

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

НУБІП України

УДК 621.316.1

НУБІП України

**ПОГОДЖЕНО**  
Директор ННІ енергетики, автоматички і енергозбереження

**ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ**  
В.о.завідувача кафедри електропостачання ім.проф.В.М.Синькова

Каплун В.В.

/Гай О.В./

(підпис)

(підпис)

« / » 2023 р.

« / » 2023 р.

НУБІП України

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

НУБІП України

на тему: «Обґрунтування ефективної роботи трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ АТ «Житомиробленерго»

НУБІП України

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)  
Освітня програма електричні мережі  
(назва)  
Орієнтація освітньої програми освітньо-наукова  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

**Гарант освітньої програми**

К.Т.Н., доцент  
(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Савченко В.В.  
(ПІБ)

**Керівник магістерської кваліфікаційної роботи**

К.Т.Н., доцент  
(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Волошин С.М.  
(ПІБ)

**Виконав**

(підпис)

Миргородський А.В.

(ПІБ)

НУБІП України

КИЇВ 2023

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
НИ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о.завідувача кафедри

електропостачання ім. проф. В.М.Синькова

К.Т.Н., доцент

Гай О.В.

(ступінь, звання)

(підпис)

(ПШ)

«

»

2023 р.

**ЗАВДАННЯ**

**ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ**

Миргородському Артему Володимирович

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва)

Освітня програма електричні мережі

(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-наукова

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи **«Обґрунтування ефективної роботи трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ АТ «Житомиробленерго»**

затверджена наказом ректора НУБіП України від 08.12.2021 р. № 2066 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру 23.05.15

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської кваліфікаційної роботи: характеристика і схема електричної мережі трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ, графіки електричного навантаження.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

Дослідження режиму роботи трансформаторної підстанції.

Обґрунтування потужності трансформаторної підстанції.

Перевірка та вибір електрообладнання підстанції.

Релейний захист трансформаторної підстанції.

Дослідження роботи конденсаторної установки на шинах 10 кВ трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ.

Перелік графічного матеріалу: презентація з 16 слайдів у програмному забезпеченні MS PowerPoint 2003.

Дата видачі завдання «08» грудня 2021 р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

Волошин С.М.

(підпис)

(ПШ)

Завдання прийняв до виконання

Миргородський А.В.

(підпис)

(ПШ)

## РЕФЕРАТ

# НУБІП України

Проаналізувавши навантаження трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ з урахуванням його перспективного зростання, параметри та стан електрообладнання цієї підстанції, режими її роботи було проведено

# НУБІП України

обґрунтування заходів, направлених на підвищення економічності роботи підстанції. Застосований метод вибору потужності трьохобмоткових трансформаторів та оптимізації їх режимів роботи на період недовантаження

силових трансформаторів. Запропоновано метод підвищення пропускної спроможності підстанції в період її перевантаження за допомогою компенсації реактивної потужності.

# НУБІП України

Для задоволення надійної роботи підстанції запропоновано мікропроцесорний пристрій захисту приєднань підстанції.

# НУБІП України

# НУБІП України

# НУБІП України

# НУБІП України

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМУ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ.....	8
1.1. Характеристика електричної мережі в зоні трансформаторної підстанції.....	8
1.2. Аналіз навантаження трансформаторної підстанції.....	13
РОЗДІЛ 2 ОБГРУНТУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ.....	14
2.1. Особливості вибору потужності трьохобмоткових трансформаторів.....	14
2.2. Вибір силових трансформаторів підстанції.....	18
2.2.1. Втрати потужності в силових трансформаторах до реконструкції підстанції.....	20
2.2.2. Втрати потужності в силових трансформаторах після реконструкції підстанції.....	24
2.3. Оптимізація режиму роботи підстанції.....	28
2.3.1. Особливості оптимізації режиму трьохобмоткових трансформаторів.....	28
2.3.2. Оптимізація режиму роботи підстанції в початковий період навантаження.....	32
РОЗДІЛ 3 ПЕРЕВІРКА ТА ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІ.....	40
3.1. Розрахунок струмів короткого замикання.....	40
3.2. Перевірка та вибір електрообладнання підстанції.....	44
3.2.1. Вибір електрообладнання напругою 110 кВ.....	45
3.2.2. Вибір електрообладнання напругою 35 кВ.....	48
3.2.3. Вибір електрообладнання напругою 10 кВ.....	50
РОЗДІЛ 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ.....	56
4.1. Характеристика захисту трьохобмоткового трансформатора.....	56
4.2. Розрахунок параметрів релейного захисту.....	57

## РОЗДІЛ 5 ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ КОНДЕНСАТОРНОЇ УСТАНОВКИ

НА ШИНАХ 10 КВ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ П10/35/10 КВ.....64

5.1. Задача компенсації реактивної потужності.....64

5.2. Визначення параметрів компенсації реактивної потужності.....65

5.3. Економічна ефективність компенсації реактивної потужності.....67

ВИСНОВКИ.....71

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....72

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## ВСТУП

# НУБІП України

Одним із шляхів підвищення пропускної спроможності електричних мереж є будівництво розвантажувальних і реконструкція існуючих трансформаторних підстанцій всіх рівнів напруги, особливо в найбільш завантажених розподільчих мережах 110, 35 і 10 кВ.

# НУБІП України

Доцільним під час такої реконструкції є і запровадження енергоощадних заходів, серед яких найбільш ефективним є компенсація реактивної потужності.

В середньому дві з дев'яти РТП – це підстанції з двома трьохобмотковими

# НУБІП України

трансформаторами напругою 110/35/10 кВ для яких характерним є :

- виконання по спрощених схемах (з використанням віддільників і короткозамикачів);

- відсутність на більшій частині трансформаторів працюючих пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН), а також обмежене застосування заземлюючих дугогасних пристроїв (ДГП) для автоматичної компенсації струмів короткого замикання на землю й обмеження перенапруг нейтралі електричної мережі; високий у цілому узагальнений коефіцієнт трансформації (УКТ).

# НУБІП України

Актуальність теми дослідження обумовлена:

# НУБІП України

- використанням на підстанціях застарілого електрообладнання з вичерпаним робочим ресурсом, зокрема, вимикачів, роз'єднувачів, вентиляційних розрядників, комплексних розподільних пристроїв тощо;

- використовувані пристрої релейного захисту і автоматики морально і фізично застаріли і вимагають значних витрат на налагодження і технічне обслуговування; не створені інтегровані автоматизовані системи захисту і керування підстанціями;

# НУБІП України

- недостатнє впровадження енергозберігаючих заходів на підстанціях і в розподільчих мережах в цілому.

# НУБІП України

Об'єкт дослідження є трансформаторна підстанція напругою 110/35/10 кВ.

Предметом дослідження є заходи щодо підвищення пропускної здатності підстанції 110/35/10 кВ шляхом збільшення трансформаторної потужності та

зменшення реактивного навантаження.

Метою магістерської роботи є підвищення пропускну здатності трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ.

Для досягнення мети в роботі розв'язуються наступні задачі:

а) визначення перспективного розрахункового навантаження підстанції;

б) уточнення параметрів мікропроцесорного пристрою захисту і автоматики підстанції;

в) обґрунтування параметрів та режиму роботи конденсаторної установки напругою 10 кВ;

г) оцінка ефективності компенсації реактивної потужності.

## РОЗДІЛ 1

## ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМУ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ

## НУБІП України

## 1.1. Характеристика електричної мережі в зоні трансформаторної підстанції

## НУБІП України

Досліджувана районна трансформаторна підстанція 110/35/10 кВ є елементом електричної мережі АТ «Житомиробленерго», котре займається розподілом електроенергії. Власниками компанії є громадяни Латвії (Віліс Дамбіс, Валте Вігантс, Артурс Альтбергс), Німеччини (Олег Сізерман, Марина Ярославська) та України (Сергій Голубицький). У 1995 році на базі трьох підприємств електричних мереж: Західного, Коростенського і Східного, що працювали на той час в Житомирській області, було створено єдину компанію — Державну акціонерну енергопостачальну компанію «Житомиробленерго».

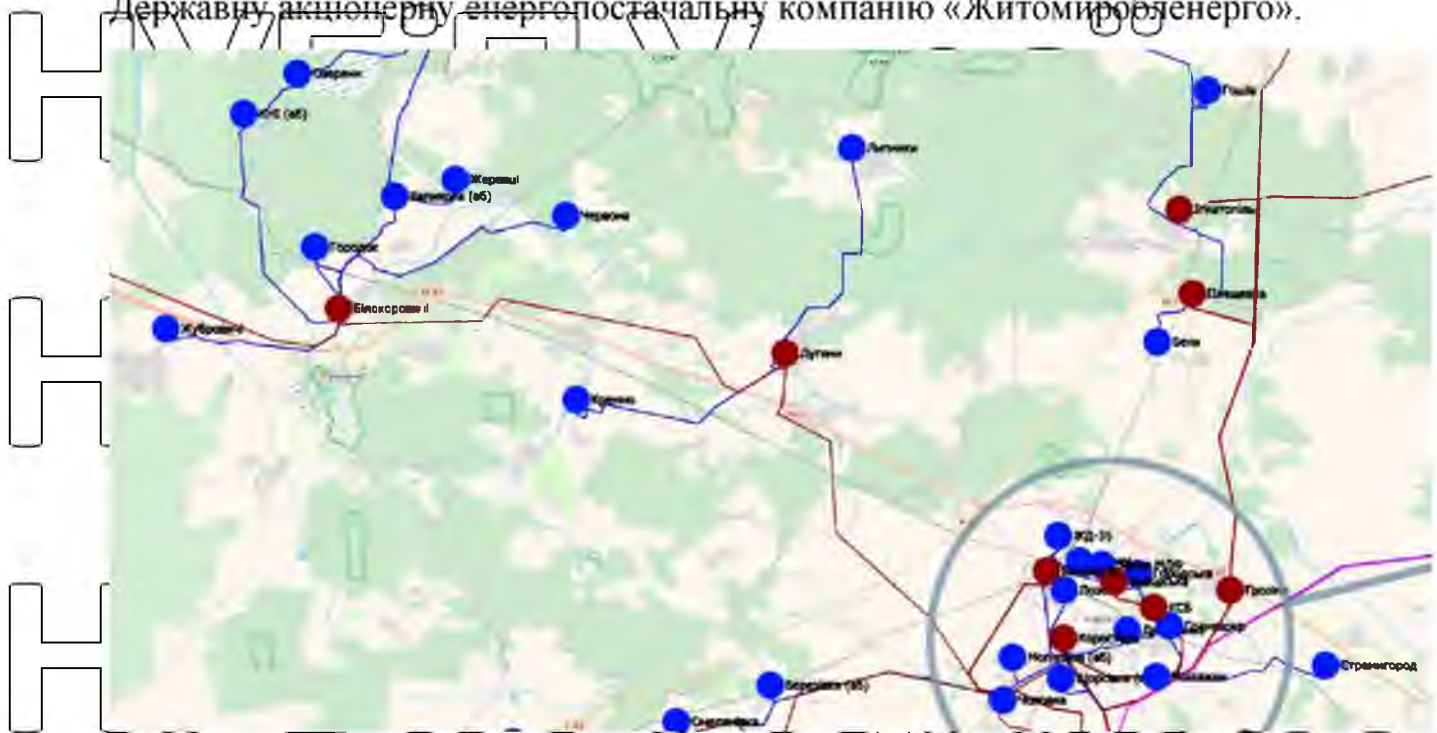


Рис. 1.1. Карта-схема районної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ «Лугини» АТ «Житомиробленерго».

30 листопада 1999 р. ДАЕК «Житомиробленерго» було перейменовано у ВАТ "ЕК «Житомиробленерго». 11 березня 2011- перейменовано на ПАТ "ЕК

## НУБІП України



«Житомиробленерго» 3 12 травня 2017 - ПрАТ "ЕК «Житомиробленерго». 6 квітня 2018 - АТ «Житомиробленерго».

Станом на 01.01.2021р. територія обслуговування АТ «Житомиробленерго» становить 29,832 тис. км<sup>2</sup>, загальна протяжність ліній електропередачі - 35,2 тис. км,

кількість трансформаторних підстанцій - 8 952 шт., обслуговується 584 530 споживачів електроенергії, з яких 566 555 фізичних та 17 975 - юридичних.

ПЛ-110 кВ - 1463,59 км, ПЛ-35 кВ - 2425,943 км, ПЛ 6-10 кВ - 1311,224 км, ПЛ-0,4 кВ - 17008,726 км.

Кабельні лінії електропередачі 35 кВ - 5,833 км, кабельні лінії електропередачі 6-10 кВ - 893,187 км, кабельні лінії електропередачі напругою 0,4 кВ - 702,284 км.

Електропідстанції напругою 110 кВ - 51 шт. / 1500,1 МВА, електропідстанції напругою 35 кВ - 143 шт. / 624,4 МВА, РП-6-10 - 64 шт. / 27,34 МВА, ТП-6-10/0,4 кВ - 8675 шт. / 1618,359 МВА

Якість надання послуг з розподілу електричної енергії в рамках стимулюючого тарифоутворення за 2022 рік характеризується наступним чином.

З 2021 року в АТ «Житомиробленерго» впроваджено стимулююче тарифоутворення, що дало можливість збільшити капіталовкладення в

електричні мережі напругою 0,4-10 кВ, технологічні порушення в яких найбільше впливають на кількість та час відсутності електричної енергії безпосередньо у наших споживачів.

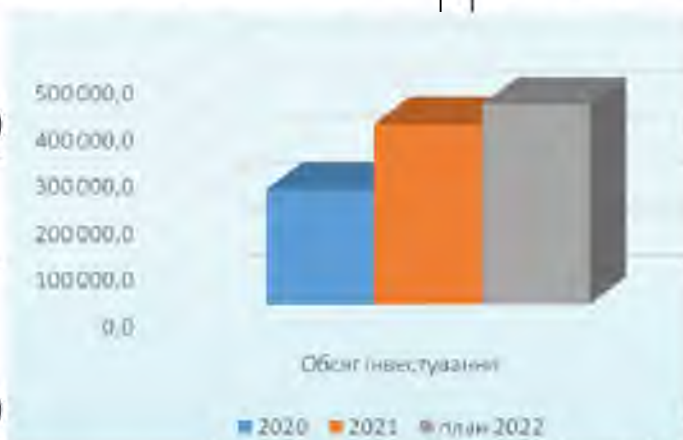


Рис. 1 2. Капіталовкладення АТ «Житомиробленерго» в електричні мережі, тис.грн.

Обсяг інвестування: 2020 р. - 246 865,00 тис.грн, 2021 р. - 387 572,00 тис.грн,  
2022 р. - 430 118,00 тис.грн.

В той же час збільшились в 2 рази капіталовкладення і в інвестування програмних продуктів, з метою скорочення часу реагування виробничих підрозділів щодо відновлення розподілу електричної енергії споживачам та забезпечити достовірності фіксації даних щодо цих відключень.

НКРЕКП встановило для АТ «Житомиробленерго» щорічні завдання зниження показників SAIDI для досягнення еталонного рівня показника якості електроенергії SAIDI за 13-річний період стимулюючого тарифоутворення.

Таблиця 1.1

### Показники якості електропостачання в мережах товариства

Показники якості, хв	2021р/2022р		Прогнозовані індекси по роках										
	2021р	2022р	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
SAIDI для міської території	329	314	299	284	269	254	240	225	210	195	180	165	150
SAIDI для сільської території	758	726	682	643	605	567	529	491	453	414	376	338	300

SAIDI характеризує середню тривалість довгих перерв в електропостачанні для одного споживача. Початковий показник складає 329 хвилин для міської та 758 хвилин для сільської території, еталонний - 150 хвилин та 300 хвилин відповідно. Зниження даного показника здійснюється за рахунок технічних та організаційних заходів.



Рис. 1.3. Динаміка показників SAIDI товариства.

Слід зазначити, що кошти, інвестовані в попередній період в технічні заходи, дадуть перші результати тільки в наступному періоді. Але існуюча динаміка зниження показника SAIDI свідчить про те, що перехід на стимулююче тарифоутворення дозволив АТ «Житомиробленерго» збільшити інвестування коштів у розвиток мереж та споживацький сервіс, що в свою чергу дозволило поліпшити якість енергозабезпечення та обслуговування споживачів.

Для виконання Плану заходів із забезпечення підвищення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг буде проведено телемеханізацію на ПС 35-110 кВ та РП-10 кВ протягом 2022-2023 років.

Таблиця 1.2

### Телемеханізація на ПС 35-110 кВ та РП-10 кВ товариства

	Всього до Товариству	Телемеханізовано станом на 2020	Телемеханізовано станом на 2021	Телемеханізовано станом на 2022	Телемеханізовано станом на 2023
ПС 35-110 кВ, шт.	195	52	88	120	195
РП, шт.	64	8	17	31	64



Рис. 1.4. Діаграма телемеханізації на ПС 35-110 кВ та РП-10 кВ товариства.

Основним напрямом підвищення достовірності даних для здійснення

моніторингу якості послуг є поетапне впровадження Автоматизованої системи реєстрації перерв (АСРП).

I етап – 2021 рік: формування вимог до систем передачі даних; розробка “Системи класифікації та кодування об’єктів”; розробка проектної документації.

II етап – 2022 рік: монтаж та налагодження необхідного обладнання і програмного забезпечення; створення інформаційного забезпечення АСРП; створення електронної моделі мережі верхнього рівня (35 кВ і вище); створення моделі мережі середнього рівня (10/6 кВ і вище); інтеграція АСРП з програмними комплексами Кол-центр, Білінг, ГІС, АСКОЕ.

III етап – 2023 рік: організація реєстрації в АСРП даних про відключення з підстанцій; розробка алгоритмів формування звітності про масштаби відключень; реалізація автоматизованого розрахунку показників надійності системи розподілу (SAIDI, SAIFI).

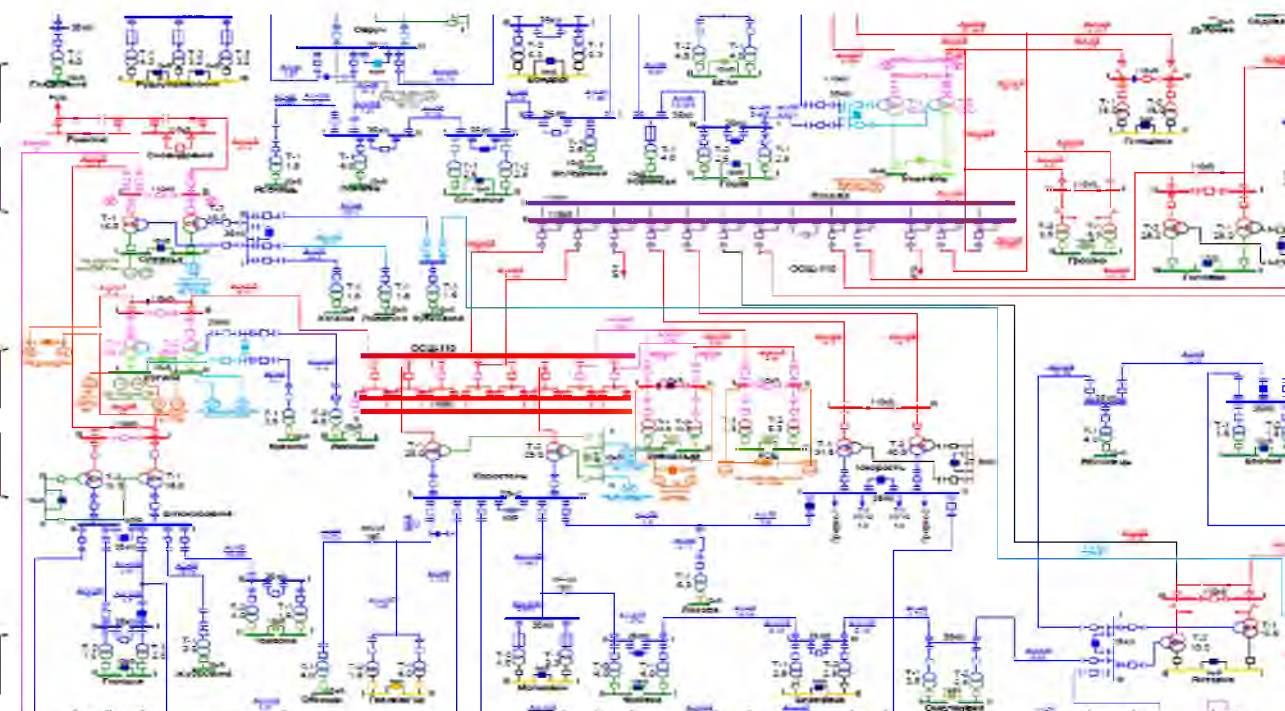


Рис. 1.5 Однолінійна схема підключення РТП 110/35/10 кВ «Пугиши» в електричну мережу АТ «Житомиробленерго».

