

Міністерство освіти і науки України
Криворізький національний університет

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання лабораторних робіт з дисципліни
«ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, СТАНЦІЇ ТА ПІДСТАНЦІЇ»
для студентів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
освітньо-професійної програми **«Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»**
спеціальності **G3 «Електрична інженерія»** усіх форм навчання

Укладач: Михайленко О.Ю.

В методичних вказівках наводяться основні лабораторні роботи, необхідні для засвоєння навичок моделювання режимів роботи електричних мереж, станцій та підстанцій і їх окремих елементів. Виконання робіт направлено на формування у студентів умінь складати схеми заміщення окремих елементів і всієї мережі в цілому, визначати параметри моделей елементів системи, аналізувати вплив параметрів моделі на точність опису фізичних процесів, що протікають в реальних об'єктах, розраховувати сталі режими роботи мереж.

Для виконання експерименту використовується ПК і комплект програмного забезпечення, розробленого спеціально для курсу «Електричні мережі, станції та підстанції». Програмне забезпечення є високоефективною реалізацією математичних моделей, що описують експерименти, що проводяться.

Методичні вказівки призначені для здобувачів спеціальності G3 «Електрична інженерія» освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» першого (бакалаврського) рівня усіх форм навчання.

РОЗГЛЯНУТО

на засіданні кафедри електричної
інженерії

СХВАЛЕНО

на засіданні вченої ради
електротехнічного факультету

Протокол № ____

від « ____ » _____ 20 __ р.

Протокол № ____

від « ____ » _____ 20 __ р.

ЗМІСТ

Лабораторна робота 1. ДОСЛІДЖЕННЯ СТАЛИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЛЕП	4
Лабораторна робота 2. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ	13
Лабораторна робота 3. УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	20
Лабораторна робота 4. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖІ ЗА ДОПОМОГОЮ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ	28
Лабораторна робота 5. ЗАСТОСУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ	37
Лабораторна робота 6. РОЗРАХУНОК РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЦЕНТРІ ЖИВЛЕННЯ З РПН	44

Лабораторна робота №1

ДОСЛІДЖЕННЯ СТАЛИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЛЕП

Мета роботи – дослідження роботи лінії електропередач (ЛЕП) як елемента електричної системи, моделювання сталих режимів роботи ЛЕП.

Завдання

Для заданих ліній, напруги U_1 і навантаження (рис.1, табл.2):

1. Побудувати модель схеми, що вивчається, для чого
 - 1.1. Виконати декомпозицію схеми на функціональні елементи.
 - 1.2. Вивчити схеми заміщення функціональних елементів.
 - 1.3. Скласти загальну схему заміщення ЛЕП.
2. Розрахувати параметри схеми заміщення.
3. Досліджувати наступні режими роботи ЛЕП:
 - 3.1. При постійному навантаженні (табл.2), визначити значення параметрів, вказаних в таблиці 1, для трьох значень довжини лінії L ($0,5 \cdot L$; L ; $1,5 \cdot L$).

Зробити висновки про вплив довжини лінії на активну і реактивну складові, на якість напруги і втрати електроенергії.
 - 3.2. При постійній довжині лінії (табл.2) визначити значення параметрів, вказаних в таблиці 1, для п'яти значень навантаження Z ($Z \cdot 0,5$; Z ; $Z \cdot 1,5$; $Z \cdot 0,5j$; $Z \cdot 1,5j$).

Зробити висновки про вплив реактивного становлячого навантаження на рівень напруги у споживача.

Результати експерименту занести до табл.1.

Результати дослідження

№ п/п	Трансформатор		Лінія		Навантаження	
	Струм, А	Напр., кВ	Струм, А	Напр., кВ	Струм, А	Напр., кВ
1						
2						
3						
1						
2						
3						

Загальні відомості для виконання роботи.

Схема заміщення електричної системи утворюється в результаті об'єднання схем заміщення окремих елементів з урахуванням схем їх з'єднання в мережі.

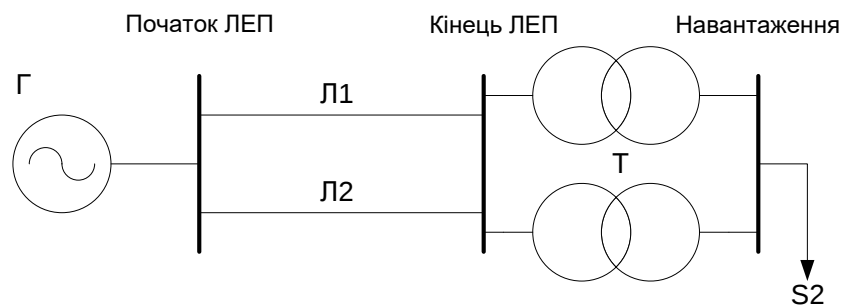


Рис. 1. Схема електричної мережі

Повітряні ЛЕП завдовжки до 300 км представляються П-образними схемами заміщення із зосередженими параметрами. Повітряні ЛЕП напругою до 110 кВ представляються схемою заміщення, зображеної на рис.2.

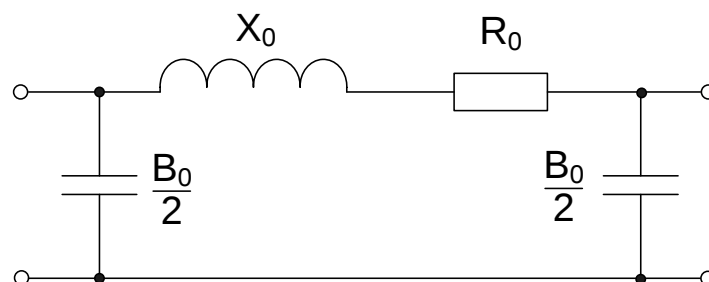


Рис.2. Схема заміщення лінії електропередачі

де γ_0 , x_0 , b_0 , g_0 - питомі або погонні параметри.

Активний опір провідника визначається за виразом:

$$r_{0t} = r_0(1 + 0.004(t - 20)),$$

де t - температура навколишнього середовища.

Індуктивний опір дротів ЛЕП обумовлений протидією ЕДС самоіндукції і визначається по виразу.

$$x_0 = 0.144 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{R_n} + 0.016$$

де D_{cp} - середня геометрична відстань між осями фаз лінії;

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{13}}$$

R_n - радіус проводу.

Активна провідність лінії електропередач обумовлена втратами активної потужності в ізоляції і на корону і визначається по виразу:

$$g_l = \frac{\Delta P_{kop.c.p.vz}}{U_{ном}^2}$$

де $P_{kop.c.p.vz}$ - середньорічні втрати потужності на корону;

$U_{ном}$ - номінальна напруга ЛЕП.

Ємнісна провідність ЛЕП обумовлена ємністю між фазними дротами і ємністю між цими дротами і землею:

$$b_0 = \omega \cdot C_0 = \frac{7.58}{\lg \frac{D_{cp}}{R_n}} \cdot 10^{-6},$$

де C_0 - середня погонна ємність (Ф/км) при одному проводі в фазі, яка визначається за виразом:

$$C_0 = \frac{0.024}{\lg \frac{D_{cp}}{R_n}} \cdot 10^{-6},$$

Повні параметри ЛЕП:

$\gamma = \gamma_0 l$; $x = x_0 l$; $g = g_0 l$; $b = b_0 l$, де l - довжина лінії.

Двох обмотувальний трансформатор при розрахунках представляється Г-образною схемою заміщення, зображеній на рис. 3.

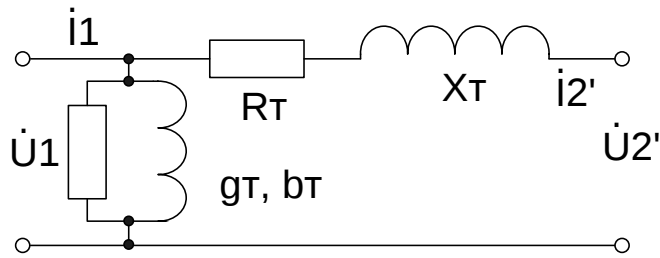


Рис. 3. Схема заміщення двох обмотувального трансформатора

Параметри схеми заміщення r_T , x_T , g_T , b_T визначаються за довідковими даними P_K , P_{XX} , I_{XX} , U_K по співвідношенням:

$$r_m = \frac{\Delta P_{K3} [\kappa B m] \cdot U_{ном}^2 [\kappa B^2] \cdot 10^3}{S_{ном}^2 [\kappa B A^2]},$$

$$x_m = \frac{U_k \% \cdot U_{ном}^2 [\kappa B^2] \cdot 10}{S_{ном} [\kappa B A]},$$

$$g_m = \frac{P_{xx} [\kappa B m] \cdot 10^{-3}}{U_{ном}^2 [\kappa B^2]},$$

$$b_m = \frac{I_{xx} \% S_{ном} [\kappa B A] \cdot 10^{-5}}{U_{ном}^2 [\kappa B^2]}.$$

Трьох обмотувальні трансформатори і автотрансформатори представляються трьохпроменевою схемою заміщення, зображених на рис. 4.

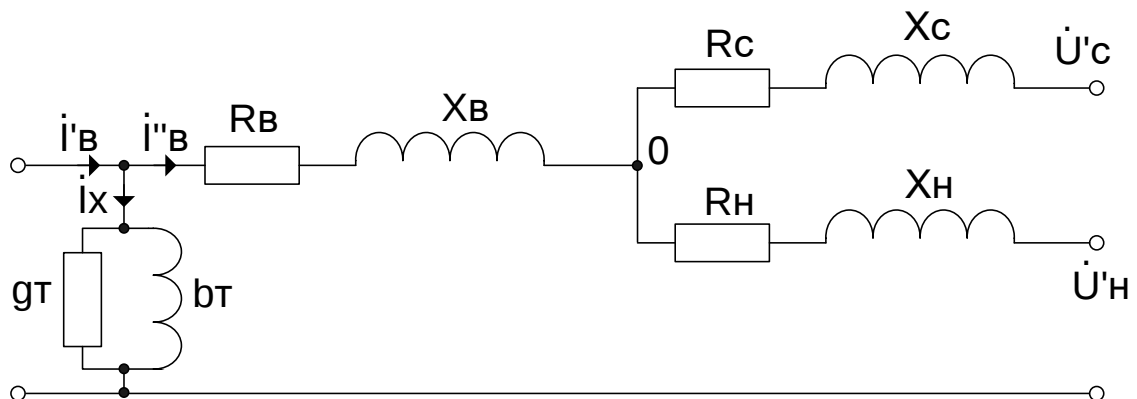


Рис.4. Схема заміщення трьох обмотувального трансформатора

де G_B , G_C , G_H - активні опори обмоток, приведені до напруги первинної обмотки;

x_B, x_C, x_H - індуктивні опори розсіяння обмоток, приведені до напруги первинної обмотки.

Розрахунок x_{Σ}, x_C, x_H можна виконати по тій же формулі, що й для двох обмотувального трансформатора, попередньо визначивши:

$$\begin{aligned}U_{KC} &= 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} + U_{KB-H}); \\U_{KB} &= 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} + U_{KC-H}); \\U_{KH} &= 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} + U_{KB-C}).\end{aligned}$$

При співвідношенні потужностей обмоток трансформатора 100%/100%/100%:

$$r_B = r_C = r_H = \frac{\Delta P [kBm] \cdot U_{ном}^2 [kB^2] 10^3}{2 \cdot S_{ном}^2 [kBA^2]},$$

При співвідношенні потужностей обмоток трансформатора 100%/100%/66,7%:

$$r_{общ} = r_C = r_H = \frac{\Delta P [kBm] \cdot U_{ном}^2 [kB^2] 10^3}{2 \cdot S_{ном}^2 [kBA^2]},$$

$$r_H = 1,5 \cdot r_B.$$

Для двох обмотувальних трансформаторів з розщепленою обмоткою можливі два режими роботи - роздільна робота двох обмоток на різні навантаження, і паралельна робота двох обмоток на загальне навантаження.

При роботі двох обмотувального трансформатора на загальне навантаження розщепленою обмоткою схема заміщення представляється рис.3. Розрахунок параметрів q_t і b_t , еквівалентний розрахунку цих же параметрів двох обмотувального трансформатора. Параметри R_t і X_t визначаються по виразах:

$$R_t = \frac{r_t}{2}, \quad X_t = x_t \cdot 2.$$

де r_t , і x_t , відповідні параметри двох обмотувального трансформатора.

При роботі двох обмотувального трансформатора на роздільні навантаження схема заміщення співпадає з схемою заміщення трьох обмотувального трансформатора. Внаслідок збігу схем заміщення методика розрахунку параметрів схеми заміщення співпадає з методикою розрахунку трьох обмотувального трансформатора.

