

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**

**ФГБОУ ВПО Тульский государственный университет**

**Факультет систем автоматического управления  
(ИВТС им. В.П. Грязева)**

**Кафедра Электроэнергетики**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ**

по дисциплине

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ**

**«Развитие электрической сети районной энергосистемы»**

Уровень профессионального образования:  
высшее образование – бакалавриат

Направление (специальность) подготовки:  
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль (специализация) подготовки:  
«Электроснабжение»

Квалификация выпускника: бакалавр  
Форма обучения: (очная, заочная)

Тула 2015 г.

Методические указания разработаны доцентом Гореловым Ю.И. и обсуждены на заседании кафедры Электроэнергетики факультета САУ

протокол № 6 от "3 июня" 2015 г.

Зав. кафедрой \_\_\_\_\_ В.М. Степанов

# З а д а н и е

## для курсовой работы по дисциплине

### “ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ”

#### «Развитие электрической сети районной энергосистемы»

Выполнить технико-экономическое обоснование схемы развития электрической сети районной энергосистемы для электроснабжения новых узлов нагрузки.

#### Исходные данные:

1. Схема существующей электрической сети (рис. 1).
2. Мощности шин действующих подстанций (10 и 35 кВ) режима максимальных нагрузок (табл. 1) на пятый год эксплуатации сооружаемой сети.
3. Геометрическое расположение существующих (табл. 2) и мест сооружения новых (табл. 3, по вариантам) подстанций в декартовой системе координат.
4. Максимальные мощности новых узлов нагрузки (новых подстанций) на пятый год их эксплуатации (табл. 3, по вариантам).
5. Время использования максимальной нагрузки  $T_{\max}$  (см. табл. 3) для общего годового графика энергосистемы с учетом мощностей новых нагрузок.
6. Ориентировочный состав видов нагрузок новых подстанций (табл. 4, по величине мощностей нагрузки).
7. Зимние и летние суточные графики характерных дней новых подстанций, табл. 5.
7. Напряжение пункта питания в режимах максимальных нагрузок поддерживается на уровне 242 кВ.
8. Номинальное напряжение на шинах низкого напряжения новых подстанций – 10 кВ.
9. Место строительства – определяется руководителем курсового проекта.
10. Материал опор для ВЛ всех напряжений – железобетон.

Таблица 1

Мощности режима максимальных нагрузок существующей сети

Мощности нагрузок	А-10	Б-35	Б-10	В-10	Г-10
Активная, МВт	110	15	10	80	90
Реактивная, Мвар	70	10	5	50	60

Таблица 2

Координаты расположения существующих подстанций, км

Подстанция	$x$	$y$
А	63	0
Б	107	–33
В	12	–57
Г	66	–50

Примечание. Начало координат в точке пункта питания О.

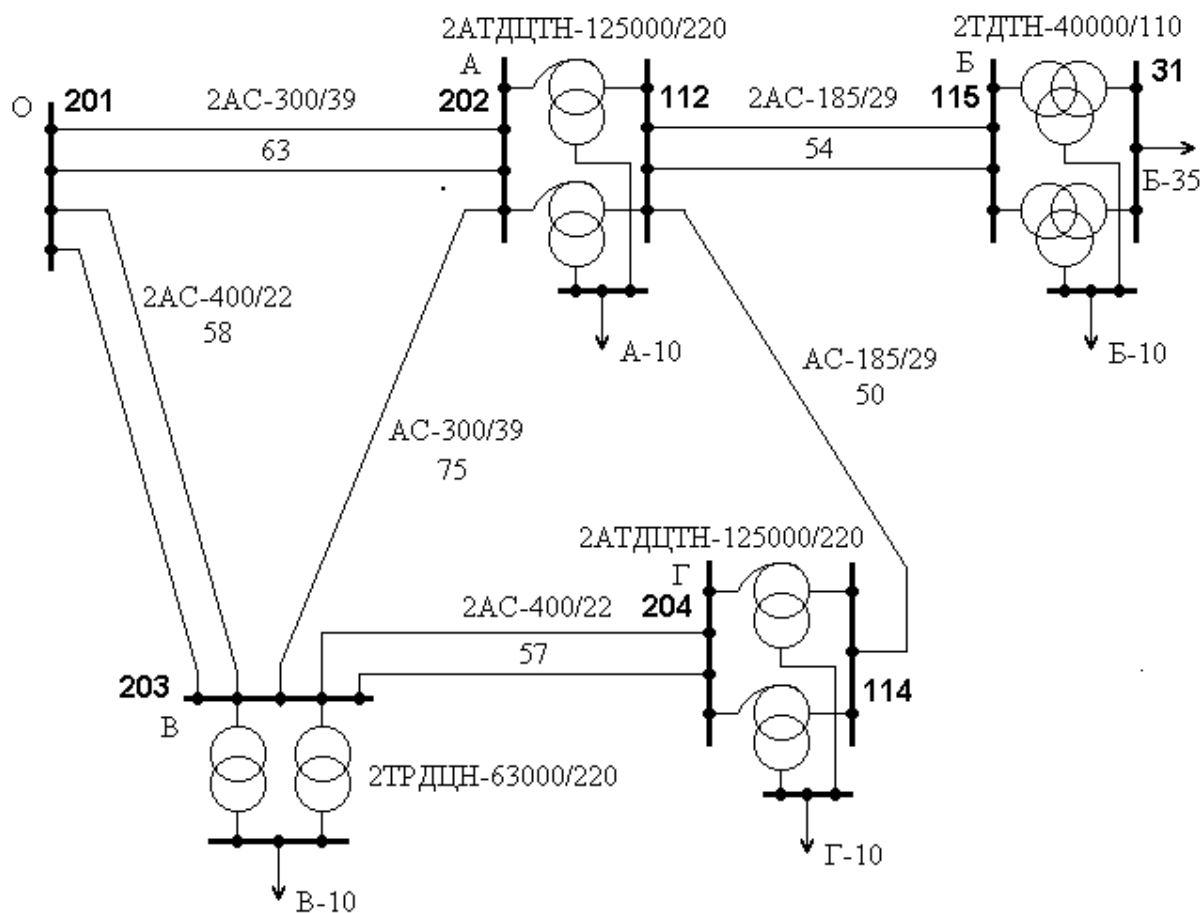


Рис. 1. Схема существующей электрической сети 220/110 кВ(расстояния в километрах).

Полужирным шрифтом обозначены номера узлов для шин, включенных в расчетную схему

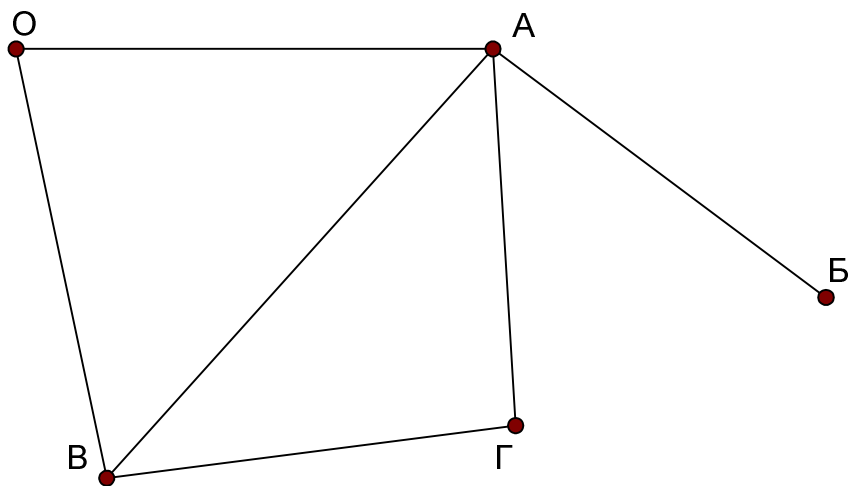


Рис.2. Граф существующей сети

Таблица 3

Координаты положения, мощности нагрузок новых подстанций и время использования максимальной нагрузки  $T_{\max}$

Номер варианта	Координаты, км						Мощности нагрузок, МВт и Мвар						$T_{\max}$ , ч
	$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	$x_3$	$y_3$	$P_1$	$Q_1$	$P_2$	$Q_2$	$P_3$	$Q_3$	
1	51	36	84	33	85	44	61	40	39	25	18	12	5600
2	55	15	81	35	107	46	61	34	30	17	14	8	4500
3	88	12	50	18	109	55	40	26	63	41	6	4	4800
4	50	33	53	56	92	41	56	38	44	29	7	5	5300
5	88	35	83	8	123	28	59	40	29	20	16	11	5100
6	84	60	76	41	105	7	50	31	34	21	18	11	5000
7	77	59	53	27	127	42	57	32	29	16	10	5	4900
8	65	17	85	47	88	48	66	47	17	12	19	14	4700
9	52	19	80	23	60	33	55	37	24	16	19	13	4600
10	55	9	52	39	71	27	29	21	64	47	10	7	5200

Таблица 4

Состав нагрузки сооружаемых подстанций, %

Подстанция	Максимальная активная мощность, МВт	Состав нагрузки					
		Осветительная нагрузка	Промышленная 3-сменная	Промышленная 2-сменная	Промышленная 1-сменная	Электрифицированный транспорт	Сельскохозяйственное производство
ПС-1	до 40	15	15	30	–	40	–
	свыше 40 до 50	15	15	20	10	40	–
	свыше 50	20	20	15	15	30	–
ПС-2	до 40	20	20	40	10	–	10
	свыше 40 до 50	20	30	10	20	–	20
	свыше 50	15	20	15	30	–	20
ПС-3	до 20	40	10	–	–	–	50
	свыше 10	40	15	–	–	–	45

Таблица 5

Зимние и летние суточные графики характерных дней для новых подстанций, %

Время	ПС-1				ПС-2				ПС-3			
	Зима		Лето		Зима		Лето		Зима		Лето	
	$P$	$Q$	$P$	$Q$	$P$	$Q$	$P$	$Q$	$P$	$Q$	$P$	$Q$
0:00	45	43	33	31	45	40	33	32	58	58	37	34
1:00	42	41	24	23	34	32	26	25	50	52	33	32
2:00	43	42	24	23	30	30	23	22	45	46	30	31
3:00	44	44	22	22	30	29	27	27	44	44	28	30
4:00	47	45	25	24	36	35	45	43	46	45	34	35
5:00	53	52	30	30	56	55	60	58	52	50	44	46
6:00	73	71	67	66	78	77	74	73	68	66	52	53
7:00	90	92	76	77	100	99	75	74	80	80	56	55
8:00	100	100	80	81	100	100	72	72	86	85	54	54
9:00	100	100	70	71	96	95	62	60	84	82	50	50

10:00	92	95	68	68	90	88	55	52	80	78	47	48
11:00	91	93	69	70	80	81	50	50	72	70	45	46
12:00	93	90	70	71	70	73	47	45	66	66	43	44
13:00	88	86	68	68	66	67	46	44	65	65	42	45
14:00	87	85	69	68	66	67	45	44	66	65	40	43
15:00	92	94	70	71	66	68	45	45	67	66	41	44
16:00	95	95	68	69	65	68	46	46	70	70	44	46
17:00	100	100	70	72	64	67	48	47	86	85	48	49
18:00	98	95	75	75	72	70	54	52	100	100	55	57
19:00	97	94	80	78	83	80	62	60	98	99	65	65
20:00	96	93	80	78	85	84	65	63	95	96	65	65
21:00	88	86	70	72	80	80	64	62	80	80	60	63
22:00	78	77	48	47	65	64	49	47	68	68	52	43
23:00	58	56	34	35	53	50	35	34	63	62	41	42
Среднее	78,75	77,88	57,92	57,92	67,08	66,63	50,33	49,04	70,38	69,92	46,08	46,67

Примечание. 1. Значения активных и реактивных мощностей даны в процентах от  $P_{\max}$  и  $Q_{\max}$ , соответственно. 2. Для контроля расчетов по графикам нагрузки для каждого из графиков в таблице приведены среднесуточные значения.

### **У к а з а н и я**

#### **к выполнению курсовой работы по дисциплине “ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ”**

#### **«Развитие электрической сети районной энергосистемы»**

Технико-экономическое обоснование схемы построения и выбор параметров электрической сети производится на перспективу 5...10 лет.

Проектируемая электрическая сеть должна обеспечивать:

- требуемую пропускную способность и надежность;
- экономичность развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемой сети с действующей (существующей).

Требования к пропускной способности и надежности формулируются следующим образом:

- передача расчетных максимальных перетоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети при нормативных уровнях напряжения;
- передача расчетных длительных перетоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети и при отключении одного из элементов сети (одной цепи ЛЭП или одного трансформатора).

Экономичность развития и функционирования основывается на выборе варианта, предусматривающего дальнейшее развитие сети без ее коренных изменений и максимальное использование действующих сетей с учетом их возможностей для реконструкции.

При проектировании ВЛ рекомендуется применять стандартное оборудование и материалы и унифицированные или типовые конструкции опор, фундаментов и других элементов линий, прошедшие все требуемые испытания и зарекомендовавшие себя положительно в эксплуатации. Необходимые данные по оборудованию электрических сетей можно найти в приложении 1.

Технико-экономическое обоснование варианта схемы развития электрической сети в выполняемой курсовой работе включает в себя следующие вопросы:

## 1. Выбор вариантов схем соединений ЛЭП

Необходимо наметить 6...10 вариантов, среди которых должны быть варианты магистрально-радиальных и замкнутых (кольцевых) схем. Присоединение новых линий возможно к действующим подстанциям А, Б, В и Г и к пункту питания О за счет расширения (реконструкции) их распределительных устройств. По типу присоединения к сети подстанции должны быть тупиковые или проходные. Ответительные подстанции применять не следует. При построении вариантов схем соединений ЛЭП принимают во внимание требования, которые предъявляются к надежности электроснабжения потребителей ЭЭС. Все намеченные варианты должны быть технически сопоставимыми и взаимозаменяемыми.

Для построения вариантов можно использовать граф существующей сети, рис. 2.

На основе приближенной технико-экономической оценки вариантов выбрать из предложенных вариантов 2 или 3 для дальнейшей проработки. Среди этих вариантов должен быть хотя бы один вариант, имеющий замкнутую схему электроснабжения хотя бы двух новых потребителей.

При выборе вариантов следует руководствоваться следующими соображениями:

1) передача электроэнергии от источника питания к пунктам ее потребления должна производиться, по возможности, по наикратчайшему пути, что предполагает снижение потерь мощности в сети;

2) суммарная стоимость сооружаемых ЛЭП должна быть наименьшей, что приближенно можно оценить по суммарной протяженности сооружаемых ЛЭП (протяженность двухцепных ЛЭП следует включать в сумму с весовым коэффициентом 1,5).

Протяженность всех линий выбранных вариантов принимается на 15 – 20 % больше воздушной прямой.

Пример выбора вариантов развития электрической сети дан в приложении 2.

## 2. Выбор номинальных напряжений сооружаемых ЛЭП

Номинальные напряжения электрических сетей в России установлены действующим стандартом (ГОСТ 721-77) и для вновь проектируемых электрических сетей составляют следующий ряд: 6, 10, 20, 35, 110, 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ.

Приближенную оценку применения экономически целесообразных номинальных напряжений воздушных ЛЭП можно сделать по эмпирическим формулам, например по формуле Г.А. Илларионова [1]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}},$$

или формуле

$$U = 16\sqrt[4]{Pl},$$

где  $P$  – в МВт на одну цепь,  $l$  – в км.

Предварительно следует найти приближенное потокораспределение мощностей по сооружаемым ЛЭП для максимальных нагрузок новых подстанций.

Найденные с помощью эмпирических формул номинальные напряжения ЛЭП следует сверить с данными, приведенными в табл. 6

Таблица 6

Пропускная способность и дальность электропередачи по ВЛ 35, 110 и 220 кВ

Напряжение, кВ	Сечение фазы, мм <sup>2</sup>	Пропускная способность ВЛ, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		Натуральная	При плотности тока 0,9,	Предельная (КПД = 0,9)	Средняя (между двумя соседними)

			А/мм <sup>2</sup>		ПС)
35	70...150	3	4...10	20	5
110	70...240	30	11...37	80	25
150	150...300	60	31...63	250	20
220	240...400	135	74...123	400	100

При решении вопроса о том, какое из двух смежных по шкале номинальных напряжений принять, необходимо учитывать возможные перегрузки по току при переключениях в сети, наличие данного напряжения на подстанции, куда присоединяется данная ЛЭП, и перспективный рост нагрузки с течением времени.

