

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального  
образования  
«Владимирский государственный университет имени Александра  
Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»  
Кафедра электротехники и электроэнергетики

**Максимов Ю.П.**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К КУРСОВОЙ РАБОТЕ ПО  
ДИСЦИПЛИНЕ  
«Электропитающие системы и  
электрические сети»**

**Направление подготовки: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»**

**Профиль: «Электроснабжение»**

**Уровень высшего образования: бакалавриат**

Владимир 2015

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ**  
**ДИСЦИПЛИНА «ЭЛЕКТРОПИТАЮЩИЕ СИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»**

**ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.**

1. Пункты нагрузки
  2. Источник питания
  3. Наибольшая зимняя нагрузка в каждом пункте
  4. Состав потребителей в каждом пункте по категориям надёжности в процентах
  5. Коэффициент реактивной мощности
  6. Номинальное напряжение вторичной цепи
  7. Напряжение на шинах подстанции при наиболее наименьших нагрузках, при тяжелых авариях в сети
  8. Для всех пунктов процент летней нагрузки от зимней
  9. Продолжительность использования максимальной нагрузки
  10. Индивидуальное задание для углубленного проектирования
- В таблице 1 представлена мощность, заданная в пунктах А,Б,В,Г,Д и соответствующий cosφ.

Таблица 1

№ вар-та	З а д а н н ы е    з н а ч е н и я    м о щ н о с т и, МВт				
	$P_A/\cos\phi_A$	$P_B/\cos\phi_B$	$P_V/\cos\phi_V$	$P_\Gamma/\cos\phi_\Gamma$	$P_D/\cos\phi_D$
1	12,62/0,91	47,30/0,92	40,63/0,9	11,80/0,93	12,30/0,91
2	12,70/0,91	47,40/0,92	41,60/0,9	11,40/0,93	11,40/0,91
3	13,15/0,91	46,50/0,92	45,70/0,9	13,20/0,93	44,50/0,91
4	15,20/0,91	44,80/0,92	23,00/0,9	14,60/0,93	42,80/0,91
5	15,60/0,91	47,80/0,92	45,60/0,9	17,50/0,93	46,80/0,91
6	14,20/0,91	43,20/0,92	46,80/0,9	17,50/0,93	45,60/0,91
7	15,80/0,91	42,40/0,92	27,50/0,9	12,50/0,93	47,50/0,91
8	10,30/0,91	45,00/0,92	42,50/0,9	11,50/0,93	38,50/0,91
9	12,30/0,91	47,00/0,92	43,00/0,9	12,50/0,93	39,40/0,91
10	13,40/0,91	48,00/0,92	42,80/0,9	10,50/0,93	44,50/0,91
11	15,50/0,91	47,50/0,92	44,50/0,9	15,70/0,93	45,00/0,91
12	16,70/0,91	42,30/0,92	47,00/0,9	14,50/0,93	48,20/0,91
13	14,30/0,91	41,50/0,92	42,80/0,9	17,20/0,93	46,20/0,91
14	13,50/0,91	20,00/0,92	43,20/0,9	21,20/0,93	46,50/0,91
15	17,20/0,91	21,00/0,92	44,00/0,9	20,00/0,93	45,00/0,91
16	15,50/0,91	48,00/0,92	42,70/0,9	12,50/0,93	43,20/0,91
17	14,70/0,91	49,00/0,92	47,50/0,9	13,50/0,93	45,50/0,91
18	18,50/0,91	49,50/0,92	42,70/0,9	15,70/0,93	42,00/0,91
19	14,20/0,91	45,50/0,92	41,80/0,9	16,40/0,93	47,20/0,91
20	25,40/0,91	37,40/0,92	45,70/0,9	15,20/0,93	48,20/0,91
21	28,30/0,91	40,00/0,92	48,00/0,9	12,40/0,93	47,00/0,91
22	32,30/0,91	37,00/0,92	49,50/0,9	13,20/0,93	21,00/0,91
23	35,00/0,91	40,00/0,92	25,70/0,9	14,70/0,93	36,00/0,91
24	37,00/0,91	35,50/0,92	32,20/0,9	17,50/0,93	28,00/0,91
25	40,00/0,91	37,00/0,92	40,00/0,9	30,00/0,93	38,00/0,91
26	35,00/0,91	45,00/0,92	27,50/0,9	22,00/0,93	25,00/0,91
27	22,30/0,91	27,00/0,92	40,00/0,9	17,50/0,93	33,40/0,91
28	11,50/0,91	28,00/0,92	40,00/0,9	15,60/0,93	22,90/0,91
29	16,00/0,91	20,50/0,92	47,50/0,9	12,00/0,93	35,60/0,91
30	20,50/0,91	16,40/0,92	21,00/0,9	21,00/0,93	34,00/0,91

В таблице 2 представлены расстояния в километрах от пунктов А,Б,В,Г,Д до центральной подстанции и расстояния между пунктами