НУБІП України

## 1.2. Аналіз навантаження трансформаторної підстанції

В зоні електропостачання підстанції відбувається розвиток малих фермерських господарств, спорудження переробних підприємств, що вимагає збільшення потужностей для їх електроживлення. Зона електропостачання району від районної трансформаторної підстанції (РТП) 110/35/10 кВ «Луцкий» ПАТ «ЕК Житомиробленерго» охоплює споживачів вісьми населених пунктів.

Кліматичні умови району: за ожеледдю – II, за вітром – II; максимальна температура + 30<sup>0</sup>С, мінімальна – 26<sup>0</sup>С; середньорічна + 5<sup>0</sup>С.

Визначення розрахункового електричного навантаження  $P_p$  на перспективу (табл. 1.3) проводимо згідно [1], виходячи із існуючого навантаження на шинах 10 кВ трансформаторної підстанції з урахуванням коефіцієнта динаміки навантаження для відповідних видів споживачів:

$$P_p = K_d \cdot P_{\max}, \quad (1.1)$$

де  $P_{\max}$  – максимальне існуюче навантаження на шинах 10 кВ, кВт;

$K_d$  - коефіцієнт динаміки електричного навантаження [1].

Таблиця 1.3

Прогнозоване електричне навантаження ПЛ-10 кВ

№ п/п	Номер ПЛ 10 кВ	$P_{\max}$ , кВт	$S_p$ , кВА
1	№2	1245	2490
2	№9	1619	3238
3	№8	1245	2490
4	№25	207	414
5	№11	1141	2396
6	№6	934	1868
7	№5	2076	4152
8	№4	415	830
9	№3	1349	2698
10	№1	1038	2076
11	№42	690	1449
12	№26	913	1917
Навантаження на шинах 35 кВ			13566
Навантаження на шинах 10 кВ			26018
Загальне навантаження підстанції			39584

## РОЗДІЛ 2

## ОБГРУНТУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ

# НУБІП України

## 2.1. Особливості вибору потужності трьохобмоткових трансформаторів

# НУБІП України

Дюча трансформаторна підстанція напругою 110/35/10 кВ з двома силовими трансформаторами потужністю 16 000 кВ·А не забезпечуватиме розрахункового навантаження споживачів. Підрахунок електричного навантаження на десятирічну перспективу показав, що на шинах 10 кВ розрахункова потужність складає 26020 кВ·А, а по двох лініях 35 кВ - 13565 кВ·А. Загальна розрахункова потужність складає 39584 кВ·А, що потребує збільшення пропускної здатності цієї підстанції.

# НУБІП України

Згідно [4] на досліджуваній підстанції залишається два трансформатори, щоб задовольнити умови щодо надійності підстанції: при шести і більше відхідних лініях 10 кВ; при потужності підстанції більше 6300 кВ·А; при неможливості замінити пошкоджений трансформатор протягом доби; при неможливості забезпечити нормоване відхилення у споживачів I категорії в післяаварійному режимі (при резервуванні) та забезпечити резервування цих споживачів від суміжних підстанцій.

# НУБІП України

Схема електричної мережі 110 кВ побудована за схемою, щоб шини 10 кВ підстанції, від якої здійснюється живлення взаєморезервованих ліній, були незалежними джерелами живлення: дві секції шин 10 кВ двохтрансформаторної підстанції вважаються незалежними джерелами живлення, якщо живлення цієї підстанції здійснюється по двох і більше лініях 110 кВ.

# НУБІП України

Схеми з'єднань розподільних пристроїв 35 і 10 кВ забезпечують:

- задекларовану надійність електропостачання споживачів;
- пропускну здатність транзитної потужності;
- можливість проведення ремонтно-профілактичних робіт на елементах схеми без вимикання суміжних приєднань;

# НУБІП України

- задовольняти перспективу розвитку підстанції без ускладнення робіт по реконструкції та перерви в електропостачанні споживачів.

На відміну від вибору потужності двохобмоткових трансформаторів за межами економічних навантажень, при виборі оптимальної потужності трьохобмоткових трансформаторів необхідно знати сполучення навантажень обмоток 35 кВ і 10 кВ і визначити в котрі зони економічної роботи трансформаторів підстанції попадають ці навантаження.

Оптимальна потужність трьохобмоткових трансформаторів по методу економічних інтервалів навантаження відповідає мінімуму приведених затрат на спорудження та експлуатацію трансформаторної підстанції протягом розрахункового періоду.

Вторинні обмотки 35 (СН) і 10 кВ (НН) цих трансформаторів мають навантаження відповідно  $S_C$  та  $S_H$  з величинами часу втрат  $\tau_C$  та  $\tau_H$ .

$$Z = (e + E_a)K_T + P_C T_P C + P_{VB} \tau_B C \left( \frac{S_H}{S_{номB}} \right)^2 + P_{TC} \tau_C C \left( \frac{S_C}{S_{номC}} \right)^2 + P_{TH} \tau_H C \left( \frac{S_H}{S_{номH}} \right)^2 \quad (2.1)$$

де  $e$  – номінальна норма дисконту, в.о.;

$E_a$  – коефіцієнт амортизаційних нарахувань, в.о.;

$T_P = 8760$  год/рік – тривалість роботи трансформатора протягом року;

$S_{номi}$  – номінальна потужність  $i$ -тої обмотки, кВ·А;

$i = B, C, H$  – індекси приналежності параметра до обмоток ВН, СН та НН

відповідно;

$K_T$  – вартість трансформатора, грн.

Максимальну потужність навантаження обмотки 110 кВ  $S_B$  визначимо як суму середньоквадратичних потужностей обмоток 35 (СН) і 10 кВ (НН)

$$S_{B.c.p.kv} = S_{C.c.p.kv} + S_{H.c.p.kv} \quad (2.2)$$

Згідно (2.2)

$$S_{B.c.p.kv} = S_C \sqrt{\frac{\tau_C}{8760}} + S_H \sqrt{\frac{\tau_H}{8760}} \quad (2.3)$$

Втрати електроенергії в обмотці напругою 110 кВ (ВН)

$$\Delta W_B = P_{VB} \left( \frac{S_{B, ф.кв}}{S_{ном B}} \right)^2 * 8760. \quad (2.4)$$

З врахуванням (2.3)

$$\Delta W_B = \frac{P_{VB} (S_C \sqrt{\tau_C} + S_H \sqrt{\tau_H})^2}{S_{ном. B}^2} \quad (2.5)$$

Тоді (2.1) з врахуванням (2.5) матиме вигляд

$$3 = (e + E_a) K_T + P_C T_P C_X + \frac{P_{VB} C_{К.В} (S_C \sqrt{\tau_C} + S_H \sqrt{\tau_H})^2}{S_{ном. B}^2} + P_{VC} \tau_C C_{К.С} \left( \frac{S_C^2}{S_{ном С}} \right) + P_{VH} \tau_H C_{К.Н} \left( \frac{S_H^2}{S_{ном Н}} \right) \quad (2.6)$$

Згідно (2.6) для трансформаторів суміжних потужностей отримано вираз економічно граничного сполучення потужностей навантажень вторинних обмоток, що відповідає рівності приведених затрат для порівнюваних варіантів трансформаторів. Цей вираз представляє залежність економічно граничної потужності навантаження обмотки 35 кВ (СН)  $S_C$  від фактичної величини потужності навантаження обмотки 10 кВ (НН)  $S_H$

$$S_C^r = \sqrt{\tau_C} \left[ \frac{\sqrt{(L_B C_{К.В} S_H)^2 - (L_B C_{К.В} + L_C C_{К.С}) S_H^2 (L_B C_{К.В} + L_H C_{К.Н})} - \nu (L_B C_{К.В} S_H)}{(L_B C_{К.В} + L_C C_{К.С})} \right], \quad (2.7)$$

де

$$\nu = \frac{[(K_{T2} - K_{T1})(e + E_A) + (P_{C2} - P_{C1}) T_P C_X]}{P_{V1} - \frac{P_{V2} \tau_H}{S_{ном 2}^2}}$$

$$L_i = \frac{P_{V1}}{S_{ном 1}^2} - \frac{P_{V2} \tau_H}{S_{ном 2}^2}$$

Індекси 1 і 2 характеризують параметри трансформаторів потужністю  $S_{ном.1}$

та  $S_{ном.2}$ , відповідно.

Для зручності вибору трьохобмоткових трансформаторів напругою 110/35/10 кВ потужністю від 6,3 до 80 МВ·А пропонується номограма на рис.2.1, при цьому не враховується час відключення трансформаторів, а час втрат



неробочого ходу прийнято постійним  $T_{\text{нр}} = 8760$  год. Коефіцієнт відрахувань від капітальних витрат (включаючи номінальну норму дисконту  $e$ ) прийнятий постійним та рівним 0,224, економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП) для підстанції даного класу напруги прийнятий постійним і рівним 0,08 кВт/кВАр.

В I квадранті номограми згідно (2.7) для  $\tau_C = \tau_H = 2000$  год/рік побудовані лінії, котрі розділяють зони роботи трансформаторів вказаних потужностей.

Виконані розрахунки показали, що побудова тільки граничної лінії для меж зміни  $\tau$  навантаження однієї обмотки при фіксованому значенні  $\tau$  навантаження

другої обмотки робить номограму обмеженою для вибору трансформаторів.

Крім того, параметр  $\tau$  навантаження кожної обмотки трансформатора може приймати будь-яке значення в межах від 2000 до 6000 год/рік, що при побудові

номограми передбачити не можливо. Тому, залишаючи незмінними в I квадранті

граничні лінії для  $\tau_C = \tau_H = 2000$  год/рік доцільно в II та IV квадрантах будувати

ізоляції  $\tau_C$  та  $\tau_H$ , відповідно, що дозволить проводити вибір потужності

трансформатора при будь-яких значеннях  $\tau_C$  і  $\tau_H$  без яких-небудь додаткових

розрахунків та графічних дій.

Універсальна номограма визначає можливість допустимого перевантаження трансформаторів в нормальному режимі. Для цього в I квадранті розміщені нахилені прями

$$S_H + S_C = S_{B, \text{дон}},$$

де  $S_{B, \text{дон}}$  - допустиме навантаження первинної обмотки трансформатора за умовами нагрівання (в даному прикладі прийнято  $S_{B, \text{дон}} = (1,1 \dots 1,5) S_{\text{НОМ}}$ )

Зони допустимих перевантажень обмежені штрих-пунктирними (нижня межа) та штриховими (верхня межа) лініями. Як видно з рис.2.1, зони

допустимих перевантажень всіх трьохобмоткових трансформаторів (за виключенням трансформатора потужністю 6,3 МВ·А) знаходяться не в зоні економічної роботи цих трансформаторів, тому обрані трансформатори (за

виключенням трансформатора (6,3 МВ·А) на перевантажувальну можливість перевіряти не треба.

Якщо при виборі трансформатора потужністю 6,3 МВ·А, сполучення розрахункових вторинних навантажень попадають в заштриховану зону, то необхідно перевіряти перевантажувальну здатність трансформатора.

Універсальні номограми дозволяють визначати оптимальну потужність трьохобмоткових трансформаторів з урахуванням динаміки вторинних навантажень  $S_c$  та  $S_n$ : в цьому випадку необхідно користуватись розрахунковими значеннями вторинних навантажень  $S_{p.c}$  та  $S_{p.n}$ .

Вплив вихідних даних на оптимізаційні розрахунки показав, що:

- при зміні ЕЕРП від 0,02 до 0,20 кВт/кВАр, величини граничного навантаження зменшується на 30...40%, а зміна часу максимальних втрат навантажень обмоток НН або СН від 2000 до 6000 год/рік призводить до зменшення величин граничного навантаження на 40...50%;

- при відхиленні величини сумарного навантаження трьохобмоткового трансформатора від економічного значення на 10...18%, питомі приведені витрати зростають на 5...12%, тобто залежність ціліїйна.

## 2.2. Вибір силових трансформаторів підстанції

Вибір потужності силових трьохобмоткових трансформаторів здійснюємо за допомогою універсальної номограми [4]. Навантаження на шинах 10 кВ РТП (дванадцять ліній напругою 10 кВ) складає  $S_{10} = 26018$  кВА, на шинах 35 кВ (дві лінії 35 кВ)  $S_{35} = 13566$  кВА, загальне навантаження  $S_{p.рп} = 39584$  кВА.

Згідно універсальної номограми потужність РТП необхідно збільшити до 40000 кВ·А. Із можливих варіантів збільшення встановленої потужності підстанції приймаємо варіант реконструкції РТП із заміною одного з трансформаторів потужністю 16000 кВ·А на трансформатор потужністю 25000 кВ·А.

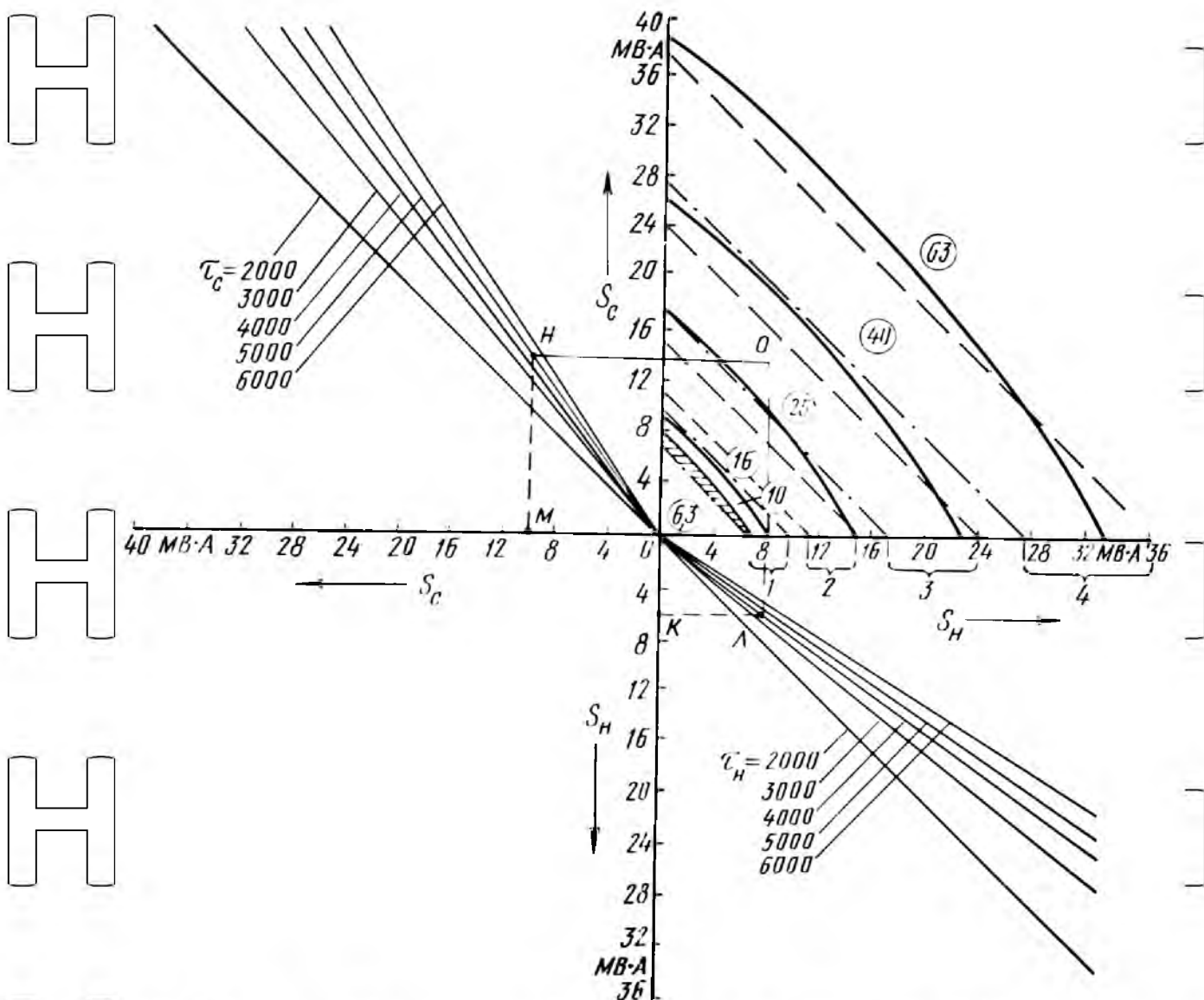


Рис.2.1 Універсальна номограма для визначення оптимальної потужності трансформаторів 110/35/10 кВ при  $\text{БЕРП} D=0,08$  кВт/кВАр. межі зон

трансформаторів; - - - - - нижня; - - - - - верхня межі області допустимого

навантаження трансформаторів потужністю: 1 - 6300, 2 - 10 000, 3 - 16 000, 4 - 25000 кВА.

НУБІП України  
 НУБІП України  
 НУБІП України

2.2.1. Втрати потужності в силових трансформаторах до реконструкції підстанції.

За технічними характеристиками силових трансформаторів визначимо розрахункові втрати електроенергії в силових трьохобмоткових трансформаторах підстанції до її реконструкції.

Параметри силових трансформаторів  
- потужності обмоток вищої напруги 110 кВ  $S_B$ , середньої напруги 35 кВ  $S_C$  і нижчої напруги 10 кВ  $S_H$ :

$$S_B := 16000 \text{ кВА} \quad S_C := 16000 \text{ кВА} \quad S_H := 16000 \text{ кВА} \quad I_x := 0.8 \%$$

- втрати потужності в обмотках  $P_k$  і втрати неробочого ходу  $P_x$  трансформатора:

$$P_k := 100 \text{ кВт} \quad P_x := 21 \text{ кВт}$$

- напруга короткого замикання між обмотками ВН  $U_{к.ВН}$ , СН  $U_{к.СН}$  і НН  $U_{к.НН}$ :

$$U_{к.ВС} := 10.5 \% \quad U_{к.ВН} := 17.5 \% \quad U_{к.СН} := 6.5 \%$$

де - економічний еквівалент реактивної потужності ЕЕРП

$$\gamma = 0.08 \frac{\text{кВт}}{\text{кВАр}}$$

Визначимо напругу короткого замикання обмоток трансформатора.

$$\begin{aligned} U_{кВ} &:= 0.5 \cdot (U_{кВН} + U_{кВС} - U_{кСН}) \\ U_{кН} &:= 0.5 \cdot (U_{кВН} + U_{кСН} - U_{кВС}) \end{aligned} \quad (2.8)$$

$$U_{кВ} = 10.75 \% \quad U_{кС} = -0.25 \% \quad U_{кН} := 0 \% \quad U_{кН} = 6.75 \%$$

Визначимо приведені втрати в трансформаторі, що додатково враховують втрати активної потужності від передачі реактивної потужності трансформатора:

- змінні втрати

$$\begin{aligned} P_{vB} &:= \left( P_k + \gamma \cdot U_{кВ} \cdot \frac{S_B}{100} \right) \\ P_{vC} &:= \left( P_k + \gamma \cdot U_{кС} \cdot \frac{S_C}{100} \right) \end{aligned} \quad (2.9)$$

постійні втрати в трансформаторі

$$P_c := P_x + \gamma \cdot \frac{S_B}{100} \quad (2.10)$$

Добові графіки активного  $P_{35}$  і реактивного  $Q_{35}$  навантаження на шинах 35 і графіки активного  $P_{10}$  і реактивного  $Q_{10}$  навантаження на шині 10 кВ (рис. 2.2):

$$S_{35} := 13566 \text{ кВА}, \quad P_{35} := 10072 \text{ кВА}, \quad Q_{35} := \sqrt{S_{35}^2 - P_{35}^2}$$

$$\cos \phi_{35} = 0.742$$

$$Q_{35} = 9.088 \times 10^3 \text{ кВАр.}$$

$$S_{10} := 26018 \text{ кВА}, \quad P_{10} := 19072 \text{ кВА}, \quad Q_{10} := \sqrt{S_{10}^2 - P_{10}^2}$$

$$\cos \phi_{10} = 0.733$$

$$Q_{10} = 1.77 \times 10^4 \text{ кВАр.}$$

$$p_{10} := (.4 \ .4 \ .45 \ .54 \ .6 \ .65 \ .65 \ .7 \ .75 \ .95 \ 1 \ .85 \ .8 \ .65 \ .75 \ .75 \ .85 \ .75 \ .65 \ .5 \ .52)$$

$$q_{10} := (.4 \ .4 \ .45 \ .5 \ .55 \ .6 \ .7 \ .75 \ .85 \ 1 \ .7 \ .65 \ .55 \ .65 \ .75 \ .85 \ .75 \ .65 \ .5 \ .52)$$

$$p_{35} := (.4 \ .45 \ .45 \ .5 \ .5 \ .55 \ .6 \ .65 \ .75 \ .95 \ 1 \ .85 \ .75 \ .55 \ .6 \ .65 \ .85 \ .7 \ .65 \ .5 \ .52)$$

$$q_{35} := (.4 \ .45 \ .45 \ .45 \ .5 \ .55 \ .65 \ .65 \ .7 \ .85 \ .95 \ .8 \ .75 \ .7 \ .65 \ .7 \ .85 \ .7 \ .65 \ .5 \ .52)$$

Повна потужність навантаження протягом доби, кВА

$$S_{35_i} := \sqrt{[(P_{35} \cdot P_{35})_i]^2 + [(Q_{35} \cdot Q_{35})_i]^2} \quad (2.11)$$

$$S_{10_i} := \sqrt{[(P_{10} \cdot P_{10})_i]^2 + [(Q_{10} \cdot Q_{10})_i]^2} \quad (2.12)$$

Добові втрати електроенергії в двох спільно працюючих трансформаторах.

$$\Delta W_{T_i} := 2 \cdot P_c + 2 \cdot P_v \cdot \frac{(S_{110_i})^2}{(2 \cdot S_B)^2} + 2 \cdot P_v \cdot \frac{(S_{35_i})^2}{(2 \cdot S_C)^2} + 2 \cdot P_v \cdot \frac{(S_{10_i})^2}{(2 \cdot S_H)^2} \quad (2.13)$$

Річні втрати електроенергії в трансформаторах підстанції до реконструкції.

