

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ “ЛЬВІВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА”

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ПАСТУХ ОЛЕНА РОМАНІВНА



УДК 621.3.077.4:621.311.2.072(043.5)

ДИСЕРТАЦІЯ
РЕЖИМИ ТА ХАРАКТЕРИСТИКИ ЕНЕРГОБЛОКУ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З
ДОДАТКОВИМ РОБОЧИМ ТРАНСФОРМАТОРОМ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

05.14.02 – «Електричні станції, мережі та системи»

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

О. Р. Пастух

Науковий керівник:
Лисяк Георгій Миколайович,
канд. техн. наук, доцент

Ідентичність усіх примірників дисертації
ЗАСВІДЧУЮ

Учений секретар спеціалізованої
вченої ради Д 35.052.02



Коруд В.І.

Львів – 2020 р.

АНОТАЦІЯ

Пастух О.Р. Режими та характеристики енергоблоку електростанції з додатковим робочим трансформатором власних потреб. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи» (05 «Технічні науки»). – Національний університет «Львівська політехніка», Львів, 2020 р.

У дисертаційній роботі обґрунтовано доцільність впровадження нових схем електричної частини енергоблоків (ЕБ) з додатковим робочим трансформатором власних потреб (ДРТВП). Особливістю цих схем є те, що ДРТВП працює в режимі заданого навантаженням ЕБ струму. Це забезпечує підтримання бажаної напруги на шинах власних потреб (ВП) як в ustalених експлуатаційних режимах так і під час коротких замикань в прилеглий до ЕБ електричній мережі.

Запропоновано метод визначення потужностей робочого та додаткового робочого трансформаторів ВП ЕБ електростанцій, який дає змогу враховувати як характерні експлуатаційні режими ЕБ, так і вимогу щодо бажаної напруги.

Запропоновано методику обчислення втрат активної потужності у нових схемах електропостачання ВП з ДРТВП, яка дає змогу враховувати режимні особливості їх елементів. Показано, що за величиною втрат активної потужності розглянуті нові та традиційні схеми є практично рівноцінними.

Проведений аналіз та приклад розрахунку для ЕБ з генератором потужністю 200 МВт, показали, що схема з робочим і додатковим робочим трансформаторами ВП без пристроїв РПН за техніко-економічними показниками може бути альтернативою до традиційної схеми з робочим трансформатором власних потреб з пристроєм РПН.

У роботі створено узагальнену схему заміщення двообмоткового трансформатора для розрахунку ustalених режимів, яка дає змогу враховувати особливості магнітних систем без приведення координат режиму обмоток до одного ступеня напруги.

Показано, що резонансні властивості схеми заміщення ДРТВП ЕБ електростанцій, зумовлені способом приєднання такого трансформатора, вимагають високої точності обчислення значень параметрів віток. Це необхідно враховувати під час використання програмних комплексів для комп'ютерного симулювання усталених режимів.

Показано, що для ЕБ з ДРТВП у режимах завантаження генератора номінальною активною потужністю зі зміною напруг генератора й електроенергосистеми в достатньо широких межах забезпечується напруга на шинах ВП, достатня для роботи електроприймачів ВП.

Доведено, що за динамічною та результуючою стійкістю режимів та напругами на шинах ВП схема з ДРТВП має кращі властивості порівняно з традиційною схемою.

Показано, що під час зовнішніх симетричних і несиметричних к.з. фазні напруги на шинах ВП достатні для нормальної роботи електроприймачів ВП впродовж часу існування таких к.з., несиметрія фазних напруг є малою, а залишкові напруги є вищими та струми елементів електричної частини є нижчими, порівняно з традиційною схемою. Це підвищує ефективність роботи ЕБ.

У роботі встановлено, що схемі ЕБ з ДРТВП притаманна природна симетрувальна властивість щодо напруги на шинах ВП під час зовнішніх несиметричних к.з.

Результати дисертаційної роботи впроваджено як окремий модуль під назвою ВДТ в цифровий обчислювальний комплекс ДАКАР.

На основі проведених теоретичних досліджень та розрахунків надано рекомендації стосовно допустимих областей зміни напруги генератора в характерних усталених режимах.

Ключові слова: електрична станція, енергоблок, трансформатор власних потреб, моделювання, регулювання напруги, усталений режим, коротке замикання, стійкість.

ABSTRACT

Pastukh O.R. The modes and characteristics of a power unit of a power-station with an auxiliary working transformer of own necessities. On the rights for a manuscript.

The dissertation for the attainment of the scientific degree of Kandydat of Technics, speciality 05.14.02 – Electric Power Stations, Networks and Systems. Lviv Polytechnics National University. – Lviv, 2020.

This Dissertation justifies the feasibility of introducing new schemas of the electric part of power units (PU) with an additional auxiliary working transformer (AAT). The peculiarity of these schemes is that the AAT operates in the mode given by the load of the PU current. This provides maintenance of a desirable voltage on the auxiliary buses in the steady state operational modes and during short circuits in the electric network adjacent to the PU.

Method of selecting power of the working and additional auxiliary working transformer PU of electric power stations, which gives the opportunity to take into account both characteristic operating modes of the PU and the requirement to the desired voltage is offered.

Methodology of evaluation of active-power losses in the new electric power supply schemes of the PU with an AAT, which allows to take into account the operating features of their elements is offered. It is shown that the magnitude of active-power loss is practically equivalent in both new and traditional schemes.

The conducted analysis and the calculation example for the PU with a 200 MW generator showed that the scheme with a working and additional auxiliary working electric power transformer with without on-load tap changing (OLTC) devices by technical and economic indicators can be an alternative to the traditional schemes with the auxiliary working transformer of own with the OLTC device.

A generalized equivalent circuit of replacement of two-winding transformer for calculation of the steady state modes is created in this work, which allows to take into account the features of magnetic systems without bringing the coordinates of the mode of windings to one voltage level.

It is shown that the resonant properties of the equivalent circuit of AAT of the PU of power plants, predetermined by the way of bonding of such transformer, require high accuracy calculation of values of parameters of branches. This needs to be considered during usage of software complexes for computer simulation of the steady state modes.

It's shown that for the PU with an AAT in modes of generator loading with nominal active power with the voltage change of the generator and electric power system in sufficiently wide limits voltage is provided on the buses of Aux, sufficient for the work of electrical consumer of Aux.

It's well-proven that dynamic and resultant stability of the modes and voltage on buses of AAT scheme has better properties than the traditional scheme.

It's shown that during external symmetric and asymmetric short circuit the phase voltage on buses of the Aux are enough for the normal operation of the Aux receivers during the lifespan of the short circuit, the phase voltage unbalance is low and the residual voltage is higher and the currents of the elements of the electrical part are lower compared to the traditional circuit. This increases the efficiency of the PU.

In this paper, it's established that the schemas of the PU with an AAT has a natural symmetric property regarding the voltage on the buses of the Aux during external asymmetric short circuits.

The results of the dissertation work are implemented as a separate module under the name of VAT in the digital computing complex DAKAR.

On the basis of theoretical studies and calculations, recommendations were given regarding the admissible areas of voltage change of the generator in the characteristic steady state modes.

Key words: *electric power station, power unit, system auxiliary transformer, simulation, voltage control, steady state, shortcut, stability.*

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

В яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

Публікація у науковому виданні, що включене до наукометричних баз Index Copernicus, РИИЦ

1. Лисяк Г.М., Пастух О. Р. Режими та характеристики енергоблока електростанції з додатковим робочим трансформатором власних потреб // Вісник Вінницького політехнічного інституту “Електроенергетичні та електромеханічні системи”. 2016. № 2 (125). С. 116-121.

Публікації, у наукових фахових виданнях України:

2. Лисяк Г. М., Маліновський, А. А., Пастух О. Р. Методика вибору основних параметрів схеми підвищеної надійності блочних електростанцій з умов підтримання бажаного рівня напруги на шинах власних потреб під час зовнішніх трифазних коротких замикань // Технічна електродинаміка. 2000. № 4. С. 51 - 55.

3. Лисяк Г. М., Пастух О. Р. Оцінка діапазону зміни рівня напруги на шинах власних потреб схеми підвищеної надійності енергоблоків під час зовнішніх трифазних коротких замикань // Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи. 2001. № 435. С. 77-84.

4. Лисяк Г. М., Пастух О. Р. Оцінка необхідної встановленої потужності робочих трансформаторів першого ступеня трансформації схеми підвищеної надійності електропостачання власних потреб енергоблоків електростанцій // "Технічна електродинаміка". 2003. № 5. С. 50-54.

5. Лисяк Г. М., Коновал В. С, Пастух О. Р. Узагальнена схема заміщення двообмоткових трансформаторів для розрахунку усталених режимів // Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи. 2003. № 479. С. 112-121.

6. Коновал В. С., Лисяк Г. М., Пастух О. Р., Скрипник О. І. Комп'ютерне симулювання усталених режимів енергоблока електростанції з додатковим робочим трансформатором власних потреб // Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи. 2003. № 487. С. 81-88.

7. Лисяк Г. М., Пастух О. Р. Оцінка рівня втрат активної потужності в схемах підвищеної надійності електропостачання власних потреб енергоблоків електростанцій // Вісник НУ «Львівська політехніка». Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація. 2004. № 506. С. 45-49.

8. Лисяк Г. М., Коновал В. С, Пастух О. Р. Узагальнена схема заміщення трансформаторів і автотрансформаторів для математичного моделювання усталених режимів електроенергетичних систем // Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи. 2005. № 544. С. 74-88.

9. Лисяк Г. М., Пастух О. Р. Оцінка рівнів напруг під час усталених режимів енергоблоків з додатковим робочим трансформатором власних потреб // Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи. 2008. № 615. с. 58-64.

10. Лисяк Г. М., Пастух О. Р., Равлик О. М. Перехідні процеси під час зовнішніх коротких замикань енергоблоку з додатковим робочим трансформатором власних потреб // Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи . 2010. № 671. С. 51-57.

Тези доповідей:

11. Лисяк Г. М., Маліновський, А. А., Пастух О. Р. Методика вибору основних параметрів схеми підвищеної надійності блочних електростанцій з умови підтримання бажаного рівня напруги на шинах власних потреб під час зовнішніх трифазних коротких замикань // Тези доповідей 3-ї Міжнародної науково-технічної конференції “Математичне моделювання в електротехніці, електроніці та електроенергетиці”. 25-30 жовтня 1999 рік, Україна Львів. С.153-154.

12. Лисяк Г. М., Пастух О. Р. Оцінка рівня втрат активної потужності в схемах підвищеної надійності електропостачання власних потреб енергоблоків електростанцій // Тези доповідей IV-ї Міжнародної науково-практичної конференції “Проблеми економії енергії”. 8-12 жовтня 2003 року, Львів. С.46.

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	10
Вступ.....	12
Розділ 1. Системи живлення власних потреб потужних ТЕС і АЕС.....	18
1.1 Склад та характеристики електроприймачів власних потреб.....	18
1.2 Схеми живлення власних потреб різних типів електростанцій.....	22
1.3 Особливості схем електропостачання власних потреб електростанцій.....	30
1.4 Висновки до розділу 1.....	34
Розділ 2 Основні характеристики схеми власних потреб з додатковим робочим трансформатором.....	36
2.1 Метод розрахунку параметрів основних елементів схеми з ДРТВП.....	36
2.2 Оцінка діапазону зміни рівня напруги на шинах власних потреб.....	45
2.3 Оцінка необхідної величини встановленої потужності трансформаторів власних потреб.....	52
2.4 Методика оцінки втрат активної потужності в схемах живлення власних потреб.....	61
2.5 Висновки до розділу 2.....	69
Розділ 3 Дослідження усталених експлуатаційних режимів.....	71
3.1 Математичне моделювання двообмоткових трансформаторів.....	71
3.2 Особливості комп'ютерного симулювання усталених режимів енергоблока з ДРТВП.....	81
3.3 Режими роботи схеми енергоблоку з ДРТВП.....	87
3.4 Фізичне моделювання енергоблоку електростанції з ДРТВП.....	94
3.5 Висновки до розділу 3.....	104
Розділ 4 Обтяжені та аварійні режими.....	106
4.1 Статична стійкість.....	106
4.2 Динамічна стійкість.....	114
4.3 Порівняння координат режимів коротких замикань для традиційної схеми і схеми з ДРТВП.....	122

4.4	Електромагнітні перехідні процеси енергоблоку з ДРТВП.....	130
4.5	Висновки до розділу 4.....	136
	Загальні висновки.....	137
	Список використаних джерел.....	140
	Додаток А Параметри елементів режимної схеми заміщення енергоблоку з ДРТВП та результати розрахунків усталених нормального режиму та режиму трифазного КЗ (ДАКАР).....	151
	Додаток Б Результати досліджень статичної стійкості режимів для схем живлення ВП традиційної – та з ДРТВП (ДАКАР).....	154
	Додаток В Результати досліджень рівнів напруг на шинах ВП енергоблоку з ДРТВП та без нього під час усталених режимів КЗ у прилеглий мережі (RE).....	157
	Додаток Г Акти впровадження результатів дисертаційної роботи	172

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АВР	автоматичне ввімкнення резерву
АЕС	атомна електростанція
АЛАР	автоматика ліквідації асинхронного режиму
АПВ	автоматичне повторне ввімкнення
АРЗ	автоматичний регулятор збудження
АЧР	автоматичне частотне розвантаження
АЧХ	амплітудно-частотна характеристика
ВН	вища напруга
ВП	власні потреби
ГРУ	генераторна розподільна устава
ДПП	довготривалі перехідні процеси
ДРТВП	додатковий робочий трансформатор власних потреб
ЕБ	енергоблок
ЕЕС	електроенергетична система
ЕМ	електричні мережі
ЕМПП	електромеханічні перехідні процеси
ЕРС	електрорушійна сила
ЕСМ	електричні системи та мережі
КЕС	конденсаційна електростанція
КЗ	коротке замикання
ЛЕП	лінія електропередавання
НН	нижча напруга
НТП	норми технологічного проектування
ПАА	протиаварійна автоматика
ПК	персональний комп'ютер
ПРТВП	пуско-резервний трансформатор власних потреб
РВВ	резервування відмов вимикачів
РЗ	релейний захист

РУ	розподільна устава
РПН	регулювання під навантаженням
РТВП	робочий трансформатор власних потреб
СН	середня напруга
ТЕС	теплова електростанція
ЧАПВ	частотне автоматичне повторне ввімкнення

ВСТУП

Актуальність теми. Третій етап Енергетичної стратегії України на період до 2035 року передбачає, зокрема, інноваційний розвиток електроенергетичної галузі. До основних заходів з оновлення потужностей після 2025 року віднесено: подовження терміну експлуатації АЕС та ТЕС; будівництво нових генеруючих потужностей замість тих, що будуть виведені з експлуатації; оновлення вимог до надійності роботи електроустаткування, захисту об'єктів, резервування електропостачання тощо. При цьому значна увага звертається на необхідність застосування нових перспективних технологій та схемо-технічних вирішень [1,2,3].

Відомо, що ефективність функціонування енергоблоків потужних ТЕС і АЕС в значній мірі визначається надійністю систем електропостачання їх власних потреб (ВП) як в тривалих експлуатаційних, так і в аварійних режимах. Основною вимогою до таких систем є підтримання необхідного для роботи електроприймачів ВП рівня напруги на шинах розподільних устав власних потреб та забезпечення мінімального часу вимушених перерв їх живлення.

У традиційних системах живлення ВП ЕБ під час усталених експлуатаційних режимів регулювання напруги на шинах першого ступеня трансформації РУВП здійснюють пристроями регулювання під навантаженням робочих трансформаторів власних потреб, а для запобігання перервам електропостачання під час пошкоджень в електричних мережах таких систем уводять резервні джерела живлення. Але під час пошкоджень у прилеглих до ЕБ зовнішніх ЕМ електроенергетичної системи можуть виникати збурення, які поширюються на систему живлення ВП, призводять до недопустимого зниження напруги на шинах РУВП і негативно впливають на режими приєднаних до неї електроприймачів і роботу механізмів ВП. Для зведення до мінімуму впливу цього фактора застосовують швидкодійний релейний захист, автоматичне регулювання збудження генераторів тощо.

Однак, при цьому, в системі живлення ВП ЕБ відбуватимуться перемикання відповідних електромеханічних пристроїв і комутаційних апаратів, що за їх відмови чи помилкових дій оперативного персоналу спричинятиме або виникнення аварійного режиму, або його подальший розвиток і, як наслідок, аварійне вимкнення

енергоблоку, недовідпуск електроенергії та зниження рівня стійкості електроенергетичної системи.

Отже, актуальність теми зумовлена необхідністю розгляду нових схемо-технічних вирішень першого ступеня трансформації систем живлення власних потреб енергоблоків, дослідження їх режимів і характеристик з метою обґрунтування доцільності застосування таких схем для підвищення ефективності роботи електричних станцій електроенергетичних систем.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота відповідає науковому напрямку кафедри електроенергетики та систем управління "Моделювання, аналіз, синтез і оптимізація електроенергетичних й енергозабезпечувальних систем та інтелектуалізація управління ними", а також держбюджетними та госпдоговірними темами "Розвиток системного підходу до синтезу та моделювання електроенергетичних об'єктів" (№ державної реєстрації 0119U100362), "Розроблення теоретичних засад створення високоефективних електротехнічних та електромеханічних систем і їх елементів для об'єктів з динамічним навантаженням та їх моделювання" (№ державної реєстрації 0198U007856), "Теоретичні засади оптимізації режимів роботи та автоматизація проектування електротехнічних і електромеханічних систем з динамічним навантаженням" (№ державної реєстрації 0101U000875), "Моделювання, аналіз, оптимізація й синтез електроенергетичних об'єктів і активних електричних мереж, їх систем керування, автоматики, захисту й діагностики станів та створення тренінгових систем" (№ державної реєстрації 0107U008816) та «Проведення патентного пошуку, обґрунтування обсягу та країн патентування, підготовка патентної документації зі схемно-технічних вирішень електричної частини підвищеної надійності потужних ТЕС» (госпдоговірна робота з ВАТ "Західенерго", № 6593).

Мета і завдання дослідження. Метою досліджень є підвищення ефективності функціонування енергоблоків електростанцій шляхом забезпечення рівня напруги на шинах власних потреб першого ступеня трансформації, достатнього для надійної

роботи їх електроприймачів як під час нормальних експлуатаційних режимів, так і під час аварійних режимів у зовнішній електричній мережі.

Для досягнення поставленої мети вирішено такі завдання:

- проведено аналіз схем першого ступеня трансформації систем живлення ВП ЕБ електростанцій з урахуванням їх функціональних властивостей;
- розвинуто методи вибору параметрів основного електроустаткування для забезпечення необхідних режимних характеристик схеми першого ступеня трансформації системи живлення ВП ЕБ з додатковим робочим трансформатором власних потреб (ДРТВП);
- розроблено узагальнену математичну модель двообмоткового трансформатора, придатну для аналізу усталених режимів за різних способів з'єднання його обмоток з іншими елементами електричних схем;
- вперше проведено експерименти на статичній фізичній моделі фрагмента схеми системи живлення власних потреб з ДРТВП, які підтвердили результати комп'ютерного симулювання;
- здійснено аналіз статичної та динамічної стійкості режимів ЕБ з ДРТВП та без нього для порівняння їх характеристик;
- перевірено ефективність застосування ДРТВП для забезпечення необхідного рівня напруги на шинах власних потреб першого ступеня трансформації системи живлення ВП ЕБ під час аварійних режимів у зовнішній електричній мережі.

Об'єкт дослідження – процеси в електричній частині енергоблоку електростанції.

Предмет дослідження – вплив додаткового робочого трансформатора на режимні властивості енергоблоку електростанції.

Методи дослідження. Розв'язання поставлених задач ґрунтувалося на застосуванні законів і методів теоретичної електротехніки, математичного моделювання і комп'ютерного симулювання та експериментах на фізичній моделі. Узагальнену математичну модель двообмоткового трансформатора розроблено з використанням теорії прохідних чотиріполосників. Аналіз усталених режимів, статичної і динамічної стійкості здійснювався в середовищі програмного комплексу

ДАКАР, а електромагнітних процесів – в середовищі програмного комплексу *RE*. Адекватність математичного моделювання і комп'ютерного симулювання підтверджена експериментами на статичній фізичній моделі та порівнянням результатів досліджень.

Наукова новизна отриманих результатів.

1. Запропоновано підхід до визначення потужностей основного і додаткового трансформаторів живлення системи власних потреб енергоблоку електростанції, що забезпечує його нормальні режими та достатні рівні напруги на шинах власних потреб під час аварійних режимів у зовнішній електричній мережі.

2. Розроблено узагальнену математичну модель двообмоткового трансформатора, яка на відміну від відомих враховує особливості роботи трансформаторів у режимах заданої напруги та заданого струму в розрахункових схемах електричних мереж для аналізу усталених режимів.

3. Встановлено за результатами математичного моделювання, що під час обтяжених режимів енергоблоку з додатковим робочим трансформатором забезпечується вищий рівень напруги на шинах власних потреб і не знижується запас статичної стійкості, порівняно з енергоблоками за традиційними схемами.

4. Встановлено, що в умовах несиметрії напруг на шинах генератора додатковий робочий трансформатор забезпечує зниження несиметрії напруг на шинах власних потреб і зменшує її негативний вплив на роботу обладнання системи власних потреб енергоблоку.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що:

1. Розроблено методику порівняльної оцінки техніко-економічних показників електричної частини ЕБ з ДРТВП і ЕБ з традиційними схемами ВП, яка може бути використана в проектних рішеннях під час реконструкції діючих чи спорудження нових електростанцій.

2. Розроблено методику обчислення втрат потужності у системах живлення власних потреб електростанцій з додатковим трансформатором власних потреб, яка дає змогу враховувати режимні особливості їх елементів.

3. Розроблено алгоритм програмної реалізації узагальненої математичної моделі

двообмоткового трансформатора, який використано в програмному комплексі ДАКАР у вигляді окремого модуля для аналізу усталених експлуатаційних режимів та перехідних процесів електроенергетичних систем.

Основні результати досліджень увійшли у зазначені вище звіти з науково-дослідних робіт. Окремі результати роботи використані у навчальному процесі кафедри електроенергетики та систем управління та під час виконання студентами наукових досліджень і магістерських кваліфікаційних робіт. Впровадження результатів дисертаційної роботи підтверджено відповідними актами.

Особистий внесок здобувача. Автору належить: визначення основних параметрів схеми живлення ВП з ДРТВП та меж зміни напруги на шинах ВП у такій схемі [1, 2, 11]; розроблення методу вибору сумарної установленої потужності робочого та додаткового робочого трансформаторів ВП з урахуванням як характерних експлуатаційних режимів, так і вимог щодо забезпечення необхідного рівня напруги на шинах ВП під час аварійних режимів у зовнішній електричній мережі [3]; оцінка рівня втрат активної потужності у нових схемах живлення ВП з ДРТВП з урахуванням режимних особливостей їх елементів [6, 12]; розроблення узагальненої математичної моделі двообмоткового трифазного тристрижневого трансформатора для розрахунку усталених режимів [4]; комп'ютерне симулювання усталених режимів схеми живлення ВП ЕБ з ДРТВП та рекомендації щодо забезпечення достовірності одержуваних результатів [5]; комп'ютерне симулювання основних режимів трансформаторів і автотрансформаторів за характерних схем з'єднання їх обмоток [7]; формування рівнянь усталених режимів схеми живлення ВП енергоблоку з ДРТВП з розщепленими вторинними обмотками, їх комп'ютерна симуляція та аналіз результатів [8]; проведення розрахунків для порівняльної оцінки стійкості режимів ЕБ зі схемами живлення ВП без і з ДРТВП та аналіз їх результатів [10]; дослідження рівня напруги на шинах ВП під час режимів симетричних і несиметричних зовнішніх коротких замикань [9].

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертаційної роботи доповідались на: III-й Міжнародній науково-технічній конференції “Математичне моделювання в електротехніці, електроніці та електроенергетиці”, м. Львів, 1999

рік; IV-й Міжнародній науково-практичній конференції “Проблеми економії енергії”, м. Львів, 2003 рік; IV-й Міжнародній науково-технічній конференції “Математичне моделювання в електротехніці, електроніці та електроенергетиці”, м. Львів, 2003 рік; VI-й Міжнародній науково-технічній конференції “Математичне моделювання в електротехніці, електроніці й електроенергетиці” (ММЕлектро-2009), м. Львів, 2009 рік; III International Scientific-Engineering Conference Optimum control of electric installations (OCEI -2015), Ukraine, Vinnytsia, 14-15 October, 2015 p.; VI-й Міжнародній науково-практичній конференції «Сучасні методи аналізу усталених режимів електричних мереж та стійкості електроенергетичних систем. Новітні досягнення у проведенні тренажерної підготовки оперативно-диспетчерського персоналу». 12-18 лютого 2018 року, смт. Славсько.

Публікації. За темою дисертації опубліковано 12 наукових праць, з них 9 статей у наукових фахових виданнях України, 1 стаття у науковому фаховому виданні України, включеному до наукометричних баз Index Copernicus, РИНЦ, 2 тези доповідей у збірниках наукових конференцій.

Структура й обсяг дисертації. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел із 110 найменувань та 4 додатків. Загальний обсяг роботи 174 сторінки, з них 42 рисунки, 9 таблиць, а також 11 сторінок зі списком використаних джерел і 24 сторінки додатків.

РОЗДІЛ 1

СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ПОТУЖНИХ ТЕС І АЕС

1.1 Склад та характеристики електроприймачів власних потреб

Система електропостачання власних потреб електростанцій займає особливе місце серед інших споживачів електросистеми. Нормальна робота електростанції та безпека її обслуговування можливі тільки за умови надійної роботи системи ВП. Дійсно, порушення живлення механізмів власних потреб веде до порушення роботи не тільки самої станції, але й споживачів енергосистеми у разі недостачі потужності [4].

Склад електроприймачів власних потреб, потужність та енергія, яку вони споживають залежать від типу електростанції (підстанції), виду палива, потужності агрегатів тощо [5,6,7].

Електроприймачі власних потреб за їх впливом на технологічний режим електроустановки умовно поділяють на відповідальні і невідповідальні. Відповідальними є ті механізми ВП, короткочасна зупинка яких призводить до аварійних відключень або розвантаження основних агрегатів станції чи підстанції, порушення нормального технологічного режиму роботи. Такі електроприймачі вимагають особливо надійного живлення. До невідповідальних належать електроприймачі, вихід з ладу яких безпосередньо на технологічний режим не впливає.

До складу ВП ТЕС входять робочі машини, які обслуговують машинне і котельне відділення, а також загальностанційні механізми. У котельному відділенні відповідальними споживачами є димотяги, нагнітальні вентилятори (давачі пилу). До невідповідальних належать зливні та багерні помпи системи гідрозоловилучення, а також електрофільтри.

До відповідальних механізмів машинного відділення належать поглинальні, циркуляційні та конденсаційні помпи, оливні помпи турбін і генераторів, підйомні помпи, газоохолоджувачі генераторів і оливні помпи системи ущільнення валів турбогенераторів, а до невідповідальних – зливні помпи регенеративних обігрівачів,

дренажні помпи, інжекторні, на ТЕЦ також мережеві насоси помпи, конденсатні помпи бойлерів і помпи підживлення тепломережі.

До особливо відповідальних споживачів ВП відмова яких може призвести до ушкодження основних агрегатів, зараховують оливні помпи системи змащування турбогенератора й ущільнення вала турбогенератора.

На ТЕС є багато механізмів загальностанційного призначення, які необхідні для роботи станції, але їх зараховують до невідповідальних. Це споживачі паливозаготівлі і паливопостачання: дробарки, млини для розмелювання вугілля, млинові вентилятори, конвеєри і транспортери паливопостачання і бункерів пилосаводу крани для перевантаження вугілля на складі. До загальностанційних механізмів належать помпи хімоводоочищення і господарського водопостачання.

Вибір схем електропостачання ВП електростанцій здійснюють з врахуванням складу та характеристик електроприймачів, потужності приводних механізмів, вимог до надійності електропостачання окремих груп споживачів [8,9,10]. Електропостачання систем власних потреб електричних станцій забезпечується оптимально, якщо воно здійснюється від енергосистеми та генераторів станції, а надійність – при використанні сучасних швидкодіючих захистів, автоматичного регулювання збудження генераторів, асинхронних електродвигунів з короткозамкненим ротором, раціональної побудови схем електропостачання власних потреб, використанні самозапуску електродвигунів. Для особливо відповідальних споживачів передбачають незалежні джерела енергії (дизель-генератори та акумуляторні батареї). Такий підхід дає змогу створити систему електропостачання власних потреб електричних станцій, яка відповідає сучасним вимогам. Надійність є основною вимогою, яку повинна задовольняти система електропостачання ВП, особливо атомних і теплових електростанцій [11]. Згідно з ПУЕ [12] споживачі системи ВП належать до 1-ї категорії і їх електропостачання повинно забезпечуватися від двох незалежних джерел живлення. Перерва живлення допускається лише на час дії пристроїв автоматичного введення резерву (АВР). Особливо виділяється група електроприймачів, перерва живлення яких пов'язана з небезпекою для життя персоналу або з пошкодженням силового обладнання. Для

електропостачання цієї групи особливо відповідальних споживачів потрібно не менше трьох незалежних джерел живлення – робочого і двох резервних. Система електропостачання ВП повинна бути також економічною. Це означає, що потрібна надійність повинна забезпечуватись при мінімально можливих капіталовкладеннях і витраті електроенергії. Витрата електроенергії в системі ВП входить до складу основних техніко-економічних показників електростанції. В наш час загально визнано, що електропостачання системи ВП електростанцій різних типів може бути забезпечене найбільш просто, економічно і надійно від генераторів електростанції і енергосистеми. Надійність електропостачання забезпечується за виконання таких умов [13, 14]: 1) при застосуванні швидкодіючого релейного захисту, який дозволяє зменшити небезпеку зниження напруги в системі ВП при короткому замиканні (КЗ) у зовнішній мережі і викликаного цим гальмування електродвигунів, таким чином, зменшення продуктивності робочих механізмів; 2) при автоматичному регулюванні збудження генераторів, що забезпечує швидке відновлення нормальної напруги генераторів після вимкнення КЗ; 3) при використанні приводу робочих машин асинхронних електродвигунів з короткозамкненими роторами, які легко розкручуються після короткочасного зниження частоти обертання; 4) при раціональній побудові схем системи електропостачання ВП, в основу яких покладено секціювання з приєднанням групи електроприймачів, які відносяться до кожного агрегату (блоку, котла), до окремої секції розподільного пристрою з окремим робочим трансформатором. Завдяки цьому в мережі ВП короткі замикання спричиняють зниження напруги тільки у відповідній групі електроприймачів. Для особливо відповідальних споживачів ВП передбачають незалежні джерела енергії обмеженої потужності, що забезпечують живлення цієї групи електроприймачів під час повного зникнення напруги на станції. Такими незалежними джерелами енергії можуть бути [13, 15]: а) автономні агрегати з автоматичним пуском, які складаються з первинного двигуна у вигляді дизеля або газової турбіни і синхронного генератора; б) допоміжні генератори, що встановлені на валі головних агрегатів; в) акумуляторні батареї зі статичними перетворювачами. Автономні агрегати потребують для пуску і набору навантаження

декілька хвилин. Тому вони набули застосування на ТЕС і АЕС для приймачів, що допускають таку перерву в подачі електроенергії [16, 17, 18].

На електростанціях переважно використовують два класи напруг ВП: вищу (3; 6 або 10 кВ з ізольованою нейтраллю) – для живлення потужних електроприймачів і нижчу (380/220 В з уземленою нейтраллю) для живлення малопотужних електроприймачів. У системі власних потреб на всіх напругах застосовують схему з одною секційованою системою шин, причому живлення електроприймачів одного елемента на напругах 3-10 кВ і 380/220 В здійснюється блоковою схемою від одного первинного джерела, а резервне – від іншого. Блокове навантаження живиться від робочих трансформаторів ВП енергоблоків, а загальностанційне рівномірно розподіляється між енергоблоками [19, 20, 21,22].

Під час розроблення системи електропостачання ВП принциповим питанням є вибір джерела живлення. Найпростішим вирішенням є схема з безпосереднім зв'язком системи електропостачання ВП з мережею енергосистеми. Недоліком такої схеми є залежність напруги і частоти в системі ВП від режиму енергосистеми. Іншим вирішенням може бути живлення ВП від електрично-непов'язаного з мережею енергосистеми генератора на валу головного агрегата або на валу допоміжної турбіни.

Але автономні джерела енергії або генератори на валу основного агрегату для живлення ВП значно збільшують вартість одиниці встановленої потужності електростанцій, ускладнюють їх експлуатацію і є менш надійними, ніж електропостачання ВП від основного генератора через відпайку. Електропостачання ВП від автономних джерел може виявитись корисним під час аварій, які супроводжуються глибоким зниженням частоти і напруги. Це призводить до припинення подачі води, порушення вакууму турбін, зменшення навантаження і відключення агрегатів. Як наслідок в системі може початись лавиноподібне зниження частоти і напруги. Але автономне джерело не може убезпечити від основної причини – важкої системної аварії – невідповідності між потужністю навантаження і наявною потужністю станцій. Незалежне від мережі живлення ВП може в деяких випадках лише затримати розвиток аварії, але не може їй запобігти.

Кардинальним вирішенням питання є правильне використання засобів системної автоматики і найперше частотного розвантаження [23, 24].