Таблица 2

№ вар-та	L <sub>А</sub>	L <sub>Б</sub>	L <sub>В</sub>	L <sub>Г</sub>	L <sub>Д</sub>	L <sub>АБ</sub>	L <sub>БВ</sub>	L <sub>ВГ</sub>	L <sub>ГД</sub>
1	25	95	45	80	25	70	90	60	65
2	27	110	35	85	25	60	110	75	60
3	28	90	36	86	26	65	105	61	59
4	30	91	37	87	27	72	102	60	58
5	31	93	38	88	28	63	103	59	57
6	35	94	39	89	29	60	104	58	56
7	32	95	40	90	30	61	105	57	55
8	34	92	41	91	31	58	103	55	54
9	36	100	42	92	32	64	101	54	53
10	32	102	43	93	33	70	102	53	52
11	35	97	33	94	34	62	103	52	51
12	27	95	34	85	35	68	100	50	50
13	28	98	35	84	36	70	102	49	49
14	30	100	36	83	35	70	104	48	48
15	31	102	37	82	34	71	100	47	47
16	32	105	38	81	33	73	95	45	45
17	34	101	39	80	32	68	94	44	44
18	33	95	40	89	30	62	95	43	43
19	30	96	41	90	31	66	94	42	42
20	32	97	42	91	29	65	95	41	41
21	28	98	43	92	27	70	97	40	40
22	29	95	44	93	28	66	98	41	39
23	30	100	45	94	25	70	95	42	42
24	32	110	44	95	24	78	90	43	43
25	34	107	43	96	23	73	91	44	44
26	35	108	42	97	32	73	92	45	45
27	33	103	41	90	31	70	93	46	46
28	29	104	40	89	32	75	94	47	47
29	25	105	39	88	35	80	95	48	48
30	27	106	40	87	30	79	96	50	50

В таблице 3 представлен состав потребителей нагрузки в пунктах питания с учетом категорий надежности

Таблица 3

№ варианта	Пункты питания	Потребители в %		
		I категория	II категория	III категория
1,6, 11, 16, 21, 26	А	-	50	50
	Б	-	70	30
	В	20	20	60
	Г	15	45	40
	Д	40	30	30
2, 7, 12, 17, 22, 27	А	50	20	30
	Б	-	60	40
	В	40	50	10
	Г	30	30	40
	Д	-	80	20
3, 8, 13, 18, 23, 28	А	20	70	10
	Б	25	45	30
	В	-	40	60
	Г	20	30	50
	Д	-	65	35
4, 9, 14, 19, 24, 29	А	30	60	10
	Б	40	50	10
	В	-	40	60
	Г	-	45	55
	Д	20	40	40
5, 10, 15, 20, 25, 30	А	-	70	30
	Б	15	45	40
	В	40	40	20
	Г	-	65	35
	Д	25	60	15

Значения интенсивностей отказов и среднее время восстановления для различных элементов электрических сетей представлены в таблице

Таблица 4

Элемент	Выключатель	Трансформатор	Секция шин	ЛЭП
Показатель				
$\lambda$ , 1/год	0,02	0,03	0,01	0,016 L
$t_B$ , ч	15	120	5	10
$\lambda$ п.р., 1/год	0,6	0,7	0,5	1,6
$t$ п.р., ч	12	34	4	22

L – длина линии электропередачи в км

Таблица 5

Промышленность	0 - 3ч	4 - 6ч	7 – 9ч	10 -12ч	13-15ч	16-18	19-21	22-24ч
Черная металлургия	85	90	95	100	90	100	90	85
Цветная металлургия	90	90	95	100	100	95	90	90
Угледобыча	80	85	90	95	90	100	95	80
Горфопредприятия	85	90	100	100	90	85	80	70
Автомобильная	60	40	80	100	90	100	80	70
Станкостроительная	45	70	90	100	100	60	50	40
Тяжелое машиностроение	100	60	70	80	70	75	80	100
Транспортное машиностроение	85	90	95	100	100	90	90	80
Химическая промышленность	75	80	90	100	100	90	85	70
Целлюлозно-бумажная	85	90	100	80	80	100	90	90
Прядильно-ткацкая	90	90	100	100	90	100	100	90
Деревообрабатывающая	70	60	90	100	90	100	90	80
Строительных материалов	90	80	90	100	100	90	95	90
Легкая	50	60	70	90	95	90	80	70
Пищевая	60	70	80	100	95	80	75	70
Агропромышленный комплекс	50	70	100	70	90	80	60	55
Городская	70	50	90	70	60	70	90	95

Данные приведены в процентах

Коэффициент снижения нагрузки в летний период:  $k_{сн} = 0.5$

Состав потребителей электроэнергии:

I категория – выбрать в соответствии

II категория – со своим

III категория – вариантом

## 1. КЛИМАТИЧЕСКАЯ КАРТА РАЙОНА.

1.1 Максимальный скоростной напор ветра.

1.2 Район по гололеду.

1.3 Пляска проводов.

1.4 Грозы.

## 2. ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗОК В ИМЕНОВАННЫХ ЕДИНИЦАХ (ЗИМНИХ, ЛЕТНИХ – СУТОЧНЫХ, ОБЩИХ ГОДОВЫХ). ПОСТРОЕНИЕ УПОРЯДОЧЕННОЙ ДИАГРАММЫ.

2.1 Построение зимних и летних суточных графиков нагрузки.

Мощность, потребляемая в промежуток времени (j, j+1):

$$P_{зим}^{(j, j+1)} = P_{*i}^{(j, j+1)} \cdot \alpha_{*i} \cdot P_{max}; \quad (1)$$

$$Q_{зим}^{(j, j+1)} = Q_{*i}^{(j, j+1)} \cdot \alpha_{*i} \cdot tg\varphi; \quad (2)$$

где:  $\alpha_{*i}$  - процентное соотношение потребителей по узлу.

