ.

Для головного участка напряжение в начале участка принимается равным напряжению источника питания в соответствующем режиме.

6.2.2 Расчет потерь напряжения в трансформаторах

Напряжение на шинах НН трансформатора определится, как

$$U_{шi} = (U_i - \Delta U_{TP}) \cdot \frac{1}{K_{TP}} \quad (6.6)$$

где $U_{шi}$ – напряжение на шинах НН трансформатора i-ой подстанции, кВ;

U_i – напряжение на высокой стороне этой подстанции, кВ

$\Delta U_{тр}$ – потери напряжения в трансформаторах данной подстанции, кВ.

$К_{тр}$ – коэффициент трансформации.

Потеря напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{TP} = \frac{P_i \cdot R_{TP} + Q_i \cdot X_i}{U_i} \quad (6.7)$$

где P_i, Q_i – соответственно активная и реактивная составляющие полной мощности проходящей через трансформатор (кВт, квар);

r_i, x_i – соответственно активное и реактивное сопротивление трансформатора i-ой подстанции, Ом;

U_i – напряжение на высокой стороне i- ой подстанции, кВ.

Коэффициент трансформации определяем по формуле:

$$K_{TP} = \frac{U_{в.ном.} \cdot (1 \pm n \cdot к)}{U_{н.ном.}} \quad (6.8)$$

где *n* – номер задействованной ступени регулирования РПН (справочные данные трансформатора);

к – значение одной ступени регулирования РПН, %.

При расчетах необходимо учесть конструктивную надбавку трансформаторов, равную +5%. Эта надбавка остается постоянной для всех режимов нагрузок.

6.3 Расчет параметров трансформаторов

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{TP} = \frac{\Delta P_k \cdot U_н^2}{S_н^2} \tag{6.9}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{TP} = \frac{U_k\% \cdot U_н^2}{100 \cdot S_н} \tag{6.10}$$

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА И ВЫБОР ИЗ НИХ НАИБОЛЕЕ ОПТИМАЛЬНОГО

Окончательный вариант следует выбирать, сопоставляя полные (дисконтированные) или удельные затраты. При расчете затрат на сооружение сети необходимо пользоваться укрупненными стоимостными показателями электрических сетей (УСП). УСП учитывают типизацию проектирования, прогрессивную технологию строительства, его механизацию и индустриализацию с максимальным использованием унифицированных элементов и конструкций заводского изготовления.

УСП приведены в приложении в базовых сметных ценах 1991 г. и не включают НДС.

Для определения текущих стоимостей могут быть использованы ведомственные индексы цен. Индексы представляют собой отношение стоимости продукции, работ или ресурсов в текущем уровне цен к стоимости в базовом уровне цен. Индексы цен публикуются в «Межрегиональном информационно-аналитическом бюллетене», издаваемом ежеквартально Госстроем РФ.

В суммарные затраты на сооружение сети $K_у$ по УСП по каждому варианту включаются стоимости только тех элементов, на которые варианты различаются между собой, включая стоимости расширения действующих подстанций при присоединении к ним новых ЛЭП.

При расчете $K_у$ могут не учитываться стоимости трансформаторов подстанций, распределительных устройств НН, компенсирующих устройств, а также ЛЭП и ОРУ подстанций, которые входят во все сравниваемые варианты.

Для расчетов полных затрат необходимы следующие данные по расчету потерь мощности:

- нагрузочных потерь в сети;
- потерь холостого хода (сумма потерь холостого хода всех трансформаторов, установленных на новых подстанциях);
- потерь на корону;
- потерь в ВЛ от токов утечки по изоляторам.

Последние три составляющие потерь относятся к классу условно-постоянных потерь мощности (энергии).

Потери мощности на корону зависят от номинального напряжения ВЛ, конструкции фазы и вида погоды. Можно определять удельные потери мощности на корону через удельные годовые потери электроэнергии в зависимости от региона расположения линии. В России определены семь регионов для целей расчета потерь, зависящих от погодных условий.