# НУБІП України

$$\Delta W_T \text{ рік} = \sum_{i=1}^{24} \Delta W_{T_i} \quad (2.14)$$

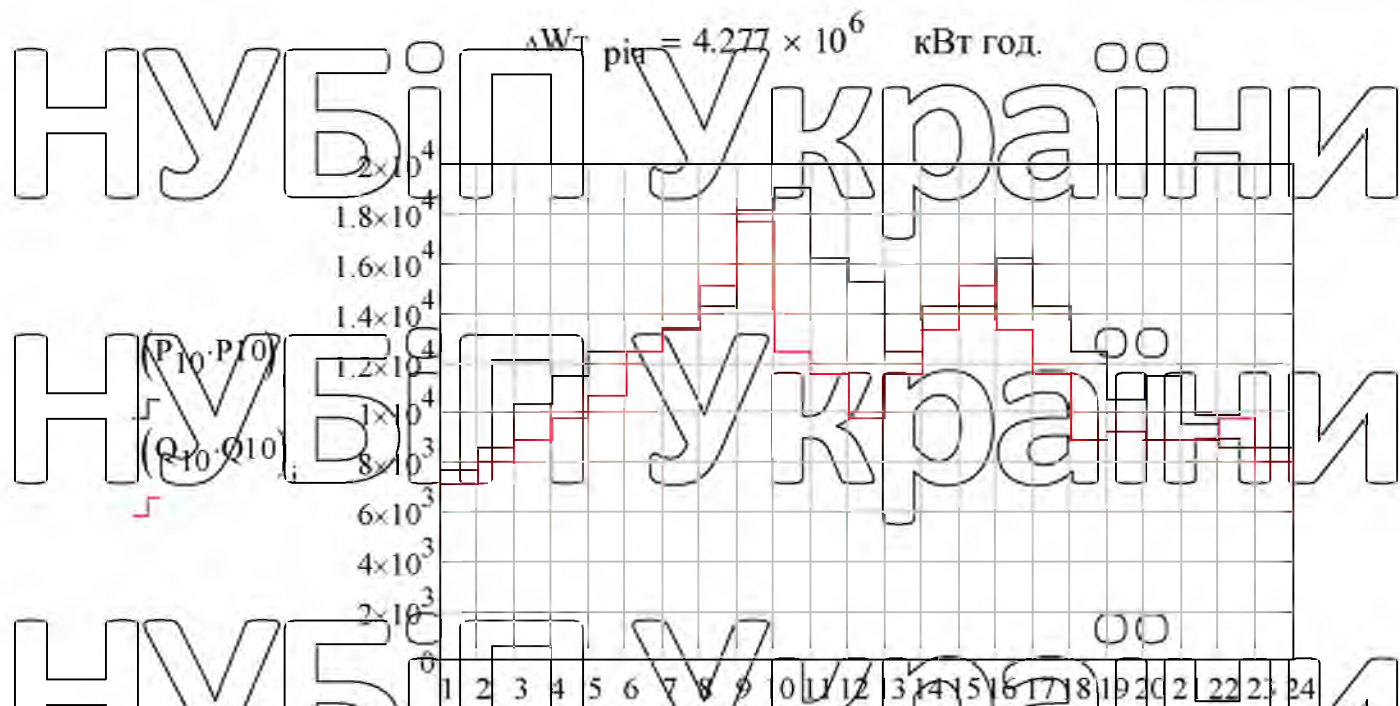


Рис.2.2. Добові графіки активного (кВт) і реактивного (кВАр) навантаження на шинах 10 кВ підстанції.

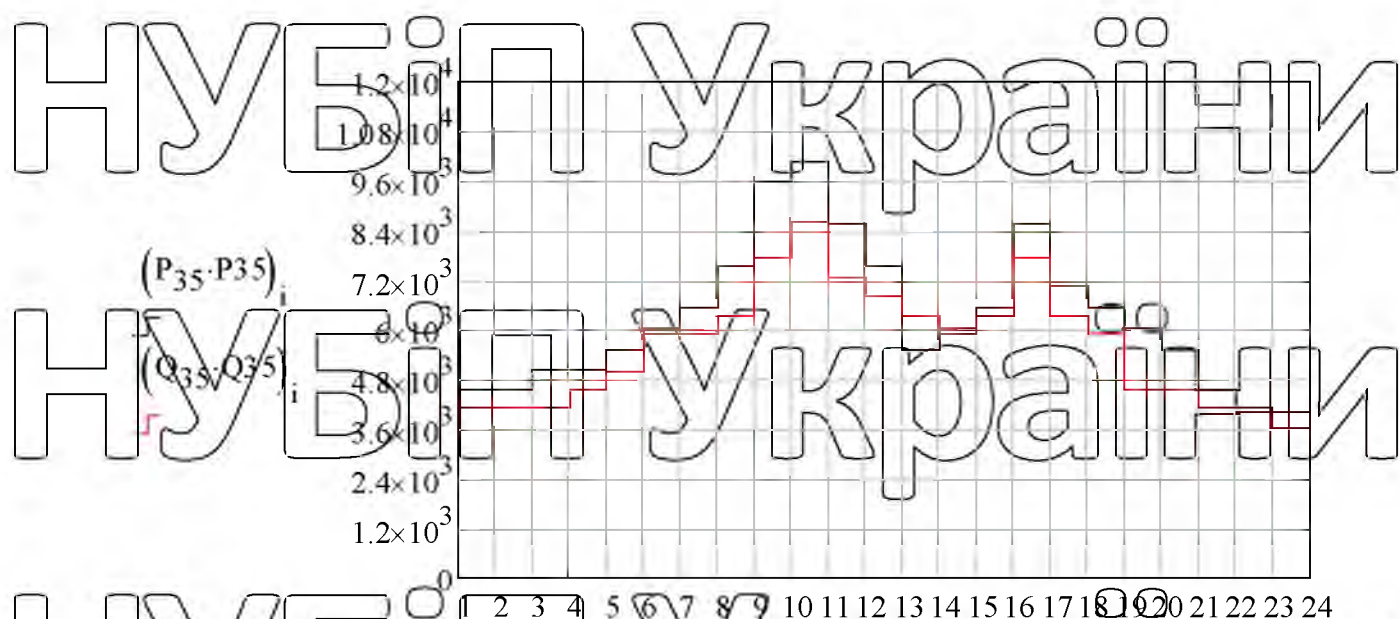


Рис.2.3. Добові графіки активного (кВт) і реактивного (кВАр) навантаження на шинах 35 кВ підстанції.

За добовим графіком навантаження визначимо кількість електроенергії, випущеної з шин підстанції споживачам в мережу 10 і 35 кВ

$$W_{\text{річ}} := \left[ \sum_{i=1}^{24} (P_{35} \cdot P_{35})_i \right] \cdot 365 + \left[ \sum_{i=1}^{24} (P_{10} \cdot P_{10})_i \right] \cdot 365$$

$$W_{\text{річ}} = 1.636 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

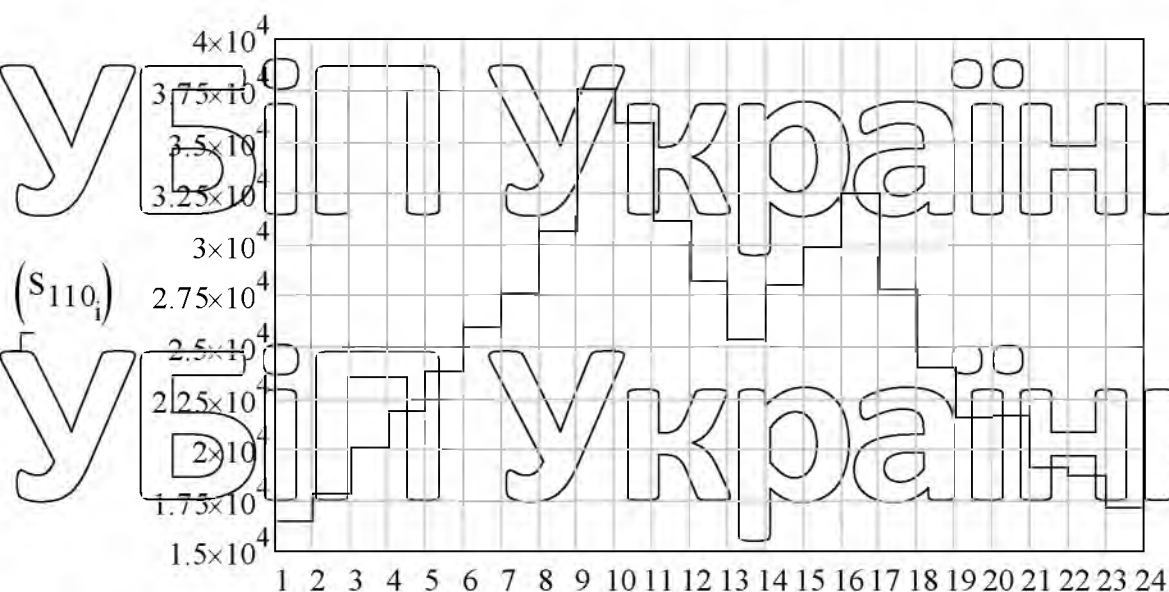


Рис.2.4. Добовий графік повного (кВА) навантаження на шинах 110 кВ підстанції.

2.2.2. Втрати потужності в силових трансформаторах після реконструкції підстанції.

Паспортні дані силового трансформатора більшої потужності:

- номінальна потужність обмоток силового трансформатора згідно п.2.2:

$$S_{\hat{a}} := 25000 \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad S_{\hat{b}} := 25000 \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad S_{\hat{c}} := 25000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$I_{\hat{x}} := 0.7 \% \quad P_{\hat{x}} := 28.5 \text{ кВт} \quad P_{\hat{k}} := 140 \text{ кВт}$$

- напруга короткого замикання пар обмоток силового трансформатора

$$U_{\hat{k}\hat{a}\hat{b}} := 10.5 \% \quad U_{\hat{k}\hat{a}\hat{c}} := 17.5 \% \quad U_{\hat{k}\hat{b}\hat{c}} := 6.5 \%$$

- напруга короткого замикання обмоток силового трансформатора

$$U_{\hat{k}\hat{a}} = 10.75 \% \quad U_{\hat{k}\hat{b}} = -0.25 \% \quad U_{\hat{k}\hat{c}} = 0 \% \quad U_{\hat{k}\hat{i}} = 6.75 \%$$

Приведені втрати потужності в трансформаторі, що враховують додаткові втрати активної потужності від передачі реактивної потужності:

- змінні втрати

$$P_{v\hat{a}} := \left( P_{\hat{k}} + \gamma \cdot U_{\hat{k}\hat{a}} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{100} \right)$$

- постійні втрати в трансформаторі

$$P_{\hat{c}} := P_{\hat{x}} + \gamma \cdot I_{\hat{x}} \cdot \frac{S_{\hat{a}}}{100}$$

де - економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП)

$$\gamma = 0.08 \text{ кВт/кВАр}$$

Паспортні дані силового трансформатора меншої потужності:

- номінальна потужність обмоток силового трансформатора:

$$S_{\hat{a}_1} := 16000 \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad S_{\hat{b}_1} := 16000 \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad S_{\hat{c}_1} := 16000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$I_{\hat{x}_1} := 0.8 \% \quad P_{\hat{x}_1} := 21 \text{ кВт} \quad P_{\hat{k}_1} := 100 \text{ кВт}$$

- напруга короткого замикання пар обмоток силового трансформатора

$$U_{\hat{k}\hat{a}\hat{b}_1} := 10.5 \% \quad U_{\hat{k}\hat{a}\hat{c}_1} := 17 \% \quad U_{\hat{k}\hat{b}\hat{c}_1} := 6 \%$$



- напруга короткого замикання обмоток силового трансформатора

$$U_{k\dot{a}y} = 10.75 \% \quad U_{k\dot{n}_i} = -0.25 \% \quad U_{k\dot{a}_i} := 0\% \quad U_{k\dot{t}_1} = 6.25 \%$$

Приведені втрати потужності в трансформаторі, що враховують додаткові втрати активної потужності від передачі реактивної потужності:

- змінні втрати

$$P_{v\dot{a}i} := P_{k_i} + \gamma \cdot U_{k\dot{a}_i} \cdot \frac{S_{\dot{a}_i}}{100}$$

- постійні втрати в трансформаторі

$$P_{c_i} := P_{x_i} + \gamma \cdot I_{x_i} \cdot \frac{S_{\dot{a}_i}}{100}$$

- постійні втрати в двох трансформаторів

$$P_{c\dot{o}i} := P_c + P_{c_1}$$

Добові графіки активного P і реактивного Q навантаження на шинах 35 і 10 кВ наведені на рис. 2.2:

$$S_{35} = 13566 \text{ кВА}, \quad P_{35} := 10500 \text{ кВт}$$

$$Q_{35} := \sqrt{S_{35}^2 - P_{35}^2} \quad Q_{35} = 8.59 \times 10^3 \text{ кВАр}$$

$$S_{10} := 26018 \text{ кВА}, \quad P_{10} := 19990 \text{ кВт}$$

$$Q_{10} := \sqrt{S_{10}^2 - P_{10}^2} \quad Q_{10} = 1.665 \times 10^4 \text{ кВАр}$$

$$p_{10} := (.4 \ .4 \ .45 \ .54 \ .6 \ .65 \ .65 \ .7 \ .75 \ .95 \ 1. \ .85 \ .8 \ .65 \ .75 \ .75 \ .85 \ .75 \ .65$$

$$q_{10} := (.4 \ .4 \ .45 \ .5 \ .55 \ .6 \ .7 \ .75 \ .85 \ 1. \ .7 \ .65 \ .55 \ .65 \ .75 \ .85 \ .75 \ .65 \ .5 \ .5$$

$$p_{35} := (.4 \ .45 \ .45 \ .5 \ .5 \ .55 \ .6 \ .65 \ .75 \ .95 \ 1. \ .85 \ .75 \ .55 \ .6 \ .65 \ .85 \ .7 \ .65$$

$$q_{35} := (.4 \ .45 \ .45 \ .45 \ .5 \ .55 \ .65 \ .65 \ .7 \ .85 \ .95 \ .8 \ .75 \ .7 \ .65 \ .7 \ .85 \ .7 \ .65$$

Повна потужність навантаження протягом доби, кВА:

$$S_{35_1} := \sqrt{[(P_{35} \cdot P_{35})_i]^2 + [(Q_{35} \cdot Q_{35})_i]^2}$$

# НУБІП України

За добовим графіком навантаження визначимо кількість електроенергії, відпущеної з шин підстанції споживачам в мережу 10 і 35 кВ.

# НУБІП України

$$W_{\delta^{3\div}} = \sum_{i=1}^{24} (P_{35} \cdot P_{35})_i \cdot 365 + \sum_{i=1}^{24} (P_{10} \cdot P_{10})_i \cdot 365$$

$$W_{\delta^{3\div}} = 1.712 \times 10^8 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

# НУБІП України

Фіктивний час використання максимального активного навантаження згідно заданого добового графіка

$$T_{\text{pmax}} := \frac{W_{\delta^{3\div}}}{P_{35} + P_{10}}$$

# НУБІП України

Добові втрати електроенергії в двох спільних працюючих трансформаторах:

$$T_{\text{pmax}} = 5.615 \times 10^3 \text{ год.}$$

$$\Delta W_{\delta^0 i} := 2 \cdot P_{\text{coi}} + (P_{v_{\hat{a}}} + P_{v_{\hat{ai}}}) \cdot \frac{(S_{110_i})^2}{(S_{\hat{a}} + S_{\hat{ai}})^2} + (P_{v_{\hat{n}}} + P_{v_{\hat{ni}}}) \cdot \frac{(S_{35_i})^2}{(S_{\hat{n}} + S_{\hat{ni}})^2} + (P_{v_i} + P_{v_{ii}})$$

# НУБІП України

Річні втрати електроенергії в двох трансформаторах підстанції:

$$\Delta W_{\delta^0 \delta^{3\div}} := \left( \sum_{i=1}^{24} \Delta W_{\delta^0 i} \right) \cdot 365$$

$$\Delta W_{\delta^0 \delta^{3\div}} = 4.121 \times 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

# НУБІП України

Річні втрати електроенергії в двох трансформаторах підстанції у відсотках до відпущеної електроенергії:

$$\Delta W_{\delta^0 \%} = \frac{\Delta W_{\delta^0 \delta^{3\div}}}{W_{\delta^{3\div}}} \cdot 100$$

$\Delta W\% = 2.407 \%$   
 Зменшення річних втрат електроенергії в двох трансформаторах підстанції  
 внаслідок збільшення потужності трансформатора з 16000 кВ·А до 25 000 кВ·А

$\delta W\% := \frac{\Delta W_{\text{річ}} - \Delta W_{\text{T річ}}}{\Delta W_{\text{T річ}}} \cdot 100$   
 $\delta W\% = 3.786 \%$

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## 2.3. Оптимізація режиму роботи підстанції

### 2.3.1. Особливості оптимізації режиму трьохобмоткових трансформаторів.

Вибір економічних режимів роботи підстанцій проводиться згідно критерію мінімуму втрат потужності в силових трансформаторах.

При оптимізації режимів роботи підстанцій з паралельно працюючими трьохобмотковими трансформаторами необхідно вирішувати задачу з двома незалежними змінними – загальним навантаженням обмоток 10 кВ і загальним навантаженням обмоток 35 кВ трансформатора.

З урахуванням допустимого навантаження сума навантажень вторинних обмоток 10 і 35 кВ не повинна перевищувати потужність обмотки напругою 110 кВ. Вибір режиму роботи такої підстанції зручно проводити порівнянням фактичних навантажень обмоток з їх граничним навантаженням, котре визначає зони економічної роботи, тобто зони з мінімальними втратами потужності в силових трансформаторах. Граничне навантаження визначається однаковими втратами потужності для двох порівнюємих суміжних режимів роботи трансформаторів.

Економічно-граничне навантаження обмотки ВН 110 кВ (для понижаючих трансформаторів) трьохобмоткового трансформатора  $S^r$  визначається поєднанням економічно-граничного навантаження обмоток 35 і 10 кВ.

Визначаємо залежність економічно-граничного навантаження обмотки середньої напруги 35 кВ  $S_c^r$  від навантаження обмотки нижчої напруги 10 кВ  $S_H$ , або навпаки – залежність економічно-граничного навантаження обмотки 10 кВ  $S_H^r$  від навантаження обмотки 35 кВ.

Для вибору режиму роботи досліджуваної підстанції необхідно використовувати зони економічної роботи підстанції в координатах навантажень вторинних обмоток 35 і 10 кВ.