График нагрузки за летний период строят по зимним с учётом коэффициента летнего снижения нагрузки, который определяется по /2/ в зависимости от характера потребителя.

$$P_{лет} = P_{зим} \cdot \kappa_{сн}; \quad (3)$$

$$Q_{лет} = Q_{зим} \cdot \kappa_{сн}; \quad (4)$$

Суммируя полученные значения, получаем летние и зимние суточные распределения нагрузок по пункту, по которым строим суточные графики.

## 2.2 Построение годового графика нагрузки (или упорядоченную диаграмму, которая представляет собой значения мощностей в порядке убывания).

Построение годовых графиков производим по значениям летних и зимних суточных нагрузок с увеличением интервала времени до 720-ти часов.

Соединяя значения летних и зимних суточных нагрузок и распределяя их по количеству часов в году, получаем годовой обобщенный график нагрузки, а, расставляя значения от большего к меньшему, получили упорядоченную годовую диаграмму.

## 2.3 Определение вероятностных характеристик.

Из /2/ определяем среднюю нагрузку:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_n} \sum_1^n (P_i \cdot t_i); \quad (5)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T_n} \sum_1^n (Q_i \cdot t_i); \quad (6)$$

где  $T_n$  - период наблюдения;

$P_i, Q_i$  - мощность  $i$ -той ступени;

$t_i$  - продолжительность  $i$ -той ступени.

$$P_{cp} = \frac{P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3 + P_4 \cdot t_4}{24}; \quad (7)$$

Из /2/ определяем эффективную нагрузку:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_n} \sum_1^n (P_i^2 \cdot t_i)}; \quad (8)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_n} \sum_1^n (Q_i^2 \cdot t_i)}; \quad (9)$$

Из // определяем максимальную нагрузку:

$$P_{max} = P_{cp} (1 + 1.96 \sqrt{\kappa_{\phi P}^2 - 1}); \quad (10)$$

$$Q_{max} = Q_{cp} (1 + 1.96 \sqrt{\kappa_{\phi Q}^2 - 1}); \quad (11)$$

где  $\kappa_{\phi P}$  ( $\kappa_{\phi Q}$ ) - коэффициент формы графика активной (реактивной) мощности.

$$\kappa_{\phi P} = \frac{P_{эф}}{P_{cp}}; \quad (12)$$

$$\kappa_{\phi Q} = \frac{Q_{эф}}{Q_{cp}}; \quad (13)$$

Из /2/ определяем минимальную нагрузку:

Определяется для годового, зимнего и летнего суточных.

$$\text{- Годовой: } P_{\min} = P_{cp}(1 - 1.96\sqrt{\kappa_{\phi P}^2 - 1}); \quad (14)$$

$$Q_{\min} = Q_{cQ}(1 - 1.96\sqrt{\kappa_{\phi Q}^2 - 1}); \quad (15)$$

$$\text{- Зимний и летний: } P_{\min} = P_{cp}(1 - 2.96\sqrt{\kappa_{\phi P}^2 - 1}); \quad (16)$$

$$Q_{\min} = Q_{cQ}(1 - 2.96\sqrt{\kappa_{\phi Q}^2 - 1}); \quad (17)$$

Из /2/ определяем максимальную нагрузку потребителей в часы максимума нагрузки энергосистемы:

$$P_{\max}^{nomp} = \kappa_m \cdot P_{\max}; \quad (18)$$

$$Q_{\max}^{nomp} = \kappa_m \cdot Q_{\max}; \quad (19)$$

где  $\kappa_m = 0.85$  - коэффициент совмещения

### 3. СОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМЫ СЕТЕЙ.

Для выбора наиболее оптимальной схемы электроснабжения района рекомендуется рассмотреть как можно больше вариантов соединения узлов нагрузки с головной п/с.

#### 3.1 Составление вариантов схем сетей

В этом пункте расчета требуется составить как минимум 8 вариантов схемы сети, соблюдая следующие условия:

1. Передача мощностей к пунктам потребления должна производиться по самым коротким линиям.
2. Не рекомендуется создание вариантов сетей трёх номинальных напряжений.
3. Необходимо исключить обратные потоки мощности.
4. Избегать малозагруженных линий.
5. Не рекомендуется рассматривать варианты кольцевых сетей с участками разнономинального напряжения из-за возникновения в таких контурах уравнительных токов.

#### 3.2 Расчет экономически целесообразного номинального напряжения сети.

Для дальнейшего расчета требуется определить номинальное напряжение сети. Напряжение сети зависит от протяженности ЛЭП и от передаваемой по ней мощности. Не рекомендуется принимать за номинальное напряжение 220 кВ ввиду отсутствия понижающих трансформаторов 220/10 кВ, из-за чего потребуются выбирать промежуточные трансформаторы 110/10 кВ. Расчет проводится для каждого участка схемы

Из /3/ определение экономически целесообразного номинального напряжения сети:

$$\text{- формула Стилла: } U = 4.34\sqrt{L + 16P}; \quad (20)$$

$$\text{- формула Залесского: } U = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})}; \quad (21)$$

$$\text{- формула Илларионова: } U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{\alpha} + \frac{2500}{P}}}; \quad (22)$$

где:  $P$  – мощность, передаваемая по сети;  $L$  – длина трассы;

$\alpha = \kappa \cdot \alpha_{np}$ , где  $\alpha_{np}$  – длина воздушной цепи,

$\kappa$  – коэффициент, учитывающий район расположения сети.

