



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

Навчально-науковий інститут  
енергетики, електроніки та електромеханіки

Кафедра «Передача електричної енергії»

**І. В. Барбашов, Г. В. Омеляненко, С.Ю. Швченко**

**«ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ І МЕРЕЖІ»  
РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ**

Харків  
НТУ «ХПІ»  
2023

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

І. В. Барбашов, Г. В. Омеляненко, С.Ю. Шевченко

**«ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ І МЕРЕЖІ»  
РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ**

Навчально-методичний посібник  
для студентів напряму підготовки  
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
денної та заочної форм навчання,  
у тому числі для іноземних студентів

Затверджено  
редакційно-видавничою  
радою НТУ «ХП»,  
протокол № 1 від 16.02.2023

Харків  
НТУ «ХП»  
2023

## Рецензенти:

*С. Г. Буряковський*, д-р техн. наук, проф., директор  
НДПК «Блискавка» НТУ «ХП»;

*В.А. Малярєнко*, д-р техн. наук, проф., проф. Харківського національного  
університету міського господарства імені О. М. Бекєтова

## Автори:

*Барбашов І. В.*, канд.техн. наук, Проф. кафедри ПЕЕ НТУ «ХП»;  
*Омеляненко Г. В.*, канд.техн. наук, проф. кафедри ПЕЕ НТУ «ХП»;  
*Шевченко С.Ю.*, докт.техн. наук, проф. кафедри ПЕЕ НТУ «ХП»

**Барбашов І.В.**

«Електричні системи та мережі» Розрахункові завдання: навч.-метод. посіб. /  
І.В. Барбашов, Г.В. Омеляненко, С.Ю.Шевченко. – Харків: НТУ «ХП», 2023. –  
138 с. – Укр. мова.

## ISBN

Наведено завдання для розрахункових робіт за курсом «Електричні системи та мережі»,  
розглянуто приклади їх виконання.

Призначено для студентів напрями підготовки «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка» денної та заочної форм навчання, а також для іноземних студентів.

## ISBN

Лл. 33. Табл. 16. Бібліогр. 9 найм.

© І. В. Барбашов,  
Г. В. Омеляненко,  
С.Ю. Шевченко, 2023  
© НТУ «ХП», 2023

## ВСТУП

Навчання студентів за напрямом підготовки «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» передбачає вивчення ними дисципліни «Електричні системи та мережі». Ця дисципліна сприяє формуванню у студентів фундаментальних уявлень про сучасну енергетичну (електричну) систему та електричну мережу як її частину, освоєння методів аналізу режимів та управління ними, основ проектування розвитку електричних систем, а також методів та засобів забезпечення економічності, надійності та якості енергопостачання.

Навчально-методичний посібник «Електричні системи та мережі. Розрахункові завдання» призначено для виконання студентами розрахункових завдань та включає наступні теми:

1. Розрахункові завдання на тему «Параметри та схеми заміщення елементів електричних систем та мереж».
2. Розрахункові завдання на тему «Розрахунок режимів, що встановилися, розімкнених електричних мереж».
3. Розрахункові завдання на тему «Розрахунок режимів замкнутих електричних мереж, що встановилися».
4. Розрахункові завдання на тему «Проектування розвитку електричних систем та мереж».
5. Розрахункові завдання на тему «Основи управління встановилися режимами електричних систем та мереж».

## **1. РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ ЗА ТЕМОЮ «ПАРАМЕТРИ І СХЕМИ-ЗАМІЩЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ І МЕРЕЖ»**

Розрахункові завдання для визначення параметрів та складання схем заміщення елементів електричних систем та мереж включають:

1. Визначення параметрів та складання схем заміщення повітряних ліній напругою 110-750 кВ (табл. 1.1, 1.2).
2. Визначення параметрів та складання схем заміщення двообмотувальних трансформаторів 35-330 кВ (табл. 1.3).
3. Визначення параметрів та складання схем заміщення триобмотувальних трансформаторів 35-220 кВ (табл. 1.4).
4. Визначення параметрів та складання схем заміщення автотрансформаторів 220-750 кВ (табл. 1.5).

Приклади визначення параметрів та складання схем заміщення елементів електричних систем та мереж розглянуті у навчальному посібнику «Параметри та схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах та завданнях» [3]. У додатках цього посібника наведено довідкові дані, що містять основні характеристики повітряних ліній електропередачі 0,4-1150 кВ (додаток А), трифазних та однофазних двообмотувальних трансформаторів 6-1150 кВ (додаток В), трифазних триобмотувальних трансформаторів 35-220 та трифазних та однофазних автотрансформаторів 150-1150 кВ (додаток Д).

Таблиця 1.1 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Визначення параметрів та складання схем заміщення повітряних ліній напругою 110 та 330 кВ»

Варіанти	Номінальна напруга ліній $U_{ном}$			
	110 кВ		330 кВ	
	Марки дротів	$L$ , км	Марки дротів	$L$ , км
1	АС-70/11	20	2×АС-240/32	90
2	АС-95/16	25	2×АС-300/39	100
3	АС-120/19	30	2×АС-400/51	110
4	АС-150/24	35	2×АС-500/64	120
5	АС-185/29	40	2×АСК-240/32	100
6	АС-240/32	45	2×АСК-300/39	110
7	АСК-70/11	15	2×АСК-400/51	120
8	АСК-95/24	20	2×АСК-500/64	110
9	АСК-120/19	25	2×АСКП-240/32	120
10	АСК-150/24	30	2×АСКП-300/39	90
11	АСК-185/29	35	2×АСКП-400/51	100
12	АСК-240/32	40	2×АСКП-500/64	110
13	АСКП-70/11	20	2×АСКС-240/32	120
14	АСКП-95/24	25	2×АСКС-300/39	100
15	АСКП-120/19	30	2×АСКС-400/51	110
16	АСКП-150/24	35	2×АСКС-500/64	120
17	АСКП-185/29	40	2×АС-240/32	110
18	АСКП-240/32	45	2×АС-300/39	120
19	АСКС-70/11	15	2×АС-400/51	90
20	АСКС-95/24	20	2×АС-500/64	100

Таблиця 1.2 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Складання схем заміщення та визначення їх параметрів для повітряних ліній напругою 220 та 750 кВ»

Варіанти	Номінальна напруга ліній $U_{ном}$			
	220 кВ		750 кВ	
	Марки дротів	$L$ , км	Марки дротів	$L$ , км
1	АС-240/32	80	5×АС-240/56	270
2	АС-300/39	90	5×АС-300/66	300
3	АС-400/51	100	5×АС-400/51	330
4	АС-500/64	110	4×АС-400/93	300
5	АСК-240/32	85	4×АС-500/64	350
6	АСК-300/39	95	5×АСК-240/56	250
7	АСК-400/51	105	5×АСК-300/66	300
8	АСК-500/64	115	5×АСК-400/51	350
9	АСКС-240/32	70	4×АСК-400/93	250
10	АСКС-300/39	80	4×АСК-500/64	300
11	АСКС-400/51	90	5×АСКС-240/56	270
12	АСКС-500/64	100	5×АСКС-300/66	300
13	АСКП-240/32	75	5×АСКС-400/51	330
14	АСКП-300/39	85	4×АСКСx400/93	300
15	АСКП-400/51	95	4×АСКС-500/64	350
16	АСКП-500/64	105	5×АСКП-240/56	250
17	АС-240/32	80	5×АСКП-300/66	300
18	АС-300/39	90	5×АСКП-400/51	350
19	АС-400/51	100	4×АСКП-400/93	250
20	АС-500/64	110	5×АС-400/51	300

Таблиця 1.3 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Визначення параметрів та складання схем заміщення двообмотувальних трансформаторів 35-330 кВ»

Варіанти	Типи трансформаторів	$S_H / S_{\text{НОМ.Т.}}$ , відн. од.	Типи трансформаторів	$S_H / S_{\text{НОМ.Т.}}$ , відн. од.
1	ТДЦ-80000/110	0,7	ТРДНЗ-25000/35	0,8
2	ТДЦ-125000/110	0,8	ТРДНЗ-32000/35	0,85
3	ТДЦ-200000/110	0,75	ТРДНС-40000/35	0,9
4	ТДЦ-250000/110	0,85	ТРДНС-63000/35	0,95
5	ТДЦ-400000/110	0,9	ТРДН-25000/110	0,8
6	ТМН-6300/110	0,95	ТРДН-40000/110	0,85
7	ТДН-10000/110	1,0	ТРДЦН-63000/110	0,9
8	ТДН-16000/110	0,65	ТРДЦНК-63000/110	0,95
9	ТДН-16000/150	0,7	ТРДЦНК-80000/110	0,8
10	ТМН-400/35	0,75	ТРДЦН-125000/110	0,85
11	ТМ-100/35	0,8	ТРДН-32000/150	0,9
12	ТМ-160/35	0,85	ТРДН-63000/150	0,95
13	ТМ-250/35	0,9	ТРДН-40000/220	0,8
14	ТДЦ-250000/150	0,95	ТРДЦН-63000/220	0,85
15	ТМН-630/35	1,0	ТРДЦН-100000/220	0,9
16	ТМН-1000/35	0,6	ТРДЦН-160000/220	0,95
17	ТДЦ-80000/220	0,65	ТРДНЗ-40000/330	0,8
18	ТДЦ-125000/220	0,7	ТРДНС-63000/330	0,85
19	ТДЦ-200000/220	0,75	ТРДНФ-25000/110	0,9
20	ТДЦ-250000/220	0,8	ТРДЦН-80000/110	0,95

Таблиця 1.4 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Визначення параметрів та складання схем заміщення триобмотувальних трансформаторів 35-220 кВ»

Варіанти	Типи трансформаторів	$S_z / S_{\text{ном.т.}}$ , відн. од.	$S_H / S_{\text{ном.т.}}$ , відн. од.
1	ТМТН-6300/110	0,5	0,4
2	ТДТН-10000/110	0,55	0,35
3	ТДТН-16000/110	0,6	0,3
4	ТДТН-25000/110	0,5	0,4
5	ТДТН-40000/110	0,3	0,6
6	ТДТН-63000/110	0,7	0,25
7	ТДТН-80000/110	0,65	0,35
8	ТМТН-6300/35	0,5	0,45
9	ТДТН-16000/220	0,45	0,5
10	ТДТН-25000/220	0,55	0,4
11	ТДТН-40000/220	0,5	0,3
12	ТДТН-63000/220	0,35	0,55
13	ТДТН-16000/150	0,65	0,25
14	ТДТН-25000/150	0,45	0,45
15	ТДТН-40000/150	0,55	0,35
16	ТДТН-63000/150	0,65	0,3
17	ТМТН-6300/110	0,65	0,25
18	ТДТН-10000/110	0,5	0,5
19	ТДТН-16000/110	0,6	0,4
20	ТДТН-40000/110	0,7	0,3

Таблиця 1.5 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Визначення параметрів та складання схем заміщення автотрансформаторів 220-750 кВ»

Варіанти	Типи автотрансформаторів	$S_3 / S_{\text{НОМ.Т.}}$ , відн. од.	$S_H / S_{\text{НОМ.Т.}}$ , відн. од.
1	АОДЦТН–133000/330/220	0,9	0,1
2	АОДЦТН–167000/500/220	0,75	0,1
3	АОДЦТН–267000/500/220	0,9	0,15
4	АТДЦТН–63000/220/110	0,95	0,05
5	АТДЦТН–125000/220/110	0,85	0,1
6	АТДЦТН–200000/220/110	0,75	0,05
7	АТДЦТН–250000/220/110	0,8	0,05
8	АТДЦТН–125000/330/110	0,7	0,25
9	АТДЦТН–250000/220/110	0,7	0,15
10	АТДЦТН–125000/330/110	0,85	0,2
11	АТДЦТН–200000/330/110	0,75	0,15
12	АТДЦТН–250000/330/150	0,9	0,1
13	АТДЦТН–250000/500/150	0,75	0,1
14	АТДЦТН–63000/220/110	0,7	0,2
15	АТДЦТН–125000/220/110	0,75	0,15
16	АТДЦТН–200000/220/110	0,6	0,2
17	АТДЦТН–250000/220/110	0,65	0,15
18	АОДЦТН–167000/500/330	0,8	0,1
19	АОДЦТН–267000/750/220	0,85	0,15
20	АОДЦТН–330000/750/220	0,75	0,25

## **2. РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ ЗА ТЕМОЮ «РОЗРАХУНОК СТАЛИХ РЕЖИМІВ РОЗІМКНУТИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ»**

Завдання для розрахунку сталих режимів розімкнених електричних мереж включають:

1. Розрахунок режимів ділянки ліній 110 та 330 кВ електричної мережі прямим та ітераційним методами (рис. 2.1, табл. 2.1).
2. Розрахунок режимів двообмотувальних трансформаторів електричної мережі (рис. 2.2, табл. 2.2).
3. Розрахунок режимів триобмотувальних трансформаторів електричної мережі (рис. 2.3, табл. 2.3).
4. Розрахунок режимів автотрансформаторів електричної мережі (рис. 2.4, табл. 2.4).
5. Розрахунок режимів радіальних ліній електричної мережі прямим та ітераційним методами (рис. 2.5, табл. 2.5).
6. Розрахунок режимів магістральних ліній електричної мережі прямим та ітераційним методами (рис. 2.6, табл. 2.6).
7. Розрахунок режимів складнорозгалужених електричних мереж (рис. 2.7, табл. 2.7).
8. Розрахунок режимів розімкнених електричних мереж кількох номінальних напруг (рис. 2.8, 2.9, табл. 2.8, 2.9).
9. Комплексне контрольне завдання «Розрахунок розімкнених електричних мереж».

Приклади розрахунку режимів розімкнених електричних мереж розглянуті в навчальному посібнику «Розрахунок сталих режимів розімкнених електричних мереж, в прикладах і завданнях» [4].

Необхідні для виконання розрахункових завдань довідкові дані на тему «Розрахунок сталих режимів розімкнених електричних мереж» наведені у

додатках А, В, Г та Д навчального посібника «Параметри та схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах та завданнях» [3].

## 2.1. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів ділянки ліній 110 та 330 кВ електричної мережі прямим та ітераційним методами»

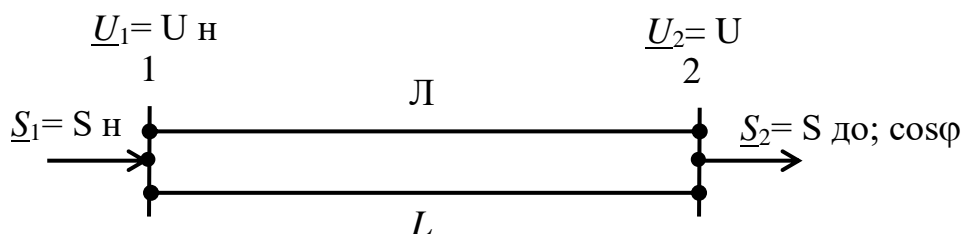


Рисунок 2.1 – Ділянка ліній 110 та 330 кВ електричної мережі

Таблиця 2.1 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Розрахунок режимів ділянки ліній 110 та 330 кВ електричної мережі прямим та ітераційним методами»

Варіанти	Номінальна напруга ліній $U_{ном}$					
	110 кВ			330 кВ		
	Марки проводів	$L$ , км	$S_2$ , МВА	Марки проводів	$L$ , км	$S_2$ , МВА
1	АС-70/11	20	25	2×АС-240/32	90	150
2	АС-95/16	25	30	2×АС-300/39	100	170
3	АС-120/19	30	35	2×АС-400/51	110	190
4	АС-150/24	35	40	2×АС-500/64	120	210
5	АС-185/29	40	45	2×АСК-240/32	130	160
6	АС-240/32	45	50	2×АСК-300/39	140	180
7	АСК-70/11	15	20	2×АСК-400/51	95	200
8	АСК-95/24	20	30	2×АСК-500/64	105	220
9	АСК-120/19	25	40	2×АСКП-240/32	115	155

Продовження табл. 2.1

Варіанти	Лінії номінальної напруги $U_{\text{ном}}$					
	110 кВ			330 кВ		
	Дріт	$L$ , км	$S_2$ , МВА	Дріт	$L$ , км	$S_2$ , МВА
10	АСК-150/24	30	45	2×АСКП-300/39	125	175
11	АСК-185/29	35	50	2×АСКП-400/51	135	195
12	АСК-240/32	40	55	2×АСКП-500/64	90	205
13	АСКП-70/11	25	35	2×АСКС-240/32	100	165
14	АСКП-95/24	30	40	2×АСКС-300/39	110	185
15	АСКП-120/19	35	45	2×АСКС-400/51	120	205
16	АСКП-150/24	40	50	2×АСКС-500/64	115	225
17	АСКП-185/29	45	40	2×АС-240/32	105	145
18	АСКП-240/32	50	45	2×АС-300/39	95	185
19	АСКС-70/11	25	30	2×АС-400/51	105	225
20	АСКС-95/24	35	40	2×АС-500/64	125	265

Примітка.  $U_1 = 1,05 U_{\text{ном.В}}$ ;  $U_2 = U_{\text{ном.В}}$ ;  $\cos \varphi_{110} = 0,88$ ;  $\cos \varphi_{330} \approx 0,86$ .

## 2.2. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів двообмотувальних трансформаторів електричної мережі»

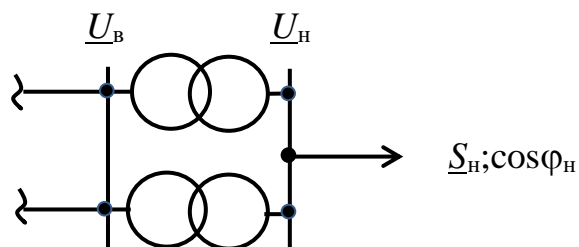


Рисунок 2.2 – Вузол електричної мережі з двообмотувальними трансформаторами

Таблиця 2.2 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Розрахунок режимів двообмотувальних трансформаторів електричної мережі»

Варіанти	Типи трансформаторів	$S_H / S_{\text{НОМ.Т.}}$ , відн. од.	Типи трансформаторів	$S_H / S_{\text{НОМ.Т.}}$ , відн. од.
1	ТДЦ-80000/110	0,7	ТРДНЗ-25000/35	0,8
2	ТДЦ-125000/110	0,8	ТРДНЗ-32000/35	0,85
3	ТДЦ-200000/110	0,75	ТРДНС-40000/35	0,9
4	ТДЦ-250000/110	0,85	ТРДНС-63000/35	0,95
5	ТДЦ-400000/110	0,9	ТРДН-25000/110	0,8
6	ТМН-6300/110	0,95	ТРДН-40000/110	0,85
7	ТДН-10000/110	1,0	ТРДЦН-63000/110	0,9
8	ТДН-16000/110	0,65	ТРДЦНК-63000/110	0,95
9	ТДН-16000/150	0,7	ТРДЦНК-80000/110	0,8
10	ТМН-400/35	0,75	ТРДЦН-125000/110	0,85
11	ТМ-100/35	0,8	ТРДН-32000/150	0,9
12	ТМ-160/35	0,85	ТРДН-63000/150	0,95
13	ТМ-250/35	0,9	ТРДН-40000/220	0,8
14	ТДЦ-250000/150	0,95	ТРДЦН-63000/220	0,85
15	ТМН-630/35	1,0	ТРДЦН-100000/220	0,9
16	ТМН-1000/35	0,6	ТРДЦН-160000/220	0,95
17	ТДЦ-80000/220	0,65	ТРДНЗ-40000/330	0,8
18	ТДЦ-125000/220	0,7	ТРДНС-63000/330	0,85
19	ТДЦ-200000/220	0,75	ТРДНФ-25000/110	0,9
20	ТДЦ-250000/220	0,8	ТРДЦН-80000/110	0,95

Примітка.  $U_B = 1,05 U_{\text{НОМ.В.}}$ ;  $\cos\varphi_{10} = 0,93$ .

### 2.3. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів триобмотувальних трансформаторів електричної мережі»

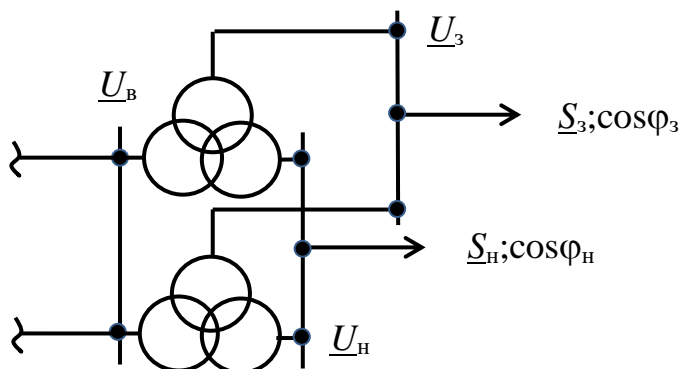


Рисунок 2.3 – Вузол електричної мережі з триобмотувальними трансформаторами

Таблиця 2.3 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Розрахунок режимів триобмотувальних трансформаторів електричної мережі»

Варіанти	Типи трансформаторів	$S_3 / S_{\text{НОМ.Т}}$ , відн. од.	$S_H / S_{\text{НОМ.Т}}$ , відн. од.
1	ТМТН-6300/110	0,5	0,4
	ТДТН-63000/110	0,7	0,3
2	ТДТН-10000/110	0,55	0,35
	ТДТН-16000/150	0,75	0,25
3	ТДТН-16000/110	0,6	0,3
	ТДТН-25000/150	0,6	0,4
4	ТДТН-25000/110	0,5	0,4
	ТДТН-40000/150	0,65	0,35
5	ТДТН-40000/110	0,3	0,6
	ТДТН-25000/220	0,5	0,5
6	ТДТН-63000/110	0,7	0,25
	ТДТН-40000/220	0,55	0,45
7	ТДТН-80000/110	0,65	0,35
	ТДТНЖ-40000/220	0,75	0,2
8	ТМТН-6300/35	0,5	0,45
	ТДТН-80000/110	0,65	0,3

Продовження табл. 2.3

варіант	Тип	$S_3 / S_{\text{НОМ.Т}}$ , відн. од.	$S_H / S_{\text{НОМ.Т}}$ , відн. од.
9	ТДТН-16000/220	0,45	0,5
	ТМТН-6300/110	0,55	0,4
10	ТДТН-25000/220	0,55	0,4
	ТДТН-16000/110	0,45	0,5
11	ТДТН-40000/220	0,5	0,3
	ТДТНЖ-25000/110	0,6	0,3
12	ТДТН-63000/220	0,35	0,55
	ТДТН-40000/110	0,7	0,2
13	ТДТН-16000/150	0,65	0,25
	ТДТН-63000/150	0,8	0,2
14	ТДТН-25000/150	0,45	0,45
	ТДТН-10000/110	0,55	0,35
15	ТДТН-40000/150	0,55	0,35
	ТДТНЖ-25000/150	0,6	0,25
16	ТДТН-63000/150	0,65	0,3
	ТДТНЖ-40000/110	0,65	0,15
17	ТМТН-6300/110	0,65	0,25
	ТДТН-63000/110	0,7	0,15
18	ТДТН-10000/110	0,5	0,5
	ТДТН-25000/220	0,6	0,25
19	ТДТН-16000/110	0,6	0,4
	ТДТН-63000/150	0,5	0,3
20	ТДТН-40000/110	0,7	0,3
	ТДТН-25000/110	0,4	0,45

Примітка.  $U_B = 1,05 U_{\text{НОМ.В}}$ ;  $\cos\varphi_{10} = 0,93$ ;  $\cos\varphi_{35} = 0,89$ .

## 2.4. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів автотрансформаторів електричної мережі»

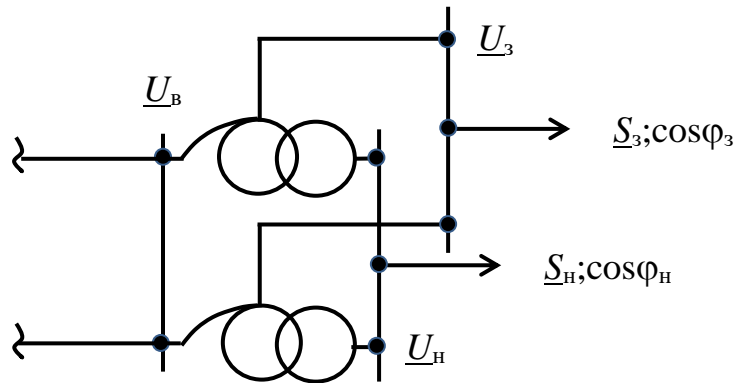


Рисунок 2.4 – Вузол електричної мережі з автотрансформаторами

Таблиця 2.4 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Розрахунок режимів автотрансформаторів електричної мережі»

Варіанти	Типи автотрансформаторів	$S_3 / S_{\text{НОМ.Т}}$ , відн. од.	$S_H / S_{\text{НОМ.Т}}$ , відн. од.
1	АТДЦТН–63000/220/110	0,7	0,2
	АОДЦТН–167000/500/330	0,8	0,1
2	АТДЦТН–125000/220/110	0,75	0,15
	АОДЦТН–267000/750/220	0,7	0,2
3	АТДЦТН–200000/220/110	0,6	0,2
	АОДЦТН–330000/750/220	0,85	0,1
4	АТДЦТН–250000/220/110	0,65	0,15
	АОДЦТН–417000/750/500	0,75	0,2
5	АОДЦТН–167000/500/330	0,8	0,1
	АТДЦТН–63000/220/110	0,8	0,15
6	АОДЦТН–267000/750/220	0,85	0,15
	АТДЦТН–125000/220/110	0,65	0,2
7	АОДЦТН–330000/750/220	0,75	0,25
	АТДЦТН–200000/220/110	0,7	0,1
8	АОДЦТН–417000/750/500	0,8	0,2
	АТДЦТН–250000/220/110	0,7	0,25

Продовження табл. 2.4

Варіанти	Типи автотрансформаторів	$S_3 / S_{\text{НОМ.Т.}}$ , відн. од.	$S_H / S_{\text{НОМ.Т.}}$ , відн. од.
9	АТДЦТН-125000/330/110	0,85	0,1
	АТДЦТН-125000/330/110	0,85	0,15
10	АТДЦТН-200000/330/110	0,9	0,1
	АТДЦТН-200000/330/110	0,7	0,15
11	АТДЦТН-250000/330/150	0,6	0,2
	АТДЦТН-250000/330/150	0,85	0,2
12	АТДЦТН-63000/220/110	0,7	0,2
	АТДЦТН-250000/500/150	0,75	0,15
13	АТДЦТН-125000/220/110	0,8	0,1
	АОДЦТН-133000/330/220	0,9	0,1
14	АТДЦТН-200000/220/110	0,55	0,25
	АОДЦТН-167000/500/220	0,75	0,1
15	АТДЦТН-250000/220/110	0,65	0,15
	АОДЦТН-267000/500/220	0,9	0,15
16	АТДЦТН-125000/330/110	0,75	0,2
	АТДЦТН-63000/220/110	0,95	0,05
17	АТДЦТН-200000/330/110	0,85	0,15
	АТДЦТН-125000/220/110	0,85	0,1
18	АОДЦТН-267000/750/220	0,6	0,2
	АТДЦТН-125000/220/110	0,85	0,1
19	АОДЦТН-330000/750/220	0,7	0,15
	АТДЦТН-200000/220/110	0,75	0,05
20	АОДЦТН-417000/750/500	0,8	0,1
	АТДЦТН-125000/330/110	0,7	0,25

Примітка.  $U_B = 1,05 U_{\text{НОМ.В.}}$ ;  $\cos\varphi_{10} = 0,93$ ;  $\cos\varphi_{35} = 0,89$ ;  $\cos\varphi_{110} = 0,88$ ;  
 $\cos\varphi_{150} = 0,87$ ;  $\cos\varphi_{220} = 0,86$ .

## 2.5. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів радіальних ліній електричної мережі прямим та ітераційним методами»

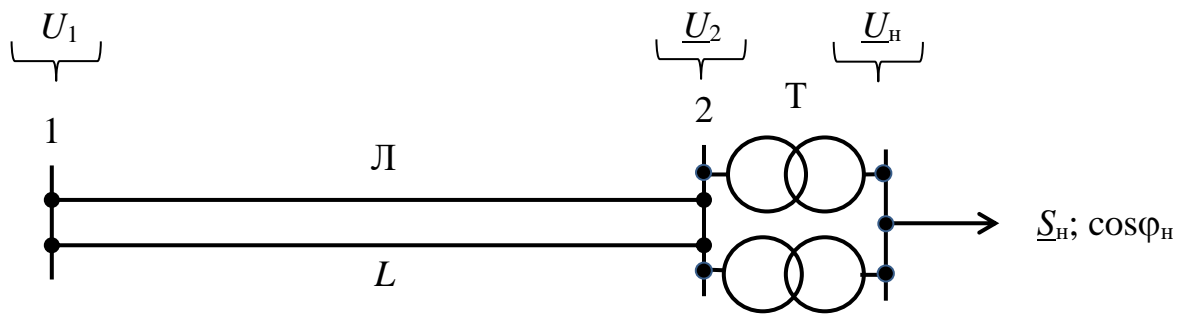


Рисунок 2.5 – Схема радіальної лінії електричної мережі

Таблиця 2.5 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Розрахунок режимів радіальних ліній електричної мережі прямим та ітераційним методами»

Варіанти	Характеристика ліній Л		Типи трансформаторів	Потужність навантаження $S_n$ , МВА
	Марки дротів	$L$ , км		
1	АСК-185/29	25	2×ТДН-16000/110	20
2	АСКС-240/32	20	2×ТРДН-25000/110	30
3	2(АСК-120/19)	30	2×ТРДН-40000/110	50
4	2(АСК-150/24)	25	2×ТРДН-63000/110	80
5	АСК-185/29	20	2×ТДН-16000/150	20
6	АСКС-240/32	25	2×ТРДН-32000/150	40
7	2(АСК-120/19)	30	2×ТРДН-63000/150	80
8	2(АСК-150/29)	20	1×ТРДН-32000/150	30
9	2(АС-240/32)	80	2×ТРДН-40000/220	50
10	2(АСК-300/39)	100	2×ТРДЦН-63000/220	80
11	АСКП-400/51	120	1×ТРДН-40000/220	30
12	АСКС-500/64	100	2×ТРДН-40000/220	40
13	2(АС-240/32)	20	2×ТРДЦН-80000/110	100
14	2(АСК-240/32)	25	2×ТРДЦН-125000/110	130
15	2(АСКС-240/32)	30	2×ТРДЦН-63000/110	80
16	2(АСКП-240/32)	25	2×ТРДЦН-80000/110	100

Продовження табл. 2.5

Варіанти	Характеристика ліній Л		Типи трансформаторів Т	Потужність навантаження $S_H$ , МВА
	Марки дротів	$L$ , км		
17	2(АСК-240/32)	120	2×ТРДЦН-63000/220	80
18	2(АС-300/39)	100	2×ТРДЦН-100000/220	120
19	2(АСК-400/51)	80	2×ТРДЦН-160000/220	200
20	2(АСКП-400/51)	110	2×ТРДЦН-100000/220	150

Примітка.  $U_1 = 1,05 U_{ном.в}$ ;  $U_H = U_{ном.н} = 10$  кВ;  $\cos\varphi_H = 0,93$ .

## 2.6. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів магістральних ліній електричної мережі прямим та ітераційним методами»

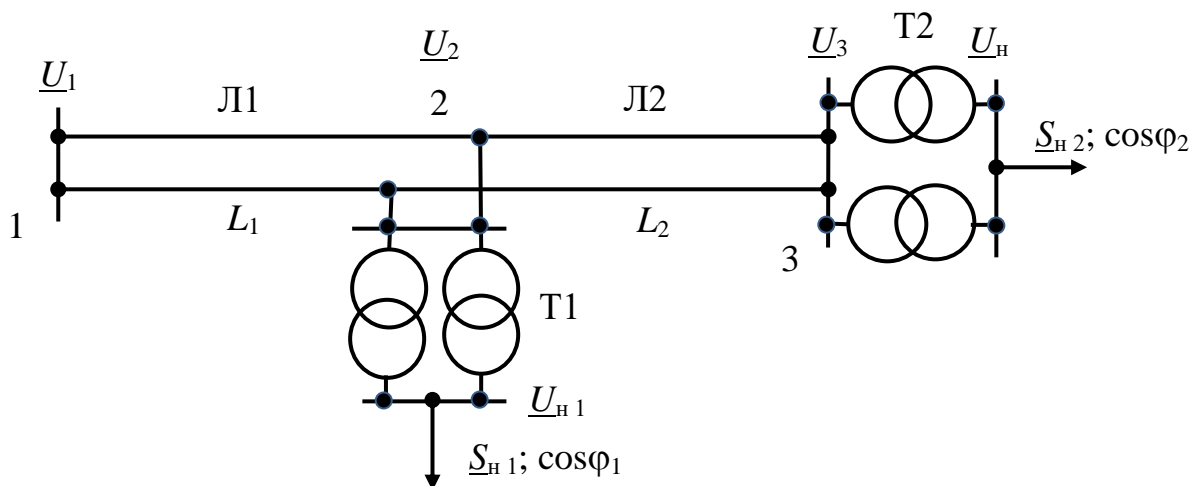


Рисунок 2.6 – Схема магістральної лінії електричної мережі

Таблиця 2.6 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Розрахунок режимів магістральних ліній електричної мережі прямим та ітераційним методами»

Варіанти	Характеристика ліній Л1		Типи трансформаторів Т1	Потужність навантаження $S_{н1}$ , МВА
	Марки дротів	$L_1$ , км		
1	АСК-240/32	30	2×ТДН-10000/110	12,5
2	АС-240/32	25	2×ТДН-16000/110	20
3	2(АСКС-150/24)	35	1×ТРДН-25000/110	25
4	2(АСКП-185/29)	20	1×ТРДН-40000/110	40
5	АСК-240/32	15	2×ТРДН-32000/150	45
6	АСКС-240/32	25	2×ТДН-16000/150	22,5
7	2(АСК-150/24)	20	2×ТРДН-32000/150	42,5
8	2(АСКП-185/29)	35	1×ТРДН-63000/150	60
9	2(АС-240/32)	100	2×ТРДЦН-63000/220	80
10	2(АСК-300/39)	120	2×ТРДН-40000/220	50
11	2(АСКП-400/51)	80	1×ТРДЦН-63000/220	55
12	АСКС-500/64	100	2×ТРДН-40000/220	50
13	2(АС-240/32)	30	2×ТРДЦН-63000/110	85
14	2(АСК-240/32)	35	2×ТРДН-40000/110	55
15	2(АСКС-240/32)	40	2×ТРДН-25000/110	35
16	2(АСКП-240/32)	25	2×ТРДЦН-80000/110	80
17	2(АСК-240/32)	115	1×ТРДЦН-63000/220	55
18	2(АС-300/39)	95	1×ТРДЦН-100000/220	90
19	2(АСК-400/51)	105	1×ТРДЦН-160000/220	150
20	2(АС-300/39)	90	1×ТРДЦН-63000/220	60

Продовження табл. 2.6

Варіант и	Характеристика ліній Л2		Типи трансформаторів Т2	Потужність навантаження $S_{H2}$ , МВА
	Марки дротів	$L_2$ , км		
1	АСК-185/29	25	2×ТДН-16000/110	20
2	АСКС-240/32	20	2×ТРДН-25000/110	30
3	2(АСК-120/19)	30	2×ТРДН-40000/110	50
4	2(АСК-150/24)	25	2×ТРДН-63000/110	80
5	АСК-185/29	20	2×ТДН-16000/150	20
6	АСКС-240/32	25	2×ТРДН-32000/150	40
7	2(АСК-120/19)	30	2×ТРДН-63000/150	80
8	2(АСК-150/29)	20	1×ТРДН-32000/150	30
9	2(АС-240/32)	80	2×ТРДН-40000/220	50
10	2(АСК-300/39)	100	2×ТРДЦН-63000/220	80
11	АСКП-400/51	120	1×ТРДН-40000/220	30
12	АСКС-500/64	100	2×ТРДН-40000/220	40
13	2(АС-240/32)	20	2×ТРДЦН-80000/110	100
14	2(АСК-240/32)	25	2×ТРДЦН-125000/110	130
15	2(АСКС-240/32)	30	2×ТРДЦН-63000/110	80
16	2(АСКП-240/32)	25	2×ТРДЦН-80000/110	100
17	2(АСК-240/32)	120	2×ТРДЦН-63000/220	80
18	2(АС-300/39)	100	2×ТРДЦН-100000/220	120
19	2(АСК-400/51)	80	2×ТРДЦН-160000/220	200
20	2(АСК-240/32)	40	2×ТРДЦН-100000/220	120

Примітка.  $U_1 = 1,05 U_{НОМ.В}$ ;  $\cos\varphi_{10} = 0,93$ ;  $\cos\varphi_{35} = 0,89$ .