При необходимости следует пересмотреть решения, сделанные в п. 1.

Пример выбора номинальных напряжений ЛЭП дан в приложении 2.

### 3. Определение сечений проводов сооружаемых ЛЭП

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 [1].

Суммарное сечение ( $F$ ) проводов фазы проектируемой ВЛ составляет:

$$F = \frac{I_p}{j_n},$$

где  $I_p$  – расчетный ток, А;

$j_n$  – нормированная плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), нормированы следующие значения плотности тока для ВЛ 35...500кВ (табл. 7).

Таблица 7

Нормированные значения плотности тока для ВЛ

Проводники	Плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , 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	2,0	1,7	1,4
алюминиевые	1,0	0,9	0,8

Значение  $I_p$  определяется по выражению:

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T,$$

где  $I_5$  – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для системообразующих линий основной сети по расчетным длительным потокам мощности. Для линий распределительной сети  $I_5$  определяется расчетом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 110—220 кВ значение  $\alpha_i$  может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки\*.

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ ( $T_{max}$ ), а коэффициент  $K_m$  – отражает участие нагрузки ВЛ в максимуме энергосистемы (табл.

\* Для ВЛ напряжением 35 кВ значение  $\alpha_i$  также можно принять равным 1,05.



8). Расчет коэффициента для нагрузок новых подстанций производится по данным, приведенным в табл. 9.

Таблица 8

Усредненные значения коэффициента  $\alpha_T$

Напряжение ВЛ, кВ	Коэффициент участия в максимуме энергосистемы, $K_M$	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

Для радиальных ЛЭП  $K_M$  принимается равным коэффициенту для нагрузки, которая питается по этой линии. Для замкнутой сети  $K_M$  определяется как средневзвешенное значение коэффициентов по долям мощностей нагрузок подстанций входящих в замкнутую сеть.

На ВЛ рекомендуется применять сталеалюминиевые провода. Использование алюминиевых проводов и проводов из алюминиевого сплава обосновывается расчетами.

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву  $I_{\text{доп}}$ :

$$I_{\text{р.н.}} \leq I_{\text{доп}}$$

где  $I_{\text{р.н.}}$  – расчетный ток для проверки проводов по нагреву (средняя токовая нагрузка за полчаса); 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 табл. 10, а поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов – в табл. 11.

Минимально возможные сечения неизолированных проводов по условиям механической прочности проводов для ВЛ свыше 1 кВ приведены в табл. 12.

Таблица 9

Коэффициенты попадания в максимум энергосистемы для различных потребителей электроэнергии

Потребители электроэнергии	Коэффициент $K_{Mi}$
Осветительно-бытовая нагрузка	1,0
Промышленные предприятия:	
трехсменные	0,85
двухсменные	0,7 – 0,75
односменные	0,1 – 0,15
Электрифицированный транспорт	1,0
Сельскохозяйственное производство	0,7 – 0,75

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

- для ВЛ-35 кВ – 150 мм<sup>2</sup>;
- для ВЛ-110 кВ – 240 мм<sup>2</sup>;
- для ВЛ-220 кВ – 500 мм<sup>2</sup>.

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 произво-

дится, если сечения проводов равны минимально допустимым по условиям короны или превышает их, табл. 13.

Таблица 10

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 <sup>2</sup>	35/6,2	50/8	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/39	300/48	330/27
Ток, А	175	210	265	330	390	450	510	610	690	730

Продолжение таблицы 10

Сечение, (алюминий/сталь) мм <sup>2</sup>	400/18	400/51	400/69	500/26	500/64
Ток, А	830	825	860	330	945

Таблица 11

Поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов

Расчетная температура воздуха, С°	Нормированная температура провода, С°	Поправочные коэффициенты при фактической температуре воздуха, С°											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Таблица 12

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

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, мм <sup>2</sup>			
	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	-

Примечания: 1. В пролетах пересечений с автомобильными дорогами, троллейбусными и трамвайными линиями, железными дорогами необщего пользования допускается применение проводов таких же сечений, как на ВЛ без пересечений. 2. В районах, где требуется применение проводов с антикоррозионной защитой, минимально допустимые сечения проводов принимаются такими же, как и сечения соответствующих марок без антикоррозионной защиты.

Таблица 13

Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех, мм

Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводами	
	одиночными	два и более
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× АС240/32) 3 × 15,2(3 × АС 120/19) 3 × 17,1(3 × АС 150/24)
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)

Примечания: 1. Для ВЛ 220 кВ минимальный диаметр провода 21,6 мм относится к горизонтальному расположению фаз, а в остальных случаях допустим с проверкой по радиопомехам. 2. Для ВЛ 330 кВ минимальный диаметр провода 15,2 мм (три провода в фазе) относится к одноцепным опорам.

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.

Пример выбора сечений проводов ЛЭП дан в приложении 2.

#### 4. Выбор трансформаторов на понижающих подстанциях

На новых подстанциях с ВН 35 кВ и выше применяют типовые схемы РУ, в которых предусмотрена установка, как правило, двух трансформаторов одинаковой мощности. Установка одного трансформатора является, обычно, первым этапом сооружения двухтрансформаторной подстанции. Установка более двух трансформаторов осуществляется при наличии технико-экономического обоснования или специальным требованием заказчика.

При выборе трансформаторов определяющим условием является их нагрузочная способность. Нагрузочной способностью трансформаторов называется совокупность нагрузок и перегрузок трансформатора. Исходным режимом для определения нагрузочной способности является номинальный режим работы трансформатора на основном ответвлении при номинальных условиях места установки и охлаждающей среды, определяемых соответствующим стандартом или техническими условиями.

Допустимым режимом нагрузки называется режим продолжительной нагрузки трансформатора, при котором расчетный износ изоляции обмоток от нагрева не превышает износа, соответствующему номинальному режиму работы. Перегрузочным считается такой ре-

жим, при котором расчетный износ изоляции превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Основанием для ограниченных во времени перегрузок трансформатора является неполная нагрузка трансформатора в период, предшествующий допустимой нагрузке, и пониженная нагрузка охлаждающей среды (воздуха или воды).

ГОСТ 14209-97 «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов», а также «Инструкция по эксплуатации автотрансформаторов» позволяют осуществить рациональную загрузку силовых трансформаторов и обеспечить оптимальный выбор номинальной мощности трансформаторов при проектировании подстанций. В соответствии с рекомендациями [4] выбор мощности трансформаторов в общем случае должен осуществляться следующим образом.

«Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе (с учетом их допустимой по техническим условиям на трансформаторы перегрузки и резерва по сетям СН и НН) обеспечивали питание нагрузки.

Трансформаторы с повышенной нагрузочной способностью (на основе применения форсированной системы охлаждения) мощностью до 100 МВ·А включительно класса напряжения 110, 150 и 220 кВ выбираются в соответствии с действующими нормативными документами и заводскими материалами».

В настоящем курсовом проекте выбор трансформаторов на новых понижающих подстанциях выполняется исходя из аварийной перегрузки при отключении одного из двух трансформаторов на время ремонта или замены. При этом резервирование по сетям СН и НН отсутствует. Исходными данными для выбора трансформаторов являются суточные графики нагрузки новых подстанций для характерных дней зимнего и летнего периодов, сезонные эквивалентные температуры охлаждающего воздуха для населенных пунктов, в которых строятся новые подстанции, а также предполагаемый вид охлаждения трансформаторов.

Упрощенные таблицы допустимых аварийных перегрузок масляных трансформаторов определены в ГОСТ 14209-97 и даны здесь в табл.14.

В таблицах использованы сокращения в обозначениях видов охлаждения, принятые СЭВ и МЭК<sup>1</sup>:

*ON* – обозначает виды охлаждения *ONAN* (М – Естественная циркуляция воздуха и масла) или *ONAF* (Д – Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла). *ONAN* в таблице выделен в отдельный столбец и поэтому *ON* в данном случае представляет *ONAF*;

*OF* – обозначает виды охлаждения *OFAF* (ДЦ – Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла) или *OFWF* (Ц – Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла);

*OD* – обозначает виды охлаждения *ODAF* (НДЦ – Принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла) или *ODWF* (НЦ – Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла).

---

<sup>1</sup> СЭВ – Совет экономической взаимопомощи. МЭК – Международный электротехнический комитет.

Таблица 14

Допустимые аварийные перегрузки без учета предшествующей нагрузки

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки											
	–25° C				–20° C				–10° C			
	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>
0,5	2,0	1,8	1,6	1,4	1,9	1,7	1,6	1,5	1,7	1,6	1,5	1,4
1,0	1,9	1,7	1,6	1,4	1,9	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4
2,0	1,9	1,7	1,5	1,4	1,8	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,3
4,0	1,8	1,6	1,5	1,4	1,7	1,6	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3
24,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,6	1,5	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3

Продолжение табл. 14

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки											
	0° C				10° C				20° C			
	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>
0,5	1,7	1,5	1,4	1,3	1,7	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2
1,0	1,7	1,5	1,4	1,3	1,6	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3	1,2
2,0	1,6	1,5	1,4	1,3	1,5	1,4	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3	1,2
4,0	1,6	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2
8,0	1,6	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2
24,0	1,5	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2

Окончание табл 14

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки							
	30° C				40° C			
	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>	<i>ONAN</i>	<i>ON</i>	<i>OF</i>	<i>OD</i>
0,5	1,4	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2
1,0	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,1
2,0	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,1	1,1
4,0	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1
8,0	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1
24,0	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1

Для того, чтобы пользоваться нижеприведенным подходом к выбору трансформаторов, необходимо преобразовать суточный график нагрузки в упрощенный двухступенчатый в соответствии с рис. 3.  $K_1$  и  $K_2$  - ступени нагрузки, где  $K_2$  - максимум нагрузки. Продолжительность максимума нагрузки -  $t$  часов. Методы определения этой продолжительности для прямоугольного графика нагрузки зависят от конфигурации исходного суточного графика нагрузки. Ниже приведены рекомендуемые методы для различных видов реальных графиков нагрузки.

Если эквивалентность двухступенчатого графика нагрузки вызывает сомнение, следует сделать несколько допущений и принять график с наибольшим запасом.

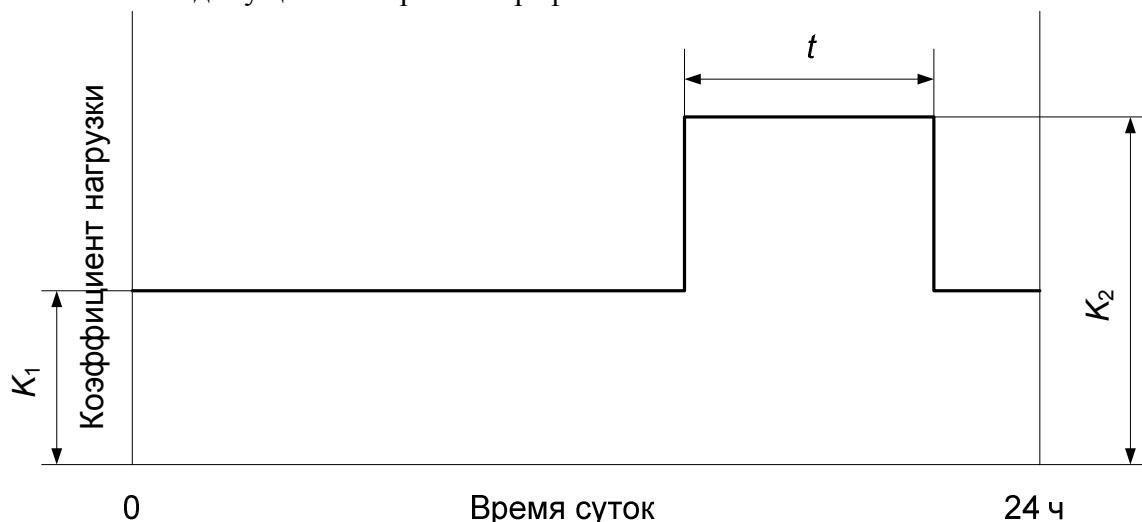


Рис. 3. Эквивалентный двухступенчатый график нагрузки

а) График нагрузки с одним максимумом

В этом случае значение  $t$  следует определять, как показано на рис. 4.

Для участка графика нагрузки без максимума значение  $K_1$  определяют как среднее значение нагрузки без максимума.

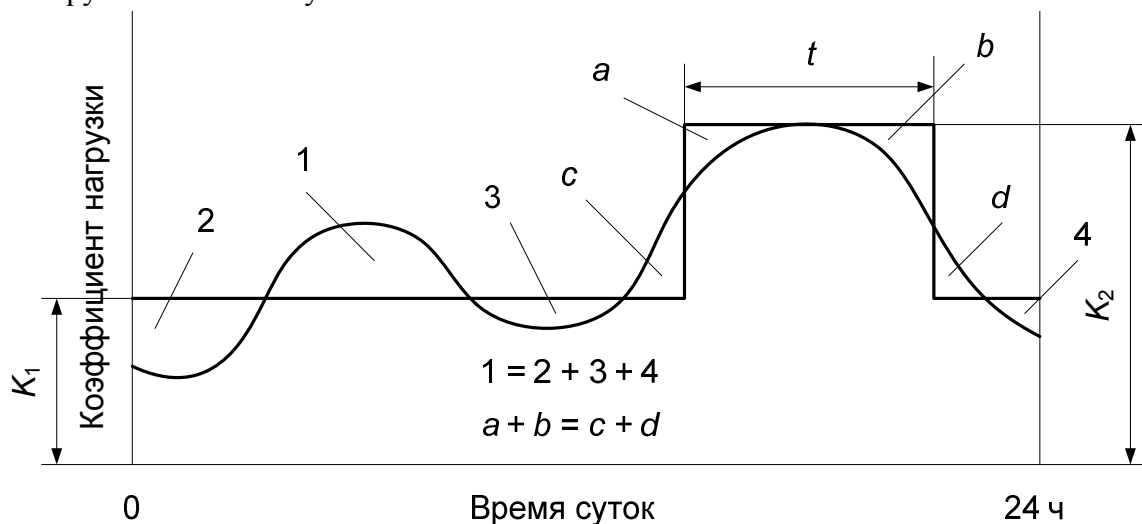


Рис. 4 - График нагрузки с одним максимумом

б) График нагрузки с двумя максимумами равной амплитуды, но различной продолжительности

При двух максимумах примерно равной амплитуды, но различной продолжительности значение  $t$  определяют для максимума большей продолжительности, а значение  $K_1$  должно соответствовать среднему значению оставшейся нагрузки.

Пример графика нагрузки представлен на рис. 5.

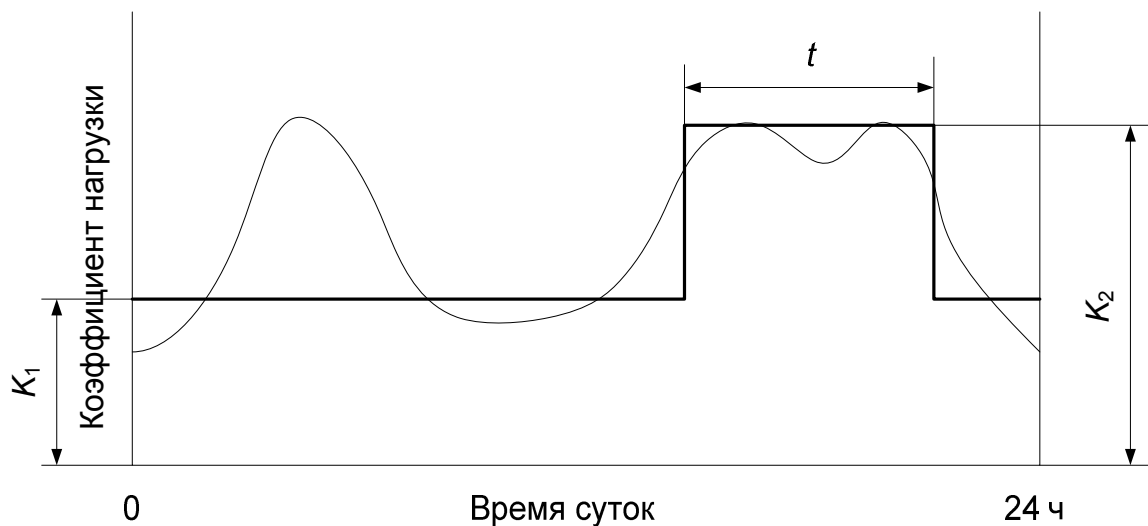


Рис. 5. График нагрузки с двумя максимумами равной амплитуды и различной продолжительности

в) График нагрузки с последовательными максимумами

Если график нагрузки состоит из нескольких последовательных максимумов, значение  $t$  принимают достаточной продолжительности, чтобы охватить все максимумы, а значение  $K_1$  должно соответствовать среднему значению оставшейся нагрузки, как показано на рис. 6.