Для підстанцій 110/35/10 кВ з двома трансформаторами різної потужності необхідно визначати два економічно-граничні навантаження:  $S_{M-B}^r$ , котре

визначає доцільність переходу з трансформатора меншої потужності на трансформатор більшої потужності (при зростанні навантаження) та навантаження  $S_{\sigma}^T$ , котре вказує на доцільність переходу з трансформатора більшої потужності на роботу двох трансформаторів.

При цьому трансформатори можуть працювати паралельно на трьох чи двох ступенях напруги (при виконанні умов паралельної роботи трьохобмоткових трансформаторів).

Залежність економічно-граничного навантаження обмотки 35 кВ  $S_C^T$  від фактичного навантаження обмотки 10 кВ (при порівнянні режимів а і б) має

вигляд [5]

$$S_{c,a,b}^r = \frac{\sqrt{R_B^2 S_H^2 - (R_B^2 + R_C^2) S_H^2 (R_B + R_H) - X} - R_B S_H}{(R_B + R_C)} \quad (2.15)$$

$$\text{де } R_i = \frac{P_{V a_i}}{S_{\text{ном.а.і}}^2} - \frac{P_{V b_i}}{S_{\text{ном.б.і}}^2} \quad (2.16)$$

$$X = P_{C a} - P_{C b} \quad (2.17)$$

$i = B, C, H$  – індекси обмоток 110, 35 і 10 кВ (вищої, середньої і нижчої

напруги) відповідно;

$P_{V a_i}, P_{V b_i}$  – приведені сумарні втрати к.з. і-тої обмотки, кВт;

$P_{C a}, P_{C b}$  – приведені сумарні втрати неробочого ходу трансформатора в режимах а і б, кВт;

$S_{\text{ном.а.б.і}}$  – сумарні номінальні потужності і-тих обмоток трансформаторів, котрі працюють в режимах а і б, кВ·А.

Стосовно трьохобмоткових трансформаторів однакової потужності вираз (4.2) матиме вигляд:

$$R_i = \frac{P_{vi}}{n(n-1)S_{\text{номі}}^2} \quad (2.18)$$

де  $S_{\text{номі}}, P_{vi}$  – номінальна потужність (кВ·А) і приведені втрати к.з. (кВт) і-тої обмотки трансформатора;

$n$  - число паралельно працюючих трансформаторів.

Згідно цього методу побудовані криві економічно-граничного сполучення вторинних навантажень (ЕГСВН) для підстанцій з трьохобмотковими трансформаторами при значеннях  $E_{EPM} \gamma$  0,02 до 0,20 кВт/кВ·Ар.

На рис.2.1 наведена діаграма вибору економічного режиму роботи підстанції напругою 110/35/10 кВ з трансформаторами потужністю 16 і 25 МВ·А. Побудовані згідно (4.1) лінії граничного навантаження розподіляють зони економічної роботи понижуючої підстанції (М - робота трансформатора меншої потужності, Б – робота трансформатора більшої потужності, М+Б – паралельна робота двох трансформаторів).

При побудові ліній граничного навантаження, котрі розділяють зони М та Б порівнюємо сумарні втрати потужності в режимах “а” – робота трансформатора меншої потужності та “б” – робота трансформатора більшої потужності та в (4.1) параметри з індексами “а” та “б” приймаються відповідні цим режимам.

При визначенні ліній граничного навантаження, котрі відповідають економічним режимам роботи трансформаторів в зонах навантажень М та М+Б, порівнюються сумарні приведені втрати потужності при роботі трансформатора більшої потужності та паралельної роботи двох трансформаторів, а в (4.1) цим режимам відповідають параметри з індексами “а” і “б”, відповідно.

Методика [5] покладена в основу побудови універсальних діаграм вибору економічного режиму понижувальних підстанцій напругою 110/35/10 кВ з двома трансформаторами різної потужності в межах поширених в розподільчих мережах потужностей 6,3...40 МВ·А.

Необхідно відмітити, що значення граничного навантаження, розраховані згідно паспортних даних трансформаторів розглядуваної межі потужностей дають розбіжність 6...8%. Зі збільшенням економічного еквівалента  $\gamma$  ця розбіжність зменшується. Оскільки ця величина дуже мала, то допускається використання універсальної діаграми для вибору економічного режиму роботи підстанції.

На величину втрат потужності в трьохобмоткових трансформаторах, а,

отже, і на величину граничного навантаження, котре визначає зони економічних режимів підстанції, впливають значення напруги к.з. обмоток, котрі залежать від розташування обмоток на магнітопроводі трансформаторів.

Діаграму можна застосувати для підстанцій з трансформаторами, величини напруги к.з. обмоток котрих:  $U_{к.в} = 10,75\%$ ,  $U_{к.с} = 0$ ,  $U_{к.н} = 6,25\%$ , що відповідає наступному розташуванню обмоток трансформатора: ближчою до магнітопроводу розташована обмотка напругою 10 кВ, зовнішньою є обмотка 110 кВ, а між ними розміщена обмотка 35 кВ.

Виконані розрахунки і графічні залежності лінії граничного навантаження для підстанцій з трансформаторами з різними співвідношеннями потужностей обмоток, показали вплив цих співвідношень на положення меж зон економічних режимів підстанції.

Зміна величин граничних вторинних навантажень пояснюється впливом номінальних потужностей обмоток і значень їх напруг к.з. на втрати потужності в цих обмотках: для обмоток трансформаторів, потужності яких рівні 67% номінальної потужності трансформатора, значення напруг к.з. зменшені на 33%.

Не дивлячись на ці розходження, в ряді випадків можна рекомендувати побудову середніх ліній граничного навантаження, оскільки відхилення розрахункових значень граничних навантажень від середніх кривих не перевищує 4...6%, що може дати збільшення втрат потужності в трансформаторі на 0,02% від потужності трансформатора при номінальному навантаженні.

Очікуване зниження втрат електроенергії від застосування даного методу складає 8...12% загальних фактичних втрат.

### 2.3.2. Оптимізація режиму роботи підстанції в початковий період експлуатації.

Визначимо економічно граничні сполучення навантажень вторинних обмоток силових трьохобмоткових трансформаторів, що є межами зон їх економічної роботи.

Технічні характеристики силового трансформатора меншої потужності:

$$S_{v_a} := 16000 \text{ кВА} \quad S_{c_a} := 16000 \text{ кВА} \quad S_{n_a} := 16000 \text{ кВА}$$

$$I_{x_a} := 0.8 \text{ \%} \quad P_{x_a} := 21 \text{ кВт} \quad P_{k_a} := 100 \text{ кВт}$$

$$U_{kvc_a} := 10.5 \text{ \%} \quad U_{kvn_a} := 17.5 \text{ \%} \quad U_{kcn_a} := 6.5 \text{ \%}$$

$$U_{kn_a} = 0.5 \cdot (U_{kvn_a} - U_{kcn_a} + U_{kvc_a})$$

$$U_{kc_a} = 0.5 \cdot (U_{kvc_a} + U_{kcn_a} - U_{kvn_a})$$

$$U_{kv_a} = 10.75 \text{ \%} \quad U_{ke_a} = -0.25 \text{ \%} \quad U_{kc_a} := 0 \text{ \%} \quad U_{kn_a} = 6.75 \text{ \%}$$

Технічні характеристики силового трансформатора більшої потужності

$$S_{v_6} := 25000 \text{ кВА} \quad S_{c_6} := 25000 \text{ кВА} \quad S_{n_6} := 25000 \text{ кВА}$$

$$I_{x_6} := 0.7 \text{ \%} \quad P_{x_6} := 28.5 \text{ кВт} \quad P_{k_6} := 140 \text{ кВт}$$

$$U_{kvc_6} := 10.5 \text{ \%} \quad U_{kvn_6} := 17.5 \text{ \%} \quad U_{kcn_6} := 6.5 \text{ \%}$$

$$U_{kc_6} := 0.5 \cdot (U_{kvc_6} + U_{kcn_6} - U_{kvn_6})$$

$$U_{kv_6} = 10.75 \text{ \%} \quad U_{ke_6} = -0.25 \text{ \%} \quad U_{kc_6} := 0 \text{ \%} \quad U_{kn_6} = 6.75 \text{ \%}$$

Визначимо приведені втрати в трансформаторі меншої потужності, що враховують додаткові втрати активної потужності від передачі реактивної потужності трансформатора:

- змінні втрати

$$P_{v.a} := \left( P_{k_a} + D \cdot U_{kv_a} \cdot \frac{S_{v_a}}{100} \right)$$

- постійні втрати в трансформаторі меншої потужності

$$P_{c_a} := P_{x_a} + D \cdot I_{x_a} \cdot \frac{S_{v_a}}{100}$$



Визначимо приведені втрати в обмотках трансформатора більшої потужності:

- змінні втрати, наприклад, в обмотці СН 35 кВ

$$P_{v.c.6} := \left( P_{k6} + D \cdot U_{k6} \cdot \frac{S_{c6}}{100} \right)$$

- постійні втрати в обмотці СН 35 кВ трансформаторі більшої потужності

$$P_{c6} := P_{x6} + D \cdot I_{x6} \cdot \frac{S_{B6}}{100}$$

Розрахункові коефіцієнти для визначення граничних навантажень в обмотках трансформатора, наприклад, в обмотці ВН 110 кВ

$$R_B := \frac{P_{v.B.a}}{S_{B.a}^2} - \frac{P_{v.B.6}}{S_{B.6}^2} \quad (2.15)$$

$$X := \frac{P_{c6}}{P_{c.a}} \quad (2.16)$$

Визначасмо граничне сполучення вторинних навантажень, що розділяє зони економічної роботи трансформаторів меншої і більшої потужності.

$$S_{k35_{аб_i}} := \frac{\sqrt{(R_B \cdot S_{10_i})^2 - (R_B + R_C) \cdot (S_{10_i})^2 \cdot (R_B + R_H)} \cdot X - R_B \cdot S_{10_i}}{R_B + R_C} \quad (2.17)$$

Визначимо приведені втрати для двох трансформаторів різної потужності:

- змінні втрати, наприклад, в обмотці ВН 110 кВ

$$P_{v.B.V} := \left[ P_{k6} + P_{k.a} + \frac{D \cdot U_{k.B.6}}{100} \cdot (S_{B.6} + S_{B.a}) \right]$$

- постійні втрати в двох спільно працюючих трансформаторів

$$P_{c.B} := P_{c.a} + P_{c.6}$$

Розрахункові коефіцієнти для визначення граничного навантаження обмоток, що розділяє зони економічної роботи трансформатор більшої потужності і двох трансформаторів спільно.

$$R_B := \frac{P_{v.B.6}}{S_{B.6}^2} - \frac{P_{v.B.V}}{(S_{B.6} + S_{B.a})^2} \quad (2.18)$$

$$X2 := P_{c.B} - P_{c.6} \quad (2.19)$$

Визначаємо граничне навантаження вторинних обмоток, що розділяє зони економічної роботи трансформатора більшої потужності і двох трансформаторів спільно.

$$S_{k35_{об_1}} := \frac{\sqrt{(R_B \cdot S_{10_i})^2 - (R_B + R_c) \cdot [(S_{10_i})^2 \cdot (R_B + R_H) - X_2]} - R_B \cdot S_{10_i}}{R_B + R_c} \quad (2.20)$$

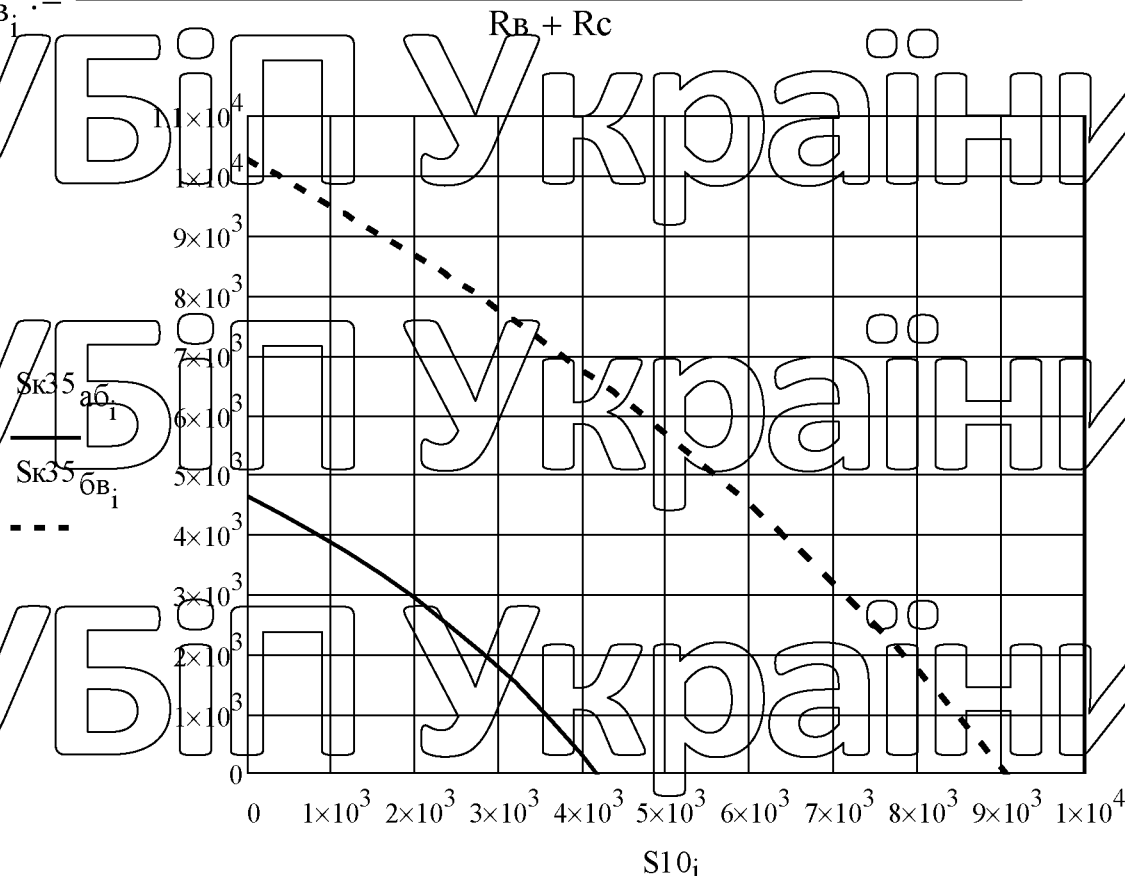


Рис.2.5. Діаграма вибору економічного режиму роботи підстанції з двома трансформаторами 110/35/10 кВ потужністю 16000 і 25000 кВА ( $D=0,08$  кВт/кВ·Ар).

Добові графіки активного  $P$  і реактивного  $Q$  навантаження на шинах 35 і 10 кВ, виражені у відносних одиницях (відповідно  $p$  і  $q$ ) від максимальних значень, представлені на рис.4.2:

$$S_{35} := 1356 \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad P_{35} := 1007 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$\cos\phi_{35} = 0.742 \quad Q_{35} = 9.088 \times 10^3 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

$$S_{10} := 26018 \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad P_{10} := 1907 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$Q_{10} = 1.77 \times 10^4 \text{ кВ}\cdot\text{Ар} \quad \cos\phi_{10} = 0.733$$

$p_{10} := (.24 \ .24 \ .24 \ .24 \ .41 \ .45 \ .52 \ .52 \ .56 \ .35 \ .25 \ .25 \ .32 \ .35 \ .45 \ .45 \ .55 \ .65 \ .5 \ .5$

$q_{10} := (.2 \ .24 \ .24 \ .34 \ .41 \ .35 \ .42 \ .52 \ .56 \ .46 \ .4 \ .25 \ .25 \ .32 \ .45 \ .45 \ .65 \ .55 \ .49 \ .52$

$p_{35} := (7.2 \cdot 2.5 \cdot 2.5) \cdot 3 \cdot 3.3 \cdot 3.5 \cdot 6 \cdot 6.5 \cdot 5 \cdot 5 \cdot 3.5 \cdot 2.5 \cdot 2.5 \cdot 3.5 \cdot 6 \cdot 6.5 \cdot 5 \cdot 6 \cdot 6.5 \cdot 5$   
 $q_{35} := (2 \cdot 3 \cdot 4 \cdot 4 \cdot 4 \cdot 5 \cdot 5 \cdot 5.5 \cdot 6 \cdot 5 \cdot 4.5 \cdot 3 \cdot 2.5 \cdot 3 \cdot 3.5 \cdot 4 \cdot 6 \cdot 7 \cdot 6.5 \cdot 5 \cdot 4 \cdot 4 \cdot 3$   
 Повна потужність навантаження протягом доби, кВ·А:

$$S_{35i} := \sqrt{[(P_{35} \cdot P_{35})_i]^{-2} + [(Q_{35} \cdot Q_{35})_i]^{-2}}$$

$$S_{10i} := \sqrt{[(P_{10} \cdot P_{10})_i]^{-2} + [(Q_{10} \cdot Q_{10})_i]^{-2}}$$

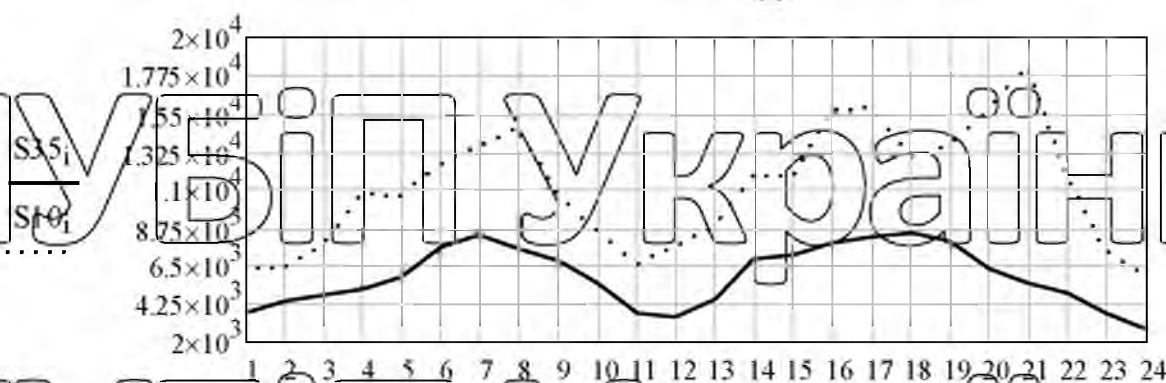


Рис.2.6. Ддобові графіки повного  $S$  (кВ·А) навантаження на шинах 35 і 10 кВ

Визначимо приведені втрати в трансформаторі меншої потужності, що враховують додаткові втрати активної потужності від передачі реактивної потужності трансформатора

- змінні втрати

$$P_{v_{35a}} := \left( P_{k_a} + D \cdot U_{kv_a} \cdot \frac{S_{v_a}}{100} \right)$$

постійні втрати в трансформаторі меншої потужності

$$P_{c_{35a}} := P_{x_a} + D \cdot I_{x_a} \cdot \frac{S_{v_a}}{100}$$

Визначимо приведені втрати в трансформаторі більшої потужності:

- змінні втрати в обмотці СН 35 кВ

$$P_{v_{35b}} := \left( P_{k_b} + D \cdot U_{kv_b} \cdot \frac{S_{c_b}}{100} \right)$$

- постійні втрати в трансформаторі більшої потужності

$$P_{c_{35b}} := P_{x_b} + D \cdot I_{x_b} \cdot \frac{S_{v_b}}{100}$$

Розрахункові коефіцієнти для визначення граничного навантаження вторинних обмоток, наприклад, в області ВН 110 кВ

$$R_{B1} := \frac{P_{V_{B,a}}}{S_{B_a}^2} - \frac{P_{V_{B,b}}}{S_{B_b}^2}$$

Визначаємо граничне сполучення вторинних навантажень, що розділяє зони економічної роботи трансформаторів меншої і більшої потужності.

$$X_1 := P_{c_b} - P_{c_a}$$

$$S_{k35_{a6_i}} := \frac{\sqrt{(R_{B1} \cdot S10_i)^2 - (R_{B1} + R_c) \cdot [(S10_i)^2 \cdot (R_{B1} + R_H) - X_1]} - R_{B1} \cdot S10_i}{R_{B1} + R_c} \quad (2.21)$$

Визначимо приведені втрати для двох трансформаторів різної потужності;  
- змінні втрати

$$P_{V_{B,a,b}} := \left[ P_{k_b} + P_{k_a} + \frac{D \cdot U_{KB_b}}{100} \cdot (S_{B_b} + S_{B_a}) \right]$$