#### 3.3 Выбор конкурентоспособных схем.

Для дальнейшего упрощения расчета требуется выбрать две схемы, составленных в пункте 3.1 расчета, способных конкурировать между собой, т. е. не заведомо проигрышных. Выбор осуществляется по экономически выгодному наименьшему количеству выключателей и трансформаторов, самым дорогостоящим элементам п/с, и меньшей протяженности ЛЭП, увеличивающей показатели надежности.

Для выбора конкурентоспособных схем требуется:

1. Определить расстояние между потребителями и источниками питания. Определить общую длину сети.
2. Определить тип подстанции в узле.

Далее для расчёта определяются две схемы по количеству выключателей, трансформаторов и протяжённости ЛЭП.

Тип п/с в узле принимаем из /4/ для проходного и тупикового типов. Схемы п/с приведены на рисунке 12.

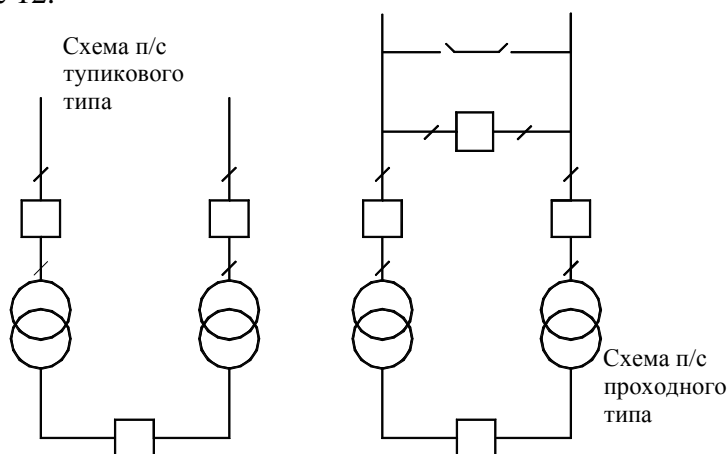


рис. 12 Схемы п/с проходного и тупикового типов

#### 4. РАСЧЁТ ПРИБЛИЖЁННОГО ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТИ ПО СЕТИ.

Потокораспределение определяется для выбора рабочего режима сети.

Расчёт осуществляется при следующих допущениях:

1. Расчёт ведётся по номинальному напряжению. Потери мощности в элементах сети и зарядные мощности линий не учитываются.
2. Замкнутые сети предполагается выполнить однородными линиями, что позволяет распределить потокораспределение по длинам линий.
3. Для головных участков конечных сетей из /2/ потокораспределение определяется:

$$P_{ij} = \frac{\sum_1^n P_i \cdot \alpha_i}{\sum_1^n l_i}; \quad Q_{ij} = \frac{\sum_1^n Q_i \cdot \alpha_i}{\sum_1^n l_i}; \quad (23)$$

где  $P_i(Q_i)$  - активные (реактивные) мощности в сети;

$l_i$  - длина  $i$ -того участка сети;

$n$  - число участков сети;

$\alpha_i$  - длина  $i$ -того узла до противоположного участка сети;

Для всех остальных участков сети потокораспределение определяется по первому закону Кирхгофа.

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{\max i} + jQ_{\max i}) l_i}{l_{\Sigma}}; \quad (24)$$



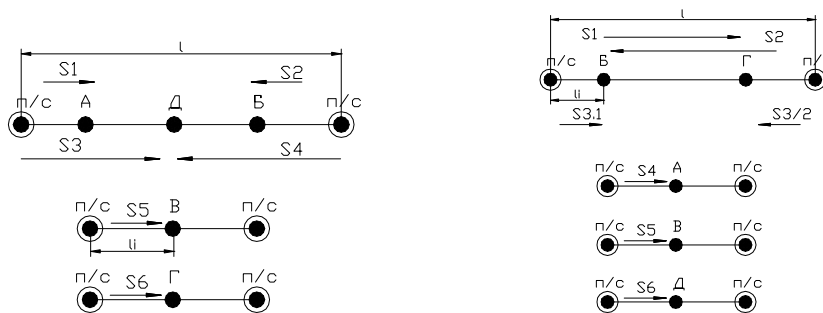


рис. 15 Потокораспределение в расчетных схемах 1 и 2

## 5. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ.

### 5.1 Расчет экономических токовых интервалов.

Сечение определяется по экономическим токовым интервалам для нормального и послеаварийного режима (выход из строя одной из линий). Из /2/ определяем:

$$I_p = I_{pi} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (25)$$

где:  $I_{pi}$  - расчётный ток линии в нормальном режиме (определяется из /2/):

$$I_{pi} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3}U_n} \cdot \frac{1}{n}; \quad (26)$$

$\alpha_i$  - коэффициент нагрузки по годам (Из /2/  $\alpha_i = 1.05$ );

$\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки (из /2/  $\alpha_T = 1.04$ ).