1.2 Схеми живлення власних потреб різних типів електростанцій

Основним джерелом живлення споживачів ВП є генератори і енергосистеми. Виходячи з принципу блоковості, економності, надійності та полегшення умов самозапуску, ланки ВП кожного блоку повинні отримувати живлення від робочого трансформатора ВП (РТВП), приєднаного між виводами генератора та блокового трансформатора (БТ) (рисунки 1.1 та 1.2,а). Резервне живлення здійснюється за допомогою резервних магістралей 6 кВ, під'єднаних до пускорезервних трансформаторів власних потреб (ПРТВП). За наявності вимикача в колі генератора для зменшення кількості комутацій під час запуску і зупинки блоку і для використання робочого трансформатора ВП, як пускового трансформатора, до

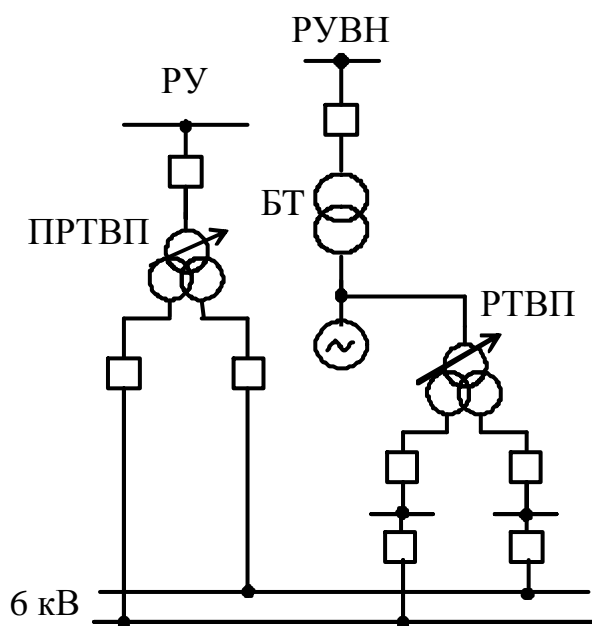


Рисунок 1.1 - Схема ВП 6 кВ КЕС без генераторних вимикачів блоків

робочого трансформатора зазвичай приєднуються в розгалуження між вимикачем і трансформатором блоку.

На деяких атомних електростанціях, обладнаних головними циркуляційними помпами з малими маховими масами, може виявитись доцільним виконати розгалуження так, як показано штриховою лінією на рисунку 1.2,б,в або навіть застосувати два послідовно увімкнених генераторних вимикачі з розгалуженням ВП між ними (рисунок 1.2,г). Очевидно, що вже найближчим

часом необхідно провести ряд заходів, спрямованих на розроблення оптимальних схем живлення систем ВП, в яких буде застосовано мікропроцесорні пристрої, за допомогою яких забезпечиться надійність роботи власних потреб станцій у випадку порушення нормального режиму роботи станції [25, 26, 27].

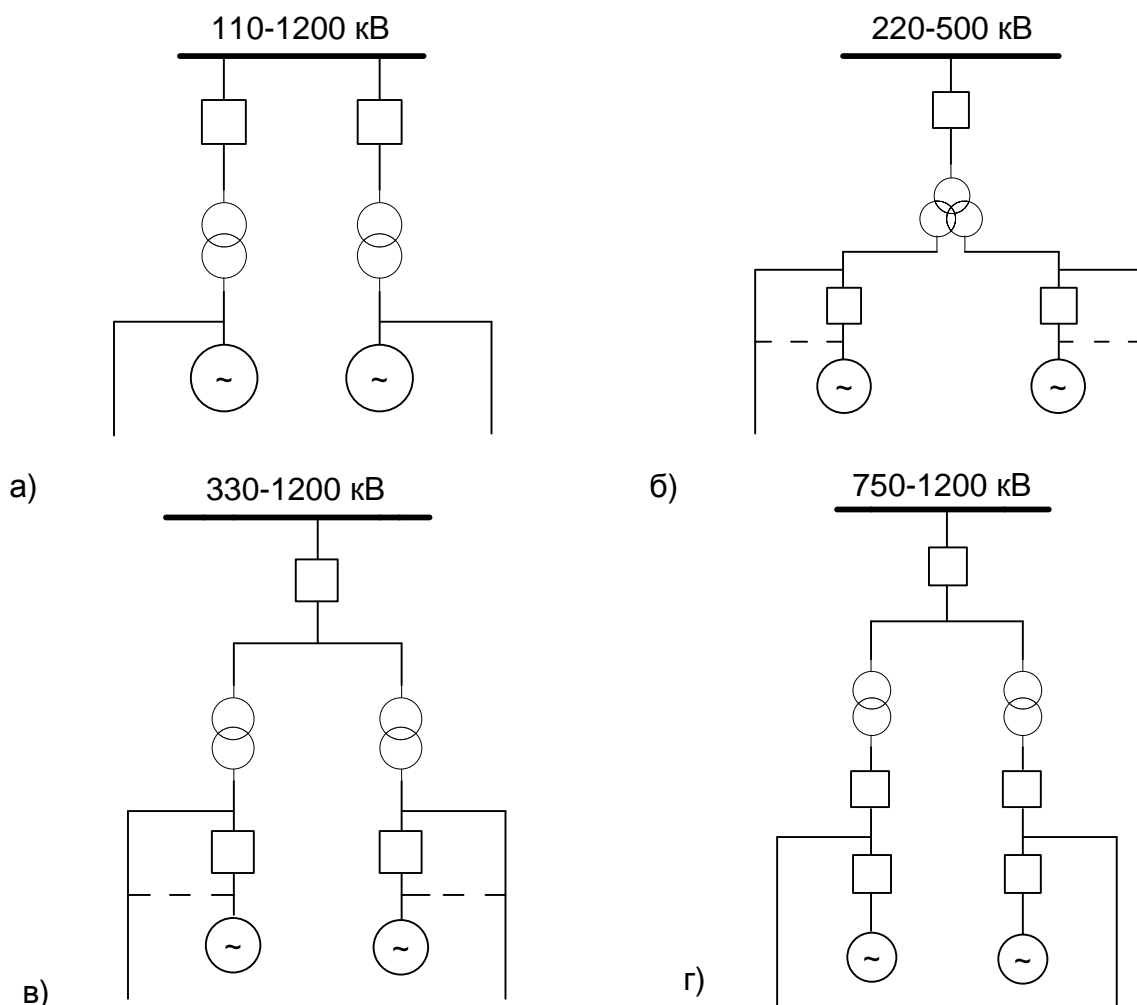


Рисунок 1.2 - Схеми з'єднання робочих трансформаторів власних потреб блокових електростанцій: а - одиночні блоки генератор-трансформатор; б - блоки, об'єднані по електричній частині через трансформатор з розщепленою обмоткою; в, г - блоки включення через загальний вимикач високої напруги

Для вибору джерел живлення і їх порівняльної оцінки, необхідно враховувати навантаження ВП. Величина його залежить від типу електростанції, виду палива і способу його спалювання, параметрів пари, типу турбогенератора і його потужності, наявності турбоприводу в частинах механізмів. Частка електроенергії, яка витрачається на ВП, для сучасних потужних конденсаційних блоків становить: для станцій на вугіллі з електричним приводом усіх механізмів 6-7,5 %; для тих самих станцій на мазуті і газі 2,5-3%. На електростанціях з блоками потужністю 1,2 ГВт і більше з парогенераторами з піддувом з паротурбінним приводом живильних pomp і механізмів з дуттям, частина електроенергії, яка витрачається на ВП, буде менша ще

на 20-40 %. У всіх цих випадках мається на увазі, що турбогенератори працюють на основному збудженні, непов'язаному з електричною мережею ВП.

Потреби електроенергії на ВП газотурбінних установок залежить від їх потужності та режиму роботи. Для агрегатів потужністю більше 25 МВт витрати на ВП становлять під час роботи в базовій частині графіка навантаження 0,4-0,9 %, а під час покриття піків 0,6-1,7 %.

На АЕС через наявність циклу насиченої пари і примусової циркуляції теплоносія через активну зону і проміжний контур витрати енергії на ВП звичайно є більшими, ніж на конденсаційній електростанції тієї ж потужності на органічному паливі [28, 29, 30, 31].

Пускорезервні джерела живлення ВП зазвичай приєднують до розподільних пристроїв електростанції, найближчих підстанцій, до третинних обмоток автотрансформаторів зв'язку. Останнім часом на деяких зарубіжних електростанціях почали встановлювати автономні газотурбінні агрегати для живлення системи ВП в аварійних умовах.

Крім того, на електростанціях усіх типів передбачено незалежні від енергосистеми джерела енергії, які забезпечують зупинку енергоблоків без пошкоджень обладнання і шкідливого впливу на навколишнє середовище при втраті основних і резервних джерел [32]. На гідроелектростанціях і звичайних теплових станціях з цією метою достатньо акумуляторних батарей [10, 33].

На потужних блокових КЕС додатково може знадобитись установка дизель-генераторів невеликої потужності (200-500 кВт).

Усі перераховані види обладнання електростанцій, необхідні для її надійної та економічної роботи, механізми власних потреб з привідними електродвигунами або паровими турбінами, незалежні джерела енергії та відповідні системи управління утворюють систему власних потреб електростанції.

Електрична схема КЕС на генераторній напрузі будується за блоковим принципом з живленням власних потреб блоку від мережі генераторної напруги. Паралельна робота блоків здійснюється на підвищеній напрузі. З урахуванням наявного обладнання і обмежень, які накладаються енергосистемою, блоки

виконуються простими або укрупненими з двохомотковими трансформаторами або з трансформаторами з розщепленою обмоткою низької напруги, а в окремих випадках і з автотрансформаторами. Застосування автотрансформаторів у блоках виправдано лише тоді, коли крім потужності, яка передається з мережі нижчої напруги в мережу вищої напруги, існує постійний перетік потужності з мережі середньої напруги в мережу вищої напруги. Варіанти блокових схем показані на рисунку 1.3.

Для недопущення міжфазних КЗ у мережі генераторної напруги з'єднання генераторів з трансформаторами (АТ) блоків, а також відгалуження до трансформаторів ВП виконують закритими екранованими струмопроводами. Потужність трансформаторів (АТ) блоків узгоджується з потужністю генераторів. Вона повинна забезпечувати видавання всієї енергії, яка виробляється генераторами крім енергії, яка йде на власні потреби, в мережу вищої напруги.

ВП 6 кВ живляться від блокових трансформаторів ВП, які під'єднують до відгалуження між генератором і силовим трансформатором (АТ). Кожний блок потужністю 160 МВт і вище має дві секції ВП 6 кВ. Резервування живлення секцій здійснюється від спарених резервних магістралей 6 кВ, з'єднаних з резервним трансформатором ВП. Під час порушення електропостачання від робочого джерела автоматично (під дією АВР) подається живлення від резервного джерела. Резервні магістралі секціують вимикачами через два, три блоки і за допомогою вимикачів з'єднують з резервними трансформаторами. Згідно з чинними нормами технологічного проектування кількість резервних трансформаторів на КЕС, де блоки не мають генераторних вимикачів приймають: один, якщо кількість блоків 1 або 2; два, якщо кількість блоків 3 або 6; три (один генераторної напруги і не під'єднаний до джерела, але готовий до транспортування і увімкнення в роботу) , якщо кількість блоків 7 або 8.

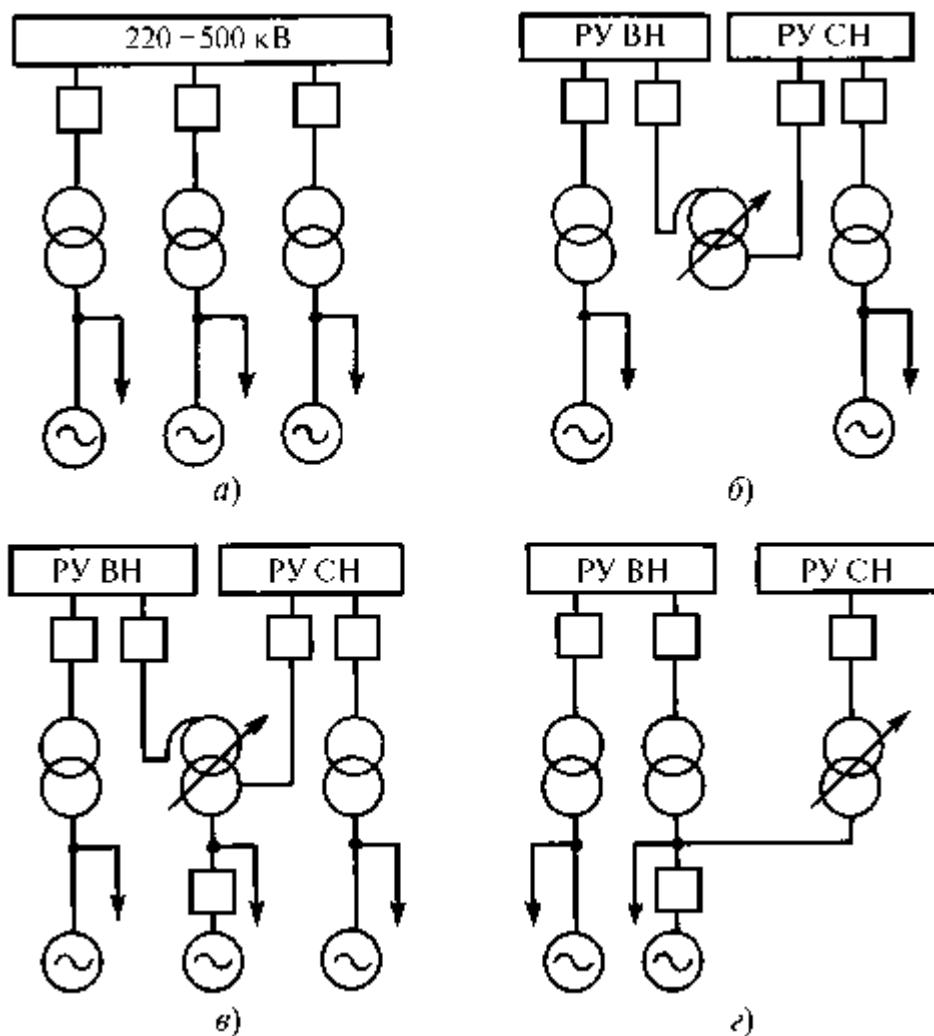


Рисунок 1.3 – Структурні схеми ЕС блокового типу [34]

Для схем, де блоки мають генераторні вимикачі використовують один резервний трансформатор приєднаний до джерела живлення, якщо кількість блоків 1 або 2; один приєднаний до джерела живлення і один неприєднаний трансформатор генераторної напруги, якщо кількість блоків три і більше.

На кожний блок передбачають дві секції ВП 0,4 кВ. Кожна секція також має робоче і резервне живлення, яке подається автоматично. Робоче живлення 0,4 кВ блоку здійснюється від секцій 6 кВ свого блоку, резервне – від секцій 6 кВ будь-якого іншого блоку цієї КЕС.

Зараз, переважно, застосовують дві принципово різні схеми живлення та резервування споживачів ВП КЕС. Потужність робочого трансформатора ВП вибирається за потужністю блокового навантаження з урахуванням частки

загальностанційного навантаження, підключеного до секцій блоку. Якщо загальностанційне навантаження під'єднане в основному до секцій ВП перших двох блоків, то їх РТВП не можуть забезпечити живлення ВП блоку під час пуску і зупинки. Ці функції передаються на ПРТВП, кожний з яких повинен забезпечити заміну РТВП одного блоку і одночасний пуск чи аварійну зупинку іншого блоку.

На КЕС з пускорезервними живильними електропомпами потужність РТВП вибирають за однією з умов:

а) резервний трансформатор повинен забезпечити заміну робочого трансформатора ВП блоку, який працює зі 100% навантаженням (на турбоживильній pompі), з одночасним пуском другого блоку;

б) резервний трансформатор повинен забезпечити заміну РТВП блоку (під час роботи на живильній електропомпі) з одночасним пуском другого блоку або одного котла дубль-блоку.

Резервні трансформатори під'єднують до РУСН КЕС, до обмоток НН автотрансформаторів зв'язку чи до інших незалежних джерел живлення. Вони можуть також під'єднуватись на відгалуженні до блоків з генераторними вимикачами.

Резервний трансформатор повинен забезпечити самозапуск відповідальних механізмів ВП (допускається відключення невідповідальних механізмів) за розрахунковий час перерви живлення (приблизно 2,5 с.), який визначається часом дії релейного захисту, часом вимкнення вимикачів, часом дії системи АВР та характером взаємодії електричних і технологічних захистів і блокувань. Потужність трансформаторів ВП обмежується допустимим рівнем струмів КЗв мережі 6 кВ, що відповідає вимикальній здатності встановлюваних вимикачів. Розрахунковий струм КЗ визначають з урахуванням струму підживлення від електродвигунів.

Для деяких схем характерним є те, що в колі кожного генератора встановлено вимикач і РТВП увімкнений на відгалуженні між цим вимикачем і блоковим трансформатором. Тут РТВП може забезпечити пуск і зупинку свого блоку, тому немає потреби в спеціальних ПРТВП.

Для заміни РТВП залежно від кількості блоків передбачають один або два резервних трансформатори, потужність кожного з яких дорівнює потужності блокового та загальностанційного навантаження на своїх секціях. Цей варіант схеми має певні технічні переваги порівняно зі схемою на рисунку 1.1, але обидва варіанти використовують під час проектування сучасних КЕС. Питання надійності роботи ЕС з такими схемами живлення ВП вимагають додаткового вивчення, аналізу та експлуатаційної перевірки [5, 35].

ТЕС в цілому та електроприймачами власних потреб енергоблоку споживається частина виробленої ним енергії [36].

Електрична частина енергоблоку складається з таких основних елементів:

- енергоблок з турбогенератора та блокового трансформатора;
- робоча (основна) та резервна системи збудження турбогенератора;
- розподільні устави та електроприймачі власних потреб енергоблоку.

РУ ВП 3-6 кВ виконують за схемою з одною системою шин, а кількість секцій дорівнює кількості котлів. На ТЕЦ змішаного типу, тобто з неблоковою (з поперечними зв'язками для пари) і блоковою частинами, кількість секцій в першій частині дорівнює кількості котлів, а в другій – одна-дві секції на блок залежно від потужності блоку. Робоче живлення ВП неблокової частини здійснюється від збірних шин генераторної напруги, а блокової частини – відгалуженнями від відповідних блоків. Резервується живлення ВП від шин генераторної напруги. Кількість резервних джерел – трансформаторів або ліній (якщо напруга на шинах ВП дорівнює генераторній напрузі) на ЕС з поперечними зв'язками залежить від кількості РТВП або ліній: на кожні шість приєднань приймають один резервний трансформатор. При цьому до одної секції шин генераторної напруги (ГРУ) приєднують не більше двох РТВП. Для підвищення надійності електропостачання споживачів ВП робочі та резервні джерела приєднують до різних секцій ГРУ. Якщо на ГРУ є дві системи шин резервне джерело разом з трансформатором зв'язку можна під'єднати до резервної системи шин, а якщо є одна система шин резервне джерело можна під'єднати до відгалуження від трансформатора зв'язку. РТВП повинні без перевантаження забезпечувати живлення всіх споживачів відповідних секцій.

Потужність резервних джерел живлення вибирають з таких міркувань:

а) якщо робочі і резервні джерела під'єднані до шин ГРУ, причому до кожної секції під'єднано одне робоче джерело, то потужність резервного джерела приймають не меншу ніж потужність найбільшого робочого джерела;

б) якщо робочі і резервні джерела під'єднані до шин ГРУ, причому до одної секції під'єднано два робочі джерела, то потужність резервного джерела повинна бути на 50% більшою, ніж потужність найбільшого робочого джерела;

в) якщо робочі джерела під'єднані до відгалужень від блоків без генераторних вимикачів, то потужність резервного джерела повинна бути достатньою для заміни найбільшого робочого джерела й одночасного пуску котла чи турбіни;

г) якщо робочі джерела під'єднані до відгалужень від блоків з генераторними вимикачами, то потужність резервного джерела повинна дорівнювати потужності робочого джерела.

На теплових електростанціях на випадок повної, довготривалої (більше 30-ти хв.) втрати напруги промислової частоти, пов'язаної з аваріями на електростанції чи системними аваріями, передбачається, крім вказаного вище, надійне живлення від неблокової частини станції (якщо вона є), від найближчих електростанцій або від аварійних дизель генераторних або газотурбогенераторних установок таких споживачів: електродвигунів валоповоротних пристроїв, підзарядних агрегатів акумуляторних батарей, апаратури контрольно-вимірювальних приладів, аварійного освітлення.

1.3 Особливості схем електропостачання власних потреб електростанцій

Усі розглянуті схеми не можуть забезпечити надійного живлення ВП, бо при пошкодженнях в генераторах, на шинах ГРУ або в тепломеханічній частини порушується живлення РУВН. Вирішення цієї проблеми хвилює науковців-енергетиків протягом не одного десятиліття [37, 38, 39, 40, 41]. Але, згідно чинних на сьогодні нормативних документів [1, 42, 43] крім робочих джерел повинні передбачатися резервні джерела живлення. Такими джерелами можуть бути трансформатори, приєднані до шин вищої напруги, що мають зв'язок з енергосистемою.

На той рідкісний випадок, коли аварія на електростанції збігається з аварією в енергосистемі і напруга ВП не може бути подана від резервного трансформатора, для найбільш відповідальних споживачів, які забезпечують збереження обладнання в працездатному стані (оливні помпи мастила, ущільнень валу, валоповоротні пристрої тощо), передбачаються акумуляторні батареї та дизель-генератори. Вибір потужності робочих трансформаторів ВП проводиться з урахуванням кількості і потужності споживачів ВП. Точний перелік усіх споживачів визначається під час реального проектування після розробки тепломеханічної частини електростанції і всіх її допоміжних пристроїв [34, 44].

Враховуючи функціональні особливості роботи систем електропостачання власних потреб, описані вище, відзначимо особливості (і вади) традиційних схем електропостачання власних потреб енергоблоків електростанцій.

1. Для забезпечення безперебійного живлення електроприймачів власних потреб та підтримання необхідного рівня напруги на шинах 6-10 кВ розподільних уставів власних потреб робочі трансформатори власних потреб виконують з пристроями регулювання під навантаженням (РПН). Відомо також, що трансформатори з пристроями РПН є значно дорожчими від трансформаторів такої ж потужності без них, а також те, що надійність пристроїв РПН є відносно низькою. Тому, додаткові затрати на пристрої РПН з одного боку покращують регульовальні властивості, а з іншого – погіршують функціональну надійність схем електропостачання власних потреб.

2. Під час короткочасних глибоких знижень напруги в розподільній уставі електростанції та прилеглий до неї електричній мережі пристрої РПН не можуть забезпечити підтримання відповідного рівня напруги на шинах власних потреб, оскільки не призначені для перемикачів у таких режимах. Тому, невід'ємною умовою стає дія автоматичного регулятора збудження (АРЗ) генератора.

3. Для обмеження рівня струмів під час коротких замикань трансформатори власних потреб з номінальною потужністю 25 МВ·А і більше виконують з розщепленими вторинними обмотками, які приєднують до відповідних секцій шин розподільної уставу власних потреб (РУВП). При цьому збільшується

кількість секцій РУВП та, відповідно, комутаційних апаратів у вторинних колах цих трансформаторів, що веде до збільшення вартості схеми живлення власних потреб.

4. При переході з робочого трансформатора власних потреб на пуско-резервний трансформатор власних потреб і навпаки без переривання живлення власних потреб за відсутності генераторних вимикачів у колах генераторної напруги можлива їх короткочасна паралельна робота з неминучим ризиком збільшення струмів короткого замикання у такому режимі. Також, у випадку, коли коефіцієнти трансформації робочого та пуско-резервного трансформаторів неузгоджені, то під час увімкнення цих трансформаторів на паралельну роботу виникає вирівнювальний струм, який може суттєво перевищувати номінальне значення струму робочого трансформатора власних потреб і накладаючись на нього, може призвести до вимкнення робочого трансформатора власних потреб пристроями релейного захисту та автоматики.

5. Під час аварійних знижень напруги в розподільній уставі вищої напруги електростанції чи прилеглий до неї електричній мережі й, особливо, під час зовнішніх відносно енергоблоку коротких замикань, напруга на шинах розподільної устави власних потреб суттєво знижується протягом часу перебігу таких режимів. Внаслідок цього може виникнути необхідність оперативних або автоматичних перемикачів у схемах для переведення електроприймачів власних потреб на резервне живлення [45]. При цьому можливі помилки оперативного персоналу або відмова пристроїв автоматики та комутаційної апаратури, що робить імовірним припинення технологічного процесу виробітку електроенергії загалом.

Отже, сформулюємо одну із задач, яка потребує розв'язання, на прикладі традиційної схеми системи живлення першого ступеня трансформації власних потреб потужних енергоблоків електричних станцій (рисунки 1.4,а). Під час зовнішніх, тобто з боку системи (С) або вищої напруги блокового трансформатора (БТ) коротких замикань (КЗ), напруга на виводах генератора (Г) і шинах власних потреб (ВП) знижується, що негативно впливає на умови роботи їх приймачів, особливо малоінерційних, протягом тривалості КЗ. Чим менший еквівалентний опір

$Z_{кз(Г)}$ ділянки електричного кола від виводів генератора до місця КЗ (рисунок 1.4, б), тим таке зниження є суттєвішим.

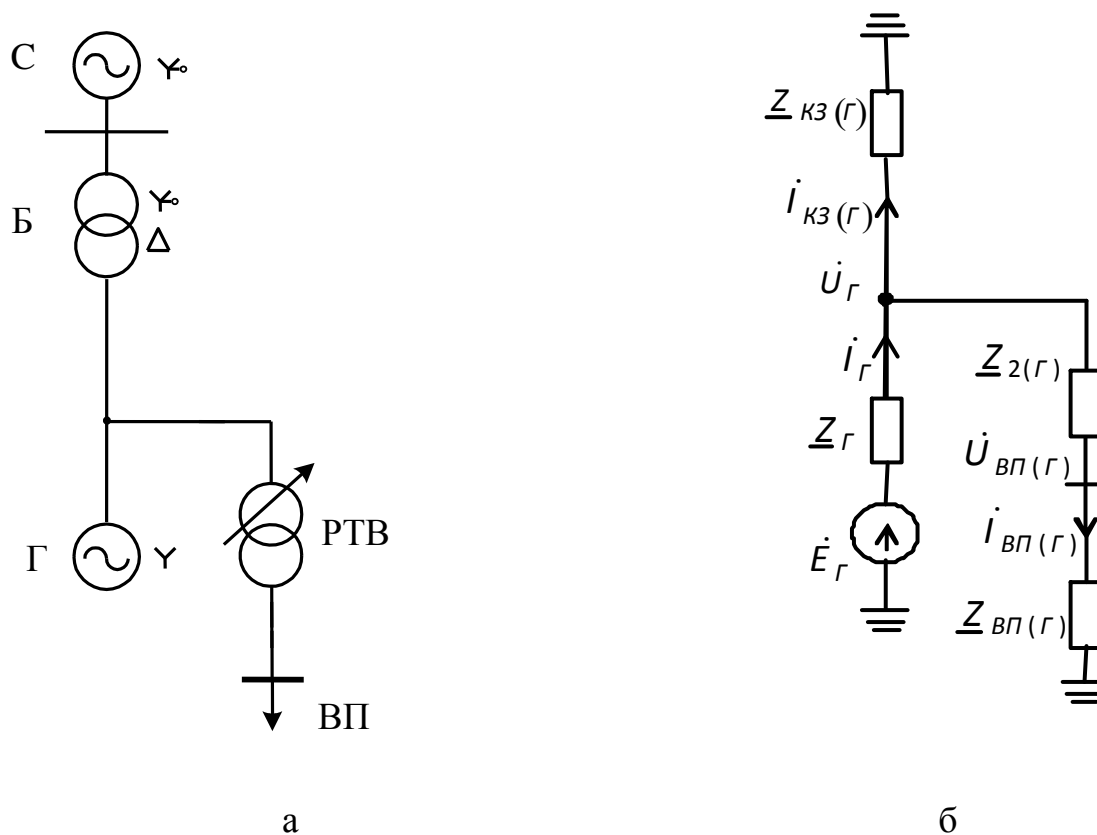


Рисунок 1.4 - Традиційна схема системи електропостачання власних потреб енергоблоку електростанції: а – принципова; б – розрахункова

Заходи, спрямовані на забезпечення безперебійного та надійного живлення електроприймачів ВП та підтримання достатнього рівня напруги на шинах 6–10 кВ РУВП, мають недоліки, описані вище. У [46, 47, 48, 49, 50] запропоновано нові схемо- технічні розв'язання цієї задачі. Так в [48] показано схеми (рисунок 1.5),

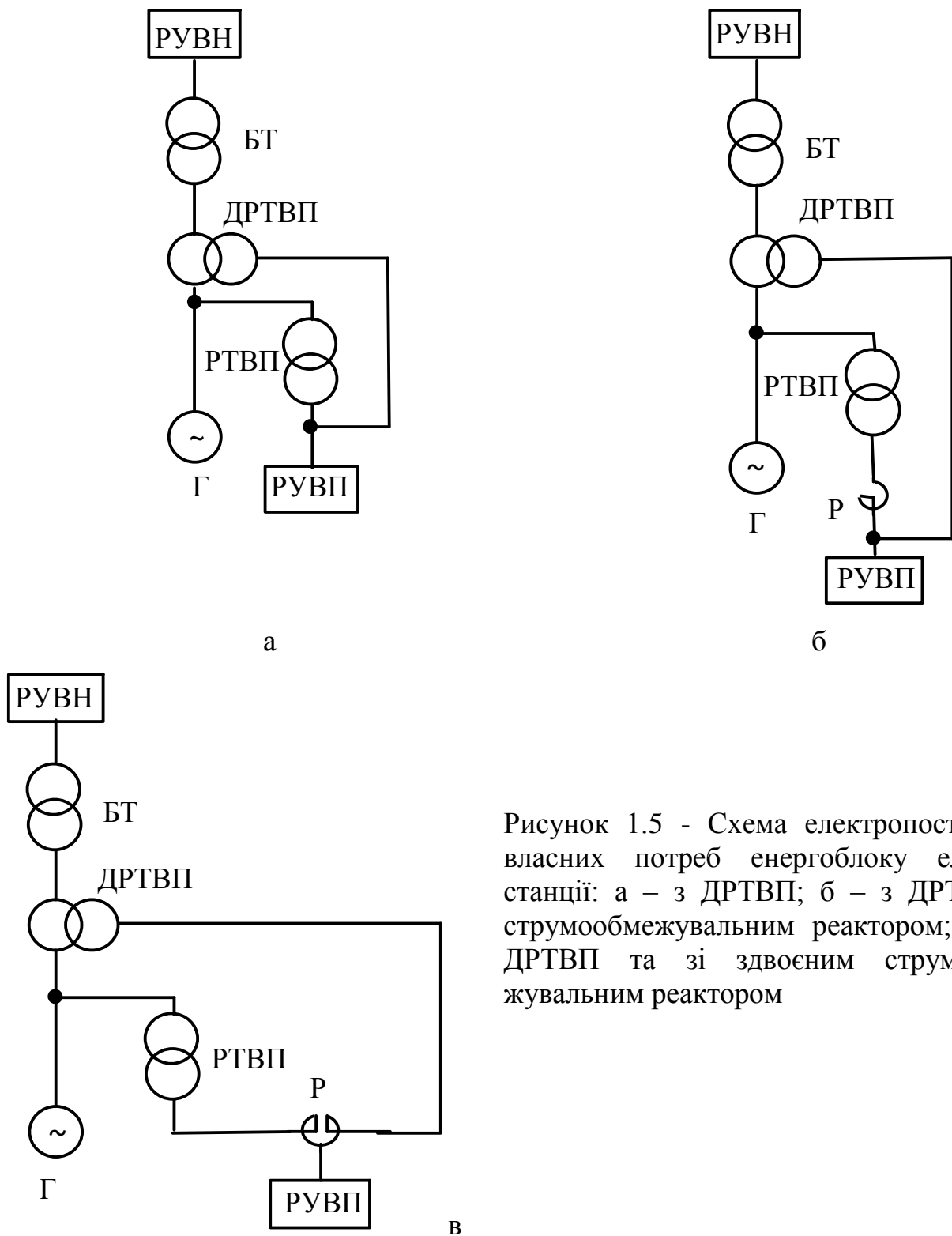


Рисунок 1.5 - Схема електропостачання власних потреб енергоблоку електростанції: а – з ДРТВП; б – з ДРТВП та струмообмежувальним реактором; в – з ДРТВП та зі здвоєним струмообмежувальним реактором

в яких під час будь-яких експлуатаційних режимів енергоблоку, а також під час глибоких знижень напруги в розподільній устатві вищої напруги електростанції або короткого замикання в ній, напруга на шинах власних потреб підтримуватиметься на бажаному для електроприймачів власних потреб рівні.

Зокрема, на рисунку 1.5,а показано схему електропостачання власних потреб енергоблоку електростанції, що містить генератор, лінійні виводи обмотки статора якого приєднані через блоковий трансформатор до розподільної установки електростанції та через робочий трансформатор власних потреб до розподільної установи власних потреб енергоблоку, яка відрізняється тим, що містить додатковий трансформатор власних потреб (ДРТВП), первинна обмотка якого увімкнена послідовно в електричне коло між місцем приєднання первинної обмотки робочого трансформатора власних потреб і лінійними виводами первинної обмотки блокового трансформатора.

На рисунку 1.5,б – схема відрізняється тим, що містить струмообмежувальний реактор (Р), обмотка якого увімкнена послідовно в електричне коло між вторинною обмоткою робочого трансформатора власних потреб і місцем приєднання вторинної обмотки ДРТВП.

На рисунку 1.5, в – схема зі здвоєним струмообмежувальним реактором виконаним з додатковою обмоткою, при цьому одні кінці обмоток реактора приєднані відповідно до вторинних обмоток робочого та додаткового трансформаторів власних потреб, а інші кінці обмоток реактора з'єднані між собою та приєднані до розподільної установи власних потреб енергоблоку.