Таблица 7.1 - Удельные потери мощности на корону

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм^2	Удельные потери мощности на корону, кВт/км, при видах погоды			
		хорошая	сухой снег	влажная	изморозь
750-5х240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750-4х600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500-3х400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
330-2х400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220ст-1х300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст/2-1х300	300	0,3	1,4	5,0	15,4
220жб-1х300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб/2-1х300	300	0,4	1,8	6,7	20,5
154-1х185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154/2-1х185	185	0,09	0,26	0,87	3,06
110ст-1х120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2-1х120	120	0,008	0,025	0,13	0,47
110жб-1х120	120	0,018	0,06	0,30	1,10

110жб/2-1х120	120	0,01	0,035	0,17	0,61

Примечания

1. Варианты 220/2-1х300, 154/2-1х185 и 110/2-1х120 соответствуют двухцепным ВЛ. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.

2. Индексы «ст» и «жб» обозначают стальные и железобетонные опоры.

3. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.

При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяются по таблице 7.2 в зависимости от региона расположения линии. Распределение субъектов Российской Федерации по регионам приведено в таблице 7.3.

Таблица 7.2 - Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВт.ч/км в год, в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
750-5х240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750-4х600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500-3х400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
330-2х400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст-1х300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1х300	18,0	15,6	13,8	12,4	11,8	9,7	14,3
220жб-1х300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1х300	24,0	20,7	18,3	16,5	15,1	12,9	19,0
154-1х185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2-1х185	5,2	4,6	4,0	3,6	3,4	2,9	4,2
110ст-1х120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2-1х120	0,71	0,61	0,54	0,48	0,44	0,37	0,57
110жб-1х120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1х120	0,93	0,8	0,7	0,63	0,57	0,48	0,74

Примечания

1. Значения потерь, приведенные в таблицах 7.1 и 7.2 соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент к = 366/365.

2. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.

При расчете потерь электроэнергии на корону на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в таблицах 7.1 и 7.2, значения таблиц 7.1 и 7.2, умножаются на отношение $F_т/F_ф$, где $F_т$ – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в таблицах 7.1 и 7.2; $F_ф$ – фактическое сечение проводов линии.

Чтобы получить средние потери мощности на корону в линии, необходимо умножить значения из таблиц 7.1 и 7.2 на число цепей, длину линии, отношение $F_т / F_ф$ и поделить на число часов в году.

Таблица 7.3 - Распределение субъектов Российской Федерации по регионам

№ региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха (Якутия), Хабаровский край, Камчатский край, Магаданская область, Сахалинская область
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртская, Чувашская Пермский край Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия-Алания, Чеченская Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	Республика Башкортостан Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	Республики: Бурятия, Хакасия, Алтай Края: Алтайский, Красноярский, Приморский Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице 7.4, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода.

По влиянию на токи утечки виды погоды объединяются в 3 группы: 1 группа – хорошая погода с влажностью менее 90 %, сухой снег, изморозь,

гололед; 2 группа – дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90 % и более; 3 группа – туман.

Таблица 7.4 - Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа погоды	Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, на ВЛ напряжением, кВ										
	6	10	15	20	35	110	154	220	330	500	750-1150
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

При отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ принимаются по данным таблицы 7.5.

Таблица 7.5 - Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Номер региона	Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс.кВт.ч/км в год, при напряжении, кВ										
	6	10	15	20	35	110	154	220	330	500	750-1150
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	1,08	1,24	1,35	2,01	3,05	4,58
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,49	1,71	1,86	2,78	4,20	6,31
4	0,31	0,51	0,75	1,00	1,07	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,86	0,99	1,08	1,61	2,43	3,66
П р и м е ч а н и е - Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент к = 366/365.											