- постійні втрати в двох спільно працюючих трансформаторів

$$P_{c_{a,b}} := P_{c_a} + P_{c_b}$$

Розрахункові коефіцієнти для визначення граничного навантаження вторинних обмоток, що розділяє зони економічної роботи трансформатор більшої потужності і двох трансформаторів спільно.

$$R_{B2} := \frac{P_{V_{B,b}}}{S_{B_b}^2} - \frac{P_{V_{B,a}}}{(S_{B_b} + S_{B_a})^2}$$

$$X_2 := P_{c_b} - P_{c_b}$$

Визначаємо граничне сполучення вторинних навантажень, що розділяє зони економічної роботи трансформатора більшої потужності і двох трансформаторів спільно.

$$S_{k35_{bB_i}} := \frac{\sqrt{(R_{B2} \cdot S10_i)^2 - (R_{B2} + R_c) \cdot [(S10_i)^2 \cdot (R_{B2} + R_H) - X_2]} - R_{B2} \cdot S10_i}{R_{B2} + R_c} \quad (2.22)$$

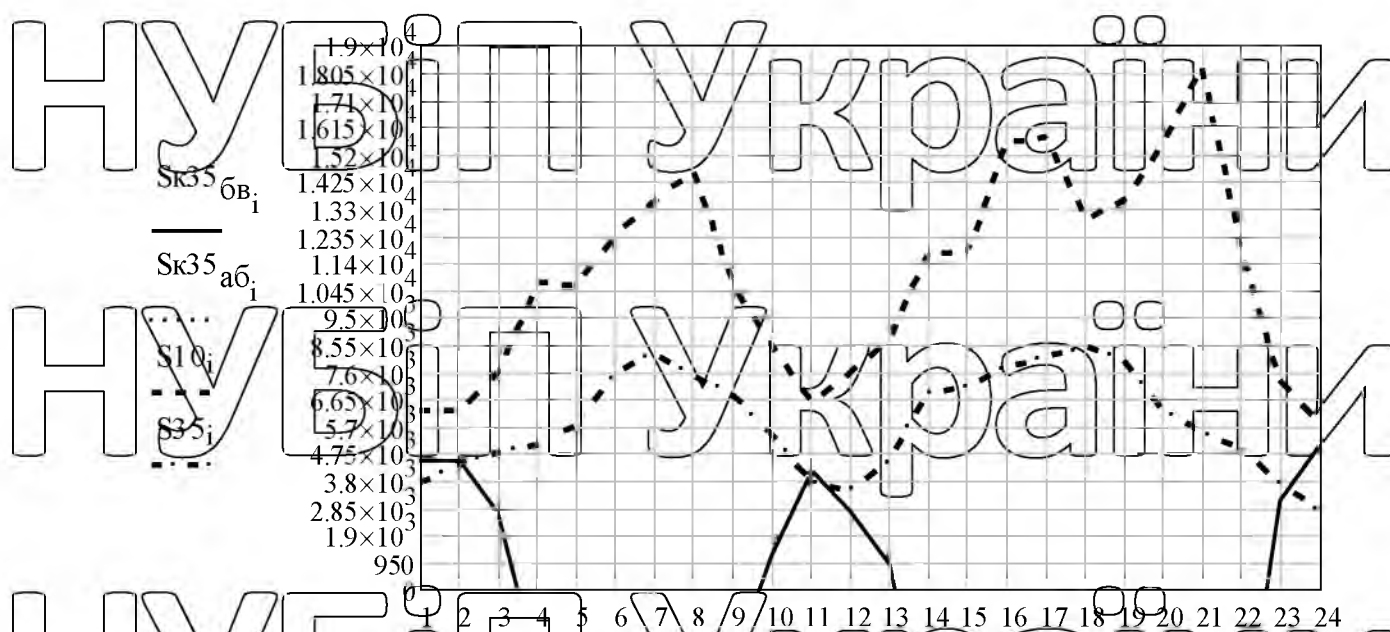


Рис. 2.7. Добові графіки навантаження на шинах 35 кВ  $S_{35}$  (штрих-пунктирна лінія) і 10 кВ  $S_{10}$  (штрихова лінія) та лінія граничних навантажень  $Sk_{35бв}$

(суцільна лінія), що розділяє зони економічної роботи трансформатора більшої потужності і спільної роботи обох трансформаторів.

На рис. 2.7 об'єднано добові графіки навантаження з рис. 2.6 та лінії граничного навантаження з рис. 2.5. Лінія граничного навантаження  $Sk_{35аб}$  (короткопунктирна лінія), котра розділяє зони економічної роботи трансформатора меншої і більшої потужності (див. рис. 2.5) на рис. 2.7 не зображена. Це пояснюється тим, що великим величинам фактичних навантажень на шинах 10 кВ відповідають малі значення граничного навантаження шин 35 кВ  $Sk_{35бв}$ , котрі набагато менші фактичних навантажень на цих шинах.

Аналіз режиму роботи підстанції з рис. 2.7 показав, що з 23-ї до 2-ї години, а також з 10-ї до 12-ї години доцільно включити трансформатор більшої потужності, оскільки фактичне навантаження на стороні 35 кВ менше відповідного граничного навантаження. В інший період доби економічною буде спільна робота обох трансформаторів.

За добовим графіком навантаження визначимо кількість електроенергії, відпущену з шин підстанції споживачам в мережу 10 кВ.

$$W_{\text{річ}} := \sum_{i=1}^{24} (P_{35} - P_{35})_i \cdot 365 + \sum_{i=1}^{24} (P_{10} - P_{10})_i \cdot 365 \quad (2.23)$$

$$W_{\text{річ}} = 1.077 \times 10^8 \quad \text{кВт-год}$$

### Втрати електроенергії в силових трансформаторах підстанції.

Добові втрати електроенергії в двох спільно працюючих трансформаторах:

$$\Delta W_{T i} := (P_{c_a} + P_{c_b}) + (P_{v_{v.a}} + P_{v_{v.b}}) \cdot \frac{(S_{110_i})^2}{(S_{B_a} + S_{B_b})^2} + (P_{v_{c.a}} + P_{v_{c.b}}) \cdot \frac{(S_{35_i})^2}{(S_{c_a} + S_{c_b})^2} + (P_{v_{h.a}} + P_{v_{h.b}}) \cdot \frac{(S_{10_i})^2}{(S_{H_a} + S_{H_b})^2} \quad (2.24)$$

Річні втрати електроенергії в двох трансформаторах підстанції:

$$\Delta W_{T \text{ річ}} := \left( \sum_{i=1}^{24} \Delta W_{T i} \right) \cdot 365 \quad (2.25)$$

$$\Delta W_{T \text{ річ}} = 1.741 \times 10^6 \text{ кВт год}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції в економічному режимі її роботи:

- добові втрати під час роботи одного трансформатора більшої потужності:

$$\Delta W_{T o} := P_{c_b} + P_{v_{v.b}} \cdot \frac{(S_{110_o})^2}{(S_{B_a} + S_{B_b})^2} + P_{v_{c.b}} \cdot \frac{(S_{35_o})^2}{(S_{c_a} + S_{c_b})^2} + P_{v_{h.b}} \cdot \frac{(S_{10_o})^2}{(S_{H_a} + S_{H_b})^2} \quad (2.26)$$

Річні втрати електроенергії при роботі одного трансформатора підстанції:

$$\Delta W_{T \text{ річ}} := \left( \sum_{o=1}^2 \Delta W_{T o} \right) \cdot 365$$

$$\Delta W_{T \text{ річ}} = 1.927 \times 10^5 \text{ кВт год}$$

Втрати електроенергії в двох трансформаторах підстанції:

$$\Delta W_{2T d} := (P_{c_a} + P_{c_b}) + (P_{v_{v.a}} + P_{v_{v.b}}) \cdot \frac{(S_{110_d})^2}{(S_{B_a} + S_{B_b})^2} + (P_{v_{c.a}} + P_{v_{c.b}}) \cdot \frac{(S_{35_d})^2}{(S_{c_a} + S_{c_b})^2} + (P_{v_{h.a}} + P_{v_{h.b}}) \cdot \frac{(S_{10_d})^2}{(S_{H_a} + S_{H_b})^2} \quad (2.27)$$

- річні втрати електроенергії в паралельно працюючих двох трансформаторах:

# НУБІП України

$$\Delta W_2 \text{ річ} := \sum_{d=1}^{17} \Delta W_{2d} \cdot d \cdot 365$$

$$\Delta W_2 \text{ річ} = 1.285 \times 10^6 \text{ кВт год}$$

Загальні втрати електроенергії в силових трансформаторах підстанції в економічному режимі роботи:

# НУБІП України

$$\Delta W_{\text{ек}} \text{ річ} := \Delta W_1 \text{ річ} + \Delta W_2 \text{ річ}$$

$$\Delta W_{\text{ек}} \text{ річ} = 1.478 \times 10^6 \text{ кВт год}$$

Зниження річних втрат електроенергії внаслідок оптимізації режиму роботи трансформаторної підстанції:

# НУБІП України

$$\delta W \text{ річ} := \Delta W_{\text{т}} \text{ річ} - \Delta W_{\text{ек}} \text{ річ}$$

$$\delta W \text{ річ} = 2.635 \times 10^5 \text{ кВт год}$$

Очікувана річна вартість заощадженої електроенергії  $C_{\Delta W}$  від оптимізації режиму роботи підстанції (при питомій вартості електроенергії  $c = 1,4$  грн/кВт год):

# НУБІП України

$$C_{\Delta W} := c \cdot \delta W \text{ річ}$$

$$C_{\Delta W} = 3.69 \times 10^5 \text{ грн}$$

# НУБІП України

# НУБІП України

# НУБІП України

## РОЗДІЛ 3

## ПЕРЕВІРКА ТА ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІ

## НУБІП України

## 3.1. Струми короткого замикання в електричній мережі підстанції

## НУБІП України

За величинами струмів короткого замикання (к.з.) здійснюється перевірка електрообладнання підстанції на електродинамічну і термічну стійкість, розрахунок параметрів релейного захисту тощо.

## НУБІП України

Розрахунок струму к.з. виконуємо у відносних одиницях, тому за базову потужність і базову напругу приймаємо наступні величини:

$$S_6 = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{610} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{635} = 37 \text{ кВ};$$

$$U_{6110} = 115 \text{ кВ};$$

## НУБІП України

Базовий струм складає:

$$I_{635} = S_6 / \sqrt{3} \cdot U_{cp}, \text{ А}$$

## НУБІП України

Використовуємо еквівалентну і розрахункову схеми заміщення (рис.3.1), тому визначаємо параметри схеми заміщення і всі величини приводимо до базових умов.

1 Опір системи:

$$\chi_{із} = S_6 / S_{к.з.},$$

## НУБІП України

$$\chi_{с110} = S_6 / S_{к.з.} = 100 / 3000 = 0,04; \quad \chi_{с35} = S_6 / S_{к.з.} = 100 / 1200 = 0,084.$$

2 Опір лінії:

$$\chi_{л} = \chi_{лит.} \cdot S_6 / U_{к.з.}^2, \quad \chi_{лит.} = 0,4 \text{ Ом/км},$$

$$\chi_{л10} = 0,4 \cdot 45 \cdot 100 / 1152 = 0,136;$$

$$U_{cp110} = 115 \text{ кВ};$$

$$\chi_{л35} = 0,4 \cdot 25 \cdot 100 / 36,72 = 0,743;$$

$$U_{cp35} = 36,7 \text{ кВ};$$

$$\chi_{л110} = 0,4 \cdot 4 \cdot 100 / 10,52 = 1,45;$$

$$\chi_{л210} = 0,4 \cdot 19 \cdot 100 / 10,52 = 6,89;$$

$$U_{cp10} = 10,5 \text{ кВ}.$$

## НУБІП України



## 3. Відносний опір променів схеми:

$$\chi_y = 1/200(U_{к.в-н} + U_{к.в-с} - U_{к.с-н}) \cdot S_6/S_{ном.};$$

$$\chi_{із} = 1/200(U_{к.в-с} + U_{к.с-н} - U_{к.в-н}) \cdot S_6/S_{ном.};$$

$$\chi_n = 1/200(U_{к.в-н} + U_{к.с-н} - U_{к.в-с}) \cdot S_6/S_{ном.};$$

$$\chi_y = 1/200(10,5 + 18 - 6) \cdot 100/16 = 0,71;$$

$$\chi_{із} = 1/200(18 + 6 - 10,5) \cdot 100/16 = 0,42;$$

$$\chi_n = 1/200(10,5 + 6 - 18) \cdot 100/16 = -0,047;$$

Визначаємо повний опір:

- до точки К1:

$$Z_{к1} = \chi_{с110} + \chi_{л110} = 0,04 + 0,136 = 0,176;$$

- до точки К2:

$$Z_{к2} = \chi_{с35} + \chi_{л35} = 0,084 + 0,743 = 0,827;$$

- до точки К3:

$$Z_{к3} = (\chi_1 + \chi_2) / (\chi_1 \times \chi_2) + \chi_n = (0,886 + 1,25) / (0,886 \times 1,25) + (-0,047) = 1,883;$$

$$\chi_1 = \chi_{с110} + \chi_{л110} + \chi_y = 0,866; \quad \chi_2 = \chi_{с35} + \chi_{л35} + \chi_c = 1,25;$$

- до точки К4:

$$Z_{к4} = Z_{к3} + \chi_{л110} = 1,833 + 1,45 = 3,333;$$

- до точки К5:

$$Z_{к5} = Z_{к4} + \chi_{л210} = 3,333 + 6,89 = 10,233;$$

Оскільки в основу реконструкції покладено перший варіант із двома трансформаторами ТДТН-16000/100 і ТДТН-25000/110, то при розрахунку струмів к.з. в схемі заміщення з трансформатором ТДТН-16000/110 будуть наступні значення:

Точка К5.

- а) Трифазний струм короткого замикання в точці:

$$I_k^{(3)} = \frac{I_6}{Z_{рез}}, \quad I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА};$$

$$Z_{рез} = Z_{к5} = 10,23;$$

НУБІП України

$$I_k^{(3)} = \frac{5,49}{10,223} = 0,537 \text{ кА.}$$

б) Двохфазний струм короткого замикання в точці

$$I_k^{(2)} = 0,87 \cdot I_k^{(3)} = 0,87 \cdot 0,537 = 0,467 \text{ кА;}$$

в) Ударний струм короткого замикання в розрахункових точках:

на шинах: 110 кВ -  $k_y = 1,8$ ; 35 кВ -  $k_y = 1,5$ ;

в мережі 10 кВ -  $k_y = 1,2$ .

$$i_y^{(3)} = 1,2 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,537 = 0,92 \text{ кА;}$$

г) При двухфазному короткому замиканні:

$$i_y^{(2)} = 0,87 \cdot i_y^{(3)} = 0,87 \cdot 0,92 = 0,81 \text{ кА;}$$

д) Діюче значення  $I_k^{(3)}$  за перший період:

$$I_d^{(3)} = I_k^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = 0,537 \cdot 1,03 = 0,588 \text{ кА;}$$

е) Потужність трехфазного к.з. в точці:

$$S_{кз}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,537 = 9,76 \text{ мВА;}$$

Точка К4.

$$а) I_k^{(3)} = \frac{I_6}{Z_{рез}} = \frac{5,49}{3,34} = 1,64 \text{ кА, } I_6 = 5,49 \text{ кА; } Z_{рез} = 3,34;$$

$$б) I_k^{(2)} = 0,87 \cdot I_{до}^{(3)} = 0,87 \cdot 1,64 = 1,43 \text{ к;}$$

$$в) i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_k^{(3)} = 2,78 \text{ кА;}$$

$$г) i_y^{(2)} = 0,87 \cdot i_y^{(3)} = 0,87 \cdot 2,78 = 2,42 \text{ кА;}$$

$$д) I_d^{(3)} = I_k^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = 1,64 \cdot 1,03 = 1,69 \text{ кА;}$$

$$е) S_{кз}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,64 = 29,8 \text{ мВА;}$$

Точка К3.

$$а) I_k^{(3)} = \frac{I_6}{Z_{рез}} = \frac{5,49}{1,89} = 2,91 \text{ кА, } I_6 = 5,49 \text{ кА; } Z_{рез} = Z_{к.з} = 1,89;$$

$$б) I_k^{(2)} = 0,87 \cdot I_{до}^{(3)} = 0,87 \cdot 2,91 = 2,53 \text{ кА;}$$

$$в) i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_k^{(3)} = 6,17 \text{ кА;}$$

$$г) i_y^{(2)} = 0,87 \cdot i_y^{(3)} = 5,37 \text{ кА;}$$

НУБІП України

$$д) I_{д}^{(3)} = I_{к}^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = 3,56 \text{ кА};$$

$$е) S_{к3}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{к}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2,91 = 51,9 \text{ МВА};$$

Точка К2.

$$а) I_{к}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{Z_{рез}} = \frac{1,57}{0,827} = 1,89 \text{ кА}, \quad I_{\sigma} = 1,57 \text{ кА}; \quad Z_{рез} = Z_{к.2} = 0,827;$$

$$б) I_{к}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{до}^{(3)} = 0,87 \cdot 1,89 = 1,65 \text{ кА};$$

$$в) i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к}^{(3)} = 4,82 \text{ кА};$$

$$г) i_y^{(2)} = 0,87 \cdot i_y^{(3)} = 4,18 \text{ кА};$$

$$д) I_{д}^{(3)} = I_{к}^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = 2,58 \text{ кА};$$

$$е) S_{к2}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{к}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 36,7 \cdot 1,89 = 117,9 \text{ МВА};$$

Точка К1.

$$а) I_{к}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{Z_{рез}} = \frac{0,51}{0,176} = 2,85 \text{ кА}, \quad I_{\sigma} = 0,51 \text{ кА}; \quad Z_{рез} = Z_{к.1} = 0,176;$$

$$б) I_{к}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{до}^{(3)} = 2,48 \text{ кА};$$

$$в) i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к}^{(3)} = 7,25 \text{ кА};$$

$$г) i_y^{(2)} = 0,87 \cdot i_y^{(3)} = 6,31 \text{ кА};$$

$$д) I_{д}^{(3)} = I_{к}^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = 4,31 \text{ кА};$$

$$е) S_{к1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{к}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2,85 = 557,2 \text{ кВА};$$

Таблиця 3.1

Струму к.з. для схеми заміщення з трансформатором ТДТН-16000/110

Параметр схеми	точки к.з.	3-х фазні струми к.з.				2-х фаз.струми к.з.	
		$I_{к}^{(3)}$ , кА	$i_y^{(3)}$ , кА	$I_{д}^{(3)}$ , кА	$S_{к}$ , МВ·А	$I_{к}^{(2)}$ , кА	$i_y^{(2)}$ , кА
Віддалена ТП	К5	0,537	0,92	0,558	9,76	0,467	0,81
Найближча ТП	К4	1,64	2,78	1,69	29,8	1,43	2,42
Шини 10 кВ	К3	2,91	6,17	3,56	51,9	2,53	5,37
Шини 35 кВ	К2	1,89	4,82	2,85	117,9	1,65	4,18
Шини 110 кВ	К1	2,85	7,25	4,31	557,2	2,48	6,31

Аналогічно виконуємо розрахунок струму к.з. для трансформатора ТДТН-25000/110 (табл.3.2).

Таблиця 3.2

## Струми короткого замикання з трансформатором ТДТН-25000/110

Параметр схеми	Точки к.з.	3-х фазного струму к.з.				2-х фаз. струм к.з.	
		$I_k^{(3)}$ , кА	$i_y^{(3)}$ , кА	$I_d^{(3)}$ , кА	$S_k$ , МВ·А	$I_k^{(2)}$ , кА	$i_y^{(2)}$ , кА
Віддалена ТП	К5	0,48	0,82	0,49	8,16	0,42	0,72
Найближча ТП	К4	1,21	2,05	1,26	20,57	1,04	1,78
Шини 10 кВ	К3	1,76	4,48	2,66	31,42	1,54	3,89
Шини 35 кВ	К2	1,91	4,87	2,88	119,2	1,65	4,24
Шини 110 кВ	К1	2,85	7,25	4,31	557,2	2,48	6,31

## 3.2. Перевірка та вибір електрообладнання підстанції

Надійна і економічна робота електрообладнання підстанції забезпечується відповідністю умовам роботи у тривалому номінальному режимі та в перехідних режимах. У загальному випадку за умовами тривалого режиму електрообладнання вибирається за номінальною напругою і струмом, конструктивним виконанням, типом електроустановки та умовами навколишнього середовища.

$$U_{н.а.} \geq U_{н.уст.},$$

де  $U_{н.а.}$  - номінальна напруга апарата;

$U_{н.уст.}$  - номінальна напруга установки.