## 2.7. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів складнорозгалужених електричних мереж»

Схема 1

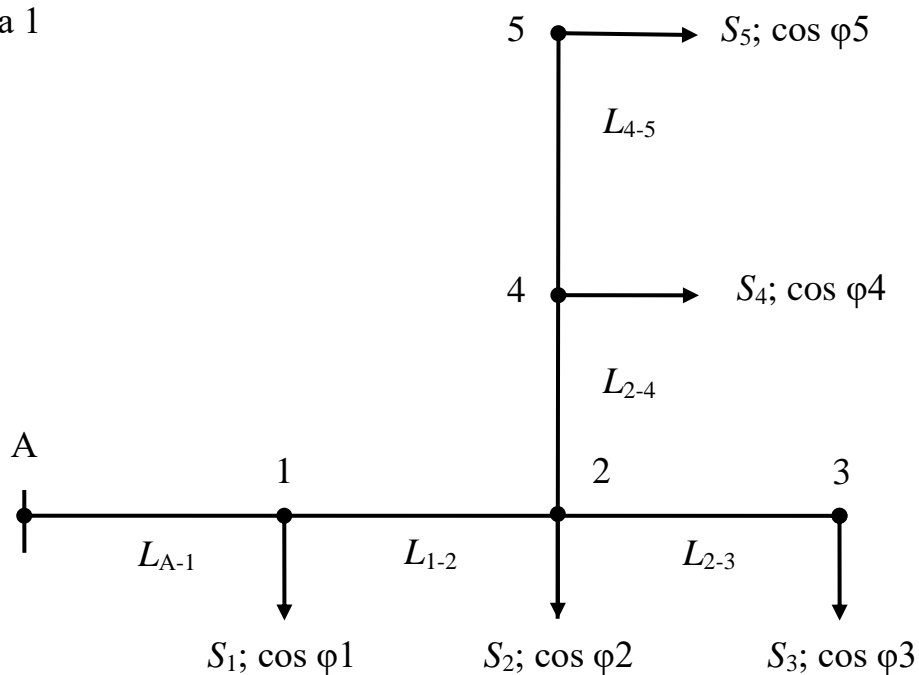


Схема 2

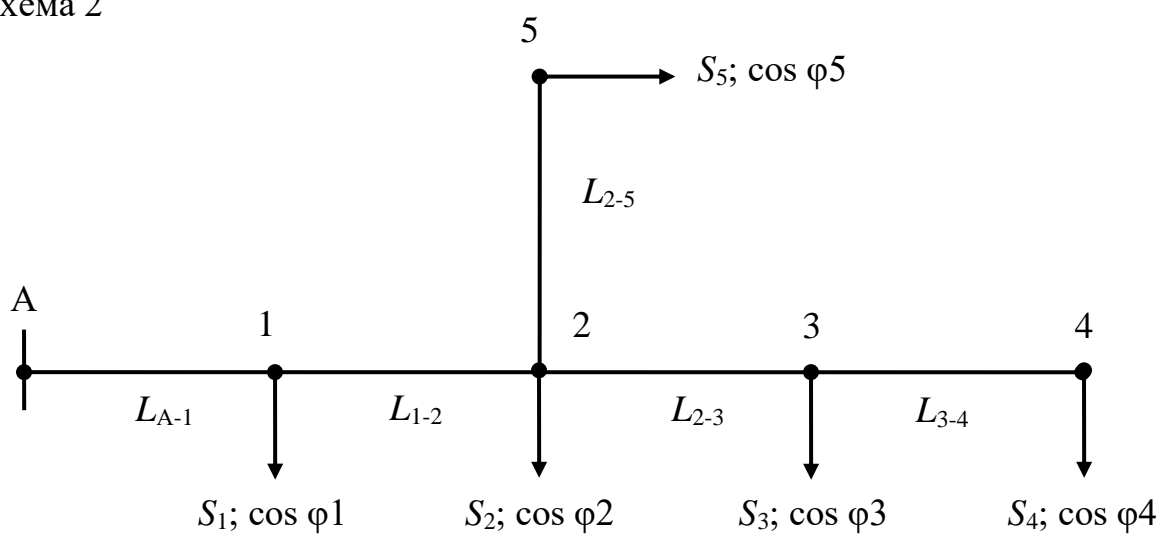


Рисунок 2.7 – Схеми складнорозгалужених електричних мереж

Таблиця 2.7 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Розрахунок режимів складнорозгалужених електричних мереж»

Варіанти	$S_1$ , МВА	$S_2$ , МВА	$S_3$ , МВА	$S_4$ , МВА	$S_5$ , МВА
1	10	15	20	25	30
2	40	25	15	30	10
3	20	25	30	10	15
4	25	30	35	20	10
5	30	10	20	25	30
6	10	20	25	30	15
7	20	25	30	15	10
8	25	30	10	15	20
9	30	25	20	10	15
10	20	30	25	15	10
11	30	20	10	25	15
12	30	20	25	10	15
13	20	25	10	15	30
14	25	30	15	20	10
15	30	10	20	25	15
16	30	20	10	15	25
17	20	25	30	10	15
18	25	30	10	15	20
19	30	10	15	20	25
20	40	30	25	35	40

Продовження табл. 2.7

Варіанти	Схеми	$L_{A-1}$ , КМ	$L_{1-2}$ , КМ	$L_{2-3}$ , КМ	$L_{2-4}$ , КМ	$L_{4-5}$ , КМ
1	1	30	40	20	25	30
2		40	20	25	30	40
3		20	25	30	40	20
4		25	30	40	20	25
5		30	40	20	25	30
6		40	20	25	30	40
7		20	25	30	40	20
8		25	30	40	25	25
9		30	40	30	30	35
10		40	30	25	35	40
11	2	20	25	30	40	20
12		25	30	40	20	25
13		30	40	20	25	30
14		40	20	25	30	40
15		20	25	30	40	20
16		25	30	40	25	25
17		30	40	30	30	35
18		40	30	25	35	40
19		40	20	25	30	40
20		20	25	30	40	20

Примітка.  $F = 240/32 \text{ мм}^2$ ;  $\cos \varphi_1 = \cos \varphi_2 = \cos \varphi_3 = \cos \varphi_4 = \cos \varphi_5 = 0,88$ .

## 2.8. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів розімкнених електричних мереж кількох номінальних напруг»

Схема №1

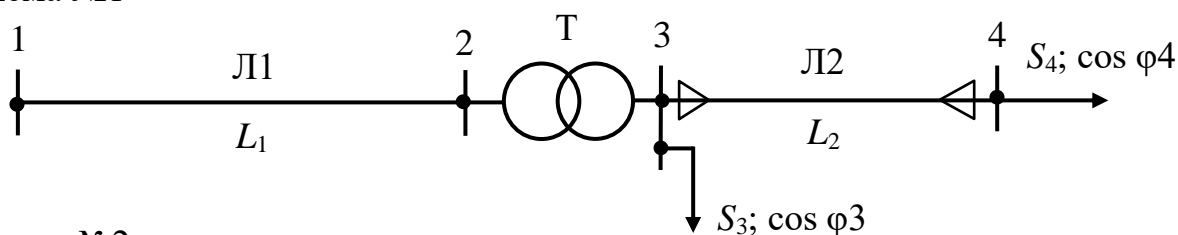


Схема №2

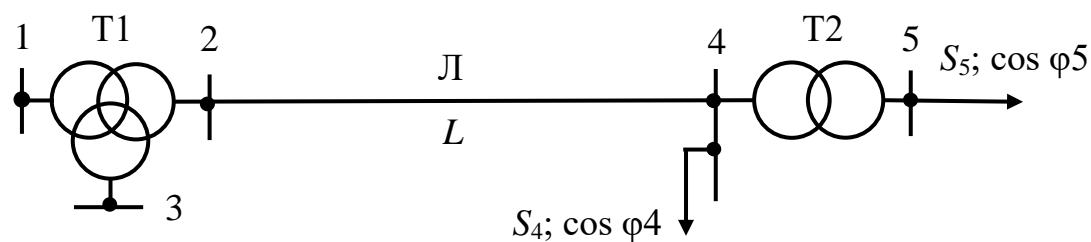


Рисунок 2.8 – Схеми електричної мережі 110/10 кВ

Таблиця 2.8 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Розрахунок режимів розімкнених електричних мереж кількох номінальних напруг»

Варіанти	Схема електричної мережі 110/10 кВ №1		
	Характеристика ліній Л1 ( $U_{\text{ном1}} = 110$ кВ)		Типи трансформаторів Т
	$n_{\text{ц}}(F)$ , шт. (мм <sup>2</sup> )	$L_1$ , км	
1	1(120/19)	30	2×ТМН-6300/110
2	1(150/24)	40	2×ТДН-10000/110
3	1(185/29)	50	2×ТДН-16000/110
4	1(240/32)	35	2×ТРДН-25000/110
5	1(240/32)	45	2×ТДН-16000/110
6	1(120/19)	25	2×ТДН-10000/110
7	1(150/24)	30	2×ТДН-16000/110
8	1(185/29)	35	2×ТРДН-25000/110
9	1(240/32)	40	2×ТРДН-40000/110
10	1(240/32)	45	2×ТДН-16000/110

Продовження табл. 2.8

Варіанти	Схема електричної мережі 110/10 кВ №1			
	Характеристика ліній Л2 ( $U_{\text{ном}2} = 10$ кВ)		$S_3$ , МВА	$S_4$ , МВА
	$n_{\text{ц}}(F)$ , шт. (мм <sup>2</sup> )	$L_2$ , км		
1	2(3×120)	5	4,5	4
2	2(3×150)	7,5	10	5
3	2(3×240)	10	15	6
4	2(3×120)	7,5	25	4,5
5	2(3×150)	10	15	5,5
6	2(3×240)	5	7	6,5
7	2(3×120)	5	17	4
8	2(3×150)	7,5	27	4,5
9	2(3×185)	10	40	5
10	2(3×240)	12,5	15	5,6

Продовження табл. 2.8

Варіанти	Схема електричної мережі 110/10 кВ №2		
	Типи трансформаторів Т1	Характеристика ліній Л ( $U_{\text{ном}} = 35$ кВ)	
		$n_{\text{ц}}(F)$ , шт. (мм <sup>2</sup> )	$L$ , км
11	2×ТМТН-6300/110	2(70/11)	10
12	2×ТДТН-10000/110	2(95/16)	12,5
13	ТДТН-16000/110	2(120/19)	15
14	ТДТН-25000/110	2(150/24)	12,5
15	ТДТН-16000/110	2(120/19)	15
16	2×ТДТН-10000/110	2(95/16)	10
17	2×ТМТН-6300/110	2(95/16)	12,5
18	ТДТН-25000/110	2(150/24)	12,5
19	ТДТН-16000/110	2(95/16)	15
20	2×ТДТН-10000/110	2(120/19)	12,5

Продовження табл. 2.8

Варіанти	Схема електричної мережі 110/10 кВ №2		
	Типи трансформаторів Т2	$S_4$ , МВА	$S_5$ , МВА
11	ТМН-4000/35	4,5	4
12	ТМН-6300/35	8	6
13	2×ТМН-2500/35	12,5	3,5
14	2×ТМН-6300/35	15,5	7,5
15	2×ТМН-4000/35	10	5,5
16	ТМН-6300/35	8	6
17	ТМН-4000/35	4,5	4
18	2×ТМН-6300/35	15,5	8,5
19	2×ТМН-4000/35	10	5,5
20	ТМН-6300/35	7,5	6

*Примітка.* Для схеми №1  $\cos \varphi_3 = \cos \varphi_4 = 0,93$ ; для схеми №2  $\cos \varphi_4 = 0,89$ ;  $\cos \varphi_5 = 0,93$ .

## 2.9. Комплексне розрахункове завдання «Розрахунок розімкнутих електричних мереж»

### 2.9.1. Вихідні дані до комплексного розрахункового завдання «Розрахунок розімкнених електричних мереж»

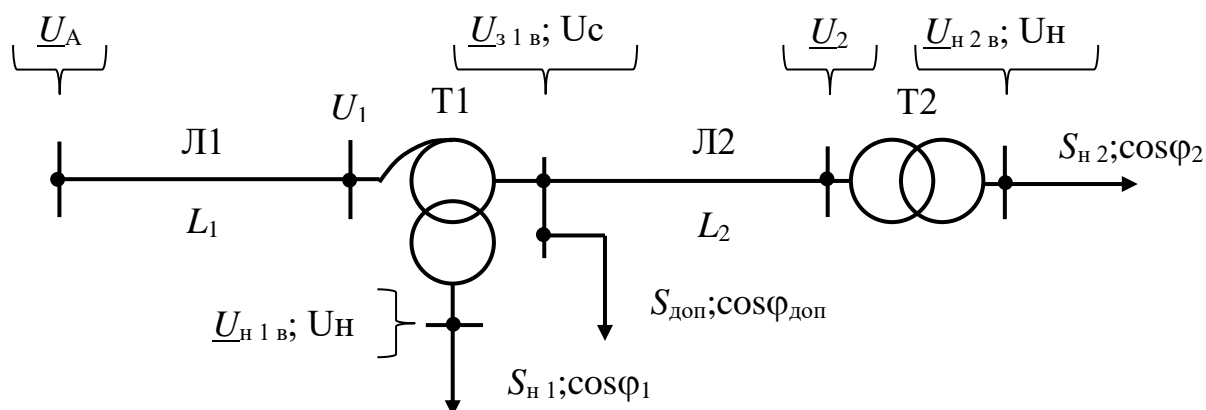


Рисунок 2.9 – Схема розімкнутої електричної мережі

Таблиця 2.9 – Вихідні дані до комплексного розрахункового завданням  
«Розрахунок розімкнених електричних мереж»

Варіанти	Характеристика ліній Л1		Типи автотрансформаторів Т1
	Марки дротів	$L_1$ , км	
1	2(2×АС-240/32)	100	АТДЦТН–125000/330/110
2	2(2×АСК-300/39)	120	АТДЦТН–200000/330/110
3	2×АСКС-400/51	140	АТДЦТН–125000/330/110
4	2×АСКП-500/64	160	АТДЦТН–200000/330/110
5	2(2×АС-240/32)	110	АТДЦТН–250000/330/150
6	2(2×АСК-300/39)	130	АТДЦТН–400000/330/150
7	2×АСКС-400/51	150	АТДЦТН–250000/330/150
8	2×АСКП-500/64	100	АТДЦТН–400000/330/150
9	2×АСКС-400/51	110	АТДЦТН–240000/330/220
10	2×АСКП-500/64	120	АОДЦТН–133000/330/220
11	2(2×АСК-300/39)	130	АТДЦТН–240000/330/220
12	2×АСКС-400/51	140	АОДЦТН–133000/330/220
13	2(3×АСК-300/66)	300	АТДЦТН–250000/500/110
14	2(3×АСКП-330/43)	280	АТДЦТН–250000/500/110
15	3×АСКС-400/51	320	2×АТДЦТН–250000/500/110
16	3×АС-500/64	290	2×АТДЦТН–250000/500/110
17	2(3×АСК-300/66)	310	АТДЦТН–500000/500/220
18	2(3×АСКП-330/43)	330	АТДЦТН–500000/500/220
19	3×АСКС-400/51	300	2×АТДЦТН–500000/500/220
20	3×АС-500/64	320	2×АТДЦТН–500000/500/220

Продовження табл. 2.9

Варіанти	Характеристика ліній Л2		Типи трансформаторів Т2
	Марки дротів	$L_2$ , км	
1	АСК-185/29	25	2×ТДН-16000/110
2	АСКС-240/32	20	2×ТРДН-25000/110
3	2(АСК-120/19)	30	2×ТРДН-40000/110
4	2(АСК-150/24)	25	2×ТРДН-63000/110
5	АСК-185/29	20	2×ТДН-16000/150
6	АСКС-240/32	25	2×ТРДН-32000/150
7	2(АСК-120/19)	30	2×ТРДН-63000/150
8	2(АСК-150/29)	20	2×ТДТН-25000/150
9	2(АС-240/32)	80	2×ТРДН-40000/220
10	2(АСК-300/39)	100	2×ТРДЦН-63000/220
11	АСКП-400/51	120	2×ТДТН-25000/220
12	АСКС-500/64	100	2×ТДТН-40000/220
13	2(АС-240/32)	20	2×ТРДЦН-80000/110
14	2(АСК-240/32)	25	2×ТРДЦН-125000/110
15	2(АСКС-240/32)	30	2×ТДТН-63000/110
16	2(АСКП-240/32)	25	2×ТДТН-80000/110
17	2(АС-240/32)	100	2×ТРДН-40000/220
18	2(АСК-240/32)	120	2×ТРДЦН-63000/220
19	2(АС-300/39)	100	2×ТРДЦН-100000/220
20	2(АСК-400/51)	80	2×ТРДЦН-160000/220

Закінчення табл. 2.9

варіант	$S_{H1}$ , МВА	$S_{H2}$ , МВА	$S_{доп}$ , МВА
1	80	20	20
2	100	30	60
3	75	50	–
4	110	80	–
5	120	20	100
6	–	40	340
7	100	60	20
8	–	30 *)	360
9	80	50	100
10	100	80	160
11	80	50 *)	110
12	100	40 *)	130
13	120	100	20
14	110	130	–
15	180	80 *)	60
16	200	100*)	–
17	–	50	400
18	–	80	400
19	–	100	400
20	–	140	360

\*) для триобмотувальних трансформаторів  $S_{H2}$  відповідає навантаженню на середній стороні трансформаторів, тобто  $S_{c2}$ .

*Примітка.*  $U_A = 1,05 U_{ном.В}$ ;  $\cos\varphi_{10} = 0,93$ ;  $\cos\varphi_{35} = 0,89$ ;  $\cos\varphi_{110} = 0,88$ ;  $\cos\varphi_{150} = 0,87$ ;  $\cos\varphi_{220} = 0,86$ .

### 2.9.2. Приклад виконання комплексного розрахункового завдання «Розрахунок розімкнених електричних мереж»

1. Характеристика схеми розімкненої електричної мережі та вихідних даних для розрахунків

Схема розімкненої електричної мережі показано на рис. 2.9.

*Примітка.* За виконання відповідного варіанта комплексного розрахункового завдання у звіті слід навести рис. 2.9.

Вихідні дані для розрахунків наведено у табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Вихідні дані до комплексного розрахункового завдання «Розрахунок розімкнених електричних мереж»

Характеристика лінії Л1		Тип автотрансформаторів Т1	Характеристика лінії Л2		Тип трансформаторів Т2
Марка дроту	$L_1$ , км		Марка дроту	$L_2$ , км	
2×АСКС-400/51	140	АТДЦТН-125000/330/110	2(АСК-120/19)	30	2×ТРДН-40000/110

Продовження табл. 2.10

$S_{н1}$ , МВА	$S_{н2}$ , МВА	$S_{доп}$ , МВА
40	50	30

*Примітка.*  $U_A = 1,05 U_{ном.в}$ ;  $\cos\varphi_{10} = 0,93$ ;  $\cos\varphi_{35} = 0,89$ ;  $\cos\varphi_{110} = 0,88$ ;  $\cos\varphi_{150} = 0,87$ ;  $\cos\varphi_{220} = 0,86$ .

Перед виконанням відповідного варіанта розрахункового завдання необхідно за вихідними даними визначити:

– для ліній Л1 та Л2 – номінальна напруга  $U_{ном}$ ; переріз проводів; кількість ланцюгів;

– для трансформаторів Т1 та Т2 – вид трансформаторів (двообмотувальні, триобмотувальні або автотрансформатори); номінальні напруги мережі на вищій  $U_{ном.в}$ , середній  $U_{ном.с}$  та нижчій  $U_{ном.н}$  сторонах трансформаторів (автотрансформаторів); кількість трансформаторів (автотрансформаторів) пункту.

2. Складання повної схеми заміщення електричної мережі та визначення її параметрів

а) Повні П-подібні схеми заміщення ліній різних номінальних напруг наведено на рис. 2.10.

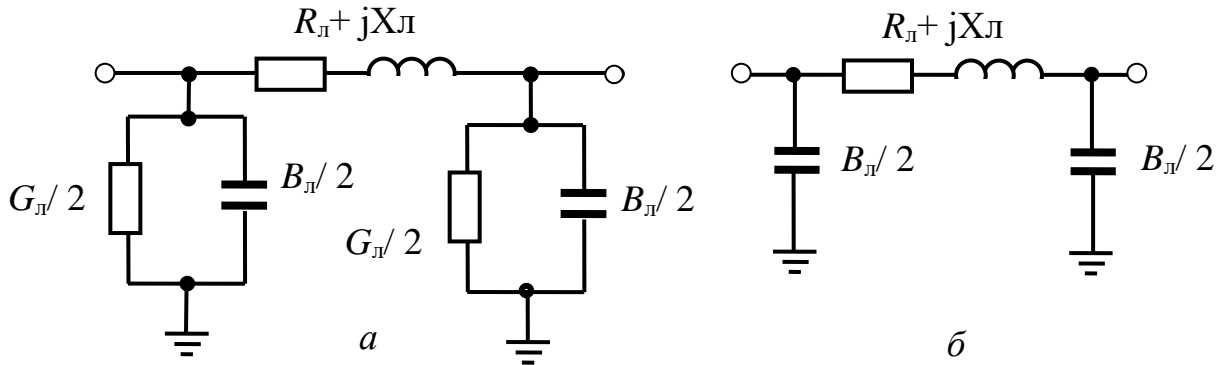


Рисунок 2.10 – Повні П-подібні схеми заміщення ліній:

а –  $U_{\text{ном}} \geq 330$  кВ; б –  $U_{\text{ном}} = 110\text{--}220$  кВ

Активні та індуктивні опори, Ом, ліній

$$R_{\text{л}} = r_{0 \text{ спр}} L / n_{\text{ц}}; \quad X_{\text{л}} = x_{0 \text{ спр}} L / n_{\text{ц}}.$$

Активні та реактивні провідності, Див, ліній

$$G_{\text{л}} = \Delta P_{\text{кор 0 спр}} L n_{\text{ц}} / U_{\text{ном}}^2; \quad B_{\text{л}} = b_{0 \text{ спр}} L n_{\text{ц}},$$

де  $r_{0 \text{ спр}}$ ,  $x_{0 \text{ спр}}$ ,  $b_{0 \text{ спр}}$ ,  $\Delta P_{\text{кор 0 спр}}$  – питомі параметри ліній, що визначаються за довідковими даними додатка А [3].

б) Повна Г-подібна схема заміщення двообмотувального трансформатора наведено на рис. 2.11.

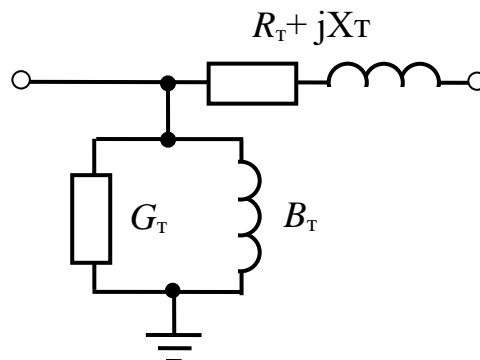


Рисунок 2.11 – Повна Г-подібна схема заміщення двообмотувальних трансформаторів

Активні та індуктивні опори, Ом, двообмотувальних трансформаторів

$$R_T = R_{T \text{ спр}} / n_T; \quad X_T = X_{T \text{ спр}} / n_T.$$

Активні та реактивні провідності, Див, двообмотувальних трансформаторів

$$G_T = \Delta P_{X \text{ спр}} n_T / U_{н.в}^2; \quad B_T = \Delta Q_{X \text{ спр}} n_T / U_{н.в}^2,$$

де  $R_{T \text{ спр}}$ ,  $X_{T \text{ спр}}$ ,  $\Delta P_{X \text{ спр}}$ ,  $\Delta Q_{X \text{ спр}}$  - каталожні та розрахункові дані двообмотувального трансформатора, що визначаються за довідковими даними додатка Б [3];  $U_{н.в}$  - номінальна напруга обмотки вищої напруги двообмотувального трансформатора (додаток В [3]).

в) Повна променева схема заміщення триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів наведена на рис. 2.12.

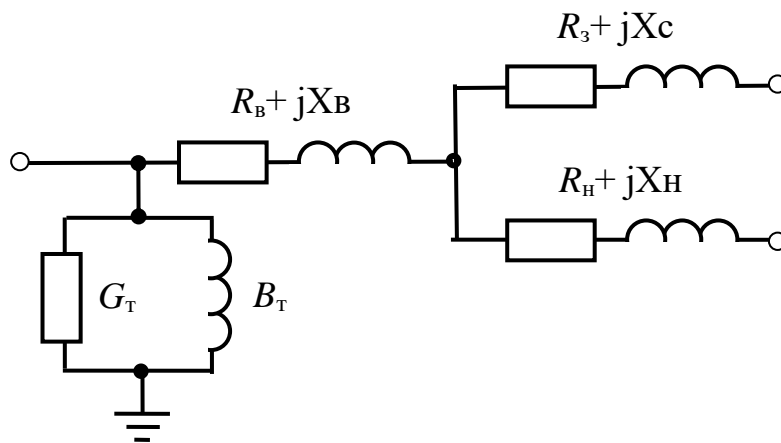


Рисунок 2.12 – Повна променева схема заміщення триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів

Активні та індуктивні опори, Ом, обмоток вищої, середньої та нижчої напруг

$$R_B = R_{B \text{ спр}} / n_T; \quad R_C = R_{C \text{ спр}} / n_T; \quad R_H = R_{H \text{ спр}} / n_T;$$

$$X_B = X_{B \text{ спр}} / n_T; \quad X_C = X_{C \text{ спр}} / n_T; \quad X_H = X_{H \text{ спр}} / n_T,$$

де  $R_{B \text{ спр}}$ ;  $R_{C \text{ спр}}$ ;  $R_{H \text{ спр}}$ ,  $X_{B \text{ спр}}$ ;  $X_{C \text{ спр}}$ ;  $X_{H \text{ спр}}$  – розрахункові параметри триобмотувального трансформатора та автотрансформатора, що визначаються за довідковими даними додатків Г або Д [3].

Активні та реактивні провідності триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів визначаються за виразами, аналогічними для двообмотувальних трансформаторів.

Тоді лінії Л1 напругою  $U_{\text{ном}} = 330$  кВ, виконаної проводами 2×АСКС-400/51, питомі параметри, що визначаються за довідковими даними додатка А [3], дорівнюють  $r_0 = 0,0375$  Ом/км;  $x_0 = 0,323$  Ом/км;  $b_0 = 0,0346 \cdot 10^{-4}$ ;  $\Delta P_{\text{кор}0} = 2,2$  кВт/км;  $q_0 = 0,415$  Мвар/км, а параметри повної П-подібної схеми заміщення одноланцюгової лінії Л1 завдовжки  $L_1 = 140$  км.

$$R_{\text{л}1} = r_0 L_1 / n_{\text{ц}} = 0,0375 \cdot 140 / 1 = 5,25 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л}1} = x_0 L_1 / n_{\text{ц}} = 0,323 \cdot 140 / 1 = 45,22 \text{ Ом};$$

$$G_{\text{л}1} = \Delta P_{\text{кор}0} L_1 n_{\text{ц}} / U_{\text{ном}}^2 = 2,2 \cdot 140 \cdot 1 \cdot 10^{-3} / 330^2 = 2,8 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$B_{\text{л}1} = b_0 L_1 n_{\text{ц}} = 0,0346 \cdot 10^{-4} \cdot 140 \cdot 1 = 4,844 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Для лінії Л2 напругою  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ, виконаної проводами 2(АСК-120/19), питомі параметри, що визначаються за довідковими даними додатка А [3], дорівнюють  $r_0 = 0,249$  Ом/км;  $x_0 = 0,427$  Ом/км;  $b_0 = 0,0266 \cdot 10^{-4}$ ;  $q_0 = 0,0355$  Мвар/км, а параметри повної П-подібної схеми заміщення дволанцюгової лінії Л2 завдовжки  $L_2 = 30$  км рівні:

$$R_{\text{л}2} = r_0 L_2 / n_{\text{ц}} = 0,249 \cdot 30 / 2 = 3,735 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л}2} = x_0 L_2 / n_{\text{ц}} = 0,427 \cdot 30 / 2 = 6,405 \text{ Ом};$$

$$B_{\text{л}2} = b_0 L_2 n_{\text{ц}} = 0,0266 \cdot 10^{-4} \cdot 30 \cdot 2 = 1,8596 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Для автотрансформатора Т1 типу АТДЦТН-125000/330/110 каталожні та розрахункові дані, що визначаються за довідковими даними додатка Д [3], дорівнюють  $S_{\text{ном.т}} = 125$  МВА;  $U_{\text{н.в}} = 330$  кВ;  $U_{\text{н.с}} = 115$  кВ;  $U_{\text{н.н}} = 38,5$  кВ;  $R_{\text{в.спр}} = 1,3$  Ом;  $R_{\text{с.спр}} = 1,3$  Ом;  $R_{\text{н.спр}} = 2,6$  Ом;  $X_{\text{в.спр}} = 91,5$  Ом;  $X_{\text{с.спр}} = 0$  Ом;  $X_{\text{н.спр}} = 213,4$  Ом;  $\Delta P_{\text{х.спр}} = 115$  кВт;  $\Delta Q_{\text{х.спр}} = 625$  квар, а параметри повної променевої схеми заміщення одного автотрансформатора Т1 дорівнюють:

$$R_{\text{в}1} = R_{\text{в.спр}} / n_{\text{т}} = 1,3 / 1 = 1,3 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{с}1} = R_{\text{с.спр}} / n_{\text{т}} = 1,3 / 1 = 1,3 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{н}1} = R_{\text{н.спр}} / n_{\text{т}} = 2,6 / 1 = 2,6 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{в}1} = X_{\text{в.спр}} / n_{\text{т}} = 91,5 / 1 = 91,5 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{с}1} = X_{\text{с.спр}} / n_{\text{т}} = 0 / 1 = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{н}1} = X_{\text{н.спр}} / n_{\text{т}} = 213,4 / 1 = 213,4 \text{ Ом};$$

$$G_{\text{т}1} = \Delta P_{\text{х.спр}} n_{\text{т}} / U_{\text{н.в}}^2 = 115 \cdot 1 \cdot 10^{-3} / 330^2 = 1 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$B_{T1} = \Delta Q_{x \text{ спр}} n_T / U_{н.в}^2 = 625 \cdot 1 \cdot 10^{-3} / 330^2 = 5,7 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Для двообмотувального трансформатора Т2 типу ТРДН-40000/110 каталожні та розрахункові дані, що визначаються за довідковими даними додатка [3], рівні  $S_{\text{ном.Т}} = 40 \text{ МВА}$ ;  $U_{н.в} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{н.н} = 10,5 \text{ кВ}$ ;  $R_{\text{Т спр}} = 1,4 \text{ Ом}$ ;  $X_{\text{Т спр}} = 34,7 \text{ Ом}$ ;  $\Delta P_{x \text{ спр}} = 36 \text{ кВт}$ ;  $\Delta Q_{x \text{ спр}} = 260 \text{ квар}$ , а параметри повної Г-подібної схеми заміщення двох трансформаторів Т2 дорівнюють:

$$R_{T2} = R_{\text{Т спр}} / n_T = 1,4 / 2 = 0,7 \text{ Ом}; \quad X_{T,2} = X_{\text{Т спр}} / n_T = 34,7 / 2 = 17,35 \text{ Ом};$$

$$G_{T,2} = \Delta P_{x \text{ спр}} n_T / U_{н.в}^2 = 36 \cdot 2 \cdot 10^{-3} / 115^2 = 5,4 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$B_{T2} = \Delta Q_{x \text{ спр}} n_T / U_{н.в}^2 = 260 \cdot 2 \cdot 10^{-3} / 115^2 = 39,3 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

3. Складання розрахункової схеми заміщення електричної мережі та визначення її параметрів

а) Розрахункові П-подібні схеми заміщення ліній різних номінальних напруг наведено на рис. 2.13;

Активне  $R_{\text{л}}$  та індуктивне  $X_{\text{л}}$  опору ліній приймаються з розрахунків параметрів повної схеми заміщення електричної мережі.

Втрати активної потужності, МВт, на корону рівні

$$\Delta P_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{кор}0} L n_{\text{ц}};$$

Зарядна ємнісна потужність, Мвар, ліній дорівнює

$$Q_{\text{зар}} = q_0 L n_{\text{ц}},$$

де  $\Delta P_{\text{кор}0}$ ,  $q_0$  – питомі параметри ліній, що визначаються за довідковими даними додатка А [3];

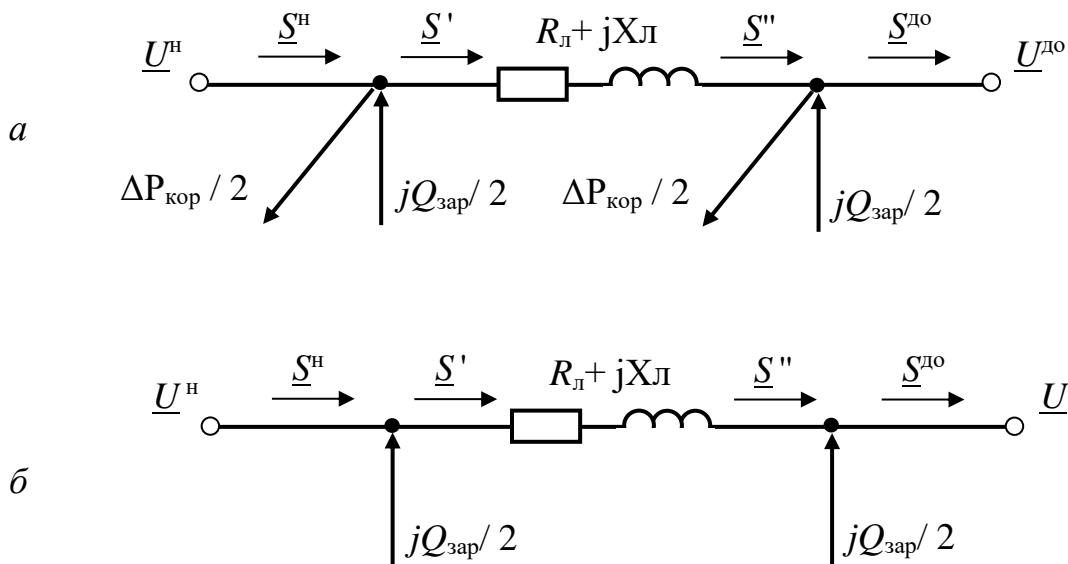


Рисунок 2.13 – Розрахункові П-подібні схеми заміщення ліній:

а –  $U_{\text{НОМ}} \geq 330$  кВ; б –  $U_{\text{НОМ}} = 110\text{--}220$  кВ

б) Розрахункова Г-подібна схема заміщення двообмотувальних трансформаторів наведено на рис. 2.14;

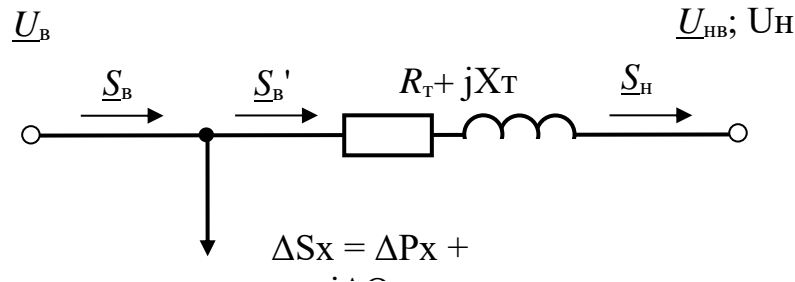


Рисунок 2.14 – Розрахункова Г-подібна схема заміщення двообмотувальних трансформаторів

Активне  $R_T$  та індуктивне  $X_T$  опору двообмотувальних трансформаторів приймаються з розрахунків параметрів повної схеми заміщення електричної мережі.

Активна та реактивна складові потужності, МВт та Мвар, холостого ходу двообмотувальних трансформаторів рівні

$$\Delta P_x = \Delta P_{x \text{ спр}} n_T; \quad \Delta Q_x = \Delta Q_{x \text{ спр}} n_T,$$

де  $\Delta P_{x \text{ спр}}$  і  $\Delta Q_{x \text{ спр}}$  – каталожні та розрахункові дані двообмотувального трансформатора, що визначаються за довідковими даними додатка В [3].

в) Розрахункова променева схема заміщення триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів наведена на рис. 2.15.

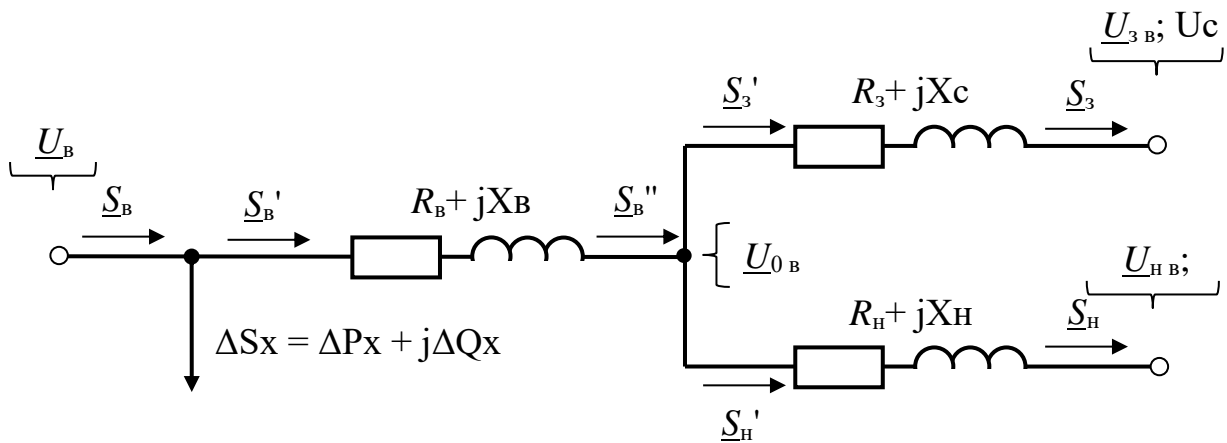


Рисунок 2.15 – Розрахункова променева схема заміщення триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів

Активні  $R_B$ ,  $R_C$ ,  $R_H$  та індуктивні  $X_B$ ,  $X_C$ ,  $X_H$  опору триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів приймаються з розрахунків параметрів повної схеми заміщення електричної мережі.

Активна та реактивна складові потужності, МВт та Мвар, холостого ходу триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів

$$\Delta P_x = \Delta P_{x \text{ спр}} n_T; \quad \Delta Q_x = \Delta Q_{x \text{ спр}} n_T,$$

де  $\Delta P_{x \text{ спр}}$  і  $\Delta Q_{x \text{ спр}}$  – каталожні та розрахункові дані триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів, що визначаються за довідковими даними додатків Г або Д [3].

Тоді для лінії Л1 параметри розрахункової П-подібної схеми заміщення дорівнюють:

$$R_{л1} = 5,25 \text{ Ом}; \quad X_{л1} = 45,22 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_{\text{кор}1} = \Delta P_{\text{кор}0} L_1 n_{ц} = 2,2 \cdot 10^{-3} \cdot 140 \cdot 1 = 0,308 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{зар}1} = q_0 L_1 n_{ц} = 0,415 \cdot 140 \cdot 1 = 58,1 \text{ Мвар}.$$

Для лінії Л2 параметри розрахункової П-подібної схеми заміщення дорівнюють:

$$R_{л2} = 3,735 \text{ Ом}; \quad X_{л2} = 6,405 \text{ Ом};$$

$$Q_{\text{зар}2} = q_0 L_2 n_{ц} = 0,0355 \cdot 30 \cdot 2 = 2,13 \text{ Мвар}.$$

Для автотрансформатора Т1 параметри розрахункової променевої схеми заміщення дорівнюють:

$$\begin{aligned} R_{в1} &= 1,3 \text{ Ом}; R_{с1} = 1,3 \text{ Ом}; R_{н1} = 2,6 \text{ Ом}; \\ X_{в1} &= 91,5 \text{ Ом}; X_{с1} = 0 \text{ Ом}; X_{н1} = 213,4 \text{ Ом}; \\ \Delta P_{x1} &= \Delta P_{x \text{ спр}} n_T = 115 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,115 \text{ МВт}; \\ \Delta Q_{x1} &= \Delta Q_{x \text{ спр}} n_T = 625 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,625 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

Для двообмотувальних трансформаторів Т2 параметри розрахункової Г-подібної схеми заміщення дорівнюють:

$$\begin{aligned} R_{Т2} &= 0,7 \text{ Ом}; X_{Т2} = 17,35 \text{ Ом}; \\ \Delta P_{x2} &= \Delta P_{x \text{ спр}} n_T = 36 \cdot 10^{-3} \cdot 2 = 0,072 \text{ МВт}; \\ \Delta Q_{x2} &= \Delta Q_{x \text{ спр}} n_T = 260 \cdot 10^{-3} \cdot 2 = 0,52 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

Повні схеми заміщення Л1, Т1, Л2, Т2 з'єднуються у загальну повну схему заміщення розімкнутої електричної мережі. На цій схемі заміщення вказуються числові значення її параметрів.