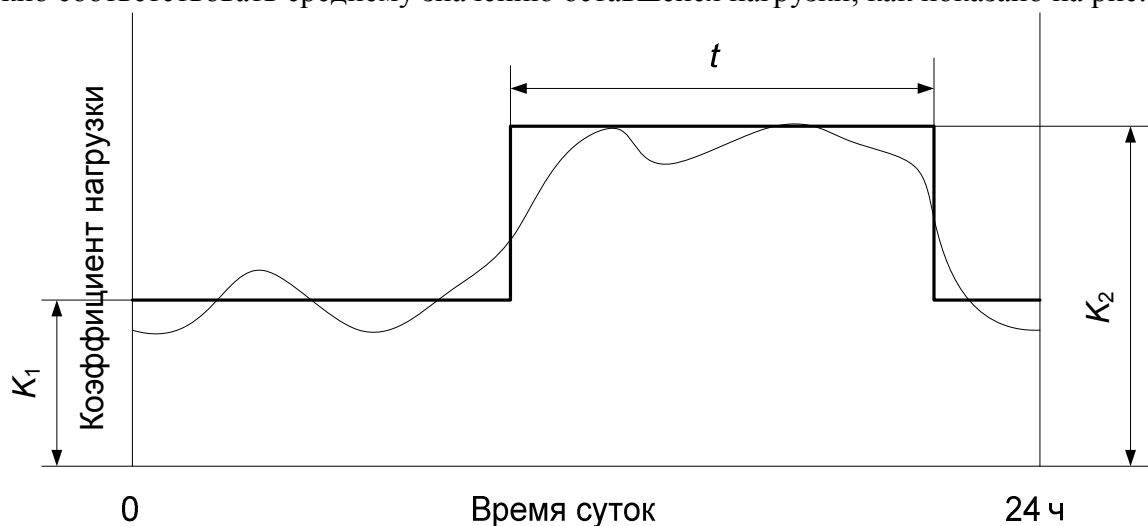


Рис. 6. График нагрузки с последовательными максимумами

Можно рекомендовать следующий алгоритм для приближенного построения эквивалентного графика нагрузки. Заданным является часовой ступенчатый график нагрузки (24 часа).

1. На графике нагрузки проводится линия соответствующая средней нагрузке.
2. Выделяется непрерывный интервал времени, на котором имеется максимум нагрузки и все нагрузки выше средней. Если таких интервалов два, то берется более длительный. Величина этого интервала является первым приближением длительности перегрузки. Как правило, оно получается с запасом.
3. Строится двухступенчатый график, у которого большая ступень равна максимальной нагрузке, а другая (меньшая) является среднеквадратичным значением ступеней графика, которые не принадлежат интервалу перегрузки.
4. Проверяется равенство площадок:  $a + b = c + d$ . Если погрешность выполнения равенства велика, то одно часовое значение большей ступени исключается из интервала перегрузки. Как правило, это меньшее из двух крайних значений.

5. Вновь строится двухступенчатый график нагрузки, у которого продолжительность большей ступени (продолжительность перегрузки) короче на один час, а меньшей – больше на час.
6. Снова проверяется равенство  $a + b = c + d$  и если погрешность его выполнения невелика, процесс построения заканчивается. В противном случае последние два пункта повторяются.

Порядок выбора трансформаторов следующий:

1. По сезонным суточным графикам активной  $P$  и реактивной  $Q$  нагрузки находится графики полной мощности  $S$ .
2. Для обоих графиков полной мощности (зимнего и летнего) путем преобразования находятся упрощенные эквивалентные двухступенчатые прямоугольные графики нагрузки. Алгоритм построения приведен выше.
3. По полученным эквивалентным графикам для большей ступени определяются продолжительности перегрузки трансформаторов.
4. В табл. 14 по продолжительности перегрузки, виду охлаждения трансформатора и эквивалентной температуре охлаждающей среды (табл. 15) находятся коэффициенты допустимой перегрузки трансформаторов для зимнего и летнего графиков нагрузки.
5. Трансформаторы выбираются по условию:

#### Эквивалентная температура охлаждающей среды

Таблица 15

Населенный пункт	Эквивалентная температура, °С		
	годовая	зимняя	летняя
Тула	9,4	-8,9	17,3

$$S_{\text{тр.ном}} \geq \frac{S_5}{k_{\text{пер.}}(n-1)},$$

где  $S_5$  – максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме для зимнего и летнего графиков нагрузки на пятый год эксплуатации;  $k_{\text{пер.}}$  – допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов, соответственно для зимнего и летнего графиков;  $n$  – число трансформаторов на подстанции. Выбирается номинальная мощность трансформатора по большей рассчитанной величине.

На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше, как правило, устанавливают автотрансформаторы, обладающие рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньшая масса, стоимость и потери энергии при той же мощности).

Пример выбора трансформаторов на понижающей подстанции приведен в приложении 2.

### 5. Составление принципиальных и расчетных схем вариантов

Для составления принципиальных схем вариантов электрической сети необходимо переписать существующую схему и добавить к ней сооружаемые ЛЭП и подстанции с надписанными марками проводов и типами трансформаторов.

Расчетные схемы также включают в себя как существующие, так и новые элементы сети. На расчетной схеме указываются связи между узловыми точками (прямые или ломаные линии), для трансформаторов элементы трансформации (по обозначению совпадающие с обозначением трансформаторов на принципиальных схемах). Двухцепные ЛЭП и соединенные параллельно трансформаторы изображаются одной эквивалентной ветвью. Возле каждой ветви могут надписываться сопротивления и подписываться проводимости (для ЛЭП). Возле элемента трансформации указывается коэффициент трансформации или номинальные напряжения обмоток трансформатора через косую черту, например 230/121.

Никакие графические элементы (типа емкость, индуктивность и пр.) кроме элемента трансформации на расчетной схеме не изображаются.



Принципиальная и расчетная схемы рисуются для каждого варианта совместно с расчетной схемой существующей сети. Параметры расчетной схемы существующей сети приведены в табл. 16 и 17. Для упрощения в схеме сделаны некоторые эквивалентные преобразования:

- трансформаторы подстанции В не включены в расчетную схему и на шинах ВН указана эквивалентная нагрузка подстанции (с учетом потерь в трансформаторах);
- автотрансформаторы подстанций А и Б, а также трехобмоточные трансформаторы подстанции Б моделируются без схемы замещения обмотки низкого напряжения, а нагрузка шин НН с учетом потерь в обмотке НН указывается на шинах СН подстанций. Сопротивления обмоток ВН и СН теперь соединены последовательно и в расчетной схеме представлены одной трансформаторной ветвью. Эквивалентная нагрузка шин НН на подстанции Б суммируется с нагрузкой шин СН.

Таблица 16

Параметры узлов расчетной схемы существующей сети

Номер узла	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар
201	0	0
202	0	0
203	80,4	60,4
204	0	0
112	110,6	93
114	90,4	75,8
115	0	0
31	25,4	18,3

Примечание. Узел номер 201 является базисным балансирующим узлом.

Таблица 17

Параметры ветвей расчетной существующей сети

Имя ветви		$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B$ , мкСм
201	201	3,1	13,5	333
201	203	2,2	12,2	313
202	203	7,4	32,2	198
203	204	2,1	12,0	308
112	115	4,4	11,2	300
112	114	8,1	20,7	138
112	202	0,5	29,6	—
114	204	0,5	29,6	—
31	114	0,4	17,8	—

Пример принципиальной и расчетной схем для радиального варианта приведен в приложении 2.

## 6. Расчет режимов максимальных нагрузок и баланс реактивной мощности

Расчеты режима максимальных нагрузок выполняются по схеме существующей сети с добавлением новых ЛЭП и подстанций с целью определения допустимости режимов напряжений узлов, составления баланса по реактивной мощности, определения суммарных потерь мощности для последующего вычисления затрат и проверки загрузки элементов существующей сети вследствие подключения новых потребителей.

Расчеты режимов максимальных нагрузок проводятся на ЭВМ по одной из программ расчета установившегося режима электрической сети (net#, netw, Anares, Rastr и др.).

При составлении баланса реактивной мощности необходимо сопоставить суммарную потребляемую мощность электрической сети (выделив все ее составляющие) с располагаемой

реактивной мощностью электростанций. В курсовой работе этот вопрос решается упрощенно: следует считать располагаемой мощностью, вычисляемую через коэффициент мощности 0,9 от активной мощности пункта питания (балансирующий узел) в режиме максимальных нагрузок.

Сопоставление суммарной потребляемой реактивной мощности с располагаемой мощностью пункта питания позволяет сделать вывод о потребности в установке компенсирующих устройств необходимой мощности в проектируемой сети, размещение которых производится с учетом следующих рекомендаций:

- 1) компенсирующие устройства рекомендуется устанавливать на наиболее мощных и по возможности удаленных подстанциях;
- 2) следует избегать трансформации больших потоков реактивных мощностей.

В качестве средств компенсации реактивной мощности применяются синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы и батареи конденсаторов.

Для определения суммарной реактивной мощности компенсации вычисляется располагаемая реактивная мощность пункта питания сети (балансирующего узла):

$$Q_{\text{БУрасп}} = P_{\text{БУ}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{БУ}},$$

где  $P_{\text{БУ}}$  – активная мощность пункта питания (берется из расчета установившегося режима);

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{БУ}}$  – наибольший допустимый коэффициент реактивной мощности пункта питания (вычисляется для заданного коэффициента мощности  $\cos \varphi$ ).

Суммарная реактивная мощность компенсации равна:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{БУ}} - Q_{\text{БУрасп}},$$

где  $Q_{\text{БУ}}$  – реактивная мощность пункта питания (берется из расчета установившегося режима).

Полученную таким образом мощность компенсации следует уменьшить на 20...25 % и выполнить расстановку компенсирующих устройств в сети. В электрической схеме курсовой работы целесообразно установить большую часть мощности на шинах низкого напряжения узловых подстанций А и Г, а остальную мощность разместить у потребителей новых подстанций (возможно на одной – двух подстанциях).

После расстановки компенсирующих устройств следует вновь выполнить расчет режимов максимальных нагрузок и подобрать ответвления РПН на новых подстанциях, чтобы показать возможность встречного регулирования напряжения на шинах НН подстанций.

На шинах ВН подстанций в режиме максимальных нагрузок необходимы такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов с учетом использования РПН напряжение не будет ниже 1,05 номинального, а в послеаварийных режимах – номинального. Для всех шин подстанций (ВН, СН и НН) напряжение не должно превышать наибольшего рабочего напряжения (табл. 18).

Таблица 18

Наибольшие рабочие напряжения в электрических сетях, кВ

Номинальное напряжение	6	10	20	35	110	220	330	500	750	1150
Наибольшее напряжение	7,2	12	24	40,5	126	252	363	525	787	1200

Уровни напряжения можно изменить с помощью отпаяк РПН трансформаторов новых подстанций (локальное регулирование напряжения) и отпаяк РПН автотрансформаторов действующих подстанций А и Г (централизованное регулирование напряжения). При этом с целью предупреждения появления уравнительных потоков мощности в контурах сети 110/220 кВ следует устанавливать отпайки РПН на автотрансформаторах одинаковыми.

Проверка загрузки существующей сети выполняется по результатам расчета потоков мощности по действующим ЛЭП и трансформаторам. В начале следует рассчитать токи в ЛЭП (по полученным потокам мощности в ЛЭП и напряжениям узлов) и сопоставить с пре-

дельно допустимыми по условию нагрева проводов; затем потоки мощности через трансформаторы сопоставить с установленной мощностью трансформаторов на подстанциях. При недопустимых перегрузках элементов действующей сети следует либо изменить решения принятые при подборе вариантов сооружения новой сети, либо выполнить реконструкцию существующей сети.

Пример расчета режима максимальных нагрузок и баланса реактивной мощности для одного варианта электрической сети приведен в приложении 2.

## **7. Выбор схем присоединения к сети новых и расширения существующих понижающих подстанций**

Выбор схем присоединения к сети всех новых подстанций выполняется из числа типовых коммутационных схем с учетом их области применения [1]. Они являются схемами открытых распределительных устройств (ОРУ), стоимости которых включаются в затраты при сопоставлении вариантов.

На рис. 8 приведены типовые схемы распределительных устройств (РУ) 35-220 кВ, а в табл. 19 перечень схем и области их применения.

В курсовой работе необходимо привести изображения выбранных в обоих вариантах схем присоединения к сети понижающих подстанций.

Следует иметь в виду, что присоединение ЛЭП к существующим подстанциям требует расширение их ОРУ. Поэтому стоимости ячеек (комплектов выключателей – по одному на одну линию) также должна включаться в затраты при сопоставлении вариантов.

## **8. Выбор окончательного варианта схемы развития электрической сети**

Выбор окончательного варианта следует делать путем сопоставления полных (дисконтированных) или удельных затрат. Методика расчета полных и удельных затрат изложена в [2]. Методика расчета суммарных дисконтированных приведенных затрат изложена в [1]. 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  $K_{\Sigma}$  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.

Пример расчета  $K_{\Sigma}$  для двух вариантов сооружения электрической сети приведен в приложении П.2.7. В  $K_{\Sigma}$  примера не включены стоимости трансформаторов подстанций, распределительных устройств НН, компенсирующих устройств, а также ЛЭП и ОРУ подстанций, которые входят во все сравниваемые варианты.

Для расчетов полных затрат необходим расчет потерь мощности:

- нагрузочных потерь в сети (выполняется при расчете установившегося режима на ЭВМ),
- потерь холостого хода (сумма потерь холостого хода всех трансформаторов, установленных на новых подстанциях),
- потерь на корону и
- потерь в ВЛ от токов утечки по изоляторам.