Електрообладнання може тривало працювати при перенапрузі на 10...15%, що дозволяє встановити його в ланках електромережі, де робоча напруга перевищує номінальне експлуатаційне значення.

Правильний вибір за номінальним струмом забезпечує недопустимість перегрівів частин електрообладнання в тривалому режимі роботи, якщо максимальний струм кола ( $I_{роб.макс}$ ) протягом часу  $t > 3T$  не перевищує номінального струму апарату:

$$I_{роб.макс} \leq I_{н.а.};$$

При к.з. електрообладнання не повинне нагріватися вище максимально допустимої температури, тому при перевірці його на термічну стійкість розрахунковий час дії струму к.з. визначається як сума часу дії основного захисту встановленого в найближчим місця ушкодження і повного часу дії вимикача.

Для апаратів повинно дотримуватися умова:

$$I_t^2 \cdot t \geq I_{cp}^2 \cdot t_{\phi}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

де  $I_t$  - струм термічної стійкості апарата;

$t$  - час дії термічної стійкості;

$t_{\phi}$  - повний фактичний час дії к.з.;

$I_{cp}$  - сталий струм к.з..

Вибір шин, трансформаторів струму і напруги здійснюється з урахуванням комутаційної спроможності апаратів.

### 3.2.1. Вибір електрообладнання напругою 110 кВ.

Шини на стороні 110 кВ вибираємо за умовами тривалого нагрівання номінальним струмом і перевіряємо на термічну і динамічна стійкість при к.з.

Перевірка шин за тривало допустимим струмом здійснюється за умовою:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{роб.}}$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184 \text{ А};$$

Для проводів марки АС-95 тривало допустимий струм рівний 330 А. Шини на стороні 110 кВ залишаємо гнучкі і перевіряємо їх на термічну стійкість згідно умови:

$$Q_{\text{розр.}} \leq Q_{\text{доп.}};$$

Відповідно до [3] для сталевалюмінієвих проводів (шин):  $Q_{\text{доп.}} = 200^{\circ}\text{C}$ . Для порівняння визначаємо

$$\Delta Q_{\text{п}} = \Delta Q_n + (I_{\text{ср.}} / F)^2 \cdot t_{\phi},$$

де  $I_{\text{ср}}$  - сталий струм к.з. на стороні 110 кВ;  
 $F$  - перетин проводу,  $\text{мм}^2$ ;  
 $t_{\text{ф}}$  - фіктивний час, с;  
 $t_{\text{ф}} = t_{\text{доп.}} + t_{\text{ф.а.}}$

де  $t_{\text{ф.а}}$  - фактичний час, обумовлений аперіодичною складовою струму к.з.  
 (при  $t_{\text{д}} \geq 1$ ,  $t_{\text{ф.а}} = 0$ ).  
 $t_{\text{ф}} = t_{\text{д}} = t_{\text{в}} + t_{\text{фз}} = 0,2 + 2,0 = 2,2 \text{ с}$ ,

Оскільки струм к.з. не змінюється в часі і живлення здійснюється від надпотужної системи, то:

де  $t_{\text{д}} = t_{\text{ф}}$ ;  
 Температура провідника  $Q_{\text{роз.}}$  до к.з. визначається по формулі:  
 $Q_{\text{роз.}} = Q_0 + (Q_{\text{доп.}} - Q_0) \cdot (I_{\text{р.мак}} / I_{\text{доп.}})^2$ ,

де  $Q_{\text{доп.}}$  - допустима температура нагрівання провідника (для неізольованих шин  $Q_{\text{доп.}} = 70^\circ\text{C}$ );  
 $Q_0$  - розрахункова температура навколишнього середовища ( $Q_0 = 25^\circ\text{C}$  шин прокладених у повітрі):

$$Q_{\text{роз.}} = 25 + (70 - 25) (184 / 230)^2 = 53,8^\circ\text{C};$$

Згідно [3] визначаємо температуру провідника при к.з.:  
 $AQ_{\text{п.оч.}} = 0,25 \cdot 10^4 \cdot A \cdot \text{мм}^2 \cdot ^\circ\text{C}$

За цими ж кривими знаходимо  $Q_{\text{роз.}}$  для  $AQ_{\text{кін.}}$ :

$Q_{\text{роз.}} = 75^\circ\text{C} \leq Q_{\text{доп.}} = 200^\circ\text{C}$ .  
 Отже шини задовольняють умовам термічної стійкості.  
 Загальні умови вибору іншого електрообладнання:

а) по номінальній напрузі:

б) по номінальному струму:  
 $U_{\text{ном. доп.}} \geq U_{\text{роб. мак.}}$   
 $I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{роб. мак.}}$

Вибране електрообладнання перевіряється на:

а) динамічну стійкість

$$I_{\text{max. доп.}} \geq I_{\text{уд.}}$$

б) термічна стійкість струмам к.з.:

$$I_{\text{ср}}^2 \cdot t_{\text{д}} \leq I_{\text{р}}^2 \cdot t_{\text{ф}}$$

Для вибору вимикачів додатково повинна дотримуватися умова:

$$S_{\text{к.маж}} \leq S_{\text{відкл. ап.}}$$

$$I_{\text{к.з.маж}} \leq I_{\text{відкл. ап.}}$$

На трансформаторній підстанції 110 кВ передбачено встановлення роз'єднувачів РЛНД - 110/600, котрі вибираються по номінальному струму, номінальній напрузі, ударному струму і струму термічної стійкості.

Таблиця 3.3

### Розрахункові і паспортні дані роз'єднувача РЛНД-110/600

Величина	Позначення	Розрахункові дані	Паспортні дані
Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{н. а.}}$	110	110
Номінальний струм, А	$I_{\text{н. а.}}$	1313	600
Ударний струм, кВ	$I_{\text{н. дин.}}$	7,25	8
Термічна стійкість, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{н. т}}$	$2,482 \times 2,2$	$152 \times 4$

Для захисту електрообладнання від перенапруги застосовуємо нелінійні обмежувачі перенапруги ОПН-110 (табл.3.4)

Таблиця 3.4

### Характеристика ОПН-110

Величина що вибирається і перевіряється	Познач.	Паспортні дані
Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{нр.}}$	110
Пробивна напруга в сухому стані, кВ	$U_{\text{пр.с.}}$	138
Пробивна напруга під дощем, кВ	$U_{\text{пр.д.}}$	175
Імпульс пробивної напруги, кВ	$U_{\text{ім.}}$	240

Високовольтні елегазові вимикачі вибираються по номінальній напрузі, номінальному струму, виду установки, струму відключення, потужності відключення і по струмові термічної стійкості.

Для ВРП 110 кВ вибираємо елегазові вимикачі типу VF - 110/1250.

## 3.2.2 Вибір електрообладнання напругою 35 кВ.

Шини 35 кВ вибираємо з алюмінію прямокутного перерізу за умовами:

а) нагрівання при тривалому протіканні максимального струму к.з.;

б) термічної і динамічної стійкості при протіканні струму к.з.

Таблиця 3.5

## Розрахункові і паспортні вимикачів ВЕ-110/1250

Величина що вибирається і що перевіряється	Позначення	Розрахункові дані	Паспортні дані
Номинальна напруга, кВ	$U_{н.а.}$	110	110
Номинальний струм, А	$I_{н.а.}$	1300	1250
Номинальний струм відключення, кВ	$I_{н.в.}$	2,85	30
Номін. потужність відключення, МВА	$S_{н.в.}$	557,2	3500
Допустимий ударний струм к.з., кВ	$I_{н.дп.}$	7,25	50

Повинна виконуватися умова:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{роб. max.}}$$

$$I_{\text{роб. max.}} = \frac{1,4 \cdot S_{н.в.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.}} = \frac{1,4 \cdot 8261,7}{\sqrt{3} \cdot 35} = 194,4 \text{ А.}$$

Приймаємо збірні алюмінієві шини перерізом 30×4, тривало допустимий струм котрих  $I_{\text{доп.}} = 365 \text{ А.}$

$$I_{\text{доп.}} = 365 \text{ А} > I_{\text{роб. max.}} = 194,4 \text{ А.}$$

Перевіряємо вибрані шини на термічну стійкість: для алюмінієвих шин  $Q_{\text{д. доп.}} = 200 \text{ С,}$  а фактична температура при максимальному робочому струмі рівна:

$$Q_{\text{р.}} = (Q_{\text{д. доп.}} - Q_0) \left( \frac{I_{\text{р. max.}}}{I_{\text{доп.}}} \right)^2 = 25 + (200 - 25) \cdot 194,42/365 = 74,6^\circ\text{С.}$$

Кінцеву температуру шин визначаємо згідно [3] за кривими нагрівання струмоведучих частин при к.з.

$$AQ_{\text{к}} = AQ_{\text{роз.}} + (I_{\text{ср.}} / F)^2 \cdot t_{\text{ф}};$$

$$AQ_{\text{розр.}} = 0,52 \cdot 10^4 \text{ А/мм}^2 \cdot \text{с};$$

$$t_{\text{ф}} = t_{\text{д}} = t_{\text{зах}} + t_{\text{в}} = 1 + 0,2 = 1,2 \text{ с};$$

$$Q_{\text{розр.}} = 62^\circ\text{С} < Q_{\text{доп.}} = 200^\circ\text{С.}$$



Отже, вибрані шини задовольняють умові термічної стійкості.

Перевіряємо шини на динамічну стійкість: максимальна сила, що діє при трифазному к.з. на шину середньої фази при горизонтальному розміщенні шин, визначається по формулі:

$$F_{\max} = 1,76 \cdot K_{\phi} (I_y^{(3)})^2 \cdot l/d \cdot 10^{-2}, \text{ кг}$$

Відповідно до [3] найменша відстань між провідниками фаз при напрузі 35 кВ дорівнює 220 мм.

$$a = 220 + 2 \cdot 15 = 250 \text{ мм};$$

Оскільки  $K_{\phi} = 1$

$$F_{\max} = 1,76 \cdot 1 \cdot 0,487^2 \cdot 100/25 \cdot 10^{-2} = 0,017 \text{ кг}$$

Момент згинання дорівнює:

$$M = F_{\max} \cdot l^2/10 = 0,017 \cdot 100^2/10 = 17 \text{ кг} \cdot \text{см};$$

Момент опору для прямокутних шин, розташованих в одній площині, визначається по формулі:

$$W = b \cdot h^2/6 = 0,3 \cdot 4^2/6 = 0,8 \text{ см}^3;$$

Максимальна напруга на шинах дорівнює:

$$\sigma_{\text{розр.}} = M/W = 17/0,8 = 21,25 \text{ кг/см}^2;$$

Для алюмінієвих шин  $\sigma_{\text{доп.}} = 650 \text{ кг/см}^2$

Оскільки  $\sigma_{\text{розр.}} < \sigma_{\text{доп.}}$ , то вибрані шини задовольняють і вимогам динамічної стійкості.

Вибір вимикачів і роз'єднувачів напругою 35 кВ здійснюється аналогічно наведени вище умовами.

Приймаємо вимикач типу VF-38/630 (табл. 3.6).

Таблиця 3.6

#### Розрахункові і паспортні дані вимикач типу VF- 38/630

Тип	Напруга		Струм				
	ном. кВ	випроб. кВ	номін. А	короткоч. кА	вickl. кА	ударн. кА	включ. кА
VF-38	38.5	80/180	800...2000	16...25	16...25	40...63	40...63

Для захисту електрообладнання напругою 35 кВ від перенапруги вентиляційні розрядники замінюємо на нелінійні обмежувачі перенапруги ОПН-35.

Таблиця 3.7

### Характеристика ОПН-35

Величина	Позначення	Паспортні дані
Номинальна напруга, кВ	$U_{нр.}$	35
Пробивна напруга в сухому стані, кВ	$U_{пр.с.}$	98
Пробивна напруга під дощем, кВ	$U_{пр.д.}$	78
Імпульс пробивної напруги, кВ	$U_{ім.}$	125

Вибираємо роз'єднувач типу РЛНД - 35/600.

Таблиця 3.8

### Розрахункові і паспортні дані роз'єднувача типу РЛНД - 35/600

Величина	Позначення	Розрахункові дані	Паспортні дані
Номинальна напруга, кВ	$U_{н.а.}$	35	35
Номинальний струм, А	$I_{н.а.}$	136,4	600
Ударний струм, кА	$I_{н.дін.}$	4,87	80
Термічна стійкість, кА <sup>2</sup> ·с	$I_{т.т.}$	$1,652 \times 2,2$	$122 \times 4$

### 3.2.3. Вибір електрообладнання напругою 10 кВ.

Переріз шин 10 кВ вибираємо з алюмінію прямокутного перерізу за умовами:

а) нагрівання при протіканні тривалого максимального струму к.з.;

б) термічної і динамічної стійкості при протіканні струму к.з.

Повинна виконуватися умова:

$$I_{доп.} \geq I_{роб.макс.}$$

$$I_{роб.макс.} = \frac{1,4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,4 \cdot 15845}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1282 \text{ А.}$$

Залишаємо збірні мідні шини перерізом 80×6, тривало допустимий струм для котрих  $I_{доп.} = 1480 \text{ А.}$

$$I_{доп.} = 1480 \text{ А} > I_{роб.макс.} = 1282 \text{ А.}$$

Перевіряємо вибрані шини на термічну стійкість: для мідних шин  $Q_{\text{д.доп.}} = 70^\circ\text{C}$ . Тоді температура шин при максимальному робочому струмі дорівнює:

$$Q_{\text{розр.}} = (Q_{\text{д.доп.}} - Q_0) \left( I_{\text{р.макс}} / I_{\text{доп.}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot 12822 / 1480 = 58,8^\circ\text{C}$$

Кінцеву температуру шин визначаємо згідно [3] за кривими нагрівання струмоведучих частин при к.з.

$$AQ_{\text{к}} = AQ_{\text{розр.}} + (I_{\text{ср.}} / S)^2 \cdot t_{\text{ф}}$$

$$AQ_{\text{розр.}} = 0,52 \cdot 10^4 \text{ А/мм}^2 \cdot \text{с};$$

$$t_{\text{ф}} = t_{\text{д}} = t_{\text{зах.}} + t_{\text{в}} = 1 + 0,2 = 1,2 \text{ с};$$

$$Q_{\text{розр.}} = 62^\circ\text{C} < Q_{\text{доп.}} = 200^\circ\text{C}$$

Вибрані шини задовольняють умові термічної стійкості.

Перевіряємо шини на динамічну стійкість: максимальна сила, що діє при трифазному к.з. на шину середньої фази при горизонтальному розташуванні шин, визначається по формулі:

$$F_{\text{max}} = 1,76 \cdot K_{\text{ф}} (I_{\text{л}})^2 \cdot l / d \cdot 10^{-2}, \text{ кг}$$

Згідно [3] найменша відстань між провідниками фаз при напрузі 10 кВ рівна 220 мм.

$$a = 220 + 2 \cdot 15 = 250 \text{ мм};$$

Оскільки  $(a - b) / (b + h) = (250 - 6) / (6 + 80) > 1$ , то  $K_{\text{ф}} = 1$

$$F_{\text{max}} = 1,76 \cdot 1 \cdot 0,617^2 \cdot 100 / 25 \cdot 10^{-2} = 0,027 \text{ кг};$$

Момент, що викривляє шини, дорівнює:

$$M = F_{\text{max}} \cdot l^2 / 10 = 0,027 \cdot 100^2 / 10 = 27 \text{ кг} \cdot \text{см};$$

Момент опору для прямокутних шин, розташованих в одній площині:

$$W = b \cdot h^2 / 6 = 0,6 \cdot 8^2 / 6 = 6,4 \text{ см}^3;$$

Максимальна напруга на шинах дорівнює:

$$\sigma_{\text{max.розр.}} = M / W = 27 / 6,4 = 4,2 \text{ кг/см}^2;$$

Для мідних шин  $\sigma_{\text{доп.}} = 700 \text{ кг/см}^2$

Оскільки  $\sigma_{\text{розр.}} < \sigma_{\text{доп.}}$ , то вибрані шини задовольняють вимогам динамічної стійкості і приймаємо їх встановлення.

Вибір вимикачів і роз'єднувачів на стороні 10 кВ здійснюється аналогічно.

Перевіряють вакуумні вимикачі на термічну стійкість до струму к.з.

$$I = I_{\text{к.з.}}^{(3)} \sqrt{\frac{t_{\text{д.}}}{5}} = 1,76 \cdot \frac{0,85}{5} = 0,73 \text{ кА.}$$

Вакуумні вимикачі встановлюються на відхідних лініях, отже:

$$I_{\text{max.роб. фід.}} = I_{\text{н.}} / 12 = 1282 / 12 = 106,8 \text{ А.}$$

Приймаємо вимикач типу ВВ/TEL-10-20/1000-У2 (табл.3.9).

Розподільний пристрій напругою 10 кВ виконаний на базі шаф закритого виконання (КРПЗ).

Таблиця 3.9

### Розрахункові і паспортні дані вимикача типу ВВ/TEL-10-20/1000-У2

Величина	Позначення	Розрахункові дані	Паспортні дані
Номинальна напруга, кВ	$U_{\text{н.а.}}$	10	10
Номинальний тривалий струм, А	$I_{\text{н.а.}}$	915,9	1000
Номинальний струм відключення, кА	$I_{\text{н.о.}}$	17,6	20
Допустимий ударний струм к.з., кА	$I_{\text{н.дин.}}$	4,48	52

Для захисту електрообладнання від перенапруги зі сторони 10 кВ вентильні розрядники замінюємо на ОПН (табл.3.10).

Таблиця 3.10

### Характеристика ОПН-10

Величина що вибирається і що перевіряється	Позначення	Паспортні дані
Номинальна напруга, кВ	$U_{\text{нр.}}$	10
Пробивна напруга в сухому стані, кВ	$U_{\text{нр.с.}}$	32,7
Пробивна напруга під дощем, кВ	$U_{\text{нр.д.}}$	26
Імпульс пробивної напруги, кВ	$U_{\text{імпл.}}$	50

Вибір трансформаторів струму (ТС) на стороні 10 кВ здійснюється за умовами:

а) відповідності напруги установки і номінальної первинної напруги ТС;

б) конструкції і класу точності;

в) робочий струм  $I_{\text{max.доп}}$  не повинен перевищувати номінального первинного струму ТС;

г) забезпечення умов термічної і динамічної стійкості при максимальних трифазних струмах к.з.

На трансформаторній підстанції навантаження вторинних обмоток ТС і місце його установки наведені в табл. 3.11.

Таблиця 3.11

### Характеристика трансформаторів струму

Місце встановлення	$I_{\text{роб. max}}$	Тип ТС
На вводі 10 кВ	1282	ТПЛ -10/1500
Лінія №2	202	ТПЛ -10/300
Лінія №9	262	ТПЛ -10/300
Лінія №8	202	ТПЛ -10/300
Лінія №25	34	ТПЛ -10/40
Лінія №11	194	ТПЛ -10/200
Лінія №6	151	ТПЛ -10/200
Лінія №5	336	ТПЛ -10/400
Лінія №4	67	ТПЛ -10/100
Лінія №3	218	ТПЛ -10/300
Лінія №1	168	ТПЛ -10/200
Лінія №42	117	ТПЛ -10/200
Лінія №26	155	ТПЛ -10/200

Термічна стійкість (кратність) і динамічна стійкість (кратність):

■ на вводі 10 кВ:

$$K_{\text{т.р.}} = \frac{I_{\infty}}{I_{\text{н}}} = \frac{1,76}{0,916} = 1,92 < K_{\text{т.доп}} = 45,$$

$$K_{\text{д.р.}} = \frac{i_{\text{уд}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{н}}} = \frac{4,48}{\sqrt{2} \cdot 0,916} = 3,46 < K_{\text{д.доп}} = 100.$$

Прийнятий ТС задовольняє умовам термічної і динамічної стійкості.

■ лінія №5:

$$K_{\text{т.р.}} = 7,3 < K_{\text{т.доп}} = 40;$$

$$K_{\text{д.р.}} = 13,2 < K_{\text{д.доп}} = 100.$$

Прийнятий ТС задовольняє умовам термічної і динамічної стійкості.

Трансформатори напруги (ТН) для живлення електровимірювальних приладів вибирають по номінальній напрузі первинного кола, класу точності і схемі з'єднання обмоток.