Навантаження при розрахунках режимів мереж, для яких характерні зміни напруги в вузлах навантаження, зручно представляти паралельно або послідовно з'єднаними незмінними активним та реактивним опорами.

Таблиця 2

Дані для виконання схеми

Варіант	Напруга, U кВ	Транс-р		Повітряна лінія						Навантаженн я	
		Таблиця	№ п/п	U_n , кВ	Марка провода	Д, м	D_n , мм	l, км	Розм-ня проводів	P_2 , МВт	$\cos \varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	158	3	1	150	АС-400/51	6	27,5	50	Гориз-е	140	0,80
2	156	3	2	150	АС-300/48	6	24,1	45	Гориз-е	132	0,81
3	155	4	1	150	АС-185/29	6	18,8	14,3	Гориз-е	50	0,82
4	157	4	2	150	АС-240/32	6	21,6	16	Трик-к	100	0,83
5	157	5	1	150	АС-240/32	6	21,6	17	Трик-к	50	0,84
6	156	5	2	150	АС-185/29	6	18,8	4,0	Гфиз-е	70	0,85
7	156	5	3	150	АС-185/29	6	18,8	7,5	Трик-к	80	0,86
8	157	5	4	150	АС-400/51	6	27,5	7,0	Трик-к	140	0,87
9	152	3	1	150	АС-300/48	6	24,1	8,0	Гориз-е	132	0,88
10	158	3	2	150	АС-240/32	6	21,6	9,0	Гориз-е	145	0,89
11	158	4	1	150	АС-300/48	6	24,1	5,0	Гориз-е	150	0,88
12	156	4	2	150	АС-240/32	6	21,6	23	Гориз-е	150	0,87
13	157	5	1	150	АС-185/29	6	18,8	12	Трик-к	50	0,86
14	155	5	2	150	АС-150/24	6	17,1	17	Гориз-е	30	0,85
15	152	5	3	150	АС-185/29	6	18,8	15	Трик-к	80	0,84
16	153	5	4	150	АС-300/48	6	24,1	44	Трик-к	150	0,83
17	154	3	1	150	АС-150/24	6	17,1	10	Трик-к	70	0,82
18	155	3	2	150	АС-300/48	6	21,6	5	Гориз-е	148	0,81
19	156	4	1	150	АС-400/51	6	27,5	6	Гориз-е	120	0,80
20	157	4	2	150	АС-240/32	6	21,6	6	Гориз-е	148	0,81
21	157	5	1	150	АС-150/24	6	17,1	9	Трик-к	80	0,82
22	158	5	2	150	АС-300/48	6	24,1	7	Гориз-е	132	0,83

Продовження таблиці 2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
23	155	5	3	150	АС-240/32	6	21,6	11	Тр-к	80	0,84
24	156	5	4	150	АС-150/24	6	17,1	5	Тр-к	70	0,85
25	158	3	1	150	АС-400/51	6	27,5	18	Тр-к	110	0,86
26	157	3	2	150	АС-150/24	6	17,1	16	Гориз-е	127	0,87
27	158	4	1	150	АС-240/32	6	21,6	16	Гориз-е	150	0,88
28	155	4	2	150	АС-185/29	6	18,8	14	Тр-к	80	0,89
29	156	5	1	150	АС-185/29	6	18,8	9	Гориз-е	40	0,88
30	35,5	4	3	35	АС-150/24	3	17,1	18	Гориз-е	15	0,87
31	36	4	4	35	АС-150/24	3	17,1	10	Тр-к	10	0,86
32	36	4	5	35	АС-120/19	3	15,2	4	Тр-к	8	0,85
33	35,5	4	6	35	АС-150/24	3	17,1	8	Гориз-е	20	0,84
34	35	3	5	35	АС-150/24	3	17,1	2	Гориз-е	25	0,83
35	35	3	6	35	АС-150/24	3	17,1	8	Гориз-е	15	0,82
36	158	3	1	150	АС-400/51	6	27,5	18	Тр-к	153	0,86
37	155	4	1	150	АС-300/48	6	21,6	5	Тр-к	150	0,81
38	156	5	1	150	АС-185/29	6	18,8	7,5	Гориз-е	80	0,86
39	36	4	6	35	АС-150/24	3	17,1	8	Тр-к	15	0,82
40	158	5	2	150	АС3 00/48	6	24,1	7	Гориз-е	50	0,90

Таблиця 3.

Двохомоткові трансформатори

№ п/п	Тип трансформатора	Sном МВА	Uн кВ		Каталожні дані			
			В	Н	Ркз, кВт	Рхх, кВт	Іхх	Uк %
1	ТМН-4000/150	4	158	6,6; 11	35	10	1,2	10,5
2	ТДН-16000/150	16	158	6,6; 11	85	21	0,08	11
3	ТМН-1600/3 5	1,6	35	6,3;11	17,25	3,65	1,4	6,5
4	ТМН-2500/35	2,5	35	6,3;11	23,50	5,10	1,1	6,5
5	ТМН-4000/35	4	35	6,3;11	32,50	6,85	1,0	7,5
6	ТМН-6300/35	6,3	35	6,3;11	46,50	9,40	0,9	7,5
7	ТДН-10000/3 5	10	36,75	6,3;10,5	65,00	14,50	0,8	8,0
8	ТДН-16000/35	16	36,75	6,3;10,5	90,00	21,00	0,75	8,0

Таблиця 4

Двохобмоткові трансформатори з розщепленою обмоткою

№ п/п	Тип трансформатора	S _{ном} МВ А	U _н , кВ		Каталожні дані			
			В	Н	Р _{кз} кВт	кВт	I _{хх} кВт	U _к %
1	ТРДН-3 2000/150	32	158	6,3/10,5	145	35	0,7	10,5
2	ТРДН-63000/150	63	158	6,3/10,5	235	59	0,65	17
3	ТЛН-25000/35	25	36,75	6,3/6,3	145	29	0,7	9,5
4	ТРДН-32000/35	32	36,75	3,6/10,5	180	33	0,7	11,5
5	ТРДН-40000/35	40	36,75	6,3/6,3	225	39	0,65	8,5
6	ТРДН-63 000/35	63	36,75	6,3/6,3	280	55	0,6	11,5

Таблиця 5

Трьохобмоткові трансформатори

№ п/п	Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	U _Н , кВ			Каталожні дані							
			В	С	Н	U _κ , %			P _κ , кВт			P _х , кВт	I _х , %
						В-С	В- Н	С- Н	В- С	В-Н	С- Н		
1	ТДТН-16000/150	16	158	38,5	6.6;11	10,5	18	6	-	96	-	25	1.0
2	ТДТН-25000/150	25	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6	-	145	-	34	0,9
3	ТДТН-40000/150	40	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6	-	185	-	53	0,8
4	ТДТН-63000/150	63	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6	-	285	-	67	0,7
15	ТМТН-6300/35	6,3	35	10,5	6,3	7,5	7,5	16,5	-	55	-	12	0,85
16	ТМТН-10000/35	10	36,75	10,5	6,3	16,5	8,0	7,2	-	75	-	18	0,85
17	ТМТН-16000/35	16	36,75	10,5	6,3	17,0	8,0	7,5	-	115	-	23	0,65

Зміст звіту.

1. Назва та мета роботи.
2. Завдання.
3. Структурна схема лінії електропередачі, схеми заміщення елементів.
4. Таблиця результатів моделювання (табл.1).
5. Висновки до кожного пункту завдання.

Контрольні питання.

1. Як визначаються активні і індуктивні опори лінії?
2. Від яких величин залежать активні і індуктивні провідності лінії?
3. Як залежать активні і індуктивні опори лінії від перетину?
4. Чи відрізняються провідності двохобмоткового трансформатора від трьохобмоткового?

5. Що таке параметри режиму? Параметри елементів схеми заміщення?
6. Який опір провідника більше активний або омічний і чому
7. Як залежать опору і провідності трансформаторів від їх номінальної потужності
8. Які втрати потужності залежать від навантаження трансформатора, а які немає?

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Мета роботи - придбання навиків розрахунку і моделювання режимів роботи ліній електропередачі як елемента електричної системи і в побудові векторних діаграм струмів і напруг.

ЗАВДАННЯ

Для заданих ліній, напруги U_1 і навантаження (рис 1. табл. 1):

1. Виконати розрахунок режиму лінії при максимальному навантаженні (визначити напругу U_2 в кінці лінії, $\text{ККД} = (P_2/P_1)*100$, де P_1 , P_2 - потужності на початку і кінці ЛЕП; подовжню і поперечну складову падіння напруги $\delta U'$, $\delta U''$), побудувати векторні діаграми.
2. Досліджувати режим лінії при максимальному навантаженні з обліком і без урахування зарядної потужності ЛЕП.
3. Досліджувати режим лінії при активному навантаженні $P_2 = \text{const}$ и $Q'_2 = \text{var}$ з обрахунком і без урахування зарядної потужності лінії. Побудувати залежність $U_2 = f(Q'_2)$; $\eta = f(Q'_2)$ при $P_2 = \text{const}$ з обліком і без урахування зарядної потужності.
4. Дослідити режим $Q_2 = \text{const}$ и $P_2 = \text{var}$ з обліком і без урахування зарядної потужності лінії. Побудувати залежність $U_2 = f(P'_2)$; $\eta = f(P'_2)$ при $Q_2 = \text{const}$ з обліком і без урахування зарядної потужності.
5. Зробити висновки про залежність режиму роботи лінії від характеру і параметрів навантаження, а також від параметрів самої лінії. Порівняти результати розрахунків режиму лінії з обліком і без урахування зарядної потужності ЛЕП

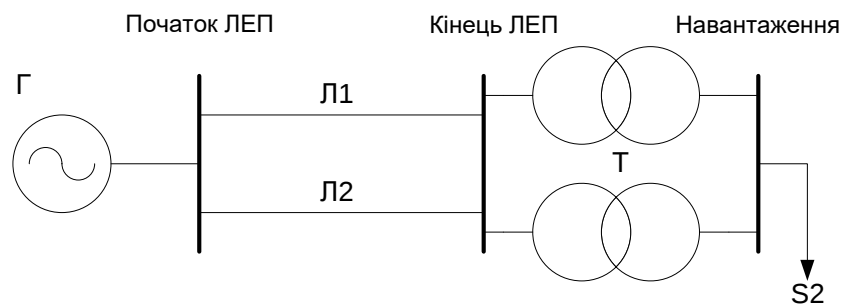


Рис. 1 Схема електричної мережі

Таблиця 1.

Параметри ЛЕП початкового режиму

Варіант	Напруга U_1 , кВ	Повітряна лінія						Навантаження	
		$U_{ном}$, кВ	Марка дроту	D_m	$D_{п, мм}$	l , км	Розташування дротів	P_2 , МВт	$\cos \varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	158	150	АС-400/51	6	27,5	50	Горизонтальне	400	0,8
2	156	150	АС-300/48	6	24,1	45	Горизонтальне	200	0,81
3	155	150	АС-185/29	6	18,8	14,3	Горизонтальне	50	0,82
4	157	150	АС-240/3 2	6	21,6	16	Трикутник	100	0,83
5	157	150	АС-240/32	6	21,6	17	Трикутник	50	0,84
6	156	150	АС-185/29	6	18,8	4	Горизонтальне	70	0,85
7	156	150	АС-185/29	6	18,8	7,5	Трикутник	80	0,86
8	157	150	АС-400/51	6	27,5	7	Трикутник	300	0,87
9	152	150	АС-300/48	6	24,1	8	Горизонтальне	250	0,88
10	158	150	АС-240/32	6	21,6	9	Горизонтальне	200	0,89
11	158	150	АС-300/48	6	24,1	5	Горизонтальне	300	0,88
12	156	150	АС-240/32	6	21,6	23	Горизонтальне	150	0,87
13	157	150	АС-185/29	6	17,1	12	Трикутник	50	0,86
14	155	150	АС-150/24	6	18,8	17	Горизонтальне	30	0,85
15	152	150	АС-185/29	6	24,1	15	Трикутник	80	0,84
16	153	150	АС-300/48	6	17,1	44	Трикутник	300	0,83
17	154	150	АС-150/24	6	21,6	10	Трикутник	70	0,82
18	155	150	АС-300/48	6	27,5	5	Горизонтальне	150	0,81
19	156	150	АС-400/51	6	21,6	6	Горизонтальне	200	0,8
20	157	150	АС-240/32	6	17,1	6	Горизонтальне	200	0,81
21	157	150	АС-150/24	6	24,1	9	Трикутник	80	0,82
22	158	150	АС-300/48	6	21,6	7	Горизонтальне	250	0,83
23	155	150	АС-240/32	6	17,1	11	Трикутник	80	0,84
24	156	150	АС-150/24	6	27,5	5	Трикутник	70	0,85
25	158	150	АС-400/51	6	17,1	18	Трикутник	250	0,86
26	157	150	АС-150/24	6	21,6	16	Горизонтальне	200	0,87
27	158	150	АС-240/32	6	18,8	16	Горизонтальне	150	0,88
28	155	150	АС-185/29	6	18,8	14	Трикутник	80	0,89
29	156	150	АС-185/29	6	17,1	9	Горизонтальне	40	0,88
30	37,5	150	АС-150/24	6	17,1	18	Горизонтальне	15	0,87
31	37	35	АС-150/24	6	17,1	10	трикутник	10	0,86
32	36	35	АС-120/19	6	15,2	4	трикутник	8	0,85
33	36,5	35	АС-150/24	6	17,1	8	горизонтальне	20	0,84
34	38	35	АС-150/24	6	17,1	2	горизонтальне	25	0,83