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

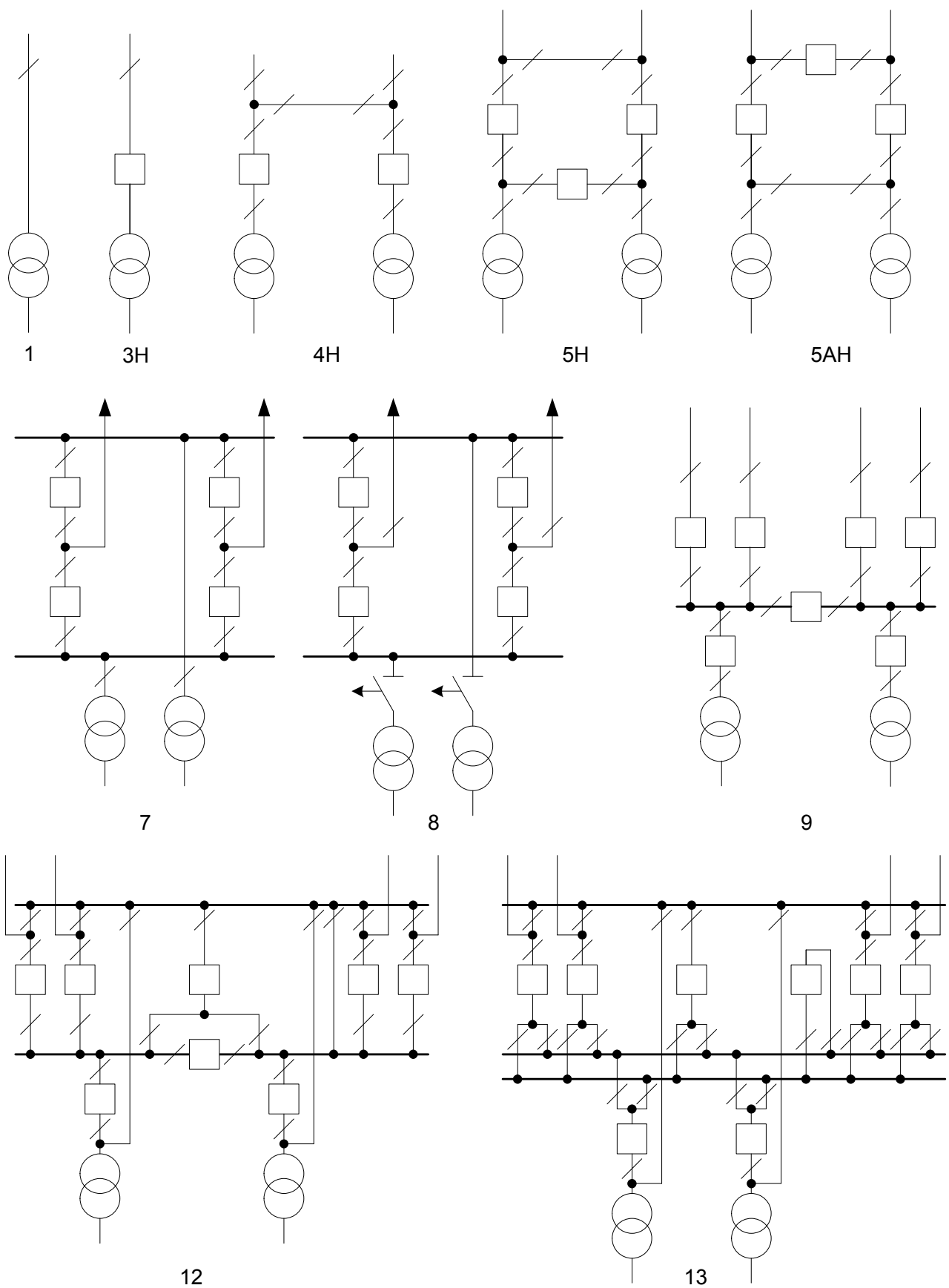


Рис. 8. Типовые схемы РУ 35-220 кВ

Типовые схемы РУ 35-220 кВ

Номер типовой схемы	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
1	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	35-330	ВН	1	1. Тупиковые ПС, питае- мые линией без ответвле- ний. 2. Охват трансформатора линейной защитой со сто- роны питающего конца или передача телеотключаю- щего импульса
3Н	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	35-220	ВН	1	Тупиковые и ответвитель- ные ПС
4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической пере- мычкой со стороны линии	35-220	ВН	2	1. Тупиковые и ответви- тельные ПС 2. Недопустимость приме- нения отделителей
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны ли- ний	35-220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформа- торов до 63 МВА включи- тельно
5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	35-220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформа- торов до 63 МВА включи- тельно
7	Четырехугольник	220-750	ВН	2	На напряжении 220 кВ – при мощности трансфор- маторов 125 МВА и более
8	Расширенный четырех- угольник	220	ВН	4	1. Отсутствие перспективы увеличения количества ли- ний 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ
9	Одна секционированная система шин	35	ВН, СН, НН	3 и бо- лее	–
12	Одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями	110-220	ВН, СН	3 и бо- лее	Количество радиальных ВЛ не более одной на сек- цию
13	Две несекционированные системы шин	110-220	ВН, СН	3-13	При невыполнении усло- вий для применения схемы 12

Удельные потери мощности на корону зависят от номинального напряжения ВЛ, кон-  
струкции 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 [5]. К седьмому региону относятся территориальные образования западной Сибири. Удельные годовые потери электроэнергии для этого региона для ВЛ 110 и 220 кВ приведены в табл. 20.

Таблица 20

Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Материал опор, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт ч/км в год (7-ой регион)
220	Сталь-1х300	15,3
	Сталь/2-1х300	28,5
	Железобетон-1х300	22,2
	Железобетон/2-1х300	37,9
110	Сталь-1х120	0,85
	Сталь/2-1х120	1,13
	Железобетон-1х120	1,36
	Железобетон/2-1х120	1,47

При расчете потерь на линиях с сечениями, отличающихся от приведенных в табл. 19, расчетные значения потерь получаются умножением значений из табл. 20 на отношение  $F_T / F_\phi$ , где  $F_T$  - суммарное сечение проводов фазы, приведенное в табл. 20;  $F_\phi$  – фактическое сечение фазы линии.

Чтобы получить средние потери мощности на корону в линии необходимо умножить значения из табл. 20 на число цепей, длину линии, отношение  $F_T / F_\phi$  и поделить на число часов в году.

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ для 7-го региона на одну цепь принимают:

- для напряжения 220 кВ – 1,08 тыс. кВт ч/км в год;
- для напряжения 110 кВ – 0,86 тыс. кВт ч/км в год.

Чтобы получить средние мощности по линии электропередачи необходимо умножить указанные значения на число цепей, длину линии и поделить на число часов в году.

Для вычисления полных затрат в соответствии с [2] 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

$$K_0 = K_y k_n,$$

$k_n$  - коэффициент пересчета цен на сооружение ЛЭП и подстанций на момент времени  $t = 0$  (индекс цен).

3. Капитальные вложения

$$K_\Sigma = K_0 \frac{(1+i)^{T_b}}{k_{n2}} T_3,$$

где  $i$  - ежегодная инфляция и учетная ставка кредитора при долгосрочном кредите;

$k_{n2}$  - коэффициент приведения ежегодных затрат к сегодняшнему дню

$$k_{n2} = \frac{1 - (1-i_3)^{-T_3}}{i_3},$$

где  $i_3$  - эквивалентная учетная ставка;

$$i_3 = \frac{i - a}{1 + a};$$

$a$  - рост стоимости электрической энергии;  
 $T_b$  - срок строительства электрической сети;  
 $T_3$  - экономический срок службы электрической сети.  
 4. Эксплуатационные затраты

$$I_1 = \beta K_{\Sigma} k_{п2}.$$

где  $\beta$  - относительное значение ежегодных эксплуатационных затрат.

5. Капитализированная стоимость потерь

$$I_{\text{пот}} = I_{\Delta P} + I_{\Delta W},$$

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

$$I_{\Delta P} = \mu \Delta P_{\Sigma};$$

где  $\mu$  - удельная стоимость расширения электростанций и подстанций;

$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{кор}} + \Delta P_x + \Delta P_n$  - полные потери мощности в электрической сети;

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

$\Delta P_x$  - потери холостого хода на подстанциях;

$\Delta P_n$  - суммарные нагрузочные потери в ЛЭП и на подстанциях;

$$I_{\Delta W} = ((\Delta P_{\text{кор}} + \Delta P_x) 8760 + \Delta P_n \tau) b k_{п2},$$

где  $\tau$  - время наибольших потерь:

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

$b$  - удельная стоимость электрической энергии для покрытия потерь энергии.

Полные затраты каждого варианта  $Z$  определяются по формуле

$$Z = K_{\Sigma} + I_1 + I_{\text{пот}}.$$

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.

При вычислениях затрат исходные данные и результаты расчета удобно представить в табличной форме. Пример сопоставления вариантов по полным затратам дан в приложении П.2.7.

### Рекомендуемая литература

1. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.
2. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. – М.: Университетская книга; Логос, 2006. – 254 с.
3. Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше (Утверждены Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года, № 284).
4. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (Утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 288). – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2004. – 80 с.
5. Методика расчета нормативных технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде. Приложение 1 к Порядку расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Утвержден приказом Минпромэнерго России от 4 октября 2005 г., № 267.



**Приложение 1**  
**Справочные и расчетные данные оборудования электрических сетей**

Таблица П.1.1

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

Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	$r_0$ , 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

Таблица П.1.2

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

Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	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

Таблица П.1.3

## Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 35 кВ

Тип	Номиналь- ная мощность, кВ·А	Пределы регулируе- мости, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном обмоток}}$ , кВ		$u_{\text{кз}}$ , %	$P_{\text{кз}}$ , кВт	$P_{\text{хх}}$ , кВт	$I_{\text{хх}}$ , %	$R_{\text{т}}$ , Ом	$X_{\text{т}}$ , Ом	$\square Q_{\text{хх}}$ , квар
			ВН	НН							
ТМН-1000/35	1000	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	0,4-10,5	6,5	12,2	2,75	1,5	14,9	79,6	15
ТМН-1600/35	1600	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	0,4-11,0	6,5	16,5	3,65	1,4	7,9	49,8	22,4
ТМН-2500/35	2500	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	0,69-11,0	6,5	26,0	5,10	1,1	5,1	31,9	27,5
ТМН-4000/35	4000	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	6,3; 11,0	7,5	33,5	6,70	1,0	2,6	23,0	40
ТМН-6300/35	6300	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11,0	7,5	46,5	9,25	0,9	1,4	14,6	57
ТМН-10000/35	10000	$\pm 9 \times 1,3$	336,75	6,3-10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10000	$\pm 8 \times 1,5$	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	$\pm 8 \times 1,5$	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	$\pm 8 \times 1,5$	15,75–36,75	6,3; 10,5	9,5	115	25,0	0,5	0,3	5,1	125
ТРДНС-32000/15	32000	$\pm 8 \times 1,5$	20–36,75	6,3-10,5	11,5	145	30	0,45	0,2	4,9	144
ТРДНС-40000/35	40000	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3-10,5	11,5	170	36	0,4	0,1	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63000	$\pm 8 \times 1,5$	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.

Таблица П.1.4

## Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 110 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}} \text{ обмоток, кВ}$		$u_{\text{кз}}, \%$	$P_{\text{кз}}, \text{ кВт}$	$P_{\text{xx}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{xx}}, \%$	$R_{\text{т}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{т}}, \text{ Ом}$	$\square Q_{\text{xx}}, \text{ квар}$
			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.

Таблица П.1.5

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

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода стале-алюминиевые сечением, мм <sup>2</sup>	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

Таблица П.1.6

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

Таблица П.1.7

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

Таблица П.1.8

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	
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

Таблица П.1.9

Стоимость линейных регулировочных трансформаторов (цены 1991 г.)

Тип	Мощность, МВА	Стоимость, тыс. руб.
ЛТМН-16000/10	16	115
ЛТДН-40000/10	40	150
ЛТДН-63000/35	63	160
ЛТДН-100000/35	100	250
ВРТДНУ-240000/35/35	240	250

Таблица П.1.10

Стоимость синхронных компенсаторов и статических тиристорных компенсаторов (цены 1991 г.)

Тип СК, СТК	Мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб	
		Двух СК	В том числе при вводе первого СК, СТК
КСВБ-50-11	50	1500	950
КСВБО-50-11	50	1880	1160
КСВБ-100-11	100	2950	1940
КСВБО-100-11	100	3320	2140
КСВБ-160-11	160	5490	3470
КСВБО-160-11	160	7230	4620
СТК с конденсаторной частью	–100	6200	3900
СТК без конденсаторной части	+100	4400	2800

Таблица П.1.11

Стоимость шунтовых конденсаторных батарей 6-110 кВ (цены 1991 г.)

Напряжение, кВ	Установленная мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб	Напряжение, кВ	Установленная мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб
6	1,4	19	10	7,2	90
	2,9*	34		9,6*	124
	4,3	59		12,0	150
	5,8*	67	35	9,1	110
	7,2	98		13,6	155
10	1,2	15	110	18,1	205
	2,4	30		27,2	300
	3,6	45		40,8	450
	4,8*	62		54,0	590
	6,0	77		54,4*	625

\* Регулируемые шунтовые конденсаторные батареи

Таблица П.1.12

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	170
	С выключателями	200
110/10; 110/35/10	Без выключателей	220-290

	Мостик Сборные шины	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

Примечание. Большие значения соответствуют ПС с трехобмоточными трансформаторами.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Примеры выполнения некоторых разделов курсовой работы

#### П.2.1. Пример выбора вариантов схем развития электрической сети

Имеются данные о расположении новых подстанций ПС-1, ПС-2 и ПС-3 в принятых координатах, табл. П.2.1.

Таблица П.2.1

Координаты расположения, км, и мощности режима максимальных нагрузок на 5-ый год эксплуатации, МВт и Мвар, новых подстанций,

Подстанция	$x$	$y$	$P$	$Q$
ПС-1	52	-45	63	42
ПС-2	51	-18	38	25
ПС-3	99	-56	6	4

На рис П.2.1 приведен граф существующей сети (без учета количества цепей ЛЭП) и точки размещения новых подстанций. Намечаем несколько вариантов соединения точек новых подстанций с близлежащими подстанциями. Это подстанции А, Б и Г. Варианты схем с новыми линиями (с учетом количества цепей новых ЛЭП) приведены на рис П.2.2.

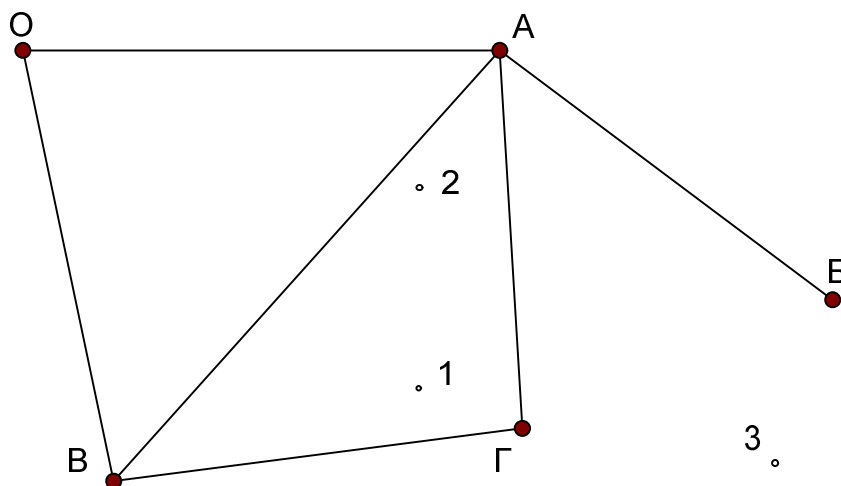


Рис. П.2.1. Граф существующей сети

В приведенных схемах питание подстанции ПС-3 во всех вариантах осуществляется от подстанции Б. Это сделано потому, что линия Б-3 короче чем линия, идущая от подстанции Г. Кроме того нагрузка новой подстанции ПС-3 невелика ( $6 + j4$  МВА), что позволяет незначительно увеличить нагрузку существующей ВЛ-110 кВ А-Б. Однако, если предполагается в дальнейшем расширять ПС-3, то ее питание лучше осуществить от пункта А, так, как в этом случае дополнительные потери энергии в существующей сети для питания ПС-3 будут в сети 220 кВ, а линия А-Б 110 кВ не будет иметь дополнительной нагрузки. Такой вариант при наличии перспективы развития ПС-3 следовало бы включить в число рассматриваемых вариантов.