Для живлення кіл обліку і контролю ізоляції в комірках 10 кВ застосовуються ТН типу НАМИ-10, до яких приєднуються лічильники електроенергії фідерів 10 кВ, тому він повинен працювати в класі точності 0,5. Допустиме навантаження на НАМИ-10 у класі точності 0,5 складає:  $S_{н.} = 180 \text{ ВА}$ .

Таблиця 3.12

### Перелік вимірювальних приладів, приєднаних до НАМИ-10

Найменування приладу	Тип	Потуж., ВА	Кіль-сть, шт.	Споживана потужність	
				P, Вт	Q, Вар
Лічильник електроенергії	GAMA300	1,75	3	1,33	3,28
Вольтметр	E-762	9,0	1	18,0	-
Усього:			4	23,32	8,62

Оскільки ТС на ввіді 10 кВ найбільш навантажений у вторинному колі, то перевіряємо його по класу точності: для цього складаємо таблицю навантаження на вторинну обмотку ТС.

Таблиця 3.13

### Навантаження на вторинну обмотку трансформатора струму

Найменування приладу	Тип	Кіль- кість	Фаза «А»		Фаза «С»	
			Ом	ВА	Ом	ВА
Лічильник електроенергії	GAMA300	1	0,011	0,275	0,011	0,275
Пристрій автоматики		1	0,021	0,525	0,021	0,525
Амперметр		1	0,07	1,75	-	-
Всього:	Є-30		0,102	2,55	0,032	0,8

Вибраний ТС працюватиме в заданому класі точності.

Перевірка трансформатора на термічну і динамічну стійкість:

а) визначаємо розрахункову кратність струму термічної стійкості

$$K_{т.} = I_{\infty} / I_{н.} = 1,76 / 0,916 = 1,92$$

б) визначимо розрахункову кратність струму динамічної стійкості:

$$K_{\partial} = \frac{i_{\text{уд.}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.}}} = 4,48 / \sqrt{2} \cdot 0,916 = 3,46$$

потужність, споживана приладами рівна :

$$S_{\text{пр.}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{23,32^2 + 8,62^2} = 24,86 \text{ ВА.}$$

Потужність ТВП визначаємо з розрахунку 1% потужності силового трансформатора, тому приймаємо 2×250 кВ·А типу ТМ-250/10, котрі підключаються до вводу 10 кВ відповідного силового трансформатора. ТВП служить для живлення кіл керування, сигналізації, кіл обігріву, телесигналізації, телемеханіки та інших споживачів електроенергії.

При нормальному режимі роботи підстанції, коли включені обидва силових трансформатори живлення власних потреб здійснюється від ТВП-1. При відключенні напруги та ТВП-1 спрацьовує схема АВР власних потреб і навантаження від ТВП-1 переключаються на ТВП-2. При відновленні напруги на ТВП-1 автоматики повертає схему у початкове положення.

Захист ТВП виконаний зі сторони ВН - на запобіжниках ПК-10, а зі сторони НН - автоматичними вимикачами.

В шафі ТВП-1 розташована релейна апаратура кіл обігріву, кіл контролю напруги на шафах 380/220 В і оперативних шинах 380/220 В.

Трансформатор власних потреб  $S_{\text{н.}} = 250 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ,  $U_{\text{н.}} = 380/220 \text{ В}$  приєднано до шинного мосту 10 кВ відповідного трансформатора.

На підстанції передбачаємо установку джерел змінного оперативного струму. Релейний захист живиться від трансформатора власних потреб, трансформаторів струму і напруги.

## РОЗДІЛ 4

## РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ

## НУБІП України

## 4.1. Характеристика захисту трьохобмоткового трансформатора

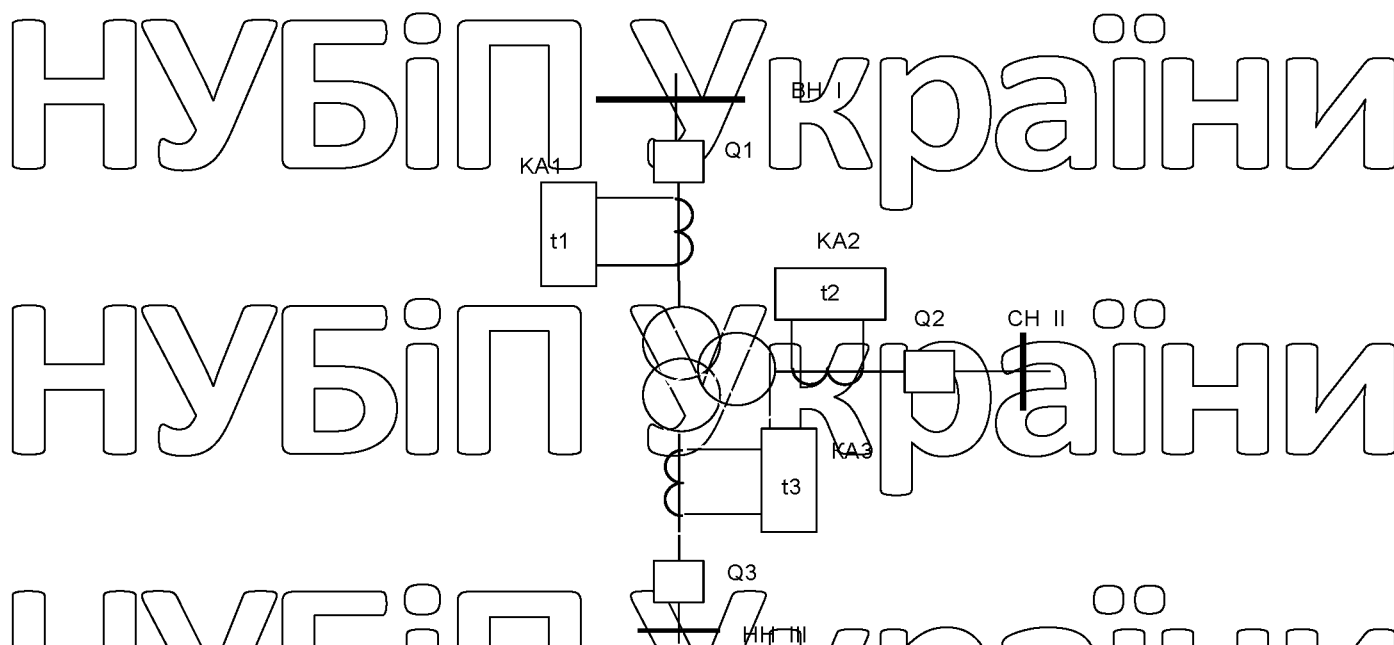


Рис. 4.1. Розміщення максимальних струмових захистів (КА) на стороні 110, 35 і 10 кВ трьохобмоткового понижуючого трансформатора.

Максимальний струмовий захист (МСЗ) на стороні ВН діє на вихідні проміжні реле РЗ трансформатора з витримкою часу, що дорівнює другій витримці часу МСЗ відгалужень до секцій 1 шин 6-10 кВ і тим самим резервування основного захисту трансформатора і МСЗ сторони 10 кВ.

Передбачається автоматичне прискорення максимальних струмових захистів, встановлених на відгалуженнях до шин 10 кВ, при включенні відповідного вимикача 10 кВ, завдяки чому прискорюється його відключення у випадку подачі напруги на ушкоджені шини. Прискорення виконується з витримкою часу 0,3...0,5 с для відлаштування від стрибка пускового струму.

Захист трьохобмоткових понижуючих трансформаторів при зовнішніх к.з. повинен забезпечувати селективне відключення тільки тієї обмотки трансформатора, що живить місце пошкодження, наприклад, при к.з. на шинах Ш

## НУБІП України



(рис.4.1) повинен відключитися вимикач Q3, а обмотки трансформатора I і II залишитися в роботі.

На трьохобмоткових трансформаторах з одностороннім живленням (наприклад, від шин) на обмотках II і III встановлюються самостійні комплекти МСЗ (КА2 і КА3 на рис.4.1), що діють на відповідні вимикачі. На обмотці I, котра живить трансформатор, встановлюється третій комплект МСЗ КА1, призначений для відключення трансформатора при внутрішньому к.з. і резервування МСЗ і вимикачів обмоток II і III. Витримка часу  $t_1$  вибирається більше  $t_2$  і  $t_3$ . Струміві захисти на сторонах 10 і 35 кВ виконуються в двохрелейному виконанні і

підключаються до ТС за схемою неповної зірки. Для збільшення зони захисту КА2 живиться від ТС, вбудованих в ізолятор вводу 35 кВ трансформатора.

Для трьохобмоткового трансформатора необхідно застосувати зі сторони 110 кВ трифазний захист, включений на трансформатори струму з'єднані в «зірку» чи «трикутник»: кращою є схема «зірки», яка більш чутлива до к.з. на стороні 10 кВ. Опір трансформатора на стороні 10 кВ більший, ніж на стороні 35 кВ і струми к.з. на стороні 10 кВ менші, на стороні 10 і 35 кВ достатньо двоелементного захисту.

Захисти в цих пристроях ступені можна використовувати для сигналізації перевантаження, блокування РПН, запуску автоматики охолодження. При необхідності блокування по напрузі використовують захист від мінімальної напруги ЗМН разом зі схемою АВР.

Передбачається можливість резервного живлення по стороні 35 кВ: в цьому режимі нейтраль трансформатора повинна бути заземлена. Для виконання захисту від замикань на землю сторони 110 кВ у режимі живлення трансформатора зі сторони 35 кВ, використовується трансформатор струму зі сторони нейтралі трансформатора.

#### 4.2. Розрахунок параметрів релейного захисту

Вимоги до релейного захисту (селективності, швидкодія, чутливість,

надійність, економічність) забезпечуються наступними видами захисту:

- газований захист трансформатора;
- МСЗ трансформатора з блокуванням по напрузі на сторонах 10, 110 кВ;
- захист від перевантаження силового трансформатора;
- дуговий захист у шафах 10 кВ КРП.

Газований захист виконаний за допомогою газового реле РГЧЗ-66, проміжного реле типу РП-25 та вказівного реле типу РУ-21/0,15.

Захист від перевантаження виконаний за допомогою температурного реле РС-100, вказівного реле РУ-21/0,15 та проміжного реле ЕП-41/216.

*Розрахунок диференційного захисту трансформатора за допомогою мікропроцесорного пристрою МРЗС-03-05.*

Первинний струм в обмотках трансформатора.

$$\text{Сторона 110 кВ: } I_{\text{НОМ.}} = \frac{S_{\text{НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125 \text{ А;}$$

$$\text{Сторона 35 кВ: } I_{\text{НОМ.}} = \frac{S_{\text{НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 375 \text{ А;}$$

$$\text{Сторона 10 кВ: } I_{\text{НОМ.}} = \frac{S_{\text{НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1310 \text{ А.}$$

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму: на стороні 110 кВ  $n_{\text{T}} = 300/5 = 60$ ; на стороні 35 кВ  $n_{\text{T}} = 600/5 = 120$ ; на стороні 10 кВ  $n_{\text{T}} = 1500/5 =$

300.

$$\text{Сторона 110 кВ: } i = \frac{I_{\text{НОМ.}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{125 \cdot \sqrt{3}}{60} = 3,6 \text{ А;}$$

$$\text{Сторона 35 кВ: } i = \frac{I_{\text{НОМ.}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{375 \cdot \sqrt{3}}{120} = 5,4 \text{ А;}$$

$$\text{Сторона 10 кВ: } i = \frac{I_{\text{НОМ.}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{1310 \cdot \sqrt{3}}{300} = 4,35 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту за умовою відлагодження від стрибка струму намагнічування:

НУБІП УКРАЇНИ

$$I_{с.з.} = K_{н.} \cdot I_{ном.}, K_{н.} = 1,3;$$

Для сторони 110 кВ  $I_{с.з.} = 1,3 \cdot 125 = 185 \text{ А.}$   
 Струм спрацьовування реле захисту на стороні 35 кВ:

НУБІП УКРАЇНИ

$$i_{с.р.} = i_{осн.} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх.}}{n_{т.}} = \frac{185 \cdot \sqrt{3}}{120} = 7,95 \text{ А.}$$

Розрахункове число витків обмотки трансформатора насичення реле, що підключаються до трансформатора струму на стороні 110 кВ

$$W_{осн.} = W_{з.} = 12 \text{ вит.} \quad W_{розр.10} = W_{осн.} \cdot i \cdot 110 / i \cdot 10;$$

НУБІП УКРАЇНИ

Сторона 110 кВ:  $W_{розр.10} = 12 \cdot 5,4 / 3,6 = 18,0 \text{ вит.};$   
 Сторона 10 кВ:  $W_{розр.10} = 12 \cdot 5,4 / 4,35 = 12,4 \text{ вит.}$

Струм небалансу з урахуванням складової  $I_{н.б.}$  при зовнішньому к.з. на

неосновних сторонах:

НУБІП УКРАЇНИ

$$K_{одн.} \cdot f_1 \cdot U_{к.з.} \cdot I_{к.з.} + (W_{розр.} - W) / W_{розр.} = I_{к.з.} \quad (4.1)$$

Сторона 35 кВ:

НУБІП УКРАЇНИ

$$1,1 \cdot 0,1 \cdot 1020 + 0,16 \cdot 1020 + 0,05 \cdot 1020 = 316 \text{ А};$$

Сторона 10 кВ:

$$1,1 \cdot 0,1 \cdot 670 + 0,16 \cdot 670 + (12,4 \cdot 12) / 12,4 \cdot 670 = 197 \text{ А};$$

Розрахункова кількість витків гальмівної обмотки трансформатора насичення реле струму, встановленого на стороні 10 кВ:

НУБІП УКРАЇНИ

$$W_{г.розр.} = \frac{K_{н.} I_{н.б.} W_{розр.}}{I_{гальм.} t_{га}} \quad (4.2)$$

на стороні 35 кВ

НУБІП УКРАЇНИ

$$W_{г.розр.} = \frac{1,5 \cdot 316 \cdot 12,6}{1020 \cdot 0,83} = 7,05 \text{ вит.},$$

на стороні 10 кВ

$$W_{т.прзр.} = \frac{1,5 \cdot 197 \cdot 12,6}{670 \cdot 0,83} = 6,7 \text{ вит.},$$

Прийняте число витків гальмівної обмотки встановлюваних на стороні 35 і 10 кВ.

$$W_{т.пр} = 7 \text{ витків.}$$

*Перевірка чутливості диференційного захисту.*

Струм в обмотці реле при двухфазном к.з. в зоні захисти:

$$\text{Сторона 35 кВ: } i_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.з.}}{n_t} = \frac{1,74 \cdot 995 \sqrt{3}}{60} = 24,9 \text{ А;}$$

$$\text{Сторона 10 кВ: } i_p = \frac{\sqrt{3} \cdot 665 \sqrt{3}}{60} = 16,4 \text{ А.}$$

Сила намагнічення в реле при двухфазном к.з. в зоні захисти:

$$F_{p.} = i_p \cdot W_{p.}; \quad (4.3)$$

на стороні 35 кВ:

$$F_{p.} = 24,9 \cdot 18 = 448 \text{ А} \cdot \text{вит.};$$

на стороні 10 кВ:

$$F_{p.} = 16,4 \cdot 18 = 295 \text{ А} \cdot \text{вит.}$$

Чутливість захисту при двухфазному к.з. в зоні захисти:

$$K_{ч.} = F_{p.} / F_{ср.}; \quad (4.4)$$

$$\text{на стороні 35 кВ: } K_{ч.} = 448 : 100 = 4,48,$$

на стороні 10 кВ:

$$K_{ч.} = 295 : 100 = 2,95.$$

*Розрахунок МСЗ трансформатора 110/35/10 кВ на стороні 110 кВ.*

Відлагодження від струму самозапуска.

$$I_{с.з.} = (K_{н.} \cdot K_3 / K_{в.}) \cdot I_{ном.} = (1,1 \cdot 2 / 0,8) \cdot 125 = 344 \text{ А.}$$

Забезпечення спрацьовування котушки вмикання при к.з.

$$I_{с.з.} = K_{н.} \cdot f_i \cdot i_{к.з.} \cdot n_t = 1,2 \cdot 1,1 \cdot 5 \cdot 60 = 396 \text{ А;}$$

Забезпечення спрацьовування котушки відключення вводу 10 кВ:

$$I_{с.з.} = K_{н.} \cdot f_i \cdot i_{к.о.} \cdot n_{т.} = 1,2 \cdot 1,4 \cdot 5 \cdot 300 \cdot 11 / 115 = 190 \text{ А};$$

Забезпечення спрацьовування котушки відключення вводу 35 кВ:

$$I_{с.з.} = K_{н.} \cdot f_i \cdot i_{к.о.} \cdot n_{т.} = 1,2 \cdot 1,1 \cdot 5 \cdot 120 \cdot 38,5 / 115 = 265 \text{ А};$$

Узгодження з захистом вводу 10 кВ:

$$I_{с.з.} = K_{ч.} \cdot I_{с.з.} = 1,1 \cdot 3600 \cdot 11 / 115 = 378 \text{ А};$$

Узгодження з захистом вводу 35 кВ:

$$I_{с.з.} = K_{ч.} \cdot I_{с.з.} = 1,1 \cdot 803 \cdot 38,5 / 115 = 296 \text{ А};$$

Приймаємо уставку згідно максимально значення визначених струмів, рівну 380 А.

Визначаємо чутливість захисту при двофазному к.з. на шинах 35 кВ:

$$K_{ч.} = 1020/380 \cdot \sqrt{3}/2 = 2,32,$$

при двофазному к.з. на шинах 10 кВ:

$$K_{ч.} = 670/380 \cdot \sqrt{3}/2 = 1,53$$

Уставка реле:

$$I_{уст.} = 380/60 \cdot \sqrt{3} = 11,0 \text{ А};$$

Приймаємо тип реле МРЗС-05-01. Час спрацьовування  $t_{спр.} = 3 \text{ с}$ .

Розрахунок МСЗ трансформатора 110/35/10 кВ на стороні 10 кВ.

Відлагодження від струму самозапуску:

$$I_{с.з.} = (K_{н.} \cdot K_3 / K_{в.}) \cdot I_{ном.} = (1,1 \cdot 2 / 0,8) \cdot 1310 = 3600 \text{ А}.$$

Забезпечення спрацьовування котушки відключення:

$$I_{с.з.} = K_{н.} \cdot f_i \cdot i_{к.о.} \cdot n_{т.} = 1,2 \cdot 1,1 \cdot 5 \cdot 300 = 1980 \text{ А};$$

Узгодження з захистом секційного вимикача (СВ) 10 кВ:

$$I_{с.з.} = K_{н.} \cdot I_{с.з.} = 1,1 \cdot 2520 = 2840 \text{ А};$$

Приймаємо уставку:  $I_{уст.} = 3600 \text{ А}$ .

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч.} = 6970/3600 \cdot 1,74/2 = 1,68;$$

При двухфазному к.з. на шинах 10 кВ.

$$\text{Уставка на реле: } I_{уст.} = 3600/300 = 12 \text{ А};$$

Приймаємо тип реле МРЗС-05-01 з часом спрацьовування  $t_{спр.} = 2,5 \text{ с.}$

*Розрахунок МСЗ секційного вимикача 35 кВ.*

Відлагодження від струму самозапуску:

$$I_{с.з.} = (K_{н.} \cdot K_3 / K_{в.}) \cdot I_{ном.} = (1,1 \cdot 0,2 / 0,8) \cdot 375 \cdot 0,7 = 720 \text{ А.}$$

Забезпечення спрацьовування котушки відключення:

$$I_{с.з.} = K_{н.} \cdot f_i \cdot i_{к.о.} \cdot n_T = 1,2 \cdot 1,1 \cdot 5 \cdot 120 = 790 \text{ А.}$$

Узгодження з захистом ПЛ-35 кВ,  $I_{с.з.} = 730 \text{ А}$ , тому приймаємо уставку  $I_{уст.} = 790 \text{ А.}$

Коефіцієнт чутливості при двухфазному к.з. на шинах 35 кВ:

$$K_{ч.} = 3050/1260 \cdot 1,74/2 = 2,08$$

$$\text{Уставка на реле: } I_{уст.} = 1260/120 = 10,5 \text{ А.}$$

Приймаємо реле типу МРЗС-05-01 з часом спрацьовування  $t_{спр.} = 2 \text{ с.}$

*Розрахунок МСЗ секційного вимикача 10 кВ.*

Відлагодження від струму самозапуску:

$$I_{с.з.} = (K_{н.} \cdot K_3 / K_{п.}) \cdot I_{ном.} = (1,1 \cdot 2 \cdot 0,8) \cdot 0,7 \cdot 1310 = 2520 \text{ А.}$$

Забезпечення спрацьовування котушки відключення:

$$I_{с.з.} = K_{н.} \cdot I_{с.з.} = 1,1 \cdot 413 = 455 \text{ А};$$

$$\text{Приймаємо уставку: } I_{уст.} = 2520 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості.