Для вычисления полных затрат определяются:

1) суммарные затраты на сооружения сети по УСП в ценах 1991 г.;

2) капитальные вложения в сооружение сети в начале первого года строительства сети без учета инфляции, ежегодных платежей и учетной ставки банка

$$К_0 = К_у k_п \tag{7.1}$$

$k_п$ – коэффициент пересчета цен на сооружение ЛЭП и подстанций на момент времени $t = 0$ (индекс цен) примем равным 45,79;

3) капитальные вложения

$$К_\Sigma = К_0 \frac{(1+i)^{T_в}}{k_{п2}} T_э \tag{7.2}$$

где i – ежегодная инфляция и учетная ставка кредитора при долгосрочном кредите, примем равным 0,145;

$k_{п2}$ – коэффициент приведения ежегодных затрат к сегодняшнему дню

$$K_{п2} = \frac{1-(1+i_э)^{-T_э}}{i_э} \tag{7.3}$$

где $i_э$ – эквивалентная учетная ставка;

$$i_э = \frac{i-a}{1+a} \tag{7.4}$$

a – рост стоимости электрической энергии, примем равным 0,09;

$T_в$ – срок строительства электрической сети, примем равным 2 года;

$T_э$ – экономический срок службы электрической сети, примем равным 25 лет;

4) эксплуатационные затраты

$$И_1 = \beta К_\Sigma k_{п2} \tag{7.5}$$

где β – относительное значение ежегодных эксплуатационных затрат примем равным 0,02;

5) капитализированная стоимость потерь

$$И_{пот} = И_{\Delta P} + И_{\Delta W} \tag{7.6}$$

где $И_{\Delta P}$ – стоимость расширения электростанций и подстанций для компенсации потерь мощности в электрической сети;

$$И_{\Delta P} = \mu \Delta P_\Sigma \tag{7.7}$$

где μ – удельная стоимость расширения электростанций и подстанций, примем равным 42 тыс.руб./кВт;

$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{кор} + \Delta P_{х} + \Delta P_{н}$ – полные потери мощности в электрической сети;

$\Delta P_{кор}$ – потери в ЛЭП на корону;

$\Delta P_{х}$ – потери холостого хода на подстанциях;

$\Delta P_{н}$ – суммарные нагрузочные потери в ЛЭП и на подстанциях;

$$И_{\Delta W} = \left((\Delta P_{кор} + \Delta P_{х})8760 + \Delta P_{н}\tau\right)bk_{п2} \quad (7.8)$$

где τ – время наибольших потерь:

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 8760 \quad (7.9)$$

b – удельная стоимость электрической энергии для покрытия потерь энергии, примем равным 3 руб/кВт.

Полные затраты каждого варианта З определяются по формуле

$$З = К_{\Sigma} + И_{1} + И_{пот} \quad (7.10)$$

Из предложенных вариантов выбирается вариант с наименьшими затратами.

Если полные затраты сравниваемых вариантов различаются менее чем на 5 %, то варианты считаются неразличимыми с точки зрения используемого критерия и требуется привлечение дополнительных критериев сравнения, например надежность электроснабжения.

Приложение 1

Расчетные данные ВЛ 35 и 150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 1 км)

Номинальное сечение провода, мм^2	r_0, Ом при +20 °С	35 кВ		110 кВ		150 кВ	
		x_0, Ом	b_0, Ом	x_0, Ом	b_0, Ом	x_0, Ом	b_0, Ом
70/11	0,429	0,432	2,625	0,444	2,547	0.460	2.459
95/16	0,306	0,421	2,694	0,434	2,611	0.450	2.513
120/19	0,249	0,414	2,744	0,427	2,651	0.441	2.568
150/24	0,198	0,406	2,796	0,420	2,699	0.434	2.608
185/29	0,162	0,400	2,839	0,414	2,739	0.429	2.639
205/27	0.143	0.397	2.863	0.411	2.762	0.426	2.660
240/32	0,121	0,392	2,904	0,405	2,800	0.420	2.702
300/39	0,097	0,385	2,956	0,399	2,848	0.413	2.747