1.4 Висновки до розділу 1

Проведений аналіз схем систем живлення першого ступеня трансформації власних потреб енергоблоків електричних станцій виявив характерні особливості та недоліки традиційних схем і дав змогу сформулювати такі задачі для дослідження нових схем:

1. Розвинути методи вибору параметрів основного електроустаткування системи живлення ВП ЕБ з додатковим робочим трансформатором власних потреб для забезпечення достатнього рівня напруги на їх шинах.

2. Розробити узагальнену математичну модель двообмоткового трансформатора, придатну для аналізу ustalених режимів за різного з'єднання його обмоток з іншими елементами електричних схем.

3. Експериментами на фізичній моделі підтвердити ефективність системи живлення власних потреб ЕБ з ДРТВП та результати комп'ютерного симулювання її режимів.

4. Здійснити порівняльний аналіз статичної та динамічної стійкості режимів ЕБ з ДРТВП та без нього.

5. Перевірити шляхом комп'ютерного симулювання ефективність застосування ДРТВП для забезпечення достатнього рівня напруги на шинах ВП під час аварійних режимів у зовнішній електричній мережі.

РОЗДІЛ 2

ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СХЕМИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ З ДОДАТКОВИМ РОБОЧИМ ТРАНСФОРМАТОРОМ

2.1 Метод розрахунку параметрів основних елементів схеми з ДРТВП

Одним з недоліків традиційних схем приєднання робочих трансформаторів власних потреб першого ступеня трансформації енергоблоків потужних електростанцій є поширення збурень, що виникають у зовнішній електричній мережі, на мережу електропостачання власних потреб та режими приєднаних до неї механізмів [51]. Для зведення до мінімуму цього фактора застосовують швидкодійний релейний захист, автоматичне регулювання збудження генераторів тощо [51]. Зокрема, перший ступінь захисту мінімальної напруги повинен спрацьовувати за умови зниження напруги на секції нормальної експлуатації до 70 % і нижче від номінального значення і з витримкою часу 0,5 с діяти на вимкнення невідповідальних електродвигунів ВП 6 кВ [51].

Покажемо, що використовуючи параметричний принцип можна синтезувати електричну схему живлення шин ВП, у якій під час зовнішніх трифазних КЗ за довільним еквівалентним опором напруга на шинах ВП підтримуватиметься на бажаному рівні без дії засобів автоматичного регулювання, тобто завдяки природнім параметричним властивостям такої схеми. Виходячи з теорії вирішування винахідницьких задач [52] будемо орієнтуватися на одержання ідеального кінцевого результату, який матиме місце за виконання умови

$$U_{ВП} = U_6 = \text{const}, \quad (2.1)$$

де – $U_{ВП}$, U_6 модуль діючого значення напруги та бажаний рівень напруги на шинах ВП під час зовнішніх трифазних КЗ.

Ідеальним розв'язанням, за якого матиме місце кінцевий результат (2.1), є електрична схема, показана на рисунку 2.1, де до шин ВП під'єднано ідеальне параметричне джерело заданого струму, значення якого забезпечуватиме виконання умови:

$$U_{ВП(\Gamma)} = \sqrt{3} \cdot Z_{ВП(\Gamma)} \cdot I_{ВП(\Gamma)} = \sqrt{3} \cdot Z_{ВП(\Gamma)} \cdot |i_{2(\Gamma)} + j_{(\Gamma)}| = U_{6(\Gamma)} = \text{const}, \quad (2.2)$$

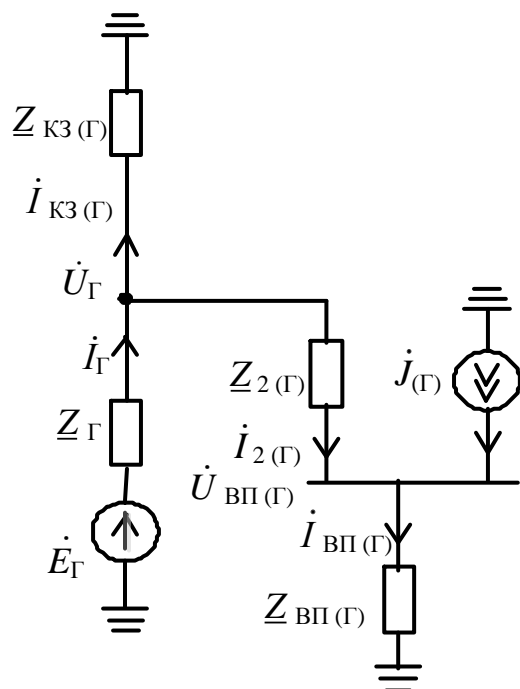


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема живлення електроприймачів власних потреб з додатковим джерелом струму

де $Z_{ВП(Г)}$ – модуль розрахункового опору навантаження; $I_{ВП(Г)}$ – модуль діючого значення струму навантаження ВП; $I_{2(Г)}$ – струм через трансформатор Т2 живлення шин ВП; $J_{(Г)}$ – струм ідеального параметричного джерела заданого струму.

Враховуючи, що найпростішим пристроєм, який однозначно забезпечує бажані співвідношення струмів віток схеми, є трансформатор, доцільно увімкнути його так, щоб значення струму $J_{(Г)}$ визначалося значенням струму $I_{КЗ(Г)}$, вітки з КЗ. Тоді чим більшим буде струм $I_{КЗ(Г)}$ та меншими напруга $U_{(Г)}$ і струм $I_{2(Г)}$, тим більшим буде струм $J_{(Г)}$, що забезпечить виконання умов (2.2) та (2.1).

Електрична схема, яка на основі параметричного принципу в достатній мірі забезпечує реалізацію наведених вище умов і кінцевого результату, показана на рисунку 2.2, а. Тут живлення шин ВП здійснюється через два трансформатори. Трансформатор Т2 (РТВП) увімкнутий за звичною схемою, тобто його первинна обмотка приєднана до виводів генератора Г, а вторинна, в загальному випадку через додатковий реактор Р, – до вимикача В шин ВП. Первинна обмотка трансформатора Т3 (ДРТВП) увімкнена між виводами генератора Г та первинної обмотки блокового трансформатора Т1, а вторинна приєднана до вузла між реактором Р та вимикачем В. У цій схемі трансформатор Т3 працює в режимі заданого навантаженням енергоблоку струму і разом з трансформатором Т2 реалізує параметричний принцип підтримання на бажаному рівні напруги на шинах ВП під час зовнішніх трифазних КЗ за еквівалентним опором прилеглої до ЕБ електричної мережі.

Для енергоблоку з заданими характеристиками основними параметрами, які підлягають визначенню, є коефіцієнти трансформації K_{T2} , K_{T3} трансформаторів T2, T3,

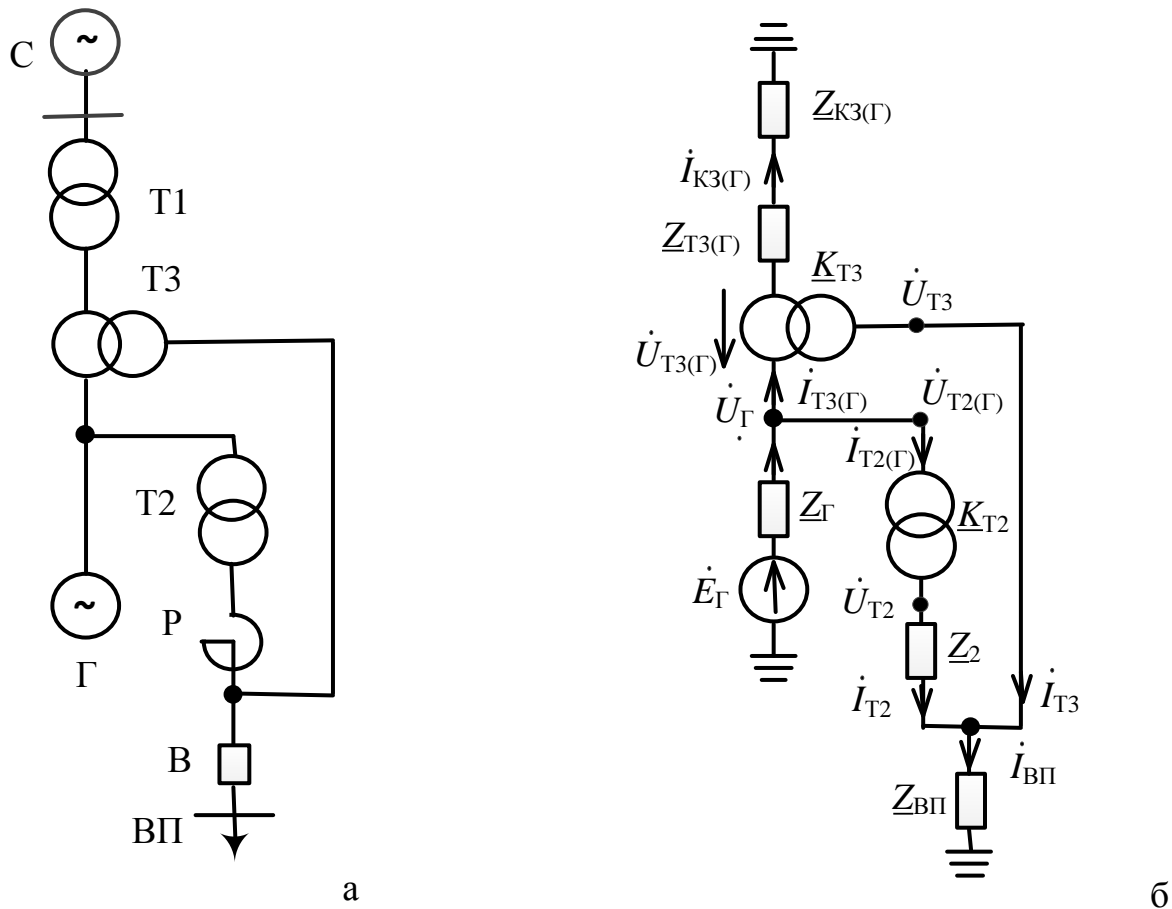


Рисунок 2.2 - Схема електропостачання власних потреб енергоблоку з ДРТВП:

а – принципова; б – розрахункова

відповідно; загальний опір Z_2 гілки, що складається з послідовно з'єднаних опорів Z_{T2} трансформатора T2 і додаткового опору ΔZ_2 реактора P, якщо останнє виявиться необхідним для забезпечення бажаного рівня напруги (2.1). Методика визначення цих основних параметрів базується на розрахунку діючих значень періодичних складових координат режиму під час виникнення зовнішніх КЗ у довільній точці за еквівалентним опором $Z_{K3(G)}$ за таких умов і допущень [53, 54, 55, 56].

1. Значення K_{T2} повинно бути таким, щоб напруга на шинах ВП не перевищувала робочого максимального значення під час будь-яких тривалих усталених робочих режимів, у тому числі й відсутності навантаження на шинах ВП чи вимкненому вимикачі В.

2. Бажаний рівень напруги на шинах ВП під час зовнішніх трифазних КЗ повинен бути близьким до її номінального значення.

3. Потужність $\dot{S}_{ВП}$ навантаження ВП під час режимів зовнішніх трифазних КЗ не змінюється (з урахуванням умови (2)) й дорівнює її передаварійному значенню $\dot{S}_{ВП(0)}$.

4. Під час розрахунку режимів зовнішніх трифазних КЗ не враховуються поперечні елементи заступних схем трансформаторів, що практично не впливає на рівень напруги.

Для спрощення запису виразів з комплексними величинами користуватимемося таким позначенням експоненти з аргументом α :

$$\exp(j\alpha) = \angle \alpha \text{ та } \exp(-j\alpha) = \angle -\alpha.$$

Перша умова дає змогу визначити діапазон можливих значень модуля коефіцієнта трансформації трансформатора Т2

$$0 < K_{T2} \leq U_{ВП\ p,m} / U_{Г\ p,m} \leq 1 \text{ при } U_{ВП\ p,m} \leq U_{Г\ p,m}, \quad (2.3)$$

де $U_{ВП\ p,m}$, $U_{Г\ p,m}$ - робочі максимальні напруги на шинах ВП і виводах генератора.

Другу умову записуємо у так:

$$U_{ВП} = U_{\phi} = K_U \cdot U_{ВП\ ном} \text{ при } K_U \approx 1; \quad (2.4)$$

$$\dot{U}_{ВП} = U_{ВП} \angle \theta_{U_{ВП}}; \quad \dot{U}_{\phi} = U_{\phi} \angle \theta_{U_{\phi}} \text{ при } \theta_{U_{\phi}} = \theta_{U_{ВП}},$$

де $U_{ВП\ ном}$ - номінальне значення напруги ВП; K_U , $\theta_{U_{ВП}}$ - коефіцієнт бажаного рівня напруги на шинах ВП та фактичне значення її аргументу під час режимів зовнішніх трифазних КЗ.

Третя умова (фактично допущення) з урахуванням (2.4) передбачає представлення навантаження ВП гілкою з таким опором $Z_{ВП}$:

$$\underline{Z}_{ВП} = \dot{U}_{ВП} / (\sqrt{3} \dot{I}_{ВП}) = \dot{U}_{ВП}^2 / \dot{S}_{ВП(0)}^* = Z_{ВП} \angle \varphi_{ВП(0)}; \quad (2.5)$$

$$Z_{ВП} = U_{ВП}^2 / S_{ВП(0)} = K_U^2 \cdot U_{ВП\ ном}^2 / S_{ВП(0)},$$

де $\dot{S}_{ВП(0)}$, $S_{ВП(0)}$, $\varphi_{ВП(0)}$ - передаварійні значення потужності навантаження ВП, її модуля та аргументу відповідно.

З урахуванням наведеного вище, на рисунку 2.2, б показана розрахункова схема для аналізу режимів зовнішніх трифазних КЗ. Вираз для обчислення напруги на шинах ВП записуємо в такому вигляді:

$$\dot{U}_{ВП} = \underline{K}_{Т2} \dot{U}_{\Gamma} - \sqrt{3} \underline{Z}_2 \dot{I}_{Т2}. \quad (2.6)$$

Враховуючи, що

$$\dot{I}_{Т2} = \dot{I}_{ВП} - \dot{I}_{Т3} = \dot{I}_{ВП} - \dot{I}_{Т3(\Gamma)} / \underline{K}_{Т3}^* = \dot{I}_{ВП} - \dot{I}_{КЗ(\Gamma)} / \underline{K}_{Т3}^* \quad (2.7)$$

рівняння (2.6) набуває вигляду:

$$\dot{U}_{ВП} = \underline{K}_{Т2} \dot{U}_{\Gamma} + \sqrt{3} \underline{Z}_2 / \underline{K}_{Т3}^* \dot{I}_{КЗ(\Gamma)} - \sqrt{3} \underline{Z}_2 \dot{I}_{ВП}. \quad (2.8)$$

Тут і надалі «*» - це означає спряжена величина.

Під час режимів КЗ (особливо невіддалених) значення струму $I_{КЗ(\Gamma)}$ обчислюємо за допущення $I_{Т2(\Gamma)} \ll I_{КЗ(\Gamma)}$, звідки маємо $\dot{I}_{\Gamma} \approx \dot{I}_{КЗ(\Gamma)}$.

Тоді рівняння (2.8) після перетворень зводиться до вигляду:

$$\dot{U}_{ВП} = \frac{\underline{K}_{Т2} (\underline{Z}_{Т3(\Gamma)} + \underline{Z}_{КЗ(\Gamma)}) + \underline{Z}_2 / \underline{K}_{Т3}^*}{\underline{Z}_{\Gamma} + \underline{Z}_{Т3(\Gamma)} + \underline{Z}_{КЗ(\Gamma)}} (\dot{E}_{(\Gamma)} - \dot{U}_{Т3(\Gamma)}) + \underline{K}_{Т2} \dot{U}_{Т3(\Gamma)} - \sqrt{3} \underline{Z}_2 \dot{I}_{ВП}. \quad (2.9)$$

Аналіз структури рівняння (2.9) показує, що за виконання умови

$$\underline{Z}_2 / \underline{K}_{Т3}^* = \underline{K}_{Т2} \underline{Z}_{\Gamma} \text{ або } \underline{K}_{Т3}^* = \underline{Z}_2 / (\underline{K}_{Т2} \underline{Z}_{\Gamma}), \quad (2.10)$$

одержимо вираз без змінного параметра $\underline{Z}_{КЗ(\Gamma)}$, а саме:

$$\dot{U}_{ВП} = \underline{K}_{Т2} \dot{E}_{(\Gamma)} - \sqrt{3} \underline{Z}_2 \dot{I}_{ВП} = \text{const} \quad (2.11)$$

У (2.11) значення напруги $\dot{U}_{ВП}$ на шинах ВП як за модулем, так і за аргументом не залежить від значення еквівалентного опору, а отже і від місця зовнішнього трифазного КЗ, тобто схема на рисунку 2.2, а практично забезпечує реалізацію кінцевого результату (2.1).

Враховуючи, що індуктивні опори гілок схеми (крім гілки навантаження ВП) значно більші ніж їх активні опори, під час розрахунку режимів КЗ нехтуємо останніми. Це дає змогу спростити вирази (2.11), (2.10) і з незначною похибкою звести їх до вигляду:

$$\dot{U}_{ВП} = \underline{K}_{Т2} \dot{E}_{(\Gamma)} - j\sqrt{3}x_2 \dot{I}_{ВП} = \text{const} \quad (2.12)$$

$$\underline{K}_{T3} = x_2 / (\underline{K}_{T2}^* x_\Gamma). \quad (2.13)$$

Розглянемо особливості визначення параметрів x_2 і $\underline{K}_{T3} = K_{T3} \angle \xi_{T3}$ з (2.12) і (2.13) вважаючи, що для $\underline{K}_{T2} = K_{T2} \angle \xi_{T2}$ відомі його аргумент ξ_{T2} , який визначається групою з'єднання обмоток трансформатора T2 та модуль K_{T2} , який відповідає умові (2.3), бо

$$K_{T2} = U_{T2\text{ном}} / U_{T2\text{ном}(\Gamma)} = U_{T2\text{ном}} / U_{\Gamma\text{ном}} = m_{T2} U_{\text{ВПном}} / U_{\Gamma\text{ном}}, \quad (2.14)$$

де $m_{T2} = 1,05 \sqrt{1,1}$ – згідно зі встановленими номінальними напругами вторинних обмоток трансформатора живлення ВП [4].

Під час наближених розрахунків режимів КЗ для неявнополюсних синхронних генераторів маємо [4], що $x_\Gamma = x_d''$ та

$$E_\Gamma = E_\Gamma'' = \left[(U_{\Gamma(0)} \cos \varphi_{\Gamma(0)})^2 + (U_{\Gamma(0)} \sin \varphi_{\Gamma(0)} + x_d'' I_{\Gamma(0)})^2 \right]^{1/2}, \quad (2.15)$$

де $U_{\Gamma(0)}$, $I_{\Gamma(0)}$, $\varphi_{\Gamma(0)}$ – передаварійні координати генератора в усталеному режимі до виникнення КЗ; x_d'' , E_Γ'' – надперехідні реактанс і ЕРС генератора.

Сумістивши вектор ЕРС генератора з віссю дійсних чисел, тобто $\dot{E}_\Gamma = E_\Gamma$ та поділивши обидві частини (2.12) на напругу $\dot{U}_{\text{ВП}}$ з урахуванням (2.4), (2.5), (2.15), одержимо комплексне рівняння:

$$1 = K_{T2} E_\Gamma'' / U_6 \angle (\xi_{T2} - \theta_{U_{\text{ВП}}}) - jx_2 / Z_{\text{ВП}} \angle -\varphi_{\text{ВП}(0)}, \quad (2.16)$$

розв'язок якого відносно невідомих $\theta_{U_{\text{ВП}}}$ та x_2 має вигляд:

$$\theta_{U_{\text{ВП}}} = \varphi_{\text{ВП}(0)} + \xi_{T2} - \arccos \left(\frac{U_6 \cos \varphi_{\text{ВП}(0)}}{K_{T2} E_\Gamma''} \right); \quad (2.17)$$

$$x_2 = - \frac{Z_{\text{ВП}} \sin(\theta_{U_{\text{ВП}}} - \xi_{T2})}{\cos(\theta_{U_{\text{ВП}}} - \varphi_{\text{ВП}(0)} - \xi_{T2})} = - \frac{K_{T2} Z_{\text{ВП}} E_\Gamma'' \sin(\theta_{U_{\text{ВП}}} - \xi_{T2})}{U_6 \cos \varphi_{\text{ВП}(0)}}. \quad (2.18)$$

З одержаних виразів (2.17) і (2.18) видно, що значення аргументу ξ_{T2} (тобто група з'єднань обмоток трансформатора T2) не впливає на значення реактансу x_2 , бо в (2.18) входить різниця кутів $(\theta_{U_{\text{ВП}}} - \xi_{T2})$. Отже, визначене за (2.18) значення реактансу дає змогу за виразом (2.13) обчислити необхідне значення коефіцієнта трансформації K_{T3} . З (2.13) за прийнятих допущень маємо:

$$\underline{K}_{T3} \underline{K}_{T2}^* = x_2 / x_\Gamma, \quad (2.19)$$

що можливе лише за однакових груп з'єднання обмоток трансформаторів Т3 і Т2, коли аргументи ξ_{T2} та ξ_{T3} їх коефіцієнтів трансформації однакові.

Враховуючи, що виявлена особливість коефіцієнтів трансформації не впливає на значення реактансу x_2 і модуля K_{T3} , а проявлятиметься лише у зміні (на величину ξ_{T2}) аргументів відповідних лінійних напруг і струмів, надалі розглядатимемо схему з нульовою групою з'єднання обмоток трансформаторів Т2 і Т3, для якої маємо:

$$\xi_{T2} = \xi_{T3} = 0; \quad \underline{K}_{T2} = \underline{K}_{T2}^* = K_{T2}; \quad \underline{K}_{T3} = \underline{K}_{T3}^* = K_{T3}. \quad (2.20)$$

Для узагальнення одержаних результатів перейдемо від запису виразів в іменованих одиницях до відносних номінальних. При цьому для елементів з боку генератора за базові величини приймемо номінальні параметри генератора, а з боку ВП – номінальні параметри навантаження ВП. Згідно з (2.5), (2.14), (2.15) одержуємо такі співвідношення:

$$\begin{aligned} Z_{ВП} &= K_U^2 \cdot Z_{ВП\text{ном}}^2 / S_{ВП(0)^*}, \text{ де } S_{ВП(0)^*} = S_{ВП(0)} / S_{ВП\text{ном}}; \\ U_{\Gamma\text{ном}} &= m_{T2} / K_{T2} U_{ВП\text{ном}}; \\ E_\Gamma'' &= E_\Gamma'' U_{\Gamma\text{ном}} = m_{T2} / K_{T2} E_\Gamma'' U_{ВП\text{ном}}; \\ E_\Gamma'' &= \left[(U_{\Gamma(0)^*} \cos \varphi_{\Gamma(0)})^2 + (U_{\Gamma(0)^*} \sin \varphi_{\Gamma(0)} + x_{d^*}'' I_{\Gamma(0)^*})^2 \right]^{1/2}. \end{aligned} \quad (2.21)$$

З урахуванням (2.20), (2.21) комплексне рівняння (2.16) та його розв'язок (2.17), (2.18) мають такий вигляд, відповідно:

$$1 = m_{T2} E_\Gamma'' / K_U \angle -\theta_{U_{ВП}} - j x_2 S_{ВП(0)^*} / K_U^2 \angle -\varphi_{ВП(0)}; \quad (2.22)$$

$$\theta_{U_{ВП}} = \varphi_{ВП(0)} - \arccos \left(\frac{K_U \cos \varphi_{ВП(0)}}{m_{T2} E_\Gamma''} \right); \quad (2.23)$$

$$x_2^* = - \frac{K_U^2 \sin \theta_{U_{ВП}}}{S_{ВП(0)^*} \cos(\theta_{U_{ВП}} - \varphi_{ВП(0)})} = - \frac{K_U m_{T2} E_\Gamma'' \sin \theta_{U_{ВП}}}{S_{ВП(0)^*} \cos \varphi_{ВП(0)}}, \quad (2.24)$$

а значення реактансу x_2 в іменованих одиницях та коефіцієнта трансформації K_{T3} обчислюються за виразами:

$$x_2 = x_2^* \cdot U_{ВП\text{ном}}^2 / S_{ВП\text{ном}}; \quad (2.25)$$

$$K_{T3} = \frac{x_{2*}}{K_{T2} x_{d*}''} \left(\frac{U_{ВП\text{ном}}}{U_{Г\text{ном}}} \right)^2 \frac{S_{Г\text{ном}}}{S_{ВП\text{ном}}} = \frac{x_{2*}}{m_{T2} x_{d*}''} \frac{U_{ВП\text{ном}}}{U_{Г\text{ном}}} \frac{S_{Г\text{ном}}}{S_{ВП\text{ном}}}. \quad (2.26)$$

Звичайно під час проектування вибір основних параметрів елементів схем здійснюється за номінальними режимами енергоблоків. Тоді за умови, що під час виникнення зовнішнього трифазного КЗ бажана напруга на шинах ВП дорівнює її номінальному значенню, вирази (2.23), (2.24) зводяться до найпростішого вигляду:

$$\theta_{U_{ВП}} = \varphi_{ВП\text{ном}} - \arccos \left(\frac{\cos \varphi_{ВП\text{ном}}}{m_{T2} E_{Г*}''} \right); \quad (2.27)$$

$$x_{2*} = - \frac{\sin \theta_{U_{ВП}}}{\cos(\theta_{U_{ВП}} - \varphi_{ВП\text{ном}})} = - \frac{m_{T2} E_{Г*}''}{\cos \varphi_{ВП\text{ном}}} \sin \theta_{U_{ВП}}. \quad (2.28)$$

Наведемо результати визначення основних параметрів K_{T2} , K_{T3} , x_2 схеми живлення шин ВП з ДРТВП стосовно енергоблоку з турбогенератором ТГВ-200М за умов, що параметри передаварійного режиму дорівнюють їх номінальним значенням, а бажана напруга на шинах ВП під час виникнення зовнішнього трифазного КЗ дорівнює її номінальному значенню. Номінальні параметри основних елементів енергоблоку прийняті згідно з [6] при $P_{ВП\text{ном}}=0,08P_{Г\text{ном}}$, $\cos \varphi_{\text{ном}}=0,7$ та $m_{T2}=1,1$.

Розрахунки за виразами (2.27), (2.28), (2.25), (2.26) дали такі значення параметрів:

$$\theta_{U_{ВП}} = -9,839^\circ; x_{2*} = 0,301; x_2 = 0,474 \text{ Ом}; K_{T3} = 5,26. \quad (2.29)$$

За одержаного значення K_{T3} , як показали розрахунки, через трансформатор ТЗ під час номінального режиму енергоблоку пересилатиметься до шин ВП повна потужність $S_{T3}=0,728 \cdot S_{ВП\text{ном}}=16,64 \text{ МВ}\cdot\text{А}$. Враховуючи ряди номінальних потужностей електричних машин і переважальних чисел [16], приймемо такі основні номінальні параметри трансформатора ТЗ:

$S_{T3\text{ном}}=16 \text{ МВА}$; $U_{T3\text{ном}}=6,3 \text{ кВ}$; $u_{кТ3} = 10\%$; $K_{T3}=5,46$. Тут збільшення значення K_{T3} від одержаного в (2.29) до 5,46 зумовлене необхідністю зменшення значення повної потужності, яка пересилатиметься через трансформатор ТЗ до шин ВП під час номінального режиму енергоблоку, до прийнятого номінального

значення потужності цього трансформатора. З метою перевірки виконання умови $U_{ВП}=U_6=\text{const}$ нами за одержаними вище даними були розраховані для схеми рисунка 2.2, б режими зовнішніх трифазних КЗ з боку вищої напруги блокового трансформатора Т1 (рисунок 2.2, а) типу ТДЦ-250000/220, номінальні параметри якого прийняті згідно з [56]. У таблиці наведені результати для п'яти значень еквівалентного реактансу $x_{КЗ(\Gamma)}$ у достатньо широкому їх діапазоні, починаючи з $x_{КЗ(\Gamma)}=x_{Т1(\Gamma)}$, що відповідає КЗ на шинах ВН блокового трансформатора Т1 до $x_{КЗ(\Gamma)}=3x_{Т1(\Gamma)}$, що відповідає віддаленому більш ніж на 100 км місцю КЗ, з кроком $\Delta x_{КЗ(\Gamma)}=0,5x_{Т1(\Gamma)}$.

Таблиця 2.1

$x_{КЗ(\Gamma)} / x_{Т1(\Gamma)}$	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
$U_{ВП}$, кВ	6,055	6,033	6,016	6,004	5,994
$\theta_{U_{ВП}}$, ел.град.	-10,449	-10,45	-10,45	-10,45	-10,45

Аналіз даних таблиці 2.1 повністю підтверджує можливість забезпечення під час зовнішнього трифазного КЗ у довільній точці ЕМ підтримання значення модуля напруги на шинах ВП на бажаному рівні при визначених за наведеною методикою основних параметрах елементів такої схеми: відхилення фактичного значення модуля напруги від бажаного (6 кВ) не перевищує 1,0% в усьому діапазоні зміни значень еквівалентного реактансу до місця КЗ. Розглянутий приклад показав, що одержане в (2.29) необхідне значення реактансу $x_{2*}=0,301$ може бути більшим від значення реактансу розсіювання трансформатора Т2 (залежно від його напруги КЗ та номінальної потужності маємо $x_{Т2*}=0,1\div 0,4$), тобто послідовно з цим трансформатором з боку ВП необхідно буде під'єднати додатковий реактор Р з реактансом $\Delta x_2 > 0$ (рисунок 2.2, а). Наявність такого реактора може призводити до зниження напруги на шинах ВП у нормальних режимах енергоблоку. Для усунення цього недоліку доцільно живлення шин ВП здійснювати від середнього виводу зведеного реактора, який крайніми виводами під'єднаний до відповідних обмоток трансформаторів Т2 і Т3 з боку ВП. При цьому слід узгоджувати значення

основних параметрів з вимогами забезпечення усталених режимів. Ці особливості розглянуті далі.

2.2 Оцінка діапазону зміни рівня напруги на шинах власних потреб

У п.2.1 показано, що забезпечення бажаного рівня напруги на шинах РУВП під час зовнішніх трифазних коротких замикань досягається відповідним вибором значення коефіцієнта трансформації $K_{ТЗ}$ ДРТВП, при цьому залежність між вказаними величинами є нелінійною. Враховуючи, що спосіб представлення навантаження ВП (потужністю чи опором) під час зовнішніх коротких замикань впливає на вигляд згаданої вище нелінійної залежності, розглянемо два граничні випадки (надалі нижній індекс (0) вказує на передаварійні значення відповідних величин):

1. Потужність $\dot{S}_{ВП}$ навантаження ВП дорівнює її передаварійному значенню $\dot{S}_{ВП(0)}$:

$$\dot{S}_{ВП} = \dot{S}_{ВП(0)} = \text{const} \quad (2.30)$$

2. Імпеданс $Z_{ВП}$ навантаження ВП дорівнює його передаварійному значенню $Z_{ВП(0)}$:

$$\underline{Z}_{ВП} = \underline{Z}_{ВП(0)} = \text{const} \quad (2.31)$$

Надалі параметри, значення яких є різними для умов (2.30) і (2.31), позначатимемо верхніми індексами відповідно "s" і "z". Напругу на шинах РУВП характеризуватимемо коефіцієнтом рівня напруги:

$$K_U = U_{ВП} / U_{ВП \text{ ном}}, \quad (2.32)$$

де $U_{ВП}$, $U_{ВП \text{ ном}}$ – фактичне і номінальне значення напруги на шинах РУВП.

Практичний інтерес становить визначення можливого діапазону підтримуваних рівнів напруги K_U на шинах РУВП, обмеженого справа значенням $K_U = K_{U \text{ ном}} = 1$, та відповідного йому діапазону значень коефіцієнта $K_{ТЗ}$ ДРТВП. Це пов'язано з тим, що, як показали попередні дослідження, забезпечення $K_U > 1$ вимагатиме значень $K_{ТЗ}$, близьких до одиниці, а то й менших від одиниці, що неприйнятне за техніко-економічними показниками схеми для нормальних експлуатаційних режимів. Нижче наведена методика визначення згаданих діапазонів.