где:  $P_{\max}$  - максимальная нагрузка по зимнему периоду;

$n$  - количество линий;

$Q_{\text{неск}}$  - некомпенсированная мощность (определяется из /2/):

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\max} - Q_{\text{куф}}; \quad (27)$$

где:  $Q_{\max}$  - максимальная нагрузка по зимнему периоду;

$Q_{\text{куф}}$  - фактическая мощность компенсирующих устройств (определяется из /2/):

$$Q_{\text{куф}} = \frac{Q_{\text{ку}\Sigma}}{2}; \quad (28)$$

где  $Q_{\text{ку}\Sigma}$  - экономически целесообразная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимума загрузки (определяется из /2/):

$$Q_{\text{ку}\Sigma} = Q_{\Sigma} = P_{\max} \cdot \text{tg}\varphi_{\Sigma}; \quad (29)$$

где  $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$  -  $\text{tg}\varphi$  экономический, задаётся от номинального напряжения:

Таблица 17. Значения  $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$  (значения из /2/)

$U_n$ , кВ	$\text{tg}\varphi$	$U_n$ , кВ	$\text{tg}\varphi$
10	0.23	110	0.26
35	0.25	220	0.35

Для остальных участков схемы экономические токовые интервалы рассчитывается аналогично. Тип КУ выбираем из /4/. Результаты вычислений приведены в таблицах 18 и 19.

### 5.2 Выбор сечения провода.

По экономическим интервалам выбираем сечение провода. Затем в зависимости от сечения и  $U_n$  по /2/ выбираем  $I_{\text{дон}}$ . Выбранное сечение по послеаварийному режиму

проверяется по неравенству:  $I_{P.авар} \leq I_{дон}$ . Послеаварийный ток зависит от конфигурации цепи и количества цепей в линии.

Марка провода выбирается в соответствии с данными, приведенными в /4/.

### 5.3 Проверка сечения провода на падение напряжения и потери на корону.

Расчет проводится для определения потерь напряжения в линии, применяющиеся в расчете отпайки РПН (п. 10) и экономической целесообразности выбора схемы (п. 9).

Из /3/ определяем потери напряжения в линии:

$$\Delta U_P = \frac{P \cdot R + Q \cdot x}{U_{ном}}; \quad (30)$$

где:  $P$  и  $Q$  – передаваемые мощности по линии;

$R$  и  $x$  – активные и реактивные сопротивления (определяются по /4/ в зависимости от сечения и марки провода);

$$U_P < U_{дон} \quad (31)$$

Из /3/ определяем возможность образования короны по критическому напряжению:

$$U_{кр} = 48.9 m_0 \cdot m_n \cdot \delta \cdot r_{np} \cdot \lg \left( \frac{D_{cp}}{r_{np}} \right); \quad (32)$$

где:  $m_n$  - коэффициент, учитывающий погодные условия (из /3/  $m_n = 1$ );

$m_0$  - коэффициент, учитывающий состояние поверхности проводов (из /3/  $m_0 = 0.82$ );

$\delta$  - коэффициент, учитывающий атмосферное давление и температуру окружающей среды (определяется из /3/ по климатическим данным района):

$$\delta = 0.386 \cdot \frac{P}{T} = 0.386 \cdot \frac{P_0 \cdot (1 - 10^{-4} \cdot H)}{273 + t_{сз}} = 0.386 \cdot \frac{760 \cdot (1 - 0,25)}{274} = 0.8;$$

$r_{np}$  - радиус провода;

$D_{cp}$  - среднее геометрическое расстояние между проводами отдельных фаз (для его определения требуется по /4/ выбрать тип опоры) – для ж/б опоры  $D_{cp} = 5$  м;

Из /3/ определяем фазное напряжение:

$$U_{\phi} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}; \quad (33)$$

Из /3/ определяем критическое фазное напряжение:

$$U_{кр.ф} = \frac{U_{кр}}{\sqrt{3}}; \quad (34)$$

Из /3/ определяем потери на корону:

$$\Delta P = \frac{0.18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{r_{np}}{D_{cp}}} \cdot (U_{\phi} - U_{кр.ф}); \quad (35)$$

Если рабочее номинальное напряжение проектируемой сети меньше критического, короны не будет.

Если же коронирование будет, необходимо выбрать грозозащитный трос, который выбирается в зависимости от  $U_{ном}$ .

## 6. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ.

Из /5/ определяем экономически целесообразную экономическую мощность, задаваемая системой в часы максимума нагрузки:

$$Q_{\Sigma} = P_{cp} \cdot tg \varphi_{\Sigma.ср}; \quad (36)$$

где:  $P_{cp}$  – средняя нагрузка по зимнему годовому графику нагрузки;  
 $tg \varphi_{э.ср} = 0.23$  – экономический средний коэффициент (выбирается в соответствии с /5/).

Из /5/ определяем реактивную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку} = (Q_{cp} - Q_{э}) \cdot 1.2; \quad (37)$$

$$Q_{ку\Sigma\phi} = \frac{Q_{ку\Sigma}}{2}; \quad (38)$$

По последней мощности выбираем компенсирующие устройства из /4/ типа УК или УКМ.

Из /5/ определяем некомпенсированную реактивную мощность:

$$Q_{неск.} = Q_{cp} - Q_{ку}; \quad (39)$$

Из /6/ определяем расчетную мощность трансформатора:

$$S_p = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск.}^2}; \quad (40)$$

Из /6/ определяем мощность трансформатора:

$$S_{mp} = \frac{S_p}{n \cdot \beta_{опт}}; \quad (41)$$

где:  $n = 1 \div 2$  - количество трансформаторов;

$\beta_{опт} = 0.7$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов;

По мощности трансформатора по /4/ определяем марку и стандартную мощность трансформатора.