Расчетные данные ВЛ 220…500 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 1 км)

Номинальное сечение провода, мм^2	Количество проводов в фазе	r_0, Ом при +20 °С	220 кВ		330 кВ		500 кВ	
			x_0, Ом	b_0, Ом	x_0, Ом	b_0, Ом	x_0, Ом	b_0, Ом
240/32	1	0,121	0,435	2,600	–	–	–	–
240/39	2	0,062	–	–	0,331	3,380	–	–
300/39	1	0,097	0,429	2,640			–	–
300/39	2	0,049	–	–	0,328	3,410	–	–
300/66	3	0,034	–	–	–	–	0,310	3,970
330/43	3	0.030	–	–	–	–	0,308	3,600
400/51	1	0,075	0,420	2,700	–	–	–	–
400/51	2	0,037	–	–	0,323	3,460	–	–
400/51	3	0,025	–	–	–	–	0,306	3,620
500/64	1	0,060	0,413	2,740	–	–	–	–
500/64	2	0,030	–	–	0,320	3,500	–	–
500/64	3	0,020	–	–	–	–	0,304	3,640

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 35 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_{кз}$, %	$P_{кз}$, кВт	$P_{хх}$, кВт	$I_{хх}$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_{хх}$, квар
			ВН	НН							
ТМН-1000/35	1000	±6×1,5	20; 35	0,4...10,5	6,5	12,2	2,75	1,5	14,9	79,6	15
ТМН-1600/35	1600	±6×1,5	20; 35	0,4...11,0	6,5	16,5	3,65	1,4	7,9	49,8	22,4
ТМН-2500/35	2500	±6×1,5	20; 35	0,69...11,0	6,5	26,0	5,10	1,1	5,1	31,9	27,5
ТМН-4000/35	4000	±6×1,5	20; 35	6,3; 11,0	7,5	33,5	6,70	1,0	2,6	23,0	40
ТМН-6300/35	6300	±6×1,5	35	6,3; 11,0	7,5	46,5	9,25	0,9	1,4	14,6	57
ТМН-10000/35	10000	±9×1,3	336,75	6,3-10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10000	±8×1,5	10,5...36,75	3,15...10,5	8,0	60,0	12,5	0,8	0,8	10,8	60
ТДНС-16000/35	16000	±8×1,5	10,5...36,75	6,3; 10,5	10,0	85,0	18,0	0,6	0,5	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25000	±8×1,5	15,75...36,75	6,3; 10,5	9,5	115	25,0	0,5	0,3	5,1	125
ТРДНС-32000/15	32000	±8×1,5	20...36,75	6,3...10,5	11,5	145	30	0,45	0,2	4,9	144
ТРДНС-40000/35	40000	±8×1,5	36,75	6,3...10,5	11,5	170	36	0,4	0,1	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63000	±8×1,5	20...36,75	6,3...10,5	11,5	250	50	0,35	0,1	2,5	220

Примечания. 1. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

2. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой имеют РПН на стороне ВН.

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 110 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_{кз}$, %	$P_{кз}$, кВт	$P_{хх}$, кВт	$I_{хх}$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_{хх}$, квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2500	+10×1,5 %, –8×1,5 %	110	6,6; 11,0	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	38
ТМН-6300/110	6300	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	48	10,0	1,0	16,0	220,4	50
ТДН-10000/110	10000	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	60	14,0	0,9	7,9	138,9	70
ТДН-16000/110	16000	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	86	21,0	0,85	4,4	86,8	112
ТРДН-25000/110	25000	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	120	25,0	0,75	2,5	55,6	175
ТРДН-32000/110	32000	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	145	32,0	0,75	1,9	43,4	240
ТРДН-40000/110	40000	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	160	42,0	0,70	1,3	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63000	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	245	59,0	0,65	0,8	22,0	410
ТРДЦН-80000/110	80000	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	310	70,0	0,60	0,6	17,4	480
ТРДЦН-125000/110	125000	±9×1,78 %	115	10,5	10,5	400	100	0,55	0,3	11,1	688