З урахуванням наведеного вище та викладеного в [53] для першого випадку представлення навантаження ВП за умови (2.30) залежність значення коефіцієнта трансформації $K_{ТЗ}$ ДРТВП від рівня напруги K_U на шинах РУВП та вирази для обчислення її компонентів можна записати так:

$$K_{ТЗ}^S = K_{ТЗ}^S(K_U) = -A^S \cdot K_U \sin \theta_{U_{ВП}}; \quad (2.33)$$

$$\theta_{U_{ВП}} = \varphi_{ВП(0)} - \arccos(B \cdot K_U); \quad (2.34)$$

$$A^S = \frac{m_{ВП}}{x_{d*}'' \cdot \cos \varphi_{ГНОМ}} \cdot \frac{E_{Г*}''}{\alpha_{ВП(0)}} \text{ для } m_{ВП} = \frac{U_{ВПНОМ}}{U_{ГНОМ}}; \quad (2.35)$$

$$B = \frac{1}{m_{Т2}} \cdot \frac{\cos \varphi_{ВП(0)}}{E_{Г*}''} \text{ для } m_{Т2} = \frac{U_{Т2НОМ}}{U_{ВПНОМ}} = 1,05 \vee 1,1 \text{ згідно з [2,4];} \quad (2.36)$$

$$E_{Г*}'' = \sqrt{(U_{Г(0)*} \cdot \cos \varphi_{Г(0)})^2 + (U_{Г(0)*} \cdot \sin \varphi_{Г(0)} + x_{d*}'' \cdot I_{Г(0)*})^2} \quad (2.37)$$

$$U_{Г(0)*} = \frac{U_{Г(0)}}{U_{ГНОМ}}; \quad I_{Г(0)*} = \frac{I_{Г(0)}}{I_{ГНОМ}} = \frac{\alpha_{Г(0)}}{U_{Г(0)*}} \cdot \frac{\cos \varphi_{ГНОМ}}{\cos \varphi_{Г(0)}} \text{ для } \alpha_{Г(0)} = \frac{P_{Г(0)}}{P_{ГНОМ}}; \quad (2.38)$$

$$\alpha_{ВП(0)} = \frac{P_{ВП(0)}}{P_{ГНОМ}} = (0,4 + 0,6 \cdot \alpha_{Г(0)}) \cdot \alpha_{ВПНОМ} \text{ для } \alpha_{ВПНОМ} = \frac{P_{ВПНОМ}}{P_{ГНОМ}} \quad (2.39)$$

та згідно з (2.7) і [54], де $\theta_{U_{ВП}}$ – фактичне значення аргументу напруги на шинах РУВП під час зовнішнього трифазного КЗ; x_{d*}'' , $E_{Г*}''$ – відносні значення надперехідних реактансу й ЕРС неявнополюсного синхронного генератора; $U_{ГНОМ}$, $U_{Т2НОМ}$ – номінальні значення напруг генератора та вторинної обмотки РТВП; $P_{ГНОМ}$, $\cos \varphi_{ГНОМ}$, $I_{ГНОМ}$, $P_{ВПНОМ}$ – номінальні значення активної потужності, коефіцієнта потужності й струму генератора, а також активної потужності навантаження ВП; $P_{Г(0)}$, $P_{ВП(0)}$, $\cos \varphi_{Г(0)}$, $\cos \varphi_{ВП(0)}$, $U_{Г(0)}$, $I_{Г(0)}$ – передаварійні значення активних потужностей і коефіцієнтів потужності генератора й навантаження ВП, а також напруги і струму генератора. Параметри $m_{ВП}$, $m_{Т2}$, $\alpha_{Г(0)}$ є допоміжними проміжними і введені з метою спрощення й узагальнення виразів для обчислення компонентів A (2.35) і B (2.36) для довільних енергоблоків.

Аналіз виразів (2.35) ÷ (2.39) показує, що для обчислення компонентів A^S і B для заданих номінальних параметрів конкретного енергоблоку достатньо мати передаварійні значення його чотирьох параметрів, а саме: $U_{\Gamma(0)}$, $P_{\Gamma(0)}$, $\cos\varphi_{\Gamma(0)}$, $\cos\varphi_{ВП(0)}$. Залежність (2.33) з урахуванням (2.34) зводимо до явного відносно K_U ; вигляду:

$$K_{T3}^S = -A^S \cdot K_U \sin(\varphi_{ВП(0)} \cdot \arccos(B \cdot K_U)), \quad (2.40)$$

де згідно з (2.32), (2.35), (2.36) маємо відповідно $K_U > 0$, $A^S > 0$, $B > 0$.

З рівняння (2.40) з урахуванням (2.33), (2.34) впливає умова існування додатного значення коефіцієнта трансформації K_{T3}^S :

$$K_{T3}^S > 0 \text{ для } \sin(\varphi_{ВП(0)} - \arccos(B \cdot K_U)) < 0, \text{ тобто при } \theta_{УВП} < 0, \quad (2.41)$$

звідки з урахуванням (2.36) одержуємо

$$K_{T3}^S > 0 \quad \text{для} \quad K_U < m_{T2} \cdot E_{\Gamma*}'' > 1, \quad (2.42)$$

тому що $E_{\Gamma*}'' > 1$ для розрахункових передаварійних режимів з параметрами, близькими до їх номінальних значень.

Отже, згідно з (2.40), номінальний рівень напруги на шинах РУВП, тобто $K_U = K_U^S = K_{U_{ном}} = 1$, забезпечуватиметься за такого значення K_{T3min}^S коефіцієнта трансформації K_{T3}^S :

$$K_{T3min}^S = -A^S \cdot \sin(\varphi_{ВП(0)} - \arccos B), \quad (2.43)$$

що відповідає правій межі згаданих вище діапазонів зміни K_U та K_{T3}^S .

Ліва межа діапазонів зміни K_U та K_{T3}^S визначається координатами екстремуму K_{Ue}^S та $K_{T3e}^S = K_{T3max}^S$ залежності (2.40), який, як показано нижче, існує. Для знаходження координат екстремуму слід прирівняти до нуля часткову похідну від (2.42) по K_U , внаслідок чого з урахуванням [57] одержимо рівняння відносно K_{Ue}^S :

$$\begin{aligned} & \sin(\varphi_{ВП(0)} - \arccos(B \cdot K_{Ue}^S)) + K_{Ue}^S \cdot \cos(\varphi_{ВП(0)} - \\ & - \arccos(B \cdot K_{Ue}^S)) \cdot \frac{B}{\sqrt{1 - (B \cdot K_{Ue}^S)^2}} = 0, \end{aligned} \quad (2.44)$$

яке з урахуванням (2.36) і (2.42) має розв'язання за умови:

$$B \cdot K_{Ue}^S < 1, \text{ або } K_{Ue}^S < 1/B > 1 \quad (2.45)$$

та зводиться до вигляду:

$$\begin{aligned} & -\sqrt{1 - (B \cdot K_{Ue}^S)^2} \cdot \sin(\varphi_{\text{ВП}(0)} - \arccos(B \cdot K_{Ue}^S)) = \\ & = B \cdot K_{Ue}^S \cdot \cos(\varphi_{\text{ВП}(0)} - \arccos(B \cdot K_{Ue}^S)). \end{aligned} \quad (2.46)$$

Піднісши ліву та праву частини (2.46) до квадрату та здійснивши відповідні перетворення з урахуванням (2.41) одержимо рівняння:

$$-\sin(\varphi_{\text{ВП}(0)} - \arccos(B \cdot K_{Ue}^S)) = B \cdot K_{Ue}^S, \quad (2.47)$$

розв'язок якого відносно K_{Ue}^S для головних значень кругових функцій [57] з урахуванням (2.36) має вигляд (перша координата екстремуму залежності (2.40) - ліва межа діапазону зміни K_U^S):

$$K_{Ue}^S = K_{U(0)}^S \cdot m_{T2} \cdot E_{\Gamma}'' \quad \text{для } K_{U(0)}^S = \frac{\sqrt{1 - \sin \varphi_{\text{ВП}(0)}}}{\sqrt{2} \cdot \cos \varphi_{\text{ВП}(0)}} \quad (2.48)$$

Значенню K_{Ue}^S , обчисленому за (2.48), відповідають з урахуванням (2.34), (2.36) значення $\theta_{\text{УВПе}}^S$ аргументу $\theta_{\text{УВП}}$ напруги $U_{\text{ВП}}$ на шинах РУВП.

$$\theta_{\text{УВПе}}^S = \varphi_{\text{ВП}(0)} - \arccos\left(\sqrt{\frac{1 - \sin \varphi_{\text{ВП}(0)}}{2}}\right) = -\frac{\pi/2 - \varphi_{\text{ВП}(0)}}{2}, \quad (2.49)$$

а також максимальне значення $K_{T3e}^S = K_{T3\text{max}}^S$ коефіцієнта трансформації K_{T3} ДРТВП

(друга координата екстремуму залежності (2.40) - ліва межа діапазону зміни K_{T3}^S):

$$K_{T3e}^S = K_{T3\text{max}}^S = -A^S \cdot K_{Ue}^S \cdot \sin \theta_{\text{УВПе}}^S \quad (2.50)$$

Отже, для першого випадку представлення навантаження ВП за умови (2.30) діапазони зміни значень параметрів K_U та K_{T3} такі:

$$K_{Ue}^S \leq K_U \leq 1 \quad \text{та} \quad K_{T3e}^S = K_{T3\text{max}}^S \geq K_{T3} \geq K_{T3\text{min}}^S, \quad (2.51)$$

де значення $K_{T3\text{min}}^S$, K_{Ue}^S , $K_{T3e}^S = K_{T3\text{max}}^S$ обчислюються за відповідно (2.43), (2.48), (2.50).

Розглянемо другий випадок представлення навантаження ВП за умови (2.31). Покажемо, що з урахуванням наведеного вище та викладеного в [53] залежність значення коефіцієнта трансформації K_{T3}^Z , ДРТВП від напруги K_U на шинах РУВП матиме вигляд:

$$K_{T3}^Z = K_{T3}^Z(K_U) = -A^Z \cdot \frac{\sin \theta_{UBП}}{K_U} = -K_{U(0)}^2 \cdot A^S \cdot \frac{\sin \theta_{UBП}}{K_U}, \quad (2.52)$$

де умова існування додатних значень $K_{T3} > 0$ збігається з (2.41) або (2.42).

Залежність (2.52) у діапазоні існування додатних значень K_{T3} з урахуванням (2.41), (2.45) є монотонною, бо часткова похідна від K_{T3}^Z по K_U не змінює свого знака, а саме:

$$\frac{\partial K_{T3}^Z}{\partial K_U} = -K_{U(0)}^2 \cdot A^S \frac{B \cdot K_U \cdot \cos \theta_{UBП} - \sqrt{1 - (B \cdot K_U)^2} \cdot \sin \theta_{UBП}}{K_U^2 \cdot \sqrt{1 - (B \cdot K_U)^2}} < 0, \quad (2.53)$$

тобто при зменшенні K_U значення K_{T3}^Z монотонно зростатиме.

Величину K_{T3}^Z для довільного значення K_U можна обчислювати не за (2.52), а через K_{T3}^S , для чого достатньо праву частину (2.52) помножити й поділити на K_U та врахувати (2.33), тобто одержимо:

$$K_{T3}^Z = -\left(\frac{K_{U(0)}}{K_U}\right)^2 \cdot A^S \cdot K_U \cdot \sin \theta_{UBП} = \left(\frac{K_{U(0)}}{K_U}\right)^2 \cdot K_{T3}^S, \quad (2.54)$$

що дає змогу просто обчислити значення K_{T3}^Z через K_{T3}^S для діапазону зміни K_U , вказаному в (2.51).

Загальний вигляд одержаних залежностей $K_{T3} = K_{T3}(K_U)$ в діапазоні $K_{Ue}^S < K_U \leq 1$, зображений на рисунку 2.3, де крива 1 відповідає виразу (2.33) для першого способу представлення навантаження ВП незмінною потужністю за умовою (2.30), а криві 2, 3, 4 – виразам (2.52) або (2.54) для другого способу представлення навантаження ВП незмінним імпедансом за умовою (2.31) для відповідно $K_{Ue}^S \leq K_{U(0)} < 1$, $K_{U(0)} = 1$, $K_{U(0)} > 1$. Аналіз цих залежностей показує, що спосіб представлення навантаження ВП суттєво впливає на діапазон зміни коефіцієнта трансформації K_{T3} ДРТВП. При цьому для

$K_{U(0)} > 1$, що звичайно спостерігається на практиці, значення K_U^Z більше від K_U^S у $(K_{U(0)}/K_U)^2$ разів. Враховуючи, що комплексне навантаження ВП у загальному випадку містить складові, одні з яких відповідають умові (2.30), а інші – умові (2.31), доцільно під час попередніх розрахунків орієнтуватись на діапазон зміни параметра K_{T3}^S , визначений за умови (2.30), що дає менші з можливих значень коефіцієнта трансформації K_{T3} . У цьому випадку наявність складових навантаження ВП, які відповідають умові (2.31), призведе до того, що фактичне значення коефіцієнта рівня напруги K_U на шинах РУВП під час зовнішніх трифазних КЗ буде більшим від значення K_U^S , яке відповідало прийнятому значенню параметра K_{T3}^S .

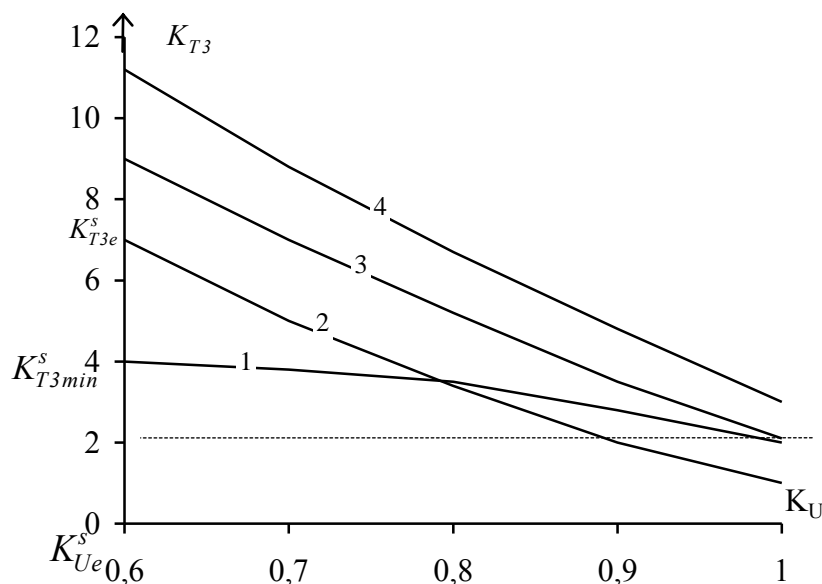


Рисунок. 2.3 - Залежності коефіцієнта трансформації ДРТВП від коефіцієнта рівня напруги на шинах ВП: 1 – навантаження задане незмінною потужністю; 2,3,4 – незмінним опором для відповідно $K_{Ue}^S \leq K_{U(0)} < 1$, $K_{U(0)} = 1$, $K_{U(0)} > 1$

Нижче наведені результати розрахунку діапазонів зміни параметрів K_U , та K_{T3} стосовно енергоблоку з турбогенератором ТГВ-200М, який до виникнення зовнішнього трифазного КЗ працював у номінальному режимі. Параметри, прийняті згідно з [53, 55], такі:

$$U_{\Gamma_{\text{НОМ}}} = 15,75 \text{ кВ}; \quad \cos\varphi_{\Gamma_{\text{НОМ}}} = 0,85; \quad x_d'' = 0,204; \quad U_{\text{ВП}_{\text{НОМ}}} = 6,0 \text{ кВ}; \quad \alpha_{\text{ВП}_{\text{НОМ}}} = 0,08.$$

Для передаварійного режиму маємо:

$$K_{U(0)} = 1; U_{\Gamma(0)^*} = 1; I_{\Gamma(0)^*} = 1; \cos\varphi_{\Gamma(0)} = \cos\varphi_{\Gamma_{\text{НОМ}}} = 0,85;$$

$$\alpha_{\text{ВП}(0)} = \alpha_{\text{ВП}_{\text{НОМ}}} = 0,08; \cos\varphi_{\text{ВП}(0)} = \cos\varphi_{\text{ВП}_{\text{НОМ}}} = 0,7; \varphi_{\text{ВП}_{\text{НОМ}}} = 45,573^\circ.$$

Постійні параметри E''_{Γ^*} , B , $m_{\text{ВП}}$, A^S , обчислені за відповідно (2.37), (2.36), (2.35), мають такі значення:

$$E''_{\Gamma^*} = \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,527 + 0,204 \cdot 1)^2} = 1,121; \quad B = 0,7 / (1,1 \cdot 1,121) = 0,5677;$$

$$m_{\text{ВП}} = 6,0 / 15,75 = 0,381; \quad A^S = 0,381 \cdot 1,121 / (0,204 \cdot 0,85 \cdot 0,08) = 30,789$$

Для випадку представлення навантаження ВП незмінною потужністю згідно з (2.30), тобто $\dot{S}_{\text{ВП}} = \dot{S}_{\text{ВП}(0)} = \dot{S}_{\text{ВП}_{\text{НОМ}}}$, умови (2.42) існування додатних значень та (2.45) наявності максимального значення коефіцієнта трансформації K_{T3} виконуються, бо $K_U^S < 1,1 \cdot 1,121 = 1,233 > 1$ та $K_{Ue}^S < 1 / 0,5677 = 1,761 > 1$. Значення коефіцієнта рівня напруги K_U та аргументу напруги $\theta_{\text{УВП}}$ на шинах РУВП, а також коефіцієнта трансформації K_{T3} ДРТВП такі:

- для правої межі діапазону їх зміни - згідно з (2.34) і (2.43)

$$K_U = K_{U_{\text{НОМ}}} = 1; \theta_{\text{УВП}} = 45,573 - \arccos(0,5677) = -9,837^\circ;$$

$$K_{T3} = K_{T3_{\text{мін}}}^S = -30,789 \cdot \sin(-9,837^\circ) = 5,26;$$

- для лівої межі діапазону їх зміни (точка екстремуму залежності (2.40)) – згідно з (2.48) ÷ (2.50).

Для випадку представлення навантаження ВП незмінним імпедансом згідно з (2.31), тобто $\underline{Z}_{\text{ВП}} = \underline{Z}_{\text{ВП}(0)} = \underline{Z}_{\text{ВП}_{\text{НОМ}}}$, у тому ж діапазоні зміни коефіцієнта рівня напруги K_U , змінюється згідно з (2.56) лише значення параметра K_{T3} для лівої межі діапазону

$$\text{для } K_U = K_{Ue}^S = 0,666, \text{ а саме: } K_{T3} = K_{T3}^Z = \left(\frac{1}{0,666} \right)^2 \cdot 7,725 = 17,477.$$

На рисунку 2.4 зображені для розглянутого енергоблока залежності коефіцієнта трансформації K_{T3}^S і K_{T3}^Z ДРТВП та модуля аргументу $\theta_{\text{УВП}}$ напруги на шинах РУВП від коефіцієнта напруги K_U на шинах РУВП у визначеному за (2.51) діапазоні зміни останнього для першого (2.30) та другого (2.31) випадків представлення навантаження ВП, які підтверджують викладене вище.

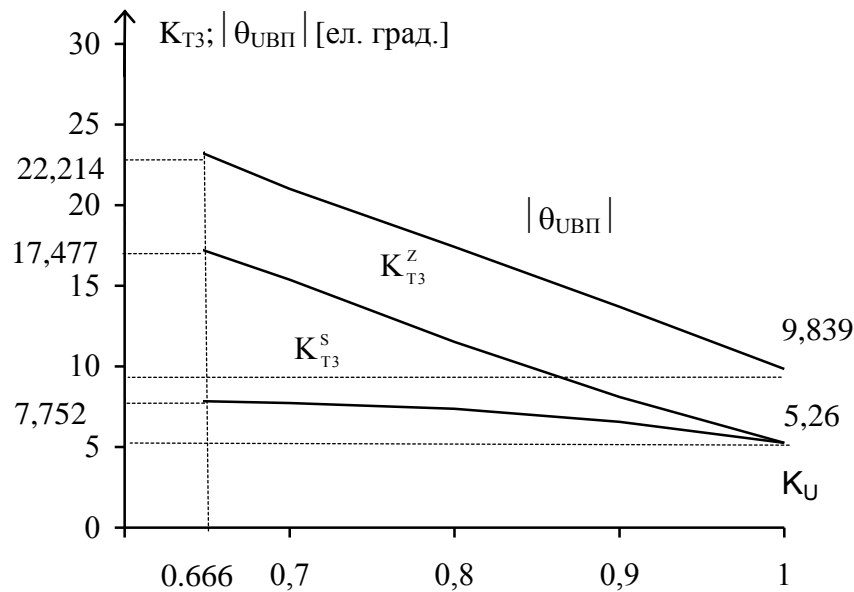


Рисунок 2.4 - Залежності основних параметрів схеми з ДРТВП від коефіцієнта рівня напруги на шинах ВП для ТГВ-200 М

2.3 Оцінка необхідної величини встановленої потужності трансформаторів власних потреб

Під час розроблення традиційних схем електропостачання ВП, один з характерних варіантів яких наведений на рисунок 2.5,а, робочі трансформатори ВП виконують з пристроями РПН, а також враховують, зокрема, можливі пошкодження в прилеглих електричних мережах, які призводять до короткочасного зниження напруги на шинах РУВП до рівня меншого ніж 0,8 від номінального її значення [51].

У п.2.1 показано, що застосувавши додатковий робочий трансформатор ВП, який працює в режимі заданого навантаженням енергоблоку струму, можна створити схему живлення ВП, у якій завдяки притаманним їй природнім властивостям забезпечується підтримання бажаного рівня напруги на системі шин РУВП як у нормальних експлуатаційних режимах, так і під час зовнішніх коротких замикань у прилеглий до енергоблоку електричній мережі [48, 53, 58]. На рисунку 2.5,б зображений один з можливих її варіантів такої схеми. При цьому РТВП і ДРТВП виконують без пристроїв РПН.

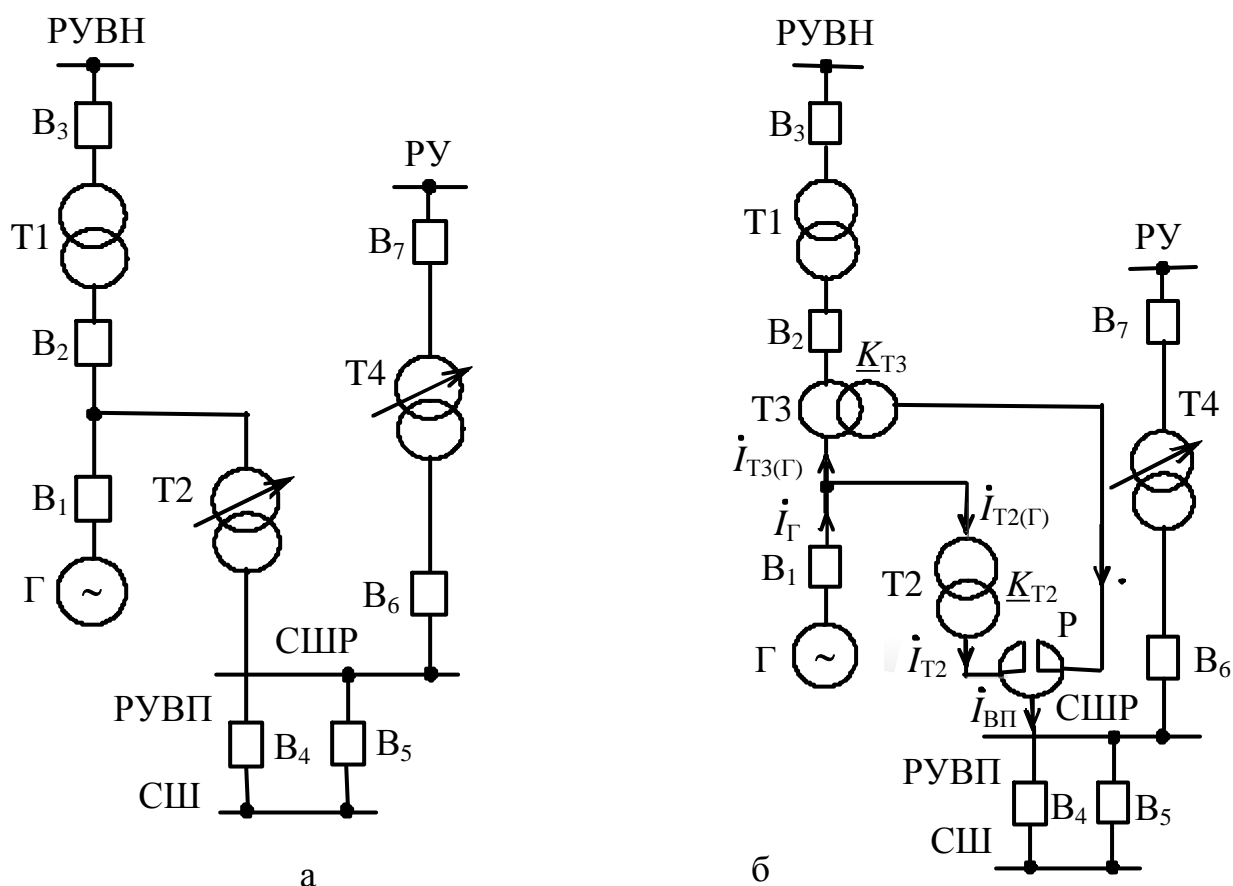


Рисунок 2.5 - Схема електропостачання власних потреб: а - традиційна; б – з ДРТВП

На рисунку 2.5 прийняті такі позначення: Г - генератор; Т1 - блоковий трансформатор (БТ); Т2 - РТВП; Т3 - ДРТВП; Т4 - пускорезервний трансформатор ВП (ПРТВП); Р - здвоєний реактор (в окремих конкретних випадках може мати несиметричні плечі або може бути відсутній); $B_1 \div B_7$ -вимикачі; РУВН - розподільна устава вищої напруги електростанції; РУВП - розподільна устава власних потреб першого ступеня трансформації; РУ - розподільна устава електростанції, від якої живиться ПРТВП (може бути й РУВН); СШ - система шин РУВП; СШР - система шин резервного живлення ВП.

Відомо, що виконання трансформаторів з пристроями РПН (рисунок 2.5, а) збільшує їх вартість у 1,5÷2 рази. Тому техніко-економічні показники схеми на рисунку 2.5, б найперше визначатимуться сумарною установленою потужністю РТВП і ДРТВП, які, як було сказано вище, виконують без пристроїв РПН. Наведений нижче підхід до вибору установленої потужності цих трансформаторів

базується на таких положеннях і допущеннях (необхідні в подальшому позначення параметрів схеми і координат режиму показані на рисунку 2.5, б):

1. Сумарна встановлена потужність S_{Ty} трансформаторів Т2 і Т3 повинна бути мінімальною, тобто:

$$S_{Ty} = S_{T2 \text{ ном}} + S_{T3 \text{ ном}} \Rightarrow \min, \quad (2.55)$$

де $S_{T2 \text{ ном}}, S_{T3 \text{ ном}}$ - номінальні потужності трансформаторів Т2 і Т3 відповідно.

2. У тривалих експлуатаційних режимах перевантаження трансформаторів Т2 і Т3 не допускається [5], тобто:

$$S_{T2 \text{ ном}} \geq S_{T2 \text{ нб}}; \quad S_{T3 \text{ ном}} \geq S_{T3 \text{ нб}}, \quad (2.56)$$

де $S_{T2 \text{ нб}}, S_{T3 \text{ нб}}$ - найбільші з можливих значення потужностей навантаження трансформаторів Т2, Т3 відповідно в розрахункових тривалих експлуатаційних режимах.

3. Згідно зі встановленими номінальними напругами вторинних обмоток трансформаторів живлення ВП [53] модуль K_{T2} коефіцієнта трансформації \underline{K}_{T2} трансформатора Т2 визначаємо так (п.2.2):

$$K_{T2} = m_{T2} \cdot U_{ВП \text{ ном}} / U_{Г \text{ ном}} < 1 \text{ для } U_{ВП \text{ ном}} < U_{Г \text{ ном}} \text{ та } m_{T2} = 1,05 \vee 1,1. \quad (2.57)$$

4. Під час зовнішніх по відношенню до енергоблоку коротких замикань рівень напруги на СШ РУВП у схемі на рисунок 2.5, б повинен бути вищим, ніж у традиційній схемі (рисунок 2.5, а), і забезпечувати роботу електроприймачів ВП протягом часу існування КЗ, що досягається відповідним вибором коефіцієнта трансформації \underline{K}_{T3} трансформатора Т3 [51,55], при цьому:

$$K_{T3} = I_{T3 \text{ ном} (\Gamma)} / I_{T3 \text{ ном}} > 1, \quad (2.58)$$

де $I_{T3 \text{ ном}}, I_{T3 \text{ ном} (\Gamma)}$ - номінальні струми обмоток трансформатора Т3 з боку РУВП та генератора відповідно. При цьому, чим менше значення K_{T3} для незмінного $I_{T3 \text{ ном} (\Gamma)}$, тим вищим буде рівень напруги на СШ РУВП під час зовнішніх КЗ і навпаки [51].

5. Розподіл потужності навантаження ВП між трансформаторами Т2 і Т3 під час режимів видавання генератором Г активної потужності в систему визначається,

в основному, значенням коефіцієнта трансформації \underline{K}_{T3} трансформатора Т3. При цьому, чим менше значення K_{T3} , тим більшим буде завантаження трансформатора Т3 і навпаки.

6. З пунктів 4 і 5 випливає, що умови забезпечення якомога вищого рівня напруги на СШ РУВП під час зовнішніх КЗ та мінімізації сумарної установленної потужності трансформаторів Т2 і Т3 є взаємно протилежні й повинні, в подальшому, узгоджуватися на підставі техніко-економічного порівняння можливих варіантів.

7. Під час визначення в першому наближенні поточкорозподілу в схемі не враховуємо поперечні елементи заступних схем трансформаторів, а також приймаємо, що напруги вузлів схеми в усіх розрахункових тривалих експлуатаційних режимах дорівнюють відповідним номінальним значенням. Це допущення також означає, що потужності і струми, виражені в відносних номінальних одиницях, будуть відповідно однаковими.

Для схеми на рисунок 2.5, б справедливі такі рівняння за першим законом Кірхгофа:

$$\dot{I}_{ВП} - \dot{I}_{T2} - \dot{I}_{T3} = 0; \quad (2.59)$$

$$\dot{I}_{Г} - \dot{I}_{T2(Г)} - \dot{I}_{T3(Г)} = 0, \quad \text{або} \quad \dot{I}_{Г} - \underline{K}_{T2}^* \cdot \dot{I}_{T2} - \underline{K}_{T3}^* \cdot \dot{I}_{T3} = 0. \quad (2.60)$$

Для узагальнення подальшого викладу перейдемо до запису виразів у системі відносних базових одиниць, де за базові величини приймаємо значення номінальної напруги $U_{ВП\text{ ном}}$ та розрахункової (номінальної) потужності $S_{ВП\text{ ном}}$ навантаження ВП, тобто:

$$U_{\delta} = U_{ВП\text{ ном}}; \quad S_{\delta} = S_{ВП\text{ ном}}; \quad (2.61)$$

$$I_{\delta} = S_{\delta} / (\sqrt{3} \cdot U_{\delta}) = S_{ВП\text{ ном}} / (\sqrt{3} \cdot U_{ВП\text{ ном}}) = I_{ВП\text{ ном}}.$$

З урахуванням (2.61) згідно з п.7 справедливі такі співвідношення:

$$\dot{S}_{ВП*} = \dot{I}_{ВП*}; \quad \dot{S}_{T2*} = \dot{I}_{T2*}; \quad \dot{S}_{T3*} = \dot{I}_{T3*}; \quad \dot{S}_{Г*} = \dot{I}_{Г*} \cdot U_{Г\text{ ном}} / U_{ВП\text{ ном}}. \quad (2.62)$$

Поділивши рівняння (2.59), (2.60) на I_{δ} , запишемо їх у такому вигляді:

$$\dot{I}_{T2*} + \dot{I}_{T3*} = \dot{I}_{ВП*}; \quad \underline{K}_{T2}^* \cdot \dot{I}_{T2*} + \underline{K}_{T3}^* \cdot \dot{I}_{T3*} = \dot{I}_{Г*}, \quad (2.63)$$

звідки для заданих значень $\dot{I}_{ВП*}$ та $\dot{I}_{Г*}$ одержимо їх розв'язок відносно струмів $\dot{I}_{Т3*}$ та $\dot{I}_{Т2*}$, а саме:

$$\dot{I}_{Т3*} = (\dot{I}_{Г*} - \underline{K}_{Т2}^* \cdot \dot{I}_{ВП*}) / (\underline{K}_{Т3}^* - \underline{K}_{Т2}^*) = \dot{I}_* / \underline{K}^*; \quad (2.64)$$

$$\dot{I}_{Т2*} = \dot{I}_{ВП*} - \dot{I}_{Т3*} = (\underline{K}_{Т3}^* \cdot \dot{I}_{ВП*} - \dot{I}_{Г*}) / (\underline{K}_{Т3}^* - \underline{K}_{Т2}^*), \quad (2.65)$$

де введені такі позначення додаткових комплексних величин:

$$\dot{I}_* = \dot{I}_{Г*} - \underline{K}_{Т2}^* \cdot \dot{I}_{ВП*} = I_* \angle \varphi_1; \quad \underline{K}^* = \underline{K}_{Т3}^* - \underline{K}_{Т2}^* = K \angle -\xi. \quad (2.66)$$

Розв'язки (2.64), (2.65) з урахуванням (2.66) для більшої наглядності та зручності записуємо відносно модулів і аргументів їх компонентів:

$$I_{Т3*} = I_* / K; \quad \varphi_{1Т3} = \varphi_1 + \xi; \quad (2.67)$$

$$I_{Т2*} = \sqrt{(I_{ВП*} \cdot \cos \varphi_{1ВП} - I_{Т3*} \cdot \cos \varphi_{1Т3})^2 + (I_{ВП*} \cdot \sin \varphi_{1ВП} - I_{Т3*} \cdot \sin \varphi_{1Т3})^2}; \quad (2.68)$$

$$\varphi_{1Т2} = \arctg((I_{ВП*} \cdot \sin \varphi_{1ВП} - I_{Т3*} \cdot \sin \varphi_{1Т3}) / (I_{ВП*} \cdot \cos \varphi_{1ВП} - I_{Т3*} \cdot \cos \varphi_{1Т3})). \quad (2.69)$$

Зазначимо, що з загальних виразів (2.59)÷(2.69) випливає можливість використання в схемі на рисунку 2.5, б трансформаторів Т2 і Т3 з комплексними коефіцієнтами трансформації $\underline{K}_{Т2}$ і $\underline{K}_{Т3}$ відповідно, тобто з неоднаковими групами з'єднання їх обмоток, що потребує окремих досліджень.