Расстояния между пунктами 1 и 2, а также между ними и близрасположенными существующими подстанциями А и Г приведены ниже:

$$A-2 \quad L_{A-2} = \sqrt{(x_A - x_2)^2 + (y_A - y_2)^2} = \sqrt{(63 - 51)^2 + (0 - 18)^2} = 21,6 \text{ км};$$

$$\Gamma-1 \quad L_{\Gamma-1} = \sqrt{(x_\Gamma - x_1)^2 + (y_\Gamma - y_1)^2} = \sqrt{(66 - 52)^2 + (50 - 45)^2} = 14,9 \text{ км};$$

$$1-2 \quad L_{1-2} = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2} = \sqrt{(52 - 51)^2 + (18 - 45)^2} = 27 \text{ км};$$

$$A-1 \quad L_{A-1} = \sqrt{(x_A - x_1)^2 + (y_A - y_1)^2} = \sqrt{(63 - 52)^2 + (0 - 45)^2} = 46,3 \text{ км};$$

$$\Gamma-2 \quad L_{\Gamma-2} = \sqrt{(x_{\Gamma} - x_2)^2 + (y_{\Gamma} - y_2)^2} = \sqrt{(66 - 51)^2 + (50 - 18)^2} = 35,3 \text{ км}.$$

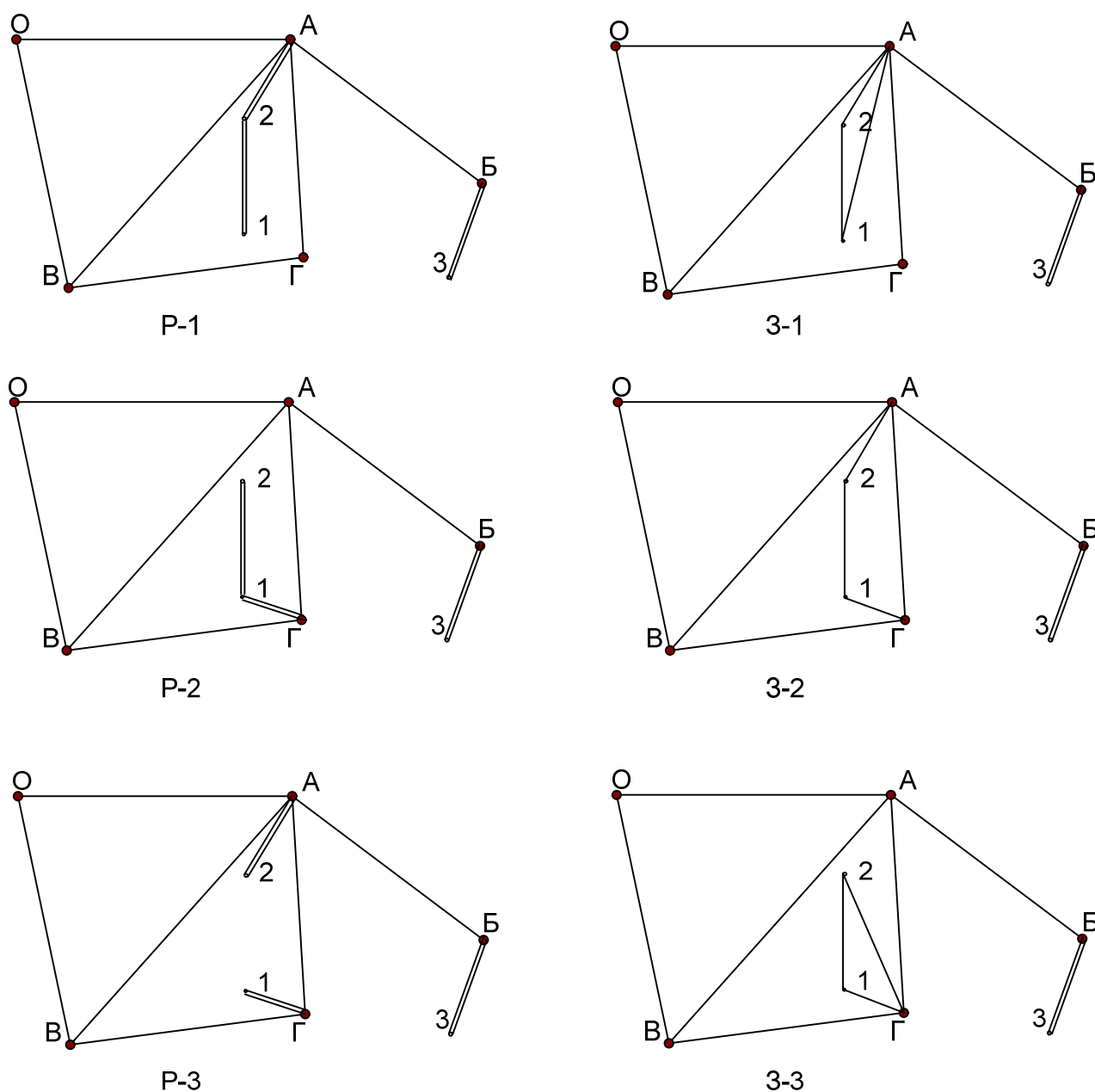


Рис. П.2.2. Варианты радиально-магистральных и замкнутых схем соединения новых ЛЭП

Сопоставим намеченные варианты по критерию суммарной длины новых ЛЭП для питания нагрузок 1 и 2.

Радиальные варианты (суммируются двухцепные ЛЭП):

$$\Sigma L_{P-1} = L_{A-2} + L_{1-2} = 21,6 + 27 = 48,6 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{P-2} = L_{\Gamma-1} + L_{1-2} = 14,9 + 27 = 41,9 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{P-3} = L_{A-2} + L_{\Gamma-1} = 21,6 + 14,9 = 36,5 \text{ км}.$$

Минимальное значение для варианта P-3.

Кольцевые варианты (суммируются одноцепные ЛЭП):

$$\Sigma L_{P-1} = L_{A-2} + L_{A-1} + L_{1-2} = 21,6 + 46,3 + 27 = 94,9 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{P-2} = L_{\Gamma-1} + L_{1-2} + L_{A-2} = 14,9 + 27 + 21,6 = 63,5 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{P-3} = L_{\Gamma-2} + L_{\Gamma-1} + L_{1-2} = 35,3 + 14,9 + 27 = 77,2 \text{ км}.$$

Минимальное значение для варианта 3-2.



Так, как в одной формуле для сравнения не вошли одновременно одноцепные и двухцепные линии, то коэффициент 1,5 не использовался.

Из приведенных вариантов для дальнейшего рассмотрения выбираем радиально-магистральный вариант Р-3 и вариант замкнутой сети – 3-2, как варианты, имеющие минимальную суммарную длину новых ВЛ.

## П.2.2. Пример выбора номинальных напряжений ВЛ

Выбор номинальных напряжений выполняем по эмпирической формуле

$$U = 16\sqrt[4]{Pl},$$

где  $P$  – в МВт на одну цепь,  $l$  – в км.

Расстояния между подстанциями увеличиваем на 20 % относительно воздушной прямой.

Исходные данные по нагрузкам подстанций приведены в табл. П.2.1, а данные по длинам ЛЭП берутся для выбранных вариантов из предыдущего пункта.

По всем линиям радиально-магистрального варианта передается мощность одной из соответствующих подстанций. Расчеты по радиально-магистральному варианту сведены в таблицу П.2.2.

Таблица П.2.2

Выбор номинальных напряжений ВЛ варианта радиально-магистральной сети

ВЛ	$L$ , км	$L+20\%$ , км	$P$ , МВт	Цепей	$U$ , кВ	$U_{ном}$ , кВ
А-2	21,6	26,0	38	2	75,4	110
Г-1	14,9	17,9	63	2	77,9	110
Б-3	24,4	29,2	6	2	49,0	35 (110)

Полученное номинальное напряжение для линий А-2 и Г-1 хорошо согласуется с данными табл. 6, однако для линии Б-3 как по пропускной способности, так и по предельной длине номинальное напряжение 35 кВ не подходит. Принимаем для этой линии номинальное напряжение также 110 кВ.

Для выбора номинальных напряжений замкнутой сети найдем приближенное потокораспределение в линии с двухсторонним питанием (А-2) (2-1) (1-Г) с расстояниями, соответственно 17,9; 32,4 и 25,9 км, табл. П.2.3.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A-2} &= \frac{S_2(L_{1-2} + L_{Г-1}) + S_1 L_{Г-1}}{L_{Г-1} + L_{1-2} + L_{A-2}} = \\ &= \frac{(38 + j25)(32,4 + 17,9) + (63 + j42)17,9}{17,9 + 32,4 + 25,9} = 39,9 + j26,4 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{2-1} = 1,9 + j1,4 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{Г-1} = 61,1 + j40,6 \text{ МВА}.$$

Расчеты по радиально-магистральному варианту сведены в таблицу П.2.3.

Таблица П.2.3

Выбор номинальных напряжений ВЛ варианта замкнутой сети

ВЛ	$L$ , км	$L+20\%$ , км	$P$ , МВт	Цепей	$U$ , кВ	$U_{ном}$ , кВ
А-2	21,6	26,0	39,1	1	75,9	110
1-2	27	32,4	1,1	1	33,0	110
Г-1	14,9	17,9	61,9	1	77,6	110
Б-3	24,4	29,3	6,0	2	49,0	35 (110)

Здесь для линии Б-3 номинальное напряжение также меняем на 110 кВ.

### П.2.3. Пример определение сечений проводов сооружаемых ЛЭП

Суммарное сечение ( $F$ ) проводов фазы проектируемой ВЛ составляет:

$$F = \frac{I_p}{j_n},$$

где  $I_p$  – расчетный ток, А;

$j_n$  – нормированная плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Для заданного числа использования максимальной нагрузки 5200 ч  $j_n = 0,8$  А/мм<sup>2</sup> ([1], табл. 6).

Значение  $I_p$  определяется по выражению:

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T,$$

где  $I_5$  – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для системообразующих линий основной сети по расчетным длительным потокам мощности.

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 110—220 кВ значение  $\alpha_i$  может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Для ВЛ-35 кВ также принимаем  $\alpha_i = 1,05$ .

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ ( $T_{\max}$ ), а коэффициент  $K_m$  – отражает участие нагрузки ВЛ в максимуме энергосистемы (табл. 7). Расчет коэффициента для нагрузок новых подстанций производится по данным, приведенным в [1, табл. 14] и состава нагрузки новых подстанций [1, табл. 4].

Рассчитаем коэффициенты  $K_m$  для нагрузок новых подстанций. Расчет выполним в таблице Excel, табл. П.2.4

Таблица П.2.4

Расчет коэффициентов попадания нагрузок новых подстанций в максимум энергосистемы (для выполнения своих расчетов щелкните дважды по полю таблицы в электронной версии этого документа)

Подстанция	Активная мощность подстанции Р	Состав различных видов потребителей новых подстанций, %, для $K_m$ , о.е.						$K_m$
		Освещение	Пром. 3-см.	Пром. 2-х см.	Пром. 1-см.	Электроф. Тр.	С/х	
		1	0,85	0,75	0,15	1	0,75	
ПС-1	63	20	20	15	15	30	0	0,805
ПС-2	38	20	20	40	10	-	10	0,76
ПС-3	6	40	10	-	-	-	50	0,86

Примечание. Процентный состав различных видов потребителей взят из табл. 4 в зависимости от заданной активной мощности подстанции.

Результаты расчетов сечений проводов новых ЛЭП сведены в табл. П.2.4 и П.2.3 по вариантам

Таблица П.2.4

Расчет сечений проводов ЛЭП варианта радиально-магистральной сети

ВЛ	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Цепей	$I_5$ , А	$\alpha_T$	$I_{\text{расч}}$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>	$F_{\text{станд}}$ , мм <sup>2</sup>
А-2	38	25	110	2	119,4	1,28	160,4	200,5	185
Г-1	63	42	110	2	198,7	1,2	250,4	313,0	300
Б-3	6	4	110	2	18,9	1,15	22,9	28,6	70

Таблица П.2.5

### Расчет сечений проводов ЛЭП варианта замкнутой сети

ВЛ	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Цепей	$I_5$ , А	$\alpha_T$	$I_{\text{расч}}$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>	$F_{\text{станд}}$ , мм <sup>2</sup>
А-2	39,9	26,4	110	1	125,4	1,28	168,5	210,7	185
1-2	1,9	1,4	110	1	6,0	1,28	8,1	10,1	70
Г-1	61,1	40,6	110	1	192,7	1,2	242,8	303,5	300
Б-3	6	4	110	2	18,9	1,15	22,9	28,6	70

Для всех воздушных линий выбираем сталеалюминиевые провода.

При выборе стандартных сечений были учтены ограничения по механической прочности ВЛ свыше 1 кВ и условиям короны и радиопомех [1, табл. 10 и 11].

Для ВЛ Г-1 в обоих вариантах принято сечение 300 мм<sup>2</sup>, что приведет к удорожанию опор по сравнению унифицированными типами опор.

Выбранные сечения подлежат проверке по предельно допустимому току в послеаварийных и ремонтных режимах. Для двухцепных ЛЭП послеаварийным током является удвоенное значение нормального тока в режиме максимальных нагрузок. Для варианта замкнутой схемы послеаварийным током для крайних ЛЭП будет ток, вычисленный через суммарную мощность нагрузок линии с двухсторонним питанием. Для средней ЛЭП – ток большей из двух нагрузок линии.

Результаты расчетов при проверке по допустимому току приведены в табл. П.2.6 и П.2.7 по вариантам.

Таблица П.2.6

#### Результаты расчетов при выборе проводов ВЛ для радиального варианта

ЛЭП	$I_{\text{п/ав}}$	Предварительное сечение	$I_{\text{доп}}$	Марка провода	$I_{\text{доп}}$
А-2	238,7	185	510	АС-185/29	510
Г-1	397,4	300	690	АС-300/48	690
Б-3	37,8	70	390	АС-70/11	390

Таблица П.2.7

#### Результаты расчетов при выборе проводов ВЛ для кольцевого варианта

ЛЭП	$I_{\text{п/ав}}$	Предварительное сечение	$I_{\text{доп}}$	Марка провода	$I_{\text{доп}}$
А-2	636,1	185	510	АС-300/48	690
1-2	397,4	70	265	АС-120/19	390
Г-1	636,1	300	690	АС-300/48	690
Б-3	37,8	70	390	АС-70/11	390

Для кольцевого варианта, исходя из аварийной перегрузки, на линиях А-2 и 1-2 взяты провода большего сечения.

В варианте замкнутой сети послеаварийный ток в линии 1-2 немного превышает допустимый ток, однако такое превышение вполне приемлемо с учетом возможной токовой перегрузки ВЛ при низкой температуре, которая соответствует зимнему периоду времени, когда система проходит годовой максимум нагрузки. Поправочный коэффициент для температуры воздуха –5 °С равен 1,29 и допустимый ток для провода АС-120 становится 503,1 А.

Исходя из тех же соображений в кольцевом варианте для линии А-2 можно было взять сечение 240 мм<sup>2</sup>, допустимый ток которого при температуре воздуха –5 °С составляет 786,9 А.

### П.2.4. Пример выбора силовых трансформаторов на понижающих подстанциях

Выбрать трансформаторы на понижающей подстанции (ПС) 110/10 кВ с максимальной мощностью нагрузки на 5-ый год эксплуатации подстанции:  $P_{\text{max}} = 63$  МВт,  $Q_{\text{max}} = 42$  Мвар.

Графики активной и реактивной мощности характерных суток зимнего и летнего дней приведены в табл. П.2.8 и рис. П.2.3. и П.2.4.

Таблица П.2.8

Суточные часовые графики активной и реактивной мощности

Часы суток		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Зима	$P$ , МВт	28,4	26,5	27,1	27,7	29,6	33,4	39,7	47,9	48,5	45,4	37,8	36,5
	$Q$ , Мвар	18,1	16,8	18,5	18,9	20,2	21,8	26,5	31,5	32,8	31,1	26,5	23,5
Лето	$P$ , МВт	23,9	22,1	22,7	23,3	23,9	29,0	44,1	47,3	46,0	39,1	35,9	34,0
	$Q$ , Мвар	15,5	14,3	15,1	15,1	16,0	18,9	29,4	31,5	30,7	26,5	23,5	22,3

Продолжение таблицы П.2.8

Часы суток		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зима	$P$ , МВт	35,9	35,3	37,8	44,1	53,6	58,6	63,0	63,0	59,2	51,7	41,6	36,5
	$Q$ , Мвар	23,1	23,1	26,0	30,2	36,1	39,9	42,0	42,0	39,1	34,9	28,1	23,5
Лето	$P$ , МВт	32,8	32,8	35,3	37,8	41,6	47,3	47,3	46,0	44,1	39,1	31,5	28,4
	$Q$ , Мвар	21,8	21,8	22,7	25,6	28,6	31,5	31,5	30,7	29,8	26,5	20,6	18,5

При отключении одного из двух трансформаторов всю нагрузку должен нести оставшийся в работе трансформатор, при этом часть времени суток этот трансформатор будет работать с перегрузкой. Длительность перегрузки может быть определена из эквивалентного по потерям двухступенчатого графика нагрузки. Построим график нагрузки трансформатора в зимние и летние характерные дни. Используем формулу:

$$S_i = \sqrt{\left(P_{\max} \frac{P_{\%i}}{100}\right)^2 + \left(Q_{\max} \frac{Q_{\%i}}{100}\right)^2}.$$

В результате, получим графики, приведенные в табл. П.2.9 и на рис. П.2.5 и П.2.6. Там же отмечены среднесуточные значения нагрузки.