Розрахункові схеми заміщення Л1, Т1, Л2, Т2 з'єднуються у загальну розрахункову схему заміщення розімкнутої електричної мережі. На цій схемі заміщення вказуються числові значення її параметрів.

4. Визначення значень потужності на ділянках розрахункової схеми заміщення електричної мережі

а) знаходження значень потужності на ділянках розрахункової схеми заміщення електричної мережі здійснюється від кінця на початок мережі при допущенні рівності номінальних напруг у вузлах мережі. При розрахунках використовуються позначення потужностей для схем заміщення ліній, двообмотувальних трансформаторів, триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів, показані на рис. 2.13-2.15.

*Примітка.* Задані значення потужності  $S_{н1}$ ,  $S_{н2}$  і  $S_{\text{доп}}$ , (див. рис. 2.10 і табл. 2.9) перетворюються до виду  $\underline{S}_{н1} = P_{н1} + jQ_{н1}$ ,  $\underline{S}_{н2} = P_{н2} + jQ_{н2}$  и  $\underline{S}_{\text{доп}} = P_{\text{доп}} + jQ_{\text{доп}}$  на основі співвідношень  $P = S \cos \varphi$ ;  $Q = S \sin \varphi$ , де  $\cos \varphi$  – значення коефіцієнта потужності для відповідної номінальної напруги обмоток трансформаторів (ліній), наведені у примітці до табл. 2.9;

б) визначення значень потужності на ділянках схеми заміщення ліній за співвідношенням (див. рис. 2.13)

$$U_{\text{НОМ}} \geq 330 \text{ кВ}$$

$$\underline{S}_L'' = \underline{S}_L^k + \Delta P_{\text{кор}} / 2 - jQ_{\text{зар}} / 2;$$

$$\underline{S}_L' = \underline{S}_L'' + \Delta \underline{S}_L,$$

де  $\Delta \underline{S}_L = \{[(P_L'')^2 + (Q_L'')^2] / U_{\text{НОМ}}^2\} (R_L + jX_L);$

$$\underline{S}_L^H = \underline{S}_L' + \Delta P_{\text{кор}} / 2 - jQ_{\text{зар}} / 2;$$

$$U_{\text{НОМ}} = 110\text{--}220 \text{ кВ}$$

$$\underline{S}_L'' = \underline{S}_L^k - jQ_{\text{зар}} / 2;$$

$$\underline{S}_L' = \underline{S}_L'' + \Delta \underline{S}_L,$$

де  $\Delta \underline{S}_L = \{[(P_L'')^2 + (Q_L'')^2] / U_{\text{НОМ}}^2\} (R_L + jX_L);$

$$\underline{S}_L^H = \underline{S}_L' - jQ_{\text{зар}} / 2;$$

в) визначення значень потужності на ділянках схеми заміщення двообмотувальних трансформаторів виконується за співвідношенням (див. рис. 2.14):

$$\underline{S}_B' = \underline{S}_H + \Delta \underline{S}_H,$$

де  $\Delta \underline{S}_T = \{[(P_H)^2 + (Q_H)^2] / U_{\text{НОМ}}^2\} (R_T + jX_T);$

$$\underline{S}_B = \underline{S}_B' + \Delta \underline{S}_X;$$

г) визначення розрахункової потужності на ділянках схеми заміщення триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів виконується за співвідношенням (див. рис. 2.15):

$$\underline{S}_C' = \underline{S}_C + \Delta \underline{S}_C,$$

где  $\Delta \underline{S}_C = \{[(P_C)^2 + (Q_C)^2] / U_{\text{НОМ}}^2\} (R_C + jX_C);$

$$\underline{S}_H' = \underline{S}_H + \Delta \underline{S}_H,$$

где  $\Delta \underline{S}_H = \{[(P_H)^2 + (Q_H)^2] / U_{\text{НОМ}}^2\} (R_H + jX_H);$

$$\underline{S}_B'' = \underline{S}_C' + \underline{S}_H'; \quad \underline{S}_B' = \underline{S}_B'' + \Delta \underline{S}_B,$$

где  $\Delta \underline{S}_B = \{[(P_B)^2 + (Q_B)^2] / U_{\text{НОМ}}^2\} (R_B + jX_B);$

$$\underline{S}_B = \underline{S}_B' + \Delta \underline{S}_X.$$

Тоді

$$\underline{S}_{H2} = 50 \cdot 0,93 + j50 \cdot 0,37 = (46,5 + j18,38) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B2}' = \underline{S}_{H2} + \Delta \underline{S}_{H2} = 46,5 + j18,38 + (46,5^2 + 18,38^2) / 110^2 (0,7 + j17,35) =$$

$$= (46,64 + j21,96) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{B2} = \underline{S}_{B2}' + \Delta \underline{S}_{X2} = 46,64 + j21,96 + 0,072 + j0,52 = (46,71 + j22,48) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{L2}^k = \underline{S}_{B2} = (46,71 + j22,48) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{L2}'' = \underline{S}_{L2}^k - jQ_{\text{зар}2} / 2 = 46,71 + j22,48 - j1,065 = (46,71 + j21,415) \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{L2}' &= \underline{S}_{L2}'' + \Delta \underline{S}_{L2} = 46,71 + j21,415 + (46,71^2 + 21,415^2) / 110^2 (3,735 + j6,405) = \\ &= (47,53 + j22,81) \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{L2}^H = \underline{S}_{L2}' - jQ_{\text{зар}2} / 2 = 47,53 + j22,81 - j1,065 = (47,53 + j21,75) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{\text{доп}} = 30 \cdot 0,88 + j30 \cdot 0,47 = (26,4 + j14,25) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{C1} = \underline{S}_{L2}^H + \underline{S}_{\text{доп}} = 47,53 + j21,75 + 26,4 + j14,25 = (73,93 + j36) \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{C1}' &= \underline{S}_{C1} + \Delta \underline{S}_{C1} = 73,93 + j36 + (73,93^2 + 36^2) / 330^2 (1,3 + j0) = \\ &= (74,01 + j36) \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{H1} = 40 \cdot 0,89 + j40 \cdot 0,46 = (35,6 + j18,24) \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{H1}' &= \underline{S}_{H1} + \Delta \underline{S}_{H1} = 35,6 + j18,24 + (35,6^2 + 18,24^2) / 330^2 (2,6 + j213,4) = \\ &= (35,64 + j21,31) \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{B1}'' = \underline{S}_{C1}' + \underline{S}_{H1}' = 74,01 + j36 + 35,64 + j21,31 = (109,65 + j57,31) \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{B1}' &= \underline{S}_{B1}'' + \Delta \underline{S}_{B1} = 109,65 + j57,31 + (109,65^2 + 57,31^2) / 330^2 (1,3 + j91,5) = \\ &= (109,83 + j70,17) \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{B1} = \underline{S}_{B1}' + \Delta \underline{S}_{X1} = 109,83 + j70,17 + 0,115 + j0,625 = (109,95 + j70,79) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{L1}^k = \underline{S}_{B1} = (109,95 + j70,79) \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{L1}'' &= \underline{S}_{L1}^k + \Delta P_{\text{кор}1} / 2 - jQ_{\text{зар}1} / 2 = 109,95 + j70,79 + 0,154 - j29,05 = \\ &= (110,1 + j41,74) \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{L1}' &= \underline{S}_{L1}'' + \Delta \underline{S}_{L1} = 110,1 + j41,74 + (110,1^2 + 41,74^2) / 330^2 (5,25 + j45,22) = \\ &= (110,77 + j47,5) \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{L1}^H &= \underline{S}_{L1}' + \Delta P_{\text{кор}1} / 2 - jQ_{\text{зар}1} / 2 = 110,77 + j47,5 + 0,154 - j29,05 = \\ &= (110,92 + j18,45) \text{ MBA}. \end{aligned}$$

5. Визначення значень напруги у вузлах розрахункової схеми заміщення електричної мережі

а) визначення значень напруги у вузлах розрахункової схеми заміщення електричної мережі виконується від початку до кінця мережі. При розрахунках використовуються позначення напруги для схем заміщення ліній,

двообмотувальних трансформаторів, триобмотувальних трансформаторів і автотрансформаторів, показані на рис. 2.13-2.15.

Вихідними даними є значення напруги на початку лінії Л1, наведені у примітці до табл. 2.9;

б) визначення значень напруги наприкінці ліній виконується за співвідношеннями (див. рис. 2.13):

$$U_{\text{ном}} \geq 220 \text{ кВ}$$

$$\underline{U}^{\text{к}} = U^{\text{н}} - (P_{\text{л}}' R_{\text{л}} + Q_{\text{л}}' X_{\text{л}}) / U^{\text{н}} - j(P_{\text{л}}' X_{\text{л}} - Q_{\text{л}}' R_{\text{л}}) / U^{\text{н}};$$

$$U^{\text{к}} = \sqrt{\{[U^{\text{н}} - (P_{\text{л}}' R_{\text{л}} + Q_{\text{л}}' X_{\text{л}}) / U^{\text{н}}]^2 + [(P_{\text{л}}' X_{\text{л}} - Q_{\text{л}}' R_{\text{л}}) / U^{\text{н}}]^2\}};$$

$$U_{\text{ном}} < 220 \text{ кВ}$$

$$U^{\text{к}} = U^{\text{н}} - (P_{\text{л}}' R_{\text{л}} + Q_{\text{л}}' X_{\text{л}}) / U^{\text{н}};$$

в) визначення значень напруги на стороні нижчої напруги двообмотувальних трансформаторів виконується за співвідношенням (див. рис. 2.14):

$$\underline{U}_{\text{н}}^{\text{в}} = U_{\text{в}} - (P_{\text{в}}' R_{\text{т}} + Q_{\text{в}}' X_{\text{т}}) / U_{\text{в}} - j(P_{\text{в}}' X_{\text{т}} - Q_{\text{в}}' R_{\text{т}}) / U_{\text{в}};$$

$$U_{\text{н}}^{\text{в}} = \sqrt{\{[U_{\text{в}} - (P_{\text{в}}' R_{\text{т}} + Q_{\text{в}}' X_{\text{т}}) / U_{\text{в}}]^2 + [(P_{\text{в}}' X_{\text{т}} - Q_{\text{в}}' R_{\text{т}}) / U_{\text{в}}]^2\}};$$

$$U_{\text{н}} = U_{\text{н}}^{\text{в}} / k_{\text{в-н}},$$

де  $k_{\text{в-н}} = U_{\text{н.в}} / U_{\text{н.н}}$  – коефіцієнт трансформації двообмотувальних трансформаторів (без урахування положення РПН на стороні вищої напруги);

г) визначення напруги на стороні середньої та нижчої напруги триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів виконується за співвідношеннями (див. рис. 2.6):

$$\underline{U}_0^{\text{в}} = U_{\text{в}} - (P_{\text{в}}' R_{\text{в}} + Q_{\text{в}}' X_{\text{в}}) / U_{\text{в}} - j(P_{\text{в}}' X_{\text{в}} - Q_{\text{в}}' R_{\text{в}}) / U_{\text{в}};$$

$$U_0^{\text{в}} = \sqrt{\{[U_{\text{в}} - (P_{\text{в}}' R_{\text{в}} + Q_{\text{в}}' X_{\text{в}}) / U_{\text{в}}]^2 + [(P_{\text{в}}' X_{\text{в}} - Q_{\text{в}}' R_{\text{в}}) / U_{\text{в}}]^2\}};$$

$$\underline{U}_{\text{с}}^{\text{в}} = U_0^{\text{в}} - (P_{\text{с}}' R_{\text{с}} + Q_{\text{с}}' X_{\text{с}}) / U_0^{\text{в}} - j(P_{\text{с}}' X_{\text{с}} - Q_{\text{с}}' R_{\text{с}}) / U_0^{\text{в}};$$

$$U_{\text{с}}^{\text{в}} = \sqrt{\{[U_0^{\text{в}} - (P_{\text{с}}' R_{\text{с}} + Q_{\text{с}}' X_{\text{с}}) / U_0^{\text{в}}]^2 + [(P_{\text{с}}' X_{\text{с}} - Q_{\text{с}}' R_{\text{с}}) / U_0^{\text{в}}]^2\}};$$

$$U_{\text{с}} = U_{\text{с}}^{\text{в}} / k_{\text{в-с}},$$

де  $k_{\text{в-с}} = U_{\text{н.в}} / U_{\text{н.с}}$  – коефіцієнт трансформації триобмотувальних трансформаторів та автотрансформаторів (без урахування положення РПН на стороні вищої напруги триобмотувальних трансформаторів та РПН на стороні середньої напруги автотрансформаторів);

$$\begin{aligned} \underline{U}_H^B &= U_0^B - (P_H' R_H + Q_H' X_H) / U_0^B - j(P_H' X_H - Q_H' R_H) / U_0^B; \\ U_H^B &= \sqrt{\{[U_0^B - (P_H' R_H + Q_H' X_H) / U_0^B]^2 + [(P_H' X_H - Q_H' R_H) / U_0^B]^2\}}; \\ U_H &= U_H^B / k_{B-H}, \end{aligned}$$

де  $k_{B-H} = U_{H,B} / U_{H,H}$ .

Тоді

$$\begin{aligned} U_A &= 1,05 U_{\text{НОМ B}} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ кВ}; \\ \underline{U}_1 &= 346,5 - (110,77 \cdot 5,25 + 47,5 \cdot 45,22) / 346,5 - \\ &- j(110,77 \cdot 45,22 - 47,5 \cdot 5,25) / 346,5 = (338,62 - j13,73) \text{ кВ}; \\ U_1 &= \sqrt{(338,62^2 + 13,73^2)} = 338,9 \text{ кВ}; \\ \underline{U}_{01}^B &= 338,9 - (109,83 \cdot 1,3 + 70,17 \cdot 91,5) / 338,9 - \\ &- j(109,83 \cdot 91,5 - 70,17 \cdot 1,3) / 338,9 = (319,53 - j29,34) \text{ кВ}; \\ U_{01}^B &= \sqrt{(319,53^2 + 29,34^2)} = 320,87 \text{ кВ}; \\ \underline{U}_{H1}^B &= 320,87 - (35,64 \cdot 2,6 + 21,31 \cdot 213,4) / 320,87 - \\ &- j(35,64 \cdot 213,4 - 21,31 \cdot 2,6) / 320,87 = (306,41 - j23,53) \text{ кВ}; \\ U_{H1}^B &= \sqrt{(306,41^2 + 23,53^2)} = 307,31 \text{ кВ}; \\ U_{H1} &= U_{H1}^B / k_{B-H1} = 307,31 / (330 / 38,5) = 35,85 \text{ кВ}; \\ \underline{U}_{c1}^B &= 320,87 - (74,01 \cdot 1,3 + 36 \cdot 0) / 320,87 - \\ &- j(74,01 \cdot 0 - 36 \cdot 1,3) / 320,87 = (320,57 + j0,15) \text{ кВ}; \\ U_{c1}^B &= \sqrt{(320,57^2 + 0,15^2)} = 320,57 \text{ кВ}; \\ U_c &= U_{c1}^B / k_{B-c1} = 320,57 / (330 / 115) = 111,71 \text{ кВ}; \\ U_2 &= 111,71 - (47,53 \cdot 3,735 + 22,81 \cdot 6,405) / 111,71 = 108,81 \text{ кВ}; \\ U_{H2}^B &= 108,81 - (46,64 \cdot 0,7 + 21,96 \cdot 17,35) / 108,81 = 105,01 \text{ кВ}; \\ U_{H2} &= U_{H2}^B / k_{B-H2} = 105,01 / (115 / 10,5) = 9,59 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

### **3. РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ ЗА ТЕМОЮ «РОЗРАХУНОК СТАЛИХ РЕЖИМІВ ЗАМКНУТИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ»**

Завдання для розрахунку сталих режимів замкнутих електричних мереж включають:

1. Розрахунок сталих режимів простих замкнутих електричних мереж.
2. Розрахунок режимів складнозамкнених електричних мереж.
3. Розрахунок сталих режимів складно-конфігураційних електричних мереж.

#### **3.1. Розрахункове завдання «Розрахунок сталих режимів простих замкнутих електричних мереж»**

Завдання для розрахунку сталих режимів простих замкнутих електричних мереж включають:

1. Розрахунок режимів кільцевої електричної мережі (рис. 3.1 а, табл. 3.1).
2. Розрахунок режимів електричної мережі з двостороннім живленням (рис. 3.1 б, табл. 3.1).

Приклади розрахунку сталих режимів простих замкнутих електричних мереж розглянуті в навчальному посібнику «Розрахунок сталих режимів замкнутих електричних мереж у прикладах і завданнях» [5], а також методичних вказівках по курсу «Електричні системи та мережі» «Розрахунок сталих режимів складних замкнутих електричних мереж» [6].

Необхідні для виконання розрахункових завдань на тему 3 розрахункові дані ПЛ 35-220 кВ зі сталевалюмінієвими проводами наведені в додатку А до навчального посібника «Параметри та схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах та завданнях» [3].

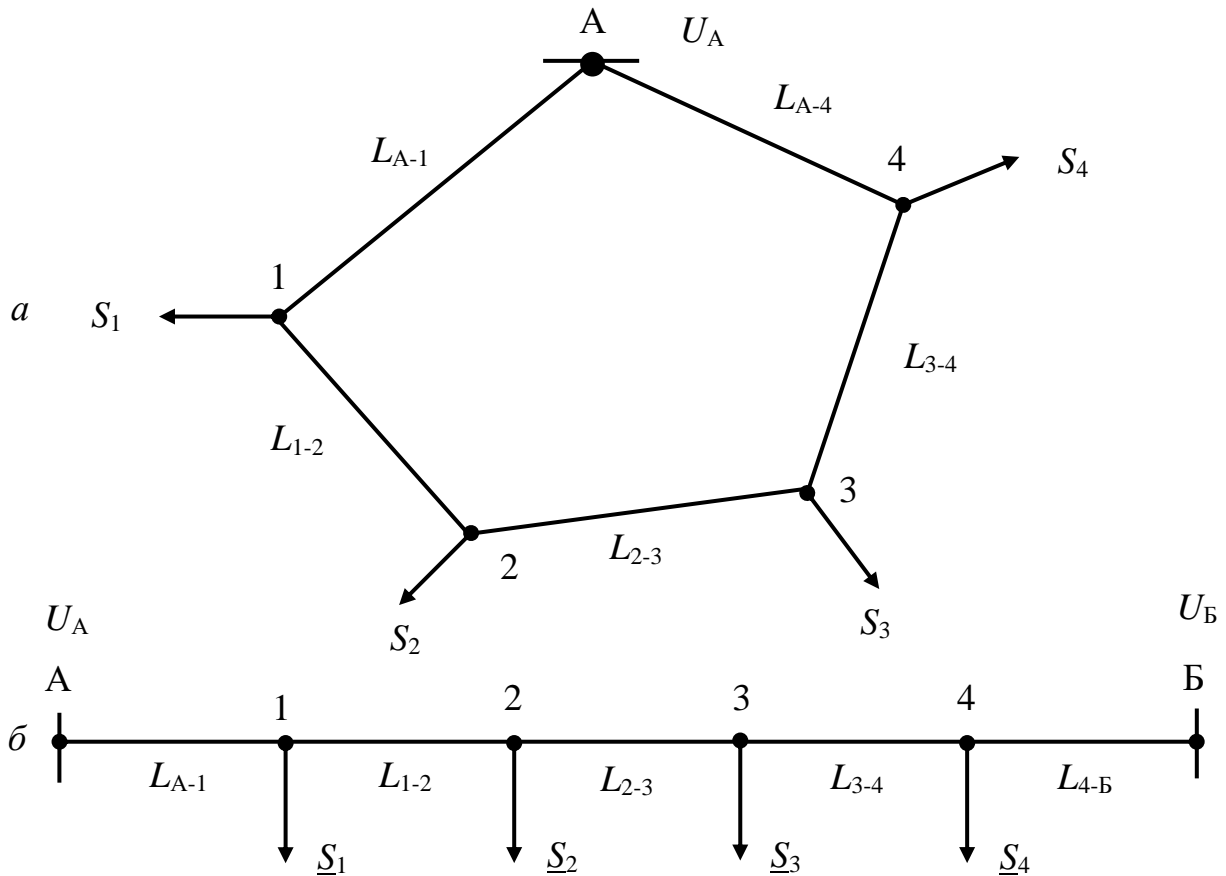


Рисунок 3.1 – Прості замкнуті електричні мережі:

*a*– кільцева електрична мережа;

*б*– електрична мережа з двостороннім живленням

### 3.2. Розрахункове завдання «Розрахунок сталих режимів складнозамкнених електричних мереж»

Завдання для розрахунку режимів складнозамкнених електричних мереж включають:

1. Визначення параметрів нормального режиму складнозамкнutoї електричної мережі методом контурних рівнянь (перший етап розрахунку).
2. Визначення параметрів нормального режиму складнозамкнutoї мережі методом трансфігурації мережі (перший етап розрахунку).
3. Визначення параметрів нормального режиму складнозамкнutoї мережі методом вузлових напруг (перший етап розрахунку).

4. Визначення параметрів післяварійних режимів (відключення лінії, відключення навантаження вузла) складнозамкнутої електричної мережі методом накладання (перший етап розрахунку).

5. Визначення параметрів нормального режиму складнозамкнутої електричної мережі (другий та третій етапи розрахунку).

Схема складнозамкнутої електричної мережі, а також характеристики її вузлів та ліній наведено на рис. 3.2 та у табл. 3.2.

Приклади розрахунку режимів складнозамкнених електричних мереж розглянуті в навчальному посібнику «Розрахунок сталих режимів замкнених електричних мереж в прикладах і завданнях» [5], а також методичних вказівках по курсу «Електричні системи та мережі» «Розрахунок сталих режимів складних замкнених електричних мереж».

Необхідні для виконання розрахункових завдань на тему 4 довідкові дані наведено у додатку А навчального посібника «Параметри та схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах та завданнях» [3].

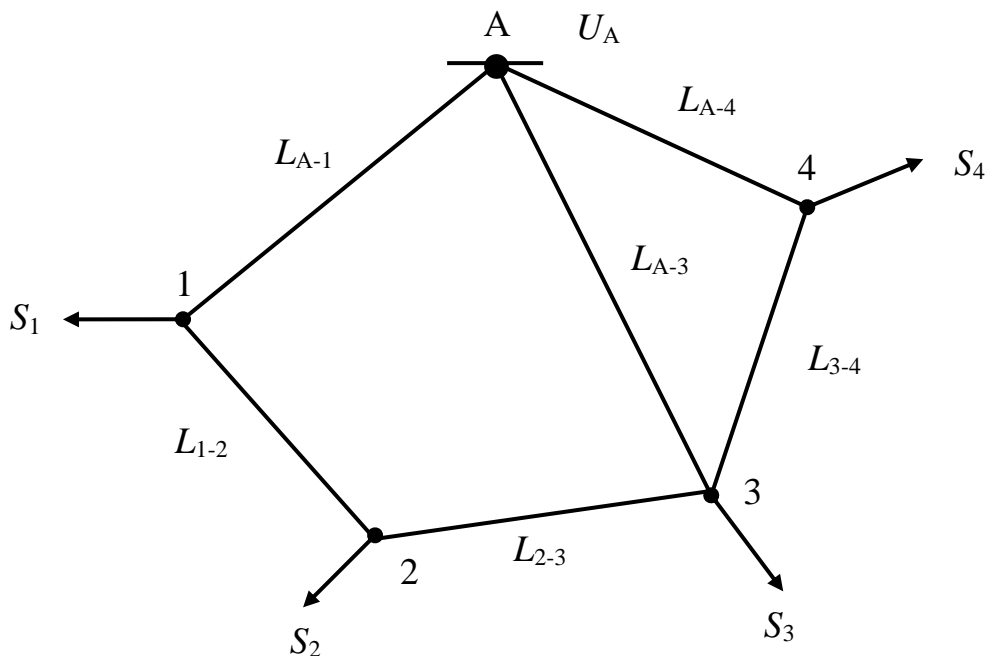


Рисунок 3.2 – Складнозамкнена електрична мережа

Таблиця 3.1 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Розрахунок режимів простих замкнутих електричних мереж, що встановилися»

Варіанти	Напруги джерел живлення, кВ		Навантаження вузлів електричної мережі, МВА			
	$U_A$	$U_B$	$S_1$	$S_2$	$S_3$	$S_4$
1	35	36,8	1,5	1,4	2,4	2,5
2	36,8	38,5	1,7	1,6	2,2	2,3
3	35	38,5	1,9	1,8	2	2,1
4	38,5	35	2,1	2	1,8	1,9
5	38,5	36,8	2,3	2,2	1,6	1,7
6	36,8	35	2,5	2,4	1,4	1,7
7	110	115	15	14	24	25
8	115	121	17	16	22	23
9	110	121	19	18	20	21
10	121	110	21	20	18	19
11	121	115	23	22	16	17
12	115	110	25	24	14	15
13	150	157,5	40	25	35	30
14	157,5	165	35	20	30	40
15	150	165	30	29	20	15
16	165	150	25	30	35	20
17	165	157,5	20	35	15	25
18	157,5	150	15	40	35	30
19	220	231	70	55	60	50
20	231	242	60	65	50	70

Продовження табл. 3.1

Варіанти	Довжини ліній електричної мережі, км					Переріз ліній F, мм <sup>2</sup>
	$L_{A-1}$	$L_{1-2}$	$L_{2-3}$	$L_{3-4}$	$L_{4-A},$ $L_{4-B}$	
1	10	20	5	15	5	120
2	12	18	7	13	10	120
3	14	16	9	11	15	120
4	16	14	11	9	20	120
5	18	12	13	7	15	120
6	20	10	15	5	10	120
7	15	25	10	20	10	240
8	17	23	12	18	15	240
9	19	21	14	16	20	240
10	21	19	16	14	25	240
11	23	17	18	12	20	240
12	25	15	20	10	15	240
13	20	30	15	25	15	240
14	22	28	17	23	20	240
15	24	22	23	17	25	240
16	26	24	21	19	30	240
17	28	22	23	17	25	240
18	30	20	25	15	20	240
19	100	50	60	70	80	400
20	90	60	70	80	90	400

Примітка.  $\cos\varphi_{35} = 0,89$ ;  $\cos\varphi_{110} = 0,88$ ;  $\cos\varphi_{150} = 0,87$ ;  $\cos\varphi_{220} = 0,86$ .

Таблиця 3.2 – Характеристики вузлів та ліній складнозамкнених електричних мереж

Варіанти	Напруги джерела живлення $U_A$ , кВ	Навантаження вузлів електричної мережі, МВА			
		$S_1$	$S_2$	$S_3$	$S_4$
1	35	2,5	2,4	2,7	2,9
2	35	2,7	2,6	2,2	2,3
3	35	2,9	2,8	2,0	2,1
4	35	2,1	2,0	2,8	2,9
5	35	2,3	2,2	2,6	2,7
6	35	2,5	2,4	2,9	2,7
7	110	15	14	24	25
8	110	17	16	22	23
9	110	19	18	20	21
10	110	21	20	18	19
11	110	23	22	16	17
12	110	25	24	14	15
13	150	40	25	35	30
14	150	35	20	30	40
15	150	30	29	20	15
16	150	25	30	35	20
17	150	20	35	15	25
18	150	15	40	35	30
19	220	70	55	60	50
20	220	60	65	50	70

Продовження табл. 3.2

Варіанти	Довжини ліній електричної мережі, км						Переріз ліній F, мм <sup>2</sup>
	$L_{A-1}$	$L_{1-2}$	$L_{2-3}$	$L_{3-4}$	$L_{A-3}$	$L_{A-4}$	
1	10	12	15	11	17,5	8	120
2	12	14	10	13	15	9	120
3	13	11	9	12	14	10	120
4	11	14	12	9	15	8	120
5	14	11	9	7	15	10	120
6	10	12	11	13	15	7	120
7	15	25	10	20	25	10	240
8	17	23	12	18	12	15	240
9	19	21	14	16	20	20	240
10	21	19	16	14	19	25	240
11	23	17	18	12	17	20	240
12	25	15	20	10	10	15	240
13	20	30	15	25	30	15	240
14	22	28	17	23	22	20	240
15	24	22	23	17	17	25	240
16	26	24	21	19	30	30	240
17	28	22	23	17	23	25	240
18	30	20	25	15	15	20	240
19	100	50	60	70	80	80	400
20	90	60	70	80	70	90	400

Примітка. U – кВ; S – МВА; L – км; F – мм<sup>2</sup>;  $\cos\varphi_{35} = 0,89$ ;  $\cos\varphi_{110} = 0,88$ ;  $\cos\varphi_{150} = 0,87$ ;  $\cos\varphi_{220} = 0,86$ .

### 3.3. Розрахункове завдання «Розрахунок сталих режимів складно-конфігураційних електричних мереж»

Завдання для розрахунку встановлених режимів складно-конфігураційних електричних мереж включають:

1. Визначення параметрів режимів складно-конфігураційних електричних мереж з одностороннім живленням.
2. Визначення параметрів режимів складно-конфігураційних електричних мереж із двостороннім живленням.

Приклади розрахунку режимів складноконфігураційних електричних мереж, що встановилися, розглянуті в навчальному посібнику «Розрахунок сталих режимів замкнених електричних мереж в прикладах і завданнях» [5], а також методичні вказівки з курсу «Електричні системи та мережі» «Визначення параметрів режимів електричних мереж різної конфігурації» [7].

Необхідні для виконання розрахункових завдань довідкові дані наведено у додатку А навчального посібника «Параметри та схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах та завданнях» [3].

Розрахунки кожного виду складно-конфігураційної електричної мережі з одностороннім та двостороннім живленням включають:

- 1) визначення потоків потужності на ділянках електричної мережі (перший етап розрахунку);
- 2) визначення найбільшої втрати напруги в електричній мережі;
- 3) визначення втрат активної та реактивної потужності в електричній мережі.

Складно-конфігураційні електричні мережі з одностороннім та двостороннім живленням напругою 110 кВ наведені у схемах мережі, які надаються студентам окремо. Ці мережі виконані проводами марки АС-240/32. Навантаження вузлів дано у мегавольтамперах, довжини ділянок – у кілометрах. Напруги джерел живлення  $U_A = 115,5$  кВ,  $U_B = 110$  кВ.

#### 4. РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ ЗА ТЕМОЮ «ПРОЕКТУВАННЯ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ І МЕРЕЖ»

Розрахункові завдання на тему «Проектування розвитку електричних систем та мереж» включають:

1. Визначення втрат потужності та електричної енергії в електричній мережі.
2. Техніко-економічне обґрунтування оптимального варіанта електропостачання вузла електричної мережі.
3. Вибір та розміщення компенсуючих пристроїв в електричній мережі.
4. Побудова графіків навантажень споживачів вузла електричної мережі.

Приклади виконання розрахункових завдань на тему «Проектування розвитку електричних систем та мереж» та вихідні дані для виконання цих завдань наведено далі.

##### 4.1. Розрахункове завдання «Визначення втрат потужності та електричної енергії в електричній мережі»

##### 4.1.1. Вихідні дані для виконання розрахункового завдання «Визначення втрат потужності та електричної енергії в електричній мережі»

Схема електричної мережі показано на рис. 4.1.

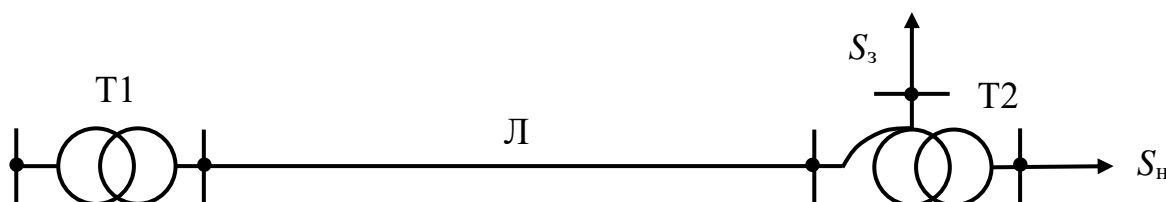


Рисунок 4.1 – Схема електричної мережі

Вихідні дані визначення втрат потужності та електричної енергії в електричній мережі наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Визначення втрат потужності та електричної енергії в електричній мережі»

Варіанти	Кількість та потужність трансформаторів Т1, шт. ×МВА	Характеристика ліній Л		
		$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$n_{\text{ц}}(F_{\text{л}})$ , шт.(мм <sup>2</sup> )	$L$ , км
1	1×125	330	1(2×400)	130
2	1×200	330	1(2×400)	125
3	1×250	330	1(2×400)	120
4	1×400	330	1(2×400)	115
5	1×630	330	1(2×400)	110
6	1×1000	330	2(2×400)	105
7	1×1250	330	2(2×400)	100
8	2×125	330	1(2×400)	135
9	2×200	330	1(2×400)	140
10	2×250	330	1(2×400)	145
11	2×400	330	1(2×400)	150
12	1×250	500	1(3×300)	250
13	1×400	500	1(3×300)	230
14	1×630	500	1(3×300)	270
15	1×1000	500	1(3×300)	240
16	1×(3×533)	500	1(3×300)	220
17	1×(3×417)	750	1(5×300)	300
18	2×(3×417)	750	1(5×300)	330
19	2×(3×417)	750	1(5×300)	320
20	1×(3×417)	750	1(5×300)	310

Продовження табл. 4.2

варіант	Кількість і потужність авто-трансформаторів Т2, шт.×МВА	Потужність навантажень	
		$S_3$ , МВА	$S_H$ , МВА
1	1×125	60	50
2	1×200	120	80
3	1×250	150	100
4	1×400	350	–
5	2×400	500	–
6	3×400	1000	–
7	3×(3×133)	1100	270
8	1×200	100	75
9	1×250	160	90
10	1×400	380	–
11	2×250	200	150
12	1×250	170	80
13	2×250	200	150
14	1×500	450	–
15	2×500	650	–
16	3×500	1300	–
17	1×(3×417)	900	250
18	2×(3×417)	1200	500
19	3×(3×333)	2200	300
20	2×(3×267)	800	300

Примітка.  $T_{нб} = 4000$  год/рік (парний варіант);  $T_{нб} = 5000$  год/рік (непарний варіант);  $\cos\varphi_{10} = 0,93$ ;  $\cos\varphi_{35} = 0,89$ ;  $\cos\varphi_{110} = 0,88$ ;  $\cos\varphi_{150} = 0,87$ ;  $\cos\varphi_{220} = 0,86$ ;  $\cos\varphi_{330} = 0,86$ ;  $\cos\varphi_{500} = 0,86$ .

#### 4.1.2. Приклад виконання розрахункового завдання «Визначення втрат потужності та електричної енергії в електричній мережі»

Схема електричної мережі показано на рис. 4.1.

*Примітка.* Під час виконання відповідного варіанта розрахункового завдання у звіті слід навести рис. 4.1.

Вихідні дані визначення втрат потужності та електричної енергії в електричній мережі наведено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Вихідні дані для визначення втрат потужності та електричної енергії в електричній мережі

Кількість та потужність трансформаторів Т1, прим.×МВА	Характеристика ліній Л			Кількість та потужність автотрансформаторів Т2, шт.×МВА	Потужність навантажень	
	$U_{ном}$ , кВ	$n_{ц}(F_{л})$ , шт.(мм <sup>2</sup> )	$L$ , км		$S_{з}$ , МВА	$S_{н}$ , МВА
1×125	330	1(2×240)	130	1×125	60	50

*Примітка.*  $T_{нб} = 5000$  год/рік;  $\cos\varphi_{10} = 0,93$ ;  $\cos\varphi_{35} = 0,89$ ;  $\cos\varphi_{110} = 0,88$ ;  $\cos\varphi_{330} = 0,86$ .

1. Для заданих у табл. 4.2 характеристик підвищуючих трансформаторів Т1, лінії Л та автотрансформаторів Т2 з довідкових даних додатків А, В та Д навчального посібника «Параметри та схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах та завданнях» [3] визначаються такі каталожні дані елементів електричної мережі:

а) підвищує трансформатор Т1 (додаток В [3])

– номінальна потужність  $S_{ном.т} = 125$  МВА (ТДЦ-125000/330);

– номінальна напруга обмотки вищої напруги  $U_{н.в} = 347$  кВ;

– номінальна напруга обмотки нижчої напруги  $U_{н.н} = 13,8$  кВ;

– втрати потужності КЗ  $\Delta P_{к\text{спр}} = 360$  кВт;

– напруга КЗ  $u_{к} = 11$  %;

– втрати потужності ХХ  $\Delta P_{х\text{спр}} = 145$  кВт;

– струм ХХ  $I_{х} = 0,5$  %;

б) лінія Л (додаток А [3])

- активний опір на 1 км лінії  $r_{0 \text{ спр}} = 0,06 \text{ Ом/км}$ ;
- індуктивний опір на 1 км лінії  $x_{0 \text{ спр}} = 0,331 \text{ Ом/км}$ ;
- втрати потужності на корону на 1 км лінії  $\Delta P_{\text{кор } 0 \text{ спр}} = 3,8 \text{ кВт/км}$ ;
- зарядна потужність на 1 км лінії  $q_{0 \text{ спр}} = 0,406 \text{ Мвар/км}$ ;

в) автотрансформатор Т2 (додаток Д [3])

- номінальна потужність  $S_{\text{ном.Т}} = 125 \text{ МВА}$  (АТДЦТН–125000/330/110);
- номінальна напруга обмотки вищої напруги  $U_{\text{н.в}} = 330 \text{ кВ}$ ;
- номінальна напруга обмотки середньої напруги  $U_{\text{н.с}} = 115 \text{ кВ}$ ;
- номінальна напруга обмотки нижчої напруги  $U_{\text{н.н}} = 38,5 \text{ кВ}$ ;
- втрати потужності КЗ  $\Delta P_{\text{к.в-с спр}} = 370 \text{ кВт}$ ;

*Примітка.* У додатку Д для деяких типів автотрансформаторів можуть бути задані значення величин  $\Delta P_{\text{к.в-с спр}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.в-н спр}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.с-н спр}}$

- напруга КЗ  $u_{\text{к.в-с}} = 10 \%$ ;  $u_{\text{к.в-н}} = 35 \%$ ;  $u_{\text{к.с-н}} = 24 \%$ ;
- втрати потужності ХХ  $\Delta P_{\text{х спр}} = 115 \text{ кВт}$ ;
- струм ХХ  $I_{\text{х}} = 0,5 \%$ ;
- відносна потужність обмотки нижчої напруги  $\alpha_{\text{нн}} = 50 \%$ .