Нижче розглядається з ДРТВП з однаковими групами з'єднання обмоток трансформаторів Т2 і Т3, що дає змогу прийняти:

$$\underline{K}_{Т2} = K_{Т2} \angle \xi_{Т2} = K_{Т2} \text{ для } \xi_{Т2} = 0; \quad \underline{K}_{Т3} = K_{Т3} \angle \xi_{Т3} = K_{Т3} \text{ для } \xi_{Т3} = 0. \quad (2.70)$$

За умов (2.70) вирази (2.64)÷(2.66) суттєво спрощуються й розв'язки (2.67) у розгорненій формі матимуть вигляд:

$$I_{Т3*} = \frac{\sqrt{(I_{Г*} \cdot \cos \varphi_{1Г} - K_{Т2} \cdot I_{ВП*} \cdot \cos \varphi_{1ВП})^2 + (I_{Г*} \cdot \sin \varphi_{1Г} - K_{Т2} \cdot I_{ВП*} \cdot \sin \varphi_{1ВП})^2}}{K_{Т3} - K_{Т2}}; \quad (2.71)$$

$$\varphi_{1Т3} = \arctg((I_{Г*} \cdot \sin \varphi_{1Г} - K_{Т2} \cdot I_{ВП*} \cdot \sin \varphi_{1ВП}) / (I_{Г*} \cdot \cos \varphi_{1Г} - K_{Т2} \cdot I_{ВП*} \cdot \cos \varphi_{1ВП})). \quad (2.72)$$

Одержані вирази (2.61), (2.62) та (2.68), (2.69) дають змогу визначити струморозподіл (а отже й поточкорозподіл) усхемі на рисунку 2.5, б для довільних вхідних умов, заданих режимом генератора та навантаження ВП за їх

потужностями, зокрема активними потужностями та коефіцієнтами потужності. Це означає, що для кожного з характерних тривалих експлуатаційних режимів енергоблоку можна в першому наближенні одержати залежності потужностей, які пересилаються до навантаження ВП через трансформатори Т2 і Т3, від значення коефіцієнта трансформації $K_{Т3}$ трансформатора Т3 у визначених попередньо межах його можливої зміни [51, 55]. Далі, прийнявши найбільші з одержаних їхніх значень, тобто $S_{Т2\text{ нб}}$ та $S_{Т3\text{ нб}}$, можна вибрати за (2.56) номінальні потужності $S_{Т2\text{ ном}}$ та $S_{Т3\text{ ном}}$ трансформаторів Т2 і Т3, значення яких забезпечуватимуть умову (2.55) мінімуму їх сумарної установленної потужності $S_{Т\gamma}$.

Під час аналізу характерних експлуатаційних режимів енергоблоку приймаємо потужність навантаження ВП такою, що дорівнює її розрахунковому (номінальному) значенню, що даватиме максимально можливе завантаження трансформаторів Т2 і Т3, тобто з урахуванням п. 7 і (2.61), (2.62) маємо:

$$\begin{aligned} P_{\text{ВП}} &= P_{\text{ВП ном}}; \cos\varphi_{\text{ВП}} = \cos\varphi_{\text{ВП ном}} \text{ для } \varphi_{\text{ВП ном}} > 0; \\ I_{\text{ВП}^*} &= S_{\text{ВП}^*} = 1; \varphi_{\text{I ВП}} \approx -\varphi_{\text{ВП ном}} < 0. \end{aligned} \quad (2.73)$$

За розрахункові слід приймати експлуатаційні режими енергоблоку, під час яких можливе найбільше завантаження кожного з трансформаторів Т2 і Т3 зокрема. Попередній аналіз режимних властивостей наведеної на рисунку 2.5, б схеми показує, що для вибору номінальних значень потужностей трансформаторів Т2 і Т3 за умовами (2.56), (2.55) необхідно розглянути такі три експлуатаційні режими енергоблоку, для яких з урахуванням п. 7 і (2.61), (2.62) одержуємо наступні вхідні умови.

Режим 1 номінального завантаження генератора:

$$\begin{aligned} P_{\Gamma}^{(1)} &= P_{\Gamma\text{ ном}}; \cos\varphi_{\Gamma}^{(1)} = \cos\varphi_{\Gamma\text{ ном}} \text{ для } \varphi_{\Gamma\text{ ном}} > 0; \\ I_{\Gamma^*}^{(1)} &= \frac{I_{\Gamma\text{ ном}}}{I_{\text{ВП ном}}} = \frac{1}{\alpha_{\text{ВП ном}}} \cdot \frac{U_{\text{ВП ном}}}{U_{\Gamma\text{ ном}}} \cdot \frac{\cos\varphi_{\text{ВП ном}}}{\cos\varphi_{\Gamma\text{ ном}}}; \varphi_{\text{I}\Gamma}^{(1)} \approx -\varphi_{\Gamma\text{ ном}} < 0, \end{aligned} \quad (2.74)$$

де $\alpha_{\text{ВП ном}} = P_{\text{ВП ном}}/P_{\Gamma\text{ ном}}$ - номінальне значення коефіцієнта навантаження ВП.

Режим 2 незбудження генератора під час видавання ним активної потужності номінального значення з мінімально допустимим ємнісним коефіцієнтом потужності:

$$P_{\Gamma}^{(2)} = P_{\Gamma \text{ ном}}; \quad \cos \varphi_{\Gamma}^{(2)} = \cos \varphi_{\text{СГ}\partial} \quad \text{для} \quad \varphi_{\text{СГ}\partial} < 0; \quad (2.75)$$

$$I_{\Gamma^*}^{(2)} = \frac{I_{\Gamma}^{(2)}}{I_{\text{ВП ном}}} = \frac{1}{\alpha_{\text{ВП ном}}} \cdot \frac{U_{\text{ВП ном}}}{U_{\Gamma \text{ ном}}} \cdot \frac{\cos \varphi_{\text{ВП ном}}}{\cos \varphi_{\text{СГ}\partial}}; \quad \varphi_{\Gamma}^{(2)} \approx -\varphi_{\text{СГ}\partial} > 0.$$

Режим 3 перед увімкненням генератора на паралельну роботу з системою, або після його вимкнення, коли навантаження ВП живиться від РУВН через трансформатори Т1, Т2, Т3, – для схеми з одним або двома генераторними вимикачами:

$$P_{\Gamma}^{(3)} = 0; \quad Q_{\Gamma}^{(3)} = 0; \quad I_{\Gamma^*}^{(3)} = 0. \quad (2.76)$$

Отже, розрахувавши за (2.71), (2.72), (2.68), (2.69) струморозподіл (потокорозподіл) у схемі на рисунку 2.5, б за умов (2.74), (2.76) кожного з характерних режимів 1÷3 зокрема для заданого наперед діапазону значень коефіцієнта трансформації $K_{\text{Т3}}$ трансформатора Т3, можна вибрати номінальні потужності трансформаторів Т2 і Т3, які задовольнятимуть умови (2.56), (2.55) з забезпеченням виконання умови за п. 4.

Розглянемо застосування наведеного вище підходу на прикладі вибору номінальних значень потужності трансформаторів Т2 і Т3 для схеми енергоблока на рисунку 2.5, б з турбогенератором ТГВ - 200 М, дані якого прийняті згідно з [54, 55]:

$$\begin{aligned} P_{\Gamma \text{ ном}} &= 200 \text{ МВт}; \quad U_{\Gamma \text{ ном}} = 15,75 \text{ кВ}; \quad \cos \varphi_{\Gamma \text{ ном}} = 0,85; \quad \varphi_{\Gamma \text{ ном}} = 31,788^\circ; \\ \cos \varphi_{\text{СГ}\partial} &= 0,96; \quad \varphi_{\text{СГ}\partial} = -16,26^\circ; \quad \alpha_{\text{ВП ном}} = 0,08; \quad P_{\text{ВП ном}} = 0,08 \cdot 200 = 16 \text{ МВт}; \\ U_{\text{ВП ном}} &= 6 \text{ кВ}; \quad \cos \varphi_{\text{ВП ном}} = 0,7; \quad \varphi_{\text{ВП ном}} = 45,573^\circ; \\ S_{\text{ВП ном}} &= P_{\text{ВП ном}} / \cos \varphi_{\text{ВП ном}} = 16 / 0,7 \approx 23 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Значення коефіцієнта трансформації $K_{\text{Т2}}$ трансформатора Т2 прийнято згідно з [55] для $m_{\text{Т2}} = 1,1$ і становить $K_{\text{Т2}} = 1,1 \cdot 6,0 / 15,75 = 0,419$. За попередніми розрахунками згідно з [51] підтримання рівня напруги на СШ РУВП під час зовнішніх трифазних КЗ в діапазоні $(1,0 \div 0,7)$ $U_{\text{ВП ном}}$ можливе для значень

коефіцієнта трансформації K_{T3} трансформатора Т3 в діапазоні $5,26 \div 7,728$ відповідно. Параметри навантаження ВП для всіх розглядуваних режимів однакові, а саме:

$$P_{ВП} = 16 \text{ МВт}, \quad \cos \varphi_{ВП} = 0,7; \quad I_{ВП*} = 1; \quad \varphi_{I_{ВП}} \approx -45,573^\circ.$$

Вхідні умови для характерних режимів наступні.

Режим 1: $P_{Г}^{(1)} = 200 \text{ МВт}, \quad \cos \varphi_{Г}^{(1)} = 0,85; \quad \varphi_{I_{Г}}^{(1)} \approx -31,788^\circ;$

$$I_{Г*}^{(1)} = \frac{1}{0,08} \cdot \frac{6,0}{15,75} \cdot \frac{0,7}{0,85} = 3,922.$$

Режим 2: $P_{Г}^{(2)} = 200 \text{ МВт}, \quad \cos \varphi_{Г}^{(2)} = 0,96; \quad \varphi_{I_{Г}}^{(2)} \approx 16,26^\circ;$

$$I_{Г*}^{(2)} = \frac{1}{0,08} \cdot \frac{6,0}{15,75} \cdot \frac{0,7}{0,96} = 3,472.$$

Режим 3: $S_{Г}^{(3)} = 0; \quad I_{Г*}^{(3)} = 0.$

Результати розрахунків струморозподілу (потокорозподілу) показані на рисунку 2.6 у вигляді залежностей $S_{T2*}^{(i)} = S_{T2*}^{(i)}(K_{T3})$ та $S_{T3*}^{(j)} = S_{T3*}^{(j)}(K_{T3})$, де i, j - індекси режимів 1, 2, 3 відповідно.

Аналіз результатів показав наступне. Трансформатор Т2 найбільше завантажений у режимі 3, а трансформатор Т3 - у режимі 1, тобто: $S_{T2 \text{ нб}*}(K_{T3}) = S_{T2*}^{(3)}(K_{T3})$ та $S_{T3 \text{ нб}*}(K_{T3}) = S_{T3*}^{(1)}(K_{T3})$, при цьому завантаження трансформатора Т2 у визначальному для нього режимі 3 близьке до одиниці й практично не залежить від значення коефіцієнта трансформації K_{T3} трансформатора Т3. Наведена на цьому ж рисунку залежність суми найбільших потужностей навантаження трансформаторів Т2 і Т3, а саме $S_{T\Sigma*}(K_{T3}) = S_{T2 \text{ нб}*}(K_{T3}) + S_{T3 \text{ нб}*}(K_{T3})$, дає уяву про найбільше необхідне значення сумарної установленної потужності цих трансформаторів. З урахуванням рядів номінальних потужностей трансформаторів [54] умови (2.56) виконуватимуться, якщо прийняти: $S_{T2 \text{ ном}} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ або $S_{T2 \text{ ном}*} = 1,09 > S_{T2 \text{ нб}*}(K_{T3})$ - в усьому заданому діапазоні зміни значень параметра K_{T3} , що відповідає значенню номінальної потужності трансформатора Т2 для традиційної схеми на рисунку 2.5, а;

$S_{T3\text{ ном}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ або $S_{T3\text{ ном}^*} = 0,7 > S_{T3\text{ нб}^*}(K_{T3})$ - для значень $K_{T3} > 5,5$, тобто для більшої частини діапазону зміни параметра K_{T3} .

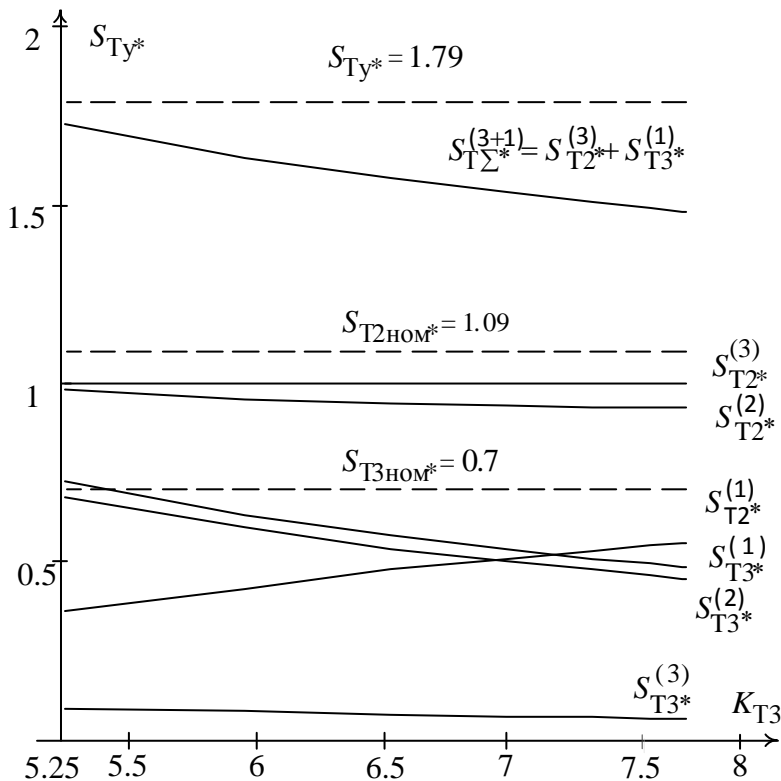


Рисунок 2.6 - Залежності розподілу потужностей між трансформаторами T2 і T3 від коефіцієнта трансформації K_{T3}

Відповідні необхідні значення номінальних потужностей трансформаторів T2 і T3 та їх сумарної установленної потужності, яка згідно з (2.55) дорівнює $S_{T\Sigma} = 25 + 16 = 41 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ або $S_{T\Sigma^*} = 1,09 + 0,7 = 1,79$, показані на цьому ж рисунку 2.6 штриховими горизонтальними лініями. При цьому, відношення сумарної установленної потужності $S_{T\Sigma}$ трансформаторів T2 і T3 до номінальної потужності $S_{T2\text{ ном}}$ трансформатора T2 становить $S_{T\Sigma} / S_{T2\text{ ном}} = 41/25 = 1,64$. Це означає, що вартість двох трансформаторів T2, T3 без пристроїв РПН у схемі на рисунку 2.5, б практично така ж як і вартість одного трансформатора T2 з пристроєм РПН у традиційній схемі на рисунку 2.5, а, що підтверджує можливість розгляду схеми з ДРТВП як альтернативного за техніко-економічними показниками варіанту, порівняно з традиційними схемами живлення ВП енергоблоків.

Слід також зазначити, що на вибір характерних експлуатаційних режимів, а отже і на величину сумарної установленної потужності S_{Ty} трансформаторів Т2 і Т3 у схемі на рисунка 2.5, б, суттєво впливають як наявність чи відсутність генераторних вимикачів B_1 , B_2 , так і функційне призначення енергоблоку електростанції в покритті графіка активного навантаження енергосистеми та ступінь його залучення до регулювання балансу реактивної потужності. Наприклад, за відсутності в схемі рисунка 2.5, б генераторних вимикачів B_1 , B_2 та за умови, що енергоблок призначений лише для роботи в базовій частині графіка активного навантаження енергосистеми з координатами режиму турбогенератора Γ , близькими до їх номінальних значень та індуктивним коефіцієнтом потужності, режим 3 відсутній, а режим 2 не виникатиме. Отже, для обох трансформаторів Т2 і Т3 розрахунковим буде режим 1. Якщо, при цьому, обмежитися бажаним рівнем напруги на СШ РУВП під час зовнішніх трифазних КЗ в діапазоні $(0,8 \div 0,85) U_{ВП\text{ ном}}$, що згідно з [58] матиме місце для $K_{T3} = 7,372 \div 7,027$, то для розглянутого вище енергоблоку з турбогенератором ТГВ - 200 М з рисунка 2.6 впливає, що величина сумарної установленної потужності обох трансформаторів Т2 і Т3 без пристроїв РПН у схемі системи живлення власних потреб з ДРТВП (рисунок 2.5, б) може бути прийнятою $S_{Ty*} \approx 1,1$, тобто практично дорівнюватиме номінальній потужності трансформатора Т2 з пристроєм РПН у традиційній схемі (рисунок 2.5, а).

2.4 Методика оцінки втрат активної потужності в схемах живлення власних потреб

Потужні блокові теплові та атомні електростанції є і на тривалу перспективу залишатимуться основними джерелами електроенергії. Вплив таких електростанцій на надійність і економічність функціонування електроенергетичних систем, а отже й на надійність електропостачання споживачів електроенергії є визначальним. Саме тому задача підвищення надійності й економічності роботи таких електростанцій і надалі залишатиметься актуальною.

Відомо, що умови функціонування енергоблоків потужних ТЕС і АЕС в значній мірі визначаються надійністю електропостачання електроприймачів їх власних потреб як в тривалих експлуатаційних, так і в аварійних режимах [51]. Поряд з традиційними схемами систем електропостачання ВП енергоблоків [13,51] запропоновані нові схемно-технічні вирішення їх електричної частини [48,53]. Одним з важливих факторів, які завжди беруть до уваги під час техніко-економічного порівняння традиційних і нових вирішень, є рівень втрат активної потужності в таких схемах, особливо з урахуванням світових тенденцій щодо ефективного використання енергоносіїв. Якщо для електричних мереж оцінювання рівня втрат активної потужності здійснюють для режиму максимального навантаження, то для енергоблоків потужних електростанцій, які звичайно працюють в базисі графіка навантаження, таку оцінку доцільно проводити для їх тривалого експлуатаційного режиму з параметрами, близькими до їх номінальних значень.

Проведений аналіз вказує на необхідність порівняльної оцінки ефективності нових схемно-технічних вирішень електричної частини енергоблоків електростанцій [48, 53] за рівнем втрат активної потужності відносно таких втрат у традиційних схемах.

На рисунку 2.7 зображені принципові схеми електропостачання ВП енергоблоку (як на рисунку 2.5, але без комутаційних апаратів та резерву): а – один з варіантів традиційних схем (СТ) [13, 51]; б – один з варіантів нових схем з додатковим робочим трансформатором ВП (СН) [48, 53]. Здвоєний реактор за конкретних обґрунтованих умов може бути одинарним або відсутнім.

Розподіл навантаження ВП між РТВП і ДРТВП, в основному, визначається значенням коефіцієнта трансформації ДРТВП. Як видно з рисунка 2.7, в загальному випадку СН порівняно зі СТ містить два нові елементи – ДРТВП (Т3) та реактор (Р). Якщо в СТ втрати активної потужності мають місце лише в БТ (Т1) та РТВП (Т2), то в СН – також в ДРТВП та в реакторі.

У першому наближенні оцінку рівня втрат активної потужності можна виконати за припущення, що напруги вузлів електричних схем на рисунку 2.7 дорівнюють відповідним номінальним значенням.

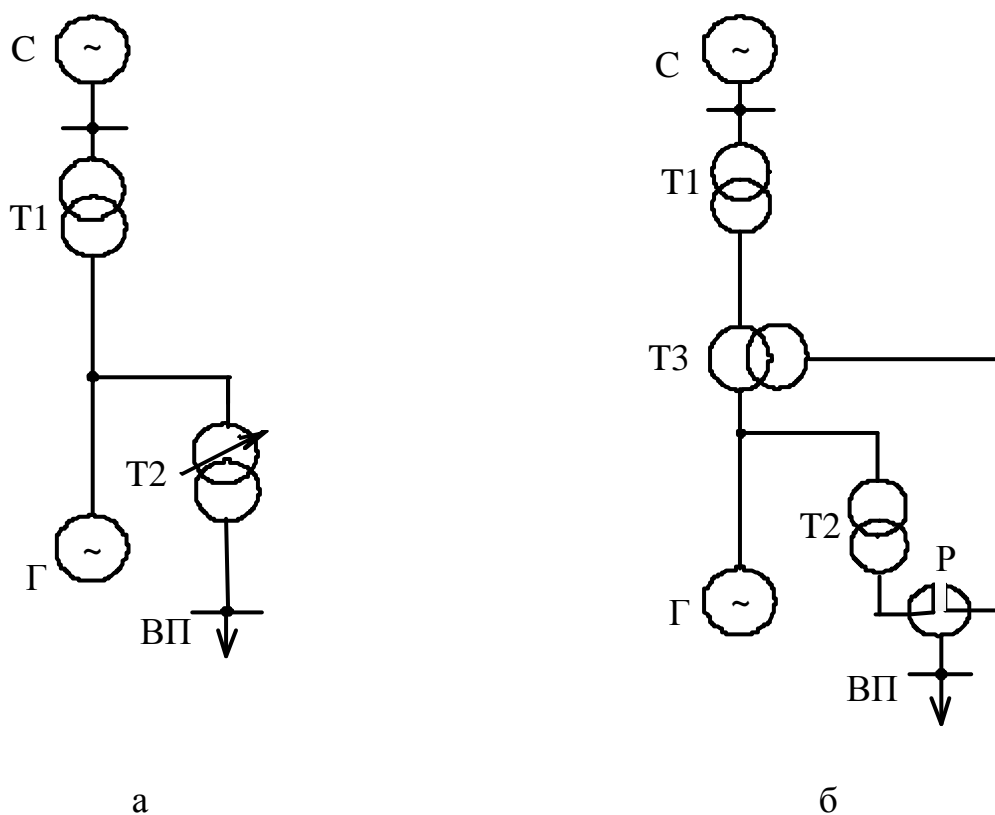


Рисунок 2.7 - Принципові схеми електропостачання власних потреб енергоблоку:
а - традиційна (СТ); б - з додатковим робочим трансформатором власних пореб (СН)

Враховуючи, що СН (рисунок 2.7, б) містить всі елементи СТ (рисунок 2.7, а), розглянемо методику і робочі формули для обчислення втрат потужності саме для СН. Тоді для обчислення втрат потужності у СТ достатньо використати лише формули та їх складові для наявних у цій схемі елементів.

Зазначені вище характерні режимні властивості СН та неоднаковість, в загальному випадку, значень коефіцієнтів потужності генератора і навантаження ВП зумовлюють, на відміну від традиційних схем, необхідність використання під час обчислення втрат активної потужності як модулів струмів, так модулів і складових повних потужностей відповідних елементів. Надалі використовуватимемо загально прийняті позначення координат режиму і параметрів схеми, що не вимагатиме додаткових пояснень.

Найбільші втрати активної потужності в СН матимуть місце за наявності зведеного реактора. Однакове струмове завантаження гілок цього реактора, що відповідатиме мінімальному значенню його еквівалентного реактансу, досягається відповідним вибором параметрів схеми і теоретично забезпечуватиметься за умови рівності струмів \dot{I}_{T2} та \dot{I}_{T3} вторинних обмоток РТВП та ДРТВП. Однак, як показали попередні дослідження, за різних значень коефіцієнтів потужності генератора та навантаження ВП на практиці можна забезпечити лише рівність модулів цих струмів з певною мінімальною різницею їх аргументів. При цьому матиме місце таке співвідношення:

$$I_P = I_{T2} = I_{T3} = K_I \cdot I_{\text{ВПном}} / 2, \text{ де } K_I > 1.$$

З урахуванням викладеного за номінальних значень потужностей генератора і навантаження ВП та відомих паспортних даних елементів СН зі зведеним реактром (рисунком 2.7,б) алгоритм методики й робочі формули обчислення втрат потужності матимуть наведений нижче вигляд. При цьому рівень втрат активної потужності у СН буде максимальним.

1. Втрати потужності в зведеному реакторі:

$$\Delta P_P = 3 \cdot \Delta P_{P\phi} = 3 \cdot \Delta P_{P\phi.\text{ном}} \cdot \left(\frac{2 \cdot I_P}{2 \cdot I_{P\text{ном}}} \right)^2; \quad (2.77)$$

$$\Delta Q_P = 3 \cdot \Delta Q_{P\phi} = 3 \cdot 2 \cdot x_{0,5P} \cdot I_P^2. \quad (2.78)$$

2. Втрати потужності в РТВП:

$$\Delta P_{T2} = \Delta P_{xT2} + \Delta P_{kT2} \cdot \left(\frac{I_{T2}}{I_{T2\text{ном}}} \right)^2; \quad (2.79)$$

$$\Delta Q_{T2} = \Delta Q_{xT2} + 3 \cdot x_{T2} \cdot I_{T2}^2 = \frac{I_{xT2}}{100} \cdot S_{T2H2H} + 3 \cdot \frac{u_{kT2}}{100} \cdot \frac{U_{T2H2H}^2}{S_{T2H2H}} \cdot I_{T2}^2. \quad (2.80)$$

3. Втрати потужності в ДРТВП:

$$\Delta P_{T3} = \Delta P_{xT3} + \Delta P_{kT3} \cdot \left(\frac{I_{T3}}{I_{T3\text{ном}}} \right)^2; \quad (2.81)$$

$$\Delta Q_{T3} = \Delta Q_{xT3} + 3 \cdot x_{T3} \cdot I_{T3}^2 = \frac{I_{xT3}}{100} \cdot S_{T3\text{НОМ}} + 3 \cdot \frac{u_{кT3}}{100} \cdot \frac{U_{T3\text{НОМ}}^2}{S_{T3\text{НОМ}}} \cdot I_{T3}^2. \quad (2.82)$$

4. Втрати потужності в БТ:

$$P_{T1} = P_{\Gamma\text{НОМ}} - P_{ВП\text{НОМ}} - \Delta P_{T2} - \Delta P_{T3} - \Delta P_P; \quad (2.83)$$

$$Q_{T1} = Q_{\Gamma\text{НОМ}} - Q_{ВП\text{НОМ}} - \Delta Q_{T2} - \Delta Q_{T3} - \Delta Q_P. \quad (2.84)$$

$$S_{T1} = \sqrt{P_{T1}^2 + Q_{T1}^2}; \quad (2.85)$$

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_{xT1} + \Delta P_{кT1} \cdot \left(\frac{I_{T1}}{I_{T1\text{НОМ}}} \right)^2; \quad (2.86)$$

$$\Delta Q_{T1} = \Delta Q_{xT1} + 3 \cdot x_{T1} \cdot I_{T1}^2 = \frac{I_{xT1}}{100} \cdot S_{T1\text{НОМ}} + \frac{u_{кT1}}{100} \cdot \frac{S_{T1}^2}{S_{T1\text{НОМ}}}. \quad (2.87)$$

5. Втрати активної потужності в елементах системи електропостачання ВП енергоблока:

$$\Delta P_{ВП} = \Delta P_{T2} + \Delta P_{T3} + \Delta P_P. \quad (2.88)$$

$$\Delta Q_{ВП} = \Delta Q_{T2} + \Delta Q_{T3} + \Delta Q_P. \quad (2.89)$$

6. Втрати активної потужності в елементах електричної частини енергоблока:

$$\Delta P_{ЕЧ} = \Delta P_{ВП} + \Delta P_{T1}. \quad (2.90)$$

$$\Delta Q_{ЕЧ} = \Delta Q_{ВП} + Q_{P_{T1}}. \quad (2.91)$$

Для СН на рисунку 2.7, б, але без зведеного реактора, обчислення втрат потужності здійснюється за наведеними формулами пп.1÷6 за умов

$\Delta P_P=0$ та $\Delta Q_P=0$, що дає мінімальний рівень втрат активної потужності.

Для СТ на рисунку 2.7, а обчислення втрат потужності також здійснюється за формулами пп.1÷6 за умов: $I_{T2}=I_{ВП\text{НОМ}}$, $I_{T3}=0$, $\Delta P_P=0$, $\Delta Q_P=0$, $\Delta P_{T3}=0$ та $\Delta Q_{T3}=0$.

Для досліджень був прийнятий такий склад елементів СТ і СН енергоблоку на рисунку 2.7: генератор – ТГВ-200М [55]; БТ – ТДЦ-250000/220; $U_{ВНОМ}=242$ кВ, $U_{ННОМ}=15,75$ кВ; $\Delta Q_x=1125$ квар; $U_k=11\%$; $\Delta P_k=650$ кВт; $\Delta P_x=240$ кВт; $I_x=0,45\%$ [55]; РТВП – ТРДНС-25000/35 з $U_{ВНОМ}=15,75$ кВ, $U_{ННОМ}=6,3$ кВ; $U_{кВ-Н}=10,5\%$; $\Delta P_k=115$ кВт; $\Delta P_x=25$ кВт; $I_x=0,65\%$ та паралельною роботою вторинних обмоток на шини ВП [54];

ДРТВП – на базі трансформатора ТДНС-16000/20 з номінальною напругою вторинної обмотки

$$U_{T3(ВП)НОМ}=U_{ВНОМ}=6,3 \text{ кВ}; U_{T3(\Gamma)НОМ}=U_{ННОМ}=15,75 \text{ кВ}; U_K=10\%; \Delta P_K=85 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_x=17 \text{ кВт}; I_x=0,7\% [54]; P - \text{РБС-21600/10}; 2 \times I_{PНОМ}=2 \cdot 1,6 \text{ кА}; S_{НОМ}=55,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_{PНОМ}=10 \text{ кВ}; \Delta P_{PНОМ,ф}=14,3 \text{ кВт}; x_{0,5}=0,2 \text{ Ом}; x_{0,5P}=(x_{вл.}-x_M)=0,1 \text{ Ом};$$

$$x_C=2(x_{вл.}+x_M)=0,6 \text{ Ом} [55]; \text{ВП} - U_{ВПНОМ}=6 \text{ кВ};$$

$$P_{ВПНОМ}=0,08 \cdot P_{\GammaНОМ}=0,08 \cdot 200=16 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \cos \varphi_{ВПНОМ}=0,7;$$

$$Q_{ВПНОМ}=P_{ВПНОМ} \cdot \text{tg}(\arcsin(\varphi_{ВПНОМ}))=16 \cdot \text{tg}(\arcsin(0,7))=16,3233 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}_{ВПНОМ}=P_{ВПНОМ} + jQ_{ВПНОМ}=16 + j16,3233=22,8572 \angle 45,573^\circ \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{ВПНОМ} = \frac{S_{ВПНОМ}}{\sqrt{3}U_{ВПНОМ}} = \frac{22,8572}{\sqrt{3} \cdot 6,0} = 2,1994 \text{ кА} [13,55];$$

$K_I=1,05$ – прийнято на основі попередніх досліджень.

Проведемо розрахунки втрат активної потужності: для СН (рисунок 2.7, б) зі здвоєним реактором.