Таблица П.2.9

Суточные часовые графики активной и реактивной мощности

Часы суток		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Зима	$S,$	33,6	31,3	32,8	33,6	35,8	39,9	47,7	57,3	58,5	55,0	46,1	43,5
Лето	$MB \cdot A$	28,5	26,3	27,3	27,8	28,8	34,6	53,0	56,8	55,3	47,2	42,9	40,7
Часы суток		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зима	$S,$	42,7	42,2	45,9	53,5	64,6	70,9	75,7	75,7	70,9	62,3	50,2	42,7
Лето	$MB \cdot A$	39,4	39,4	41,9	45,7	50,4	56,8	56,8	55,3	53,2	47,2	37,6	39,4

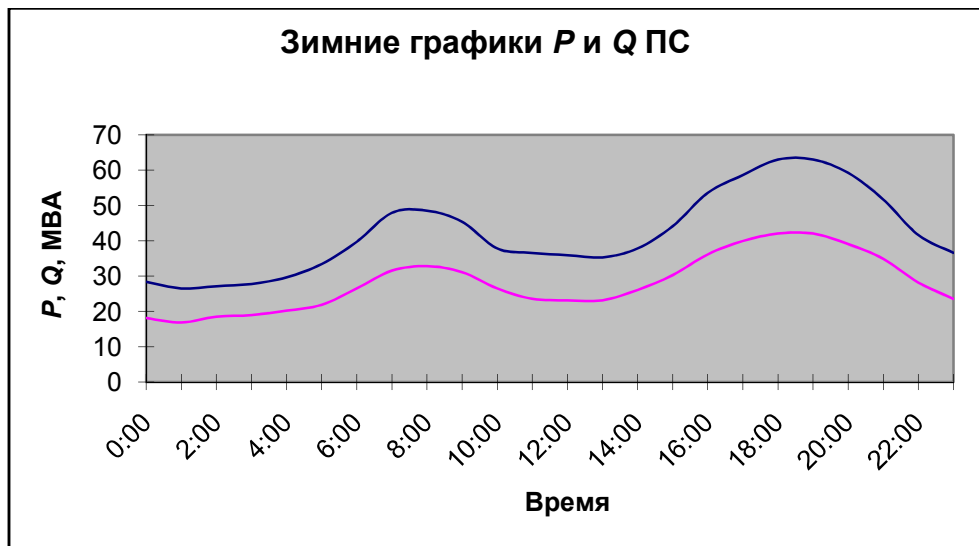


Рис. П.2.3. Графики активной и реактивной мощности характерного зимнего дня

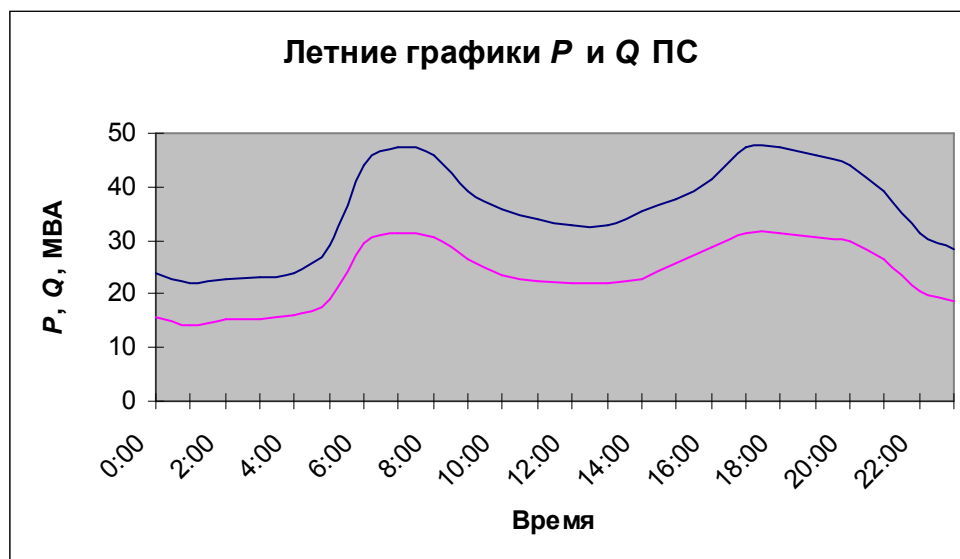


Рис. П.2.4. Графики активной и реактивной мощности характерного летнего дня

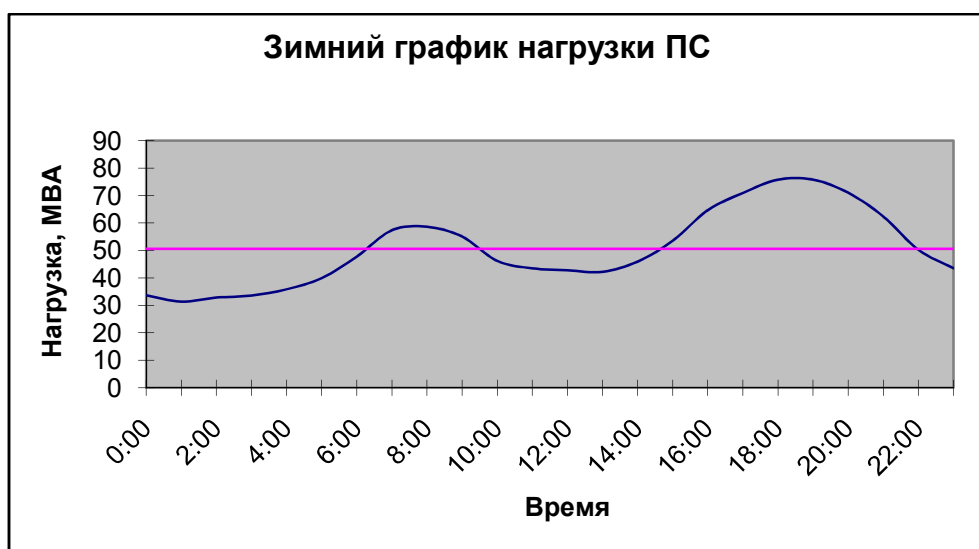


Рис. П.2.5. График и среднее значение зимней нагрузки ПС

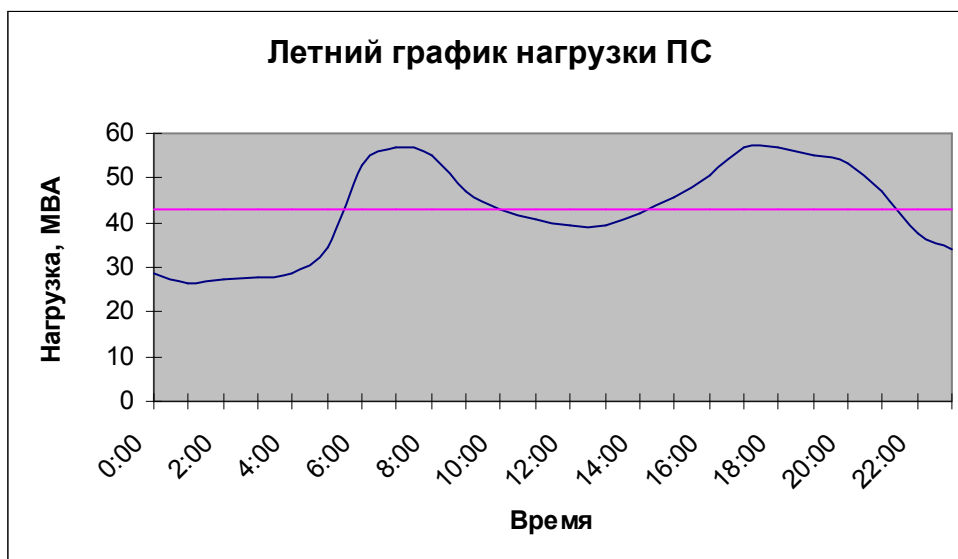


Рис. П.2.6. График и среднее значение летней нагрузки ПС

Приведем графики, представленные на рис. П.2.5 и П.2.6 к двухступенчатому виду.

#### Для зимнего графика

Средняя нагрузка характерных зимних суток подстанции 50,55 МВА.

Это график нагрузки с *одним вечерним* максимумом.

1. Выделим продолжительность большей ступени  $K_2$  для значений нагрузки, больших средней в период утреннего максимума.. Это 7 часов. Построим двухступенчатый график для  $K_2 = S_{\max} = 75,7$  МВА, а  $K_1$  как среднеквадратическое значение оставшейся нагрузки, рис. П.2.7. Оно равно  $K_1 = 43,88$  МВА.

Соотношение  $a + b = c + d$ :  $a + b = 56,36$  МВА;  $c + d = 7,55$  МВА.

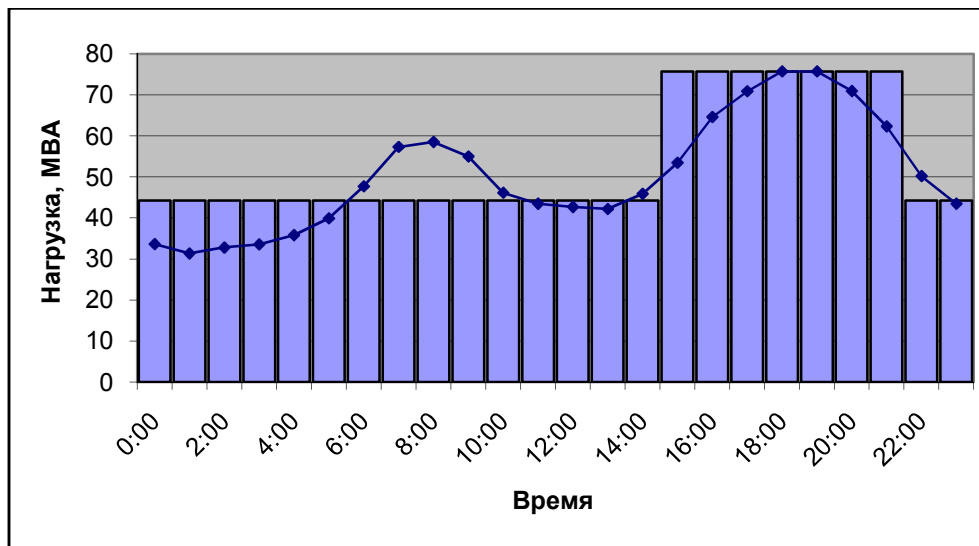


Рис. П.2.7. Первое приближение двухступенчатого графика для зимних суток

2. Уменьшим  $a + b$  исключением наименьшего часового значения из большей ступени. Это 15 час, значение 53,47 МВА. Получим двухступенчатый график с продолжительностью большей ступени 6 часов, рис. П.2.8.  $K_1$  изменилось и стало 44,8 МВА.

Соотношение  $a + b = c + d$ :  $a + b = 34,12$  МВА;  $c + d = 15,18$  МВА.

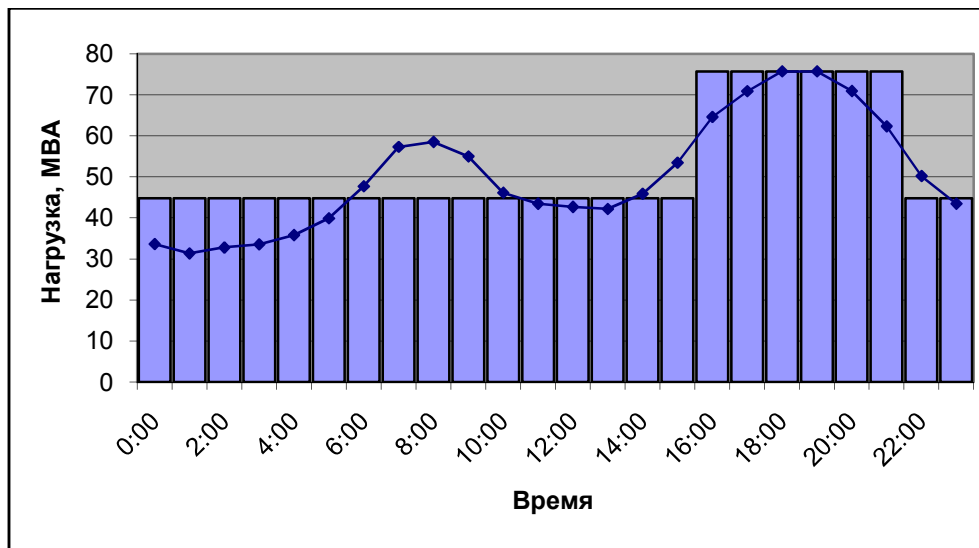


Рис. П.2.8. Второе приближение двухступенчатого графика для зимних суток

3. Уменьшим  $a + b$  исключением наименьшего часового значения из большей ступени. Это 21 час, значение 62,32,47 МВА. Получим двухступенчатый график с продолжительностью большей ступени 5 часов, рис. П.2.9.  $K_1$  изменилось и стало 45,93 МВА.

Соотношение  $a + b = c + d$ :  $a + b = 20,72$  МВА;  $c + d = 28,18$  МВА.

Такое соотношение является удовлетворительным.

Таким образом, эквивалентный график нагрузки ПС для зимнего характерного дня имеет большую ступень с мощностью 75, 7 МВА и продолжительностью 5 часов.

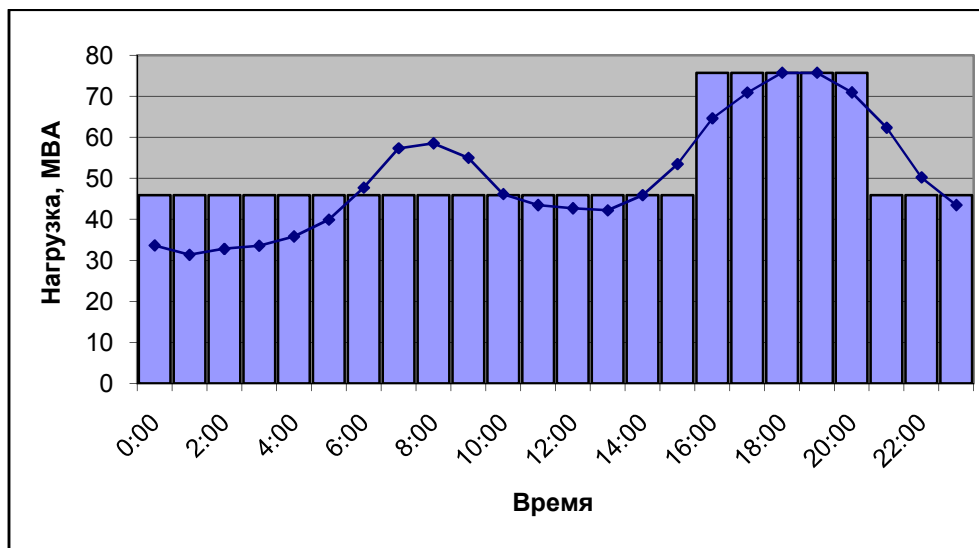


Рис. П.2.9. Третье приближение двухступенчатого графика для зимних суток

### Для летнего графика

Средняя нагрузка характерных летних суток подстанции 42,77МВА.

Это график нагрузки с двумя максимумами.

1. Выделим продолжительность большей ступени  $K_2$  для значений нагрузки, больших средней в период вечернего (более длительного) максимума.. Это 7 часов. Построим двухступенчатый график для  $K_2 = S_{\max} = 56,79$  МВА, а  $K_1$  как среднеквадратическое значение оставшейся нагрузки, рис. П.2.10. Оно равно  $K_1 = 40,06$  МВА.

Соотношение  $a + b = c + d$ :  $a + b = 32,14$  МВА;  $c + d = 1,87$  МВА.