Далее из /6/ определяем коэффициент загрузки трансформатора:

$$\text{- рабочий режим: } k_{31} = \frac{S_p}{2 \cdot S_{ном.т}}; \quad (42)$$

$$\text{- послеаварийный режим: } k_{32} = \frac{S_p}{S_{ном.т}}; \quad (43)$$

При этом  $k_{31} \leq 0.93$ ,  $k_{32} \leq 1.4$ .

При расчете коэффициента трансформации рассматривается возможность отключения потребителей 3-ей категории надежности в аварийном режиме.

## 7. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ.

### 7.1 Потери в трансформаторе.

Потери мощности в трансформаторе рассчитываются для компенсации их при передаче мощности по линии.

Из /7/ определяем потери в трансформаторе:

$$\Delta P_m = \frac{\Delta P_k \cdot S_{нагр.}^2}{S_{ном.т.}^2} + \Delta P_x; \quad (44)$$

$$\Delta Q_m = \frac{U_k \cdot S_{нагр.}}{S_{ном.т.}} + \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_T; \quad (45)$$

Где:  $\Delta P_k$  - потери при к.з. в трансформаторе;

$S_{нагр.}$  - нагрузка п/с по зимнему графику;

$\Delta P_x$  - потери к.з. в трансформаторе;

$U_k$  - напряжение к.з. в трансформаторе;

$I_{xx}$  - ток хх;

## 7.2 Приведенные потери в трансформаторе.

Из /7/ определяем приведенные потери в трансформаторе:

$$\Delta P_T' = \Delta P_x' + k_3^2 \cdot \Delta P_k'; \quad (46)$$

Из /7/ определяем приведенные потери ХХ в трансформаторе, учитывающие потери активной мощности в самом трансформаторе и создаваемые им в элементах системы ЭС в зависимости от реактивной мощности, потребляемой трансформатором:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + k_{un} \cdot \Delta Q_x; \quad (47)$$

Из /7/ определяем приведенные потери КЗ в трансформаторе при тех же условиях:

$$\Delta P_k' = \Delta P_k + k_{un} \cdot \Delta Q_k; \quad (48)$$

где:  $\Delta P_k$  и  $\Delta P_x$  - результаты расчета потерь в трансформаторе;

$k_{un}$  - коэффициент изменения потерь (по /7/ принимается равным 0.2 кВт на 1 передаваемый кВАр для трансформаторов, присоединенных к шинам п/с, 0.1~0.15 для трансформаторов 10/0.4, питающихся от шин РЭС);

$k_3'$  - коэффициент загрузки (определяем из /7/):

$$k_3' = \frac{S_{нагр.}}{S_{ном.т.}} = \frac{S_p}{S_{ном.т.}}; \quad (49)$$

где:  $S_{нагр.}$  - мощность п/с (из годового графика).

Из /7/ определяем реактивную мощность ХХ:

$$\Delta Q_x = S_{ном.т.} \cdot \frac{I_{xx} \%}{100}; \quad (50)$$

Из /7/ определяем реактивную мощность КЗ, потребляемую трансформатором при номинальной нагрузке:

$$\Delta Q_k = S_{ном.т.} \cdot \frac{U_k \%}{100}; \quad (51)$$

Из /7/ определяем время максимальных потерь в трансформаторе:

$$\tau_{т.п.} = 2T_{max} - 8760 + \left( \frac{8760 - T_{max}}{1 + \frac{T_{max}}{8760} - 2 \cdot \frac{P_{\Sigma min}}{P_{\Sigma max}}} \right) \cdot \left( 1 + \frac{P_{\Sigma min}}{P_{\Sigma max}} \right)^2; \quad (52)$$

Из /7/ определяем потери электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E} = N \cdot P_x \cdot T_T + \frac{1}{N} \cdot P_k \cdot \frac{S_{max}^2}{S_{ном.т.}^2} \cdot \tau_{т.п.}; \quad (53)$$

## 7.3 Потери в линии.

Определяются для компенсации этой мощности при ее передаче из головной п/с. Данные из этого расчета впоследствии будут использоваться в п. 10.

Из /7/ определяем зарядную мощность линии:

$$Q_c = \frac{U_{ном.}^2 \cdot b_0 \cdot l}{n}; \quad (54)$$

где:  $n$  - количество цепей;

$b_0$  - удельная зарядная мощность.