Приймаємо, що у першому наближенні вибрані параметри елементів СН, в першу чергу K_{T3} , забезпечують рівномірний розподіл струму навантаження ВП між трансформаторами Т і Т3, тобто:

$$I_{T2} \approx I_{T3} \approx 1,05 \cdot I_{ВПНОМ} / 2 = 1,05 \cdot 2,1994 / 2 \approx 1,155 \text{ кА}.$$

1. Втрати потужності в здвоєному реакторі:

$$\Delta P_P = 3 \cdot 14,3 \cdot \left(\frac{2 \cdot 1,155}{2 \cdot 1,6} \right)^2 = 22,4 \text{ кВт} = 0,0224 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_P = 3 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 1,155^2 = 0,8004 \text{ Мвар} = 800,4 \text{ квар}.$$

2. Втрати потужності в РТВП:

$$\Delta P_{T2} = 25 + 115 \cdot \left(\frac{1,155}{2,2914} \right)^2 = 25 + 29,2 = 54,2 \text{ кВт} = 0,025 + 0,0292 = 0,0542 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{T2} = 0,1625 + 3 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{6,3^2}{25} \cdot 1,155^2 = 0,1625 + 0,6671 = 0,8296 \text{ Мвар} =$$

$$= 162,5 + 667,1 = 829,6 \text{ квар}.$$

3. Втрати потужності в ДРТВП:

$$\Delta P_{T3} = 17 + 85 \cdot \left(\frac{1,155}{1,4662} \right)^2 = 17 + 52,7 = 69,7 \text{ кВт} = 0,017 + 0,0527 = 0,0697 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{T3} = 0,112 + 3 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{6,3^2}{16} \cdot 1,155^2 = 0,112 + 0,9928 = 1,1048 \text{ Мвар} = 112 + 992,8 = 1104,8 \text{ квар.}$$

4. Втрати потужності в БТ:

$$Q_{\text{ГНОМ}} = P_{\text{ГНОМ}} \cdot \text{tg}(\arccos(\varphi_{\text{ГНОМ}})) = 200 \cdot \text{tg}(\arccos(0,85)) = 123,9489 \text{ Мвар};$$

$$P_{T1} = 200 - 16 - 0,0542 - 0,0697 - 0,0224 = 183,8537 \text{ МВт};$$

$$Q_{T1} = 123,9489 - 16,3233 - 0,8296 - 1,1048 - 0,8004 = 104,8908 \text{ Мвар};$$

$$S_{T1} = \sqrt{183,8537^2 + 104,8908^2} = 211,6702 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta P_{T1} = 240 + 650 \cdot \left(\frac{211,6702}{250} \right)^2 = 240 + 466 = 706 \text{ кВт} = 0,24 + 0,466 = 0,706 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{T1} = 1,125 + \frac{11}{100} \cdot \frac{211,6702^2}{250} = 1,125 + 19,7139 = 20,8389 \text{ МВТ} = 1125 + 19713,9 = 20838,9 \text{ Мвар.}$$

5. Втрати активної потужності в елементах системи електропостачання ВП енергоблока:

$$\Delta P_{\text{ВП.СПН}_{\text{max}}} = 25 + 29,2 + 17 + 52,7 + 22,4 = 42 + 104,3 = 146,3 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ВП.СПН}_{\text{max}}} = 162,5 + 667,1 + 112 + 992,8 + 800,4 = 274,5 + 2460,3 = 2734,8 \text{ квар.}$$

6. Втрати активної потужності в елементах електричної частини енергоблока:

$$\Delta P_{\text{ЕЧ.СПН}_{\text{max}}} = 42 + 104,3 + 240 + 466 = 282 + 570,3 = 852,3 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ЕЧ.СПН}_{\text{max}}} = 274,5 + 2460,3 + 1125 + 19713,9 = 1399,5 + 22174,2 = 23573,7 \text{ квар.}$$

для СН (рисунок 2.7, б) без здвоєного реактора:

1. Втрати потужності в БТ:

$$P_{T1} = 200 - 16 - 0,0542 - 0,0697 - 0 = 183,8761 \text{ МВт};$$

$$Q_{T1} = 123,9489 - 16,3233 - 0,8296 - 1,1048 - 0 = 105,6912 \text{ Мвар};$$

$$S_{T1} = \sqrt{183,8761^2 + 105,6912^2} = 212,0874 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta P_{T1} = 240 + 650 \cdot \left(\frac{212,0874}{250} \right)^2 = 240 + 467,8 = 707,8 \text{ кВт} = 0,24 + 0,4678 = 0,7078 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{T1} = 1,125 + \frac{11}{100} \cdot \frac{212,0874^2}{250} = 1,125 + 19,7917 = 20,9167 \text{ МВТ} = 1125 + 19791,7 = 20916,7 \text{ Мвар.}$$

2. Втрати активної потужності в елементах системи електропостачання ВП енергоблока:

$$\Delta P_{\text{ВП.СПН}_{\min}} = 25 + 29,2 + 17 + 52,7 + 0 = 42 + 81,9 = 123,9 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Q_{\text{ВП.СПН}_{\min}} = 162,5 + 667,1 + 112 + 992,8 + 0 = 274,5 + 1659,9 = 1934,4 \text{ квар.}$$

3. Втрати активної потужності в елементах електричної частини енергоблока:

$$\Delta P_{\text{ЕЧ.СПН}_{\min}} = 42 + 81,9 + 240 + 467,8 = 282 + 549,7 = 831,7 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Q_{\text{ЕЧ.СПН}_{\min}} = 274,5 + 2460,3 + 1125 + 197139 = 1399,5 + 22174,2 = 23573,7 \text{ квар.}$$

для СТ (рис.2.10, а):

$$I_{T2} = I_{\text{ВП}_{\text{НОМ}}} = 2,1994 \text{ кА.}$$

1. Втрати потужності в РТВП:

$$\Delta P_{T2} = 25 + 115 \cdot \left(\frac{2,1994}{2,2914} \right)^2 = 25 + 106 = 131 \text{ кВт} = 0,025 + 0,106 = 0,131 \text{ МВТ;}$$

$$\Delta Q_{T2} = \frac{0,65}{100} \cdot 25 + 3 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{6,3^2}{25} \cdot 2,1994^2 = 0,1625 + 2,4191 = 2,5816 \text{ Мвар} = 162,5 + 2419,1 = 2581,6 \text{ квар.}$$

2. Втрати потужності в БТ:

$$Q_{\text{ГНОМ}} = P_{\text{ГНОМ}} \cdot \text{tg}(\arccos(\varphi_{\text{ГНОМ}})) = 200 \cdot \text{tg}(\arccos(0,85)) = 123,9489 \text{ Мвар;}$$

$$P_{T1} = 200 - 16 - 0,131 = 183,869 \text{ МВТ;}$$

$$Q_{T1} = 123,9489 - 16,3233 - 2,5816 = 105,044 \text{ Мвар;}$$

$$S_{T1} = \sqrt{183,869^2 + 105,044^2} = 211,7594 \text{ МВ} \cdot \text{А;}$$

$$\Delta P_{T1} = 240 + 650 \left(\frac{211,7594}{250} \right)^2 = 240 + 466,4 = 706,4 \text{ кВт} = 0,24 + 0,4664 = 0,7064 \text{ МВТ;}$$

$$\Delta Q_{T1} = \frac{0,45}{100} \cdot 250 + \frac{11}{100} \cdot \frac{211,7594^2}{250} = 1,125 + 19,7305 = 20,8555 \text{ МВТ} = 1125 + 19730,5 = 20855,5 \text{ Мвар.}$$

3. Втрати активної потужності в елементах електричної частини енергоблока:

$$\Delta P_{\text{ЕЧ.СТ}} = 25 + 106 + 240 + 466,4 = 265 + 572,4 = 837,4 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{ЕЧ.СТ}} = 162,5 + 2419,1 + 1125 + 19730,5 = 1287,5 + 22149,6 = 23447,1 \text{ Мвар}.$$

Рівень втрат активної потужності у СН по відношенню до СТ становить:

- в елементах системи електропостачання ВП:

$$\Delta P_{\text{ВП.СН}} / \Delta P_{\text{ВП.СТ}} = 123,9 / 131 \div 146,3 / 131 = 0,95 \div 1,12;$$

- в елементах електричної частини енергоблоку:

$$\Delta P_{\text{ЕЧ.СН}} / \Delta P_{\text{ЕЧ.СТ}} = 831,7 / 837,4 \div 852,3 / 837,4 = 0,99 \div 1,02.$$

2.5 Висновки до розділу 2

Структурно-функціональні особливості схеми першого ступеня трансформації системи живлення ВП ЕБ з ДРТВП найперше зумовлені роботою останнього в режимі джерела струму, величина якого визначається навантаженням ЕБ, а характеристики – параметрами основних елементів.

1. Для дослідження режимів і характеристик схем конкретних ЕБ розвинуто методи вибору параметрів їх основного електроустаткування та запропоновано підхід до визначення потужностей основного і додаткового трансформаторів живлення системи ВП ЕБ, що забезпечують його експлуатаційні режими та достатні рівні напруги на шинах власних потреб під час аварійних режимів у зовнішній електричній мережі без дії засобів автоматичного регулювання.

2. Отримано аналітичні вирази, які дають змогу здійснювати якісний і кількісний аналіз взаємозалежності значень коефіцієнта трансформації ДРТВП і рівня напруги на шинах системи живлення ВП ЕБ з ДРТВП під час зовнішніх трифазних коротких замикань та дозволили виявити суттєвий вплив на них способу представлення комплексного навантаження ВП.

3. Аналіз результатів проведених досліджень підтвердив, що завжди існує діапазон додатних значень коефіцієнта трансформації ДРТВП, за якого під час зовнішніх трифазних коротких замикань рівень напруги на шинах ВП буде не меншим ніж 0,7 від її номінального значення, тобто не виникатимуть умови для спрацювання

захисту мінімальної напруги i , отже, підвищуватиметься функціональна надійність живлення електроприймачів ВП.

4. Розроблено методику обчислення втрат потужності у системах живлення власних потреб електростанцій з додатковим трансформатором власних потреб, яка дає змогу враховувати режимні особливості їх елементів. Показано, що за величиною втрат активної потужності розглянуті нові та традиційні схеми є практично рівноцінними.

5. Проведені на прикладі енергоблоку з турбогенератором ТГВ-200 М аналіз і розрахунки підтвердили, що схема з робочим і додатковим робочими трансформаторами власних потреб за техніко-економічними показниками може бути альтернативою до традиційних схем.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ УСТАЛЕНИХ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ РЕЖИМІВ

3.1 Математичне моделювання двообмоткових трансформаторів

Однією з основних задач досліджень під час проектування розвитку та управління функціонуванням електроенергетичних систем була, є та залишатиметься задача розрахунку усталених режимів. Залежно від мети досліджень, вимог щодо бажаної точності одержуваних результатів та стану й перспектив розвитку обчислювальних методів і засобів розроблялися та продовжують розроблятися спеціалізовані математичні моделі й схеми заміщення основних елементів та ЕЕС в цілому [59, 60, 61, 62]. Адекватність таких моделей визначається, найперше, обґрунтовано прийнятою множиною певних конкретних припущень, які дають змогу спрощувати загальні рівняння стану елементів ЕЕС та їх схеми заміщення до зручного для комп'ютерного симулювання вигляду. Поряд з тим, зі зростанням можливостей комп'ютерного симулювання має місце тенденція до зменшення кількості припущень та розроблення все більш адекватних математичних моделей, які можуть застосовуватися для розв'язання все ширшого кола задач [63, 64, 65, 66, 67].

Сказане вище в повній мірі стосується трансформаторів, які використовуються в ЕЕС та суттєво відрізняються між собою як за функційним призначенням і схемами з'єднання, так і за конструктивним виконанням: підвищувальні та знижувальні, силові та вимірні, одно- та багатофазні, одно- та багатострижневі, дво- та багатообмоткові тощо [68, 69, 70, 71].

Розрахунок усталених режимів звичайно здійснюють шляхом розв'язування рівнянь стану, складених для схем заміщення у вигляді електричних кіл без або з ідеальними трансформаторами на основі методів балансу струмів (метод вузлових напруг) чи балансу потужностей у вузлах схеми. У [72] теоретично обґрунтовано, що структура і параметри елементів схем заміщення трансформаторів однозначно визначаються прийнятими схемами заміщення їх магнітних систем. Але одержані в [72] схеми заміщення трансформаторів безпосередньо придатні лише за умови

приведення параметрів елементів і координат режиму до однієї ступені напруги, що обмежує їх застосування, зокрема для схем з послідовним увімкненням однієї з обмоток трансформатора між двома довільними вузлами чи за необхідності враховування групи з'єднань обмоток трифазних трансформаторів, відмінної від нульової. У [73] показано, що для розрахунку усталених режимів автотрансформатори і трансформатори доцільно представляти схемами заміщення у вигляді багатополісників з трансформаторними зв'язками між вузлами. Але прийняті в [73] за основу Т-видні схеми заміщення трансформаторів суперечать висновкам [72, 74] про помилковість використання понять індуктивностей розсіювання окремих обмоток. Окрім того, в [73] методологічно некоректним є одержання схеми заміщення трифазних тристрижневих трансформаторів для складових нульової послідовності лише зміною значення опору намагнічування того ж елемента, що й у схемі для складових прямої послідовності, оскільки шляхи замикання магнітних потоків для цих складових є різними [52, 72, 75].

Проведений аналіз вказує на доцільність і можливість створення узагальненої схеми заміщення двообмоткового трансформатора з концентричними обмотками однакової висоти, яка позбавлена означених вище недоліків і придатна для розрахунку усталених режимів, у тому числі й струмів коротких замикань, за довільних під'єднань обмоток трансформатора до інших елементів ЕЕС та групи з'єднань обмоток у випадку трифазного трансформатора.

З урахуванням обґрунтованих у [72] припущень та схеми заміщення спрощеного двообмоткового трансформатора, наведеної на рисунку 3.9,а в [72], узагальнену схему заміщення двообмоткового трансформатора з дійсними напругами і струмами обмоток можна представити у вигляді, зображеному на рисунку 3.1.

Схема на рисунку 3.1 принципово придатна для розрахунку усталених режимів, у тому числі й струмів коротких замикань, як однофазних систем з однофазними трансформаторами, так і трифазних систем з трифазними тристрижневими трансформаторами чи трифазними групами з однофазних трансформаторів.

При цьому параметри елементів цієї схеми (на рисунку 3.1 позначені штрихом) можуть бути зведені до довільного базового значення напруги U_6 .

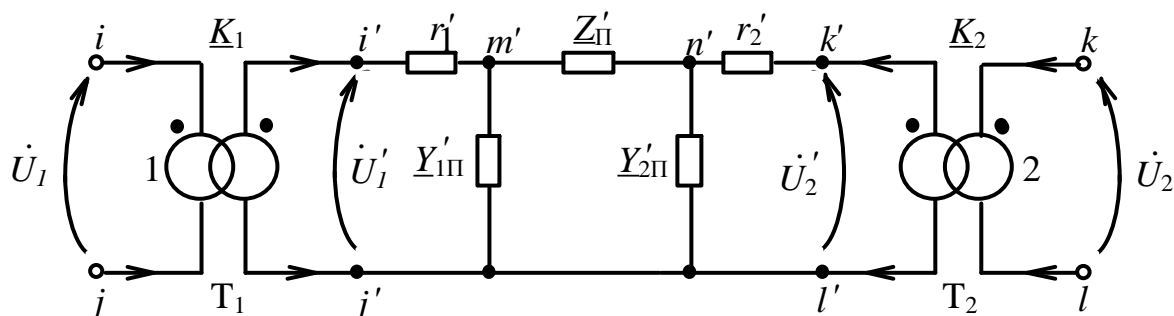


Рисунок 3.1 - Узагальнена схема заміщення двообмоткового трансформатора з дійсними напругами і струмами обмоток

На схемі рисунка 3.1 прийняті такі позначення: i, j та k, l – виводи внутрішньої 1 (ближчої до стрижня) та зовнішньої 2 обмоток трансформатора відповідно (очевидно, що для однофазного двострижневого трансформатора з розміщенням обмотки 1 на одному стрижні, а обмотки 2 – на іншому поняття внутрішньої та зовнішньої обмоток втрачає сенс); T_1, T_2 – ідеальні трансформатори, які забезпечують приведення дійсних координат режиму обмоток 1, 2 трансформатора до базової напруги U_6 ; i', j' та k', l' – виводи обмоток трансформаторів T_1 та T_2 з боку ступені базової напруги U_6 відповідно; m', n' – внутрішні вузли схеми заміщення трансформатора; $\underline{K}_1 = K_1 \angle \xi_1$, $\underline{K}_2 = K_2 \angle \xi_2$ – загалом комплексні коефіцієнти трансформації трансформаторів T_1, T_2 , де K_1, K_2, ξ_1, ξ_2 – модулі та аргументи цих коефіцієнтів трансформації відповідно; r'_1, r'_2 – резистанси обмоток 1, 2 відповідно; $\underline{Z}'_{\Pi} = jx'_{\Pi}$, де x'_{Π} – реактанс розсіювання пари обмоток 1, 2; $\underline{Y}'_{1\Pi} = g'_{1\Pi} - jb'_{1\Pi}$ – комплексна провідність, яка відображає втрати активної потужності ($g'_{1\Pi}$) та магнітний потік ($b'_{1\Pi}$) у стрижні трансформатора, на якому розміщена обмотка 1; $\underline{Y}'_{2\Pi} = g'_{2\Pi} - jb'_{2\Pi}$ – комплексна провідність, яка відображає втрати активної потужності ($g'_{2\Pi}$) та магнітний потік ($b'_{2\Pi}$) або в іншому стрижні, на якому розміщена обмотка 2 (для однофазних двострижневих

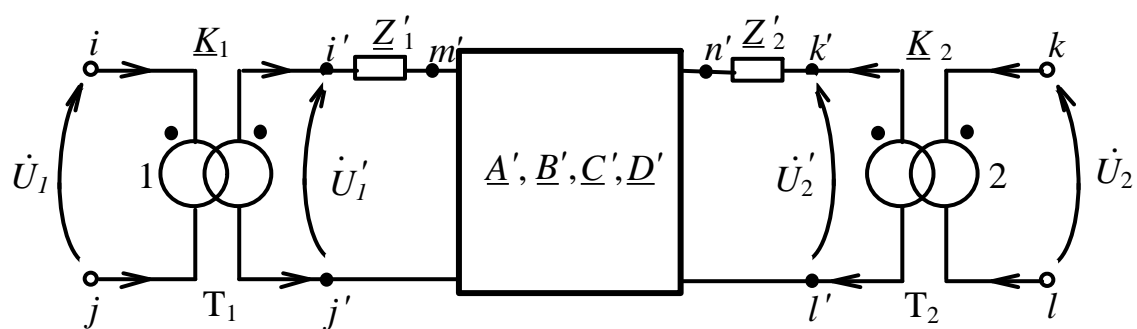
трансформаторів), або в елементах за межами стрижня та обмоток трансформатора (для однофазних двострижневих трансформаторів без бокових ярів з розміщенням частин обмоток 1, 2 одночасно на обох стрижнях та для складових прямої і зворотної послідовностей трифазних тристрижневих трансформаторів приймають, що $\underline{Y}'_{2п} = 0$); $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}'_1, \dot{U}'_2$ – дійсні та приведені до величини U_6 напруги обмоток 1, 2 трансформатора відповідно. Тут і нижче наявність верхніх індексів означає: «'» – значення величин приведені до базової напруги U_6 ; «(1)» чи «(2)» – значення величин приведені до номінальної напруги $U_{1ном}$ обмотки 1 чи $U_{2ном}$ обмотки 2. Відсутність верхніх індексів означає, що значення координат режиму є дійсними, а значення параметрів елементів схеми приведені до номінальних напруг відповідних обмоток, між выводами яких ці елементи увімкнені.

Як уже зазначалося, схема на рисунку 3.1 принципово придатна для розрахунку ustalених режимів, бо її стан може бути описаний рівняннями за методами балансу струмів чи потужностей для її вузлів i, \dots, l, m', n' з використанням відповідної матриці вузлових (власних і взаємних) провідностей. Але, по-перше, збереження внутрішніх вузлів m', n' призводить до збільшення порядку системи рівнянь стану та, по-друге, особливості структури цієї схеми ускладнюють процедуру автоматизації формування рівнянь стану системи в цілому. Саме тому схему на рисунку 3.1 доцільно звести до еквівалентного їй повного чотириполюсника відносно вузлів (выводів обмоток) i, j, k, l трансформатора. Таке зведення одним з можливих способів, а саме з використанням теорії прохідних чотириполюсників (ПЧП), зображено на рисунку 3.2 за наведеними нижче формулами.

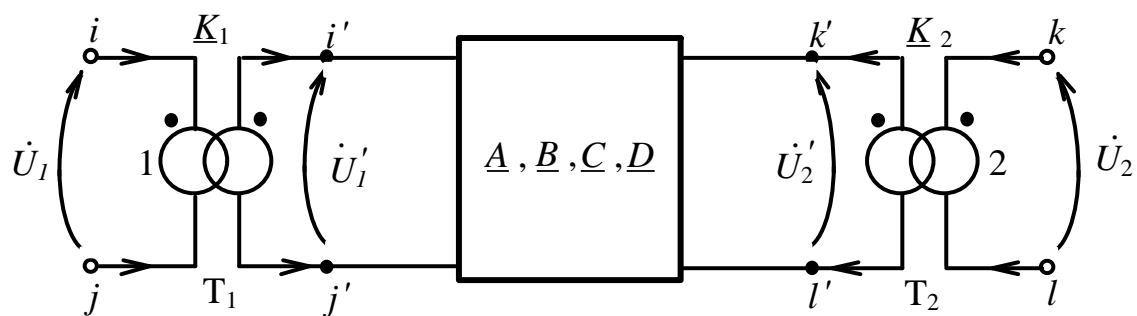
Постійні ПЧП схеми на рисунку 3.2, а обчислюють за параметрами елементів схеми на рисунку 3.1 за відомими формулами [76]:

$$\underline{A}' = 1 + \underline{Z}'_{п} \underline{Y}'_{2п}; \quad \underline{B}' = \underline{Z}'_{п}; \quad \underline{C}' = \underline{Y}'_{1п} + \underline{Y}'_{2п} + \underline{Z}'_{п} \underline{Y}'_{1п} \underline{Y}'_{2п}; \quad \underline{D}' = 1 + \underline{Z}'_{п} \underline{Y}'_{1п}. \quad (3.1)$$

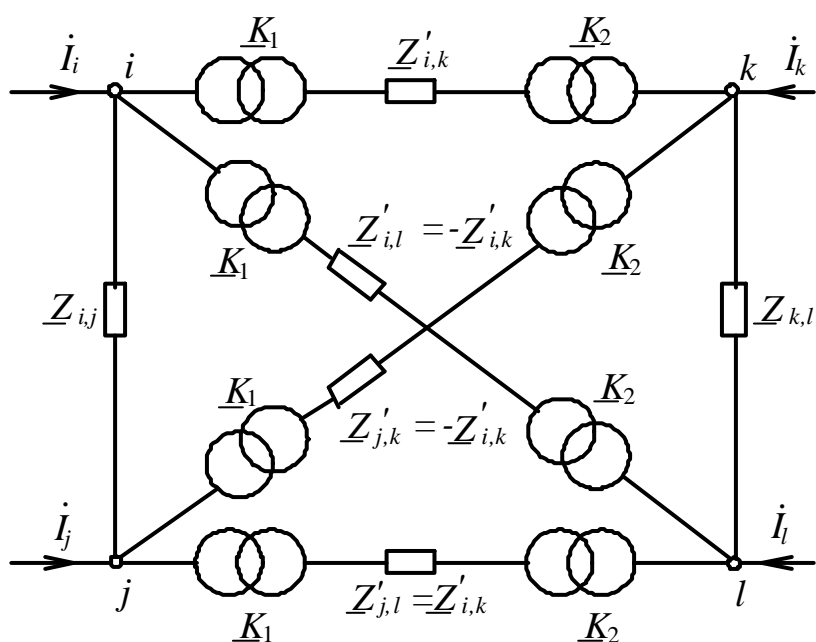
Постійні ПЧП схеми на рисунку 3.2, б обчислюють за значеннями постійних ПЧП (3.1) та опорів $\underline{Z}'_1 = r'_1$ і $\underline{Z}'_2 = r'_2$ схеми на рисунку 3.2, а також за відомими формулами [76]:



а



б



в

Рисунок 3.2 – Зведення узагальненої схеми заміщення двообмоткового трансформатора до: а – схеми з ПЧП відносно внутрішніх вузлів m', n' ; б – схеми з ПЧП відносно виводів i', j', k', l' трансформаторів T_1, T_2 ; в – схеми повного чотириполосника відносно вузлів (виводів обмоток) i, j, k, l з трансформаторними зв'язками між відповідними вузлами

$$\underline{A} = \underline{A}' + \underline{Z}'_1 \underline{C}'; \quad \underline{B} = \underline{B}' + \underline{Z}'_1 \underline{D}' + \underline{Z}'_2 \underline{A}' + \underline{Z}'_1 \underline{Z}'_2 \underline{C}'; \quad \underline{C} = \underline{C}'; \quad \underline{D} = \underline{D}' + \underline{Z}'_2 \underline{C}'. \quad (3.2)$$

За відомих номінальних напруг $U_{1\text{ном}}$, $U_{2\text{ном}}$ обмоток 1, 2 трансформатора та базової напруги U_ϕ для схем на рисунку 3.1 та рисунку 3.2 справедливі такі співвідношення:

$$\begin{aligned} K_1 &= U_{1\text{ном}}/U_\phi; \quad K_2 = U_{2\text{ном}}/U_\phi; \\ \dot{U}'_1 &= \dot{U}_1/K_1; \quad \dot{I}'_i = \underline{K}_1^* \dot{I}_i; \quad \dot{I}'_j = -\dot{I}_j; \quad \dot{I}_j = -\dot{I}_i; \\ \dot{U}'_2 &= \dot{U}_2/K_2; \quad \dot{I}'_k = \underline{K}_2^* \dot{I}_k; \quad \dot{I}'_l = -\dot{I}'_k; \quad \dot{I}_l = -\dot{I}_k; \\ \dot{U}'_1 &= \dot{U}'_i - \dot{U}'_j; \quad \dot{U}_1 = \dot{U}_i - \dot{U}_j; \quad \dot{U}'_2 = \dot{U}'_k - \dot{U}'_l; \quad \dot{U}_2 = \dot{U}_k - \dot{U}_l. \end{aligned} \quad (3.3)$$

Для прийнятих на схемах рисунків 3.1, 3.2 додатніх напрямів струмів і напруг Y-форма (обернена Z⁻¹ форма) рівнянь стану ПЧП схеми на рисунку 3.2, б має вигляд [76, 77]:

$$\dot{I}'_i = \underline{Y}'_{i,i} \dot{U}'_1 + \underline{Y}'_{i,k} \dot{U}'_2; \quad \dot{I}'_k = \underline{Y}'_{k,i} \dot{U}'_1 + \underline{Y}'_{k,k} \dot{U}'_2, \quad (3.4)$$

$$\text{де} \quad \underline{Y}'_{i,i} = \underline{D}/\underline{B}; \quad \underline{Y}'_{i,k} = \underline{Y}'_{k,i} = -1/\underline{B}; \quad \underline{Y}'_{k,k} = \underline{A}/\underline{B}. \quad (3.5)$$

З урахуванням співвідношень (3.3) з (3.4) одержимо:

$$\begin{aligned} \underline{K}_1^* \dot{I}_i &= \underline{Y}'_{i,i}/\underline{K}_1 (\dot{U}_i - \dot{U}_j) + \underline{Y}'_{i,k}/\underline{K}_2 (\dot{U}_k - \dot{U}_l); \\ \underline{K}_2^* \dot{I}_k &= \underline{Y}'_{k,i}/\underline{K}_1 (\dot{U}_i - \dot{U}_j) + \underline{Y}'_{k,k}/\underline{K}_2 (\dot{U}_k - \dot{U}_l), \end{aligned} \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} \text{або} \quad \dot{I}_i &= \underline{Y}_{i,i} \dot{U}_i + \underline{Y}_{i,j} \dot{U}_j + \underline{Y}_{i,k} \dot{U}_k + \underline{Y}_{i,l} \dot{U}_l \quad \text{та} \quad \dot{I}_j = -\dot{I}_i; \\ \dot{I}_k &= \underline{Y}_{k,i} \dot{U}_i + \underline{Y}_{k,j} \dot{U}_j + \underline{Y}_{k,k} \dot{U}_k + \underline{Y}_{k,l} \dot{U}_l \quad \text{та} \quad \dot{I}_l = -\dot{I}_k, \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} \text{де} \quad \underline{Y}_{i,i} &= \underline{Y}'_{i,i}/\underline{K}_1^2; \quad \underline{Y}_{i,j} = -\underline{Y}_{i,i}; \quad \underline{Y}_{i,k} = \underline{Y}'_{i,k}/(\underline{K}_1^* \underline{K}_2); \quad \underline{Y}_{i,l} = -\underline{Y}_{i,k}; \\ \underline{Y}_{k,i} &= \underline{Y}'_{k,i}/(\underline{K}_1 \underline{K}_2^*); \quad \underline{Y}_{k,j} = -\underline{Y}_{k,i}; \quad \underline{Y}_{k,k} = \underline{Y}'_{k,k}/\underline{K}_2^2; \quad \underline{Y}_{k,l} = -\underline{Y}_{k,k}. \end{aligned} \quad (3.8)$$

Рівняння (3.7) у матричній формі відносно вузлів i, j, k, l з урахуванням (3.8) матиме вигляд:

$$\begin{array}{c}
 i \\
 j \\
 k \\
 l
 \end{array}
 \begin{array}{|c|c|c|c|}
 \hline
 & i & j & k & l \\
 \hline
 i & \underline{Y}_{i,i} & -\underline{Y}_{i,i} & \underline{Y}_{i,k} & -\underline{Y}_{i,k} \\
 j & -\underline{Y}_{i,i} & \underline{Y}_{i,i} & -\underline{Y}_{i,k} & \underline{Y}_{i,k} \\
 k & \underline{Y}_{k,i} & -\underline{Y}_{k,i} & \underline{Y}_{k,k} & -\underline{Y}_{k,k} \\
 l & -\underline{Y}_{k,i} & \underline{Y}_{k,i} & -\underline{Y}_{k,k} & \underline{Y}_{k,k} \\
 \hline
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{|c|}
 \hline
 \dot{U}_i \\
 \hline
 \dot{U}_j \\
 \hline
 \dot{U}_k \\
 \hline
 \dot{U}_l \\
 \hline
 \end{array}
 =
 \begin{array}{|c|}
 \hline
 \dot{I}_i \\
 \hline
 \dot{I}_j \\
 \hline
 \dot{I}_k \\
 \hline
 \dot{I}_l \\
 \hline
 \end{array}.
 \quad (3.9)$$

Рівнянню (3.9) з урахуванням (3.8) відповідає узагальнена схема заміщення двообмоткового трансформатора у вигляді повного чотириполюсника з трансформаторними зв'язками між відповідними вузлами, зображена на рисунку 3.2, в. Значення параметрів елементів схеми на цьому рисунку з урахуванням (3.1)÷(3.3), (3.8) обчислюються за такими формулами:

$$\begin{aligned}
 \underline{K}_1 &= K_1 \angle \xi_1 = U_{1\text{ном}} / U_6 \angle \xi_1; \quad \underline{K}_2 = K_2 \angle \xi_2 = U_{2\text{ном}} / U_6 \angle \xi_2; \\
 \underline{Z}_{i,j} &= r_{i,j} + jx_{i,j} = -1 / \underline{Y}_{i,j} = 1 / \underline{Y}_{i,i} = K_1^2 / \underline{Y}'_{i,i} = K_1^2 \underline{B} / \underline{D}; \\
 \underline{Z}_{k,l} &= r_{k,l} + jx_{k,l} = -1 / \underline{Y}_{k,l} = 1 / \underline{Y}_{k,k} = K_2^2 / \underline{Y}'_{k,k} = K_2^2 \underline{B} / \underline{A}; \\
 \underline{Z}'_{i,k} &= r'_{i,k} + jx'_{i,k} = -1 / \underline{Y}'_{i,k} = \underline{B}; \quad \underline{Z}'_{j,l} = r'_{j,l} + jx'_{j,l} = \underline{Z}'_{i,k}; \\
 \underline{Z}'_{i,l} &= r'_{i,l} + jx'_{i,l} = -\underline{Z}'_{i,k}; \quad \underline{Z}'_{j,k} = r'_{j,k} + jx'_{j,k} = -\underline{Z}'_{i,k}.
 \end{aligned}
 \quad (3.10)$$

З (3.10) випливає, що параметри елементів $\underline{Z}_{i,j}, \underline{Z}_{k,l}$ приведені до напруг $U_{1\text{ном}}, U_{2\text{ном}}$ обмоток 1, 2 відповідно, а параметри інших елементів приведені до базової напруги U_6 . Отже, одержані схема на рисунку 3.2, в та формули (3.10) обчислення параметрів її елементів придатні для їх застосування під час розрахунку ustalених режимів, у тому числі й струмів коротких замикань, за довільного приєднання двообмоткового трансформатора своїми виводами i, j, k, l до інших вузлів схеми ЕЕС. При цьому має місце особливість застосування схеми на рисунку 3.2, в у випадках з'єднання одного чи кількох (але не більше трьох) з виводів i, j, k, l з «землею» (загальною нульовою точкою) схеми ЕЕС. Прийmemo, наприклад, що вивід l обмотки 2 з'єднаний з «землею». Тоді схема на рисунку 3.2, в зводиться до схеми на рисунку 3.3 з провідностями елементів між вузлами (виводами) i, j, k та «землею» (вузол «0»). Тут ідеальні трансформатори, зображені

штриховими лініями, з коефіцієнтом трансформації $\underline{K}_2 / \underline{K}_1$ можуть використовуватися лише для контрольного обчислення струму в «землі» з боку уземленого вузла $l(0)$, який повинен дорівнювати струму $-\dot{I}_k$. Значення вказаних провідностей елементів приведені до номінальних напруг з боку відповідних виводів обмоток 1, 2 та з урахуванням (3.1.10) обчислюються за такими формулами:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{i,l(0)} &= g_{i,l(0)} - jb_{i,l(0)} = 1 / (K_1^2 \underline{Z}'_{i,l}) = -1 / (K_1^2 \underline{B}); \\ \underline{Y}_{j,l(0)} &= g_{j,l(0)} - jb_{j,l(0)} = 1 / (K_1^2 \underline{Z}'_{j,l}) = 1 / (K_1^2 \underline{B}) = -\underline{Y}_{i,l(0)}; \\ \underline{Y}_{k,l(0)} &= g_{k,l(0)} - jb_{k,l(0)} = 1 / \underline{Z}_{k,l} = \underline{A} / (K_2^2 \underline{B}). \end{aligned} \quad (3.11)$$

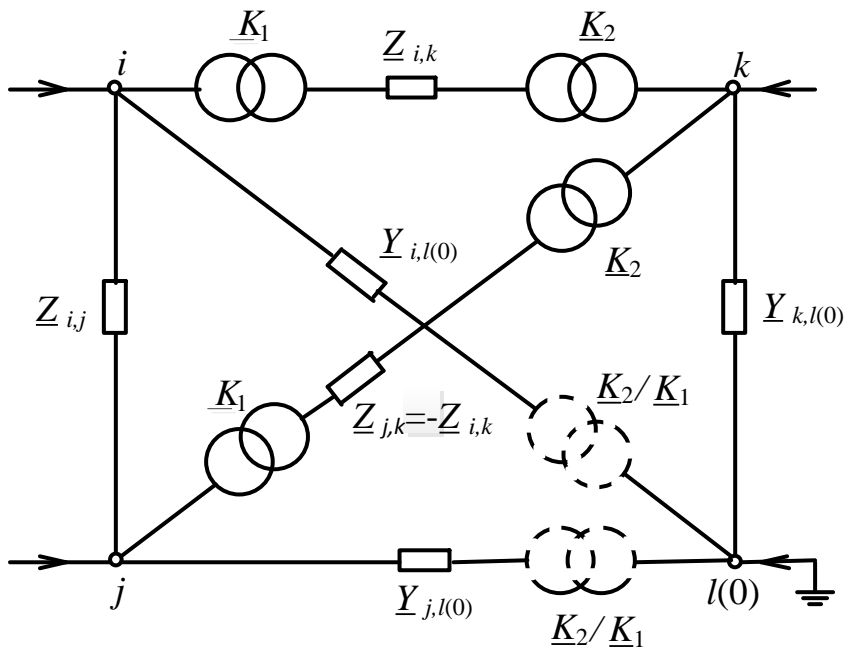


Рисунок 3.3 - Схема заміщення двообмоткового трансформатора при з'єднанні вивода 1 з «землею» (загальною нульовою точкою)

Якщо ж з «землею» з'єднаний також вивід j обмотки 1, що відповідає традиційним схемам заміщення двообмоткових трансформаторів, то схема рисунка 3.3 зводиться до однієї з П-видних схем, зображених на рисунку 3.4.