2. За знайденими каталожними даними Т1, Л і Т2 обчислюються наступні розрахункові параметри електричної мережі:

а) підвищує трансформатор Т1

- активний опір, Ом

$$R_{\text{T}} = (\Delta P_{\text{к спр}} 10^{-3} U_{\text{н.в}}^2) / S_{\text{ном.Т}}^2 = (360 \cdot 10^{-3} \cdot 347^2) / 125^2 = 2,77 \text{ Ом};$$

- індуктивний опір, Ом

$$X_{\text{T}} = (u_{\text{к}} U_{\text{н.в}}^2) / (100 S_{\text{ном.Т}}) = (11 \cdot 347^2) / (100 \cdot 125) = 105,96 \text{ Ом};$$

б) лінія Л

- активний опір, Ом

$$R_{\text{Л}} = r_{0 \text{ спр}} L = 0,06 \cdot 130 = 7,8 \text{ Ом};$$

- індуктивний опір, Ом

$$X_{\text{Л}} = x_{0 \text{ спр}} L = 0,331 \cdot 130 = 43,03 \text{ Ом};$$

- втрати потужності на корону, МВт

$$\Delta P_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{кор}0 \text{ спр}} L 10^{-3} = 3,8 \cdot 130 \cdot 10^{-3} = 0,494 \text{ МВт};$$

– зарядна потужність, Мвар

$$Q_{\text{зар}} = q_0 \text{ спр} L = 0,406 \cdot 130 = 41,82 \text{ Мвар};$$

в) автотрансформатор Т2

– при заданому значенні  $\Delta P_{\text{к.в-с спр}}$  втрати потужності КЗ в обмотках вищої, середньої та нижчої напруги, МВт, рівні

$$\Delta P_{\text{к.в}} = \Delta P_{\text{к.с}} = (\Delta P_{\text{к.в-с спр}} / 2) 10^{-3} = 370 / 2 \cdot 10^{-3} = 0,185 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{к.н}} = (\Delta P_{\text{к.в}} 100 / \alpha_{\text{нн}}) 10^{-3} = 0,185 \cdot 100 / 50 = 0,370 \text{ МВт}.$$

*Примітка.* При заданих значеннях величин  $\Delta P_{\text{к.в-с спр}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.в-н спр}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.с-н спр}}$  втрати потужності КЗ в обмотках вищої, середньої та нижчої напруги, МВт, рівні

$$\Delta P_{\text{к.в}} = 0,5 (\Delta P_{\text{к.в-с спр}} + \Delta P_{\text{к.в-с спр}} 100^2 / \alpha_{\text{нн}}^2 - \Delta P_{\text{к.с-н спр}} 100^2 / \alpha_{\text{нн}}^2) 10^{-3};$$

$$\Delta P_{\text{к.с}} = 0,5 (\Delta P_{\text{к.в-с спр}} + \Delta P_{\text{к.с-н спр}} 100^2 / \alpha_{\text{нн}}^2 - \Delta P_{\text{к.в-н спр}} 100^2 / \alpha_{\text{нн}}^2) 10^{-3};$$

$$\Delta P_{\text{к.н}} = 0,5 (\Delta P_{\text{к.в-н спр}} 100^2 / \alpha_{\text{нн}}^2 + \Delta P_{\text{к.с-н спр}} 100^2 / \alpha_{\text{нн}}^2 - \Delta P_{\text{к.в-с спр}}) 10^{-3}.$$

– активні опори обмоток вищої, середньої та нижчої напруги, Ом

$$R_{\text{в}} = (\Delta P_{\text{к.в}} U_{\text{н.в}}^2) / S_{\text{НОМ.Т}}^2 = (0,185 \cdot 330^2) / 125^2 = 1,29 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{с}} = (\Delta P_{\text{к.с}} \cdot 10^{-3} U_{\text{н.в}}^2) / S_{\text{НОМ.Т}}^2 = (0,185 \cdot 330^2) / 125^2 = 1,29 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{н}} = (\Delta P_{\text{к.н}} \cdot 10^{-3} U_{\text{н.в}}^2) / S_{\text{НОМ.Т}}^2 = (0,370 \cdot 330^2) / 125^2 = 2,58 \text{ Ом};$$

– напруга КЗ обмоток вищої, середньої та нижчої напруги, %

$$u_{\text{к.в}} = 0,5 (u_{\text{к.в-с}} + u_{\text{к.в-н}} - u_{\text{к.с-н}}) = 0,5 (10 + 35 - 24) = 10,5 \text{ \%};$$

$$u_{\text{к.с}} = 0,5 (u_{\text{к.в-с}} + u_{\text{к.с-н}} - u_{\text{к.в-н}}) = 0,5 (10 + 24 - 35) \approx 0 \text{ \%};$$

$$u_{\text{к.н}} = 0,5 (u_{\text{к.в-н}} + u_{\text{к.с-н}} - u_{\text{к.в-с}}) = 0,5 (35 + 24 - 10) = 24,5 \text{ \%};$$

– індуктивні опори обмоток вищої, середньої та нижчої напруги, Ом

$$X_{\text{в}} = (u_{\text{к.в}} U_{\text{н.в}}^2) / (100 S_{\text{НОМ.Т}}) = (10,5 \cdot 330^2) / (100 \cdot 125) = 91,48 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{с}} = (u_{\text{к.с}} U_{\text{н.в}}^2) / (100 S_{\text{НОМ.Т}}) = (0 \cdot 330^2) / (100 \cdot 125) = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{н}} = (u_{\text{к.н}} U_{\text{н.в}}^2) / (100 S_{\text{НОМ.Т}}) = (24,5 \cdot 347^2) / (100 \cdot 125) = 213,44 \text{ Ом}.$$

*Примітка.* При визначенні розрахункових значень трифазної групи з однофазних трансформаторів, що підвищують, і автотрансформаторів за наведеними формулами необхідно брати повну номінальну потужність групи, а також потроїти втрати КЗ і ХХ. Можна використовувати і інший спосіб: всі параметри брати, відповідні одному трансформатору або автотрансформатору з групи, а в якості номінальної напруги

обмотки вищої напруги  $U_n$ . використовувати його фазне значення. У разі втрати ХХ необхідно потроїти.

3. Сумарні втрати активної потужності в двообмотувальних трансформаторах, що підвищують, визначаються за формулами:

$$\Delta P_{T1} = n_T \Delta P_{X \text{ спр}} 10^{-3} + \Delta P_{\text{пр}} / n_T,$$

де  $n_m$  – кількість трансформаторів;  $\Delta P_x$  – втрати ХХ у трансформаторах, звані також постійними втратами, втратами у поперечній гілці схеми заміщення, втратами у сталі трансформаторів, МВт;  $\Delta P_{\text{пр}} / n_T$  – втрати КЗ у підвищуючих трансформаторах, які називаються також змінними втратами, втратами у поздовжній гілці схеми заміщення, навантажувальними втратами, втратами у міді трансформаторів, МВт;

$$\Delta P_{\text{пр}} = \Delta P_{K \text{ спр}} 10^{-3} (S_{\text{нагр}} / S_{\text{ном.т}})^2 = (S_{\text{нагр}}^2 / U_{\text{ном}}^2) R_T,$$

де  $S_{\text{нагр}}$  - повна потужність навантаження трансформатора, МВА;

$$S_{\text{нагр}} \approx S_c + S_n = 50 + 60 = 110 \text{ МВА.}$$

Тоді

$$\Delta P_{\text{пр}} = 360 \cdot 10^{-3} (110 / 125)^2 = 0,279 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{T1} = 1 \cdot 145 \cdot 10^{-3} + 0,279 / 1 = 0,424 \text{ МВт.}$$

4. Сумарні втрати реактивної потужності у двообмотувальних підвищуючих трансформаторах визначаються за формулами:

$$\Delta Q_{T1} = n_T \Delta Q_x + \Delta Q_{\text{пр}} / n_T,$$

де  $\Delta Q_x = (I_x / 100) S_{\text{ном.т}}$ ;

$$\Delta Q_{\text{пр}} = [(u_k / 100) S_{\text{ном.т}}] (S_{\text{нагр}} / S_{\text{ном.т}})^2 = (S_{\text{нагр}}^2 / U_{\text{ном}}^2) X_T.$$

Тоді

$$\Delta Q_{\text{пр}} = (11 / 100 \cdot 125) (110 / 125)^2 = 10,65 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{T1} = 1 (0,5 / 100 \cdot 125) + 10,65 / 1 = 11,275 \text{ Мвар.}$$

5. Сумарні втрати активної потужності в лінії визначаються за формулами:

$$\Delta P_{\text{л}} = n_{\text{л}} \Delta P_{\text{кор}} + \Delta P_{\text{пр}} / n_{\text{л}},$$

де  $n_{\text{л}}$  – кількість ланцюгів лінії;  $n_{\text{л}} \Delta P_{\text{кор}}$  – втрати потужності на корону в лінії, які також називають постійними втратами, втратами в поперечній гілці схеми

заміщення, МВт;  $\Delta P_{np}/n_{\text{ц}}$  – навантажувальні втрати потужності в лінії, які називаються також змінними втратами, втратами в поздовжній гілці схеми заміщення лінії, МВт;

$$\Delta P_{\text{пр}} = (S_{\text{л}}^2 / U_{\text{ном}}^2) R_{\text{л}} = 3 I_{\text{л}}^2 R_{\text{л}},$$

де  $S_{\text{л}}$  – повна потужність навантаження лінії, МВА;

$S_{\text{л}} \approx S_{\text{с}} + S_{\text{н}} = 50 + 60 = 110$  МВА;  $I_{\text{л}}$  – струм лінії, А;  $I_{\text{л}} = S_{\text{л}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}})$ .

Тоді

$$\Delta P_{\text{пр}} = (110^2 / 330^2) 7,8 = 0,867 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{л}} = 1 \cdot 0,494 + 0,867 / 1 = 1,361 \text{ МВт}.$$

6. Сумарні втрати реактивної потужності в лінії визначаються за формулами:

$$\Delta Q_{\text{л}} = -n_{\text{ц}} Q_{\text{зар}} + \Delta Q_{\text{пр}} / n_{\text{ц}},$$

$$\Delta Q_{\text{пр}} = (S_{\text{л}}^2 / U_{\text{ном}}^2) X_{\text{л}} = 3 I_{\text{л}}^2 X_{\text{л}}.$$

Тоді

$$\Delta Q_{\text{пр}} = (110^2 / 330^2) 43,03 = 4,78 \text{ Мвар}.$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = -1 \cdot 41,82 + 4,78 / 1 = -37,039 \text{ Мвар}.$$

7. Сумарні втрати активної потужності в автотрансформаторах визначаються за формулами:

$$\Delta P_{\text{т}2} = n_{\text{т}} \Delta P_{\text{хспр}} 10^{-3} + \Delta P_{\text{пр}} / n_{\text{т}},$$

де  $\Delta P_{\text{пр}} / n_{\text{т}}$  – втрати КЗ в обмотках автотрансформаторів, МВт;

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{пр}} &= \Delta P_{\text{к.в}} 10^{-3} (S_{\text{нагр}} / S_{\text{ном.т}})^2 + \Delta P_{\text{к.с}} 10^{-3} (S_{\text{с}} / S_{\text{ном.т}})^2 + \Delta P_{\text{к.н}} 10^{-3} (S_{\text{н}} / S_{\text{ном.т}})^2 = \\ &= (S_{\text{нагр}}^2 / U_{\text{ном}}^2) R_{\text{в}} + (S_{\text{с}}^2 / U_{\text{ном}}^2) R_{\text{с}} + (S_{\text{н}}^2 / U_{\text{ном}}^2) R_{\text{н}}, \end{aligned}$$

де  $S_{\text{нагр}} \approx S_{\text{с}} + S_{\text{н}}$ .

Тоді

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{пр}} &= 185 \cdot 10^{-3} (110 / 125)^2 + 185 \cdot 10^{-3} (60 / 125)^2 + 370 \cdot 10^{-3} (50 / 125)^2 = \\ &= 0,245 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$\Delta P_{\text{т}2} = 1 \cdot 115 \cdot 10^{-3} + 0,245 / 1 = 0,36 \text{ МВт}.$$

8. Сумарні втрати реактивної потужності в автотрансформаторах визначаються за формулами:

$$\Delta Q_{T2} = n_T \Delta Q_X 10^{-3} + \Delta Q_{\text{пр}} / n_T,$$

де  $\Delta Q_X = (I_X / 100) S_{\text{НОМ.Т}}$ ;

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{пр}} &= (u_{\text{к.в}} / 100 S_{\text{НОМ.Т}}) (S_{\text{нагр}} / S_{\text{НОМ.Т}})^2 + (u_{\text{к.с}} / 100 S_{\text{НОМ.Т}}) (S_{\text{с}} / S_{\text{НОМ.Т}})^2 + \\ &+ (u_{\text{к.н}} / 100 S_{\text{НОМ.Т}}) (S_{\text{н}} / S_{\text{НОМ.Т}})^2 = (S_{\text{нагр}}^2 / U_{\text{НОМ}}^2) X_{\text{в}} + (S_{\text{с}}^2 / U_{\text{НОМ}}^2) X_{\text{с}} + (S_{\text{н}}^2 / U_{\text{НОМ}}^2) X_{\text{н}}, \end{aligned}$$

де  $S_{\text{нагр}} \approx S_{\text{с}} + S_{\text{н}}$ .

Тоді

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{пр}} &= (10,5 / 100 \cdot 125) (110 / 125)^2 + (0 / 100 \cdot 125) (60 / 125)^2 + \\ &+ (24,5 / 100 \cdot 125) (50 / 125)^2 = 15,064 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$\Delta Q_{T2} = 1 (0,5 / 100 \cdot 125) + 15,064 / 1 = 15,689 \text{ МВт}.$$

9. Сумарні втрати активної потужності в електричній мережі

$$P_{\text{нагр}} = S_{\text{с}} \cos \varphi_{\text{с}} + S_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{н}} = 60 \cdot 0,88 + 50 \cdot 0,89 = 97,3 \text{ МВт};$$

$$\sum \Delta P = \Delta P_{T1} + \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{T2} = 0,424 + 0,867 + 0,245 = 1,536 \text{ МВт};$$

$$\sum \Delta P \% = (\sum \Delta P / P_{\text{нагр}}) 100 = (1,536 / 97,3) 100 = 1,6 \%$$

10. Втрати електричної енергії в елементах електричної мережі визначаються за формулами:

а) трансформатори, що підвищують, МВт·год

$$\Delta W_{T1} = n_T \Delta P_{\text{х спр}} T_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{пр}} / n_T \tau,$$

де  $T_{\text{вкл}}$  – час включення трансформаторів, год/рік;  $T_{\text{нб}} \leq T_{\text{вкл}} \leq 8700$ ;  $\tau$  – кількість годин найбільших втрат, год/рік; залежність  $\tau = f(T_{\text{нб}})$  може бути представлена виразом  $\tau \approx (0,124 + T_{\text{нб}} / 10^4)^2 8700$ .

Тоді

$$\Delta W_{T1} = 1 \cdot 145 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + 0,249 / 1 \cdot 3411 = 2221,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где  $\tau \approx (0,124 + 5000 / 10^4)^2 8700 = 3411 \text{ ч}$ ;

б) лінія, МВт·год

$$\Delta W_{\text{л}} = n_{\text{ц}} \Delta P_{\text{кор}} T_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{пр}} / n_{\text{ц}} \tau.$$

Тоді

$$\Delta W_{\text{л}} = 1 \cdot 0,494 \cdot 8760 + 0,867 / 1 \cdot 3411 = 5138,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

в) автотрансформатори, МВт·год

$$\Delta W_{T2} = n_T \Delta P_{\text{х спр}} T_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{пр}} / n_T \tau.$$

Тоді

$$\Delta W_{T_2} = 1 \cdot 115 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + 0,245 / 1 \cdot 3411 = 1843,1 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

11. Сумарні втрати електричної енергії в електричній мережі

$$W = P_{\text{нагр}} T_{\text{нб}} = 97,3 \cdot 5000 = 486500 \text{ МВт}\cdot\text{ч.};$$

$$\sum \Delta W = \Delta W_{T_1} + \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{T_2} = 2221,9 + 5138,6 + 1843,1 = 9203,6 \text{ МВт};$$

$$\sum \Delta W_{\%} = (\sum \Delta W / W) 100 = (9203,6 / 486500) 100 = 1,9 \text{ \%}.$$

## 4.2. Розрахункове завдання «Техніко-економічне обґрунтування оптимального варіанта електропостачання вузла електричної мережі»

### 4.2.1. Вихідні дані для виконання розрахункового завдання «Техніко-економічне обґрунтування оптимального варіанта електропостачання вузла електричної мережі»

Схема можливих варіантів електропостачання вузла електричної мережі показано на рис. 4.2.

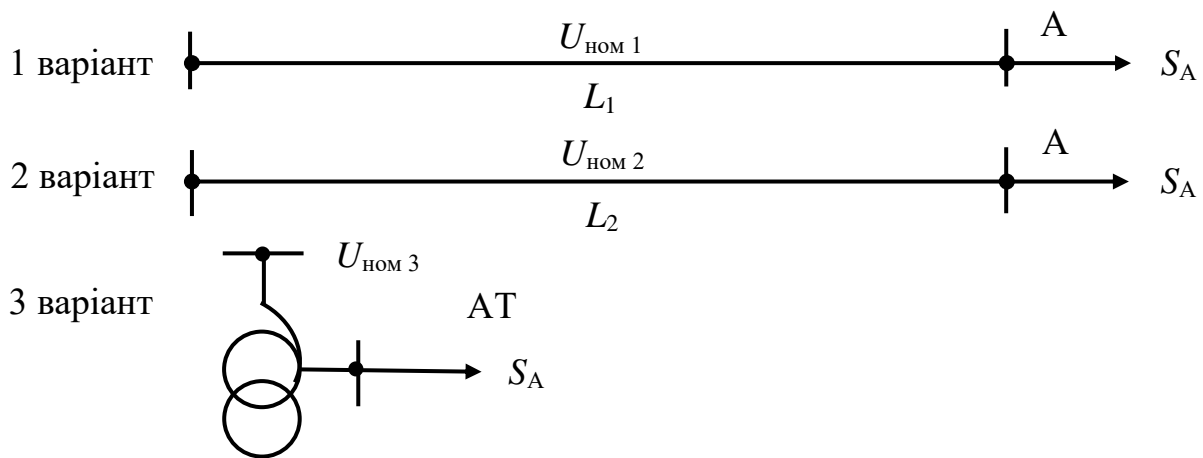


Рисунок 4.2 – Схема можливих варіантів електропостачання вузла електричної мережі

Вихідні дані до виконання техніко-економічного обґрунтування оптимального варіанта електропостачання вузла електричної мережі наведено у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Техніко-економічне обґрунтування оптимального варіанта електропостачання вузла електричної мережі»

Варіанти	$S_A$ , МВА	$U_{\text{НОМ } 1}$ , кВ	$L_1$ , км	$U_{\text{НОМ } 2}$ , кВ	$L_2$ , км	$U_{\text{НОМ } 3}$ , кВ
1	100	110	65	330	15	220
2	60	110	70	330	17,5	220
3	120	110	60	330	15	220
4	200	110	50	330	12,5	220
5	250	110	40	330	10	220
6	120	110	60	330	15	220
7	200	110	50	330	12,5	220
8	200	110	65	220	30	330
9	120	110	70	220	35	330
10	250	110	60	220	30	330
11	200	110	50	220	25	330
12	120	110	40	220	20	330
13	60	110	60	220	30	330
14	100	110	50	220	25	330
15	100	110	50	330	15	220
16	60	110	60	330	17,5	220
17	120	110	40	330	15	220
18	200	110	50	330	12,5	220
19	250	110	60	330	10	220
20	120	110	70	330	15	220

*Примітка.*  $U_{\text{НОМ } A} = 110$  кВ;  $\cos \varphi_A = 0,88$ ;  $T_{\text{нб } A} = 4000$  год/рік (парний варіант);  $T_{\text{нб } A} = 5000$  год/рік (непарний варіант); матеріал опор - ЗБ;  $\cos \varphi_{110} = 0,88$ ;  $\cos \varphi_{220} = 0,86$ ;  $\cos \varphi_{330} = 0,86$ .

#### 4.2.2. Приклад виконання розрахункового завдання «Техніко-економічне обґрунтування оптимального варіанта електропостачання вузла електричної мережі»

Схема можливих варіантів електропостачання вузла електричної мережі показано на рис. 4.2.

*Примітка.* Під час виконання відповідного варіанта розрахункового завдання у звіті слід навести рис. 4.2.

Вихідні дані до виконання техніко-економічного обґрунтування оптимального варіанта електропостачання вузла електричної мережі наведено у табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Вихідні дані для виконання техніко-економічного обґрунтування оптимального варіанта електропостачання вузла електричної мережі

$S_A$ , МВА	$U_{\text{ном } 1}$ , кВ	$L_1$ , км	$U_{\text{ном } 2}$ , кВ	$L_2$ , км	$U_{\text{ном } 3}$ , кВ
100	110	65	330	15	330

*Примітка.*  $U_{\text{ном } A} = 110$  кВ;  $\cos \varphi_A = 0,88$ ;  $T_{\text{нб } A} = 4000$  год/рік; матеріал опор – залізобетон.

##### 1. Розрахунок 1 варіанта електропостачання вузла електричної мережі

Виконання розрахунків за 1 варіантом електропостачання вузла електричної мережі виконується у наступній послідовності.

Знаходиться загальний струм лінії за виразом:

$$I_{\text{л}} = S_{\text{л}} 10^3 / (\sqrt{3} U_{\text{ном } 1}),$$

де  $S_{\text{л}}$  - значення повної потужності, що протікає в лінії;  $S_{\text{л}} = S_A$ .

Перерізи дротів одного ланцюга лінії з номінальною напругою  $U_{\text{ном } 1}$  приймаються за даними табл. 4.5.

Число ланцюгів лінії з номінальною напругою  $U_{\text{ном } 1}$  визначається за співвідношенням

$$n_{\text{л}} = I_{\text{л}} / I_{\text{доп}},$$

де  $I_{\text{доп}}$  – тривало допустимий струм нагрівання проводів лінії відповідного перерізу (табл. 4.5).

Отримане значення пц округляється у велику сторону.

Тоді

$$I_{л} = 100 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 525 \text{ А.}$$

Обираємо провід перетином АС–240/32 з  $I_{доп} = 605 \text{ А.}$

Тоді

$$n_{л} = I_{л} / I_{доп} = 525 / 605 \approx 0,9; \text{ округляємо } n_{л} = 1.$$

Для прийнятого перерізу пц (F) проводів лінії розраховується опір схеми заміщення

$$R_{л} = r_{0 \text{ спр}} L1 / n_{л},$$

де  $r_{0 \text{ спр}}$  – питомий опір лінії, що визначається з довідкових даних додатка А навчального посібника «Параметри та схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах та завданнях» [3];  $n_{л}$  – кількість ланцюгів лінії.

Тоді

$$R_{л} = 0,12 \cdot 65 / 1 = 7,8 \text{ Ом, де } r_0 = 0,12 \text{ Ом/км.}$$

Капітальні вкладення в лінію перетином F знаходяться за формулою

$$d_{ол} = k_0 L1,$$

де  $k_0$  - вартість спорудження 1 км лінії, яка залежить від напруги  $U_{ном 1}$ , матеріалу та ланцюга опор, а також перерізу проводів; із довідкової табл. 4.5  $k_0 = 25 \text{ тис. дол/км.}$

Тоді

$$K_{л} = k_0 L1 = 25 \cdot 65 = 1625 \text{ тис. дол.}$$

Річні витрати на технічне обслуговування та ремонт лінії

$$I_{о.р.л} = \alpha_{о.р.л} K_{л},$$

де  $\alpha_{о.р.л}$  – щорічні витрати на технічне обслуговування та ремонт лінії, у відн. од. вартість основних фондів по лінії; для ліній 110 кВ із довідкової табл. 4.7  $\alpha_{о.р.л} = 0,012.$

Тоді

$$I_{о.р.л} = \alpha_{о.р.л} K_{л} = 0,012 \cdot 1625 = 19,5 \text{ тис. дол.}$$

Вартість навантажувальних втрат електроенергії у лінії

$$I_{\Delta W_{л}} = \Delta P_{л} \tau_{л} \beta',$$

де  $\Delta P_{л}$  – втрати активної потужності в лінії;

$$\Delta P_{\text{л}} = S_{\text{л}}^2 R_{\text{л}} / U_{\text{ном 1}},$$

$\tau_{\text{л}}$  – річний час найбільших втрат у лінії год/рік; значення  $\tau_{\text{л}}$  визначається залежно від  $\tau = f(T_{\text{нб}})$ , в якості якої може бути використана формула  $\tau_{\text{л}} = (0,124 + T_{\text{нб}} / 104)2 8760$ ;  $\beta'$  – питома вартість навантажувальних втрат у лінії, що дорівнює середньому тарифу на електроенергію на вході в електричні мережі 110 кВ; із довідкової табл. 4.8  $\beta' = 4,05 \cdot 10^{-2}$  тис. дол / (МВт·год).

Тоді

$$\Delta P_{\text{л}} = 1002 \cdot 7,8/1102 = 6,44 \text{ МВт};$$

$$\tau_{\text{л}} = (0,124 + 4000/104)2 8700 = 2405 \text{ год/рік};$$

$$I_{\Delta W_{\text{л}}} = 6,44 \cdot 2405 (4,05 \cdot 10^{-2}) = 627,3 \text{ тис. дол.}$$

Витратна частина інтегрального ефекту (сумарні дисконтовані витрати) для лінії за умови, що будівництво здійснюється протягом року та поточні показники постійні протягом усього розрахункового періоду

$$V_{\text{д.с}} = K_{\text{л}} + I_{\text{л}}' / E,$$

де  $I_{\text{л}}'$  – річні витрати для лінії без урахування амортизаційних відрахувань на реновацію;

$$I_{\text{л}}' = I_{\text{о.р.л}} + I_{\Delta W_{\text{л}}},$$

$E$  – реальна (чиста) норма дисконту, яка приймається в розрахунках на перспективу, що дорівнює 0,1.

Тоді

$$I_{\text{л}}' = 19,5 + 627,3 = 646,8 \text{ тис. дол};$$

$$V_{\text{д.с 1}} = 1625 + 646,8/0,1 = 8093 \text{ тис. дол.}$$

*Примітка.* Використання витратної частини інтегрального ефекту  $V_{\text{д.с}}$  зі зіставленні варіантів припустимо у завданнях, які потребують визначення загальної ефективності, і у яких доходи ідентичні переважають у всіх випадках [9].

## 2. Розрахунок 2 варіанти електропостачання вузла електричної мережі

Виконання розрахунків за 2 варіантом електропостачання вузла електричної мережі виконується у наступній послідовності.

Знаходиться загальний струм лінії за виразом:

$$I_{\text{л}} = S_{\text{л}} 10^3 / (\sqrt{3} U_{\text{ном 2}}),$$

де  $S_{л}$  - значення повної потужності, що протікає в лінії;  $S_{л} = S_{A}$ .

Перерізи дротів 1 ланцюга лінії з номінальною напругою  $U_{ном2}$  приймається за даними табл. 4.5.

Число ланцюгів лінії з номінальною напругою  $U_{ном2}$  визначається за співвідношенням

$$n_{л} = I_{л} / I_{доп},$$

де  $I_{доп}$  – тривало допустимий струм нагрівання проводів лінії відповідного перерізу (табл. 4.5).

Отримане значення  $n_{л}$  округляється у велику сторону.

Тоді

$$I_{л} = 100 \cdot 103 / (\sqrt{3} \cdot 330) = 175 \text{ А.}$$

Вибираємо провід перетином  $2 \times \text{АС-400/32}$  з  $I_{доп} = 1410 \text{ А}$ .

Тоді

$$n_{л} = I_{л} / I_{доп} = 175 / 1410 \approx 0,12; \text{ округляємо } n_{л} = 1.$$

Для прийнятого перерізу  $n_{л}$  (F) проводів лінії розраховується опір схеми заміщення

$$R_{л} = r_{0 \text{ спр}} L_2 / n_{л},$$

де  $r_{0 \text{ спр}}$  – питомий опір лінії, що визначається з довідкових даних додатка А навчального посібника «Параметри та схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах та завданнях» [3];  $n_{л}$  – кількість ланцюгів лінії.

Додатково до опору схеми заміщення лінії при  $U_{ном2} = 330 \text{ кВ}$  визначається значення втрат потужності на корону, МВт

$$\Delta P_{кор} = \Delta P_{кор0 \text{ спр}} L_2 n_{л},$$

де  $\Delta P_{кор0 \text{ спр}}$  – питомі втрати потужності в лінії, МВт/км, що визначаються з додатка А навчального посібника «Параметри та схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах та завданнях» [3].

Тоді  $R_{л} = 0,0375 \cdot 15/1 = 0,56 \text{ Ом}$ , де  $r_0 = 0,0375 \text{ Ом/км}$ ;

$\Delta P_{кор} = 2,6 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 1 = 0,039 \text{ МВт}$ , де  $\Delta P_{кор0} = (2,6-1,8) 10^{-3} \text{ МВт/км}$ .

Капітальні вкладення в лінію перетином F знаходяться за формулою

$$\partial_{ол} = k_0 L_2,$$

де  $k_0$  – вартість спорудження 1 км лінії, яка залежить від напруги  $U_{\text{ном}2}$ , матеріалу та ланцюга опор, а також перерізу проводів; із довідкової табл. 4.5  $k_0 = 45$  тис. дол/км.

Тоді

$$K_{\text{л}} = 45 \cdot 15 = 675 \text{ тис. дол.}$$

Річні витрати на технічне обслуговування та ремонт лінії

$$I_{\text{о.р.л}} = \alpha_{\text{о.р.л}} K_{\text{л}},$$

де  $\alpha_{\text{о.р.л}}$  – щорічні витрати на технічне обслуговування та ремонт лінії, у відн. од. вартість основних фондів по лінії; для лінії 330кВ  $\alpha_{\text{о.р.л}} = 0,09$  (табл. 4.7).

Тоді

$$I_{\text{о.р.л}} = 0,09 \cdot 675 = 60,75 \text{ тис. дол.}$$

Вартість втрат електроенергії у лінії

$$I_{\Delta W_{\text{л}}} = \Delta P_{\text{кор}} T_{\text{вкл}} \beta'' + \Delta P_{\text{л}} \tau \beta',$$

де  $T_{\text{вкл}}$  – час включення ліній протягом року;  $T_{\text{НБ}} \leq T_{\text{вкл}} \leq 8760$  год/рік;  $\beta''$  – питома вартість втрат електроенергії на корону у лінії;  $\beta'' = (0,75-0,8)\beta'$ ;  $\beta'$  – питома вартість навантажувальних втрат у лінії, що дорівнює середньому тарифу на електроенергію на вході в електричні мережі 330 кВ;  $\beta' = 3,75 \cdot 10^{-2}$  тис. дол / (МВт·год) (табл. 4.8).

*Примітка.* Для лінії з  $U_{\text{ном}2} = 220$  кВ складова вартості втрат електроенергії  $\Delta P_{\text{кор}} T_{\text{вкл}} \beta$  у розрахунках не враховується.

Тоді

$$\Delta P_{\text{л}} = 1002 \cdot 0,56/3302 = 0,05 \text{ МВт};$$

$$\tau_{\text{л}} = (0,124 + 4000/104)^2 / 8700 = 2405 \text{ год/рік};$$

$$\begin{aligned} I_{\Delta W_{\text{л}}} &= 0,039 \cdot 8760 \cdot 0,75 \cdot 3,75 \cdot 10^{-2} + 0,05 \cdot 2405 \cdot 3,75 \cdot 10^{-2} = \\ &= 9,61 + 4,51 = 14,12 \text{ тис. дол.} \end{aligned}$$

Витратна частина інтегрального ефекту (сумарні дисконтовані витрати) для лінії за умови, що будівництво здійснюється протягом року та поточні показники постійні протягом усього розрахункового періоду

$$B_{\text{д.с}} = K_{\text{л}} + I_{\text{л}} / E,$$

де  $I_{л}'$  – річні витрати для лінії без урахування амортизаційних відрахувань на ре-  
новацію;

$$I_{л}' = I_{o.p.л} + I_{\Delta W_{л}},$$

$E$  – реальна (чиста) норма дисконту, яка приймається в розрахунках на перспек-  
тиву, що дорівнює 0,1.

Тоді

$$I_{л}' = 60,75 + 14,12 = 74,87 \text{ тис. дол.};$$

$$B_{д.с.2} = 675 + 74,87/0,1 = 1423,7 \text{ тис. дол.}$$

### 3. Розрахунок 3 варіанти електропостачання вузла електричної мережі

Виконання розрахунків за 3 варіантом електропостачання вузла електрич-  
ної мережі виконується у наступній послідовності.

Вибір номінальної потужності автотрансформатора

$$S_{ном.т} \geq S_A / k_{сист},$$

де  $k_{сист}$  – коефіцієнт систематичного перевантаження; при напрузі на обмотках  
трансформатора не вище від номінального кожна обмотка допускає тривале  
навантаження по струму на 5 %, тоді  $k_{сист} = 1,05$  [8].

Тоді

$$S_{ном.т} \geq 100/1,05 = 95,3 \text{ МВА};$$

вибираємо автотрансформатор типу АТДЦТН-125000/330/110.

Каталожні дані автотрансформатора, що визначаються з довідкових даних  
додатка Д навчального посібника «Параметри та схеми заміщення елементів  
електричних систем у прикладах та завданнях» [3]:

- номінальна потужність автотрансформатора  $S_{ном.т}$ , МВА;
- втрати КЗ  $\Delta P_{к.в-с \text{ спр}}$  або  $\Delta P_{к.в-с \text{ спр}}$ ,  $\Delta P_{к.в-н \text{ спр}}$ ,  $\Delta P_{к.с-н \text{ спр}}$ , кВт;
- втрати ХХ  $\Delta P_{х \text{ спр}}$ , кВт.

Тоді

$$S_{ном.т} = 125 \text{ МВА}; \Delta P_{к.в-с \text{ спр}} = 370 \text{ кВт}; \Delta P_{х \text{ спр}} = 115 \text{ кВт}.$$

Розрахункова вартість автотрансформатора  $K_T$  визначається із табл. 4.6;  
 $d_{от} = 610$  тис. дол.

Річні витрати на технічне обслуговування та ремонт автотрансформатора

$$I_{o.p.T} = \alpha_{o.p.T} K_T,$$

де  $\alpha_{o.p.T}$  – щорічні витрати на технічне обслуговування та ремонт автотрансформатора, у відн. од. вартості основних фондів з автотрансформатора; для автотрансформаторів 330 кВ  $\alpha_{o.p.T} = 0,024$  (табл. 4.7).

Тоді

$$I_{o.p.T} = 0,024 \cdot 610 = 14,64 \text{ тис. дол.}$$

Вартість втрат електроенергії в автотрансформаторі

$$I_{\Delta W_T} = \Delta P_X \cdot 10^{-3} T_{\text{вкл}} \beta'' + \Delta P_{\text{пр}} \tau_T \beta',$$

де  $\Delta P_X$  – втрати ХХ автотрансформатора, кВт;  $T_{\text{вкл}}$  – час включення автотрансформатора протягом року;  $T_{\text{НБ}} \leq T_{\text{вкл}} \leq 8760$  год/рік;  $\beta''$  – питома вартість втрат холостого ходу в автотрансформаторі;  $\beta'' = (0,75-0,8)\beta'$ ;  $\Delta P_{\text{пр}}$  – втрати активної потужності в обмотках автотрансформатора;

при заданій потужності КЗ  $\Delta P_K$ .

$$\Delta P_{\text{пр}} = \Delta P_{\text{к.в-з}} \cdot 10^{-3} (S_{\text{нагр}} / S_{\text{ном.т}})^2;$$

*Примітка.* При заданих потужностях КЗ  $\Delta P_{\text{к.в-с спр}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.в-н спр}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.с-н спр}}$

$$\Delta P_{\text{пр}} = \Delta P_{\text{к.в}} \cdot 10^{-3} (S_{\text{в}}/S_{\text{ном.т}})^2 + \Delta P_{\text{к.с}} \cdot 10^{-3} (S_{\text{с}}/S_{\text{ном.т}})^2,$$

де  $\Delta P_{\text{к.в}} = 0,5 (\Delta P_{\text{к.в-с спр}} + \Delta P_{\text{к.в-н спр}} 10^2/\alpha_{\text{нн}}^2 - \Delta P_{\text{к.с-н спр}} 10^2/\alpha_{\text{нн}}^2)$ ;

$$\Delta P_{\text{к.с}} = 0,5 (\Delta P_{\text{к.в-с спр}} + \Delta P_{\text{к.с-н спр}} 10^2/\alpha_{\text{нн}}^2 - \Delta P_{\text{к.в-н спр}} 10^2/\alpha_{\text{нн}}^2);$$

$$S_{\text{в}} = S_{\text{с}} = S_{\text{А}};$$

$\tau_T$  – річний час найбільших втрат в автотрансформаторі, год/рік;  $\tau_T = \tau_{\text{л}}$ ;  $\beta'$  – питома вартість навантажувальних втрат у автотрансформаторі; для автотрансформаторів 150-300 кВ;  $\beta' = 3,75 \cdot 10^{-2}$  тис. дол / (МВт·год) (табл. 4.8).

Тоді

$$\Delta P_{\text{пр}} = 370 \cdot 10^{-3} (100 / 125)^2 = 0,237 \text{ МВт};$$

$$\begin{aligned} I_{\Delta W_T} &= 115 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 \cdot 0,75 (3,75 \cdot 10^{-2}) + 0,237 \cdot 2405 (3,75 \cdot 10^{-2}) = \\ &= 28,33 + 21,37 = 49,71 \text{ тис. дол.} \end{aligned}$$

Витратна частина інтегрального ефекту для 3 варіанти електропостачання вузла електричної мережі розраховується за формулами:

$$I_T' = I_{o.p.T} + I_{\Delta W_T};$$

$$B_{\text{д.с}} = K_T + I_T' / E.$$

Тоді

$$I_T' = 14,64 + 49,71 = 64,35 \text{ тис. дол.};$$

$$B_{д.с} = 610 + 64,35/0,1 = 1253,48 \text{ тис. дол.}$$

4. Оптимальному варіанту електропостачання вузла електричної мережі відповідає умова мінімуму витратної частини інтегрального ефекту, тобто  $B_{д.с} \rightarrow \min$ .

Порівнюючи значення  $B_{д.с}$  з варіантів № 1, 2 і 3 (8093, 1423,7 і 1253,5 тис. дол, відповідно), робиться висновок, що оптимальним варіантом електропостачання вузла електричної мережі є варіант 3.