Из /7/ определяем мощность в узле с учетом зарядной мощности:

$$S = S_p - jQ_c; \quad (55)$$

Из /7/ определяем потери мощности в линии:

$$\Delta P = \frac{P_p^2 + Q_p^2}{U_{ном.}^2} \cdot R_l; \quad (56)$$

$$\Delta Q = \frac{P_p^2 + Q_p^2}{U_{ном.}^2} \cdot x_l; \quad (57)$$

где:  $R_l = r_0 \cdot l;$   
 $x_l = x_0 \cdot l;$  (58)

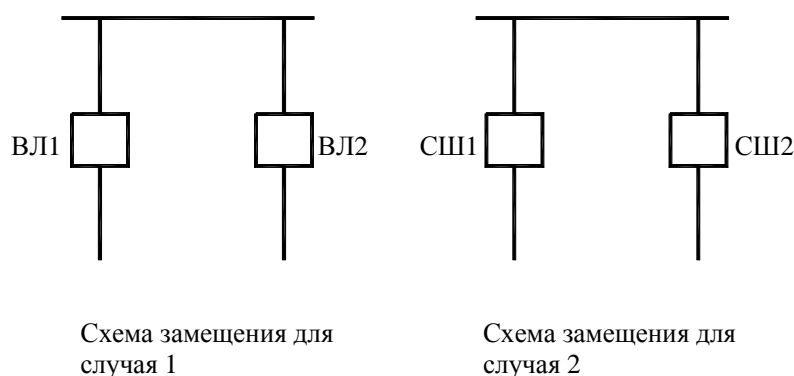
## 8. РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ.

Для расчета надежности необходимо составить схему замещения элементов, надежность которых требуется узнать.

В данном расчете рассматриваются два случая:

1. Обрыв двух ЛЭП;
2. Выход из строя двух СШ.

Схемы замещения обоих случаев приведены на рисунке 17.



*рис. 17 Схема замещения для расчета надежности.*

Значения интенсивности отказов и среднего времени восстановления для различных элементов системы выбираем в соответствии с /8/.

*Таблица 28. Значения интенсивности отказов и среднего времени восстановления для различных элементов системы.*

Элемент системы	$\lambda$ , 1/год	$\lambda_{np}$ , 1/год	$t_B$ , ч	$t_{np}$ , ч
ВЛ одноцепная	0,66	1,6	11	15,5
ВЛ двухцепная, отказ одной цепи	1,01	2,4	8,4	12
ВЛ двухцепная, отказ двух цепей	0,13	0,4	14,8	13
Сборные шины	0,016	0,166	5	4

Определяем показатели надежности последовательно соединенных элементов:

Из /8/ определяем интенсивность отказов последовательно соединенных элементов:

$$\lambda_l = \sum_{i=1}^n \lambda_i + \lambda_{np, \max}; \quad (59)$$

где:  $\lambda_i$  - интенсивность отказов  $i$ -того элемента;

Для ЛЭП:  $\lambda_{ВЛ} = \lambda \cdot l;$  (60)

$\lambda_{np, \max}$  - интенсивность плановых ремонтов, наибольшая из рассматриваемых элементов;

Из /8/ определяем вероятность отказов:

$$q = \frac{\lambda \cdot t_B}{T_r}; \quad (61)$$

Из /8/ определяем время восстановления элемента:

$$t_{вс} = \frac{q}{\lambda^*}; \quad (62)$$

$$\text{где: } \lambda^* = \lambda - \lambda_{np.max}; \quad (63)$$

Как только схема сведена к параллельному соединению, анализируем возможные дефициты мощности в ней при полных перерывах в электроснабжении.

Из /8/ определяем показатели надежности системы:

$$\lambda_c = (\lambda_I \cdot q_{II} + \lambda_{II} \cdot q_I + \lambda_I^* \cdot q_{np.II} + \lambda_{II}^* \cdot q_{np.I}) \cdot T_G; \quad (64)$$

$$\text{где: } q_{np.} = \lambda_{НБ} \cdot q_{НБ}; \quad (65)$$

$\lambda_{НБ}$  и  $q_{НБ}$  - наибольшие вероятность и интенсивность отказов;

Из /8/ определяем вероятность отказа системы:

$$q_c = k_{nc} = q_I \cdot q_{II} + k_{npI} \cdot q_{npI} \cdot q_{II} + k_{npII} \cdot q_{npII} \cdot q_I; \quad (66)$$

где:  $k_{nc}$  - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного ремонта элемента и аварийного отключения другого;

$k_{np}$  - коэффициент, учитывающий снижение вероятности отказа из-за запрета наложения

$$\text{ремонта: } k_{ncI} = 1 - e^{-\frac{t_{npI}}{t_{BI}}}; \quad k_{ncII} = 1 - e^{-\frac{t_{npII}}{t_{BI}}}; \quad (67)$$

Из /8/ определяем расчетное время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\lambda_c}; \quad (68)$$

Из /8/ определяем расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \ln(1 - \alpha) \cdot \frac{1}{\lambda_c} = 0.105 \cdot \frac{1}{\lambda_c}; \quad (69)$$

Из /8/ определяем средний недоотпуск энергии из-за перерывов в электроснабжении:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot p^{(P_{деф})} \cdot T_G; \quad (70)$$

$$\text{где: } P_{деф} = P_{max.зим.}; \quad (71)$$

$$p^{(P_{деф})} = q_c; \quad (72)$$

Из /8/ определяем ущерб от недоотпуска энергии (учитывается только первая категория):

$$J = J_0 \cdot W_{нед}; \quad (73)$$

где:  $J_0$  - удельный ущерб (из /8/  $J_0 = 0.42$ ).

## 9. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ВАРИАНТА СХЕМЫ.

Выбор варианта происходит по методу приведенных затрат, который основан на том, что при проектировании и эксплуатации сети перерыва в электроснабжении быть не должно.