Значення параметрів елементів схем на рисунку 3.4 з урахуванням рисунка 3.3 та (3.10), (3.11) обчислюються за такими формулами:

$$\begin{aligned}
 \underline{Y}_{i,0} &= g_{i,0} - jb_{i,0} = 1/\underline{Z}_{i,j} + \underline{Y}_{i,l(0)} = (\underline{D}-1)/(\underline{K}_1^2 \underline{B}); \\
 \underline{Y}_{k,0} &= g_{k,0} - jb_{k,0} = 1/(\underline{K}_2^2 \underline{Z}'_{j,k}) + \underline{Y}_{k,l(0)} = (\underline{A}-1)/(\underline{K}_2^2 \underline{B}); \\
 \underline{Y}_{k,0}^{(1)} &= \underline{K}_2^2 / \underline{K}_1^2 \underline{Y}_{k,0} = (\underline{A}-1)/(\underline{K}_1^2 \underline{B}); \quad \underline{Z}_{i,k}^{(1)} = \underline{K}_1^2 \underline{Z}'_{i,k} = \underline{K}_1^2 \underline{B}; \\
 \underline{Y}_{i,0}^{(2)} &= \underline{K}_1^2 / \underline{K}_2^2 \underline{Y}_{i,0} = (\underline{D}-1)/(\underline{K}_2^2 \underline{B}); \quad \underline{Z}_{i,k}^{(2)} = \underline{K}_2^2 \underline{Z}'_{i,k} = \underline{K}_2^2 \underline{B}.
 \end{aligned}
 \tag{3.12}$$

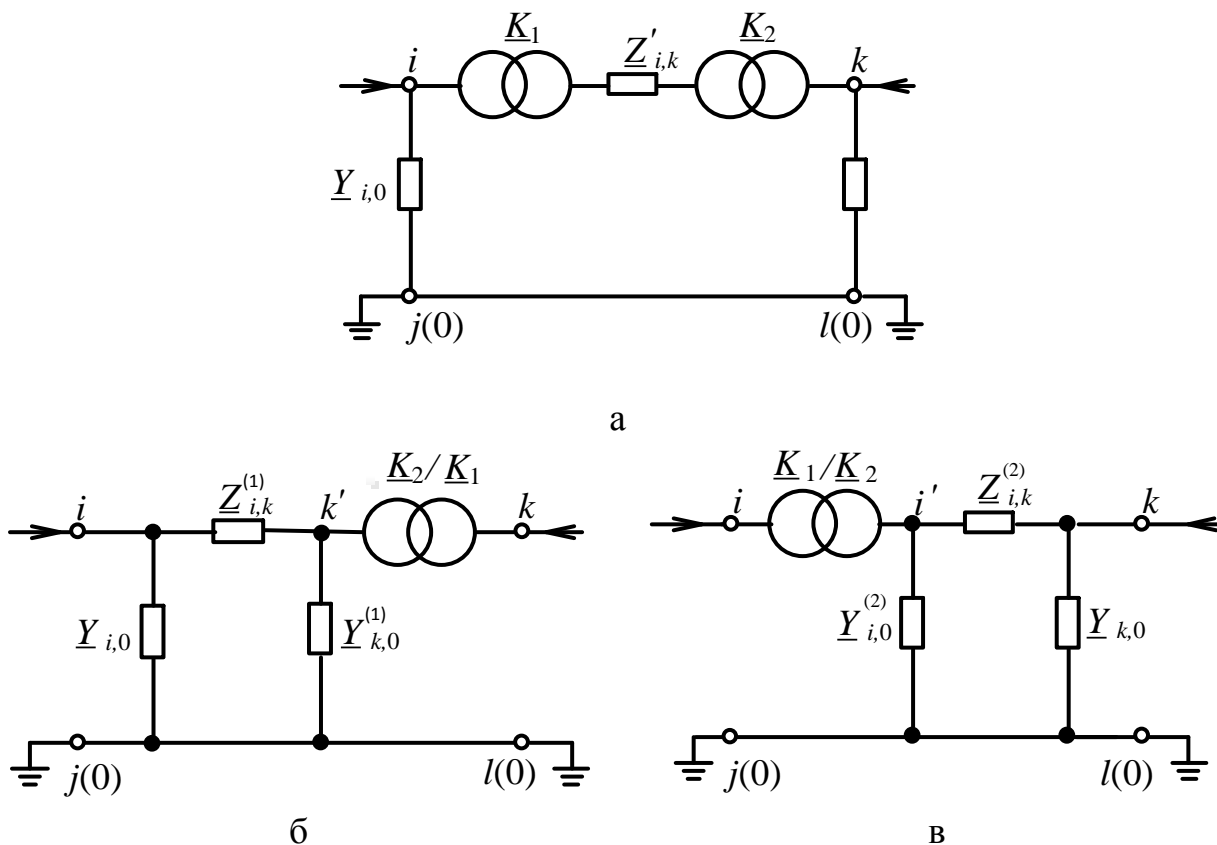


Рисунок 3.4 - П-видні схеми заміщення двообмоткового трансформатора при з'єднанні з «землею» виводів j та l : а – значення провідностей $\underline{Y}_{i,0}, \underline{Y}_{k,0}$ приведені до номінальних напруг $U_{1\text{ном}}, U_{2\text{ном}}$ обмоток 1, 2 відповідно, а опору $\underline{Z}'_{i,k}$ до базової напруги $U_{\bar{6}}$; б – значення параметрів елементів приведені до номінальної напруги $U_{1\text{ном}}$; в – значення параметрів елементів приведені до номінальної напруги $U_{2\text{ном}}$

Слід зазначити, що на практиці звичайно за базову напругу приймають номінальну напругу однієї з обмоток трансформатора, тобто $U_{\bar{6}} = U_{1\text{ном}}$ або

$U_{\bar{6}} = U_{2\text{НОМ}}$. Тому розрахунок параметрів елементів узагальненої схеми заміщення двообмоткового трансформатора на рис. 3.1, 3.2 та схеми на рис. 3.3 для випадку з'єднання виводу l обмотки 2 з «землею», що відповідає роботі трансформатора в режимі заданого струму [53], наведемо за умови $U_{\bar{6}} = U_{2\text{НОМ}}$ на прикладі трифазного тристрижневого трансформатора з такими параметрами: $S_{\text{НОМ}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{2\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кВ}$; $u_{\text{к}} = 10\%$; $\Delta P_{\text{к}} = 85 \text{ кВт}$; $I_{\text{х}} = 0,7\%$; $\Delta P_{\text{х}} = 17 \text{ кВт}$; $I_{\text{х}0} = 100\%$; $\Delta P_{\text{х}0} = 1000 \text{ кВт}$; $K_1 = 0,183$; $\xi_1 = 60^\circ$, де $I_{\text{х}0}$, $\Delta P_{\text{х}0}$ - параметри для складових нульової послідовності (прийняті орієнтовно).

Враховуючи, що $U_{\bar{6}} = U_{2\text{НОМ}}$, маємо $K_2 = 1$, $\xi_2 = 0$ та:

$$Z'_T \approx \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{2\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 2,480625 \cdot 10^{-1} \text{ Ом};$$

$$r'_T \approx \frac{\Delta P_{\text{к}}}{1000} \cdot \frac{U_{2\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 1,317832 \cdot 10^{-2} \text{ Ом};$$

$$x'_T = \sqrt{(Z'_T)^2 - (r'_T)^2} = 2,477122 \cdot 10^{-1} \text{ Ом};$$

$$r'_1 = r'_2 = 0,5r'_T = 6,589161 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}; \quad \underline{Z}'_1 = r'_1 = 6,589161 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_2 = r'_2 = 6,589161 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}; \quad \underline{Z}'_{\text{II}} = jx'_T = j2,477122 \cdot 10^{-1} \text{ Ом};$$

$$Y'_{\text{Iп}} \approx \frac{I_{\text{х}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{2\text{НОМ}}^2} = 2,821869 \cdot 10^{-3} \text{ См};$$

$$g'_{\text{Iп}} \approx \frac{\Delta P_{\text{х}}}{1000 U_{2\text{НОМ}}^2} = 4,283194 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$b'_{\text{Iп}} = \sqrt{(Y'_{\text{Iп}})^2 - (g'_{\text{Iп}})^2} = 2,789174 \cdot 10^{-3} \text{ См};$$

$$Y'_{2\text{п}} \approx \frac{I_{\text{х}0}}{100} \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{2\text{НОМ}}^2} = 4,031242 \cdot 10^{-1} \text{ См};$$

$$g'_{2\text{п}} \approx \frac{\Delta P_{\text{х}0}}{1000 U_{2\text{НОМ}}^2} = 2,519526 \cdot 10^{-2} \text{ См};$$

$$b'_{2\text{п}} = \sqrt{(Y'_{2\text{п}})^2 - (g'_{2\text{п}})^2} = 4,0233606 \cdot 10^{-1} \text{ См}.$$

Результати розрахунку значень параметрів елементів схем на рис.3.2, в та 3.3 для $U_6 = U_{2\text{ном}}$, $\underline{K}_1 = 0,183 \angle 60^\circ$ та $\underline{K}_2 = 1$ наведені у таблиці.

Таблиця 3.1

№ з/п	Параметр	Для складових прямої (зворотньої) послідовності при $\underline{Y}'_{2\pi} = 0$	Для складових нульової послідовності при $\underline{Y}'_{2\pi} \neq 0$
1.	$\underline{Z}_{i,j}$, Ом	$4,419025 \cdot 10^{-4} + j8,289864 \cdot 10^{-3}$	$4,418645 \cdot 10^{-4} + j8,290448 \cdot 10^{-3}$
2.	$\underline{Z}_{k,l}$, Ом	$1,317830 \cdot 10^{-2} + j2,477123 \cdot 10^{-1}$	$1,331535 \cdot 10^{-2} + j2,252060 \cdot 10^{-1}$
3.	$\underline{Z}'_{i,k}$, Ом	$1,318289 \cdot 10^{-2} + j2,477128 \cdot 10^{-1}$	$1,384069 \cdot 10^{-2} + j2,477364 \cdot 10^{-1}$
4.	$\underline{Z}'_{i,l}$, Ом	$-1,318289 \cdot 10^{-2} - j2,477128 \cdot 10^{-1}$	$-1,384069 \cdot 10^{-2} - j2,477364 \cdot 10^{-1}$
5.	$\underline{Z}'_{j,k}$, Ом	$-1,318289 \cdot 10^{-2} - j2,477128 \cdot 10^{-1}$	$-1,384069 \cdot 10^{-2} - j2,477364 \cdot 10^{-1}$
6.	$\underline{Z}'_{j,l}$, Ом	$1,318289 \cdot 10^{-2} + j2,477128 \cdot 10^{-1}$	$1,384069 \cdot 10^{-2} + j2,477364 \cdot 10^{-1}$
7.	$\underline{Y}_{i,l(0)}$, См	$-6,397103 + j120,2046$	$-6,713087 + j120,1585$
8.	$\underline{Y}_{j,l(0)}$, См	$6,397103 - j120,2046$	$6,713087 - j120,1585$
9.	$\underline{Y}_{k,l(0)}$, См	$2,141592 \cdot 10^{-1} - j4,025547$	$2,616238 \cdot 10^{-1} - j4,424911$

3.2 Особливості комп'ютерного симулювання усталених режимів енергоблоку з ДРТВП

Обґрунтування доцільності впровадження в електроенергетику нових схемно-технічних вирішень електричної частини енергоблоків електростанцій вимагає, зокрема, всебічного дослідження їх режимних властивостей, у тому числі й аналізу результатів розрахунків усталених режимів, що можливе лише з застосуванням комп'ютерного симулювання.

Відомі нам програмні комплекси комп'ютерного симулювання режимів електроенергетичних систем, у тому числі й описаний в [78] і згадані в [73],

орієнтовані на традиційні схеми заміщення й способи з'єднання основних елементів ЕЕС та забезпечують автоматичне формування рівнянь стану й їх розв'язання за заданими топологією розрахункової схеми заміщення й параметрами її елементів. Одним з сучасних і доступних авторам для комп'ютерного симулювання, є діалоговий автоматизований комплекс аналізу усталених режимів (ДАКАР) [78], який дає змогу розв'язувати широке коло задач дослідження ЕЕС. Однак, для запропонованих в [58] нових схемно-технічних вирішень електричної частини енергоблоків електростанцій, які відрізняються від традиційних схем способом приєднання і режимом додаткового робочого трансформатора власних потреб, необхідна адаптація математичного забезпечення таких програмних комплексів у напрямі розширення їх можливостей щодо автоматичного формування та розв'язання рівнянь стану.

Проведений аналіз вказує на доцільність виявлення особливостей комп'ютерного симулювання усталених режимів енергоблоків електростанцій з додатковим робочим трансформатором власних потреб.

На рисунку 3.5 відтворено рисунок 2.7, б, але з позначенням схем з'єднання обмоток трансформаторів та номерів вузлів з'єднання елементів схеми 1÷7.

Характерною особливістю наведеної схеми порівняно з традиційними, як уже було сказано, є спосіб приєднання первинної обмотки ДРТВП, яка увімкнена послідовно в електричне коло на генераторній напрузі між точкою приєднання первинної обмотки РТВП (вузол 1) і первинною обмоткою БТ (вузол 2).

Аналітичні дослідження та розроблені з урахуванням обґрунтованих положень і припущень методики, які викладені в [53, 58], попередньо підтвердили працездатність таких схем і дали змогу сформулювати вимоги й критерії до вибору основних параметрів трансформаторів ВП і реактора. Остаточний вибір оптимальних значень цих параметрів повинен здійснюватися на основі дослідження режимних електроенергетичних характеристик конкретних енергоблоків, що вимагає виконання численних розрахунків усталених експлуатаційних і аварійних режимів і, очевидно, можливе лише шляхом їх комп'ютерного симулювання.

Як було зазначено вище, одним з сучасних і доступних авторам програмних комплексів дослідження режимів ЕЕС є ДАКАР, що й зумовило його використання для комп'ютерного симулювання наведеної на рисунку 3.5 схеми енергоблоку електростанції. У стандартній версії ДАКАР орієнтований на представлення дослід-

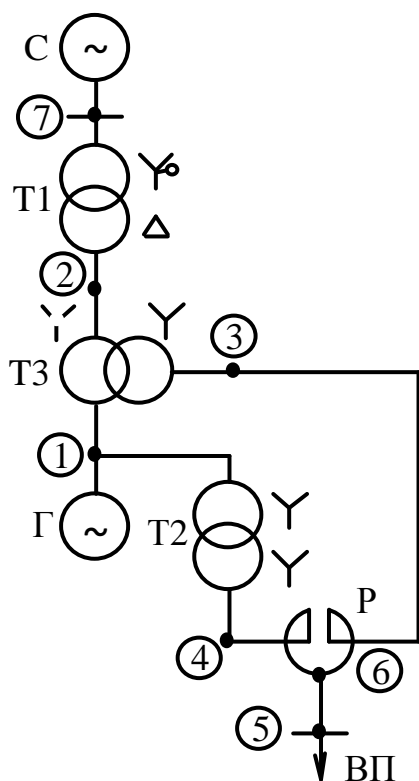


Рисунок 3.5 – Принципова схема електричної частини енергоблоку електростанції з ДРТВП

жуваної схеми у вигляді, так званої, режимної електричної схеми заміщення з традиційним (послідовно-паралельним) з'єднанням основних елементів ЕЕС - ліній електропередавання, трансформаторів, джерел живлення, навантажень тощо. Маючи потужну базу даних про характеристики основних елементів, ДАКАР забезпечує автоматичний розрахунок параметрів гілок їх типових схем заміщення, автоматичне формування рівнянь стану за методом компенсуючих ЕРС [79] для заданої традиційної топології режимної електричної схеми заміщення та досліджуваних режимів, а також, як показав багаторічний досвід користування, надійне одержання розв'язку за умови, що досліджуваний режим може існувати фізично. Однак, у стандартній версії ДАКАРу не була передбачена процедура автоматичного розрахунку параметрів схем заміщення й формування рівнянь стану для випадків нетипового приєднання трансформаторів, що має місце у згаданих нових схемно-технічних вирішеннях [53,58,48,73]. Це вимагало зовнішньої стосовно середовища ДАКАРу підготовки інформації про значення параметрів гілок схеми заміщення ДРТВП та їх ручного введення у відповідні таблиці вхідних даних ДАКАРу, що, своєю чергою, збільшувало ймовірність одержання хибних результатів через можливість помилок під час ручного введення вхідної інформації, вплив точності якої на одержувані результати є визначальною, і, як наслідок, сповільнювало процес досліджень. Саме тому у використовуваній нами версії ДАКАР доповнений процедурами як автоматичного

обчислення параметрів гілок схеми заміщення ДРТВП, так і автоматичного формування рівнянь стану для заданого приєднання його обмоток до схеми ЕЕС.

З урахуванням наведеного та з використанням ряду положень і припущень з [72, 73] принциповій електричній схемі рисунка 3.5 відповідатиме однолінійна режимна електрична схема заміщення, зображена на рисунку 3.6. Як бачимо, схема

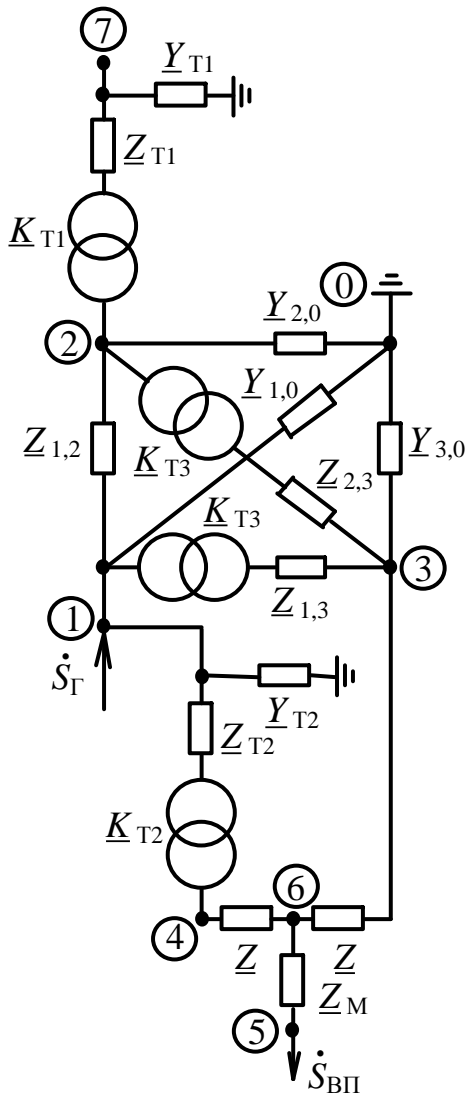


Рисунок 3.6 - Режимна електрична схема заміщення енергоблоку з ДРТВП

заміщення ДРТВП представлена чотирьохполюсником у вигляді повного чотирикутника з одним уземленим полюсом (нейтральний вивід вторинної обмотки ДРТВП) та містить: прості гілки між вузлами одного класу напруги (в даному випадку – одну гілку між вузлами 1-2 з комплексним опором $Z_{1,2}$); трансформаторні гілки між вузлами 1-3, 2-3 різних класів напруг з комплексними опорами $Z_{1,3}$, $Z_{2,3}$ відповідно та ідеальними трансформаторами з однаковими, в загальному випадку, комплексними коефіцієнтами трансформації K_{T3} ; гілки між вузлами 1, 2, 3 й базовим (нульовим) вузлом «земля» з провідностями $Y_{1,0}$, $Y_{2,0}$, $Y_{3,0}$ відповідно. Здвоєний реактор представлений традиційною схемою заміщення у вигляді трипроменевої зірки з центральним вузлом 6 та опорами віток Z і Z_M між вузлами 3-6, 4-6 і 5-6 відповідно. Потужність системи прийнята практично безмежною і тому вона представлена балансувальним вузлом 7. Схеми заміщення інших елементів та позначення їх

параметрів є традиційними і додаткових пояснень не потребують, при цьому для вказаних на рис. 3.5 груп з'єднань обмоток значення коефіцієнтів трансформації

трансформаторів Т2 і Т3 є дійсними числами, а трансформатора Т1 - комплексне число.

Тестові розрахунки проводилися для енергоблоку з турбогенератором ТГВ-200 М, склад і номінальні параметри елементів якого прийняті згідно з [53, 54, 55, 58]. При цьому значення коефіцієнта трансформації ДРТВП вибрано з умови забезпечення практичної рівності значень модулів струмів вторинних обмоток РТВП і ДРТВП у тривалому експлуатаційному режимі енергоблоку з координатами, близькими до номінальних значень, що забезпечує приблизно однаковий рівень струмового завантаження вторинних обмоток цих трансформаторів.

Слід зазначити, що між параметрами гілок схеми заміщення ДРТВП Т3 на рисунку 3.6 мають місце такі відомі [73] характерні співвідношення:

$$\underline{Z}_{2,3} = -\underline{Z}_{1,3}; \quad \underline{Y}_{2,0} = 1/(K_{T3}^2 \underline{Z}_{1,3}); \quad \underline{Y}_{1,0} = -\underline{Y}_{2,0}. \quad (3.13)$$

Вхідна інформація про топологію та значення параметрів елементів режимної схеми заміщення (рисунок 3.6) наведені у додатку 1. Враховуючи, що у використовуваній версії ДАКАРу вивід інформації здійснюється з обмеженою кількістю позицій, нижче наведені значення параметрів гілок схеми заміщення ДРТВП з точністю до сьомого знаку після коми:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{1,2} &= 0,0002698 + j0,0050619 \text{ Ом}; \\ \underline{Z}_{1,3} &= 0,0131829 + j0,2477128 \text{ Ом}; \\ \underline{Z}_{2,3} &= -0,0131829 - j0,2477128 \text{ Ом}; \\ \underline{Y}_{3,0} &= 0,2141592 - j4,0255472 \text{ См}; \\ \underline{Y}_{2,0} &= 10,4764326 - j196,8571346 \text{ См}; \\ \underline{Y}_{1,0} &= -10,4764326 + j196,8571346 \text{ См}. \end{aligned} \quad (3.14)$$

Співвідношення (3.13) і (3.14) вказують на наявність у схемі заміщення ДРТВП у вигляді повного чотирикутника близьких до резонансу контурів. Саме це вимагає великої точності обчислення значень параметрів елементів гілок цих контурів і ефективних алгоритмів формування рівнянь стану та їх розв'язування, що

й зумовило застосування для комп'ютерного симулювання програмного комплексу ДАКАР.

Результати тестового розрахунку усталеного експлуатаційного режиму для номінального завантаження генератора за активною й реактивною потужністю та напругою балансуєчого вузла, рівною 230 кВ, наведені у додатку А. Аналіз цих результатів показав наступне. Струми та потужності (особливо їх реактивні складові) гілок 1-2, 1-3, 2-3, 1-0, 2-0, 3-0 схеми заміщення ДРТВП (які, по суті, є лише розрахунковими гілками) на 1-2 порядки перевищують значення струмів і потужностей інших гілок схеми на рис. 3.6, що зумовлено співвідношеннями (3.13) та значеннями їх параметрів (3.14) і підтверджує викладене вище. Одержані координати режиму елементів схеми відповідають їх реальним (фактичним) значенням, що підтверджує результати попередніх досліджень, викладених в [48,53,58], щодо працездатності таких схем. Характерною режимною властивістю досліджуваної схеми є нерівномірний розподіл складових повної потужності навантаження ВП між РТВП і ДРТВП при практично однаковому струмовому завантаженні їх вторинних обмоток: модулі струмів (а отже і повних потужностей) у гілках 4-6 і 3-6 практично однакові, при цьому співвідношення активної й реактивної потужностей, що пересилаються через РТВП до навантаження ВП (гілка 4-6) становить орієнтовно 1:2, а для ДРТВП (гілка 3-6) – орієнтовно 2:1. Такий розподіл потужностей за однакових груп з'єднання обмоток РТВП і ДРТВП зумовлений прийнятими різними номінальними значеннями коефіцієнтів потужності генератора (0,85) та навантаження ВП (0,7).

Результати тестового розрахунку усталеного режиму зовнішнього трифазного короткого замикання на виводах вторинної обмотки БТ (вузол 7) наведені у додатку 3. Тут прийняте припущення про незмінність в часі значення надперехідної ЕРС генератора, яке визначене за попереднім усталеним експлуатаційним режимом. Зазначимо, що у додатку 3 наведені значення фазних напруг відповідних вузлів. Аналіз одержаних результатів показав, що хоча під час короткого замикання напруга на виводах генератора (вузол 1) суттєво менша ($0,48 \cdot U_{\text{ГНОМ}}$) за номінальне

значення, напруга на шинах ВП (вузол 5) практично залишається ($1,01 \cdot U_{\text{ВПном}}$) на доаварійному рівні, а отже забезпечується нормальне живлення електроприймачів навантаження ВП і тим самим підвищується надійність функціонування енергоблоку в таких аварійних режимах, що підтверджує результати попередніх досліджень.

3.3 Режими роботи схеми енергоблоку з ДРТВП

Основною вимогою до систем живлення власних потреб енергоблоків електричних станцій є підтримання достатнього рівня напруги на шинах розподільних устав власних потреб в тривалих експлуатаційних режимах та забезпечення мінімального часу перерви живлення ВП під час аварійних режимів.

У п.1.3 показано нові схемно-технічні вирішення системи живлення ВП з застосуванням додаткового робочого трансформатора власних потреб (ДРТВП), який працює в режимі заданого навантаженням енергоблоку струму [48]. У п.2.1 показано, що це дає змогу розширити можливості регулювання напруги на шинах РУВП першого ступеня трансформації та забезпечувати необхідний для роботи електроприймачів ВП рівень напруги під час коротких замикань у зовнішній стосовно енергоблоку електричній мережі. Поряд з цим важливим є виявлення властивостей таких схем щодо забезпечення необхідного рівня напруги на шинах РУВП під час тривалих нормальних експлуатаційних режимів, коли активна потужність завантаження генератора енергоблоку дорівнює номінальному значенню [80].

У нормальних експлуатаційних режимах електроприймачі ВП енергоблоку, принципова схема якого зображена на рисунку 3.7, живляться від генератора через РТВП і ДРТВП. Останній працює в режимі заданого навантаженням енергоблоку струму, який протікає через первинні обмотки ДРТВП і блокового трансформатора. Цей струм трансформується у розщеплену вторинну обмотку ДРТВП і забезпечує покриття відповідної частини навантаження ВП.

Відомо, що за незмінної величини активної потужності завантаження генератора енергоблоку значення потужності навантаження ВП практично не змінюється. При цьому величина реактивної потужності генератора, а отже й

струмове завантаження як генератора так і БТ, визначається значенням напруг генератора та ЕЕС. Саме такі природні властивості схеми на рисунку 3.7

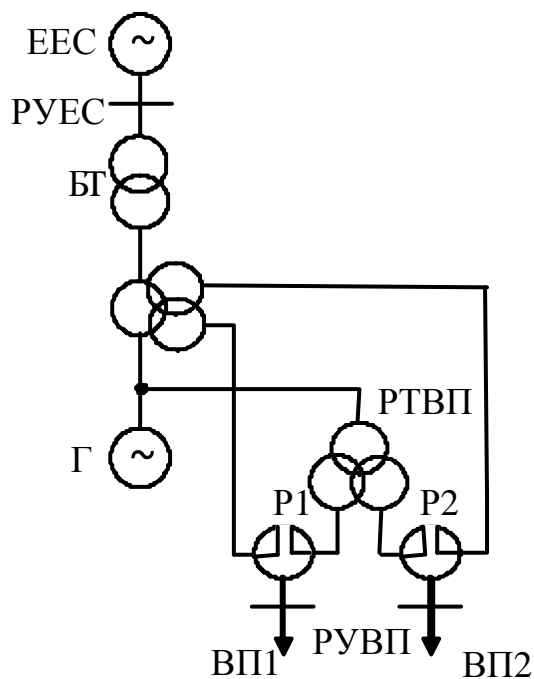


Рисунок 3.7 - Принципова схема електричної частини енергоблоку з ДРТВП з розщепленими обмотками

забезпечують підтримання достатнього для роботи електроприймачів ВП рівня напруги на шинах РУВП як під час зовнішніх стосовно енергоблоку [53], так і під час електро-механічних процесів, зумовлених аварійними збуреннями в ЕЕС [81]. Дослідження проводилися на основі однолінійної заступної схеми енергоблоку, зображеної на рисунку 3.8, де позначення елементів, параметрів схеми та координат режиму є загальноприйнятими і тому не потребують додаткових пояснень.

Формування рівнянь стану математичної моделі здійснювалось з застосуванням методу вузлових напруг. При цьому взято до уваги таке:

а) параметри елементів однолінійної заступної схеми енергоблоку є параметрами елементів енергоблоку для прямої послідовності;

б) навантаження секцій ВП1, ВП2 власних потреб представлено повними опорами $\underline{Z}_{ВП1}$, $\underline{Z}_{ВП2}$ відповідно;

в) напруги вузлів дорівнюють їх лінійним значенням;

г) напруги вузлів 3 та 6 визначені через напруги вузлів 1 та 2 відповідно як $\dot{U}_3 = \underline{K}_{Т2} \cdot \dot{U}_1$ та $\dot{U}_6 = \underline{K}_{Т3} \cdot (\dot{U}_1 - \dot{U}_2)$, що дало змогу зменшити розмірність системи вузлових рівнянь стану з 12-ти до 10-ти.