**4.1.3. Довідкові дані для виконання розрахункового завдання «Техніко-економічне обґрунтування оптимального варіанта електропостачання вузла електричної мережі»**

Таблиця 4.5 - Характеристики ПЛ напругою 110-330 кВ [9]

Напруга, кВ	Кількість ланцюгів, прим.	Перетин, мм <sup>2</sup>	Опори	Допустимий струм нагріву I <sub>доп</sub> , А	Вартість K <sub>0</sub> , тис.дол/км
110	1	240/32	ЗБ одностійкові	605	25
	2	240/32		605	41
220	1	300/39	ЗБ одностійкові	710	29
	2	300/39	ЗБ двостійкові	710	55
330	1	2×400/51	ЖБ двостосєчні з внутрішніми зв'язками	1410	45
	2	2×400/51	Сталеві вільні	1410	90

Таблиця 4.6 – Вартість вузлів автотрансформаторів із вищим напругою 220-330 кВ [9]

Напруга, кВ	Потужність S <sub>НОМ Т</sub> , МВА	Вартість K <sub>т</sub> , тис.
220/110	63	385
	125	470
	200	620
330/110	125	610
	200	800

Таблиця 4.7 - Щорічні витрати на технічне обслуговування та ремонт електричних мереж [9]

Напруга, кВ	Витрати, % вартості від основних фондів	
	ВЛ	ПС
110	1,2	2,4
220-330	0,9	2,4

Таблиця 4.8 – Значення середнього тарифу на вході та виході у електричні мережі різних напруг [9], тис. дол/(МВт·год)

Напруга, кВ	Вхід	Вихід
110	$4,05 \cdot 10^{-2}$	$4,3 \cdot 10^{-2}$
220-330	$3,75 \cdot 10^{-2}$	$4,05 \cdot 10^{-2}$

*Примітка.* Коефіцієнт до середнього тарифу визначення вартості втрат холо-  
стого ходу – 0,75–0,8.

### 4.3. Розрахункове завдання «Вибір та розташування компенсуючих пристроїв в електричній мережі»

#### 4.3.1. Вихідні дані для виконання розрахункового завдання «Вибір та розташування компенсуючих пристроїв в електричній мережі»

Схема розташування центру живлення (ЦЖ) та навантажень Н1-Н5 електричної мережі показано на рис. 4.3.

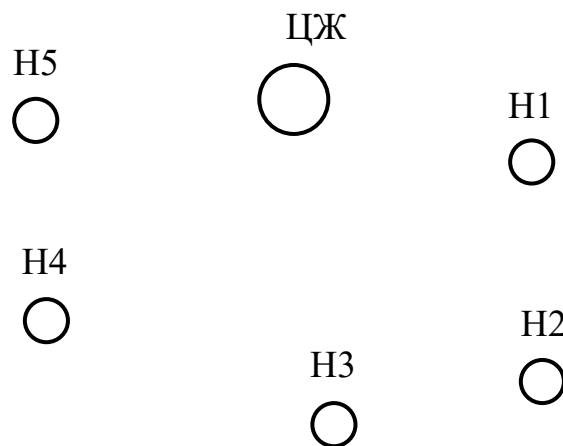


Рисунок 4.3 – Схема розташування центру живлення та навантажень електричної мережі

Вихідні дані для розрахунку наведено у табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Вибір та розстановка компенсуючих пристроїв в електричній мережі»

Варіант	$S_{H1}$ , МВА	$S_{H2}$ , МВА	$S_{H3}$ , МВА	$S_{H4}$ , МВА	$S_{H5}$ , МВА	$\cos\varphi_3$
	$\cos\varphi_{H1}$	$\cos\varphi_{H2}$	$\cos\varphi_{H3}$	$\cos\varphi_{H4}$	$\cos\varphi_{H5}$	
1	10	18	18	15	22	0,93
	0,8	0,82	0,84	0,83	0,85	
2	11	19	19	17	24	0,92
	0,81	0,83	0,81	0,86	0,82	
3	18	10	11	19	25	0,91
	0,82	0,81	0,85	0,84	0,86	
4	19	11	13	17	24	0,92
	0,83	0,85	0,84	0,85	0,82	
5	10	18	19	19	25	0,93
	0,81	0,84	0,84	0,85	0,85	
6	11	19	12	20	24	0,94
	0,85	0,81	0,83	0,86	0,84	
7	18	11	13	19	25	0,92
	0,84	0,85	0,81	0,84	0,82	
8	19	13	20	20	25	0,91
	0,81	0,84	0,85	0,85	0,83	
9	11	19	15	17	20	0,93
	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84	
10	13	12	21	15	22	0,91
	0,84	0,83	0,8	0,85	0,85	
11	19	13	15	17	15	0,93
	0,84	0,81	0,83	0,86	0,86	
12	12	20	17	19	10	0,91
	0,83	0,85	0,86	0,82	0,8	

Продовження табл. 4.9

Варіант	$S_{H1}, \text{MBA}$	$S_{H2}, \text{MBA}$	$S_{H3}, \text{MBA}$	$S_{H4}, \text{MBA}$	$S_{H5}, \text{MBA}$	$\cos\varphi_3$
	$\cos\varphi_{H1}$	$\cos\varphi_{H2}$	$\cos\varphi_{H3}$	$\cos\varphi_{H4}$	$\cos\varphi_{H5}$	
13	13	15	19	22	11	0,92
	0,81	0,84	0,84	0,85	0,81	
14	20	21	17	20	18	0,93
	0,85	0,8	0,85	0,84	0,82	
15	15	15	19	15	19	0,91
	0,84	0,83	0,85	0,85	0,83	
16	21	17	20	15	10	0,92
	0,8	0,86	0,86	0,86	0,81	
17	15	19	19	16	11	0,92
	0,83	0,84	0,84	0,85	0,85	
18	17	17	20	17	18	0,91
	0,86	0,85	0,85	0,84	0,84	
19	19	19	17	18	19	0,94
	0,84	0,85	0,84	0,82	0,81	
20	17	20	15	17	11	0,93
	0,85	0,86	0,85	0,83	0,85	

#### 4.3.2. Приклад виконання розрахункового завдання «Вибір та розміщення компенсуючих пристроїв в електричній мережі»

Схема розташування центру живлення (ЦЖ) та навантажень Н1-Н5 електричної мережі показано на рис. 4.3.

*Примітка.* Під час виконання відповідного варіанта розрахункового завдання у звіті слід навести рис. 4.3.

Вихідні дані для розрахунку наведено у табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Вихідні дані для вибору та розміщення компенсуючих пристроїв в електричній мережі

$S_{H1}, \text{MBA}$	$S_{H2}, \text{MBA}$	$S_{H3}, \text{MBA}$	$S_{H4}, \text{MBA}$	$S_{H5}, \text{MBA}$	$\cos\varphi_3$
$\cos\varphi_{H1}$	$\cos\varphi_{H2}$	$\cos\varphi_{H3}$	$\cos\varphi_{H4}$	$\cos\varphi_{H5}$	
15	11	13	21	20	0,91
0,86	0,81	0,85	0,80	0,82	

Завдання вибору та розміщення компенсуючих пристроїв в електричній мережі полягає у визначенні потужності цих пристроїв, що встановлюються на підстанціях у вузлах навантаження електричної мережі.

В даний час одним з критеріїв ступеня компенсації реактивної потужності прийнята енергосистема, що дозволяється до використання, реактивна потужність у години максимуму навантаження енергосистеми.

Вибір та розстановка компенсуючих пристроїв здійснюється за умови рівності коефіцієнтів потужності на окремих підстанціях у вузлах навантаження електричної мережі.

Використовуючи вихідні дані, попередньо знаходяться величини, необхідні для вирішення поставленого завдання вибору та розміщення компенсуючих пристроїв в електричній мережі. До цих величин належать:

$\sin \varphi_{Hi}$  – синус величини  $\varphi_{Hi}$  на нижчій стороні підстанції;

$\text{tg } \varphi_{Hi}$  – коефіцієнт реактивної потужності на нижчій стороні підстанції,

що відповідає заданому коефіцієнту потужності  $\cos\varphi_{Hi}$ ;

$P_{Hi}$  – найбільше активне навантаження на нижчій стороні підстанції, що визначається за формулою

$$P_{Hi} = S_{Hi} \sin \varphi_{Hi},$$

$Q_{Hi}$  – найбільше реактивне навантаження на нижчій стороні підстанції, що визначається за формулою

$$Q_{Hi} = S_{Hi} \sin \varphi_{Hi}.$$

Результати розрахунків зазначених величин подаються у табл. 4.11.

Споживання активної потужності в електричній мережі складається з навантажень знижувальних підстанцій ( $P_{ні}$ ), втрат потужності в лініях ( $\Delta P_{лj}$ ) та понижувальних трансформаторів ( $\Delta P_{ті}$ ) мережі.

При визначенні одночасно споживаної активної потужності враховується можливість розбіжності у часі доби найбільших навантажень окремих вузлів. Орієнтовно вважатимуться, що одночасно споживана активна потужність становить близько 90-95 % від суми заданих найбільших навантажень кожного з вузлів. Тому коефіцієнт різночасності максимумів активних навантажень  $k_{р,м}$  0,9-0,95.

Сумарні втрати активної потужності в лініях та трансформаторах проектованої мережі ( $\sum \Delta P_{лj} + \sum \Delta P_{ті}$ ) умовно приймаються рівними 8-9% від суми заданих найбільших навантажень ПС. Тому коефіцієнт втрат активної потужності  $k_{\Delta P} \approx 0,08-0,09$ .

Активна потужність енергосистеми, що видається в електричну мережу приблизно визначається за виразом:

$$P_A = k_{р,м} \sum P_{ні} + \sum \Delta P_{лj} + \sum \Delta P_{ті} = k_{р,м} \sum P_{ні} + k_{\Delta P} \sum P_{ні}.$$

Сумарне активне навантаження на нижчій стороні підстанцій електричної мережі  $\sum P_{ні}$  визначається за даними табл. 4.11.

Тоді

$$P_A = 0,9 (12,9 + 8,91 + 11,05 + 16,8 + 16,4) + 0,08 (12,9 + 8,91 + 11,05 + 16,8 + 16,4) = 64,7388 \text{ МВт.}$$

Орієнтовний розрахунок потужності компенсуючих пристроїв в електричній мережі виконується на основі наближеної оцінки можливих складових балансу реактивної потужності.

Необхідна реактивна потужність електричної мережі визначається реактивними навантаженнями підстанцій ( $Q_{ні}$ ) та втратами реактивної потужності в елементах мережі для періоду найбільших навантажень.

Баланс реактивної потужності в проектованій мережі встановлюється рівнянням:

$$Q_A + \sum Q_{к,уі} + \sum Q_{зарj} = k_{р,м} \cdot \sum Q_{ні} + \sum \Delta Q_{лj} + \sum \Delta Q_{ті},$$

де  $Q_A$  – наявна реактивна потужність енергосистеми;  $\sum Q_{к.уі}$  – сумарна потужність компенсуючих пристроїв в електричній мережі;  $\sum Q_{зарj}$  – сумарна зарядна потужність ліній електричної мережі;  $\sum Q_{ні}$  – сумарне реактивне навантаження на нижчій стороні підстанцій електричної мережі;  $\sum \Delta Q_{лj}$  – сумарні втрати реактивної потужності у лініях електричної мережі;  $\sum \Delta Q_{ті}$  – сумарні втрати реактивної потужності у трансформаторах підстанцій електричної мережі;  $k_{р.м'}$  – коефіцієнт різночасності максимумів реактивних навантажень, що приймається приблизно рівним 0,9-0,95.

*Можливість енергосистеми забезпечення електричної мережі реактивною потужністю* визначається за формулою

$$Q_A = P_A \operatorname{tg} \varphi_c,$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_c$  – коефіцієнт реактивної потужності, що відповідає заданому коефіцієнту потужності  $\cos \varphi_c$ .

Реактивне навантаження на нижчій стороні підстанцій електричної мережі  $\sum Q_{ні}$  визначається за даними табл. 4.10.

Реактивна потужність  $\sum Q_{зарj}$ , що генерується лініями електричної мережі, за попередніх розрахунків оцінюється, наприклад, для одноланцюгових ліній 110кВ значенням 0,035 Мвар/км.

Втрати реактивної потужності  $\sum \Delta Q_{лj}$  в лініях електричної мережі приблизно знаходяться по повній потужності  $\sum S_{лj}$ , що передається по лінії.

Наприклад, для ліній 110 кВ втрати реактивної потужності орієнтовно становлять 4-6%.

Для наближеної оцінки балансу реактивної потужності вважається, що генерація та втрати реактивної потужності в лініях 110 кВ приблизно дорівнюють ( $\sum Q_{зарj} \approx \sum \Delta Q_{лj}$ ).

Втрати реактивної потужності у трансформаторах  $\sum \Delta Q_{ті}$  приймаються рівними приблизно 10% від сумарного повного навантаження на нижчому боці підстанцій електричної мережі

$$\sum \Delta Q_{ті} = 0,1 \sum S_{ні}.$$

Тоді

$$Q_A = 64,7388 \cdot 0,4556 = 29,4959 \text{ Мвар.}$$

Потужність компенсуючих пристроїв, необхідних для встановлення в електричній мережі для забезпечення балансу реактивної потужності знаходиться на підставі рівняння балансу реактивної потужності в проектованій мережі з урахуванням прийнятих припущень:

$$\sum Q_{к.у\ i} = k_{р.м}' \sum Q_{н\ i} + \sum \Delta Q_{т\ i} - Q_A.$$

Тоді

$$\sum Q_{к.у\ i} = 0,95 (7,65 + 6,45 + 6,85 + 12,6 + 11,45) + 0,1 (15 + 11 + 13 + 21 + 20) - 29,4959 = 21,2547 \text{ Мвар.}$$

Негативне значення  $\sum Q_{к.у\ i}$  вказує на відсутність необхідності у пристроях, що компенсують.

При позитивному значенні  $\sum Q_{к.у\ i}$  розрахунок потужності пристроїв, що компенсують, на підстанціях  $Q_{к.у\ i}$  проводиться за умовою рівності середніх значень коефіцієнта потужності у вузлах мережі, для чого необхідне визначення балансного коефіцієнта реактивної потужності навантаження за формулою

$$\text{tg } \varphi_{\text{бал}} = (\sum Q_{н\ i} - \sum Q_{к.у\ i}) / \sum P_{н\ i},$$

де  $\varphi_{\text{бал}}$  – кут трикутника сумарних потужностей всіх підстанцій після встановлення компенсуючих пристроїв.

Тоді

$$\text{tg } \varphi_{\text{бал}} = (45,0006 - 21,2547) / 66,06 = 0,3595.$$

Розрахункові потужності компенсуючих пристроїв у кожному вузлі навантаження (на кожній підстанції) визначаються за формулою

$$Q_{к.у\ i\ p} = P_{н\ i} (\text{tg } \varphi_{н\ i} - \text{tg } \varphi_{\text{бал}}).$$

Результати визначення розрахункових потужностей компенсуючих пристроїв у кожному вузлі навантаження (кожній підстанції) представлені в табл. 4.11.

Для компенсації реактивної потужності можливе використання батарей конденсаторів типів КСКГ-1,05-125 та КС2-1,05-60 (табл. 4.12). Враховуючи, що в режимі максимуму навантажень за умовами зустрічного регулювання напруга

на нижчій стороні підстанції повинна перевищувати не менше ніж на 5% номінальне значення, потужність кожної з встановлених батарей компенсуючих пристроїв повинна визначатися для фактичної напруги в місці установки компенсуючих пристроїв  $U = 1,05 U_{\text{ном}}$  за формулою

$$Q_{\text{р.б.к}} = Q_{\text{р.б.к(ном)}} (U/U_{\text{ном}})^2.$$

Тоді при використанні батарей конденсаторів типів КСКГ-1,05-125

$$Q_{\text{р.б.к}} = 6,5 (1,05)^2 = 7,166 \text{ Мвар},$$

а при використанні батарей конденсаторів типів КС2-1,05-60

$$Q_{\text{р.б.к}} = 3,2 (1,05)^2 = 3,528 \text{ Мвар}.$$

Фактична потужність компенсуючих пристроїв, встановлених на кожній із підстанцій, визначається за формулою

$$Q_{\text{к.у і ф}} = n_{\text{к.п}} Q_{\text{р.б.к}},$$

де  $n_{\text{к.п}}$  - кількість пристроїв, що компенсують, використовують батареї конденсаторів кожного з типів на підстанції.

Після встановлення на підстанціях компенсуючих пристроїв зміниться значення споживаної на них реактивної потужності. Визначення фактичних значень найбільшого реактивного та повного навантажень на нижчій стороні підстанцій, а також їх коефіцієнтів потужності виконується за виразами:

$$Q_{\text{ніф}} = Q_{\text{ні}} - Q_{\text{к.у і ф}}; S_{\text{ніф}} = \sqrt{[(P_{\text{ні}})^2 + (Q_{\text{ніф}})^2]}; \cos \varphi_{\text{ніф}} = P_{\text{ні}} / S_{\text{ніф}}.$$

Результати визначення фактичних значень найбільшого реактивного та повного навантажень на нижчій стороні підстанцій, а також їх коефіцієнтів потужності представлені в табл. 4.11.

Використаний підхід вибору та розміщення компенсуючих пристроїв в електричній мережі має свої переваги та недоліки. У ньому точніше враховуються навантаження на підстанціях, але розподіл компенсуючих пристроїв не прив'язаний до мережі та її режимів, що розраховується. При подальших уточненнях розрахунків може виникнути потреба перерозподілу пристроїв, що компенсують, в електричній мережі.

Таблиця 4.11 – Вибір та розстановка компенсуючих пристроїв в електричній мережі

Показники	Позначення	Підстанції (вузли навантажень) електричної мережі				
		1	2	3	4	5
Найбільше повне навантаження на нижчій стороні підстанції	$S_{нi}$ , МВА	15	11	13	21	20
Коефіцієнт потужності на нижчому боці підстанції	$\cos \varphi_{нi}$	0,86	0,81	0,85	0,8	0,82
Синус величини $\varphi_{нi}$ на нижчому боці підстанції	$\sin \varphi_{нi}$	0,51	0,59	0,53	0,6	0,57
Коефіцієнт реактивної потужності на нижчій стороні підстанції	$\operatorname{tg} \varphi_{нi}$	0,59	0,72	0,62	0,75	0,70
Найбільше активне навантаження на нижчій стороні підстанції	$P_{нi}$ , МВт	12,9	8,91	11,05	16,8	16,4
Найбільше реактивне навантаження на нижчій стороні підстанції	$Q_{нi}$ , Мвар	7,65	6,454	6,85	12,6	11,45
Розрахункові потужності компенсуючих пристроїв на нижчому боці підстанції	$Q_{к.у.і.р.}$ , Мвар	3,02	3,25	2,88	6,56	5,55
Кількість та тип компенсуючих пристроїв на нижчому боці підстанції	$n_{к.п} \times \text{тип}$ КП	1×КС –2	1×КС –2	1×КС –2	2×КС –2	2×КС –2

Продовження табл. 4.11

Показники	Позначення	Підстанції (вузли навантажень) електричної мережі				
		1	2	3	4	5
Фактична потужність компенсуючих пристроїв на нижчій стороні підстанції	$Q_{к.у і ф}$ , Мвар	3,528	3,528	3,528	7,056	7,056
Фактичне найбільше реактивне навантаження на нижчій стороні підстанції	$Q_{н і ф}$ , Мвар	4,13	2,92	3,32	5,54	4,39
Фактичне найбільше повне навантаження на нижчому боці підстанції	$S_{н і ф}$ , МВА	13,54	9,38	11,54	17,69	16,98
Фактичний коефіцієнт потужності на нижчій стороні підстанції	$\cos \varphi_{н і ф}$	0,95	0,95	0,96	0,95	0,97

**4.3.3. Довідкові дані для виконання розрахункового завдання «Вибір та розстановка компенсуючих пристроїв в електричній мережі»**

Таблиця 4.12 – Конденсаторні батареї 10 кВ [10]

Показники	3 конденсаторами	
	КСКГ-1,05-125	КС2-1,05-60
Кількість паралельних гілок	4	4
Кількість послідовно включених конденсаторів однієї гілки	7	7
Загальна кількість конденсаторів у батареї	84	84
Встановлена потужність батареї, Мвар	10,5	5,0
Видається потужність батареї, Мвар, при напрузі $U_{ном}$	6,5	3,2

#### 4.4. Розрахункове завдання «Побудова графіків навантажень споживачів вузла електричної мережі»

##### 4.4.1. Вихідні дані для виконання розрахункового завдання «Побудова графіків навантажень споживачів вузла електричної мережі»

Схема вузла електричної мережі показано на рис. 4.4.

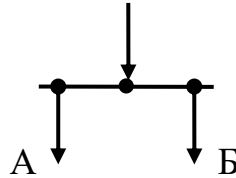


Рисунок 4.4 – Схема вузла електричної мережі

Вихідні дані для побудови добових графіків навантаження споживачів А та Б, добових графіків навантаження вузла електричної мережі, річного графіка навантаження за тривалістю та річного квадратичного графіка навантаження за тривалістю наведено у табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Побудова графіків навантажень споживачів вузла електричної мережі»

Варіант	$P_{\text{нб}}$ , МВт	Значення електричних навантажень, %, для годинника					
		0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12
1	15	10	10	10	30	30	20
		5	5	5	5	5	5
	10	20	20	20	100	100	100
		10	10	10	10	10	80
2	15	20	20	20	20	40	40
		10	10	10	10	10	10
	10	10	10	10	80	80	80
		5	5	5	5	70	70
3	10	30	30	30	30	45	45
		10	10	10	10	10	10
	15	20	20	50	50	100	100
		10	10	10	10	10	80

Продовження табл. 4.13

Варіант	$P_{\text{нб}}$ , МВт	Значення електричних навантажень, %, для годинника					
		0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12
4	10	10	10	10	10	30	30
		5	5	5	5	5	15
	15	30	30	60	60	80	80
		20	20	20	40	40	40
5	15	20	20	20	30	40	40
		10	10	10	10	20	20
	10	30	30	30	80	100	100
		20	20	20	20	70	70
6	15	30	30	30	50	50	40
		10	10	10	10	30	30
	10	20	20	40	80	100	100
		10	10	10	10	70	70
7	20	10	10	10	30	30	20
		5	5	5	5	5	5
	15	20	20	20	100	100	100
		10	10	10	10	10	80
8	20	20	20	20	20	40	40
		10	10	10	10	10	10
	15	10	10	10	80	80	80
		5	5	5	5	70	70
9	15	30	30	30	30	45	45
		10	10	10	10	10	10
	20	20	20	50	50	100	100
		10	10	10	10	10	80
10	15	10	10	10	10	30	30
		5	5	5	5	5	15
	20	30	30	60	60	80	80
		20	20	20	40	40	40

Продовження табл. 4.13

Варіант	$P_{\text{нб}}$ , МВт	Значення електричних навантажень, %, для годинника					
		0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12
11	20	20	20	20	30	40	40
		10	10	10	10	20	20
	15	30	30	30	80	100	100
		20	20	20	20	70	70
12	20	30	30	30	50	50	40
		10	10	10	10	30	30
	15	20	20	40	80	100	100
		10	10	10	10	70	70
13	25	10	10	10	30	30	20
		5	5	5	5	5	5
	20	20	20	20	100	100	100
		10	10	10	10	10	80
14	25	20	20	20	20	40	40
		10	10	10	10	10	10
	20	10	10	10	80	80	80
		5	5	5	5	70	70
15	20	30	30	30	30	45	45
		10	10	10	10	10	10
	25	20	20	50	50	100	100
		10	10	10	10	10	80
16	20	10	10	10	10	30	30
		5	5	5	5	5	15
	25	30	30	60	60	80	80
		20	20	20	40	40	40
17	25	20	20	20	30	40	40
		10	10	10	10	20	20
	20	30	30	30	80	100	100
		20	20	20	20	70	70

Продовження табл. 4.13

Варіант	$P_{\text{нб}}$ , МВт	Значення електричних навантажень, %, для годинника					
		0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12
18	25	30	30	30	50	50	40
		10	10	10	10	30	30
	20	20	20	40	80	100	100
		10	10	10	10	70	70
19	30	10	10	10	30	30	20
		5	5	5	5	5	5
	25	20	20	20	100	100	100
		10	10	10	10	10	80
20	30	20	20	20	20	40	40
		10	10	10	10	10	10
	25	10	10	10	80	80	80
		5	5	5	5	70	70

Продовження табл. 4.13

Варіант	$P_{\text{нб}}$ , МВт	Значення електричних навантажень, %, для годинника					
		12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
1	15	20	20	100	100	100	10
		5	5	5	60	60	5
	10	90	90	20	20	20	20
		80	15	15	15	15	10
2	15	20	20	100	100	40	20
		10	10	10	60	60	10
	10	100	100	20	20	20	10
		70	10	10	10	10	5
3	10	45	100	100	100	100	30
		30	30	30	80	10	10
	15	100	40	40	40	20	20
		80	10	10	10	10	10

Продовження табл. 4.13

Варіант	$P_{\text{нб}}$ , МВт	Значення електричних навантажень, %, для годинника					
		12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
4	10	20	20	20	100	100	10
		5	5	5	5	70	5
	15	100	100	40	40	40	30
		60	60	20	20	20	20
5	15	30	30	100	100	100	20
		10	10	10	60	60	10
	10	30	30	30	80	100	100
		20	20	20	20	70	70
6	15	30	30	30	50	50	40
		10	10	10	10	30	30
	10	20	20	40	80	100	100
		10	10	10	10	70	70
7	20	20	20	100	100	100	10
		5	5	5	60	60	5
	15	90	90	20	20	20	20
		80	15	15	15	15	10
8	20	20	20	100	100	40	20
		10	10	10	60	60	10
	15	100	100	20	20	20	10
		70	10	10	10	10	5
9	15	45	100	100	100	100	30
		30	30	30	80	10	10
	20	100	40	40	40	20	20
		80	10	10	10	10	10
10	15	20	20	20	100	100	10
		5	5	5	5	70	5
	20	100	100	40	40	40	30
		60	60	20	20	20	20

Продовження табл. 4.13

Варіант	$P_{\text{нб}}$ , МВт	Значення електричних навантажень, %, для годинника					
		12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
11	20	30	30	100	100	100	20
		10	10	10	60	60	10
	15	100	100	60	60	30	30
		50	50	30	20	20	20
12	20	40	40	100	100	70	30
		20	20	70	70	20	10
	15	100	100	50	50	20	20
		50	30	10	10	10	10
13	25	20	20	100	100	100	10
		5	5	5	60	60	5
	20	90	90	20	20	20	20
		80	15	15	15	15	10
14	25	20	20	100	100	40	20
		10	10	10	60	60	10
	20	100	100	20	20	20	10
		70	10	10	10	10	5
15	20	45	100	100	100	100	30
		30	30	30	80	10	10
	25	100	40	40	40	20	20
		80	10	10	10	10	10
16	20	20	20	20	100	100	10
		5	5	5	5	70	5
	25	100	100	40	40	40	30
		60	60	20	20	20	20
17	25	30	30	100	100	100	20
		10	10	10	60	60	10
	20	100	100	60	60	30	30
		50	50	30	20	20	20

Продовження табл. 4.13

Варіант	$P_{\text{нб}}, \text{МВт}$	Значення електричних навантажень, %, для годинника					
		12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
18	25	40	40	100	100	70	30
		20	20	70	70	20	10
	20	100	100	50	50	20	20
		50	30	10	10	10	10
19	30	20	20	100	100	100	10
		5	5	5	60	60	5
	25	90	90	20	20	20	20
		80	15	15	15	15	10
20	30	20	20	100	100	40	20
		10	10	10	60	60	10
	25	100	100	20	20	20	10
		70	10	10	10	10	5

#### ***4.4.2. Приклад виконання розрахункового завдання "Побудова графіків навантажень споживачів вузла електричної мережі"***

Схема вузла електричної мережі показано на рис. 4.4.

*Примітка.* Під час виконання відповідного варіанта розрахункового завдання у звіті слід навести рис. 4.4.

Вихідні дані для побудови добових графіків навантаження споживачів А та Б, добових графіків навантаження вузла електричної мережі, річного графіка навантаження за тривалістю та річного квадратичного графіка навантаження за тривалістю наведено у табл. 4.14.

Таблиця 4.14 – Вихідні дані для побудови графіків навантажень споживачів вузла електричної мережі

$P_{\text{нб}}$ , МВт	Значення електричних навантажень, %, для годинника					
	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12
20	10	10	10	30	30	20
	5	5	5	5	5	5
10	20	20	20	100	100	100
	10	10	10	10	10	80

Продовження табл. 4.14

$P_{\text{нб}}$ , МВт	Значення електричних навантажень, %, для годинника					
	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
20	20	20	100	100	100	10
	5	5	5	60	60	5
10	90	90	20	20	20	20
	80	15	15	15	15	10

Типові добові графіки навантаження споживачів А та Б задані у табл. 4.14 ступінчастими, де найбільше можливе за добу навантаження  $P_{\text{нб}}$  приймається за 100 %, а інші ступені графіків показують відносне значення навантаження для цього часу доби. Для кожного споживача (А та Б) задані два добові графіки, які характеризують їх роботу в різні періоди року. Це – типові графіки зимової та літньої доби робочих днів.

Побудова графіків електричних навантажень виконується у наступній послідовності.

1. За даними табл. 4.14 будуються у відносних одиницях добові (зимовий та літній) графіки навантаження споживачів А та Б (рис. 4.5).

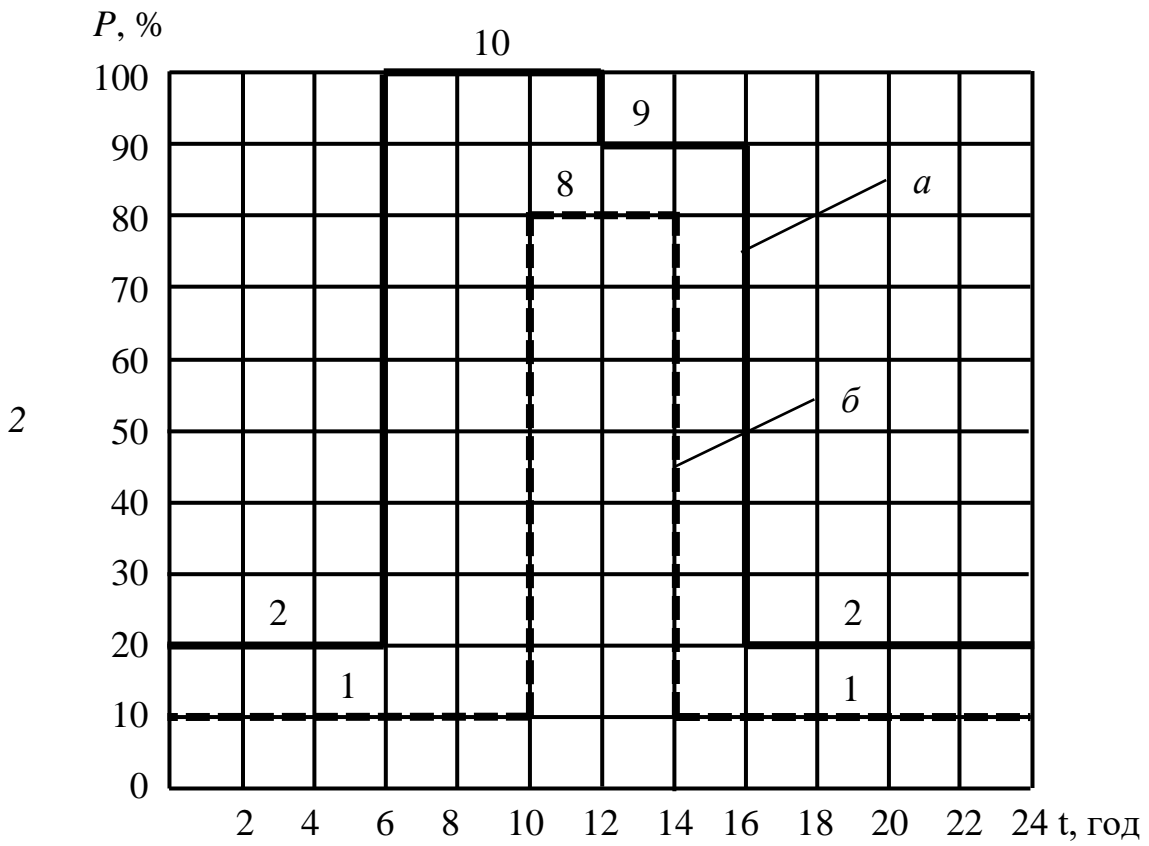
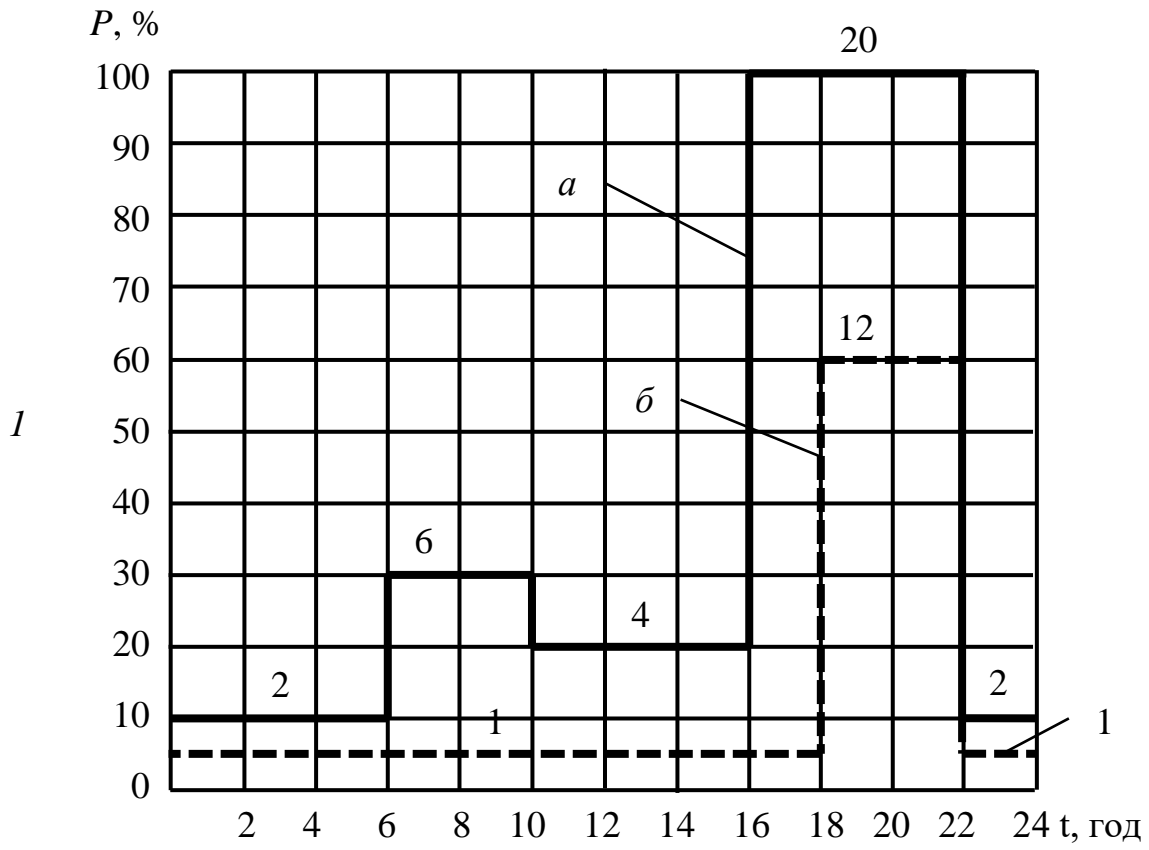


Рисунок 4.5 – Добові графіки навантаження (зимовий – а та літній – б) споживачів А (1) та Б (2) вузла електричної мережі

2. За заданими у табл. 4.14 значенням  $P_{нб}$  споживачів А та Б для побудованих на рис. 4.5 графіків вказуються значення ступенів в іменованих одиницях, використовуючи для кожного ступеня графіка співвідношення

$$P_{ст} = p P_{нб} / 100,$$

де  $p$  – ордината відповідного ступеня типового графіка, % (див. табл. 4.14).

3. Сумарні добові графіки навантаження споживачів А та Б вузла електричної мережі для зимової та літньої доби будуються підсумовуванням значень їх навантаження, що відповідають певним проміжкам часу (рис. 4.6).

4. Річний графік навантаження за тривалістю, що показує тривалість роботи вузла електричної мережі протягом року з різними навантаженнями, будується відкладанням по осі ординат сумарного добового навантаження вузла  $P_i$  (для зимового та літнього періодів) у порядку зменшення її значення від  $P_{нб}$  до  $P_{нм}$ , а по осі абсцис – тривалість існування відповідного навантаження  $T_{нагрі}$  у годинах від 0 до 8760 (рис. 4.7). При побудові зазначеного графіка тривалість зимового та літнього періодів  $T_{зима, літо}$  може бути прийнята рівною 183 та 182 дні відповідно (табл.4.15).

Для зручності побудови річного графіка навантаження за тривалістю доцільно скласти допоміжну таблицю (табл.4.15).