35	36	35	АС-150/24	6	17,1	8	горизонтальне	15	0,82
----	----	----	-----------	---	------	---	---------------	----	------

Порядок виконання роботи

1. Розрахувати параметри схеми заміщення для заданої ЛЕП.
2. Ввести параметри моделі в ЕОМ
3. а) встановити режим (значення U_1 , P_2 , Q_2) і провести розрахунок напруги струмів і потужностей на початку і кінці ЛЕП;
б) виключити місткості ЛЕП, встановити режим (значення U_1 , P_2 , Q_2) і провести ті ж розрахунки. Результати звести в таблицю 1.
4. Дії аналогічні п.3, але при установці режиму необхідно використовувати змінні від досвіду до досвіду значення становлячої потужності навантаження. Результати звести в таблицю 2.
5. Побудувати залежність $U_2 = f(Q_2)$ і $\eta = f(Q_2)$ при $P_2 = \text{const}$ з обрахунком і без урахування зарядної потужності ЛЕП і зробити висновки по впливу на енергетичні показники лінії навантаження і зарядної потужності.
6. Побудувати залежність $U_2 = f(P_2)$ і $\eta = f(P_2)$ при $Q_2 = \text{const}$ з обрахунком і без урахування зарядної потужності ЛЕП і зробити висновки про вплив складових навантаження (P_2 , Q_2) на параметри модельованої мережі (U_2 , η).
7. По розрахованих параметрах побудувати векторну діаграму модельованої мережі.

Таблиця 2

№	Q_c , МВАр	P_2 , МВт	Q_2 , МВАр	U_1 , кВ	U_2 , кВ	δU_l , кВ	ΔU , кВ	δP_l , МВт	δQ_l , МВАр	b , град	I_1 , А	I_l , А	I_2 , А
1													
2	0												

Таблиця 3

№	P_2 , МВт	Q_2 , МВАр	U_1 , кВ	U_2 , кВ	δU_l , кВ	δU_l , кВ	ΔU , кВ	δP_l , МВт	δQ_l , МВАр	b , град	I_1 , А	I_l , А	I_2 , А
1													
2													
...													
9													

Вказівки по виконанню роботи

Різницю алгебри між $|U_1|$ і $|U_2|$, яка дорівнює δU , називають втратою напруги. Геометричну різницю між векторами U_1 і U_2 , яка дорівнює ΔU

називають падінням напруги в лінії.

Падіння напруги ΔU_{12} обчислюється за формулою:

$$\Delta \dot{U}_{12} = \dot{I} \cdot Z_{12} = \frac{\ddot{S}_2}{\dot{U}_2} \cdot Z_{12}$$

Зміщує вектор $\dot{U}_2$ з дійсною віссю ($\dot{U}_2 = \ddot{U}_2 = U_2$) маємо:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{12} &= \frac{\ddot{S}_2}{\dot{U}_2} \cdot Z_{12} = \frac{P_2 - jQ_2}{U_2} \cdot (R_{12} + jX_{12}) = \\ &= \frac{P_2 \cdot R_{12} + Q_2 \cdot X_{12}}{U_2} + j \frac{P_2 \cdot X_{12} + Q_2 \cdot R_{12}}{U_2}. \end{aligned}$$

Представимо вектор U_{12} у вигляді двох складових:

$$\Delta \dot{U}_{12} = \delta U'_{12} + j \delta U''_{12},$$

$$\text{де } \delta U'_{12} = \frac{P_2 \cdot R_{12} + Q_2 \cdot X_{12}}{U_2}$$

- є подовжня складова падіння напруги

$$\delta U''_{12} = \frac{P_2 \cdot X_{12} + Q_2 \cdot R_{12}}{U_2}$$

- є поперечна складова падіння напруги;
- Напруга U_1 на початку ділянки і його модуль визначаються виразами:

$$U_1 = U_2 + \delta U' + j \delta U'' = U_1 \cdot e^{j\delta_{12}}$$

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \delta U'_{12})^2 + (\delta U''_{12})^2}$$

$$\delta_{12} = \arctg \frac{\delta U''_{12}}{U_2 + \delta U'_{12}}$$

де U_1 - модуль напруги;

δ_{12} - фазовий зсув між векторами U_1 і U_2 , причому $\delta_{12} > 0$, якщо вектор U_1 випереджає U_2 .

Оскільки в мережах напругою 110 кВ і нижче вплив поперечної складової на модуль напруги невеликий, то в розрахунках прийнято оцінювати падіння і втрату напруги по подовжній складовій: $\Delta U_{12} \approx \delta U'_{12}$

Втрати потужності на ділянці мережі:

$$\Delta S_{12} = S_1 - S_2 = \Delta \dot{U}_{12} \cdot \dot{I} = \dot{I} \cdot Z_{12} \cdot \dot{I}$$

$$\Delta S_{12} = \frac{S_2^2}{U_2^2} (R_{12} + jX_{12}) = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12}$$

Звідси маємо:

$$\Delta P_{12} = \frac{S_2^2}{U_2^2} R_{12} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} R_{12}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{S_2^2}{U_2^2} X_{12} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} X_{12}$$

Вище показаний висновок співвідношень для розрахунку найпростішої ділянки мережі ($\delta U'_{12}, \delta U''_{12}, \Delta P_{12}, \Delta Q_{12}$) заданими «кінця» тобто по P_2, U_2, Q_2 . Аналогічно можна отримати наступні співвідношення для розрахунку «заданими початку», тобто, $U_1 P_1 Q_1$

$$\delta U'_{12} = \frac{P_1 \cdot R_{12} + Q_1 \cdot X_{12}}{U_1} \quad \delta U''_{12} = \frac{P_1 X_{12} - Q_1 R_{12}}{U_1}$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 + \delta U'_{12})^2 + (\delta U''_{12})^2} \quad \delta_{12} = \arctg \frac{\delta U''_{12}}{U_1 + \delta U'_{12}}$$

$$\Delta P_{12} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} R_{12} \quad \Delta Q_{12} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \cdot X_{12}$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_3 / 2 = U_{ном}^2 \cdot B_l / 2$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга лінії.

Потужність в кінці гілки 1-2

$$S''_{12} = S_2 - j \cdot Q_3 / 2$$

Втрати потужності в лінії:

$$S_{12} = \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{ном}^2} \cdot (r + jx)$$

Потужність видавана з джерела живлення

$$S_1 = S'_{12} - j \cdot Q_3 / 2 = S''_{12} + \Delta S_{12} - j \cdot Q_3 / 2$$

ККД лінії

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{P_1 - \Delta P}{P_1} \cdot 100$$

де ΔP втрати активної потужності ЛЕП.

Напруга в кінці лінії визначається з рівняння

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P'_{12} R + Q'_{12} \cdot X}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P'_{12} \cdot X + Q'_{12} \cdot R}{U_1}\right)^2}$$

Повна складова падіння напруги:

$$\delta U' = \frac{P''_{12} \cdot R + Q''_{12} \cdot X}{U_2} \quad \text{або} \quad \delta U' = \frac{P'_{12} \cdot R + Q'_{12} \cdot X}{U_1}$$

Поперечна складова падіння напруги:

$$\delta U' = \frac{P''_{12} \cdot X - Q''_{12} \cdot R}{U_2} \quad \text{a6o} \quad \delta U' = \frac{P'_{12} \cdot X - Q'_{12} \cdot R}{U_1}.$$

Порядок побудови векторної діаграми без урахування зарядної потужності див. Рис. 2.

1. Визначити струм навантаження:

$$I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_2}$$

2. Вибрати масштаб по напрузі і струму.

3. Відкласти вектор $U_{2\phi}$ по осі дійсних величин.

4. Під кутом φ_2 відкласти вектор струму I_2 .

5. Обчислити падіння напруги $I_2 R$ та відкласти з кінця вектора $U_{2\phi}$. Як відомо, вектор $I_2 R$ співпадає по напрямленню з вектором струму I_2 .

6. Обчислити і відкласти вектор падіння на індуктивному опорі $I_2 X$ випереджаючий вектор струму на 90°.

7. З'єднати початок координат Про з крапкою Б. Вектор Про є напрям на початку лінії.

При побудові векторної діаграми з урахуванням зарядної потужності необхідно врахувати, що через активний і реактивний опори схеми заміщення лінії протікає струм I , рівний сумі струмів I_2 і $I_3/2$. Трикутники падіння напруги в лінії від струму I_2 та $I_3/2$ слід будувати окремо. Як будувати від струму I_2 ми вже розглянули. При побудові трикутника падіння напруги від струму $I_3/2$ потрібно врахувати, що місткості струм і він направлений по нижній осі.

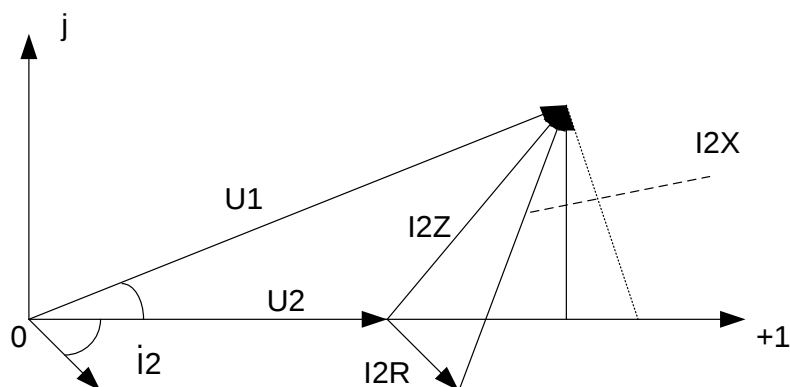


Рис. 2 Векторна діаграма

Зміст звіту

1. Назва і ціль роботи.
2. Завдання.
3. Схеми заміщення ЛЕП і навантаження.
4. Таблиці результатів розрахунків.
5. Векторні діаграми.
6. Залежності $U_2 = f(Q_2)$, $\eta = f(Q_2)$ при $P_2 = \text{const}$, $U = f(P_2)$, $\eta = f(P_2)$ при $Q_2 = \text{const}$ при обліку і без урахування зарядної потужності.
7. Висновки

Контрольні питання

1. В чому полягає відмінність втрати від падіння напруги?
2. Як виражається математично і відображається векторний подовжнє і поперечне становлячі падіння напруги?
3. Чим є обумовлений місткості струм лінії?
4. Як впливає зарядна потужність на параметри режиму лінії?

Лабораторна робота №3

УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Мета роботи: Дослідження заходів щодо забезпечення якості напруги в мережі.

ЗАВДАННЯ.

Для даної мережі:

1. скласти схему заміщення і дослідити нормальний режим роботи;
2. скласти схему заміщення і дослідити післяаварійний режим роботи (див. табл. 1);
3. забезпечити необхідну якість напруги:
 - а) установкою оптимальних коефіцієнтів трансформації трансформаторів з РПН (Т1, Т2);
 - б) включенням компенсуючих пристроїв (БСК1 - БСК4);
 - с) зміною конфігурації мережі.

Вказівки до виконання завдання

до п. 1:

Всі лінії і всі трансформатори в мережі знаходяться в роботі, компенсуючі пристрої є відключений, на РПН встановлені нульові відпаювання, секційні вимикачі вимкнені, всі навантаження номінальні. Скласти схему заміщення і провести розрахунок для вузла мережі, відповідного варіанту (див. табл. 1) рис 1. Дані по лінії і трансформаторам див. в табл. 3,4,5. Результати розрахунку записати в табл. 6.

до п. 2:

Скласти схему заміщення і провести розрахунок, змінивши типологію мережі згідно табл. 2 для заданого в табл. 1 вузла електричної мережі. Методика складання схеми заміщення і розрахунку приведена в методичних вказівках. Результати розрахунку записати в табл. 6

до п. 3

Для розрахованого режиму роботи електричної мережі (див. п. 2), використовуючи вказані вище способи регулювання якості напруги, розрахувати напругу в заданому вузлі електричної мережі. Результати розрахунку занести в табл.6

Таблиця 1

Вузол електричної мережі.