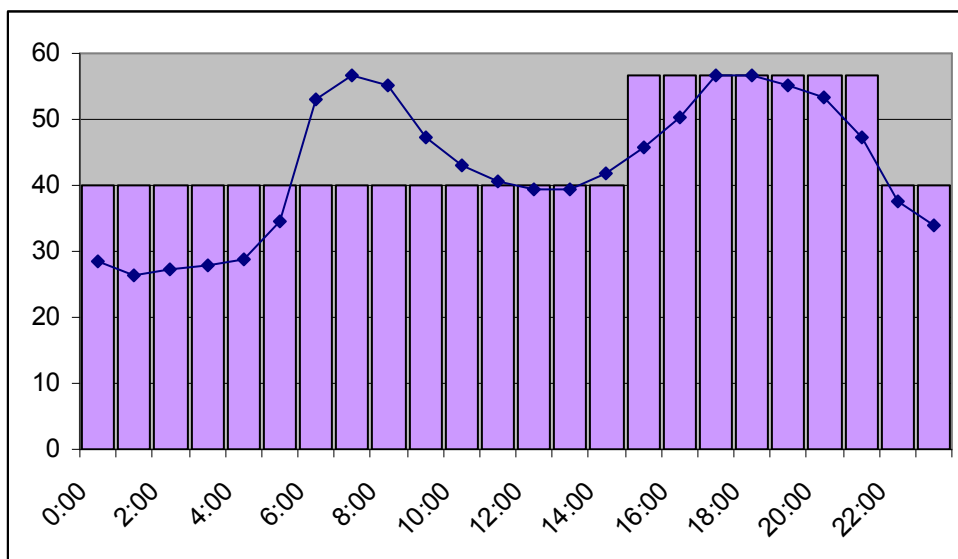


Рис. П.2.10. Первое приближение двухступенчатого графика для летних суток

2. Уменьшим  $a + b$  исключением сразу двух меньших часовых значений из большей ступени. Это 15 и 21 час, соответственно значения 45,66 и 47,18 МВА. Получим двухступенчатый график с продолжительностью большей ступени 5 часов, рис. П.2.11.  $K_1$  изменилось и стало 40,77 МВА.

Соотношение  $a + b = c + d$ :  $a + b = 11,41$  МВА;  $c + d = 12,46$  МВА.

Очевидно, что это наиболее близкое соотношение.

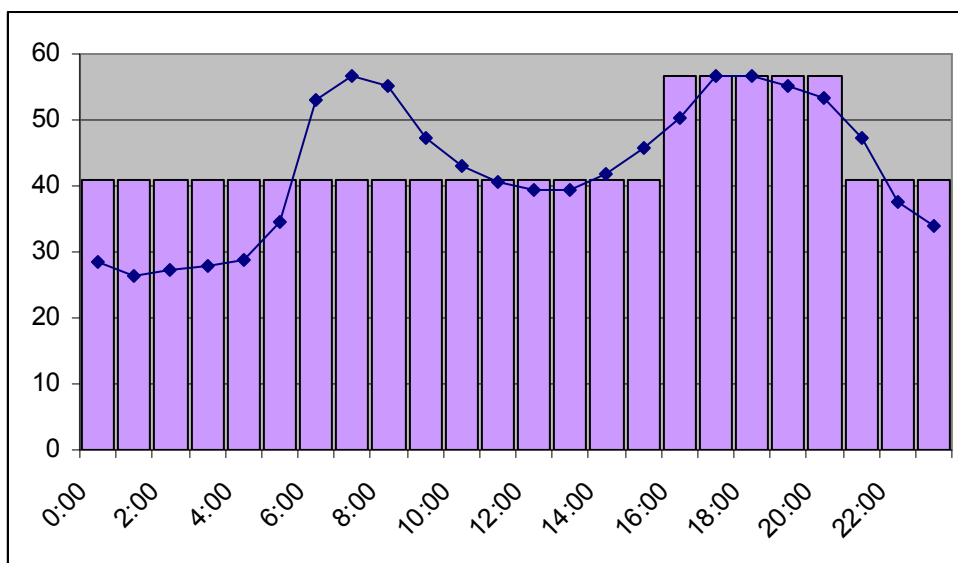


Рис. П.2.11. Второе приближение двухступенчатого графика для летних суток

Таким образом, эквивалентный график нагрузки ПС для летнего характерного дня имеет большую ступень с мощностью 56,79 МВА и продолжительностью 5 часов.

По табл. 13. для эквивалентных температур зимнего  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  и летнего  $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$  и вида охлаждения трансформаторов:

- Д ( $ON$ ) коэффициенты перегрузки, соответственно 1,55 и 1,3;
- ДЦ ( $OF$ ) коэффициенты перегрузки, соответственно 1,5 и 1,2.

По формуле для двух трансформаторов  $S_{\text{тр.ном}} \geq \frac{S_5}{k_{\text{пер.}}}$



при максимуме нагрузки зимой  $S_5 = 75,7$  МВА и летом  $S_5 = 56,79$  МВА определяем ориентировочную мощность трансформатора для зимнего и летнего дней. Имеем значения:

- для Д (ОН), соответственно 48,83 и 43,68 МВА;
- для ДЦ (ОФ), соответственно 50,48 и 47,32 МВА.

Наименьшая подходящая номинальная мощность трансформатора 63 МВА.

Выбираем два трансформатора мощностью по 63 МВА типа ТРДЦН-63000/110.

## П.2.5. Пример составление принципиальных и расчетных схем вариантов

Марки проводов новых ЛЭП и типы трансформаторов на проектируемых подстанциях выбраны выше в п. П.2.3 и П.2.4. Справочные данные по выбранному оборудованию сведены в табл. П.2.10, П.2.11 и П.2.12.

Таблица П.2.10

Параметры проводов ЛЭП для радиального варианта электрической сети

Линия	Марка провода	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , мкСм/км	Число цепей	Длина
А-2	АС-185/29	0,162	0,414	2,739	2	26,0
Г-1	АС-300/48	0,097	0,399	2,848	2	17,8
Б-3	АС-70/11	0,429	0,444	2,547	2	29,2

Таблица П.2.11

Параметры проводов ЛЭП для кольцевого варианта электрической сети

Линия	Марка провода	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , мкСм/км	Число цепей	Длина
А-2	АС-300/48	0,097	0,399	2,848	1	25,92
1 2	АС-120/19	0,249	0,427	2,651	1	32,4
Г-1	АС-300/48	0,097	0,399	2,848	1	17,88
Б-3	АС-70/11	0,429	0,444	2,547	2	29,28

Таблица П.2.12

Параметры трансформаторов для новых подстанций электрической сети

Подстанция	Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВА	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	РПН	$R$	$X$	$\square P_x$	$\square Q_x$	Число тр-ов
ПС-1	ТРДЦН-63000/110	63	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	0,87	22	59	410	2
ПС-2	ТРДН-40000/110	40	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78\%$	1,4	34,7	36	260	2
ПС-3	ТДН-10000/110	10	115	11	$\pm 9 \times 1,78\%$	7,95	139	14	70	2

Пример принципиальной схемы электрической сети для радиального варианта приведен на рис.П.2.12

Таблица П.2.13

Параметры узлов расчетной схемы для радиального и кольцевого вариантов

Узел	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар
1	63	42
2	38	25
3	6	4
11	0,12	0,82
12	0,07	0,52
13	0,03	0,14

Таблица П.2.14

Параметры ветвей расчетной схемы радиального варианта

Имя ветви		$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B$ , мкСм
112	12	2,10	5,37	142
114	11	0,87	3,56	102
115	13	6,27	6,49	149
1	11	0,44	11,00	0
2	12	0,70	17,35	0
3	13	3,98	69,50	0

Таблица П.2.15

Параметры ветвей расчетной схемы кольцевого варианта

Имя ветви		$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B$ , мкСм
112	12	2,51	10,34	74
114	11	1,73	7,13	51
115	13	6,28	6,49	149
11	12	8,07	13,83	86
1	11	0,44	11,00	0
2	12	0,70	17,35	0
3	13	3,98	69,50	0

Пример расчетной схемы сети радиального варианта совместно с расчетной схемой существующей сети приведен на рис. П.2.13. На шинах высокого напряжения новых подстанций в качестве нагрузки приведены потери холостого хода трансформаторов.

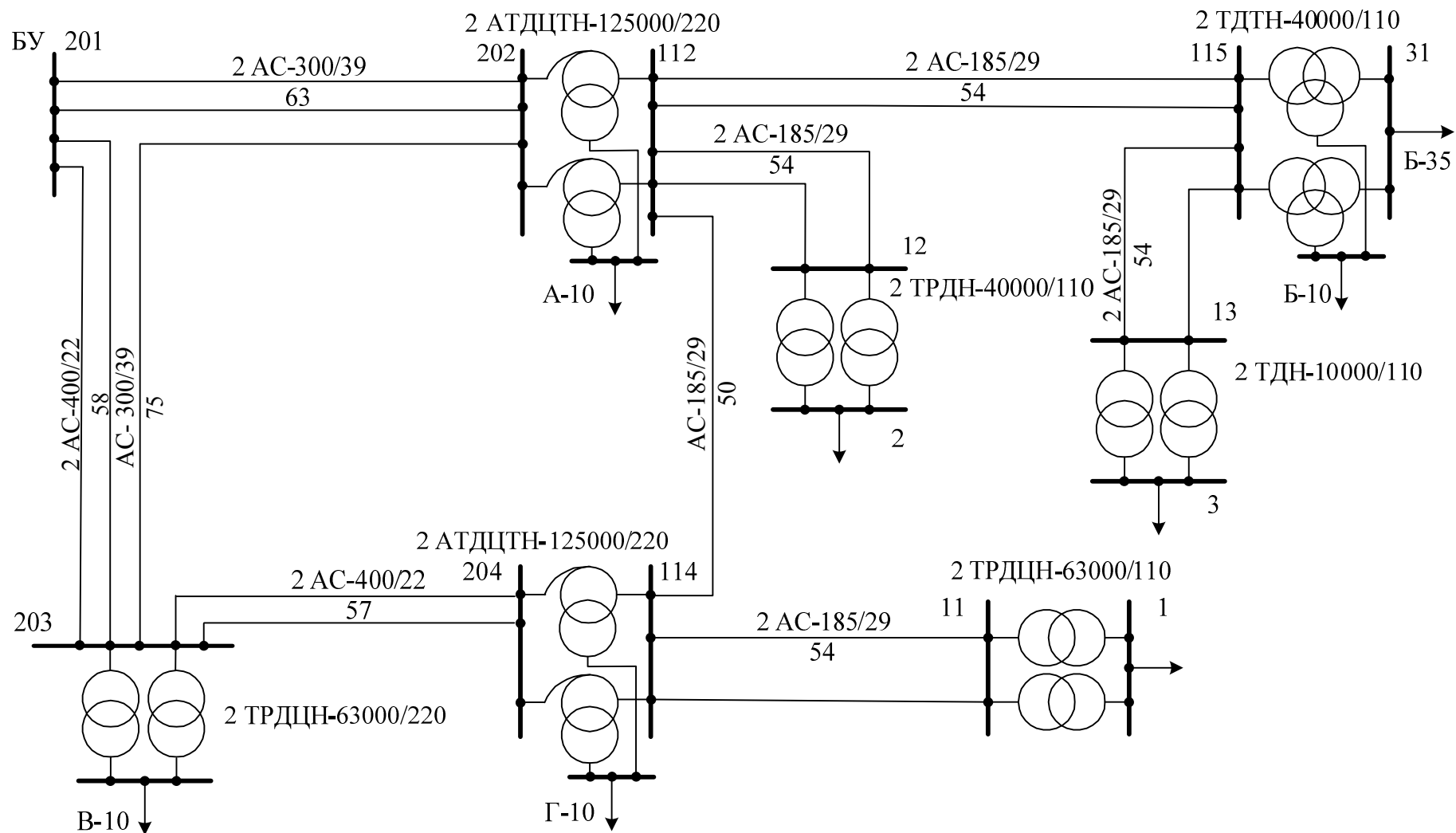


Рис. П.2.12. Принципиальная схема радиального варианта электрической сети

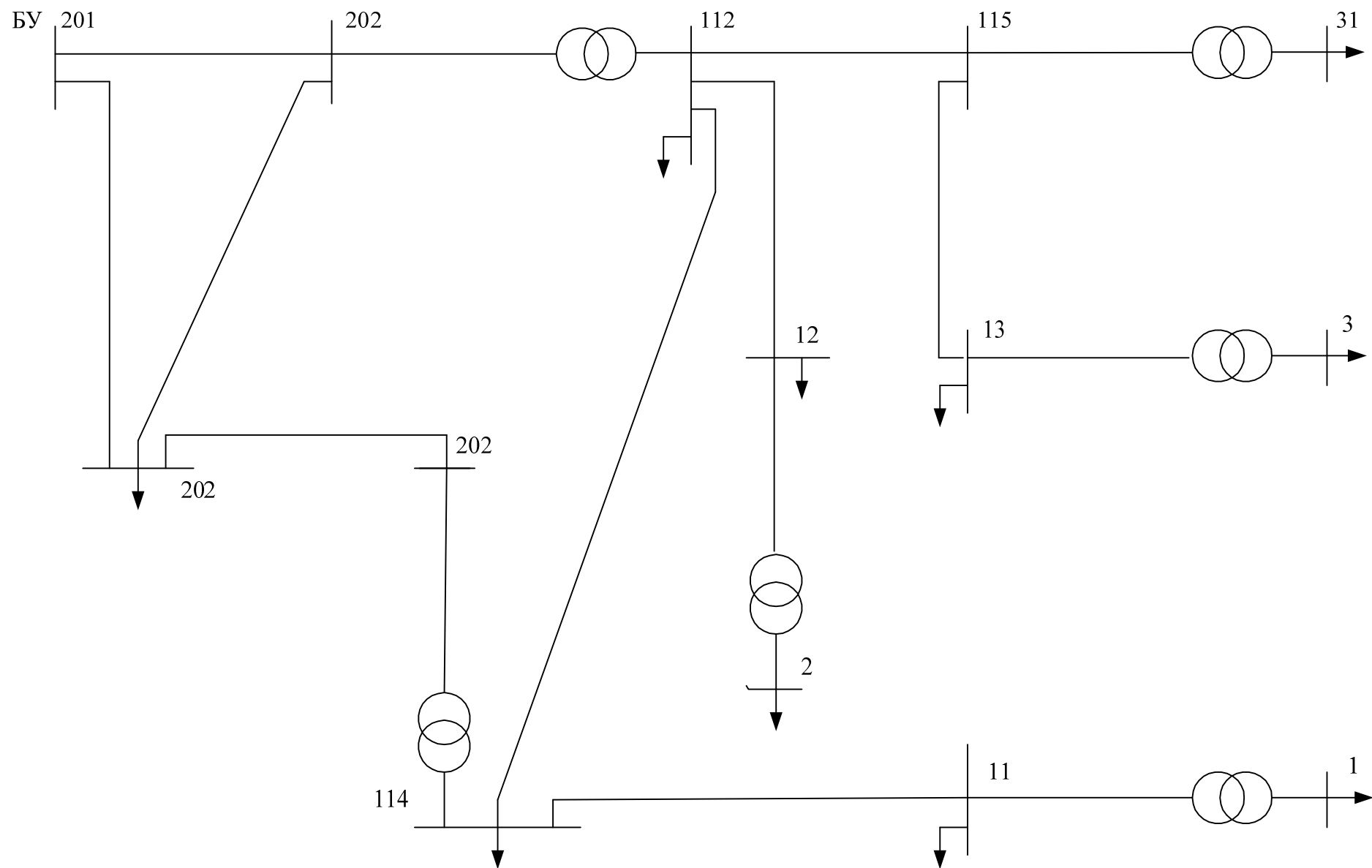


Рис. П.2.13. Расчетная схема радиального варианта электрической сети

## П.2.6. Пример расчета режимов максимальных нагрузок и баланса реактивной мощности

В соответствие с таблицами данных по узлам и ветвям расчетной схемы в качестве примера выполним расчет режима максимальных нагрузок радиального варианта сети и выберем из баланса реактивной мощности необходимую мощность компенсации. Напряжение базисного узла принимаем равным 242 кВ. Результаты предварительного расчета режима даны в табл. П.2.16.

Таблица П.2.16

Результаты предварительного расчета режима радиального варианта электрической сети по узлам

Номер узла	Напряжение, кВ	Фаза напряжения, град.	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар
201	242,00	0,0	-426,536	-379,107
202	229,10	-2,2	-0,000	0,000
203	229,56	-2,4	80,400	60,400
204	220,64	-4,0	-0,000	-0,000
112	108,19	-8,9	110,600	93,000
114	106,22	-9,5	90,400	75,800
115	104,56	-10,3	-0,000	0,000
31	33,86	-12,7	25,400	18,300
1	9,02	-14,2	63,000	42,000
2	9,25	-13,1	38,000	25,000
3	9,65	-12,5	6,000	4,000
11	104,01	-10,5	0,120	0,820
12	105,99	-9,7	0,070	0,520

Из табл. П.2.16 видно, что напряжения на шинах НН новых подстанций являются очень низкими, а реактивная мощность пункта питания очень велика.