Примечания. 1. Трансформаторы ТМН-2500 и 6300 имеют РПН на стороне НН, у остальных трансформаторов РПН включено в нейтраль ВН. 2. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

Базовые показатели стоимости ВЛ 35...220 кВ на стальных и железобетонных опорах (цены 1991 г.)

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюминиевые сечением, мм^2	Количество цепей на опоре	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс. руб/км	
				стальные опоры	железобетонные опоры
35	Свободностоящие	до 150	1	39	33
			2	56	50
110	Свободностоящие	до 150	1	42	34
			2	64	57
	Свободностоящие	185 и 240	1	47	38
			2	72	66
220	Свободностоящие	240 и 300	1	54	45
			2	88	–
		400	1	59	50
			2	97	–
220	Двухстоечные свободностоящие	240 и 300	1	–	47
			2	–	85
		400	1	–	52
			2	–	93

Стоимости ОРУ 35...220 кВ по новым блочным и мостиковым схемам с двумя трансформаторами (цены 1991 г.)

Схема ОРУ на стороне ВН	Номер схемы	Стоимость ОРУ, тыс. руб		
		35 кВ	110 кВ	220 кВ
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	4Н	40	198	411
Мостик с выключателем в перемычке и в цепях линий (или трансформаторов)	5Н (5АН)	49	235	480

Стоимость ячейки (на один комплект выключателя) ОРУ 35...220 кВ с выключателями (цены 1991 г.) для схем с числом выключателей более трех

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки, тыс. руб		
	Воздушный	Масляный	Элегазовый
35	75	25	–
110	90	75	290
220	190	210	600

Стоимость трансформаторов 35...220 кВ, тыс. руб. (цены 1991 г.)

Мощность, МВА	Трансформатор					Автотрансформатор
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35	220/110/НН
2,5	65	–	–	–	–	–
4	73	–	–	–	–	–
6,3	95	136	163	–	–	–
10	100	148	189	–	–	–
16	110	172	219	–	–	–
25	155	222	255	–	398	–
40	220	292	320	400	445	–
63	360	360	407	505	–	539
80	–	408	447	455	–	–
100	–	–	–	635	–	–
125	–	440	–	540	–	621

Постоянная часть затрат по ПС 35...220 кВ с открытой установкой оборудования (цены 1991 г.)

Напряжение, кВ/кВ	Схема ПС на стороне ВН	Стоимость, тыс. руб
35/10	Без выключателей С выключателями	170 200
110/10; 110/35/10	Без выключателей Мостик Сборные шины	220...290 360...430 490...540
220/10; 220/35/10	Без выключателей Мостик Четырехугольник, сборные шины	410 610 780
220/110	Без выключателей Мостик, четырехугольник Сборные шины	680 880 1260

Приложение 2

Исходные данные для курсового проекта

1. Геометрическое расположение мест сооружения новых подстанций в декартовой системе координат (X/Y) (Таблица 1).

2. Максимальные полные мощности (МВА) узлов нагрузки (подстанций) на пятый год их эксплуатации, коэффициент активной мощности (cosφ) и категории надежности электроснабжения потребителей ПС (Таблица 2).

3. Время использования максимальной нагрузки T_{max} (ч) и масштаб (Таблица 3).

4. Регион строительства системы электроснабжения (Таблица 4).