варіант	Досліджуваний вузол електричної мережі	варіант	Досліджуваний вузол електричної мережі
1	СТ41	15	W16
2	СТ42	16	W18
3	СТ43	17	B15
4	СТ44	18	СТ41
5	W16	19	СТ42
6	W15	20	СТ43
7	B15	21	СТ44
8	B16	22	W15
9	W21	23	B16
10	W22	24	W22
11	W19	25	W21
12	W20	26	W17
13	W17	27	W20
14	W18	28	W19

Таблиця 2

Зміни типології мережі

варіант	Ситуації в мережі для дослідження
1	Планове відключення трансформатора Т5
2	Аварійне відключення лінії W6
3	Плановий ремонт вимикача Q9
4	Аварійне відключення ВІЗ
5	Аварійне відключення лінії W3
6	Планове відключення трансформатора Т3
7	Аварійне відключення системи шин В1
8	Аварійне відключення технологічних секцій СТ11. СТ20, СТ35.СТ40
9	Планове збільшення навантаження на лінії W21 на 20%
10	Планове зменшення навантаження на лінії W22 на 30%

11	Планове відключення W20
12	Планове відключення W19

продовження табл. 2.

варіант	Ситуації в мережі для дослідження
13	Аварійне зменшення навантаження на 45%
14	Аварійне збільшення навантаження на 15% за 4 години
15	Аварійне відключення лінії W3 і трансформатора ТЗ
16	Аварійне збільшення навантаження на 30%
17	Аварійне відключення системи шин В3
18	Планове відключення трансформатора Т5 і лінії W9
19	Аварійне відключення лінії W8, збільшення навантаження на 20%
20	Аварійне відключення лінії W6, зменшення навантаження на 20%
21	Планове відключення систем шин В7 та В8
22	Аварійне відключення системи шин В1
23	Планове відключення технологічних секцій СТ11..СТ20
24	Зменшення навантаження на 30%
25	Збільшення навантаження на лінії W21 на 35%
26	Аварійне зменшення навантаження на 21%
27	Планове відключення лінії W20, збільшення навантаження на 12%
28	Планове відключення лінії W20, збільшення навантаження на 25%

Таблиця 3

Параметри джерел живлення

Параметр	Тип трансформатора		
	ТРДН-40000	ТРДН-25000	ТРДН-63000
$S_{ном}$, МВА	40	25	63
$U_{ном}$, кВ	115	115	115
$U_{Hном}$, кВ	10,5; 10,5	10,5; 10,5	10,5; 10,5
U_k , %	10,5	10,5	10,5

ΔP_k , кВт	172	120	260
ΔP_{xx} , кВт	36	27	59
I_{xx} , %	0,65	0,7	0,65
R_T , Ом	1,4	2,54	0,87
X_T , Ом	34,7	55,9	22
ΔQ_{xx} , кВАр	260	175	410
Регулювання напруги	РПН 9х1,78	РПН 9х1,78	РПН 9х1,78

Таблиця 4

Параметри ЛЕП

F, мм ²	R _o , Ом/км	X _o , Ом/км	b _o 10 ⁻⁶ , см/км	q _o , МВАр/км
95	0,306	0,434	2,61	0,035
120	0,249	0,427	2 66	0,0355
150	0,198	0,413	27	0,036
240	0,120	0,407	2,6	0,139

Таблиця 5.

Вихідні данні для схеми

Поз значення	Марка	Позначення	Марка
T1, T2	ТРДН-63000/150	W1, W2	АС-120, довжина 16 км
T3, T4	ТРДН-63000/150	W3, W4	АС-120, довжина 7 км
T5, T6	ТРДН-40000/35	W5, W6	АС-95, довжина 12 км
СТ1, СТ20	Секції технологічні S 1 секції S=2+1,2 jMB A	W7, W8 W9, W10	АС-95, довжина 12 км АС-120, довжина 18 км
СТ21, СТ40	S 1 секції S=2+1,2 jMB A	W11, W12 W13, W14	АС-120, довжина 18 км АС-95, довжина 8 км
СТ41	S=28+12 jMB A	W15, W16 W17, W18	АС-95, довжина 24 км АС-95, довжина 13 км
СТ42, СТ43	Секції технологічні S=32+18j MB A	W19, W20 W21, W22	АС-95, довжина 34 км АС-120, довжина 16 км
СТ44, СТ45	Секція технологічна S=32+18 jMB A	W23, W24 Z-3	АС-95, довжина 27 км Навантаження на лініях

Z1	Навантаження на лініях W17, W18 S=22+16 jMB A	БСК1-БСК4	Л-21,Л-22 S=38+12j МВА, Батареї статичних конденсаторів, ємність дорівнює розрахунковій
Z2	Навантаження на лініях VI9, W20 S=28+12 jMB A		

Таблиця 6.

Результат	Варіант	Вузол електричної мережі	Номінальний режим	Післяаварійний режим	Забезпечення якості напруги.		
					K_{np}	БСК	Конфігурація мережі
Розрахунок							
Моделювання							
Перелік виконаних перемикань.							

Зміст звіту

1. Найменування і мета роботи.
2. Завдання.
3. Схема досліджуваної мережі.
4. Схеми заміщення, результати розрахунку.
5. Висновки:
 - про необхідність застосування КУ і регулювання напруги в досліджуваної мережі;
 - про зміну величини напруги при використуванні різних способів регулювання напруги.

Методичні вказівки.

До п.1. завдання:

Схема заміщення електричної мережі утворюється в результаті об'єднання схем заміщення окремих елементів з урахуванням їх з'єднання в мережі, причому паралельні ЛЕП і трансформатори замінюються одним еквівалентним,

опір якого змінюється згідно закону Ома.

Повітряні лінії електропередач представляються П-образними схемами заміщення із зосередженими параметрами.

Двохобмоточні трансформатори при розрахунках представляються Г-образною схемою заміщення. Трьохобмоточні трансформатори і трансформатори з розщепленою обмоткою представляються трьохпроменевою схемою заміщення.

Навантаження при розрахунках режимів мереж зручно представляти незмінним комплексним опором.

Дослідження нормального режиму роботи мережі.

Прийняти $U'_2 = U_{ном}$ та розрахувати напруги в досліджуваному вузлі мережі, а потім на початку з урахуванням втрат потужності в елементах мережі.

Втрати потужності в тр-рі:

$$\Delta S_T = \Delta S_{xx} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} (R_T + jX_T); (1)$$

Потужність в ЛЕП з урахуванням втрат в тр-рі:

$$S''_{ЛЕП} = S_2 + \Delta S_T; (2)$$

Напруга в кінці ЛЕП:

$$U_{к.ЛЕП} = U + \frac{P_2 R_T + Q_2 X_T}{U_2} + j \frac{P_2 X_T - Q_2 R_T}{U_2} (3)$$

Втрати потужності в ЛЕП:

$$\Delta S_{ЛЕП} = \frac{(P''_{ЛЕП})^2 + (Q''_{ЛЕП})^2}{U_{к.ЛЕП}^2} (R_{ЛЕП} + jX_{ЛЕП}); (4)$$

Потужність на початку ЛЕП:

$$S'_{ЛЕП} = \Delta S_{ЛЕП} + S''_{ЛЕП}; (5)$$

Напруга на початку ЛЕП:

$$U'_{н.ЛЕП} = U'_{к.ЛЕП} + \frac{P'_{ЛЕП} R_{ЛЕП} + Q'_{ЛЕП} X_{ЛЕП}}{U_{к.ЛЕП}} + j \frac{P'_{ЛЕП} X_{ЛЕП} + Q'_{ЛЕП} R_{ЛЕП}}{U_{к.ЛЕП}}. (6)$$

К п.2.завдання:

Прийняти, що напруга джерела живлення дорівнює знайдений п.1.

Розрахувати напругу в досліджуваному вузлі мережі «за даними початку». До п.3 завдання:

Розрахунок відгалужень трансформаторів з РПН

Початковими даними для розрахунку є:

– номінальна напруга мережі $U_{1ном}$;

– напруга джерела живлення для кожного з режимів:

$U_{1макс} = 1,05U_{1ном}$ - в максимальному і післяаварійному режимах;

- $U_{1min} = U_{1ном}$ - в мінімальному режимі;
- параметри лінії електропередачі $Z_l Y_l$;
 - зарядні потужності ліній, обумовлені провідністю місткості ліній;
 - номінальна напруга мережі, підключеної до шин низької напруги знижуючої підстанції $U_{2ном}$;
 - потужність споживача для кожного з режимів S_{2max} (див. табл.6;
 $S_{2min} = 50\%S_{2max}$);
 - параметри трансформатора ($U_{ном}$ - напруга основного висновку обмотки вищої напруги; $\Delta U\%$ - крок ступеня регулювання; p - кількість ступенів регулювання напруги; $U_{нном}$ - номінальна напруга обмотки низької напруги; R_T, X_T – опори обмоток).
 - Із співвідношень (7) визначаються необхідні за умов стрічного регулювання напруги коефіцієнти трансформації трансформаторів для кожного з режимів:

$$U_{2.} = \frac{U'_2}{K_m}, (7)$$

де $U_{2.}$ - бажана напруга на шинах повторної напруги підстанції у відповідному режимі.

$U_{2.} = 1,05U_{2ном}$ - для режимів максимальних навантажень і післяаварійного;

$U_{2.} = U_{2ном}$ - для режиму мінімальних навантажень;

$U_{2.}$ - дійсна напруга на стороні низької напруги підстанції, приведене до вищої напруги в розглядаємому режимі, значення U'_2 визначається в п. 2;

$$K_m = \frac{U_{ном} [1 \pm n \frac{\Delta U\%}{100}]}{U_{н.ном}} - \text{коєф. трансформації} (8)$$

Підставив вираз для K_m в рівняння (7), одержимо:

$$\frac{U'_2 \cdot U_{н.ном}}{U_{ном} [1 \pm n \frac{\Delta U\%}{100}]} \leq U_{2.}$$

Вирішуючи останнє для кожного з режимів, що розглядаються, визначимо необхідне відгалуження p і коефіцієнт трансформації.

5. Визначається дійсна напруга $U_{2фак}$ і величина відхилення напруги від його номінального рівня на шинах підстанції:

$$V = \frac{U_{2.} - U_{2ном}}{U_{2ном}} 100\%$$

Слід пам'ятати, що напруга на шинах вторинної напруги підстанції повинна бути:

- в режимі максимальних навантажень $U_{2.} = 1,05U_{2ном}$ ($V \approx 5\%$);
- в режимі мінімальних навантажень $U_{2.} \geq U_{2ном}$ ($V = 0\%$);
- в післяаварійному режимі бажано $U_{2ном} \leq U_{2.} \leq 1,05U_{2ном}$.

Розрахунок потужності КП для регулювання напруги.

Якщо знехтувати активним опором схеми R_l і R_T , а також ΔS_{xx} трансформаторів, то потужність КП визначається по виразу:

$$Q_{ку} = \frac{U_{2\bullet} - U_2}{x_l + x_m} U_{2\bullet} \cdot K_m^2 \quad (10)$$

де $U_{2\bullet}$ - бажана напруга на шинах вторинної напруги ($U_{2\bullet} = 1,05U_{2ном}$ для режимів максимальних навантажень та після аварійного);

$K_{ттмн.р}$ - коефіцієнт трансформації трансформаторів для режиму мінімальних навантажень;

U_2 , - напруга на шинах низької напруги підстанції в режимах максимальних навантажень і післяаварійному до компенсації, визначається як:

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_{ттмн.р}} \quad (11)$$

Втрати потужності ΔP в мережі при компенсації Q:

$$\Delta P = \frac{P^2_2(Q_2 - Q_{ку})}{U_{2ном}^2 \cdot K_{ттмн.р}^2} (R_l + R_m) \quad (12)$$

Значення U_2 , ΔP , K_T до компенсації взяти з розрахунку відгалужень трансформаторів з РПН.

Контрольні питання.

1. Від чого залежать втрати потужності в трансформаторі?
2. Від чого залежать втрати потужності в ЛЕП?
3. Як розраховується напруга на при кінці та на початку лінії?
4. Які початкові дані треба мати для розрахунку напруги вузла мережі?
5. Яка величина відхилення напруги від його номінального рівня на шинах підстанції припускається в різних режимах роботи мережі?
6. Як визначити потужність КП для регулювання напруги?

ЗАСТОСУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Мета роботи: Вивчення способів регулювання напруги, вибір регульовальних відгалужень трансформаторів і потужності компенсуючих пристроїв (КУ).

ЗАВДАННЯ.