Из /3/ определяем затраты:

$$Z = P_n \cdot \kappa_c + U_a + U_p + U_{\Delta\Omega}; \quad (74)$$

где:  $P_n = 0.12$  - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;  
 $\kappa_c$  - капитальные затраты. Включают в себя затраты на строительство ВЛ и на п/с (определяются из /3/):

$$\kappa_c = \kappa_{ВЛ} + \kappa_{n/c} = \kappa_{ВЛ} + \kappa_{ору} + \kappa_{ку} + \kappa_{nr} + \kappa_{mp}; \quad (75)$$

где:  $\kappa_{nr}$  - постоянная часть затрат (заработная плата, обслуживание и т.д.)

$U_a$  - амортизационные издержки (определяются из /3/):

$$U_a = \kappa_c \cdot \alpha_a; \quad (76)$$

где:  $\alpha_a$  - коэффициент амортизации (из /9/ выбираем 2,4% для ВЛ и 6,4% для силовых устройств);

$U_p$  - издержки на эксплуатацию и ремонт (определяются из /3/):

$$U_p = \kappa_c \cdot \alpha_p; \quad (77)$$

где:  $\alpha_p$  - коэффициент эксплуатационных издержек (из /9/ принимаем  $\alpha_p$  равным 0,4% для ВЛ и 3% для силовых устройств);

$U_{\Delta\mathcal{E}}$  - издержки на потерю электроэнергии (определяются из /3/):

$$U_{\Delta\mathcal{E}} = \beta \cdot \Delta\mathcal{E} = (\Delta\mathcal{E}_{ВЛ} + \Delta\mathcal{E}_T + \Delta\mathcal{E}_{КУ} + \Delta\mathcal{E}_к) \cdot \beta; \quad (78)$$

где:  $\Delta\mathcal{E}_{ВЛ}$  - потери электроэнергии в ВЛ;

$\Delta\mathcal{E}_T$  - потери электроэнергии в трансформаторе;

$\Delta\mathcal{E}_{КУ}$  - потери электроэнергии в КУ;

$\beta$  - стоимость 1 кВт/час постоянных потерь (из /9/ принимаем равным 2 копейки);

$\Delta\mathcal{E}_к$  - потери на корону;

Выбор варианта осуществляется по приведенным затратам при условии пятипроцентной разницы между вариантами сети (определяются из /3/):

$$\Delta Z_k = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% > 5\%; \quad (79)$$

На основании двух последних пунктов РГР для дальнейшего расчета выбирается одна схема электроснабжения по экономическим критериям и критериям.

## 10. РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА ПОД НАГРУЗКОЙ.

Из /1/ определяем приведенное к стороне ВН напряжение обмотки НН:

$$U_{нн}^{прив.} = U_i - \Delta U_{mp}; \quad (80)$$

где:  $U_i = U_{ном} - \Delta U_{ЛЭП}$  - напряжение в узле;

$\Delta U_{ЛЭП}$  - падение напряжения в линии;

$\Delta U_{mp}$  - падение напряжения в трансформаторе (определяется из /10/):

$$\Delta U_{mp} = \beta_m \cdot \cos \varphi \cdot (U_a \% + U_p \% \cdot \operatorname{tg} \varphi), \quad (81)$$

$$\text{где: } \beta_m = \frac{S_p}{S_n}; \quad (82)$$

$$U_a \% = \frac{10 \cdot \Delta P_k}{S_n}; \quad (83)$$

$$U_p \% = \sqrt{U_a \%^2 + U_k \%^2}; \quad (84)$$

Из /10/ определяем желаемый коэффициент трансформации:

$$k_{жел} = \frac{U_{нн}^{прив.}}{U_{жел}}; \quad (85)$$

где:  $U_{жел}$  - желаемое напряжение на стороне НН.

Выбор номера отпайки:

$$n = \left( 1 - \frac{k_{жел}}{k_{ном}} \right) \cdot \frac{1}{t}; \quad (86)$$

где:  $t$  - шаг регулирования;

$k_{ном}$  - номинальный коэффициент трансформации;

Значение  $n$  округляется до ближайшего целого числа.

## Литература:

1. ПУЭ, М.: Госэнергонадзор, 2006 г, - 648 стр.
2. Справочник по проектированию электрических сетей и систем // под ред. Рокотяна С. С., Шапиро И. М., М.: Энергия, 1971 г. - 248 стр.
3. Идельчик В. И. «Электроэнергетические системы и сети», М.: Энергоатомиздат, 1989, - 592 стр.
4. Неклепаев Б. Н. «Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы», М.: Энергоатомиздат, 1986 г, - 608 стр.
5. Барыбин Н. В. «Справочник по проектированию электроэнергетических сетей и систем», М.: Энергоатомиздат, 1992 г. – 620 стр.
6. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. «Электрическая часть станций и подстанций», М.: Энергоатомиздат, 1987 г. – 646 стр.
7. Рожкова Л. Д., Коновалова И. А. «Электроснабжение промышленных предприятий», М.: Энергоатомиздат, 1987 г. – 325 стр.
8. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. «Проектирование электрической части станций и подстанций», Л.: Энергоатомиздат, 1985 548 стр.
9. Электротехнический справочник // под ред. Федорова, Старкова, том III, книга 2, М.: Энергоатомиздат, 1992 г. – 453 стр.
10. Савина Н. В. «Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию электроэнергетических сетей и систем», Благовещенск, 2000 г. – 238 стр.