Таблица 1 - Геометрическое расположение мест сооружения новых подстанций

Сумма двух последних цифр номера зачетной книжки	ИП1 X/Y	ИП2 X/Y	ПС1 X/Y	ПС2 X/Y	ПС3 X/Y	ПС4 X/Y	ПС5 X/Y	ПС6 X/Y	ПС7 X/Y	ПС8 X/Y
1	0/40	60/30	5/20	15/25	20/50	30/35	35/10	40/20	50/45	55/40
2	5/45	65/35	10/25	20/30	25/55	35/40	40/15	45/25	55/50	60/45
3	10/50	70/40	15/25	20/35	30/60	40/50	45/20	50/30	60/50	75/50
4	15/55	75/45	20/30	25/40	35/65	45/55	50/25	55/35	65/55	80/55
5	20/60	80/50	25/35	30/45	40/70	50/60	65/30	60/40	70/60	85/60
6	25/65	85/55	30/40	35/50	45/75	55/65	70/35	65/45	75/65	90/65
7	30/70	90/60	35/45	40/55	50/80	60/70	75/40	70/50	80/70	95/70
8	35/75	95/65	40/50	45/60	55/85	65/75	55/45	75/55	85/75	100/75
9	40/80	100/70	45/55	50/65	60/90	70/80	75/50	80/60	90/80	90/50
10	45/85	95/10	50/60	55/70	65/95	75/85	80/55	85/65	95/85	80/35
11	50/90	85/0	55/65	60/75	70/100	80/90	85/60	90/70	100/90	70/40
12	55/95	70/20	60/70	65/80	75/95	85/95	90/65	95/75	95/70	65/30
13	60/100	40/30	65/75	70/85	80/100	90/60	95/70	60/80	50/25	70/25
14	65/20	45/40	70/80	50/80	70/95	95/50	90/50	65/85	55/30	60/40
15	70/40	40/70	75/85	35/80	60/80	55/60	30/50	70/85	45/30	50/40
16	30/45	60/80	20/50	65/45	40/80	20/60	70/60	65/50	45/30	55/60
17	10/40	70/30	15/20	25/25	30/50	40/35	45/10	50/20	60/45	40/40
18	20/70	80/60	25/45	30/55	40/75	50/70	65/40	60/50	70/70	85/30

Таблица 2 - Максимальные полные мощности узлов нагрузки (подстанций) на пятый год их эксплуатации, коэффициент активной мощности (cosφ) и категории надежности электроснабжения потребителей ПС