1. Розрахувати

- 1.1. Вибрати положення відгалужень трансформаторів підстанції для режимів максимальних навантажень (включено обидві лінії і два трансформатори, $U_2 = 1.05U_{2ном}$ ($V=5\%$)), мінімальних навантажень (включено обидва лінії і два трансформатори, $U_2 \geq U_{-,ном}$ ($V=0\%$)) і післяаварійного (відключена одна лінія в режиму максимальних навантажень)
- 1.2. Обчислити потужність КП по умові регулювання напруги для режимів максимальних навантажень і післяаварійного при відгалуженні трансформаторів, визначеному для режиму мінімальних навантажень.
- 1.3. Оцінити можливість зменшити втрати потужності в режимі мінімальних навантажень.

2. Моделювати

- 2.1. Досліджувати регулюючу здатність трансформаторів в режимі максимальних і мінімальних навантажень.
- 2.2. Визначити необхідний коефіцієнт трансформації трансформаторів підстанції для режимів максимальних і мінімальних навантажень і післяаварійного.
- 2.3. Визначити потужність КП за умов стрічного регулювання (по цій умові напруга на шинах джерела живлення підтримується вище номінального до 10%) для режимів максимальних навантажень і післяаварійного при встановленому відгалуженні трансформаторів, визначеному для режиму мінімальних навантажень.

3. Аналіз результатів розрахунку і моделювання.

Порівняти розрахункові дані з даними моделювання і зробити висновки. Початкові дані для розрахунків і моделювання приведені в табл. 1-4.

Таблиця 1

Варіант	Повітряна лінія Л ₁ , Л ₂		Тип трансформатора Т1 и Т2	Ном. напруга мережі	
	марка проводу	l, км		U1, кВ	U2, кВ
1	АС-120	30	ТРДН - 40000/110	110	10
2	АС-95	30	ТРДН - 25000/110	110	6
3	АС-120	40	ТРДН - 25000/110	110	10
4	АС-95	40	ТРДН - 25000/110	110	6
5	АС-150	50	ТРДН - 40000/110	110	10
6	АС-15Q	50	ТРДН - 40000/110	110	6
7	АС-120	50	ТРДН - 40000/110	110	10
8	АС-120	20	ТРДН - 40000/110	110	10
9	АС-95	35	ТРДН - 25000/110	110	6
10	АС-120	38	ТРДН - 25000/110	110	10
11	АС-95	43	ТРДН - 25000/110	110	6
12	АС-150	60	ТРДН - 40000/110	110	10
13	АС-150	15	ТРДН - 40000/110	110	6
14	АС-120	34	ТРДН - 40000/110	110	10
15	АС-120	25	ТРДН - 40000/110	110	10
16	АС-95	34	ТРДН - 25000/110	110	6
17	АС-120	38	ТРДН - 25000/110	110	10
18	АС-95	44	ТРДН - 25000/110	110	6
19	АС-150	56	ТРДН - 40000/110	110	10
20	АС-150	50	ТРДН - 40000/110	110	6
21	АС-120	26	ТРДН - 40000/110	110	10
22	АС-120	41	ТРДН - 25000/110	110	10
23	АС-95	38	ТРДН - 25000/110	110	6
24	АС-150	51	ТРДН - 40000/110	110	10
25	АС-150	67	ТРДН - 40000/110	110	6

Таблиця 2

Переріз проводу	Погонні параметри			
	Γ_0 , Ом/км	χ_0 , Ом/км	$b_0 10^6$, см	Q_0 , МВАр/км
95	0,306	0,434	2,61	0,035
120	0,249	0,427	2,66	0,355
150	0.198	0,413	2,7	0,036

Таблиця 3

Тип трансформатора	Напруга обмоток		$S_{ном}$ МВА	ΔP_{xx} , кВт	ΔQ_{xx} , кВАр	%	ΔP_k кВт	R_T , Ом	X_T , Ом
	ВН	НН							
ТРДН-25000/110	115	10,5/6,3	25	27	175	10,5	120	2,54	55,9
ТРДН-40000/110	115	10,5/6.3	40	36	260	10,5	172	1,4	34,7

Трансформатори мають пристрій РПН: $\pm 9 \cdot 1,67$

Таблиця 4

Варіант	Потужність навантаження	
	активна, МВт	реактивна, МВАр
1	2	3
2	50	18
3	32	13
4	45	15
5	35	18
6	45	20
7	48	15
8	45	23
9	45	23
10	22	10
11	50	20
12	35	30
13	48	20
14	42	17
15	55	13
16	35	10
17	50	16
18	35	10
19	45	18
20	40	28
21	33	28
22	41	15
23	45	10
24	48	20
25	45	15

Розрахунок до пунктів 1.1 - 1.3 виконується таким чином:

1. Складається схема заміщення електричної мережі див. Рис. 1 (рекомендується замінити два ланцюги електропередачі однієї еквівалентної; при розрахунку післяаварійного режиму врахувати параметри $Z_{л-1}$, Z_{T1} , $Q_{3л-1}$, $\Delta S_{ххT1}$ |, див. ЛР-2).

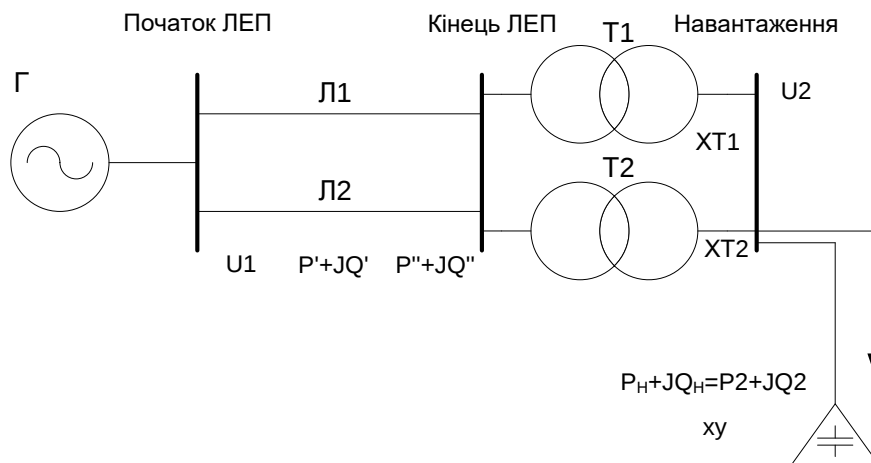


Рис. 1. Схема електричної мережі

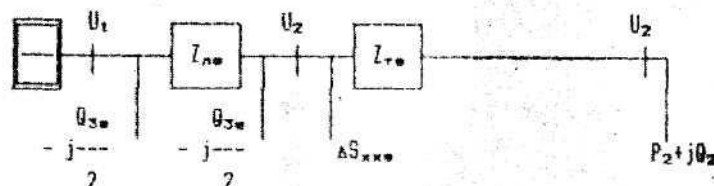


Рис. 2 схема заміщення електричної мережі.

2. Для кожного режиму розраховується розподіл потужності в мережі з урахуванням втрат (розрахунок заданими кінця див. ЛР-4).
3. Для кожного режиму обчислюється напруга у всіх точках сіті (розрахунок за даними початку див. ЛР-4).
4. Із співвідношень визначаються необхідні за умов стрічного регулювання напруги коефіцієнти трансформації для кожного з режимів:

$$U_2' = U_2' / K_T$$

де U_2' - бажана напруга на шинах повторної напруги підстанції у відповідному режимі;

$U_2' = 1.05 U_{ном}$ - для режимів максимальних навантажень і після аварійного;

$U_2' = U_{ном}$ - для режиму мінімальних навантажень;

U_2' - дійсна напруга на стороні низької напруги підстанції, приведене до - вищої напруги в режимі, що розглядається, значення U_2' визначається в методичних вказівках до роботи.

Розрахунок відгалужень трансформаторів з РПН до п. 1.1.

Початковими даними для розрахунку є:

- номінальна напруга мережі $U_{1ном}$
- напруга джерела живлення для кожного з режимів:
- $U_{1макс} = 1.05 U_{1ном}$ - в максимальному та післяаварійному режимах;

- $U_{1\min} = U_{1\text{ном}}$ - в мінімальному режимі;
- параметри ЛЕП Z_l, Y_l ;
- зарядні потужності ліній, обумовлені провідністю місткості ліній;
- номінальна напруга мережі, підключеної до шин низької напруги знищуючої підстанції $U_{2\text{ном}}$
- потужність споживача для кожного з режимів $S_{2\max}$ (див. табл. 6; $S_{2\min} = 50\%S_{2\max}$);
- параметри трансформатора ($U_{Вном}$ - напруга основного виводу обмотки вищої напруги; $\Delta U\%$ - крок ступеня регулювання; n - кількість ступенів регулювання напруги; $U_{Нном}$ - номінальна напруга обмотки низької напруги; R_T, X_T - опір обмоток).

$$K_T = \frac{U_{Вном} (1 \pm n \cdot \frac{\Delta U\%}{100})}{U_{Нном}} - \text{коєф. трансформації};$$

Підставивши вираз для K_T маємо:

$$\frac{U'_2 \cdot U_{Нном}}{U_{Вном} (1 \pm n \cdot \frac{\Delta U\%}{100})} \leq U_{2н}$$

Вирішуючи останнє рівняння для кожного з режимів, що розглядаються, визначимо необхідне відгалуження і коефіцієнт трансформації.

- Визначається фактична напруга $U_{2\text{факт}}$ і величина відхилення напруги від його номінального рівня на шинах підстанції

$$V = \frac{U_2 - U_{2\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}} 100\%$$

Слід ураховувати, що напруги на шинах повторної напруги підстанції повинні бути:

- режимі максимальних навантажень $U_2 = 1,05U_{2\text{ном}} (V \approx 5\%)$;
- в режимі мінімальних навантажень $U_2 \geq U_{2\text{ном}} (V = 0\%)$;
- в післяаварійному режимі бажано $U_{2\text{ном}} \leq U_2 \leq 1,05U_{2\text{ном}}$

Результати обчислень для кожного режиму заносять до табл. 5

Таблиця 5

Режим	$U_{2ном}$	U_2'	U_2	K_T	Відгалуження п	V, %	ΔP
Максимальний							
Мінімальний							
Післяаварійний							

де ΔP - втрати активної потужності в ЛЕП см. ЛР-3

Розрахунок потужності КП для регулювання напруги (до п. 1.2) Якщо нехтувати активним опором елементів схеми R_L, R_T , а також ΔS_{xx} трансформаторів, то потужність КУ пристроїв по виразу

$$Q_{КУ} = \frac{U_2' - U_2}{X_L + X_m} U_2' K_m^2$$

де U_2' - бажана напруга на шинах повторної напруги підстанції максимальних навантажень і післяаварійного;

K_T - Коефіцієнт трансформації трансформаторів для режиму мінімальних навантажень;

U_2 - напруга на шинах низької напруги підстанції в режимах максимальних навантажень і післяаварійного до компенсації визначається як:

$$U_2 = \frac{U_2'}{K_T},$$

де U_2' - напруга на шинах низької напруги підстанції, приведене до вищої напруги в режимах максимальних навантажень і післяаварійному.

Втрати активної потужності ΔP в мережі при компенсації Q:

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_{КУ})^2}{U_{2ном}^2 \cdot K_m^2} (R_L + R_T)$$

Значення $U_2, \Delta P, K_T$ до компенсації прийняти з таблиці 5.

Результати розрахунків занести в таблицю 6.

Таблиця 6

Режим роботи сіті	Умови визначення параметрів режимів	Параметри					
		до компенсації			після компенсації		
		U_2	ΔP	K_T	U_2	ΔP	K_T
Максимальний	розрахунок						
	моделювання						
Післяаварійний	розрахунок						
	моделювання						

Моделювання

Для моделювання необхідно встановити:

- а) $U_1 = U_{1ном}; S_{2мін}; U_2 = U_{2ном}; S_{2мін} = 50\% S_{2ном}$ в режимі мінімальних навантажень
- б) $U_1 = 1,05U_{1ном}; S_{2макс}; U_2 = 1,05U_{2ном}; S_{2макс} = S_{2ном}$ в режимі максимальних навантажень і післяаварійному. Значення U_2 забезпечити шляхом вибору потрібного відпаювання.

Для регулювання регулювальної здатності трансформатора, потрібно встановити потрібний режим при нульовому відгалуженні трансформатора, а потім по черзі змінювати номер відгалуження і розрахувати величину напруги в обмотці НН.

Результати моделювання занести в табл. 7.

Таблиця 7

Режим	U ₂																		
	від'ємні									додатні									
Відгалуження тр	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Максимальний																			
Мінімальний																			
Післяаварійний																			

Зміст звіту

1. Найменування і ціль роботи.
2. Завдання.
3. Схеми заміщення, результати розрахунку.
4. Висновки:

- необхідність застосування компенсуючих пристроїв і регулювання напруги в досліджуваній мережі;
- оцінити зміну величини напруги.

Методичні вказівки.