$K_{ч.} = 6970/2520 \cdot 1,74/2 = 2,4$  при двухфазном к.з. на шинах 10 кВ.

$$\text{Уставка на реле: } I_{уст.} = 2520/300 = 8,4 \text{ А.}$$

Приймаємо реле типу МРЗС-05-01 з часом спрацьовування  $t_{спр.} = 1,5 \text{ с.}$

*Розрахунок МСЗ відхідної лінії 10 кВ.*

Відлагодження від струму самозапуску:

$$I_{с.з.} = (K_{н.} \cdot K_{з} / K_{п.}) \cdot I_{п.ном.} = 1,1 \cdot 2 \cdot 150 / 0,8 = 413 \text{ А.}$$

Забезпечення спрацьовування:

$$I_{с.з.} = K_{н.} \cdot f_1 \cdot i_{к.о.} \cdot n_T = 1,2 \cdot 1,1 \cdot 5 \cdot 300 \cdot 11/115 = 190 \text{ А};$$

Приймаємо уставку:  $I_{уст.} = 413 \text{ А.}$

Коефіцієнт чутливості при двухфазном к.з. на шинах 10 кВ:

$$K_{ч.} = 6970/413 \cdot 1,74/2 = 14,6.$$

Уставка на реле:  $I_{уст.} = 413/40 = 10,8 \text{ А.}$

Приймаємо реле типу МРЗС-05-01 з часом спрацьовування  $t_{спр.} = 1 \text{ с.}$

На карті селективності наносимо характеристики максимальних струмових захистів, ступінь селективності між захистами приймаємо рівним 0,5 с.

Газовий захист (ГЗ) доповнює диференціальний захист і повинен працювати при пошкодженнях всередині трансформатора, при яких диференціальний захист не може спрацювати через недостатню чутливість і малу величину оперативного струму від трансформаторів струму.

Газовий захист трансформатора виконується двоступінчастим:

- перший ступінь ГЗ спрацьовує при незначному виділенні газу, або пониженні рівня оливи в газовому реле, і з витримкою часу діє на сигнал;
- другий ступінь ГЗ спрацьовує при інтенсивному виділенні газу, пониженні рівня оливи в газовому реле, або при інтенсивному русі оливи з бака трансформатора в розширювач, і діє на відключення трансформатора з усіх сторін без витримки часу.

## РОЗДІЛ 5

ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ КОНДЕНСАТОРНОЇ УСТАНОВКИ НА ШИНАХ 10  
КВ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ 10/35/10 КВ

## 5.1. Задача компенсації реактивної потужності

Одним із шляхів збільшення пропускної здатності трансформаторної підстанції є розвантаження її від перетоків реактивної енергії. Окрім цього, змінюється втрата електроенергії в цій мережі. Пропонується вирішити це за допомогою компенсації реактивної потужності.

Обґрунтування місця встановлення конденсаторних установок (КУ) доцільно починати з визначення місця технологічно можливого розміщення, підключення і експлуатації КУ в схемі підстанції 10/35/10 кВ, наприклад, розподільному пристрої 10 кВ.

Критерієм оптимізації потужності КУ можуть бути приведені затрати  $Z$ , котрі враховують як затрати на КУ, так і економічний ефект від компенсації реактивної потужності - зменшення втрат електроенергії в мережі.

В умовах ринкових економічних відносин при впровадженні енергоощадних заходів необхідно враховувати затрати на оплату відсотків за кредитні кошти на впровадження компенсації реактивної потужності - це враховується номінальною нормою дисконту, що і є відсотками за кредит згідно курсу НБУ.

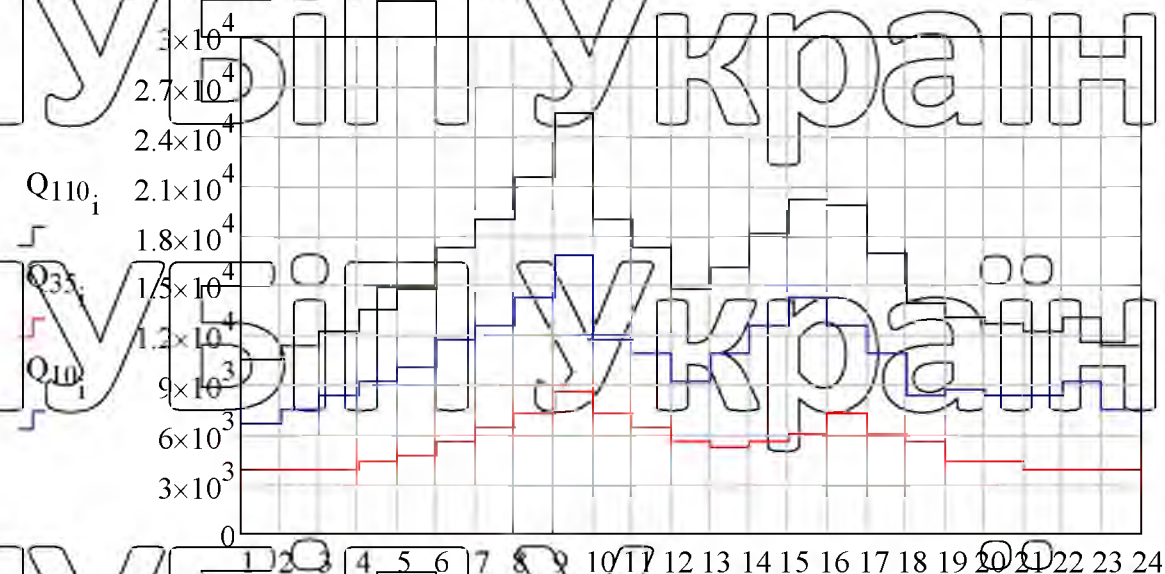


Рис. 5.1. Добові графіки реактивного навантаження на шинах 10 кВ РТП.



Компенсація реактивної потужності на шинах підстанції 10 кВ є заходом збільшення пропускної здатності розподільної мережі, зокрема, трансформаторної підстанції.

## 5.2. Визначення параметрів компенсації реактивної потужності

Розглянемо задачу компенсації реактивної потужності на трансформаторній підстанції "Лугини" напругою 110/35/10 кВ, шляхом підключення КУ до обох секцій шин 10 кВ. Представивши вартість КУ апроксимуючою залежністю від їх потужності та враховуючи втрати активної енергії в КУ напругою 10 кВ, приведені затрати на КУ визначимо за формулою, грн/рік [3]:

$$Z = \frac{(Q_{10} - Q_{kc})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_c \cdot c \cdot \tau_c + (a_c + b_c \cdot Q_{k10}) \cdot E \cdot k_M + \delta w_c \cdot c \cdot Q_{k10} \quad (5.1)$$

де  $U := 10.5$  кВ - базова напруга мережі;

$r_c := 1.8$  Ом - опір системи;

$L_{10} := 34$  - довжина ПЛ 110 кВ;

$a_c := 10000$   $b_c := 66.66$  - коефіцієнти апроксимації вартості КУ від її

потужності, в.о.;

$k_M := 1.2$  - коефіцієнт, що враховує вартість будівельно-монтажних робіт;

$E$  - нормативний коефіцієнт щорічних відрахувань, котрий враховує номінальну норму дисконту  $e$ , коефіцієнти відрахувань на амортизацію  $E_a$  та поточний ремонт  $E_{пр}$ , в.о.:

$$E := E_a + E_{пр} + e$$

$\rho_w := 0.0013$   $E_a := 0.075$   $E_{пр} := 0.008$   
 Опір провідів марки АС-120 ПЛ 110 кВ:  $r_{120} := 0.25$  Ом.

Визначивши похідну функції приведених затрат по змінній  $Q_{kc}$  отримаємо:

$$\frac{dZ}{dQ_{kc}} = \frac{2(Q_{10} - Q_{kc})}{U^2} \cdot R_c \cdot c \cdot \tau_c + b_c \cdot E \cdot k_M + \delta w_c \cdot c = 0 \quad (5.2)$$

Рішенням рівняння є величина потужності КУ для встановлення на шинах 10 кВ підстанції:

$$Q_{k10} = -500 \cdot \frac{R_c \cdot c \cdot \tau_c \cdot Q_{110} + b_c \cdot E_{ky} + \delta w_c \cdot c}{(500 \cdot U^2) \cdot [R_c \cdot (c \cdot \tau_c)]} \quad (5.3)$$

Опір повітряної лінії електропередачі 110 кВ, приведений до напруги 10 кВ:

$$R_{\pi} = r_{120} \cdot L_{110} \cdot \left( \frac{U}{U_{110}} \right)^2 \quad (5.4)$$

$$R_{\pi} = 0.077 \text{ Ом.}$$

Номінальні потужність та втрати потужності в обмотках трансформаторів більшої  $S_{n6}$  і меншої  $S_{nM}$  потужностей:

$$S_{n6} := 25000 \text{ кВА,} \quad P_{k6} := 140 \text{ кВт,}$$

$$S_{nM} := 16000 \text{ кВА,} \quad P_{kM} := 100 \text{ кВт.}$$

Сумарні опори силових трансформаторів, приведені до базової напруги U:

$$R_{t6} = \frac{P_{k6} \cdot U^2 \cdot 10^3}{S_{n6}^2} \quad (5.5)$$

$$R_{t6} = 0.025 \text{ Ом,}$$

Сумарний опір силових трансформаторів в режимі паралельної роботи

$$R_t := \frac{R_{t6} \cdot R_{tM}}{R_{t6} + R_{tM}}$$

$$R_t = 0.016 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір мережі

$$R_{\text{сум}} := R_t + R_{\pi} + r_{\text{ш}}$$

$$R_{\text{сум}} = 1.893 \text{ Ом.}$$

Час максимальних втрат потужності в мережах системи  $\tau_{\text{ср}} := 3100$  год.

Вартість 1 кВт год електроенергії в мережі  $\epsilon_{\text{г}} := 1.4$  грн/кВт год.

Тривалість роботи конденсаторної батареї за рік  $t_{\text{к}} := 8700$  год.

Питома частка втрат активної потужності в конденсаторних батареях:

$$\Delta p_c := 0.002 \text{ в.о.}$$

Питомі втрати електроенергії в самих конденсаторних батареях w:

$$\delta w_c := \Delta p_c \cdot t_k$$

$$\delta w_c = 17.4 \text{ кВт/кВАр.}$$

Максимальні навантаження на шини підстанції

$$\max(S_{110}) = 3.958 \times 10^4 \text{ кВА, } \max(S_{35}) = 1.357 \times 10^4 \text{ кВА,}$$

$$\max(S_{10}) = 2.602 \times 10^4 \text{ кВА,}$$

$$\max(P_{110}) = 3.04 \times 10^4 \text{ кВт, } \max(Q_{110}) = 2.535 \times 10^4 \text{ кВАр.}$$

З урахуванням втрат потужності навантаження на шини 10 кВ РТП:

$$\cos \phi_{110} := \frac{\max(P_{110})}{\max(S_{110})}$$

$$\cos \phi_{110} = 0.768$$

Потужності КУ  $Q_{k1}$  розраховуємо за формулою (5.3):

$$Q_{k110} := -500 \cdot \left[ \frac{-1}{(500 - U^2)} \cdot R_{\text{сум}} \cdot c \cdot \tau_c \cdot Q_{110} + b_c \cdot E \cdot k_M + \delta w_c \cdot c \right] \cdot \frac{U^2}{R_{\text{сум}} \cdot (c \cdot \tau_c)}$$

$$Q_{k110} = 2.514 \times 10^4 \text{ кВАр.}$$

### 5.3. Економічна ефективність компенсації реактивної потужності

Визначимо мінімум функції приведених затрат при оптимальних значеннях потужностей КУ

$$Z_{\text{оп}} := \sqrt{\frac{(Q_{110} - Q_{k110})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{\text{сум}} \cdot c \cdot \tau_c + (a_c + b_c \cdot Q_{k110}) \cdot E \cdot k_M + \delta w_c \cdot c \cdot Q_{k110}} \quad (5.6)$$

$$Z_{\text{оп}} = 7.863 \times 10^5 \text{ грн/рік.}$$

Визначимо приведені затрати при встановленні серійних комплектних КУ.  
Для встановлення на секції шин 10 кВ підстанції приймаємо 25 установок  
УКУ 57-10,5-1000 УЗ.  
Сумарна потужність підключених до двох секцій шин 10 кВ підстанції КУ:

$$Q_{\Phi 110} := 25000 \text{ кВАр.}$$

Загальна вартість підключених до двох секцій шин 10 кВ підстанції КУ

$$K := a_c + b_c \cdot Q_{\Phi 110}$$

$$K = 1.677 \times 10^6 \text{ грн.}$$

Тоді фактична величина приведених затрат дорівнюватиме:

$$Z_{\Phi} := \frac{(Q_{110} - Q_{\Phi 110})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot F_{\text{сум}} \cdot c \cdot \tau_c + (a_c + b_c \cdot Q_{\Phi 110}) \cdot E \cdot K_c + \delta \cdot w_c \cdot c \cdot Q_{\Phi 110} \quad (5.7)$$

$$Z_{\Phi} = 7.878 \times 10^5 \text{ грн.}$$

Різниця між фактичною та оптимальною величинами приведених затрат не перевищує 1%, що є допустимим.

$$\Delta Z := \frac{Z_{\Phi} - Z_{\text{оп}}}{Z_{\text{оп}}} \cdot 100 \quad (5.8)$$

$$\Delta Z = 0.191 \%$$

Максимальне навантаження підстанції до компенсації реактивної потужності складає:

$$S_{110} := \sqrt{(P_{110})^2 + (Q_{110})^2}$$

$$S_{110} = 3.958 \times 10^4 \text{ кВА.}$$

Максимальне навантаження підстанції після впровадження компенсації реактивної потужності складає:

$$S_{\text{ком}110} := \sqrt{(P_{110})^2 + (Q_{110} - Q_{\Phi 110})^2} \quad (5.9)$$

$$S_{\text{ком}110} = 3.04 \times 10^4 \text{ кВА.}$$

Розвантаження підстанції від компенсації реактивної потужності складає:

НУБІП України

$$\Delta S := S_{110} - S_{\text{КОМ}110}$$

$$\Delta S = 9.181 \times 10^3 \text{ кВА.}$$

Коефіцієнт завантаження підстанції до і після компенсації реактивної потужності складає:

НУБІП України

$$K_3 := \frac{S_{110}}{S_{n6} + S_{nM}} \quad (5.10)$$

$$K_3 = 0.965$$

$$K_{3\text{КОМ}} = 0.742$$

НУБІП України

Коефіцієнт потужності до компенсації  $\cos \phi$  і після компенсації реактивної потужності  $\cos \phi_{\text{КОМ}}$  має значення:

$$\cos \phi := \frac{P_{110}}{S_{110}}$$

НУБІП України

$$\cos \phi = 0.768$$

$$\cos \phi_{\text{КОМ}} = 1$$

Для оцінки ефективності компенсації реактивної потужності визначимо втрати електроенергії в цій мережі до компенсації  $W$ :

НУБІП України

$$\Delta W := \frac{(Q_{110})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{\text{СУМ}} \cdot \tau_c \quad (5.11)$$

$$\Delta W = 3.421 \times 10^7 \text{ кВт год.}$$

Втрати електроенергії в цій мережі після компенсації  $W_k$ :

НУБІП України

$$\Delta W_k = 6.549 \times 10^3 \text{ кВт год.}$$

Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі складає:

$$\delta W_{\text{річ}} := \Delta W - \Delta W_k$$

НУБІП України

$$\delta W_{\text{річ}} = 3.42 \times 10^7 \text{ кВт год.}$$

Вартість заощадженої електроенергії складає:

$$C_{\text{рпн}} := \delta W_{\text{річ}} \cdot c \quad C_{\text{рпн}} = 4.788 \times 10^7 \text{ грн/рік.}$$

Річний економічний ефект:

$$\delta Z_{\text{рпн}} := C_{\text{рпн}} - (a_c + b_c \cdot Q_{\Phi 10}) \cdot E \cdot k_M + \delta w_c \cdot c \cdot Q_{\Phi 10} \quad (5.12)$$

$$\delta Z_{\text{рпн}} = 4.788 \times 10^7 \text{ грн/рік.}$$

Отже, ефективність компенсації реактивної потужності на шинах 10 кВ досліджуваної підстанції підтверджується такими показниками:

- зниженням річних втрат електроенергії в мережі складає:

$$\delta W_{\text{річ}} = 3.42 \times 10^7 \text{ кВт год.}$$

- вартістю заощадженої електроенергії  $C_{\text{рпн}} = 4.788 \times 10^7$  грн/рік.

- річний економічний ефект становить  $\delta Z_{\text{рпн}} = 4.788 \times 10^7$  грн/рік.

Розвантаження підстанції від компенсації реактивної потужності складає:

$$\Delta S = 9.181 \times 10^3 \text{ кВА.}$$

Внаслідок впровадження компенсації реактивної потужності коефіцієнт завантаження підстанції на кінець розрахункового періоду зменшиться від  $K_3 = 0.965$  до  $K_{3\text{ком}} = 0.742$

Отже, встановлення конденсаторних установок 10 кВ сумарною потужністю  $Q_{\Phi 110} = 2.5 \times 10^4$  кВАр забезпечує пропускну здатність підстанції без збільшення потужності силових трансформаторів.

## ВИСНОВКИ

В зв'язку з перспективним зростанням навантаження для забезпечення пропускної здатності при нормативних показниках якості електроенергії і нормативних технологічних втратах необхідна реконструкція трансформаторної підстанції шляхом заміни одного з трансформаторів потужністю 16000 кВА на трансформатор потужністю 25000 кВА.

Потужності трьохобмоткових трансформаторів вибирались за методом економічних інтервалів, котрий враховує навантаження обох вторинних обмоток трансформаторів напругою 35 і 10 кВ.

Проаналізовано режим роботи підстанції до і після реконструкції - оцінюване зменшення річних втрат електроенергії в двох трансформаторах підстанції внаслідок збільшення потужності одного з трансформаторів з 16000 кВА до 25 000 кВА становитиме 3,8 %.

Обґрунтована модернізація існуючого релейного захисту, який витрацював свій ресурс і не задовольняє сучасні вимоги більш ефективного захисту і управління роботою підстанції. Запропонована система захисту на базі мікропроцесорного пристрою МРЗС.

Ефективність компенсації реактивної потужності в мережі підстанції підтверджується рядом показників:  
- зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі складає  $34,2 \cdot 10^6$  кВт·год.

Розвантаження підстанції внаслідок компенсації реактивної потужності складає 9181 кВА, а коефіцієнт завантаження підстанції на кінець розрахункового періоду зменшиться від 3 0,965 до 0,742.

Отже, встановлення конденсаторних установок 10 кВ сумарною потужністю 25000 кВАр забезпечує пропускну здатність підстанції "Лугини" в кінці розрахункового періоду без збільшення потужності силових трансформаторів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лежнюк П.Д. Електроопадні технології в електричних мережах енергосистем / Л.Н. Добровольська, В.В. Кулик, П.Д. Лежнюк // Під ред. Лежнюка П.Д. – Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. – 328 с.
2. Сеґеда М.С. Електричні мережі та системи: підруч. Підр. 3-тє вид., доп. і перероб. – Львів: Вид-во Львівської політехніки, 2015. – 540 с.
3. Перхач В.С. Математичні задачі електроенергетики.- Львів: Видавництво при Львівському університеті, 1982. - 380 с.
4. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ: ГКД341.004.001-94.-К.: Минэнерго Украины, 1994.
5. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі: ГКД 340.000.002-97. - К: Міненерго України, 1997. -54 С.
6. Електрична частина станцій та підстанцій: навчальний посібник/О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко. – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.
7. Іноземцев Г.Б. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі: навч. посіб./ Г.Б. Іноземцев, В.В. Козирський, М.Т. Лут та ін. -К: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. – 526 с.
8. Оптимізація параметрів та режимів роботи трансформаторних підстанцій і розподільчих мереж /А.О.Омельчук – К.: ЦП «Компринт», 2018. – 169 с.
9. Правила улаштування електроустановок. - X. / «Форт», 2017.-760 с.
10. Енергозберігаючі режими в системах електропостачання: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «Компринт», 2016. - 257 с.
11. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.