Таблиця 4.15 – Розрахункові дані для побудови річного графіка навантаження за тривалістю

$P_i, \text{МВт}$	$\Delta t, \text{год.}$	$T_{зима літо}, \text{днів}$	$t_i, \text{година.}$
22	6	183	$6 \cdot 183 = 1098$
16	4	183	$4 \cdot 183 = 732$
14	2	183	$2 \cdot 183 = 1098$
13	4	183	$4 \cdot 183 + 4 \cdot 182 = 1460$
	4	182	
9	4	182	$4 \cdot 182 = 728$
4	8	183	$8 \cdot 183 = 1464$
2	16	182	$16 \cdot 182 = 2912$

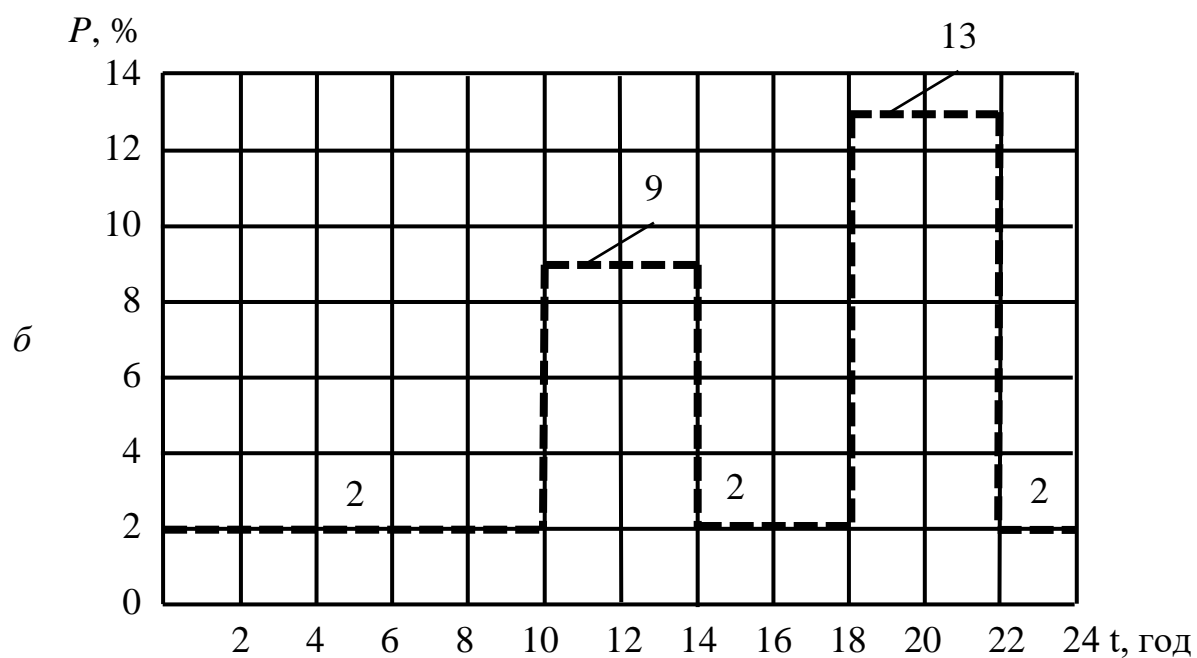
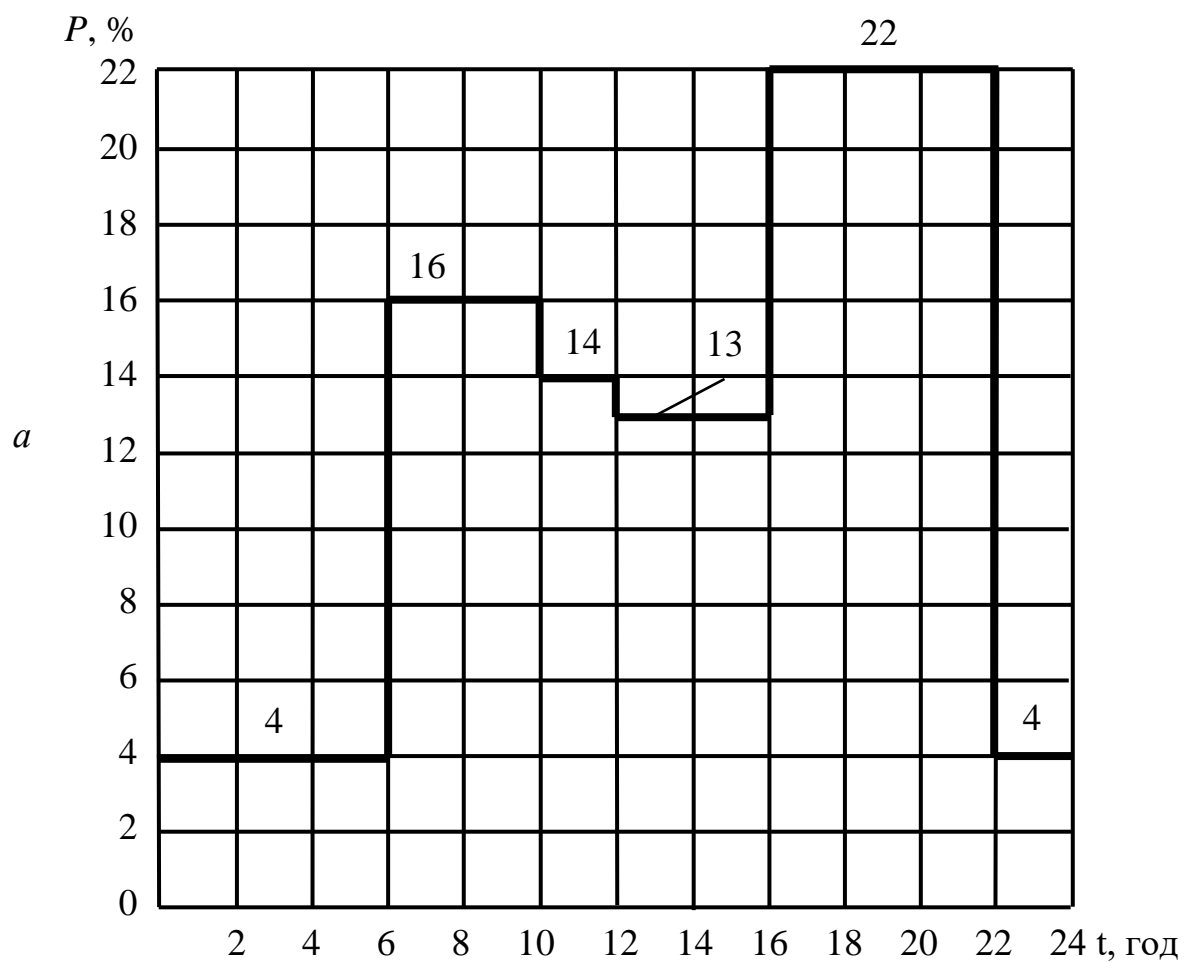


Рисунок 4.6 – Сумарні добові графіки навантаження споживачів А та Б вузла електричної мережі для зимової (а) та літньої (б) доби

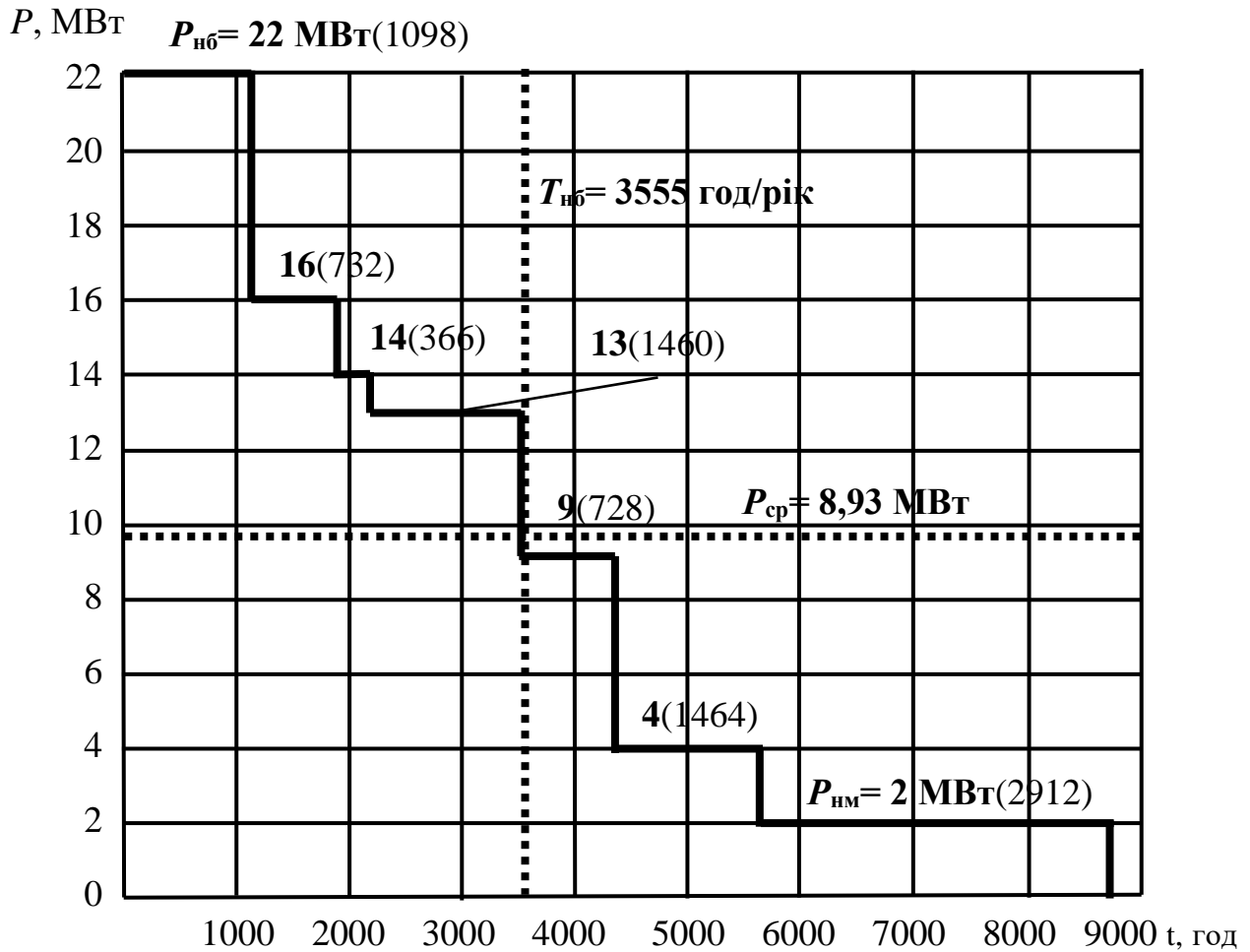


Рисунок 4.7 – Річний графік навантаження за тривалістю

5. Для побудованого річного графіка навантаження за тривалістю визначаються показники:

– річна кількість електроенергії, МВТ·год

$$W_{\Gamma} = \sum P_i \cdot t_i;$$

– найбільше та найменше навантаження  $P_{\text{нб}}$  та  $P_{\text{нм}}$ , МВТ;

– середнє навантаження, МВТ

$$P_{\text{cp}} = W_{\Gamma} / T,$$

де  $T = 8760 \text{ год/рік}$ ;

– кількість годин використання найбільшого навантаження, год/рік

$$T_{\text{нб}} = W_{\Gamma} / P_{\text{нб}};$$

– коефіцієнт нерівномірності графіка навантаження

$$\alpha = P_{\text{нм}} / P_{\text{нб}};$$

– коефіцієнт заповнення графіка навантаження

$$\beta = P_{\text{ср}} / P_{\text{нб}};$$

– коефіцієнти різночасності максимумів навантаження споживачів А та

Б для зимового та літнього періодів  $k_{\text{р.мз}}$  та  $k_{\text{р.мл}}$ .

$$k_{\text{р.м}} = \Sigma P_{\text{нб}} / \Sigma P_{\text{нб}i};$$

Тоді

$$W_{\Gamma} = \Sigma P_i \cdot t_i = 22 \cdot 1098 + 16 \cdot 732 + 14 \cdot 366 + 13 \cdot 1460 + 9 \cdot 728 + \\ + 4 \cdot 1464 + 2 \cdot 2912 = 78204 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

$$P_{\text{нб}} = 22 \text{ МВт}; P_{\text{нм}} = 2 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{ср}} = W_{\Gamma} / T = 78204 / 8760 = 8,93 \text{ МВт};$$

$$T_{\text{нб}} = W_{\Gamma} / P_{\text{нб}} = 78204 / 22 = 3555 \text{ год/рік};$$

$$\alpha = P_{\text{нм}} / P_{\text{нб}} = 2 / 22 = 0,09 \text{ одн. од.};$$

$$\beta = P_{\text{ср}} / P_{\text{нб}} = 8,93 / 22 = 0,41 \text{ відн. од.};$$

$$k_{\text{р.мз}} = 22 / (20 + 10) = 0,73 \text{ відн. од.};$$

$$k_{\text{р.мл}} = 13 / (12 + 8) = 0,65 \text{ відн. од.}$$

Отримані значення  $P_{\text{нб}}$ ,  $P_{\text{нм}}$ ,  $P_{\text{ср}}$ ,  $T_{\text{нб}}$  наносяться на річному графіку навантаження за тривалістю (рис. 4.7).

6. Річний квадратичний графік навантаження за тривалістю будується на основі річного графіка навантаження за тривалістю відкладанням по осі ординат зведеного в квадрат сумарного добового навантаження вузла  $P_i^2$  (для зимового та літнього періодів) у порядку зменшення її значення від  $P_{\text{нб}}^2$  до  $P_{\text{нм}}^2$ , а тривалість існування відповідного навантаження  $T_{\text{нав}i}$  у годинах від 0 до 8760 (рис. 4.8).

7. Для побудованого річного квадратичного графіка навантаження за тривалістю визначається

– кількість годин найбільших втрат, год./рік, за словами:

$$\tau = \Sigma (P_i^2 t_i) / P_{\text{нб}}^2;$$

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} / 104) \cdot 2 \cdot 8760;$$

$$\tau = 2T_{\text{нб}} - 8760 + (8760 - T_{\text{нб}}) \cdot (1 - P_{\text{нм}} / P_{\text{нб}})^2 / (1 + T_{\text{нб}} / 8760 - 2P_{\text{нм}} / P_{\text{нб}}).$$

Тоді

$$\tau = (222 \cdot 1098 + 162 \cdot 732 + 142 \cdot 366 + 132 \cdot 1460 + 92 \cdot 728 + 42 \cdot 1464 + 22 \cdot 2912) / 222 = 2337,5 \text{ год/рік};$$

$$\tau = (0,124 + 3555/104)^2 \cdot 8760 = 2014 \text{ год/рік};$$

$$\tau = 2 \cdot 3555 - 8760 + (8760 - 3555) \cdot (1 - 2 / 22)^2 / (1 + 3555/8760 - 2 \cdot 2/22) = 2215,8 \text{ год/рік}.$$

Отримане за виразом  $\tau = \sum(P_i^2 t_i) / P_{нб}^2$  значення наноситься на річному квадратичному графіку навантаження за тривалістю (рис. 4.8).

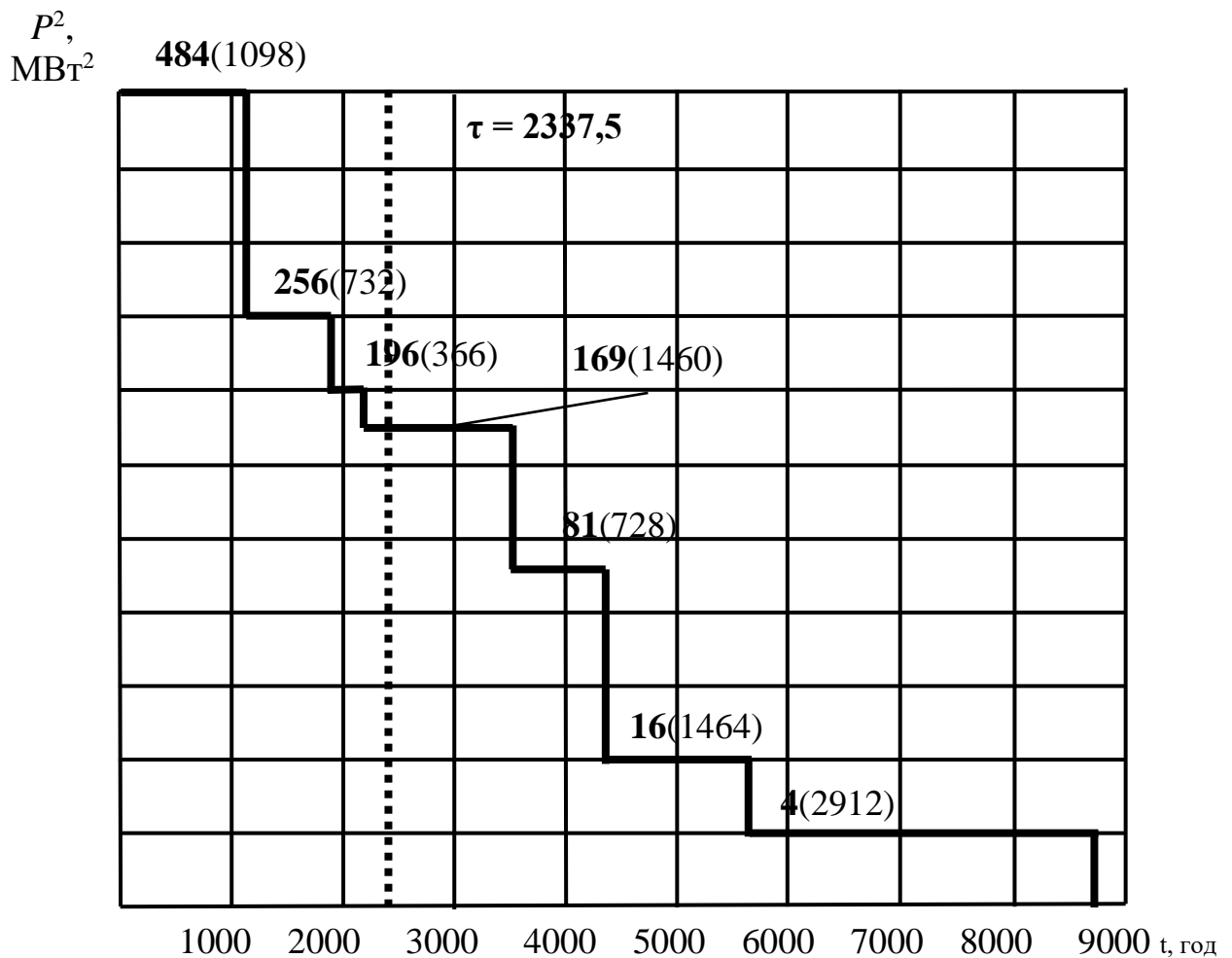


Рисунок 4.8 – Річний квадратичний графік навантаження за тривалістю

## **5. РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ ЗА ТЕМОЮ «ОСНОВИ УПРАВЛІННЯ СТАЛИМИ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМИ МЕРЕЖ»**

Розрахункові завдання на тему «Основи управління сталими режимами електричних систем та мереж» включають:

1. Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН двообмотувальних трансформаторів.
2. Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН та ПБВ триобмотувальних трансформаторів.
3. Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН автотрансформаторів.
4. Регулювання параметрів режимів електричної мережі.
5. Визначення доцільності відключення одного з трансформаторів підстанцій у разі зниження річного навантаження.

Вихідні дані для виконання розрахункових завдань на тему «Основи управління сталими режимами електричних систем та мереж», а також приклади виконання цих завдань наведено далі.

## 5.1. Розрахункове завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН двообмотувальних трансформаторів»

### 5.1.1. Вихідні дані для виконання розрахункового завдання "Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН двообмотувальних трансформаторів"

Схема вузла електричної мережі показано на рис. 5.1.

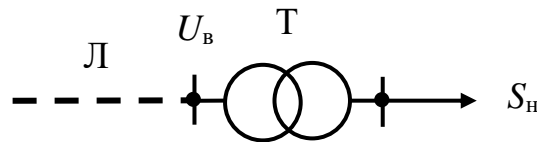


Рисунок 5.1 – Схема вузла електричної мережі з двообмотувальними трансформаторами

Вихідні дані для розрахунків наведено у табл. 5.1.

Таблиця 5.1 - Вихідні дані до розрахункового завдання "Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН двообмотувальних трансформаторів"

Варіант	$n_T$ , ШТ	$U_{\text{ном.в}}$ , кВ	$U_{\text{ном.н}}$ , кВ	$S_H$ , МВА	$n_{\text{ц}}(\text{ФЛ})$ , шт. (мм <sup>2</sup> )	$L$ , км
1	2	110	10	11	2(240/32)	20
2	2	110	10	22	2(240/32)	25
3	2	110	10	33	2(240/32)	30
4	2	110	10	55	2(240/32)	35
5	2	110	10	88	2(240/32)	27,5
6	2	110	10	11	2(240/32)	22,5
7	2	110	10	17	2(240/32)	32,5
8	2	150	10	22	2(240/32)	25
9	2	150	10	44	2(240/32)	30
10	2	150	10	88	2(240/32)	35

Продовження табл. 5.1

Варіант	$n_T$ , ШТ	$U_{\text{НОМ.В}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.Н}}$ , кВ	$S_H$ , МВА	$n_{\text{Ц}}(\text{ФЛ})$ , шт. (мм <sup>2</sup> )	$L$ , км
11	2	220	10	55	2(400/51)	70
12	2	220	10	88	2(400/51)	80
13	2	220	10	14	2(400/51)	90
14	2	220	10	22	2(400/51)	60
15	2	220	10	55	2(400/51)	75
16	2	220	10	88	2(400/51)	85
17	2	110	10	11	2(240/32)	20
18	2	110	10	22	2(240/32)	25
19	2	110	10	33	2(240/32)	30
20	2	110	10	55	2(240/32)	35

Примітка.  $S_{\text{різ}} = 0,2 S_{\text{нб}}$ ;  $\cos \varphi_{10} = 0,93$   $U_B = 1,05 U_{\text{НОМ.}}$

### 5.1.2. Приклад виконання розрахункового завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН двообмотувальних трансформаторів»

Схема вузла електричної мережі показано на рис. 5.1.

Примітка. Під час виконання відповідного варіанта розрахункового завдання у звіті слід навести рис. 5.1.

Вихідні дані для розрахунків наведено у табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Вихідні дані до розрахункового завдання "Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН двообмотувальних трансформаторів"

$n_T$ , шт.	$U_{\text{НОМ.В}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.С}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.Н}}$ , кВ	$S_H$ , МВА	$n_{\text{Ц}}(\text{ФЛ})$ , шт. (мм <sup>2</sup> )	$L$ , км
2	110	—	10	11	2(240/32)	20

Примітка.  $S_{\text{різ}} = 0,2 S_{\text{нб}}$ ;  $\cos \varphi_{10} = 0,93$ ;  $U_B = 1,05 U_{\text{НОМ.В}}$ .

1. За вихідними даними визначаються:

а) для ліній Л – номінальна напруга  $U_{\text{ном}}$ ; переріз проводів; кількість ланцюгів  $n_L$ ;

б) для трансформаторів Т – номінальна потужність  $S_{\text{ном.Т}}$ , номінальна напруга електричної мережі на вищій  $U_{\text{ном.В}}$  та нижчій  $U_{\text{ном.Н}}$  сторонах трансформаторів; число трансформаторів пункту.

2. Номінальні потужності трансформаторів у вузлі електричної мережі вибираються за формулами:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq S_{\text{нб}} / n_L; S_{\text{ном.Т}} \geq S_{\text{па}} / [k_{\text{ав}}(\Pi_{\text{Т}} - \Pi_{\text{тк}})],$$

де  $S_{\text{нб}}$  - максимальне навантаження вузла в нормальному режимі на стороні ПН трансформаторів;  $S_{\text{па}} = S_{\text{нб}} - S_{\text{рїз}}$  - навантаження вузла у післяаварійному режимі виходу одного трансформатора;  $S_{\text{рїз}} = 0,2 S_{\text{нб}}$ ;  $S_{\text{рїз}}$  - частина навантаження вузла, що резервується по мережах вторинної напруги;  $k_{\text{ав}}$  - допустимий коефіцієнт перевантаження трансформаторів в аварійних випадках.

*Примітка.* В аварійних випадках трансформатори протягом не більше 5 діб допускають перевантаження 1,4 номінальної потужності на час максимумів навантаження тривалістю не більше 6 годин на добу [8].

Тоді

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 11/2 = 5,5 \text{ МВА}; S_{\text{ном.Т}} \geq (11 - 0,2 \cdot 11) / [1,4 (2 - 1)] = 6,3 \text{ МВА};$$

Вибираємо двообмотувальні трансформатори ТМН-6300/110.

3 Параметри вузла електричної мережі розраховуються за словами:

а) втрати активної потужності на корону в лініях (при  $U_{\text{ном}} \geq 330 \text{ кВ}$ ), МВт

$$\Delta P_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{кор 0справ}} L n_L;$$

б) зарядна (ємна) потужність ліній, Мвар

$$Q_{\text{зар}} = q0_{\text{справ}} L n_L,$$

де  $\Delta P_{\text{кор 0справ}}$ ,  $q0_{\text{справ}}$  - питомі параметри ліній, що визначаються із довідкових даних додатка А [3];  $n_L$  - кількість ланцюгів лінії;

в) активні та індуктивні опори двообмотувальних трансформаторів, Ом

$$R_{\text{Т}} = R_{\text{Т зпр}} / \Pi_{\text{Т}}; X_{\text{Т}} = X_{\text{Тсправ}} / \Pi_{\text{Т}};$$

г) активні та реактивні потужності холостого ходу трансформаторів, МВт та Мвар

$$\Delta P_x = \Delta P_{x\text{справ}} \text{пункту}; \Delta Q_x = \Delta Q_{x\text{справ}} \text{пункт},$$

де  $R_{T\text{справ}}, X_{T\text{справ}}, \Delta P_{x\text{справ}}, \Delta Q_{x\text{справ}}$  – каталожні та розрахункові дані трансформаторів та автотрансформаторів, що визначаються з довідкових даних додатка [3];  $n_T$  – кількість трансформаторів; пункт = 2.

Тоді

$$Q_{\text{зар}} = 0,0375 \cdot 20 \cdot 2 = 1,5 \text{ Мвар};$$

$$R_T = 14,7/2 = 7,35 \text{ Ом};$$

$$X_T = 220,4/2 = 110,2 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_x = 11,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2 = 0,023 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_x = 50,4 \cdot 10^{-3} \cdot 2 = 0,1008 \text{ Мвар}.$$

4. Схема заміщення вузла електричної мережі з двообмотувальними трансформаторами представлена на рис. 5.2.

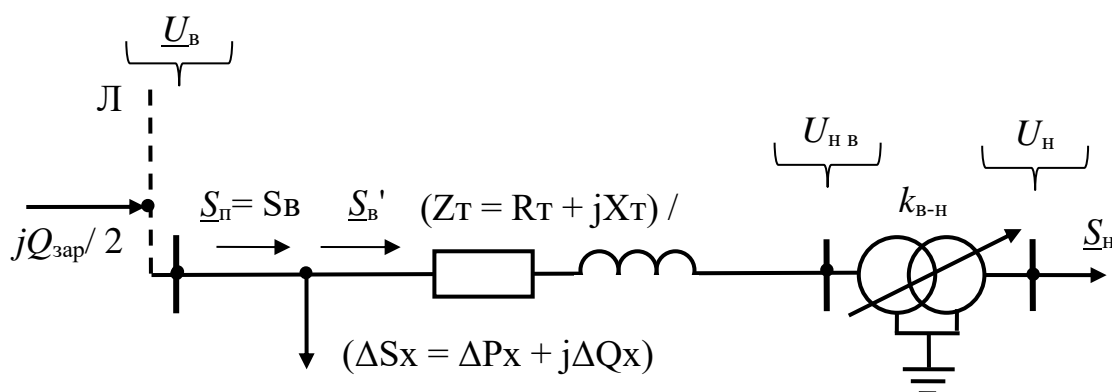


Рисунок 5.2 – Схема заміщення вузла електричної мережі з двообмотувальними трансформаторами

5. Приведення навантаження двообмотувальних трансформаторів до сторони вищої напруги виконується за формулами (див. рис. 5.2):

$$\underline{S}_H = S_H \cos \varphi_H + j S_H \sin \varphi_H;$$

$$\underline{S}'_B = S_H + \Delta S_T = (P_H + jQ_H) + (\Delta P_T + j\Delta Q_T);$$

$$\underline{S}_B = \underline{S}'_B + \Delta S_{xHT} = (P'_B + jQ'_B) + [(\Delta P_x + j\Delta Q_x) n_T];$$

$$\Delta S_T = [(P_H^2 + Q_H^2) / U_{\text{ном}}^2] [(R_T + jX_T) / n_T].$$

Розрахункове навантаження вузла електричної мережі обчислюється за такою формулою:

$$\underline{S}_p = S_B - j \sum Q_{\text{зар}} / 2 = P_B + j(Q_B - j \sum Q_{\text{зар}} / 2).$$

Тоді

$$\underline{S}_H = 11 \cdot 0,93 + j11 \cdot 0,37 = (10,23 + j4,04) \text{ МВА};$$

$$\Delta S_T = [(10,232 + 4,042)/1102] (7,35 + j110,2) = (0,073 + j1,102) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}'_B = (10,23 + j4,04) + (0,073 + j1,102) = (10,303 + j5,142) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_B = (10,303 + j5,142) + (0,023 + j0,1008) = (10,326 + j5,243) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_p = (10,326 + j5,243) + 0 - j1,5/2 = (10,326 + j4,493) \text{ МВА}.$$

6. Завдання регулювання напруги полягає у забезпеченні бажаних напруг на шинах нижчої напруги понижувальних трансформаторів  $U_{н.}$ , які необхідно забезпечити для якісного електропостачання споживачів, що визначається умовами зустрічного регулювання напруги.

Вибрані понижуючі трансформатори мають ефективний спосіб регулювання напруги в електричних мережах, що живляться від вузла зміною коефіцієнтів трансформації за допомогою пристроїв регулювання під навантаженням (РПН).

Виходячи з розміщення пристроїв РПН у нейтралі обмотки вищої напруги двообмотувальних трансформаторів (див. рис. 5.2), розрахунок виконується за такими формулами:

$$\Delta U_T = (P_B' R_T + Q_B' X_T) / U_B; \delta U_T = (P_B' X_T - Q_B' R_T) / U_B;$$

$$\underline{U}_{нв} = U_B - \Delta U_T - j\delta U_T; U_{нy} = \sqrt{[(U_B - \Delta U_T)^2 + \delta U_T^2]};$$

$$n_B = (U_{нв} U_{нн} / U_{н.баж} - U_{нв}) / \delta_B,$$

де  $U_B$  приймається рівним  $1,05 U_{ном}$ .

Розмір  $n_{от.в}$  приймається рівною найближчого цілого значення  $n_{от.в \text{ стандарт}}$ .

$$U_{н.діюч} = U_{нв} U_{нн} / (U_{нв} \pm n_{від.в} \delta_B);$$

$$V_H = [(U_{н.діюч} - U_{ном.н}) / U_{ном.н}] 100,$$

де  $U_{н.баж} = 1,05 U_{ном.н}$  – бажана напруга на шинах ПН ПС у режимі максимуму навантаження;  $\delta_B = \delta_y \% / 100 U_{н.}$  для трансформаторів 110 кВ із пристроєм РПН  $\delta_y \% = 1,78\%$ .

Тоді

$$\begin{aligned}
 U_B &= 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ}; \\
 \Delta U_T &= (10,303 \cdot 7,35 + 5,142 \cdot 110,2) / 115,5 = 5,56 \text{ кВ}; \\
 \delta U_T &= (10,303 \cdot 110,2 - 5,142 \cdot 7,35) / 115,5 = 9,50 \text{ кВ}; \\
 \underline{U}_{HB} &= 115,5 - 5,56 - j9,5 = (109,94 - j9,5) \text{ кВ}; \\
 U_{HB} &= \sqrt{(109,942 + 9,52)} = 110,34 \text{ кВ}; \\
 U_H &= 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}; \\
 \delta_B &= 1,78 \cdot 115/100 = 2,05 \text{ кВ}; \\
 n_B &= \{[(110,34 \cdot 11) / 10,5] - 115\} / 2,05 = 0,3. \\
 n_{\text{від.в}} &\rightarrow 0; \\
 U_{\text{н.діюч}} &= (110,34 \cdot 11) / (115 + 0 \cdot 2,05) = 10,55 \text{ кВ}; \\
 V_H &= [10,55 - 10) / 10] 100 = 5,5\%.
 \end{aligned}$$

## 5.2. Розрахункове завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН та ПБВ триобмотувальних трансформаторів»

### 5.2.1. Вихідні дані для виконання розрахункового завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН та ПБВ триобмотувальних трансформаторів»

Схема вузла електричної мережі показано на рис. 5.3.

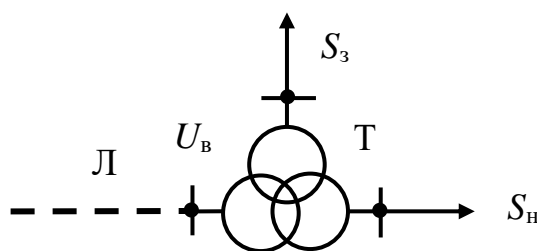


Рисунок 5.3 – Схема вузла електричної мережі з триобмотувальними трансформаторами

Вихідні дані для розрахунків наведено у табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН та ПБВ триобмотувальних трансформаторів»

Варіант Т	$n_T$ , ШТ	$U_{НОМ.В.}$ , кВ	$U_{НОМ.С.}$ , кВ	$U_{НОМ.Н.}$ , кВ	$S_3$ , МВА	$S_H$ , МВА	$n_{ц}(Фл)$ , шт. (мм <sup>2</sup> )	$L$ , км
1	2	110	35	10	10	4	2(240/32)	22,5
2	2	110	35	10	12	10	2(240/32)	27,5
3	2	110	35	10	20	15	2(240/32)	25
4	2	110	35	10	30	25	2(240/32)	30
5	2	110	35	10	44	40	2(240/32)	22,5
6	2	110	35	10	60	50	2(240/32)	35
7	2	150	35	10	12	10	2(240/32)	25
8	2	150	35	10	20	15	2(240/32)	30
9	2	150	35	10	30	25	2(240/32)	32,5
10	2	150	35	10	44	40	2(240/32)	27,5
11	2	220	35	10	20	15	2(400/51)	100
12	2	220	35	10	30	25	2(400/51)	90
13	2	110	35	10	10	4	2(240/32)	20
14	2	110	35	10	12	10	2(240/32)	28
15	2	110	35	10	20	15	2(240/32)	24
16	2	110	35	10	30	25	2(240/32)	33
17	2	110	35	10	44	40	2(240/32)	21
18	2	110	35	10	60	50	2(240/32)	35
19	2	150	35	10	12	10	2(240/32)	25
20	2	150	35	10	20	15	2(240/32)	31

Примітка.  $S_{різ} = 0,2 S_{НБ}$ ;  $S_{НМ} = 0,5 S_{НБ}$ ;  $\cos\varphi_{10} = 0,93$ ;  $\cos\varphi_{35} = 0,89$ ;  
 $U_B = 1,05 U_{НОМ.В.}$

### 5.2.1 Приклад виконання розрахункового завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН та ПБВ триобмотувальних трансформаторів»

Схема вузла електричної мережі показано на рис. 5.3.

*Примітка.* Під час виконання відповідного варіанта розрахункового завдання у звіті слід навести рис. 5.3.

Вихідні дані для розрахунків наведено у табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Вихідні дані до розрахункового завдання "Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН триобмотувальних трансформаторів"

$n_T$ , шт.	$U_{\text{НОМ.В.}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.С.}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.Н.}}$ , кВ	$S_3$ , МВА	$S_H$ , МВА	$L$ , км	$n_L(\text{Фл})$ , шт. (мм <sup>2</sup> )
2	220	35	10	30	25	90	2(300/39)

*Примітка.*  $S_{\text{різ}} = 0,2 S_{\text{НБ}}$ ;  $S_{\text{НМ}} = 0,5 S_{\text{НБ}}$ ;  $\cos \varphi_{10} = 0,93$ ;  $\cos \varphi_{35} = 0,89$ ;  $U_{\text{В}} = 1,05 U_{\text{НОМ.В.}}$ .

1. За вихідними даними визначаються:

а) для ліній Л – номінальна напруга  $U_{\text{НОМ}}$ ; переріз проводів  $F_L$ ; кількість ланцюгів  $n_L$ ;

б) для трансформаторів Т – номінальну потужність  $S_{\text{НОМ.Т}}$ , номінальну напругу електричної мережі на вищій  $U_{\text{НОМ.В.}}$ , середній  $U_{\text{НОМ.С}}$  та нижчій  $U_{\text{НОМ.Н}}$  сторонах трансформаторів;  $n_T$  число трансформаторів пункту.

2. Номінальні потужності трансформаторів у вузлі електричної мережі вибираються за формулами:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq S_{\text{НБ}} / n_T; S_{\text{НОМ.Т}} \geq S_{\text{Па}} / [k_{\text{ав}}(\Pi_T - \Pi_{\text{ІТК}})],$$

де  $S_{\text{НБ}}$  - максимальне навантаження вузла в нормальному режимі на стороні ПН трансформаторів;  $S_{\text{Па}} = S_{\text{НБ}} - S_{\text{різ}}$  - навантаження вузла у післяаварійному режимі виходу одного трансформатора;  $S_{\text{різ}} = 0,2 S_{\text{НБ}}$ ;  $S_{\text{різ}}$  - частина навантаження вузла, що резервується по мережах вторинної напруги;  $k_{\text{ав}}$  - допустимий коефіцієнт перевантаження трансформаторів в аварійних випадках.

*Примітка.* В аварійних випадках трансформатори протягом не більше 5 діб допускають перевантаження 1,4 номінальної потужності на час максимумів навантаження тривалістю не більше 6 годин на добу [8].

Тоді

$$S_{\text{ном.т}} \geq (30+25)/2 = 27,5 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.т}} \geq 0,8 (30 + 25) / [1,4 (2 - 1)] = 31,4 \text{ МВА}.$$

Вибираємо триобмотувальні трансформатори 2×ТДТН-40000/220.

3. Параметри вузлів електричної мережі розраховуються за словами:

а) втрати активної потужності на корону в лініях (при  $U_{\text{ном}} \geq 330 \text{ кВ}$ ), МВт

$$\Delta P_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{кор 0справ}} L n_{\text{л}};$$

б) зарядна (ємна) потужність ліній, Мвар

$$Q_{\text{зар}} = q_{0\text{справ}} L n_{\text{л}},$$

де  $\Delta P_{\text{кор 0справ}}$ ,  $Q_{0\text{справ}}$  – питомі параметри ліній, що визначаються із довідкових даних додатка А [3];  $n_{\text{л}}$  – кількість ланцюгів лінії;

в) активні та індуктивні опори триобмотувальних трансформаторів, Ом

$$R_{\text{в}} = R_{\text{всправ}}/n_{\text{т}}; R_{\text{с}} = R_{\text{ссправ}}/n_{\text{т}}; R_{\text{н}} = R_{\text{нсправ}}/n_{\text{т}};$$

$$X_{\text{в}} = X_{\text{всправ}}/n_{\text{т}}; X_{\text{с}} = X_{\text{ссправ}}/n_{\text{т}}; X_{\text{н}} = X_{\text{нсправ}}/n_{\text{т}};$$

г) активні та реактивні потужності холостого ходу триобмотувальних трансформаторів, МВт та Мвар

$$\Delta P_{\text{х}} = \Delta P_{\text{хсправ}} n_{\text{пункту}}; \Delta Q_{\text{х}} = \Delta Q_{\text{хсправ}} n_{\text{пункт}},$$

де  $R_{\text{тсправ}}$ ,  $X_{\text{тсправ}}$ ,  $R_{\text{всправ}}$ ,  $X_{\text{всправ}}$ ,  $R_{\text{ссправ}}$ ,  $X_{\text{ссправ}}$ ,  $R_{\text{нсправ}}$ ,  $X_{\text{нсправ}}$ ,  $\Delta P_{\text{хсправ}}$ ,  $\Delta Q_{\text{хсправ}}$  – каталожні та розрахункові дані триобмотувальних трансформаторів, що визначаються із довідкових даних додатка Г [3];  $n_{\text{т}}$  – кількість трансформаторів;  $n_{\text{т}} = 2$ .

Тоді параметри вузла електричної мережі (при пункті = 2) рівні:

а) зарядна (ємнісна) потужність ліній

$$Q_{\text{зар}} = 0,141 \cdot 90 \cdot 2 = 25,38 \text{ Мвар};$$

б) активні та індуктивні опори триобмотувальних трансформаторів

$$R_{\text{в}} = 3,6/2 = 1,8 \text{ Ом}; R_{\text{с}} = 3,6 / 2 = 1,8 \text{ Ом}; R_{\text{н}} = 3,6/2 = 1,8 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{в}} = 165/2 = 82,5 \text{ Ом}; X_{\text{с}} = 0; X_{\text{н}} = 125/2 = 62,5 \text{ Ом};$$

в) активні та реактивні потужності холостого ходу трансформаторів, МВт та Мвар

$$\Delta P_x = 55 \cdot 10^{-3} \cdot 2 = 0,11 \text{ МВт}; \Delta Q_x = 440 \cdot 10^{-3} \cdot 2 = 0,88 \text{ Мвар};$$

г) активна потужність короткого замикання трансформаторів

$$\Delta P_{к.в-с} = 220 \cdot 10^{-3} \cdot 2 = 0,44 \text{ МВт}.$$

4. Схема заміщення вузлів електричної мережі з триобмотувальними трансформаторами наведена на рис. 5.4.