Робота електроприймачів погіршується, якщо до затисків підводиться напруга, відмінна від номінального.

Змінний режим роботи споживачів електроенергії і зміна схеми електричної системи приводить до перерозподілу потужності в мережі і зміною напруг у споживачів. Найбільші відхилення напруги від номінальної настають у споживачів, як правило, в післяаварійних режимах. Для більшості приймачів напруга на затисках не повинне відрізнятись більш ніж на 5% від номінального.

Для підтримки напруги у споживачів в допустимих межах в електричних системах часто застосовують стрічне регулювання - в період максимальних навантажень напруга на шинах районних підстанцій підтримується вище за номінальний $1.05U_{ном}$, а в режимі мінімальних навантажень повинно дорів. номінальному.

Для мережі вирівнювання, що зв'язує напругу джерела живлення і напруги на шинах підстанції:

$$U_2 = (U_1 \frac{P'_л R_\Sigma + Q'_л X_\Sigma}{U_1}) \frac{1}{K_T}$$

де $P'_л Q'_л$ - Потужності, що протікають по лінії

K_T - коефіцієнт трансформації

R_Σ, X_Σ - сумарні опори від джерел до навантаження.

З виразу (1) виходить, що забезпечити у споживачів допустимий рівень напруги можна:

регулюванням напруги на шинах підстанції

регулюванням K_T трансформаторів понижуючих підстанцій

установкою КП на шинах понижуючих підстанцій

регулюванням K_T трансформаторів понижуючих підстанцій і установкою КП на шинах понижуючих підстанцій.

Лабораторна робота №5

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖІ ЗА ДОПОМОГОЮ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

Мета роботи - провести дослідження регулювання напруги мережі за допомогою компенсуючих пристроїв.

Завдання.

Для мережі досліджувати наступні режими роботи:

2. Нормальний (включено 2 лінії і 2 тр-ра)
3. Післяаварійний (включена 1 лінія, 1 тр-р)
4. Післяаварійний режим за наявності подовжньої компенсації (ППК) див. Рис. 3.
5. Післяаварійний за наявності пристроїв поперечної компенсації – батареї статичних конденсаторів (БСК).

Порядок виконання роботи

1. Розрахувати нормальний і після аварійні режими роботи мережі.
2. Визначити необхідну потужність компенсуючих пристроїв для забезпечення необхідної напруги. Пункти 1,2 виконати при підготовці до роботи (див. Методичні вказівки).
3. Досліджувати нормальний режим роботи, порівняти результати моделювання з розрахунками в п. 1.
4. Досліджувати післяаварійний режим роботи без компенсуючих пристроїв, порівняти результати моделювання з розрахунком в п. 1.
5. Досліджувати післяаварійний режим роботи за наявності:
 - пристроїв подовжньої компенсації
 - пристроїв поперечної компенсації.
6. Побудувати векторні діаграми для досліджуваних режимів.
7. Виконати аналіз результатів розрахунку і моделювання і зробити висновки.

Вказівки до виконання роботи

до п. 1:

1. Скласти схему заміщення нормального режиму (див. Рис. 1.) замінивши дві лінії однієї еквівалентній.

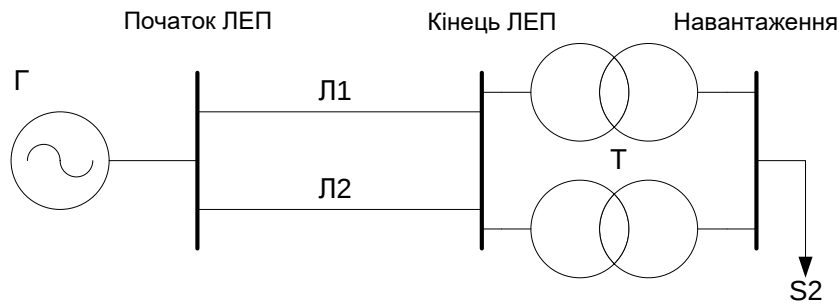


Рис. 1 Схема електричної мережі в нормальному режимі

2. Задатися $U'_2 = U_{ном}$ і післяаварійного (відключена одна лінія в режиму максимальних навантажень) і розрахувати напругу в кінці, а потім на початку лінії (тобто «за даними кінця») по приведених нижче формулах з урахуванням втрат потужності спочатку в трансформаторі, а потім в лініях:

втрати потужності в трансформаторі:

$$\Delta S_T = \Delta S_{xx} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} (R_T + jX_T) ;$$

Потужність яка передається по ЛЕП:

$$S''_{ЛЕП} = S_2 + \Delta S_T ;$$

напруга на кінці лінії:

$$U_{\kappa_ЛЕП} = U_2 + \frac{P_2 \cdot R_T + Q_2 \cdot X_T}{U_2} + j \frac{P_2 \cdot X_T - Q_2 R_T}{U_2} ;$$

втрати в ЛЕП:

$$\Delta S_{ЛЕП} = \frac{(P''_{ЛЕП})^2 + (Q''_{ЛЕП})^2}{U_{\kappa_ЛЕП}^2} (R_{ЛЕП} + jX_{ЛЕП}) ;$$

потужність, споживана на початку ЛЕП з урахуванням втрат в лінії і трансформаторі:

$$S'_{ЛЕП} = \Delta S_{ЛЕП} + S''_{ЛЕП}$$

напруга на початку лінії:

$$U'_{\kappa_ЛЕП} = U_{\kappa_ЛЕП} + \frac{P'_{ЛЕП} \cdot R_{ЛЕП} + Q'_{ЛЕП} \cdot X_{ЛЕП}}{U_{\kappa_ЛЕП}} + j \frac{P'_{ЛЕП} \cdot X_{ЛЕП} + Q'_{ЛЕП} \cdot R_{ЛЕП}}{U_{\kappa_ЛЕП}}$$

Скласти схему заміщення післяаварійного режиму, тобто виключити одну лінію (див. Рис. 2)

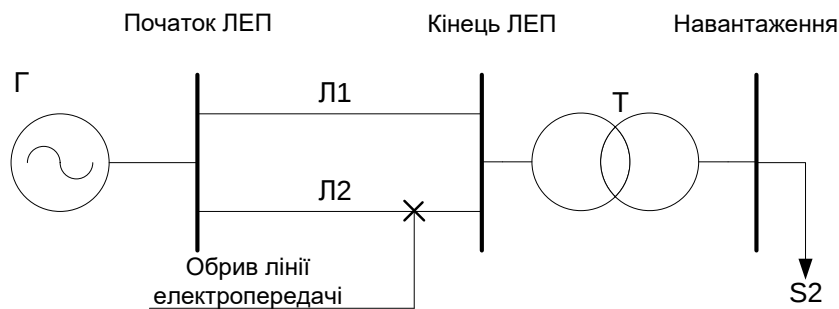


Рис. 2. Схема електричної мережі в післяаварійному режимі

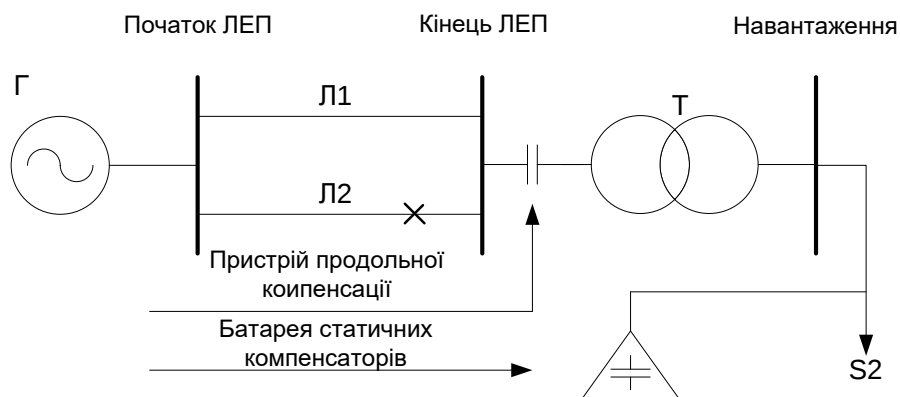


Рис. 3. Схема електричної мережі з використанням КП

4. Прийняти, що напруга джерела живлення рівно знайденому в п.2
5. Прийняти, що $U'_2 = U_{ном}$.
6. Розрахувати потокорозподілення з урахуванням втрат «за даними кінця»
7. Розрахувати потокорозподілення в кінці ЛЕП, на шинах навантаження, прийнявши напругу на початку ЛЕП рівним знайденому в п.2 (тобто «за даними початку»).

Відома напруга джерела (див. п. 4) і потужності на початку ділянок (див. п. 6).

1. Початковими даними є: параметри лінії і трансформаторів (табл. 4.1. 4.3) напруга на початку ЛЕП, знайдена при розрахунках (див. п. 2 вказівок до виконання розрахунків нормального і післяаварійного режимів).

Таблиця 1

Дані елементів схеми

Варіант	Повітряна лінія Л ₁ Л ₂			Тип трансформатора	Навантаження	
	U _{ном} ,	марка проводу	1,		P ₂ , МВт	Q ₂ , МВар
1	2	3	4	5	6	7
1	110	АС-120	18	ТРДН-40000/110	22	28
2	100	АС-120	23	ТРДН-40000/110	28	19
3	110	АС-95	20	ТРДН-25000/110	20	15

4	110	АС-120	37	ТРДН-63000/110	56	32
5	110	АС-150	65	ТРДН-63000/110	48	34
6	110	АС-120	45	ТРДН-40000/110	22	22
7	110	АС-120	36	ТРДН - 40000/110	32	23
8	110	АС-95	35	ТРДН-25000/110	20	13
9	110	АС-120	50	ТРДН-63000/110	46	28
10	110	АС-150	65	ТРДН-63000/110	48	20
11	110	АС-120	12	ТРДН-40000/110	42	10
12	110	АС-120	24	ТРДН-40000/110	30	23
13	110	АС-95	35	ТРДН-25000/110	20	18
14	110	АС-120	50	ТРДН - 63000/110	46	28
15	110	АС-150	65	ТРДН-63000/110	48	20
16	110	АС-120	28	ТРДН-40000/110	12	38
17	110	АС-120	38	ТРДН-40000/110	22	23
18	110	АС-95	45	ТРДН-25000/110	23	11
19	110	АС-120	50	ТРДН-63000/110	46	28
20	110	АС-150	65	ТРДН-63000/110	48	20
21	110	АС-120	28	ТРДН-40000/110	12	38
22	110	АС-95	32	ТРДН-25000/110	11	23
23	110	АС-95	45	ТРДН-25000/110	23	11
24	110	АС-120	50	ТРДН-63000/110	38	30
25	110	АС-150	65	ТРДН-63000/110	40	28

Таблиця 2

Параметр	Тип трансформатора		
	ТРДН-25000	ТРДН-40000	ТРДН-63000
$S_{ном}$, МВА	25	40	63
$U_{вном}$, кВ	115	115	115
$U_{ном}$, кВ	10,5; 10,5	10,5; 10,5	10,5; 10,5
U_K , %	10,5	10,5	10,5
ΔP_K , кВт	120	172	260
ΔP_{xx} , кВт	27	36	59
I_{xx} , %	0,7	0,65	0,65
R_T , Ом	2,54	1,4	0,87
X_T , Ом	55,9	34,7	22
AQ_{xx} , кВАр	175	260	410
Регулювання напруги	РПН 9х1,78	РПН 9х1,78	РПН 9х1,78

Таблиця 3

Параметри ЛЕП

F, мм ²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , см/км	q ₀ , МВАр/км
95	0,306	0,434	2,61	0,035
120	0,249	0,427	2,66	0,0355
150	0,198	0,413	2,7	0,036
240	0,120	0,407	2,6	139

2. Виконати розрахунок нормального режиму, для чого необхідно ввести згідно варіанту:

- значення напруги на початку ЛЕП (табл. 1);
- дані лінії електропередачі я трансформатора(табл. 2,3);
- потужність навантаження (табл. 1).

3. При моделюванні післяаварійного режиму необхідно виключити одну лінію, ввести значення напруги на початку ЛЕП, потужності навантаження виконати розрахунок.

4. При моделюванні післяаварійного режиму з УПК необхідно:

- вставити задане значення потужності навантаження;
- змінюючи величину місткості, включеної послідовно ЛЕП, досягти значення, що вимагається, напруги на шинах навантаження;
- записати отримані дані.

5. При моделюванні післяаварійного режиму з компенсуючи ми пристроями слід :

- встановити задане значення потужності навантаження;
- змінюючи величину місткості, яка включена в паралель навантаженню досягти значення, що вимагається, напруги на шинах навантаження;
- записати отримані дані, а також реактивну потужність яка генерується місткістю.

Зміст звіту.

1.Найменування й ціль роботи.

2.Завдання.

3.Схеми заміщення.