Сумма двух последних цифр номера зачетной книжки	ПС1 S/cosφ/ категории надежности	ПС2 S/cosφ/ категории надежности	ПС3 S/cosφ/ категории надежности	ПС4 S/cosφ/ категории надежности	ПС5 S/cosφ/ категории надежности	ПС6 S/cosφ/ категории надежности	ПС7 S/cosφ/ категории надежности	ПС8 S/cosφ/ категории надежности
1	30/0,86/ I, II, III	40/0,87/ I, II, III	25/0,85/ I, II, III	50/0,89/ I, II, III	6/0,9/ II, III	10/0,84/ II, III	13/0,85/ I, III	4/0,86/ III
2	20/0,9/ I, II, III	50/0,88/ I, II, III	35/0,86/ I, II, III	35/0,88/ I, II, III	3/0,89/ III	5/0,85/ II, III	4/0,86/ III	12/0,88/ II, III
3	60/0,87/ I, II, III	35/0,88/ I, II, III	30/0,89/ I, II, III	25/0,9/ I, II, III	13/0,86/ II, III	12/0,85/ II, III	11/0,87/ I, III	10/0,89/ II, III
4	45/0,88/ I, II, III	25/0,89/ I, II, III	35/0,86/ I, II, III	55/0,9/ I, II, III	15/0,89/ II, III	14/0,87/ II, III	10/0,86/ II, III	4/0,9/ II, III
5	40/0,85/ I, II, III	20/0,85/ I, II, III	50/0,86/ I, II, III	60/0,9/ I, II, III	16/0,89/ I, III	10/0,85/ II, III	3/0,87/ I, III	14/0,86/ II, III
6	70/0,86/ I, II, III	55/0,87/ I, II, III	40/0,85/ I, II, III	30/0,89/ I, II, III	8/0,9/ II, III	6/0,84/ II, III	7/0,85/ II, III	9/0,86/ II, III
7	50/0,85/ I, II, III	30/0,86/ I, II, III	60/0,87/ I, II, III	40/0,88/ I, II, III	18/0,89/ II, III	16/0,9/ II, III	8/0,89/ II, III	10/0,88/ II, III
8	55/0,85/ I, II, III	45/0,86/ I, II, III	55/0,87/ I, II, III	27/0,88/ I, II, III	10/0,89/ II, III	3/0,9/ III	12/0,89/ II, III	2/0,88/ III
9	32/0,85/ I, II, III	50/0,86/ I, II, III	20/0,87/ I, II, III	80/0,88/ I, II, III	8/0,89/ II, III	13/0,9/ II, III	5/0,89/ III	3/0,88/ III
10	6/0,9/ II, III	10/0,84/ II, III	13/0,85/ I, III	4/0,86/ III	30/0,86/ I, II, III	40/0,87/ I, II, III	25/0,85/ I, II, III	50/0,89/ I, II, III
11	3/0,89/ III	5/0,85/ II, III	4/0,86/ III	12/0,88/ II, III	20/0,9/ I, II, III	50/0,88/ I, II, III	35/0,86/ I, II, III	35/0,88/ I, II, III
12	13/0,86/ II, III	12/0,85/ II, III	11/0,87/ I, III	10/0,89/ II, III	60/0,87/ I, II, III	35/0,88/ I, II, III	30/0,89/ I, II, III	25/0,9/ I, II, III
13	15/0,89/ II, III	14/0,87/ II, III	10/0,86/ II, III	4/0,9/ II, III	45/0,88/ I, II, III	25/0,89/ I, II, III	35/0,86/ I, II, III	55/0,9/ I, II, III
14	16/0,89/ I, III	10/0,85/ II, III	3/0,87/ I, III	14/0,86/ II, III	40/0,85/ I, II, III	20/0,85/ I, II, III	50/0,86/ I, II, III	60/0,9/ I, II, III
15	8/0,9/ II, III	6/0,84/ II, III	7/0,85/ II, III	9/0,86/ II, III	70/0,86/ I, II, III	55/0,87/ I, II, III	40/0,85/ I, II, III	30/0,89/ I, II, III
16	18/0,89/ II, III	16/0,9/ II, III	8/0,89/ II, III	10/0,88/ II, III	50/0,85/ I, II, III	30/0,86/ I, II, III	60/0,87/ I, II, III	40/0,88/ I, II, III
17	10/0,89/ II, III	3/0,9/ III	12/0,89/ III, III	2/0,88/ III	55/0,85/ I, II, III	45/0,86/ I, II, III	55/0,87/ I, II, III	27/0,88/ I, II, III
18	8/0,89/ II, III	13/0,9/ II, III	5/0,89/ III	3/0,88/ III	32/0,85/ I, II, III	50/0,86/ I, II, III	20/0,87/ I, II, III	80/0,88/ I, II, III

Таблица 3 - Время использования максимальной нагрузки T_{max} и масштаб

Последняя цифра номера зачетной книжки	Масштаб 1 см : N км	Время использования максима нагрузки *Tmax*, ч
0	10	2000
1	15	2500
2	20	3000
3	10	3500
4	15	4000
5	20	4500
6	10	5000
7	15	5500
8	20	6000
9	15	6500

Таблица 4 - Регион строительства системы электроснабжения

Последняя цифра номера зачетной книжки	Регион строительства системы электроснабжения
1	Магаданская область
2	Калининградская область
3	Новгородская область
4	Орловская область
5	Ростовская область
6	Челябинская область
7	Тюменская область
8	Белгородская область
9	Краснодарский край