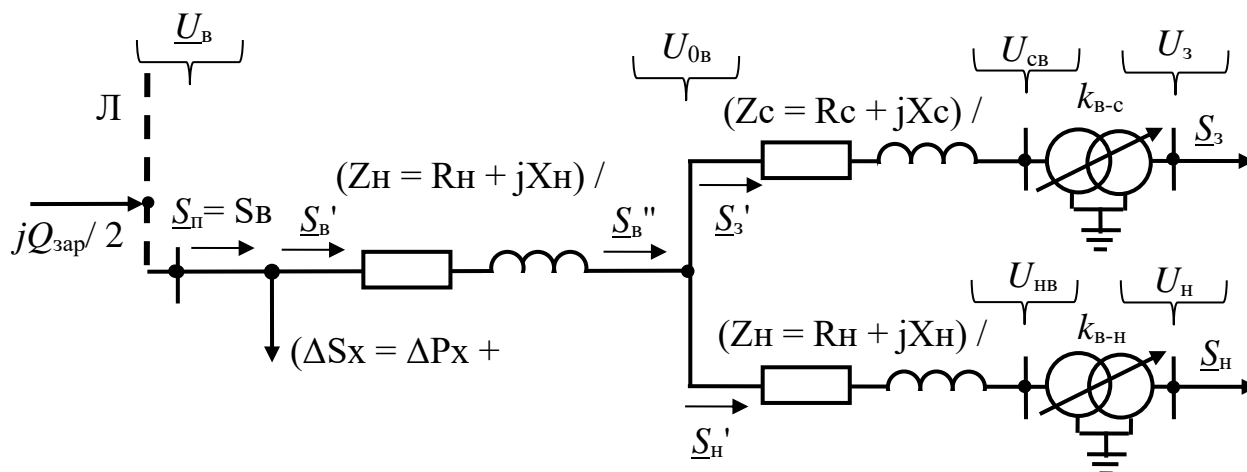


Рисунок 5.4 – Схема заміщення вузла електричної мережі з триобмотувальними трансформаторами

5. Приведення навантаження триобмотувальних трансформаторів до сторони вищої напруги виконується за формулами (рис. 5.4):

$$\Delta S_H = [(P_H^2 + Q_H^2) / U_{ном}^2] [(R_H + jX_H) / n_T];$$

$$\underline{S}_H' = S_H + \Delta S_H = (P_H + jQ_H) + (\Delta P_H + j\Delta Q_H);$$

$$\Delta S_c = [(P_c^2 + Q_c^2) / U_{ном}^2] [(R_c + jX_c) / n_T];$$

$$\underline{S}_3' = S_c + \Delta S_c = (P_c + jQ_c) + (\Delta P_c + j\Delta Q_c);$$

$$\underline{S}_B'' = S_H' + S_c' = (P_H' + jQ_H') + (P_c' + jQ_c');$$

$$\Delta S_B = \{[(P_B'')^2 + (Q_B'')^2] / U_{ном}^2\} [(R_B + jX_B) / n_T];$$

$$\underline{S}_B' = S_B'' + \Delta S_B = (P_B'' + jQ_B'') + (\Delta P_B + j\Delta Q_B);$$

$$\underline{S}_B = S_B' + \Delta S_x n_T = (P_B' + jQ_B') + [(\Delta P_x + j\Delta Q_x) n_T].$$

Розрахункове навантаження вузла електричної мережі обчислюється за формулою

$$\underline{S}_p = S_B - j \sum Q_{\text{зар}} / 2 = P_B + j(Q_B - j \sum Q_{\text{зар}} / 2).$$

Тоді розрахункові потужності на ділянках схеми заміщення триобмотувальних трансформаторів у режимі найбільшого навантаження (при пункті = 2) рівні:

$$\underline{S}_H = 25 \cdot 0,93 + j25 \cdot 0,37 = (21,5 + j12,75) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_3 = 30 \cdot 0,88 + j30 \cdot 0,47 = (25,8 + j15,3) \text{ МВА};$$

$$\Delta S_H = [(21,52 + 12,752) / 2202] (1,8 + j62,5) = (0,023 + j0,8) \text{ МВА};$$

$$\Delta S_c = [(25,82 + 15,32) / 2202] (1,8 + j0) = (0,033 + j0) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_H' = (21,5 + j12,75) + (0,023 + j0,8) = (21,523 + j13,55) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_3' = (25,8 + j15,3) + (0,033 + j0) = (25,8 + j15,3) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_B'' = (21,523 + j13,55) + (25,8 + j15,3) = (47,32 + j28,85) \text{ МВА};$$

$$\Delta S_B = [(47,32 + 28,052) / 2202] (1,8 + j82,5) = (0,1 + j5,15) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_B' = (47,32 + j28,85) + (0,1 + j5,15) = (47,42 + j34) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_B = (47,42 + j34) + (0,11 + j0,88) = (47,53 + j34,88) \text{ МВА}.$$

Розрахункове навантаження вузла електричної мережів режимі максимального навантаження (при пункті = 2)

$$\underline{S}_p = (47,53 + j34,88) - j12,69 = (47,53 + j22,19) \text{ МВА}.$$

Число включених триобмотувальних трансформаторів ( $n_T = 1$  або  $2$ ) у режимі найменшого навантаження визначається за умовами:

$$\Delta P_{T(1)} < \Delta P_{T(2)} n_T = 1, \Delta P_{T(1)} > \Delta P_{T(2)} n_T = 2,$$

$$\Delta P_{T(1,2)} = n_T \Delta P_X + (\Delta P_{\text{до}} / n_T) (k_{\text{зав.н}}(1,2) 2 + k_{\text{зав.с}}(1,2) 2 + k_{\text{зав.в}}(1,2) 2),$$

де  $k_{\text{зав.н}}(1,2)$ ,  $k_{\text{зав.с}}(1,2)$ ,  $k_{\text{зав.в}}(1,2)$  – коефіцієнти завантаження обмоток нижчої, середньої та вищої напруг триобмотувальних трансформаторів;

$$k_{\text{загр.н}}(1,2) = S_{\text{н.нм}} / (n_T S_{\text{ном.т}}); k_{\text{зав.с}}(1,2) = S_{\text{с.нм}} / (n_T S_{\text{ном.т}});$$

$$k_{\text{загр.в}}(1,2) = S_{\text{в.нм}} / (n_T S_{\text{ном.т}});$$

$S_{\text{в.нм}} \approx S_{\text{н.нм}} + S_{\text{с.нм}}$ ;  $n_T$  – число включених триобмотувальних трансформаторів, ( $n_T = 1$  або  $2$ );  $\Delta P_X$  – втрати холостого ходу триобмотувальних трансформаторів;  $\Delta P_{\text{до}} = \Delta P_{\text{к.в}} = \Delta P_{\text{к.с}} = \Delta P_{\text{к.н}} = \Delta P_{\text{к.в-с}} / 2$  – втрати короткого замикання в обмотках вищої, середньої та нижчої напруги триобмотувальних трансформаторів.

Результати визначення числа включених триобмотувальних трансформаторів у режимі найменшого навантаження дано в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Визначення числа включених триобмотувальних трансформаторів у режимі мінімуму навантаження

$S_{\text{НОМ Т}}, \text{ МВА}$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{ КВТ}$	$\Delta P_{\text{к.в-с}}, \text{ КВТ}$	$S_{\text{н.нм}}, \text{ МВА}$	$S_{\text{с.нм}}, \text{ МВА}$	$S_{\text{в.нм}}, \text{ МВА}$
40	55	220	12,5	15,0	27,5

Продовження табл. 5.4

$n_{\text{Т}}, \text{ од.}$	$k_{\text{загр.н}}(1,2),$ відн. од.	$k_{\text{загр.с}}(1,2),$ відн. од.	$k_{\text{загр.в}}(1,2),$ відн. од.	$\Delta P_{\text{Т}}(1,2),$ КВТ	Висновок
1	0,313	0,375	0,688	133,3	$n_{\text{Т}} = 2$
2	0,156	0,188	0,344	119,8	

Тоді розрахункові потужності на ділянках схеми заміщення триобмотувальних трансформаторів у режимі найменшого навантаження (при пункті = 2) дорівнюють:

$$S_{\text{с.нм}} = 0,5 \cdot 30 = 15 \text{ МВА}; S_{\text{н.нм}} = 0,5 \cdot 25 = 12,5 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{н.нм}} = 0,5 (21,5 + j12,75) = (10,75 + j6,375) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{с.нм}} = 0,5 (25,8 + j15,3) = (12,90 + j7,65) \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{н.нм}} = [(10,752 + 6,3752)/2202](1,8 + j62,5) = (0,006 + j0,202) \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{с.нм}} = [(12,902 + 7,652) / 2202] (1,8 + j0) = (0,008 + j0) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{н.нм}}' = (10,75 + j6,375) + (0,006 + j0,202) = (10,756 + j6,577) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{с.нм}}' = (12,90 + j7,65) + (0,008 + j0) = (12,908 + j7,65) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{в.нм}}'' = (10,756 + j6,577) + (12,908 + j7,65) = (23,664 + j14,227) \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{в.нм}} = [(23,6642 + 14,2272)/2202] (1,8 + j82,5) = (0,028 + j1,30) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{в.нм}}' = (23,664 + j14,227) + (0,028 + j1,30) = (23,692 + j15,527) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{в.нм}} = (23,692 + j15,527) + (0,11 + j0,88) = (23,802 + j16,407) \text{ МВА}.$$

Розрахункове навантаження вузла електричної мережів режимі найменшого навантаження (при пункті = 2)

$$\underline{S}_{\text{нар.нм}} = (23,802 + j16,407) - j12,69 = (23,802 + j3,717) \text{ МВА.}$$

6. Завдання регулювання напруги полягає у забезпеченні бажаних напруг на шинах середньої та нижчої напруг понижувальних трансформаторів та автотрансформаторів  $U_{\text{с.баж}}$  та  $U_{\text{н.баж}}$ , які необхідно забезпечити для якісного електропостачання споживачів, що визначається умовами зустрічного регулювання напруги.

Вибрані понижуючі трансформатори мають ефективний спосіб регулювання напруги в електричних мережах, що живляться від вузла зміною коефіцієнтів трансформації за допомогою пристроїв регулювання під навантаженням (РПН), а також пристроїв перемикавання без збудження (ПБВ).

7. Виходячи з розміщення пристроїв РНП у нейтралі обмотки вищої напруги триобмотувальних трансформаторів та додаткового пристрою перемикавання без збудження (ПБВ) на стороні середньої напруги (див. рис. 5.4), розрахунок виконується за формулами:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{В}} &= (P_{\text{В}}' R_{\text{В}} + Q_{\text{В}}' X_{\text{В}}) / U_{\text{В}}; \delta U_{\text{В}} = (P_{\text{В}}' X_{\text{В}} - Q_{\text{В}}' R_{\text{В}}) / U_{\text{В}}; \\ \underline{U}_{0\text{В}} &= U_{\text{В}} - \Delta U_{\text{В}} - j\delta U_{\text{В}}; U_0 = \sqrt{[(U_{\text{В}} - \Delta U_{\text{В}})^2 + (\delta U_{\text{В}})^2]}; \\ \Delta U_{\text{З}} &= (P_{\text{С}}' R_{\text{С}} + Q_{\text{С}}' X_{\text{С}}) / U_{0\text{В}}; \delta U_{\text{З}} = (P_{\text{С}}' X_{\text{С}} - Q_{\text{С}}' R_{\text{С}}) / U_{0\text{В}}; \\ \underline{U}_{\text{ЗВ}} &= U_{0\text{В}} - \Delta U_{\text{З}} - j\delta U_{\text{З}}; U_{\text{СВ}} = \sqrt{[(U_{0\text{В}} - \Delta U_{\text{З}})^2 + (\delta U_{\text{З}})^2]}; \\ \Delta U_{\text{Н}} &= (P_{\text{Н}}' R_{\text{Н}} + Q_{\text{Н}}' X_{\text{Н}}) / U_{0\text{В}}; \delta U_{\text{Н}} = (P_{\text{Н}}' X_{\text{Н}} - Q_{\text{Н}}' R_{\text{Н}}) / U_{0\text{В}}; \\ \underline{U}_{\text{НВ}} &= U_{0\text{В}} - \Delta U_{\text{Н}} - j\delta U_{\text{Н}}; U_{\text{НУ}} = \sqrt{[(U_{0\text{В}} - \Delta U_{\text{Н}})^2 + (\delta U_{\text{Н}})^2]}; \\ n_{\text{В}} &= (U_{\text{НВ}} U_{\text{НН}} / U_{\text{н.баж}} - U_{\text{н.в}}) / \delta_{\text{В}}. \end{aligned}$$

*Примітка.* Величина  $n$  від приймається рівною найближчому цілому значенню  $n_{\text{от.в}}$  стандарт, що знаходиться в межах  $\pm 9$ ,

$$U_{\text{н.діюч}} = (U_{\text{НУ}} U_{\text{НН}}) / (U_{\text{н.в}} \pm n_{\text{від}} \cdot \delta_{\text{В}});$$

$$V_{\text{Н}} = [(U_{\text{н.діюч}} - U_{\text{ном.н}}) / U_{\text{ном.н}}] 100;$$

$$n_{\text{З}} = \{U_{\text{с.баж}} [2 U_{\text{н.в}} + (\pm n_{\text{от.в.нб}} \pm n_{\text{от.в.нм}}) \delta_{\text{В}}] / (U_{\text{с.в.нб}} + U_{\text{с.в.нм}}) - U_{\text{н.с}}\} / \delta_{\text{З}}.$$

*Примітка.* Величина  $n_{\text{от.с}}$  приймається рівною найближчому цілому значенню  $n_{\text{от.с}}$  стандарт, що знаходиться в межах  $\pm 2$ ,

$$U_{\text{с.діюч}} = [U_{\text{с.в}} (U_{\text{н.с}} \pm n_{\text{от.с}} \delta_{\text{З}})] / (U_{\text{н.в}} \pm n_{\text{від}} \cdot \delta_{\text{В}});$$

$$V_{\text{З}} = [(U_{\text{с.діюч}} - U_{\text{ном.с}}) / U_{\text{ном.с}}] 100,$$

де  $U_{с.б\text{аж}} = 1,05 U_{н\text{ом.с}}$  – бажана напруга на шинах СН ПС в сталих режимах;  
 $\delta_3 = \delta_3\% / 100 U_H$ ; для трансформаторів з пристроєм ПБВ  $\delta_3\% = 2,5\%$ .

Тоді значення напруг:

– у режимі найбільшого навантаження у вузлах розрахункової схеми заміщення електричної мережі рівні:

$$U_{в.н\text{б}} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_B = (47,42 \cdot 1,8 + 34 \cdot 82,5) / 231 = 12,5;$$

$$\delta U_B = (47,42 \cdot 82,5 - 34 \cdot 1,8) / 231 = 16,7 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_{0B} = 231 - 12,5 - j16,7 = 218,5 - j16,7 \text{ кВ};$$

$$U_{0B} = \sqrt{(218,5)^2 + (16,7)^2} = 219,14 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_C = (25,8 \cdot 1,8 + 15,3 \cdot 0) / 219,14 = 0,2 \text{ кВ};$$

$$\delta U_C = (25,8 \cdot 0 - 15,3 \cdot 1,8) / 219,14 = -0,13 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_{3B} = 219,14 - 0,2 + j0,13 = 218,9 + j0,13 \text{ кВ};$$

$$U_{3B} = \sqrt{(218,9)^2 + (0,13)^2} = 218,90 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_H = (21,523 \cdot 1,8 + 13,55 \cdot 62,5) / 219,14 = 4,04 \text{ кВ};$$

$$\delta U_H = (21,523 \cdot 62,5 - 13,55 \cdot 1,8) / 219,14 = 6,03 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_{HB} = 219,14 - 4,04 - j6,03 = 215,1 - j6,03 \text{ кВ};$$

$$U_{HB} = \sqrt{(215,1)^2 + (6,03)^2} = 215,2 \text{ кВ};$$

$$n_B = \{[(215,2 \cdot 11) / 10,5] - 230\} / 4,094 = -1,1;$$

$$n_{\text{від.в}} = -1;$$

$$U_{\text{н.дійюч}} = (215,2 \cdot 11) / (230 - 1 \cdot 4,094) = 10,48 \text{ кВ};$$

$$V_H = [(10,48 - 10) / 10] \cdot 100 = 4,8 \%;$$

– у режимі найменшого навантаження у вузлах розрахункової схеми заміщення електричної мережі рівні:

$$U_{\text{в.нб}} = 220 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{в}} = (23,692 \cdot 1,8 + 15,527 \cdot 82,5) / 220 = 6,016 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{\text{в}} = (23,692 \cdot 82,5 - 15,527 \cdot 1,8) / 220 = 8,757 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_{0\text{в}} = 220 - 6,016 - j8,757 = (213,984 - j8,757) \text{ кВ};$$

$$U_{0\text{в}} = \sqrt{(199,62 + 17,572)} = 214,163 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{с}} = (12,908 \cdot 1,8 + 7,65 \cdot 0) / 214,163 = 0,102 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{\text{с}} = (12,908 \cdot 0 - 7,65 \cdot 1,8) / 214,163 = -0,064;$$

$$\underline{U}_{3\text{в}} = 214,163 - 0,102 - j0,064 = 214,061 - j0,064 \text{ кВ};$$

$$U_{3\text{в}} = \sqrt{(214,0612 + 0,0642)} = 214,06 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{н}} = (10,756 \cdot 1,8 + 6,577 \cdot 62,5) / 214,163 = 2,010 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{\text{н}} = (10,756 \cdot 62,5 - 6,577 \cdot 1,8) / 214,163 = 3,084 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_{\text{нв}} = 214,163 - 2,010 - j3,084 = 212,153 - j3,084 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{нв}} = \sqrt{(212,1532 + 3,0842)} = 212,175 \text{ кВ};$$

$$n_{\text{в}} = \{[(212,175 \cdot 11) / 10] - 230\} / 4,094 = 0,8;$$

$$n_{\text{від.в}} = 1;$$

$$U_{\text{н.діюч}} = (212,175 \cdot 11) / (230 + 1 \cdot 4,094) = 9,97 \text{ кВ};$$

$$V_{\text{н}} = [(9,97 - 10) / 10] 100 = -0,3 \%;$$

$$n_3 = \{36,75 [2 \cdot 230 + (-1 + 1) 4,094] / (218,90 + 214,06) - 38,5\} / 0,96 = 0,6;$$

$$n_{\text{от.с}} = 1;$$

$$U_{\text{с.діюч.нб}} = [218,90 (38,5 + 1 \cdot 0,96)] / (230 - 1 \cdot 4,094) = 38,24 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{с.діюч.нм}} = [214,06 (38,5 + 1 \cdot 0,96)] / (230 + 1 \cdot 4,094) = 36,08 \text{ кВ};$$

$$V_{\text{с.нб}} = [(38,24 - 35) / 35] 100 = 9,3 \%;$$

$$V_{\text{с.нм}} = [(36,08 - 35) / 35] 100 = 3,1 \%.$$

### 5.3. Розрахункове завдання «Регулювання напруги у вузлі електричній мережі пристроями РПН автотрансформаторів»

#### 5.3.1. Вихідні дані для виконання розрахункового завдання "Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН автотрансформаторів"

Схема вузла електричної мережі показано на рис. 5.5.

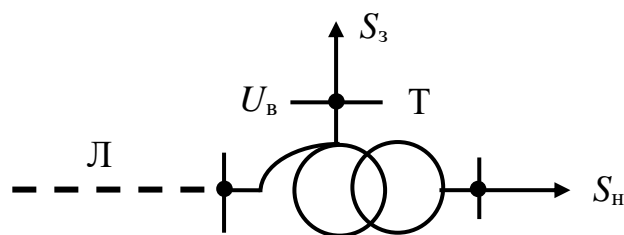


Рисунок 5.5 – Схема вузла електричної мережі з автотрансформаторами

Вихідні дані для розрахунків наведено у табл. 5.5.

Таблиця 5.5 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН автотрансформаторів»

Варіанти	$n_T$ , шт	$U_{\text{НОМ.В}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.С}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.Н}}$ , кВ	$S_3$ , МВА	$S_H$ , МВА	$n_{\text{ц}}(\text{Фл})$ , шт. (мм <sup>2</sup> )	$L$ , км
1	2	150	110	10	80	50	2(240/32)	30
2	2	220	110	10	50	30	2(400/51)	100
3	2	150	110	10	100	30	2(240/32)	25
4	2	220	110	10	100	50	2(400/51)	110
5	2	220	110	10	180	80	2(400/51)	120
6	2	220	110	10	250	70	2(400/51)	80
7	2	220	110	10	120	50	2(400/51)	90
8	2	220	110	10	160	90	2(400/51)	120
9	2	330	110	10	100	70	2(2×400/51)	140
10	2	330	150	10	250	70	2(2×400/51)	120

Продовження табл. 5.5

Варіанти	$n_T$ , шт	$U_{\text{НОМ.В}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.С}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.Н}}$ , кВ	$S_3$ , МВА	$S_H$ , МВА	$n_{\text{ц}}(\text{ФЛ})$ , шт. (мм <sup>2</sup> )	$L$ , км
11	2	330	220	10	250	70	2(2×400/51)	200
12	2	330	110	10	110	50	2(2×400/51)	140
13	2	330	150	10	220	90	2(2×400/51)	120
14	2	330	220	10	250	70	2(2×400/51)	140
15	2	330	110	10	150	70	2(2×400/51)	120
16	2	330	150	10	200	100	2(2×400/51)	140
17	2	330	220	10	220	80	2(2×400/51)	120
18	2	330	110	10	180	60	2(2×400/51)	140
19	2	330	150	10	220	50	2(2×400/51)	120

Примітка.  $S_{\text{різ}} = 0,2 S_{\text{нб}}$ ;  $\cos\varphi_{10} = 0,93$ ;  $\cos\varphi_{110} = 0,88$ ;  $\cos\varphi_{150} = 0,87$ ;  $\cos\varphi_{220} = 0,86$ ;  $U_{\text{в}} = 1,05 U_{\text{НОМ.В}}$ .

### 5.3.2. Приклад виконання розрахункового завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН автотрансформаторів»

Схема вузлів електричної мережі показано на рис. 5.5.

Примітка. Під час виконання відповідного варіанта розрахункового завдання у звіті слід навести рис. 5.4.

Вихідні дані для розрахунків наведено у табл. 5.6.

Таблиця 5.6 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Регулювання напруги пристроями РПН автотрансформаторів у електричному вузлі мережі»

$n_T$ , шт	$U_{\text{НОМ.В}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.С}}$ , кВ	$U_{\text{НОМ.Н}}$ , кВ	$S_3$ , МВА	$S_H$ , МВА	$n_{\text{ц}}(\text{ФЛ})$ , шт. (мм <sup>2</sup> )	$L$ , км
2	330	110	10	180	60	2(2×400/51)	140

Примітка.  $S_{\text{різ}} = 0,2 S_{\text{нб}}$ ;  $\cos\varphi_{\text{н}} = 0,93$ ;  $\cos\varphi_3 = 0,88$ ;  $U_{\text{в}} = 1,05 U_{\text{НОМ.}}$ .

1. За вихідними даними відповідного варіанта розрахункового завдання визначаються:

а) для ліній  $L$  – номінальна напруга  $U_{\text{ном}}$ ; переріз проводів; кількість ланцюгів  $n_L$ ;

б) для автотрансформаторів  $T$  – номінальну потужність  $S_{\text{ном.т}}$ , номінальну напругу електричної мережі на вищій  $U_{\text{ном.в}}$ , середній  $U_{\text{ном.с}}$  та нижчій  $U_{\text{ном.н}}$  сторонах автотрансформаторів; число автотрансформаторів пункту.

2. Номінальні потужності автотрансформаторів у вузлах електричної мережі вибираються за формулами:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{нб}}/n_T; S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{па}}/[k_{\text{ав}}(n_T - n_{\text{ітк}})],$$

де  $S_{\text{нб}}$  – максимальне навантаження вузла в нормальному режимі;  $S_{\text{па}} = S_{\text{нб}} - S_{\text{різ}}$  – навантаження вузла у післяаварійному режимі виходу одного трансформатора;  $S_{\text{різ}}$  – частина навантаження вузла, що резервується по мережах вторинної напруги;  $S_{\text{па}} \approx 0,8 S_{\text{нб}}$ ;  $k_{\text{ав}}$  – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформаторів в аварійних випадках.

*Примітка.* В аварійних випадках автотрансформатори допускають протягом не більше 5 діб перевантаження 1,4 номінальної потужності на час максимумів навантаження тривалістю не більше 6 годин на добу [8].

Тоді

$$S_{\text{ном.т}} \geq (180 + 60) / 2 = 120 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.т}} \geq [(180 + 60) 0,8] / [1,4 (2 - 1)] = 137,1 \text{ МВА}.$$

Вибираємо автотрансформатори  $2 \times \text{АТДЦТН-200000/330/110}$ .

3. Параметри вузла електричної мережі розраховуються за словами:

а) втрати активної потужності на корону в лініях, МВт

$$\Delta P_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{кор 0 спр}} L_{\text{л}};$$

б) зарядна (ємна) потужність ліній, Мвар

$$Q_{\text{зар}} = q_{0 \text{ спр}} L_{\text{л}},$$

Де  $\Delta P_{\text{кор 0 спр}}$ ,  $q_{0 \text{ спр}}$  – питомі параметри ліній, що визначаються із довідкових даних додатка А [3];  $n_L$  – кількість ланцюгів лінії;

в) активні та індуктивні опори автотрансформаторів, Ом

$$R_{\text{в}} = R_{\text{в спр}}/n_T; R_{\text{с}} = R_{\text{с спр}}/n_T; R_{\text{н}} = R_{\text{н спр}}/n_T;$$

$$X_{\text{в}} = X_{\text{в спр}}/n_T; X_{\text{с}} = X_{\text{с спр}}/n_T; X_{\text{н}} = X_{\text{н спр}}/n_T;$$

г) активні та реактивні потужності холостого ходу автотрансформаторів, МВт та Мвар

$$\Delta P_x = \Delta P_{x \text{ спр}} \text{пункту}; \Delta Q_x = \Delta Q_{x \text{ спр}} \text{пункт},$$

де  $R_{B \text{ спр}}, X_{B \text{ спр}}, R_{C \text{ спр}}, X_{C \text{ спр}}, R_{H \text{ спр}}, X_{H \text{ спр}}, \Delta P_{x \text{ спр}}, \Delta Q_{x \text{ спр}}$  – каталожні та розрахункові дані автотрансформаторів, що визначаються із довідкових даних додатка Д [3];  $p_T$  – кількість автотрансформаторів; пункт = 2.

Тоді вузла електричної мережі:

$$\Delta P_{\text{кор}} = 0,0022 \cdot 140 \cdot 2 = 0,616 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{зар}} = 0,415 \cdot 140 \cdot 2 = 116,2 \text{ Мвар};$$

$$R_B = 0,8/2 = 0,4 \text{ Ом}; R_C = 0,8/2 = 0,4 \text{ Ом}; R_H = 2/2 = 1 \text{ Ом};$$

$$X_B = 58,5/2 = 29,25 \text{ Ом}; X_C = 0 \text{ Ом}; X_H = 126,6/2 = 63,3 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_x = 0,18 \cdot 2 = 0,36 \text{ МВт}; \Delta Q_x = 1 \cdot 2 = 2 \text{ Мвар}.$$

4. Схему заміщення вузла електричної мережі з автотрансформаторами показано на рис. 5.6.

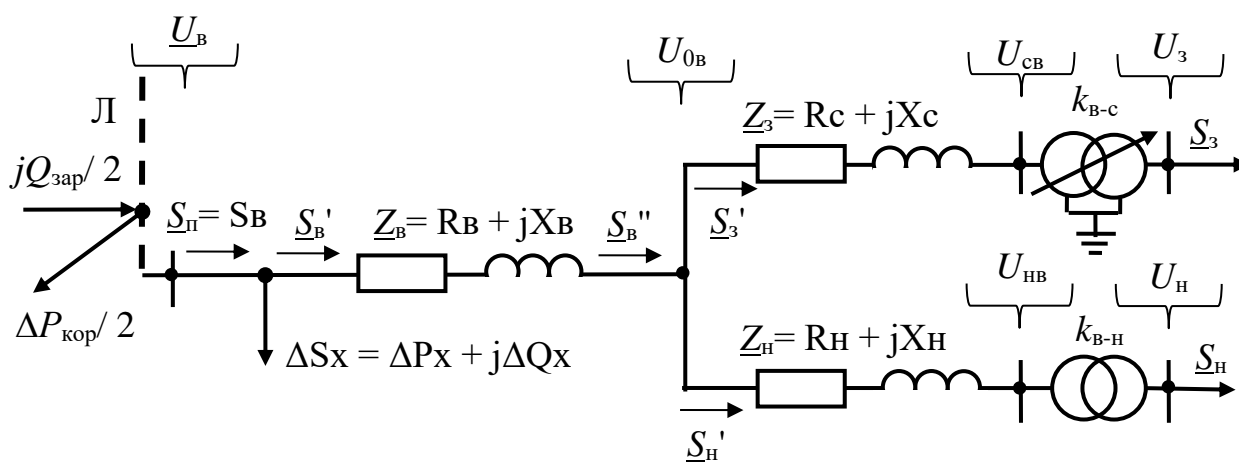


Рисунок 5.6 – Схема заміщення вузла електричної мережі з автотрансформаторами

5. Приведення навантаження автотрансформаторів до вищої напруги виконується за формулами (див. рис. 5.6):

$$\begin{aligned}\Delta S_H &= [(P_H^2 + Q_H^2) / U_{НОМ}^2] [(R_H + jX_H)]; \\ \underline{S}_H' &= S_H + \Delta S_H = (P_H + jQ_H) + (\Delta P_H + j\Delta Q_H); \\ \Delta S_C &= [(P_C^2 + Q_C^2) / U_{НОМ}^2] [(R_C + jX_C)]; \\ \underline{S}_3' &= S_C + \Delta S_C = (P_C + jQ_C) + (\Delta P_C + j\Delta Q_C); \\ \underline{S}_B'' &= S_H' + S_C' = (P_H' + jQ_H') + (P_C' + jQ_C'); \\ \Delta S_B &= \{[(P_B'')^2 + (Q_B'')^2] / U_{НОМ}^2\} [(R_B + jX_B)]; \\ \underline{S}_B' &= S_B'' + \Delta S_B = (P_B'' + jQ_B'') + (\Delta P_B + j\Delta Q_B); \\ \underline{S}_B &= S_B' + \Delta S_x = (P_B' + jQ_B') + [(\Delta P_x + j\Delta Q_x)].\end{aligned}$$

Розрахункове навантаження вузла електричної мережі обчислюється за формулою

$$\underline{S}_p = S_B + \Delta P_{кор} / 2 - j \sum Q_{зар} / 2 = P_B + \Delta P_{кор} / 2 + j(Q_B - j \sum Q_{зар} / 2).$$

Тоді

$$\begin{aligned}\underline{S}_H &= 60 \cdot 0,93 + j60 \cdot 0,37 = (55,8 + j22,2) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_3 &= 180 \cdot 0,88 + j180 \cdot 0,47 = (158,4 + j85,5) \text{ МВА}; \\ \Delta S_H &= [(55,82 + 22,22) / 3302] (1 + j63,3) = (0,033 + j2,096) \text{ МВА}; \\ \Delta S_C &= [(158,4 + j85,5) / 3302] (0,4 + j0) = (0,119 + j0) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_H' &= (55,8 + j22,2) + (0,033 + j2,096) = (55,833 + j24,296) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_3' &= (158,4 + j85,5) + (0,119 + j0) = (158,519 + j85,5) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_B'' &= (55,833 + j24,296) + (158,519 + j85,5) = (214,352 + j109,796) \text{ МВА}; \\ \Delta S_B &= [(214,3522 + 109,7962) / 3302] (0,4 + j29,25) = (0,213 + j15,579) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_B' &= (214,352 + j109,796) + (0,213 + j15,579) = (214,565 + j125,375) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_B &= (214,565 + j125,375) + (0,36 + j2) = (214,925 + j127,375) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_p &= (214,925 + j127,375) + (0,616/2 - j116,2/2) = (215,233 + j69,275) \text{ МВА}.\end{aligned}$$

6. Завдання регулювання напруги полягає у забезпеченні бажаних напруг на шинах середньої та нижчої напруг автотрансформаторів  $U_{с.бaj}$  та  $U_{н.бaj}$ , які необхідно забезпечити для якісного електропостачання споживачів, що визначається умовами зустрічного регулювання напруги.

Вибрані автотрансформатори мають ефективний спосіб регулювання напруги в електричних мережах, що живляться від вузла, зміною коефіцієнтів трансформації за допомогою пристроїв регулювання під навантаженням (РПН).

7. Виходячи з розміщення пристроїв РПН на стороні середньої напруги автотрансформаторів (див. рис. 5.6), розрахунок виконується за співвідношенням:

$$\begin{aligned}\Delta U_B &= (P_B' R_B + Q_B' X_B) / U_B; \delta U_B = (P_B' X_B - Q_B' R_B) / U_B; \\ \underline{U}_{0B} &= U_B - \Delta U_B - j\delta U_B; U_0 = \sqrt{[(U_B - \Delta U_B)^2 + (\delta U_B)^2];} \\ \Delta U_3 &= (P_c' R_c + Q_c' X_c) / U_{0B}; \delta U_3 = (P_c' X_c - Q_c' R_c) / U_{0B}; \\ \underline{U}_{3B} &= U_{0B} - \Delta U_3 - j\delta U_3; U_c = \sqrt{[(U_{0B} - \Delta U_3)^2 + (\delta U_3)^2];} \\ \Delta U_H &= (P_H' R_H + Q_H' X_H) / U_{0B}; \delta U_T = (P_H' X_H - Q_H' R_H) / U_{0B}; \\ \underline{U}_{HB} &= U_{0B} - \Delta U_H - j\delta U_H; U_{Hy} = \sqrt{[(U_{0B} - \Delta U_H)^2 + (\delta U_H)^2].}\end{aligned}$$

Далі розраховуємо за формулою

$$n_3 = \{[(U_{с.баж} U_{H.B}) / U_{с.в}] - U_{H.c}\} / \delta_с.$$

Розмір  $n_{от.с}$  приймається рівною найближчого цілого значення  $n_{от.с} \text{ станд.}$

$$\begin{aligned}U_{с.діюч} &= U_{с.в} (U_{H.c} \pm n_{отв.с} \delta_с) / U_{H.B}; \\ V_3 &= [(U_{с.діюч} - U_{ном.с}) / U_{ном.с}] 100,\end{aligned}$$

де  $U_{с.баж} = (1,05-1,1) U_{ном.с}$  – бажана напруга на шинах середньої напруги автотрансформатора;  $\delta_3 = \delta_3 \% U_{H.c} / 100$ .

$$\begin{aligned}U_{H.діюч} &= U_{H.B} U_{H.H} / U_{H.B}; \\ V_H &= [(U_{H.діюч} - U_{ном.H}) / U_{ном.H}] 100.\end{aligned}$$

При використанні на стороні ПН автотрансформаторів лінійних регульовальних трансформаторів (ЛР) (табл. 5.7) розрахунок виконується за формулами:

$$n_{л.р} = (U_{H.баж} - U_{H.діюч}) / \delta_{л.р}.$$

Розмір  $n_{отв.л.р}$  приймається рівною найближчого цілого значення  $n_{л.р} \text{ станд.}$

$$\begin{aligned}U_{H.діюч.л.р} &= U_{H.діюч} \pm n_{отв.л.р} \delta_{л.р}; \\ V_{H.л.р} &= [(U_{H.діюч.л.р} - U_{ном.H}) / U_{ном.H}] 100.\end{aligned}$$

де  $U_{H.баж} = (1,05-1,1) U_{ном.H}$  – бажана напруга на шинах ПН;

$\delta_{л.р} = \delta_{л.р} \% U_{ном.л.р} / 100$ .

Тоді

$$\begin{aligned} \Delta U_B &= (214,565 \cdot 0,4 + 125,375 \cdot 29,25) / 346,5 = 10,83 \text{ кВ}; \\ \delta U_B &= (214,565 \cdot 29,25 - 125,375 \cdot 0,4) / 346,5 = 17,97 \text{ кВ}; \\ \underline{U}_{0B} &= 346,5 - 10,83 - j17,97 = (335,67 - j17,97) \text{ кВ}; U_0 = 336,15 \text{ кВ}; \\ \Delta U_c &= (158,519 \cdot 0,4) / 336,15 = 0,19 \text{ кВ}; \\ \delta U_c &= (-85,5 \cdot 0,4) / 336,15 = -0,1 \text{ кВ}; \\ \underline{U}_{3B} &= 336,15 - 0,19 + j0,1 = (335,96 + j0,1) \text{ кВ}; U_c = 335,96 \text{ кВ}; \\ \Delta U_H &= (55,833 \cdot 1 + 24,296 \cdot 63,3) / 336,15 = 4,74 \text{ кВ}; \\ \delta U_H &= (55,833 \cdot 63,3 - 24,296 \cdot 1) / 336,15 = 10,44 \text{ кВ}; \\ \underline{U}_{HB} &= 336,15 - 4,74 - j10,44 = (331,41 - j10,44) \text{ кВ}; U_H = 331,57 \text{ кВ}; \\ n_3 &= [(121 \cdot 330 / 335,96) - 115] / 2,3 = 1,675; \text{пот.с} = 2; \\ U_{\text{с.діюч}} &= 335,96 (115 + 2 \cdot 2,3) / 330 = 121,76 \text{ кВ}; \\ V_3 &= (121,76 - 110) / 110 \cdot 100 = 10,69\%; \\ U_{\text{н.діюч}} &= 331,57 \cdot 10,5 / 330 = 10,55 \text{ кВ}; \\ V_H &= [(10,55 - 10) / 10] \cdot 100 = 5,5\%. \end{aligned}$$

**5.3.3. Довідкові дані для виконання розрахункового завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПНавтотрансформаторів»**

Таблиця 5.7 – Лінійні регулювальні трансформатори [10]

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Межі регулювання	Примітка
ЛТМН-16000/10	16	6,6; 11	$\pm 10 \times 1,5\%$	Положення перемикача 1 і 23 відповідають максимальному та мінімальному напругам $\pm 10 \times 1,5\%$ $U_{\text{ном}}$ ; 11-13 – нульові положення перемикача
ЛТДН-40000/10 (ЛТЦН)	40	6,6; 11	$\pm 10 \times 1,5\%$	
ЛТДН-63000/35	63	38,5	$\pm 10 \times 1,5\%$	
ЛТДН-100000/35	100	38,5	$\pm 10 \times 1,5\%$	

**5.4. Розрахункове завдання «Регулювання параметрів встановлених режимів електричної мережі»**

**5.4.1. Вихідні дані для виконання розрахункового завдання «Регулювання параметрів встановлених режимів електричної мережі»**

Схема електричної мережі для розгляду питань регулювання параметрів режимів електричної мережі, що встановилися, показана на рис. 5.7.