4.Результати розрахунку.

5.Порівняльний аналіз розрахунків.

6.Висновки:

- в необхідності застосування різних компенсуючи пристроїв в досліджуванні мережі.

Методичні вказівки до роботи

Як відомо, у всіх елементах мережі відбувається падіння напруги . Падіння напруги в лінії визначається з варіантів:

$$\Delta U = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_{ном}} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_{ном}}$$

Приймати більш високі номінальні напруги лики для зменшення падіння

напруги у мережі, як правило недоцільно. Така зміна веде за собою велике здороження мереж ЛЕП і трансформаторів підстанції.

З формули (4.1) випливає, що величину продольної складової падіння напруги можна змінити або шляхом зменшення опору лінії, або шляхом зміни передаваної реактивної потужності. В першому випадку для зменшення індуктивного опору лінії використовують включення конденсаторів послідовно лінії, тобто подовжню компенсацію місткості. Пристрої для її реалізації називають пристроями подовжньої компенсації – ППК.

Подовжня складова падіння напруги в лінії без КУ:

$$\delta U' = \frac{P_2 R_{\text{л}} + Q_2 X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}}$$

Подовжня складова падіння напруги в лінії з ППК:

$$\delta U' = \frac{P_2 R_{\text{л}} + Q_2 (X_{\text{л}} - X_{\text{с}})}{U_{\text{ном}}} \text{ або}$$

$$\delta U' = \frac{P_2 R_{\text{л}} + Q_2 X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} - \frac{Q_2 X_{\text{с}}}{U_{\text{ном}}}$$

Використовувати ППК доцільно лише для ВЛ з $X \gg R$. Подовжня компенсація особливо ефективна при різких коливаннях навантаження, оскільки регулюючий ефект конденсатора автоматично змінюється пропорційно величині навантаження, причому практично безінерційно.

Послідовно включені конденсатори є джерелом реактивної потужності (ДРП), величина якої визначається перепадом напруги на виводах ППК:

$$Q = \Delta U \cdot \omega \cdot C = \frac{I^2}{\omega \cdot C}$$

де $\omega = 2\pi f$ - кутова швидкість зміни напруги в часі.

Ця потужність незначна і не робить помітного впливу на режим напруги в кінці лінії. Тому основне призначення ППК – зниження реактивного опору.

В другому випадку, для зменшення передаваної реактивної потужності застосовуються батареї конденсаторів БСК, що включається паралельно навантаженню на повну напругу.

Загальна назва цих пристроїв - компенсуючі пристрої (КП)

Подовжня складова падіння напруги при установці КУ визначається по виразу

$$\delta U' = \frac{P_2 R_{\text{л}} + (Q_2 - Q_{\text{КУ}}) X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} < \frac{P_2 R_{\text{л}} + Q_2 X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}}$$

Реактивна потужність, що генерується батареєю конденсаторів:

$$Q_{\text{БК}} = U^2 \omega C_{\text{БК}}$$

де U - напруга на шинах к котрим підключається батарея;

$C_{\text{БК}}$ - місткість БСК.

Очевидно, що при пониженні напруги на шинах, де встановлена БК, реактивна потужність, видавана БК, зменшується більшою мірою.

Контрольні питання.

1. Що називають коефіцієнтом потужності і які його значення розглядають?
2. Як впливає коефіцієнт потужності на економічність мережі?
3. Для чого застосовуються КУ?
4. Як визначити величину потужності КУ?
5. Як вибрати вигляд КУ?
6. Що таке поперечна компенсація?
7. Що таке подовжня компенсація?
8. В яких умовах доцільно використовувати подовжню компенсацію?

Лабораторна робота №6

Розрахунок регулювання напруги в центрі живлення з РПН

Завдання.

Визначити параметри регулювання напруги на шинах центру живлення (ЦП).

Початкові дані.

В центрі живлення встановлений трансформатор з РПН $150 \pm 9 \times 1,78 \% / 6$ кВ з опором $Z_T = 4,38 + j86,7$ Ом. До шин 6 кВ, на які працює трансформатор, приєднана розподільна мережа з розподільними трансформаторами (РТ), обладнаними пристроями перемикачів без збудження (ПБВ). Схема частини мережі зображена на рис.1.

Марки кабелів і довжини ділянок ліній вказані на рис. 1.

Є також інформація:

почасові графіки навантажень контрольного дня по введеннях трансформатора і лініям, що відходять, 6 кВ (відповідно до номера варіанту), з яких вибираються значення струмів максимальної I' і мінімальної I'' навантажень на введенні трансформатора і лініях, що відходять, 6 кВ (табл.1); максимум навантаження доводиться на 20 г., мінімум - на 3 г.;

- в період вечірнього максимуму виконано вимірювання $\cos \varphi$ по введенню 6 кВ трансформатора (табл. 1);

- результати вимірювань навантажень РТ 6/0,4 кВ в період вечірнього максимуму приведені в табл.2;

- напруга на шинах 150 кВ ЦП протягом доби змінюється в межах 150-160 кВ.

Таблиця 1

Варіант	Список РТ	I'	I''	$\cos \varphi$
1	2	3	4	5
1,22	1,4,6,7,11,14,17,20	450	220	0,88
2,15	2,3,6,9,10,12,13,18	350	130	0,86
3,27	3,4,5,13,14,15,16,19	200	70	0,87
4,18	1^3,6,7,8,10,17,15	400	150	0,88
5,28	3,5,7,9,12,15,18,20	310	ПО	0,82
6,25	4,6,7,8,9,10,16,19	390	115	0,83
7,16	15,16,17,20,2,12,4	280	95	0,84
8,23	1,2,5,9,11,17,19	310	120	0,86
9,20	5,11,12,13,14,18,19,20	250	80	0,87
10,24	15,17,20,3,7,10,11	350	195	0,87
11,17	18,19,2,5,8,13,14,15	230	100	0,85

12,19	1,5,6,7,8,12,16,18	210	130	0,85
13,21	4,6,10,12,14,16,17	270	120	0,85
14,26	3,5,8,11,13,17,20,18	190	35	0,85

Таблиця 2.

Номер РТ	Потужність трансформатора	Навантаження на вводі 0,4 кВ, А (1-14 вар)	Навантаження на вводі 0,4 кВ, А (15-28 вар)
1	2	3	4
1	630	500	350
1	630	410	580
2	400	519	541
2	400	346	201
3	400	370	405
4	250	108	81
5	400	300	444
5	400	202	12
6	630	364	697
7	400	398	439
7	400	415	413
8	250	169	213
9	400	346	490
9	400	288	188
10	630	486	712
10	630	413	111
11	250	185	177
11	250	137	180
12	400	283	450
12	400	231	0
13	400	230	270
14	160	125	89
14	160	114	190
15	630	373	409
16	250	162	200
16	400	214	418
17	400	248	0
17	400	375	531
18	400	248	375
19	630	255	205
20	400	173	255

Розрахунок величин, які визначають характер регулювання напруги

Визначення величини струму (А) РТ на стороні 6 кВ (I_T) виконується по формулі:

$$I_m = I_n \frac{U_n}{U_{\bullet}}$$

де I_n - струм на стороні 0,4 кВ; U_n – напруга на виході РТ; $U_{\bullet}$ - напруга на ввіді РТ.

Результати розрахунку заносимо в табл. 3 (граф 5).

Номер РТ	Потужність трансформатора, кВА	Навантаження на ввіді 0,4 кВ, А	Коефіцієнт загрузки k	Навантаження на ввіді 6кВ, А	ΔU_T , %	$\Delta U_{цп-рт}$, %
1	2	3	4	5	6	7

Визначаємо ділянки основної лінії, на яких необхідно визначити втрати напруги. Розраховуємо опори цих ділянок, результати заносимо в табл.4 (графи 1 і 2).

Таблиця 4.

Ділянка лінії	Опір ($r+j\cdot x$), Ом	Струм лінії I_L , А	ΔU_L , %	$\Delta U_{цп-рт}$, %
1	2	3	4	5

Обчислюємо струми на ділянках лінії між відповідними РТ. Для цього використовуємо дані табл.3 (граф 5), наприклад:

$$I_{11-13} + I_{13-14} = 5 + 4.6 + 9.2 = 18.8 \text{ А і т.д.}$$

Результати розрахунку заносимо в табл.4 (граф 3).

Втрати напруги (%) на ділянках лінії розподільної мережі визначаємо по формулі:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I_L (r_L \cos \varphi + x_L \sin \varphi)}{10 \cdot U_{ном}}$$

де I_L — струм лінії; $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності; r_L , x_L - опір ділянки лінії.

Результати розрахунку заносимо в табл.4 (графа 4). Підсумовуючи втрати напруги по ділянках лінії між РТ, визначаємо втрати напруги від шин ЦП до кожного РТ.

Результати розрахунку заносимо в табл.4 (графа5).

Розраховуємо втрати напруги (%) в РТ при номінальному навантаженні для всіх встановлених в мережі типів трансформаторів 6/0,4 кВ при зміряному $\cos \varphi$ по формулі:

$$\Delta U_{TH} = \frac{\sqrt{3} I_m (r_m \cos \varphi + x_T \sin \varphi)}{10 \cdot U_{ном}}$$

де I_m - струм лінії, $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності: r_T , x_T — опір.

Дані для розрахунків по трифазних двохобмотувальних трансформаторах приведені в таблиці 5.

Таблиця 5

Тип трансформатора	Потужність, $S_{ном}$, КВ-А	Розрахункові дані	
		r_T , Ом	x_T , Ом
ТМ-160/10	160	4,35	10,2
ТМ-250/10	250	6,70	15,6
ТМ-400/100	400	3,70	10,6
ТМ-630/10	630	2,12	8,50

Результати розрахунку втрат напруги заносимо в табл.6

Таблиця 6.

Потужність тр-ра, кВА	Опір ($r_T + jx_T$), Ом	Номінальний струм на стороні 6 кВ А	Втрати потужності в РТ, %
1	2	3	4

Використовуючи дані табл.6.визначаємо втрати напруги в РТ (%) при даних коефіцієнтах завантаження:

$$\Delta U_T = K_{зг} \cdot \Delta U_{TH}$$

де $K_{зг}$ - коефіцієнт завантаження; ΔU_{TH} - втрати напруги в РТ при його номінальному навантаженні. Результати розрахунків вносимо в табл.3 (графа 6).

Підсумовуванням втрат напруги в лінії і РТ (табл.3 і 4) визначаємо напруги від шин ЦП до шин 0,4 кВ кожного кожного ТП. Наприклад:

$$\Delta U_{\text{цп-лз}} = 4,43 + 1,71 = 6,14\%$$

Результати заносимо до табл.3 (граф 7).

Зустрічне регулювання напруги

Визначення координат точок прямої графіка регулювання напруги.

Для оцінки максимальних і мінімальних втрат напруги в мережі вибирають контрольні пункти. Як контрольні пункти вибирають РТ з характерним для даного ЦП навантаженням. Характерними є пункти з найбільшими і найменшими сумарними втратами. З ряду отриманих величин $\Delta U_{\text{цп-рт}}$ вибираються найбільше і найменше значення.

Графік регулювання напруги на шинах 6 кВ будується по точках, розрахованих по формулах (1-2) і (1-7), і є показаний на рис.2.

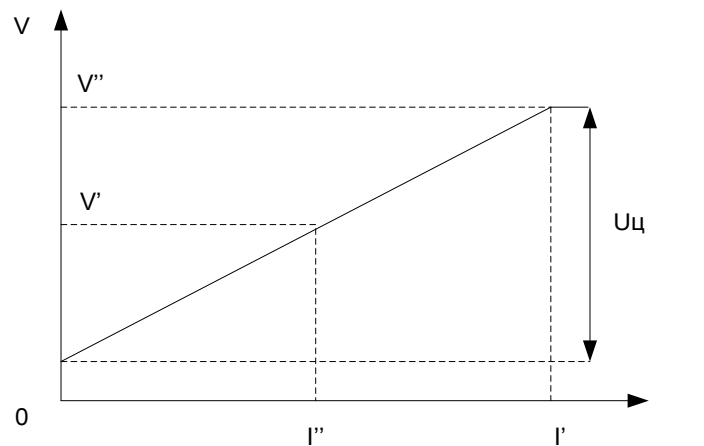


Рис.2. Графік регулювання напруги на шинах 6 кВ.