В начале выполним расчет баланса реактивной мощности и выберем мощности компенсирующих устройств. Для этого вычислим требуемую мощность компенсации исходя из максимально возможного значения коэффициента реактивной мощности пункта питания. Для  $\cos\varphi = 0,9$  коэффициент реактивной мощности  $\tan\varphi = 0,484$ .

Ориентировочная суммарная реактивная мощность компенсации равна:

$$Q_{KV} = Q_{БУ} - Q_{БУрасп} = Q_{БУ} - P_{БУ} \tan\varphi_{БУ} = 379,107 - 426,536 \cdot 0,484 = 379,107 - 206,44 = 172,663 \text{ Мвар}$$

Уменьшим полученную мощность на 20-25 %, чтобы учесть системный регулирующий эффект от установки КУ. Разместим в сети суммарную мощность компенсации 130 Мвар, для этого установим на шинах НН подстанций А и Г синхронные компенсаторы по 50 Мвар и 30 Мвар разместим на самой мощной новой подстанции ПС-1. Вновь выполним расчет режима, табл. П.2.17

Таблица П.2.17

Результаты расчета режима радиального варианта электрической сети по узлам после установки компенсирующих устройств

Номер узла	Напряжение, кВ	Фаза напряжения, град.	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар
201	242,00	0,0	-422,725	-205,920
202	233,40	-2,3	-0,000	-0,000
203	234,51	-2,5	80,400	10,400

204	228,07	-4,2	-0,000	0,000
112	114,98	-8,6	110,600	43,000
114	113,20	-9,2	90,400	75,800
115	111,65	-9,8	-0,000	-0,000
31	36,32	-11,9	25,400	18,300
1	10,1	-13,3	63,000	12,000
2	9,91	-12,3	38,000	25,000
3	10,35	-11,8	6,000	4,000
11	112,19	-10,1	0,120	0,820
12	112,95	-9,3	0,070	0,520

Проверим величину коэффициента реактивной мощности пункта питания.

$\text{tg}\varphi = 205,92 / 422,725 = 0,487$ , что вполне приемлемо.

Напряжения на шинах НН новых подстанций повысим путем регулирования напряжения с помощью ответвлений РПН. Установим на всех трех подстанциях ответвление РПН  $115 - 2 \times 1,78 \% 115 / 100 = 115 - 4,094 = 110,906$  кВ. Напряжения на шинах подстанций увеличились и стали равными соответственно в узлах 1, 2 и 3: 10,47; 10,28 и 10,74кВ. На второй подстанции следует увеличить напряжение. Установим там ответвление  $115 - 4 \times 1,78 \% 115 / 100 = 115 - 8,188 = 106,812$  кВ. После расчета напряжение на шинах второй подстанции стало равным 10,67 кВ. Окончательные результаты расчета приведены в табл. П.2.18 и П.2.19.

Таблица П.2.18

Окончательные результаты расчета режима радиального варианта электрической сети по узлам после расстановки компенсирующих устройств и регулирования напряжения на новых подстанциях

Номер узла	Напряжение, кВ	Фаза напряжения, град.	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар
201	242,00	0,0	-422,725	-205,920
202	233,40	-2,3	0,000	-0,000
203	234,51	-2,5	80,400	10,400
204	228,07	-4,2	-0,000	-0,000
112	114,98	-8,6	110,600	43,000
114	113,20	-9,2	90,400	75,800
115	111,65	-9,8	-0,000	-0,000
31	36,32	-11,9	25,400	18,300
1	10,47	-13,3	63,000	12,000
2	10,67	-12,3	38,000	25,000
3	10,74	-11,8	6,000	4,000
11	112,19	-10,1	0,120	0,820
12	112,95	-9,3	0,070	0,520

Суммарные нагрузочные потери равны 8,705 МВт.

Таблица П.2.19

Окончательные результаты расчета режима радиального варианта электрической сети по ветвям после расстановки компенсирующих устройств и регулирования напряжения на новых подстанциях

Имя ветви		$P_{ij}$ , МВт	$Q_{ij}$ , Мвар	$P_{ji}$ , МВт	$Q_{ji}$ , Мвар	$I$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А
201	202	-196,744	-102,808	194,025	109,785	-493,9	1380
201	203	-225,980	-103,112	223,588	107,620	-567,3	1660
202	203	-3,692	14,345	3,679	-3,563	-9,3	690
203	204	-146,867	-93,657	145,645	103,155	-368,7	1660
112	115	-32,005	-19,826	31,506	22,408	-168,0	1020
112	114	-8,695	-5,588	8,623	7,200	-45,6	510
112	12	-38,559	-27,658	38,193	28,567	—	—
114	11	-63,562	-16,428	63,268	16,520	—	—
115	13	-6,073	-2,626	6,048	4,448	—	—
112	202	189,859	96,073	-190,333	-124,130	—	—
114	204	145,339	85,029	-145,645	-103,155	—	—
31	115	25,400	18,300	-25,433	-19,782	—	—
1	11	63,000	12,000	-63,148	-15,700	—	—
2	12	38,000	25,000	-38,123	-28,047	—	—
3	13	6,000	4,000	-6,018	-4,308	—	—

Выполним проверку загрузки линий электропередачи существующей сети после присоединения к ней новых подстанций. В табл. П.2.19 введем колонку расчетного тока в максимальном режиме и колонку допустимого тока для каждого провода ВЛ существующей сети с учетом количества цепей. Из сравнения этих токов с расчетными видно, что ни одно значение тока не превышает предельно допустимого значения. Кроме того, в послеаварийном режиме, когда для двухцепных ЛЭП токи увеличатся примерно вдвое, по токовой нагрузке все сечения существующих линий также проходят.

Для существующих трансформаторных подстанций А и Г произошла дополнительная загрузка автотрансформаторов. В нормальном режиме при максимальных нагрузках коэффициенты загрузки трансформаторов соответственно подстанций А и Г равны 0,85 и 0,67, однако в аварийном режиме при отключении одного из параллельно работающих трансформаторов коэффициенты загрузки равны 1,7 и 1,35. Таким образом, для подстанции А следует пересмотреть вопрос об установленной мощности автотрансформаторов.

### П.2.7. Пример выбора окончательного варианта схемы развития электрической сети

Расчет  $K_y$  для варианта радиально-магистральной сети приведен в табл. П.2.20, варианта замкнутой схемы в табл. П.2.21. В  $K_y$  не включены стоимости трансформаторов подстанций, распределительных устройств НН, компенсирующих устройств, а также ЛЭП и ОРУ подстанции 3, которые входят в оба сравниваемые варианты.

Таблица П.2.20

Капитальные вложения для сооружения радиального варианта электрической сети

Объекты и оборудование	Количество единиц (км для ЛЭП)	Стоимость, тыс. руб (в ценах 1991 г.)		Примечание
		Единицы	Общая	
ВЛ А-2 – 2 цепи АС-185/29 на ж/б опорах	26,0	66	1716,0	Табл. П.1.5
ВЛ Г-1 – 2 цепи АС-300/48 на ж/б опорах	17,9	72,6*	1299,54	Табл. П.1.5
Итого по ВЛ			3015,54	
ПС 1 и ПС 2 Схема ОРУ номер 4Н	2	198	396	Табл. П.1.6
Постоянная часть затрат на ПС 1 и ПС 2. Схема ОРУ номер 4Н	2	400**	800	Табл. П.1.12
Ячейка с выключателем для расширения существующих подстанций А и Г	4	90	360	Табл. П.1.7
Итого по ПС			1556	
Всего			4571,54	

Таблица П.2.21

Капитальные вложения для сооружения кольцевого варианта электрической сети

Объекты и оборудование	Количество единиц (км для ЛЭП)	Стоимость, тыс. руб (в ценах 1991 г.)		Примечание
		Единицы	Общая	
ВЛ А-2 – 1 цепь АС-300/48 на ж/б опорах	26,0	41,8*	1086,8	Табл. П.1.5
ВЛ 1-2 – 1 цепь АС-120/19 на ж/б опорах	32,4	34	1101,6	Табл. П.1.5
ВЛ Г-1 1 цепь АС-300/48 на ж/б опорах	17,9	41,8*	748,22	Табл. П.1.5
			2936,62	
ПС 1 и ПС 2 Схема ОРУ номер 5Н	2	235	470	Табл. П.1.6
Постоянная часть затрат на ПС 1 и ПС 2. Схема ОРУ номер 5Н	2	400**	800	Табл. П.1.12
Ячейка с выключателем для расширения существующих подстанций А и Г	2	90	180	Табл. П.1.7
Итого по ПС			1450	
Всего			4386,62	

\* Увеличение на 10 % по отношению к стоимости ЛЭП на железобетонных опорах для провода сечением 240 мм<sup>2</sup>.

\*\* Взято среднее значение из приведенного интервала.

Постоянную часть затрат, которая оказалась одинаковой для обоих вариантов, исключая из расчетов, таким образом принимаем капитальные вложения по вариантам:

- для радиального 3771,54 тыс. руб.;
- для кольцевого 3586,62 тыс. руб.

Индекс цен по капитальным вложениям с учетом НДС по отношению к уровню сметных цен на 01.01.91 для 2006 г. можно принять равным 43,5.



Таблицы исходных и расчетных данных для сопоставления вариантов приведены ниже – П.2.22 и П.2.23..

Таблица П.2.22

Исходные данные для расчета полных затрат

Наименование	Обозна-	Единицы	Значе-
	чение	измерения	ние
1. Учетная ставка кредитора	$i_1$	о.е.	0,07
2. Коэффициент инфляции	$i_2$	о.е.	0,06
3. Рост стоимости электроэнергии	$a$	о.е.	0,09
4. Срок строительства электрической сети	$T_{\text{в}}$	год	2
5. Экономический срок службы электрической сети	$T_{\text{э}}$	год	25
6. Относительное значение ежегодных эксплуатационных затрат	$\beta$	о.е.	0,02
7. Удельная стоимость расширения подстанций	$\mu$	тыс.руб/кВт	42
8. Удельная стоимость электрической энергии	$b$	руб/кВт ч	1,2
9. Число часов использования максимальной нагрузки	$T_{\text{max}}$	ч	5200
10. Коэффициент пересчета укрупненных показателей стоимостей электрических сетей на момент начала строительства	$k$	о.е.	43,5
11. Сумма активных мощностей нагрузок потребителей	$P_{\text{н}}$	МВт	107

Таблица П.2.23

Расчетные данные

Наименование	Обозна-	Единицы	Значе-
	чение	измерения	ние
1. Коэффициент учета интереса кредитора и инфляции	$i$	о.е.	0,13
2. Эквивалентная учетная ставка	$i_e$	о.е.	0,04
3. Коэффициент приведения стоимости потерь за экономический срок службы к сегодняшнему дню	$k_{\text{п}}$	о.е.	16,18
5. Время наибольших потерь	$\tau$	ч	3633

Выполним расчет составляющих потерь мощности в вариантах сети.

Расчет потерь мощности на корону по вариантам сделаем в табл. П.2.24 и П.2.25.

Таблица П.2.24

Расчет среднегодовых потерь мощности на корону на ВЛ радиального варианта сети

Линия	Длина, км	Цепей	Марка провода	Сечение фазы, алюминий, мм <sup>2</sup>	Сечение типовой фазы, мм <sup>2</sup>	Удельные потери на корону, тыс. кВт ч/км	Годовые потери на корону тыс. кВт ч	Потери мощности, МВт
А-2	26,0	2	АС-185/29	185	120	1,47	49,506	0,006
Г-1	17,8	2	АС-300/48	300	120	1,47	20,979	0,002
Б-3	29,2	2	АС-70/11	70	120	1,47	147,278	0,017
Всего							217,764	0,025

Таблица П.2.25

Расчет среднегодовых потерь мощности на корону на ВЛ кольцевого варианта сети

Линия	Длина, км	Цепей	Марка провода	Сечение фазы, алюминий, мм <sup>2</sup>	Сечение типовой фазы, мм <sup>2</sup>	Удельные потери на корону, тыс. кВт ч/км	Годовые потери на корону тыс. кВт ч	Потери мощности, МВт
А-2	25,9	1	АС-300/48	300	120	1,36	14,100	0,002
1-2	32,4	1	АС-120/19	120	120	1,36	44,064	0,005
Г-1	17,9	1	АС-300/48	300	120	1,36	9,727	0,001
Б-3	29,3	2	АС-70/11	70	120	1,47	147,571	0,017
Всего							215,462	0,025

Расчет потерь мощности от токов утечки через изоляцию ВЛ по вариантам сделаем в табл. П.2.26 и П.2.27.

Таблица П.2.26

Расчет среднегодовых потерь мощности от токов утечки через изоляторы ВЛ радиального варианта сети

Линия	Длина, км	Цепей	Удельные потери от токов утечки на ВЛ, тыс. кВт ч/км	Годовые потери от токов утечки на ВЛ, тыс. кВт ч	Потери мощности, МВт
А-2	26,0	2	0,86	44,651	0,005
Г-1	17,8	2	0,86	30,684	0,004
Б-3	29,2	2	0,86	50,262	0,006
Всего				125,596	0,014

Таблица П.2.27

Расчет среднегодовых потерь мощности от токов утечки через изоляторы ВЛ кольцевого варианта сети

Линия	Длина, км	Цепей	Удельные потери от токов утечки на ВЛ, тыс. кВт ч/км	Годовые потери от токов утечки на ВЛ, тыс. кВт ч	Потери мощности, МВт
А-2	25,9	1	0,86	22,291	0,003
1 2	32,4	1	0,86	27,864	0,003
Г-1	17,9	1	0,86	15,377	0,002
Б-3	29,3	2	0,86	50,362	0,006
Всего				115,894	0,013

Потери холостого хода новых трансформаторов одинаковы в обоих вариантах и равны 0,22 МВт.

Нагрузочные потери в целом по всей сети берем из расчета режима максимальных режимов вариантов сети с учетом установленных компенсирующих устройств и регулирования напряжения на трансформаторах.

Результаты расчета всех видов потерь сведены в табл. П.2.28.

Таблица П.2.28

## Потери мощности в сети по вариантам, МВт

Составляющие потерь мощности	Варианты	
	1	2
1. Потери в ЛЭП на корону	0,025	0,025
2. Потери от токов утечки через изоляторы ВЛ	0,014	0,013
2. Потери холостого хода на подстанциях	0,22	0,22
Всего условно-постоянные потери	0,259	0,258
3. Нагрузочные потери мощности в линиях и трансформаторах сети	8,705	9,143
4. Общие потери мощности в сети	8,964	9,401

Условно-постоянные потери для обоих вариантов оказались одинаковыми и не включаются в полные затраты.

Нагрузочные потери во втором варианте на 0,438 МВт больше, чем в первом варианте. В сравнении по затратам учтем только их разность, т.е. 0,438 МВт во втором варианте.

Расчет составляющих и полных затрат приведен в табл. П.2.29.

Таблица П.29

## Составляющие полных затрат

Составляющие затрат	Варианты	
	1	2
Стоимость сооружения сети в ценах 1991 г.	3771,54	3586,62
1. Капитальные вложения в начале первого года сооружения сети, тыс.руб	164062,0	156018,0
2. Капитальные затраты на сооружение сети с учетом ежегодных равных платежей в течение экономического срока службы сети, тыс.руб	323647,2	307778,6
3. Эксплуатационные расходы, приведенные к моменту ввода сети в эксплуатацию, тыс.руб	104745,4	99609,7
4. Капитализированная стоимость потерь мощности, тыс.руб	0,0	18396,0
5. Капитализированная стоимость потерь энергии, тыс.руб	0,0	30900,4
6. Полные затраты, тыс.руб	428392,5	456684,7

Различие в полных затратах составляет в тыс.руб

в %

-28292,2

-6%

Полученная разность в затратах на сооружение сети по двум вариантам позволяет считать предпочтительным первый вариант.