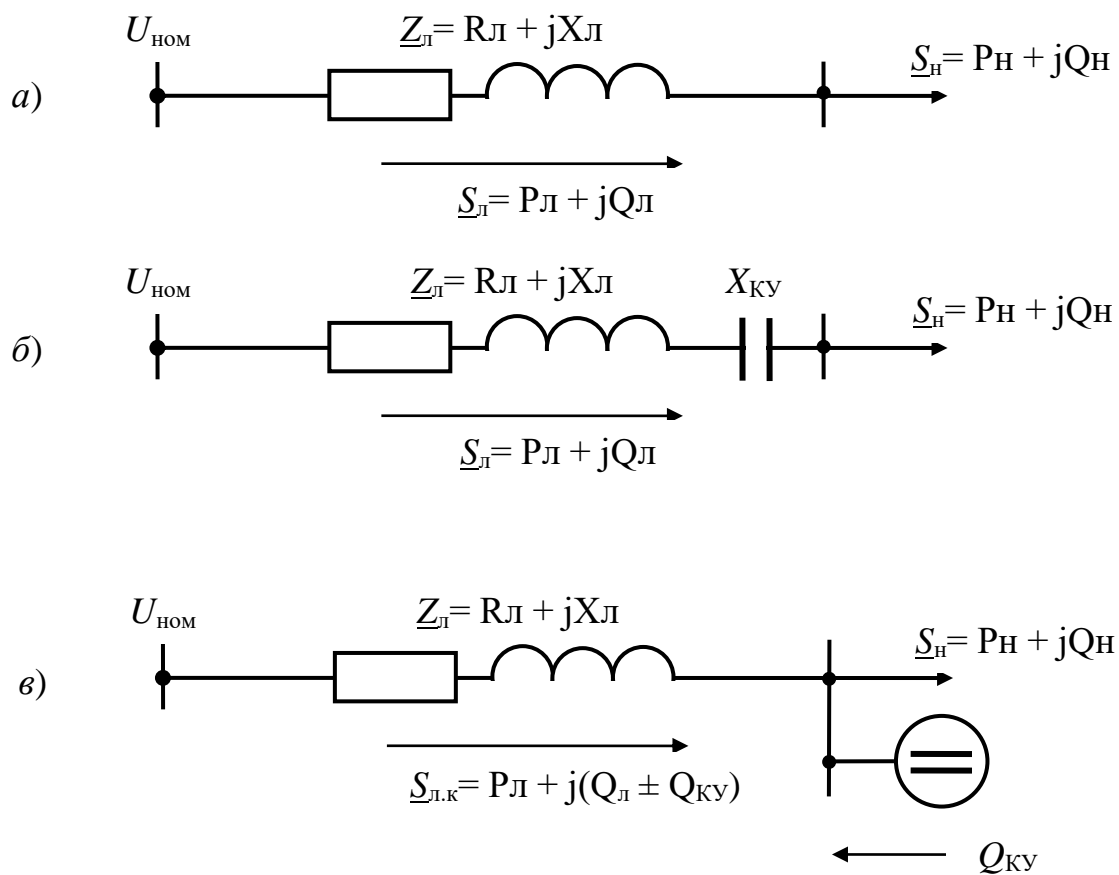


Рисунок 5.7 – Схема електричної мережі

а – без компенсуючих пристроїв; б – із поздовжньою компенсацією;

в – із поперечною компенсацією

Вихідні дані для розрахунків наведено у табл. 5.8.

Таблиця 5.8 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Регулювання параметрів встановлених режимів електричної мережі»

Варіанти	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Переріз ліній $n_L$ (Фл), шт. (мм <sup>2</sup> )	Довжини ліній $L$ , км	Потужність наванта- ження $S_H$ , МВА	$\cos \varphi_H$
1	110	1(240/32)	22,5	20	0,82
2	110	2(240/32)	27,5	22	0,83
3	110	1(240/32)	29,5	30	0,84
4	110	2(240/32)	30,5	36	0,85
5	110	1(240/32)	32,5	24	0,82
6	110	2(240/32)	25,5	28	0,83
7	110	1(240/32)	23,5	26	0,84
8	110	2(240/32)	26,5	36	0,85
9	110	1(240/32)	28,5	34	0,86
10	110	2(240/32)	31,5	32	0,83
11	150	2(240/32)	42,5	40	0,83
12	150	1(240/32)	39,5	44	0,84
13	150	2(240/32)	36,5	48	0,85
14	150	1(240/32)	40,5	52	0,81
15	150	2(240/32)	43,5	42	0,82
16	150	1(240/32)	46,5	46	0,83
17	150	2(240/32)	45,5	50	0,84
18	150	1(240/32)	35,5	54	0,85
19	150	2(240/32)	38,5	56	0,82
20	150	1(240/32)	42,5	52	0,83

#### **5.4.1 Приклад виконання розрахункового завдання «Регулювання параметрів встановлених режимів електричної мережі»**

Схема електричної мережі для розгляду питань регулювання параметрів режимів електричної мережі, що встановилися, показана на рис. 5.7.

*Примітка.* Під час виконання відповідного варіанта розрахункового завдання у звіті слід навести рис. 5.7.

Вихідні дані для розрахунків наведено у табл. 5.9.

Таблиця 5.9 – Вихідні дані регулювання параметрів встановлених режимів електричної мережі

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Перетин лінії $N_{\text{л}}(\text{Фл}), \text{шт.}(\text{мм}^2)$	Довжина лінії $L, \text{км}$	Потужність наванта- ження $S_{\text{н}}, \text{МВА}$	$\cos \varphi_{\text{н}}$
110	2(240/32)	35	25	0,82

Завданням регулювання параметрів встановлених режимів електричної мережі є зниження втрат активної потужності та зменшення втрат напруги до допустимих значень.

*Примітка.* Загальне завдання регулювання режимів є техніко-економічним. Однак для економічного обґрунтування того чи іншого рішення необхідно вибрати технічно можливі та допустимі варіанти. У завданні передбачаються розрахунки, що вирішують технічну сторону питання та дають необхідні дані для подальшого економічного аналізу.

Перед виконанням відповідного варіанта розрахункового завдання необхідно за вихідними даними визначити:

– активний та індуктивний опір лінії, Ом:

$$R_{\text{л}} = r_{0 \text{ спр}} L/n_{\text{л}}; X_{\text{л}} = x_{0 \text{ спр}} L/n_{\text{л}},$$

де  $r_{0 \text{ спр}}, x_{0 \text{ спр}}$  – питомі параметри лінії, що визначаються з довідкових даних додатка Д [3];

– активну та реактивну потужності навантаження, МВт та Мвар:

$$P_{\text{н}} = S_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{н}}; Q_{\text{н}} = S_{\text{н}} \sin \varphi_{\text{н}}.$$

Тоді для наведених вихідних даних

$$R_{\text{л}} = r_{0 \text{ спр}} L/n_{\text{л}} = 0,121 \cdot 35/2 = 2,12 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л}} = x_{0 \text{ спр}} L/n_{\text{л}} = 0,405 \cdot 35/2 = 7,09 \text{ Ом};$$

$$P_{\text{н}} = S_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{н}} = 25 \cdot 0,82 = 20,5 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{н}} = S_{\text{н}} \sin \varphi_{\text{н}} = 25 \cdot 0,57 = 14,31 \text{ Мвар}.$$

### 1. Параметри режимів електричної мережі, що встановилися.

До найважливіших параметрів встановилися режимів електричної мережі ставляться:

– втрати активної потужності в лініях електричної мережі, що визначаються за формулою:

$$\Delta P_{\text{л}} = [(P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2) / U_{\text{ном}}^2] R_{\text{л}},$$

де  $P_{\text{л}}$ ,  $Q_{\text{л}}$  приймаються рівними  $P_{\text{н}}$ ,  $Q_{\text{н}}$  відповідно;

– втрати напруги в лініях електричної мережі, що визначаються за формулою:

$$\Delta U_{\text{л}} = (P_{\text{л}} R_{\text{л}} + Q_{\text{л}} X_{\text{л}}) / U_{\text{ном}}.$$

Тоді для наведених вихідних даних

$$\Delta P_{\text{л}} = [(20,52 + 14,312)/1102] 2,12 = 0,1095 \text{ МВт};$$

$$\Delta U_{\text{л}} = (20,5 \cdot 2,12 + 14,31 \cdot 7,09)/110 = 1,32 \text{ кВ}.$$

### 2. Зниження втрат активної потужності в лініях електричної мережі

Компенсуючі пристрої, що включаються послідовно в лінію (див. рис. 5.7, б), не впливають на значення втрат активної потужності в лініях, оскільки скомпенсований індуктивний опір лінії  $X_{\text{л(к.у)}} = X_{\text{л}} - X_{\text{к.у}}$  не входить до формули (5.1) визначення втрат активної потужності.

Компенсуючі пристрої, що включаються паралельно навантаженню  $S_{\text{н}}$  (див. рис. 5.7, в), сприяють зниженню втрат активної потужності в лініях за рахунок зменшення реактивної потужності, що протікає по лінії  $Q_{\text{л(к.у)}} = Q_{\text{л}} - Q_{\text{к.у}}$

$$\Delta P_{\text{л(к.у)}} = \{[P_{\text{л}}^2 + (Q_{\text{л}} - Q_{\text{к.у}})^2] / U_{\text{ном}}^2\} R_{\text{л}} = \{[P_{\text{л}}^2 + (Q_{\text{л(к.у)}})^2] / U_{\text{ном}}^2\} R_{\text{л}}.$$

При виконанні розрахунків для відповідного варіанту вихідних даних слід забезпечити зниження втрат активної потужності лінії до мінімального значення, що мають місце при  $Q_{\text{л(к.у)}} = 0$ .

Для розрахованих значень потужності пристроїв, що компенсують  $Q_{\text{к.у}}$  за даними табл. 5.10 слід підібрати число і потужність батарей конденсаторів  $n_{\text{б.к}}$   $Q_{\text{р.б.к}}$ , що включаються паралельно до навантаження  $S_{\text{н}}$ . При цьому напруга в

місці підключення навантаження та батареї конденсаторів приймається рівною  $1,05 U_{\text{ном.н}}$ , де  $U_{\text{ном.н}} = 10 \text{ кВ}$ .

Справжня втрата активної потужності в лінії знаходиться за формулою:

$$\Delta P_{\text{л.діюч}} = \{ [P_{\text{л}}^2 + (Q_{\text{л}} - n_{\text{б.к}} Q_{\text{р.б.к}})^2] / U_{\text{ном}}^2 \} R_{\text{л}},$$

а дійсний коефіцієнт зниження втрат активної потужності в лінії розраховується за виразом

$$k_{\Delta P \text{ діюч}} = [(\Delta P_{\text{л}} - \Delta P_{\text{л.діюч}}) / \Delta P_{\text{л}}] 100.$$

Тоді для наведених вихідних даних

$$Q_{\text{л(к.у)}} = 0 \text{ при } Q_{\text{к.у}} = Q_{\text{л}} = 14,31 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{р.б.к(КС-2)}} = Q_{\text{р.б.к(ном)}} (U / U_{\text{ном.н}})^2 = 3,2 (10,5 / 10)^2 = 3,53 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{р.б.к(КСКГ)}} = 6,5 (10,5/10)^2 = 7,17 \text{ Мвар};$$

$$n_{\text{б.к(КС-2)}} = Q_{\text{к.у}} / Q_{\text{р.б.к(КС-2)}} = 14,31 / 3,53 = 4,05 \rightarrow 4 \text{ шт.};$$

$$n_{\text{б.к(КСКГ)}} = 14,31 / 7,17 \approx 2 \text{ шт};$$

$$\Delta P_{\text{л.діюч(КС-2)}} = \{ [20,52 + (14,31 - 4 \cdot 3,53)^2] / 1102 \} 2,12 = 0,0736 \text{ МВт};$$

$$k_{\Delta P \text{ діюч(КС-2)}} = [(0,1095 - 0,0736) / 0,1095] 100 = 32,75\%;$$

$$\Delta P_{\text{л.діюч(КСКГ)}} = \{ [20,52 + (14,31 - 2 \cdot 7,17)^2] / 1102 \} 2,12 = 0,0736 \text{ МВт};$$

$$k_{\Delta P \text{ діюч(КСКГ)}} = [(0,1095 - 0,0736) / 0,1095] 100 = 32,75\%.$$

### 3. Зниження втрат напруги в лініях електричної мережі

1. Компенсуючі пристрої, що включаються послідовно до лінії (див. рис. 5.7, б), сприяють зниженню втрати напруги в лініях за рахунок зменшення індуктивного опору лінії  $X_{\text{л(к.у)}} = X_{\text{л}} - X_{\text{к.у}}$

$$\Delta U_{\text{л(к.у)}} = [(P_{\text{л}} R_{\text{л}} + Q_{\text{л}} (X_{\text{л}} - X_{\text{к.у}}))] / U_{\text{ном}}.$$

При виконанні розрахунків для відповідного варіанту вихідних даних слід забезпечити рівність напруг на початку і в кінці лінії, що має місце при  $\Delta U_{\text{л(к.у)}} = 0$ .

Для розрахованих значень опору компенсуючих пристроїв  $X_{\text{к.у}}$  проводиться розрахунок у наступній послідовності

– струм у лінії при заданому навантаженні, А

$$I_{\text{л}} = [S_{\text{л}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}})] 103;$$

– номінальний струм конденсатора, А

$$I_{\text{до ном}} = Q_{\text{к}} / U_{\text{к}},$$

де  $Q_k$  – номінальна потужність конденсатора;  $U_k$  – номінальна напруга конденсатора;

– число конденсаторів  $m$ , включених паралельно в одну фазу лінії,

$$m \geq I_L / I_{k, \text{ном}};$$

– опір конденсатора, Ом

$$X_{k, \text{ном}} = U_k / I_{k, \text{ном}};$$

– число конденсаторів, включених послідовно, визначається з рівняння:

$$X_{k, \text{номк}} / m \geq X_{k, y},$$

Звідки

$$\partial_o \geq X_{k, y} m / X_{k, \text{ном}};$$

– загальна кількість конденсаторів у трьох фазах лінії

$$\partial_{o, k} = 3 m \partial_o;$$

– встановлена потужність батареї конденсаторів, Мвар

$$Q_{b, k, \text{уст}} = P_{b, k} Q_k 10^{-3};$$

– номінальна напруга батареї конденсаторів, кВ

$$U_{b, k, \text{ном}} = U_{k \text{ до}};$$

– номінальний струм батареї конденсаторів, А

$$I_{b, k, \text{ном}} = I_{k, \text{ном}} m;$$

– дійсний опір батареї конденсаторів, Ом

$$X_{b, k, \text{ном}} = (X_{k, \text{ном до}}) / m;$$

– дійсні втрати напруги в лінії

$$\Delta U_{L, \text{діюч}} = [(P_L R_L + Q_L (X_L - X_{b, k, \text{ном}}))] / U_{\text{ном}};$$

$$\Delta U_{L, \text{діюч}} \% = (\Delta U_{L, \text{діюч}} / U_{\text{ном}}) 100.$$

Тоді для наведених вихідних даних

$$\Delta U_{L (k, y)} = 0 \text{ при } P_L R_L + Q_L (X_L - X_{k, y}) = 0$$

звідки (при розрахунку на 1 ланцюг)

$$X_{k, y} = (X_L^2) + (P_L / 2) (R_L^2) / (Q_L / 2) =$$

$$= 14,18 + 10,25 \cdot 4,24 / 7,16 = 20,25 \text{ Ом};$$

$$I_L = [S_L / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} n_L)] 103 = [25 / (\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2)] 103 = 65,6 \text{ А};$$

$$\text{КС2-1,05-60: } I_{k, \text{ном}} = Q_k / U_k = 60 / 1,05 = 56,6 \text{ А};$$

$$m \geq I_{\text{л}} / I_{\text{к.ном}} = 65,6 / 56,6 = 1,16 \rightarrow 2 \text{ шт.};$$

$$X_{\text{к.ном}} = U_{\text{к}} / I_{\text{к.ном}} = 1050 / 56,6 = 18,55 \text{ Ом};$$

$$\partial_o \geq X_{\text{к.у}} m / X_{\text{к.ном}} = 20,25 \cdot 2 / 18,55 = 2,18 \rightarrow 3 \text{ шт.};$$

$$n_{\text{б.к}} = 3 m \partial_o = 3 \cdot 2 \cdot 3 = 18 \text{ шт.};$$

$$Q_{\text{б.к.уст}} = n_{\text{б.к}} Q_{\text{к}} 10^{-3} = 18 \cdot 60 \cdot 10^{-3} = 1,08 \text{ Мвар};$$

$$U_{\text{б.к.ном}} = U_{\text{к}} \partial_o = 1,05 \cdot 3 = 3,15 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{б.к.ном}} = I_{\text{к.ном}} m = 56,6 \cdot 2 = 113,2 \text{ А};$$

$$X_{\text{б.к.ном}} = (X_{\text{к.ном}} / m) = 18,55 \cdot 3 / 2 = 27,825 \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{л.діюч}} &= [(P_{\text{л}} R_{\text{л}}) + Q_{\text{л}} (X_{\text{л}} - X_{\text{б.к.ном}})] / U_{\text{ном}} = \\ &= [(10,25 \cdot 4,24 + 7,16 (14,18 - 27,825))] / 110 = -0,493 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{л.діюч}} \% = (\Delta U_{\text{л.діюч}} / U_{\text{ном}}) 100 = (-0,493 / 110) 100 = -0,45 \%$$

2. Компенсуючі пристрої, що включаються паралельно навантаженню  $S_{\text{н}}$  (див. рис. 5.7, в), забезпечують зниження втрати напруги в лінії за рахунок зменшення реактивної потужності, що протікає по лінії  $Q_{\text{л(к.у)}} = Q_{\text{л}} - Q_{\text{к.у}}$

$$\Delta U_{\text{л(к.у)}} = [(P_{\text{л}} R_{\text{л}}) + (Q_{\text{л}} - Q_{\text{к.у}}) X_{\text{л}}] / U_{\text{ном}}.$$

При виконанні розрахунків для відповідного варіанту вихідних даних слід забезпечити рівність напруг на початку і в кінці лінії, що має місце при  $\Delta U_{\text{л(к.у)}} = 0$ .

Для розрахованих значень потужності пристроїв, що компенсують  $Q_{\text{к.у}}$  за даними табл. 5.10 слід підібрати число і потужність батарей конденсаторів  $n_{\text{б.к}}$   $Q_{\text{р.б.к}}$  включаються паралельно навантаженню  $S_{\text{н}}$ . При цьому напруга в місці підключення навантаження та батарей конденсаторів приймається рівною  $1,05U_{\text{ном.н}}$ , де  $U_{\text{ном.н}} = 10 \text{ кВ}$ .

Справжня втрата напруги в лінії знаходиться за формулами

$$\Delta U_{\text{л.діюч}} = [(P_{\text{л}} R_{\text{л}} + (Q_{\text{л}} - n_{\text{б.к}} Q_{\text{р.б.к}}) X_{\text{л}})] / U_{\text{ном}};$$

$$\Delta U_{\text{л.діюч}} \% = (\Delta U_{\text{л.діюч}} / U_{\text{ном}}) 100.$$

Тоді для наведених вихідних даних

$$\Delta U_{\text{л(к.у)}} = 0 \text{ при } P_{\text{л}} R_{\text{л}} + (Q_{\text{л}} - Q_{\text{к.у}}) X_{\text{л}} = 0$$

звідки  $Q_{\text{к.у}} = Q_{\text{л}} + P_{\text{л}} R_{\text{л}} / X_{\text{л}} = 14,31 + 20,5 \cdot 2,12 / 7,09 = 20,44 \text{ Мвар};$

$$n_{\text{б.к}} (\text{КС-2}) = Q_{\text{к.у}} / Q_{\text{р.б.к}} (\text{КС-2}) = 20,44 / 3,53 = 5,8 \rightarrow 6 \text{ шт.};$$

$$n_{\text{б.к}} (\text{КСКГ}) = 20,44 / 7,17 = 2,85 \rightarrow 3 \text{ шт.}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{л.діюч}} &= [(P_{\text{л}} R_{\text{л}} + (Q_{\text{л}} - n_{\text{б.к}} Q_{\text{р.б.к}}) X_{\text{л}}] / U_{\text{ном}} = \\ &= [(20,5 \cdot 2,12 + (14,31 - 3 \cdot 7,17) 7,09] / 110 = - 0,069 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{\text{л.діюч}} \% &= (\Delta U_{\text{л.діюч}} / U_{\text{ном}}) 100 = (- 0,069 / 110) 100 = - 0,063 \%. \end{aligned}$$

### 5.4.3. Довідкові дані для виконання розрахункового завдання «Регулювання параметрів режимів сталої електричної мережі»

Таблиця 5.10 – Конденсаторні батареї 10 кВ

3 конденсаторами КС2-1,05-60		3 конденсаторами КСКГ-1,05-125	
Потужність, Мвар		Потужність, Мвар	
встановлена	наявна	встановлена	наявна
5,0	3,2	10,5	6,5

*Примітки:*

1. Наявна потужність конденсаторних батарей відповідає номінальній напрузі мережі  $U_{\text{ном.н}}$ ;
2. Наявна потужність конденсаторних батарей при напрузі  $U$ , відмінному від номінальної напруги мережі, визначається за формулою  $Q_{\text{р.б.к}} = Q_{\text{р.б.к (ном)}} (U/U_{\text{ном.н}})^2$ .

## 5.5. Розрахункове завдання «Визначення доцільності відключення одного із трансформаторів ПС у режимах зниження річного графіка навантаження»

### 5.5.1. Вихідні дані для виконання розрахункового завдання «Визначення доцільності відключення одного із трансформаторів ПС у режимах зниження річного графіка навантаження»

Вихідні дані для розрахунків наведено у табл. 5.11.

Таблиця 5.11 – Вихідні дані до розрахункового завдання «Визначення доцільності відключення одного з трансформаторів ПС у режимах зниження річного графіка навантаження»

Варіант и	$S_{\text{нб}}$ , МВА	Значення електричних навантажень, % для місяців					
		I	II	III	IV	V	VI
1	6	100	90	60	40	30	25
2	6,5	100	80	70	50	35	20
3	7	100	70	80	60	40	20
4	7,5	100	80	70	50	30	25
5	8	100	90	60	40	35	20
6	8,5	100	95	65	45	40	25
7	9	100	75	70	50	30	20
8	9,5	100	85	75	55	35	25
9	10	100	95	80	60	40	20
10	10,5	100	90	70	50	30	25
11	11	100	80	60	55	35	20
12	11,5	100	70	65	60	40	25
13	12	100	80	70	50	30	20
14	12,5	100	90	75	40	35	25
15	13	100	95	80	50	40	20
16	13,5	100	90	70	50	30	25
17	14,5	100	85	65	60	35	20
18	15	100	80	60	50	40	25
19	15,5	100	75	65	40	30	20
20	16	100	70	60	45	35	25

Продовження табл. 5.11

Варіант и	$S_{\text{нб}}, \text{МВА}$	Значення електричних навантажень, % для місяців					
		VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	6	20	25	40	60	80	100
2	6,5	25	30	50	70	90	100
3	7	30	35	60	65	85	100
4	7,5	25	40	50	70	90	100
5	8	20	30	60	75	85	100
6	8,5	25	40	70	80	90	100
7	9	30	25	60	75	90	100
8	9,5	25	35	50	80	95	100
9	10	25	40	55	70	85	100
10	10,5	20	25	65	80	90	100
11	11	30	30	70	85	90	100
12	11,5	35	40	60	70	80	100
13	12	25	30	65	75	85	100
14	12,5	20	40	55	60	80	100
15	13	25	35	50	70	80	100
16	13,5	30	40	60	75	90	100
17	14,5	25	45	70	80	85	100
18	15	20	40	65	75	85	100
19	15,5	25	35	70	80	95	100
20	16	30	40	60	70	80	100

Примітка.  $k_{\text{па}} = 0,9$  відн. од.

### 5.5.2. Приклад виконання розрахункового завдання «Визначення доцільності відключення одного з трансформаторів ПС у режимах зниження річного графіка навантаження»

Вихідні дані визначення доцільності відключення одного з двох трансформаторів ПС в режимах зниження річного графіка навантаження наведені в табл. 5.12.

Таблиця 5.12 – Характеристики електричного навантаження ПС 110 кВ

$S_{\text{нб}}$ , МВА	Значення електричного навантаження, % для місяців											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
23,5	100	75	60	50	40	30	30	45	55	70	80	100

Примітка.  $k_{\text{па}} = 0,9$  відн. од.

Технологічна витрата електроенергії на її транспортування і розподіл в електричних мережах є одним з найважливіших показників режимів, що встановилися.

Економічно доцільний режим роботи трансформаторів на ПС відноситься до ефективних заходів щодо зниження втрат електроенергії. Так, у режимах малих навантажень (добових та річних) доцільно відключення частини трансформаторів ПС, так як при малих навантаженнях втрати потужності в обмотках трансформаторів можуть виявитися меншими за втрати в сталі.

На ПС 110 кВ встановлено два двообмотувальні трансформатори.

Номінальна потужність трансформаторів ПС ( $n_{\text{T}} = 2$ ) розраховується так:

$$S_{\text{нб}} = 23,5 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{па}} = k_{\text{па}} S_{\text{нб}} = 0,9 \cdot 23,5 = 21,15 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{нб}} / 2 = 23,5 / 2 = 11,75 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{па}} / 1,4 = 21,15 / 1,4 = 15,11 \text{ МВА}.$$

Тип трансформаторів - 2×ТДН-16000/110.

Основні технічні дані трансформаторів:

$$S_{\text{ном.т}} = 16 \text{ МВА}; U_{\text{н.в}} = 115 \text{ кВ}; \Delta P_{\text{x}} = 19 \text{ кВт}; \Delta P_{\text{до}} = 85 \text{ кВт}.$$

Розрахунок виконується з використанням наступних співвідношень:

– навантаження ПС у відповідному місяці визначається за виразом

$$S_{\text{міс}} = S_{\text{міс}} \% S_{\text{нб}} / 100,$$

де  $S_{\text{міс}} \%$  приймається із вихідних даних до завдання;

– коефіцієнти завантаження трансформаторів ПС розраховуються як

$$k_{\text{загр}}(1, 2) = S_{\text{міс}} / (n_{\text{T}} S_{\text{ном.т}}),$$

де  $n_T$  – число включених трансформаторів ПС;  $n_T = 1$  чи  $2$ ;

*Примітка.* При  $k_{зав}(1) > 1,05$  (згідно з ГОСТ 14209-85) робота одного трансформатора не допустима і відповідні місяці в подальшому розрахунку не розглядаються [8];

– втрати потужності у трансформаторах ПС визначаються за формулою

$$\Delta P_{T(1,2)} = n_T \Delta P_x + (\Delta P_{до} / n_T) k_{зав}(1, 2)^2;$$

*Примітка.* Відключення одного з двох трансформаторів ПС доцільно при  $\Delta P_{T(1)} < \Delta P_{T(2)}$ ;

– втрати електроенергії у трансформаторах ПС розраховуються за формулою

$$\Delta W(1, 2) = \Delta P_T(1, 2) \Delta T,$$

де  $\Delta T = 8760/12 = 730$  год;

– зниження втрат електроенергії за рахунок відключення одного із трансформаторів ПС визначається з виразу

$$\Delta W = \Delta W(2) - \Delta W(1).$$

Результати розрахунків доцільності відключення одного з двох трансформаторів ПС у режимах зниження річного навантаження та визначення технічної ефективності цього заходу наведено в табл. 5.13 та на рис. 5.8.

Відповідно до результатів табл. 5.13

а) для I, II, XI та XII місяців  $k_{зав}(1) > 1,05$ , тому робота одного трансформатора ПС не допустима і відповідні місяці в подальших розрахунках не розглядаються;

б) для III-V та VIII-X місяців  $\Delta P_{T(1)} > \Delta P_{T(2)}$  тому відключення одного з двох трансформаторів ПС не доцільно;

в) для VI та VII місяців  $\Delta P_{T(1)} < \Delta P_{T(2)}$  тому відключення одного з двох трансформаторів ПС доцільно і дає економію 7,3 МВт·год електричної енергії.

Таблиця 5.13 – Визначення ефективності відключення одного із трансформаторів ПС у режимах зниження річного навантаження

Велічини	Місяці					
	I	II	III	IV	V	VI
$S_{\text{міс}}, \%$	100	75	60	50	40	30
$S_{\text{міс}}, \text{МВА}$	23,5	17,625	14,1	11,75	9,4	7,05
$k_{\text{загр}}(2), \text{відн. од.}$	0,73	0,55	0,44	0,37	0,29	0,22
$k_{\text{загр}}(1), \text{відн. од.}$	1,47	1,1	0,88	0,73	0,59	0,44
$\Delta P_T(2), \text{МВт}$	---	---	0,046	0,044	0,042	0,040
$\Delta P_T(1), \text{МВт}$	---	---	0,085	0,064	0,049	0,035
$\Delta W(2), \text{МВт}\cdot\text{год}$	---	---	---	---	---	29,2
$\Delta W(1), \text{МВт}\cdot\text{год}$	---	---	---	---	---	25,55
$\Delta W, \text{МВт}\cdot\text{год}$	---	---	---	---	---	3,65

Продовження табл. 5.13

Велічини						
	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$S_{\text{міс}}, \%$	30	45	55	70	80	100
$S_{\text{міс}}, \text{МВА}$	7,05	10,575	12,925	16,45	18,8	23,5
$k_{\text{загр}}(2), \text{відн. од.}$	0,22	0,33	0,40	0,51	0,59	0,73
$k_{\text{загр}}(1), \text{відн. од.}$	0,44	0,66	0,81	1,03	1,175	1,47
$\Delta P_T(2), \text{МВт}$	0,040	0,043	0,045	0,049	---	---
$\Delta P_T(1), \text{МВт}$	0,035	0,056	0,075	0,109	---	---
$\Delta W(2), \text{МВт}\cdot\text{год}$	29,2	---	---	---	---	---
$\Delta W(1), \text{МВт}\cdot\text{год}$	25,55	---	---	---	---	---
$\Delta W, \text{МВт}\cdot\text{год}$	3,65	---	---	---	---	---

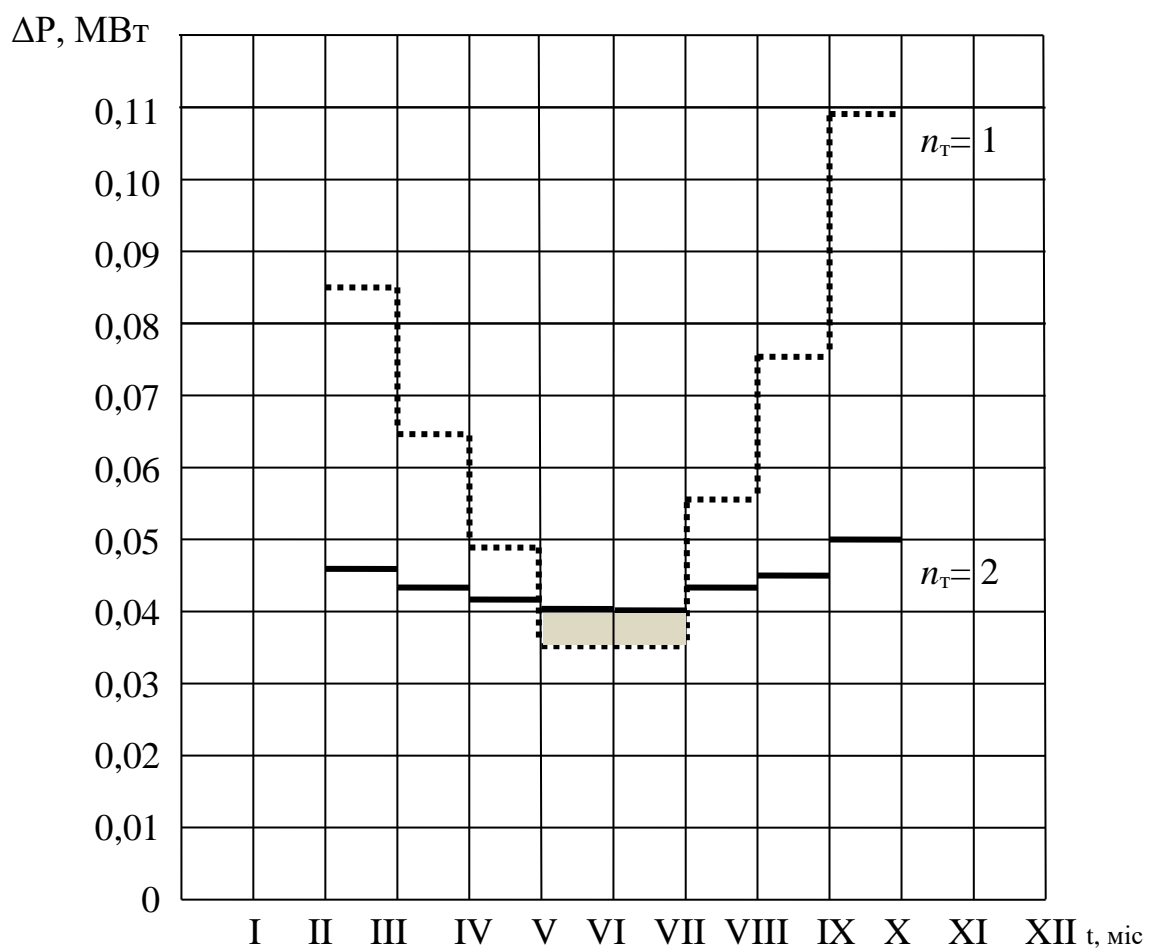


Рисунок 5.8 – Визначення ефективності відключення одного з трансформаторів ПС у режимах зниження річного навантаження

## СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. ДНАОП 0.00-1.32-01 Правила будови електроустановок. Правила користування електричною енергією. Укрархбудінформ. – К.: 2001
2. [ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок.](#) Видання офіційне. Міненерговугілля України. — Х.: Форт, 2017. — 760 с.
3. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Від 25.07.2006 Затв. Наказ Мінпалива № 258 (Із змінами та доповнення у відповідності до наказів Міненервугілля України [№ 91 від 13.02.2012](#) [№ 905 від 16.11.2012](#) [№ 273 від 16.05.2013](#))
- 4 Барбашов І.В. Омеляненко Г.В. Навчальний посібник «Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних електричних мереж», Харьков, НТУ «ХП», 2014 р, 288с.
5. Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання.- М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т.– Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
6. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: Вид-но Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2007. 488 с.
7. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. - Вінниця ВДТУ 2002.- 116 с.
8. СОУ НЕК 03.120.4-14:2021 Норми якості електричної енергії в магістральних та міждержавних електричних мережах НЕК Укренерго
9. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	.....
1. РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ ЗА ТЕМОЮ «ПАРАМЕТРИ І СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ І МЕРЕЖ» .....	.....
2. РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ ЗА ТЕМОЮ «РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ СТАЛИХ РОЗІМКНУТИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ» .....	.....
2.1. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів ділянки ліній 110 та 330 кВ електричної мережі прямим та ітераційним методами».....	.....
2.2. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів двообмотувальних трансформаторів електричної мережі» .....	.....
2.3. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів триобмотувальних трансформаторів електричної мережі» .....	.....
2.4. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів автотрансформаторів електричної мережі» .....	.....
2.5. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів радіальних ліній електричної мережі прямим та ітераційним методами» .....	.....
2.6. Розрахункове завдання «Розрахунок магістральних режимів ліній електричної мережі прямим та ітераційним методами».....	.....
2.7. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів складнорозгалужених електричних мереж».....	.....
2.8. Розрахункове завдання «Розрахунок режимів розімкнених електричних мереж кількох номінальних напруг» .....	.....
2.9. Комплексне розрахункове завдання «Розрахунок розімкнутих електричних мереж».....	.....
3. РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ ЗА ТЕМОЮ «РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ СТАЛИХ ЗАМКНУТИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ» .....	.....
3.1. Розрахункове завдання «Розрахунок встановлених режимів простих замкнутих електричних мереж» .....	.....

3.2. Розрахункове завдання «Розрахунок сталих режимів складнозамкнених електричних мереж».....	.....
3.3. Розрахункове завдання «Розрахунок сталих режимів складно-конфігураційних електричних мереж» .....	.....
4. РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ ЗА ТЕМОЮ «ПРОЕКТУВАННЯ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ І МЕРЕЖ».....	.....
4.1. Розрахункове завдання «Визначення втрат потужності та електричної енергії в електричній мережі» .....	.....
4.2. Розрахункове завдання «Техніко-економічне обґрунтування оптимального варіанта електропостачання вузла електричної мережі» .....	.....
4.3. Розрахункове завдання «Вибір та розташування компенсуючих пристроїв в електричній мережі».....	.....
4.4. Розрахункове завдання «Побудова графіків навантажень споживачів вузла електричної мережі» .....	.....
5. РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ ЗА ТЕМОЮ «ОСНОВИ УПРАВЛІННЯ СТАЛИМИ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ І МЕРЕЖ» .....	.....
5.1. Розрахункове завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН двообмотувальних трансформаторів» .....	.....
5.2. Розрахункове завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН та ПБВ триобмотувальних трансформаторів» .....	.....
5.3. Розрахункове завдання «Регулювання напруги у вузлі електричної мережі пристроями РПН автотрансформаторів» .....	.....
5.4. Розрахункове завдання «Регулювання параметрів, що встановилися режимів електричної мережі» .....	.....
5.5. Розрахункове завдання «Визначення доцільності відключення одного із трансформаторів ПС у режимах зниження річного графіка навантаження» .....	.....
СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ .....	.....

Навчальне видання

БАРБАШОВ Ігор Володимирович  
ОМЕЛЯНЕНКО Галина Вікторівна  
ШЕВЧЕНКО Сергій Юрійович

«ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ»,  
РОЗРАХУНКОВІ ЗАВДАННЯ.

Навчально-методичний посібник  
для студентів напряму підготовки «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка» денної і заочної форм навчання,  
у тому числі для іноземних студентів

Відповідальний за випуск С. Ю. Шевченко  
Роботу до видання рекомендував О. М. Борисенко

Редактор М. П. Єфремова

План 2023, поз. 42

Підп. до друку \_\_\_\_\_. Формат 60 84 1/16. Папір офсетний.  
Riso-друк. Гарнітура Times New Roman. Розум. друк. арк. 5,8.  
Тираж 30 прим. Зам. № \_\_\_\_\_. Ціна договірна.

---

Видавничий центр НТУ "ХПІ".

Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 5478 від 21.08.2017р.  
61002. Харків, вул. Кирпичова, 2

---