На рис.3 приведена умовна схема розподільної мережі і графіки зміни відхилень напруги па шинах 0.4 кВ ТП в режимах максимального і мінімального навантажень, отриманих за наслідками приведенного розрахунку

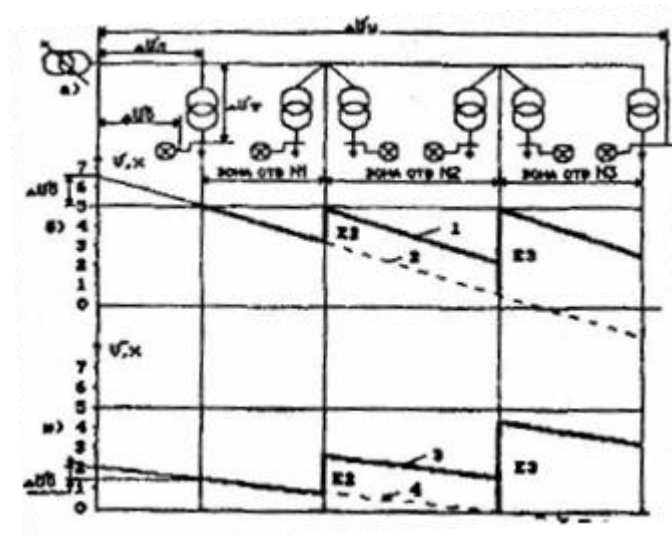


Рис.3. Діаграма відхилень напруги в розподільній мережі:

а- умовна схема розподільної сіті; б- діаграма відхилень напруги для режиму найбільших навантажень; в — діаграма відхилень напруги для режиму якнайменших навантажень; 1,3 — відхилення напруги на шинах 0,4 кВ РТ в максимальному і номінальному режимах; 2,4 — відхилення напруги від номінальної уздовж умовної лінії б кВ на шинах 0,4 кВ ТП за відсутності у РТ добавок напруги.

Якщо на шинах ЦП здійснюватиметься стрічне регулювання напруги, залежно від величин $\Delta U_{\text{ЦП-РТ}}$ (див. табл.3, графа 7), визначаємо положення регулювального відгалуження РТ. Початок зони регулювального відгалуження визначається по формулі (1-5), приведеній в методичних вказівках.

Визначення допустимого діапазону зміни напруги на шинах 150 кВ в режимах максимальних і мінімальних навантажень по умові підтримки рівнів, що вимагаються напруги на шинах 6 кВ ЦП.

Межі допустимого діапазону зміни напруги (кВ) на шинах 150 кВ визначаємо по формулі:

$$U_{\text{пред}} = U_{\text{Ц-ТР}} \cdot K_{\text{Т-КР}} + \Delta U_{\text{Т}}$$

$U_{\text{Ц-ТР}}$ - рівень, що вимагається, напруги на шинах 6 кВ ЦП в заданому режимі, кВ; $K_{\text{Т-КР}}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора ЦП при крайньому положенні РПН; $\Delta U_{\text{Т}}$ - втрата напруги в трансформаторі, відповідна режимам найбільших і якнайменших навантажень. кВ.

Методичні вказівки.

Загальні відомості.

При передачі електроенергії від джерела до віддалених споживачів має

місце втрата напруги. При цьому, зміни навантажень електроприймачів (ЕП) приводять до пропорційних змін напруги в них, які можуть істотно перевищувати допустимі значення. В загальному випадку для забезпечення якості, що вимагається, напруги необхідно здійснювати його регулювання за допомогою спеціальних регулюючих пристроїв.

При регулюванні напруги джерела змінюються напруги у всій живленій від нього мережі. Тому такий спосіб регулювання називають централізованим регулюванням напруги. Вся решта способів відноситься до місцевого (локального) регулювання напруги, при якій змінюється напруга в обмеженій часті розподільної мережі.

Найефективнішим методом регулювання напруги на шинах джерел живлення є так зване стрічне, або згідне, регулювання напруги. По цьому методу в період максимальних навантажень напруга на шинах джерел живлення підтримується вище номінального (до 10 %). В період мінімальних навантажень при стрічному регулюванні напруги на джерелі живлення знижують аж до номінального значення.

Інженерний метод визначення параметрів стрічного регулювання напруги на шинах 6- 10 кВ.

Метод допустимий для центрів живлення, обладнаних 2-х обмотувальними трансформаторами з РПН, працюючими роздільно, без джерел реактивної потужності; а також для центрів живлення (ЦП), обладнаних 3-х обмотувальними трансформаторами з РПН, якщо трансформатори в примикаючій мережі 35 кВ є обладнаний РПН або характер навантаження, приєднаного до шин 35 кВ. аналогічний навантаженню шин 6- 10кВ.

Критерієм правильності регулювання напруги в розподільній мережі є: відхилення напруги від номінальної V для більшості ЕП не повинне перевищувати визначене ГОСТ 13109-67: $V_+ \geq V \geq V_-$. Відхилення напруги V виражається у відсотках від U_H :

$$V = \frac{U - U_H}{U_H} 100\% \quad (1-1)$$

При відомих допустимих значеннях V на висновках ЕП необхідне відхилення напруги на шинах 6- 10 кВ ЦП для кожного режиму навантаження визначається втратами напруги в розподільній мережі і вибраними регулювальними відгалуженнями на розподільних трансформаторах (РТ). Таким чином, розрахунок необхідних рівнів напруги на шинах ЦП слід вести одночасно з розрахунком режимів напруги приєднаної до ЦП розподільної мережі. Розрахунок необхідно вести по схемі мережі з прийнятими точками розподілу.

В практичних розрахунках через велике число ЕП, як початкові при визначенні необхідних відхилень напруги рекомендується приймати допустимий діапазон відхилення напруги на шинах 0,4 кВ РТ; в деяких випадках за початковий може бути прийнятий допустимий діапазон відхилень

напруги на шинах 6- 10 кВ споживача.

Допустимі діапазони відхилення напруги на шинах 0,4 кВ ТП:

$$\text{верхня межа } V = V_+ + \Delta U_B$$

$$\text{нижня межа } V_H = V_- + \Delta U_Y$$

де $\Delta U_B, \Delta U_Y$, втрати напруги від шин ТП відповідно до найближчого та самого віддаленого ЕП (РТ). Тут і далі втрати напруги виражаються в %Un мережі:

$$\Delta U = \frac{U_1 U_H}{U_H} 100\%$$

Параметри регулювання напруги в ЦП, як правило, вибирають по двох граничних режимах: найбільших і найменших добових навантажень ЦП. Внаслідок цього для них же слід визначити межі допустимого діапазону зміни напруги на шинах 0,4 кВ ТП: для режиму найбільших - V' і V_H і найменших V'' і V''_H навантажень ЦП.

Визначення діапазону стрічного регулювання напруги в ЦП.

Відхилення напруги на шинах ЦП в режимі найбільших навантажень визначається по формулі:

$$V'_{Ц} = V' + \Delta U'_B - E, \quad (1-2)$$

де V' - найбільше допустиме позитивне відхилення на шинах 0,4 кВ найближчого до ЦП характерного ТП; $\Delta U'_B$ - втрата напруги в режимі найбільших навантажень I' на ділянці від шин ЦП до шин 0,4 кВ найближчого ТП; E - добавка напруги РТ: вибирається найменшою з можливих, тобто $E=E_1$, що відповідає першому регульовальному відгалуженню РТ +5%, забезпечуючому добавку напруги $E_1 = 0$ (див. табл.1-1).

Таблиця 1-1.

Регульовальне відгалуження обмотки первинної напруги		Добавка напруги трансформатора		
№ п/п	Ступінь регулювання. %	Позначення	Точне значення, %	Приблизне значення, %
1	+5	E ,	0,25	0
2	+2,5	E_2	2,7	2,5
3	0	E_3	5,26	5
4	-2,5	E_4	7,96	7,5
5	-5	E_5	10,8	10

Значення $\Delta U'$ визначається:

$$\Delta U' = \Delta U'_л + \Delta U'_T$$

де $\Delta U'_l$ - втрати напруги в мережі 6- 10 кВ від шин ЦП до введів РТ;

$\Delta U'_T$ - втрати напруги в РТ.

Під найближчим розуміється ТП, для якого втрати напруги від шин ЦП до шин 0,4 кВ якнайменші.

Вибір регулювальних відгалужень РТ.

При збільшенні втрат напруги в мережі у міру віддалення від шин ЦП необхідно змінювати коефіцієнт трансформації РТ для компенсації втрат напруги в лініях і РТ добавкою напруги E .

Вибір відгалуження у РТ проводиться в режимі найбільших навантажень по величині найбільшої можливої добавки напруги:

$$E_k \leq V' + \Delta U'_k - V'_u \quad (1-4)$$

де $\Delta U'_k$ - втрата напруги від шин ЦП до шин 0,4 кВ даного К-ого РТ.

Вибір відгалужень РТ за умови рівності V' всіх ТП залежить від значення $\Delta U'_k$; отже, можна визначити зони використання відгалужень РТ залежно від втрат напруги. Початок зони регулювального відгалуження визначається відповідно до $\Delta U'_k$:

$$\Delta U'_k \geq \Delta U'_B + (E_k - E) \quad (1-5)$$

Вибір відгалужені. РТ рекомендується здійснювати таким чином.

В режимі максимальних навантажень вимірюють напругу на шинах 0.4 кВ кожного ТП. Відгалуження вибираються так, щоб в режимі максимального навантаження (при $V'=5\%$, $V'_n=0$) на РТ із ступенем ПБВ 2.5% напруга на шинах 0.4 кВ складала $(1.025-1.05) U_{ном}$ (390-400 В), на РТ із ступенем ПБВ 5% $(1-1.05)U_{ном}$ (380-400 В). Вибір відгалужень РТ рекомендується проводити одночасно з вимірюванням навантажень і напруг РТ. Відхилення напруги на шинах ЦП в режимі найменших навантажень визначають при вибраних, по режиму найбільших навантажень, відгалуженнях РТ по формулі:

$$V'_u = V'' - E_n + U''_B, \quad (1-6)$$

де n - найбільший номер відгалуження РТ, що використовується в мережі;

$$n = \left[1 + \frac{\Delta U'_Y \Delta U'_B}{\Delta E} \right] \quad (1-7)$$

приймається ціла частина від отриманого значення;

$\Delta U''_B$ - найменше значення втрати напруги в режимі мінімального навантаження I'' від шин ЦП до найближчого ЕП в зоні відгалуження n .

При прийнятих допущеннях:

$$V''_u = V'' + B \cdot U'_B - \Delta E(n-1)(1-B)$$

де B - відношення найменшого навантаження ЦП до найбільшого;

$\Delta E = \Delta E_{k+1} - E_k$ - різниця добавок напруги РТ, які приєднані до мережі в сусідніх зонах.

В проміжних режимах навантаження відхилення напруги на шинах ЦП повинні відповідати лінійній залежності зміни напруги від значення повного струму. Пряма, визначальна регулювання напруги в осях $V - I$, будується по крапках, координати яких визначаються по формулах (1 -2) і (1 -7).

Контрольні питання

1. Що є найефективнішим методом регулювання напруги на шинах джерел живлення?
2. Що є критерієм правильності регулювання напруги в розподільній мережі?
3. По якому критерію проводять вибір відгалуження у РТ в режимі найбільших навантажень?
4. По якому критерію проводять вибір відгалуження у РТ в режимі найменших навантажень?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі. Київ: Знання, 2007. 292 с.
2. Кирик В.В., Маслоva Т.Б. Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж. Київ : Політехніка, 2015. 256 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/19118>
3. Кігель Г.А., Півняк Г.Г. Електричні мережі систем електропостачання: навч. посібник. [2-ге вид., перероб. і доп.]. Дніпро: Національний гірничий університет, 2011. 318 с.
4. Gonen T. Electrical Power Transmission System Engineering. Analysis And Design. [Third Edition]. CRC Press, 2014. 1093 p.
5. Grigsby L.L. Electric Power Generation, Transmission, and Distribution, [Third Edition]. CRC Press, 2012. 790 p.
6. Nagsarkar T.K., Sukhija M.S. Power Systems Analysis (Oxford Higher Education). Oxford University Press, 2007. 728 p.
7. та підстанцій (курс лекцій): навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.
8. Омельчук А.О. Електрична частина станцій і підстанцій: навч. посіб. Київ: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. 479 с.
9. Костишин В.С., Федорів М.Й., Бацала Я.В. Електрична частина станцій та підстанцій: навч. посіб. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. 243 с.
10. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання: навч. посіб. – Київ: НТУУ «КПІ», 2011. – 220 с.
11. Лежнюк П.Д., Лагутін В.М., Тептя В.В. Проектування електричної частини електричних станцій: навч. посіб. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
12. Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2010. 144 с.
13. Rao S. Electrical Substation Engineering & Practice: EHV-AC, HVDC and SF6-GIS (Principle, Practice, Design and Reference Data). Khanna Publishers, 2003. 568 p.
14. McDonald J.D. Electric Power Substations Engineering. [3rd Edition]. CRC Press, 2012. 536 p.
15. Kuffel E., Zaengl W.S., Kuffel J. High Voltage Engineering: Fundamentals. Oxford: Newnes, 2000. 552 p.