З урахуванням наведеного та прийнятих на схемі рисунку 3.8 додатніх напрямів струмів рівняння стану для незалежних вузлів 1, 2, 4, 5, 7÷12 матимуть вигляд:

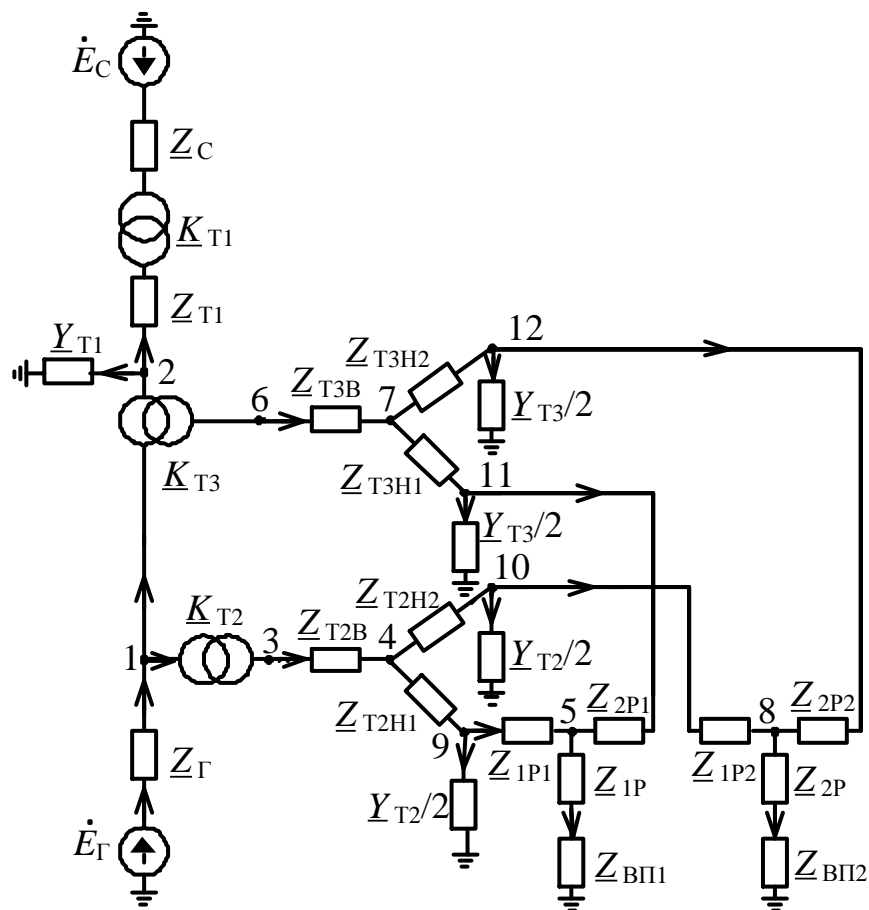


Рисунок 3.8 – Заступна схема енергоблоку з ДРТВП з розщепленими обмотками

$$\begin{aligned}
 1) \quad & \frac{\dot{E}_1 - \dot{U}_1}{Z_\Gamma} - K_{T2}^* \frac{K_{T2} \dot{U}_1 - \dot{U}_4}{Z_{T2B}} - K_{T3}^* \frac{K_{T3} (\dot{U}_1 - \dot{U}_2) - \dot{U}_7}{Z_{T3B}} = 0; \\
 2) \quad & K_{T3}^* \frac{K_{T3} (\dot{U}_1 - \dot{U}_2) - \dot{U}_7}{Z_{T3B}} - Y_{T1} \dot{U}_2 - \frac{\dot{U}_2 - K_{T1} \dot{E}_C}{K_{T1}^2 Z_C + Z_{T1}} = 0; \\
 4) \quad & \frac{K_{T2} \dot{U}_1 - \dot{U}_4}{Z_{T2B}} - \frac{\dot{U}_4 - \dot{U}_9}{Z_{T2H1}} - \frac{\dot{U}_4 - \dot{U}_{10}}{Z_{T2H2}} = 0; \\
 5) \quad & \frac{\dot{U}_9 - \dot{U}_5}{Z_{1P1}} + \frac{\dot{U}_{11} - \dot{U}_5}{Z_{2P1}} - \frac{\dot{U}_5}{Z_{BП1} + Z_{P1}} = 0; \\
 7) \quad & \frac{K_{T3} (\dot{U}_1 - \dot{U}_2) - \dot{U}_7}{Z_{T3B}} - \frac{\dot{U}_7 - \dot{U}_{11}}{Z_{T3H1}} - \frac{\dot{U}_7 - \dot{U}_{12}}{Z_{T3H2}} = 0; \\
 8) \quad & \frac{\dot{U}_{10} - \dot{U}_8}{Z_{1P2}} + \frac{\dot{U}_{12} - \dot{U}_8}{Z_{2P2}} - \frac{\dot{U}_8}{Z_{BП2} + Z_{P2}} = 0; \\
 9) \quad & \frac{\dot{U}_4 - \dot{U}_9}{Z_{T2H1}} - \frac{Y_{T2}}{2} \dot{U}_9 - \frac{\dot{U}_9 - \dot{U}_5}{Z_{1P1}} = 0;
 \end{aligned} \tag{3.15}$$

$$10) \quad \frac{\dot{U}_4 - \dot{U}_{10}}{\underline{Z}_{Т2Н2}} - \frac{Y_{Т2}}{2} \dot{U}_{10} - \frac{\dot{U}_{10} - \dot{U}_8}{\underline{Z}_{1P2}} = 0;$$

$$11) \quad \frac{\dot{U}_7 - \dot{U}_{11}}{\underline{Z}_{Т3Н1}} - \frac{Y_{Т3}}{2} \dot{U}_{11} - \frac{\dot{U}_{11} - \dot{U}_5}{\underline{Z}_{2P1}} = 0;$$

$$12) \quad \frac{\dot{U}_7 - \dot{U}_{12}}{\underline{Z}_{Т3Н2}} - \frac{Y_{Т3}}{2} \dot{U}_{12} - \frac{\dot{U}_{12} - \dot{U}_8}{\underline{Z}_{2P2}} = 0.$$

Після розв'язання цієї системи комплексних рівнянь (3.15) для заданих значень ЕРС генератора $\dot{E}_Г$ та системи \dot{E}_C фазні струми та трифазні потужності в елементах енергоблока між вузлами i, k обчислюються за відомими формулами:

$$\dot{I}_{i,k} = (\dot{U}_i - \dot{U}_k) / (\sqrt{3} \underline{Z}_{i,k}); \quad \dot{S}_{i,k} = \sqrt{3} \dot{U}_i \dot{I}_k^* = P_{i,k} + jQ_{i,k}. \quad (3.16)$$

Планування математичних експериментів здійснювалося з врахуванням таких рекомендацій [53, 82]:

- генератор може працювати з номінальними активною потужністю та коефіцієнтом потужності в діапазоні напруг на його виводах $U_{Г*} = 0,95 \div 1,05$, де $U_{Г*} = U_{Г} / U_{Г\text{ном}}$;

- найбільша робоча напруга генератора не повинна перевищувати 110% номінального значення, тобто $U_{Г*} \leq 1,1$;

- у режимах $U_{Г*} < 0,95$ струм статора генератора не повинен перевищувати 1,05 тривало допустимого значення;

- дозволяється тривала робота генераторів з коефіцієнтом потужності меншим від його номінальне значення за умови, що фактичний струм збудження не перевищуватиме тривало допустимого значення;

- дозволяється тривала робота генераторів з непрямым охолодженням обмоток з підвищенням коефіцієнта потужності до одиниці за умови, що його фактична потужність не перевищуватиме номінальне значення повної потужності. Для генераторів з безпосереднім охолодженням така робота допускається, як правило, з індуктивним коефіцієнтом потужності $\cos \varphi_{LT} \leq 0,95 \div 0,96$;

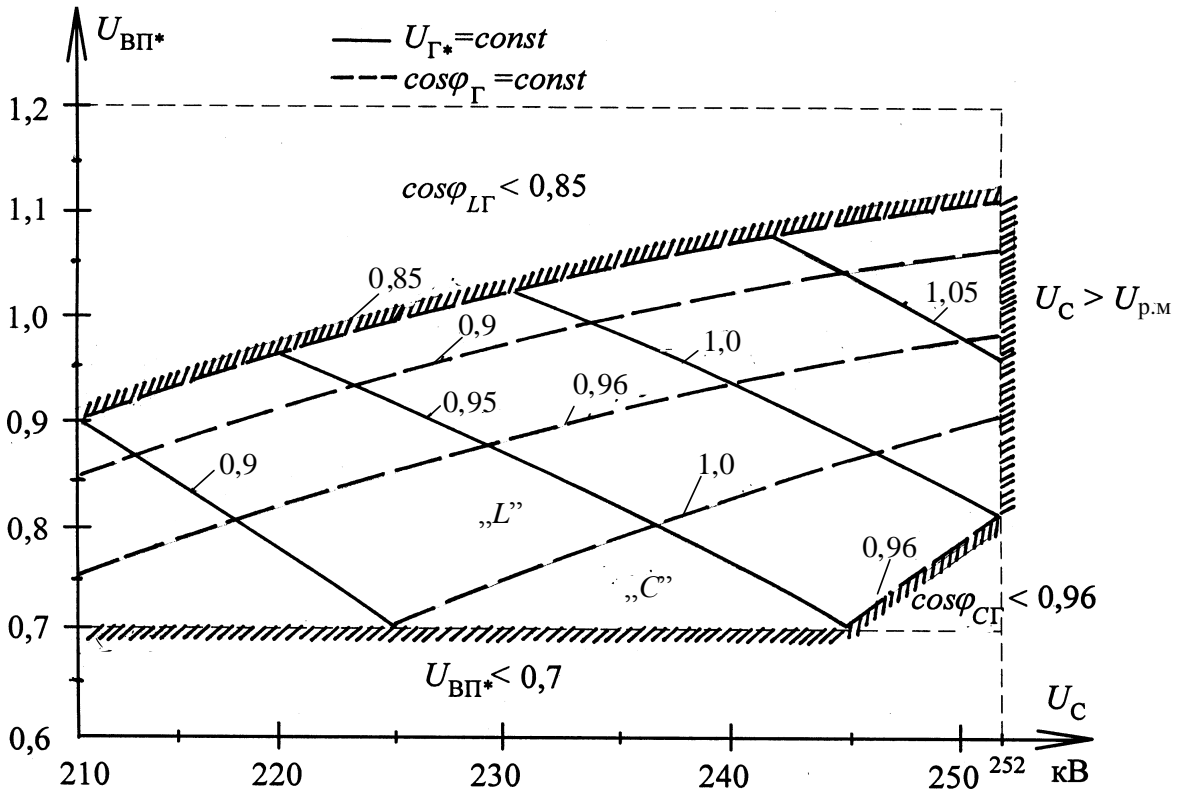
- під час роботи генераторів з номінальною активною потужністю в режимі недозбудження його ємнісний коефіцієнт потужності повинен, як правило, бути не меншим за 0,96, тобто $\cos \varphi_{\text{СТ}} \geq 0,96$;

- в нормальних режимах напруга на шинах РУВП повинна підтримуватися на рівні $U_{\text{ВП}*} = 1,0 \div 1,05$, де $U_{\text{ВП}*} = U_{\text{ВП}} / U_{\text{ВП ном}}$;

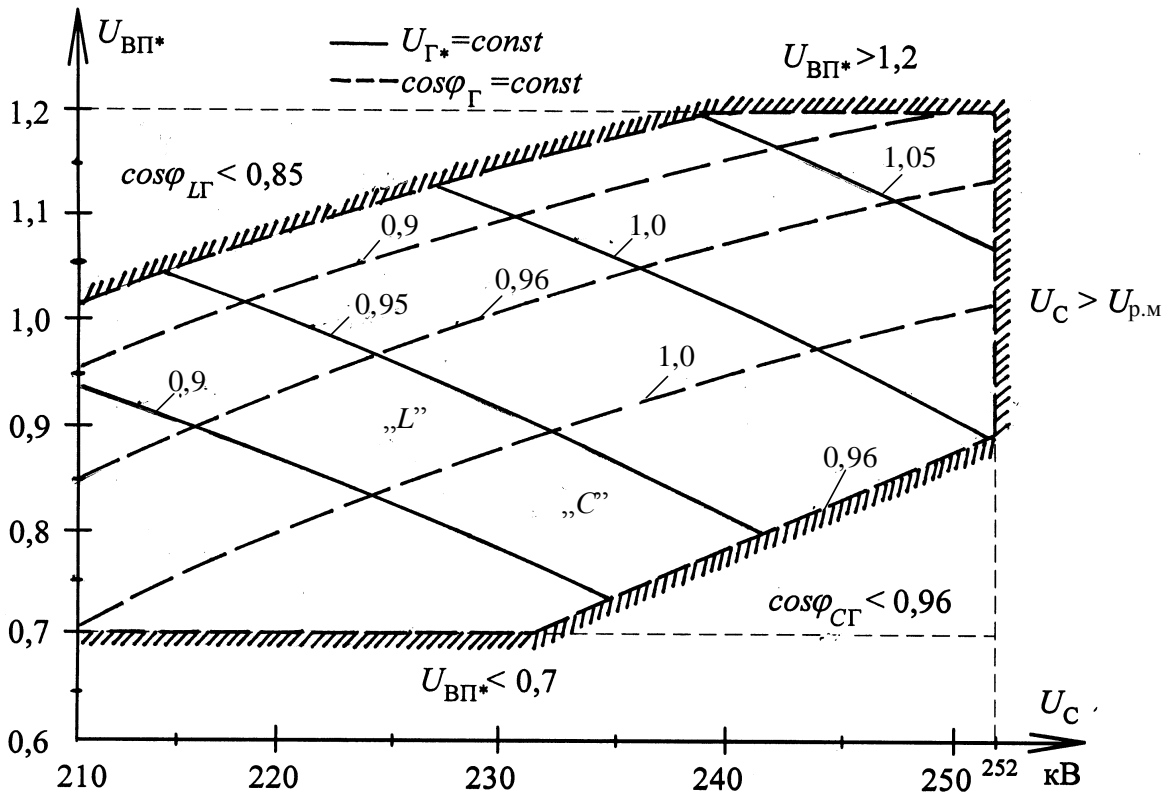
- за необхідності допускається тривала робота електродвигунів з напругою $U_{\text{ВП}*} = 0,9 \div 1,1$.

Дослідження проводились для енергоблока з турбогенератором ТГВ-200М ($U_{\text{Г ном}} = 15,75 \text{ кВ}$; $\cos \varphi_{\text{Г ном}} = 0,85$), блоковим трансформатором ТДЦ-250000/220 та робочим трансформатором власних потреб ТРДНС-25000/35. Параметри ДРТВП прийняті на основі трансформатора ТДНС-16000/20, але з врахуванням необхідної реконструкції його обмоток – вторинна виконується розщепленою, а первинна вмикається послідовно в електричне коло між виводами генератора Г та первинної обмотки БТ. Параметри реакторів Р1, Р2 прийняті на основі зведеного реактора РБС 10-2×630-0,4УЗ. Для навантаження ВП прийнято: $U_{\text{ВП ном}} = 6 \text{ кВ}$; $P_{\text{ВП ном}} = 0,08 P_{\text{Г ном}}$; $\cos \varphi_{\text{ВП ном}} = 0,7$; $P_{\text{ВП1}} = P_{\text{ВП2}} = 0,5 P_{\text{ВП}}$. ЕЕС розглядається як балансувальний вузол з заданою напругою U_C , тобто $E_C = U_C$ та $Z_C = 0$. Основні номінальні параметри елементів схеми рисунка 3.7 прийняті згідно з [54, 55]. Прийняті за базові значення коефіцієнтів трансформації БТ ($\underline{K}_{\text{T1}} = 0,062 e^{-j30^\circ}$), РТВП ($\underline{K}_{\text{T2}} = 0,419$), ДРТВП ($\underline{K}_{\text{T3}} = 7,11$) та напруги системи $U_C = 230 \text{ кВ}$ забезпечують базовий режим енергоблока з координатами режиму близькими до їх номінальних значень та практично однаковим струмовим завантаженням гілок зведених реакторів Р1, Р2.

Згідно з [82] регулювання напруги в електричних мережах 110 кВ і вище повинно здійснюватись в контрольних вузлах, які визначаються відповідними службами НЕК «Укренерго» та ЕЕС. Тому на рисунках 3.9 та 3.10 результати

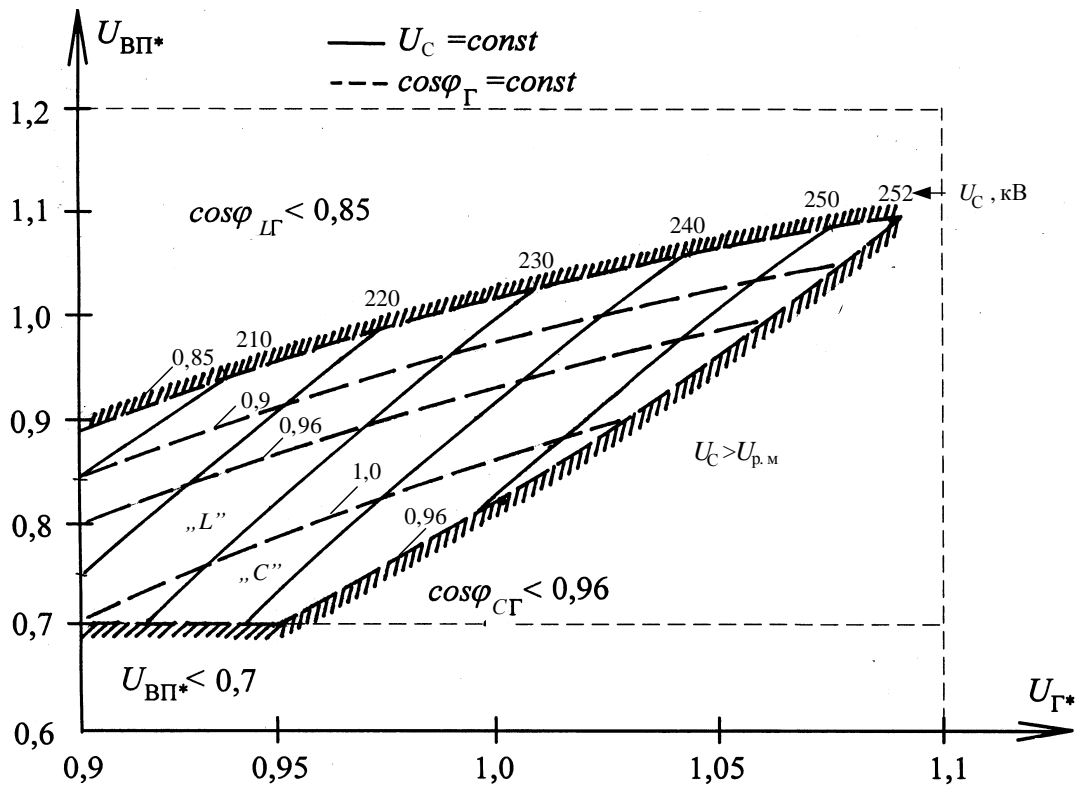


а

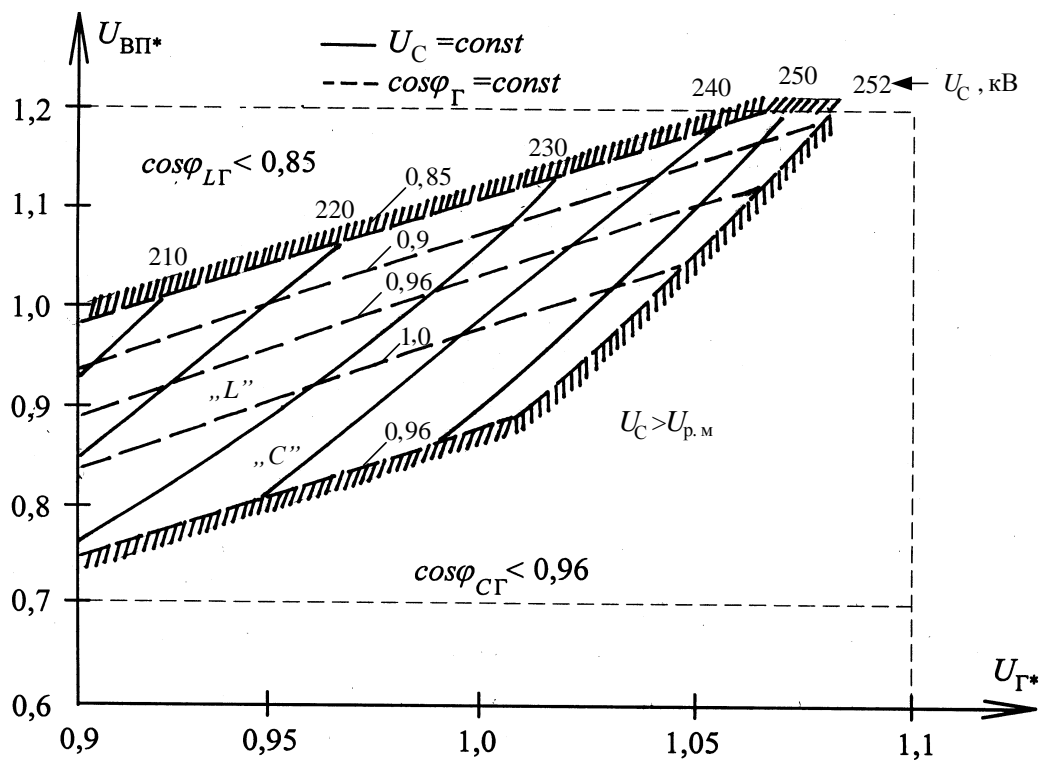


б

Рисунок 3.9 – Рівні напруги на шинах РУВП під час зміни напруги ЕЕС для: а – $K_{T2}=0,419$; б – $K_{T2}=0,455$



а



б

Рисунок 3.10 – Рівні напруги на шинах РУВП під час зміни напруги генератора для: а – $K_{T2} = 0,419$; б – $K_{T2} = 0,455$

досліджень подані у вигляді графічних залежностей для двох випадків: контрольним вузлом є шини генератора (рисунок 3.9); контрольним вузлом є шини розподільної устави (РУЕС) вищої напруги енергоблока (рисунок 3.10).

В обох випадках розрахунки проводилися для двох значень коефіцієнта трансформації РТВП – базового значення $K_{T2} = 0,419$ (рисунки 3.9, а та 3.10, а) та максимально можливого $K_{T2} = 0,455$ (рисунки 3.9, б та 3.10, б).

Аналіз одержаних результатів показав, що під час режимів генератора з індуктивним коефіцієнтом потужності в діапазоні $\cos\varphi_{LG} = 0,85 \div 0,9$ і зміні напруг генератора та системи в межах $U_{G*} = 0,95 \div 1,05$ та $U_C = 220 \div 252$ кВ рівень напруги на шинах РУВП знаходиться в допустимих межах $U_{ВП} = 0,9 \div 1,1$ без дії пристрою РПН РТВП незалежно від того, який з вузлів є контрольним (рисунки 3.9, а та 3.10, а). Під час режимів генератора з індуктивним коефіцієнтом потужності близьким до одиниці та з ємнісним коефіцієнтом потужності рівень напруги на шинах РУВП знижується, особливо під час зменшення напруги генератора, хоча й знаходиться в допустимих для таких короточасних режимів межах також без дії пристрою РПН РТВП (рисунки 3.9, а та 3.10, а). Якщо режими генератора з коефіцієнтом потужності близьким до одиниці або з ємнісним його значенням є тривало допустимими, то застосування РТВП з пристроєм РПН дозволяє суттєво підвищити рівень напруги на шинах РУВП енергоблока (рисунки 3.9, б та 3.10, б). Враховуючи, що рівень напруги на шинах РУВП залежить також від завантаження генератора реактивною потужністю, можна вважати кращими умови роботи енергоблока, якщо контрольним вузлом є шини вищої напруги РУЕС.

3.4 Фізичне моделювання енергоблоку електростанції з ДРТВП

Однією з важливих задач, які розв'язують під час розроблення нових схематичних рішень електричної частини енергоблоків електростанцій, є забезпечення необхідної адекватності результатів всебічних досліджень їх природніх властивостей. Проведення таких досліджень шляхом натурних експериментів на діючих об'єктах можливе за певної їх реконструкції, спорудження спеціальних

стендів та потребує значних затрат. При цьому, рішення про доцільність і необхідність проведення таких експериментів може бути прийняте, якщо результати попередніх досліджень з застосуванням математичного моделювання та комп'ютерного симулювання викликатимуть певні застереження щодо їх адекватності. Саме тому, для підтвердження достовірності отримуваних результатів, дослідження проводять з використанням різних програмних комплексів та, коли це можливо, виконують експерименти на фізичних моделях.

На рисунку 3.11, а зображена принципова схема фрагмента одного з досліджуваних варіантів виконання системи електропостачання власних потреб енергоблоку з ДРТВП [48]. Тут генератор Г через блоковий трансформатор Т1 (БТ) видає потужність в електроенергосистему С. Електропостачання приймачів власних потреб здійснюється від генератора через робочий трансформатор власних потреб Т2 та через додатковий робочий трансформатор власних потреб Т3. Спосіб увімкнення останнього забезпечує його роботу в режимі джерела заданого навантаженням ЕБ струму. Дослідження, результати яких на прикладі енергоблоку потужністю 200 МВт викладені в [53,58,81,83,84], показали, що за умови певних технічних характеристик електроустаткування рівень напруги на шинах ВП буде в допустимих межах як в усталених експлуатаційних режимах, так і під час зовнішніх КЗ. За вказаних на рисунку 1, а схем і однакових груп з'єднання обмоток трансформаторів Т2 і Т3 основну умову можна записати так [53]:

$$\underline{Z}_{T2(H)} / \underline{Z}_G = K_{T3} / K_{T2}, \quad (3.16)$$

де $\underline{Z}_{T2(H)}$, \underline{Z}_G – повні (комплексні) опори РТВП та генератора в дійсних іменованих одиницях для номінальних напруг обмотки нижчої напруги Н трансформатора Т2 та статора генератора відповідно; K_{T2} , K_{T3} – коефіцієнти трансформації трансформаторів Т2, Т3 як відношення вищих номінальних напруг обмоток В до нижчих Н, відповідно.

Генератори і трансформатори потужних енергоблоків характеризуються високою добротністю, тобто $X_G \gg R_G$ та $X_{T2(H)} \gg R_{T2(H)}$. Тоді умова (3.16) зводиться до простого співвідношення:

$$X_{T2(H)} / X_{\Gamma} = K_{T3} / K_{T2}. \quad (3.17)$$

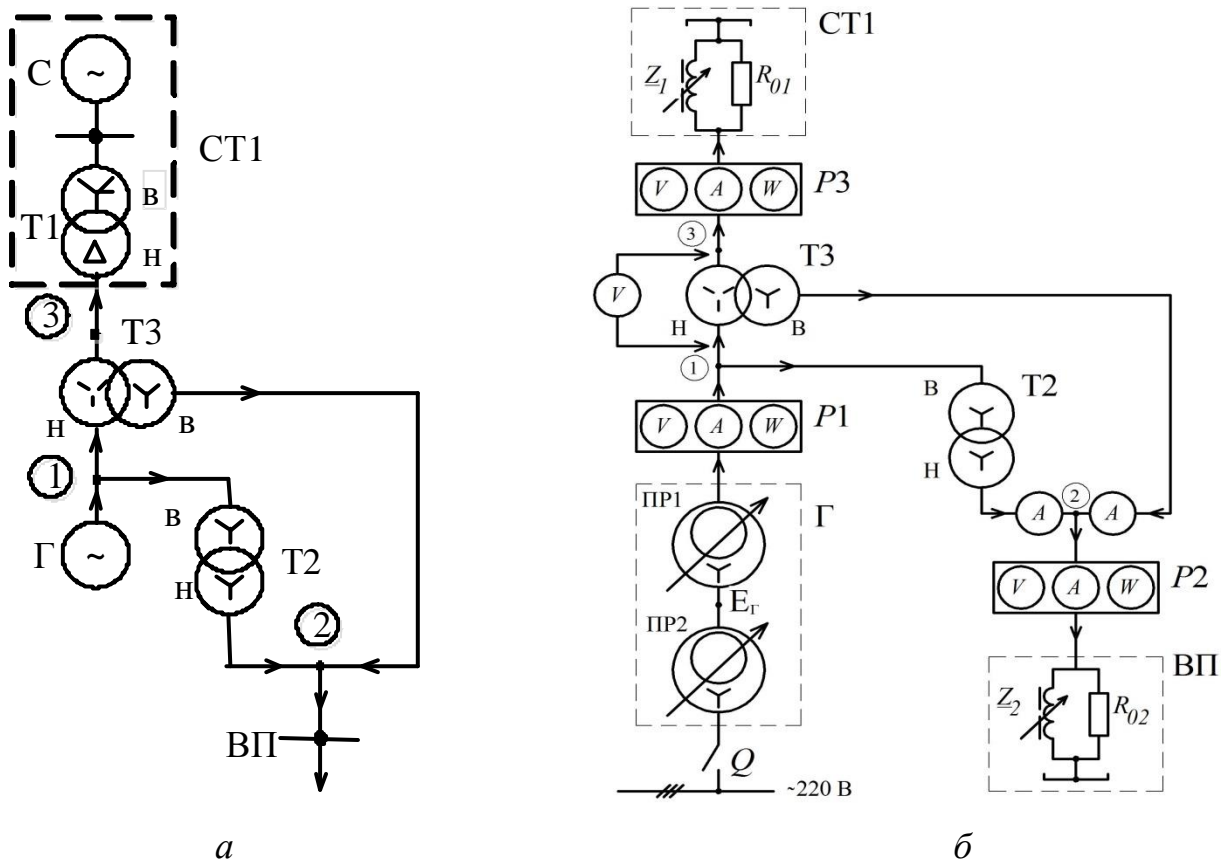


Рисунок 3.11 – Схеми електричної частини енергоблоку електростанції з ДРТВП: а - принципова; б - фізичної моделі.

Практика фізичного моделювання показує, що забезпечити добротність елементів фізичних моделей, які живляться від електричної мережі 220 В, на рівні добротності реального високовольтного електроустаткування потужних ЕБ зазвичай не вдається, оскільки потребує спеціального виконання таких елементів. Задача наших досліджень не вимагала точного врахування критеріїв подібності для конкретного реального ЕБ. Тому фізична модель створювалася на базі наявного та доступного електрообладнання. Так, зокрема, для моделювання робочого і додаткового робочого трансформаторів ВП вимушено використовувалися два однакові трансформатори з однаковими параметрами і коефіцієнтами трансформації ($K_{T3} = K_{T2}$), а для моделювання генератора – два потенціал-регулятори. Добротність трансформаторів на порядок менша за добротність останніх. Тому можемо говорити

лише про дуже наближене виконання умови (3.16), та й то стосовно модулів Z_{T2} та Z_T відповідних опорів, а саме:

$$Z_{T2(n2)}/Z_T \approx K_{T3}/K_{T2} = 1. \quad (3.18)$$

На рисунку 3.11, б зображена схема фізичної моделі (ФМ), на якій досліджувалися природні властивості схемо-технічного вирішення на рисунку 3.11, а. Як видно з рисунка 3.11, генератор моделюється двома трифазними потенціал-регуляторами: ПР1, опір якого відображає опір моделі генератора Z_T , та який для нормального режиму навантаження формує на виході моделі генератора напругу зі значенням, близьким до номінального; ПР2, який через вимикач Q живиться від ЕМ 220 В та формує на виході бажане значення напруги, що подається на вхід ПР1 і відображає ЕРС генератора $E_T = const$. Навантаження власних потреб з опором $Z_{ВП}$ моделюється елементом ВП зі з'єднаних паралельно трифазних батареї активних опорів R_{02} та котушки індуктивності з незв'язаними магнітопроводами Z_2 . Еквівалентний опір $Z_{ВП}$ цього елемента відповідає режиму, близькому до номінального навантаження ВП $\underline{S}_{ВП} \approx \underline{S}_{ВПном}$:

$$\underline{Z}_{ВП} = \frac{R_{02} \cdot \underline{Z}_2}{R_{02} + \underline{Z}_2} \approx \underline{Z}_{ВПном} = const. \quad (3.19)$$

Блоковий трансформатор Т1 з опором $Z_{T1(n)}$ та система С з опором $Z_{C(n)}$ моделюються елементом СТ1 зі з'єднаних паралельно трифазних батареї активних опорів R_{01} та котушки індуктивності Z_1 з незв'язаними магнітопроводами. Еквівалентний опір $\underline{Z}_{СТ1}$ визначається за формулою

$$\underline{Z}_{СТ1} = \frac{R_{01} \cdot \underline{Z}_1}{R_{01} + \underline{Z}_1} \approx \underline{Z}_{T1(n)} + \underline{Z}_{C(n)} = var, \quad (3.20)$$

залежно від характерного досліджуваного режиму, а саме:

1. $\underline{Z}_{СТ1(1)} = \underline{Z}_{T1(n)} + \underline{Z}_{Снорм(n)}$ – нормальний режим видачі потужності в систему з врахуванням втрат потужності в БТ Т1 та в електричній мережі системи.
2. $\underline{Z}_{T1(n)} < \underline{Z}_{СТ1(2)} < \underline{Z}_{СТ1(1)}$ – режими невіддалених та віддалених від ЕБ трифазних КЗ в електричній мережі системи.
3. $\underline{Z}_{СТ1(3)} = \underline{Z}_{T1(n)}$ – режим трифазного КЗ на виводах обмотки ВН Т1.
4. $\underline{Z}_{СТ1(4)} = 0$ – режим трифазного КЗ на виводах обмотки НН Т1.

Координати режимів вимірювалися комплексами $P1$, $P2$, $P3$ та відповідними приладами згідно з рисунком 3.11, б, а загальний вигляд фізичної моделі показаний на рисунку 3.12.

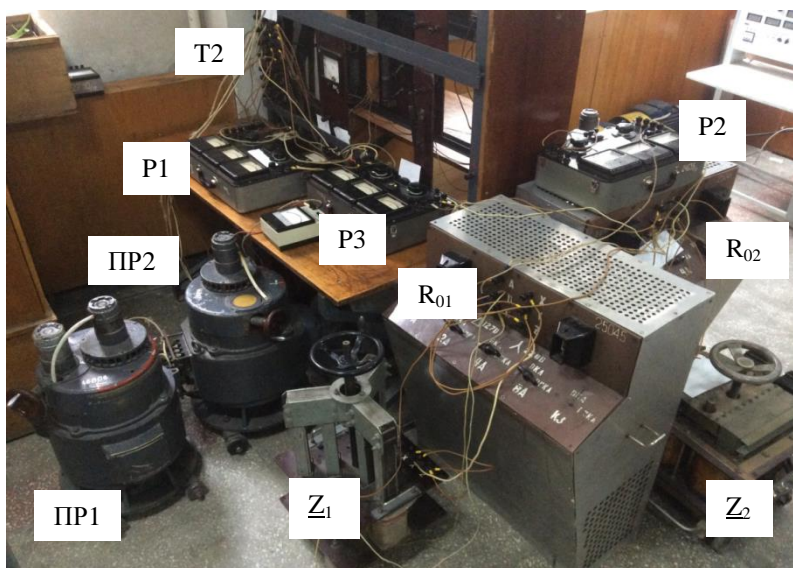


Рисунок - 3.12 Фізична модель фрагмента електричної частини енергоблоку електростанції з ДРТВП

Математична модель для аналізу усталених нормальних і аварійних режимів формувалася в дійсних координатах за схемою ЕБ на рисунку 3.11, а, тобто з урахуванням трансформатора $T1$, але без урахування поперечних елементів схем заміщення трансформаторів. При цьому застосовувався метод контурних струмів з подальшим точним аналітичним розв'язанням системи лінійних скінченних рівнянь. Комп'ютерне симулювання здійснювалося в програмному середовищі *Mathcad* з метою:

а) визначення діапазонів значень параметрів і номінальних координат режимів елементів ФМ перед фізичним моделюванням, щоб запобігти їх струмовому перевантаженню під час усталених режимів трифазних КЗ;

б) оцінювання виконання задачі досліджень, після експериментів на ФМ з фактичними значеннями параметрів її елементів, прийнятими у ЦМ.

Тут зазначимо, що аналогічні дослідження на описаних фізичній і цифровій моделях були проведені також для традиційної схеми електричної частини ЕБ, тобто

без додаткового робочого трансформатора власних потреб, з метою порівняльного аналізу їх природніх властивостей.

У фізичній моделі було задіяне таке електроустаткування.

Потенціал-регулятори ПР1, ПР2 (індукційні регулятори напруги РН) – виконані як автотрансформатори на базі фазорегуляторів ФР-62 з поворотним ротором.

Елементи ВП та СТ1 (кожен окремо) – з'єднані паралельно трифазні батарея активних опорів з діапазоном можливих значень $R_0 = (9,8 \div 104)$ Ом та котушка індуктивності з незв'язаними магнітопроводами фаз та діапазоном можливих значень повного опору $\underline{Z} = [(0,363 \div 0,58) + j(1,76 \div 53,47)]$ Ом.

Робочий та додатковий робочий трансформатори ВП – однакові трансформатори типу ТСШ – 2,5/0,5 Y/Y-12: $S_{\text{НОМ}} = 2,5$ кВА; $U_{\text{ВНОМ}} = 380$ В; $U_{\text{ННОМ}} = 230$ В; $K_{\text{В-ННОМ}} \approx 1,67$; $U_{\text{кВ-Н}} = 15,12$ В; $I_{\text{кВ}} = I_{\text{ВНОМ}} = 3,8$ А; $R_{\text{В}} = 0,774$ Ом; $R_{\text{Н}} = 0,197$ Ом.

З урахуванням викладеного та на підставі аналізу даних для фізичної моделі прийняті такі бажані номінальні значення координат режиму та близькі до номінальних фактичні значення параметрів її елементів, позначення яких відповідають як загальноприйнятим [85], так і позначенням на рисунку 3.11.

Власні потреби ВП: $U_{\text{ВПНОМ}} = 30$ В; $I_{\text{ВПНОМ}} = 2$ А; $\cos\varphi_{\text{ВПНОМ}} = 0,7$; $S_{\text{ВПНОМ}} = 104$ ВА; $P_{\text{ВПНОМ}} = 73$ Вт; $Q_{\text{ВПНОМ}} = 74$ вар; $Z_{\text{ВП}} = 8,26$ Ом; $R_{\text{ВП}} = 5,92$ Ом; $X_{\text{ВП}} = 5,76$ Ом.

Трансформатор Т2: $K_{\text{Т2НОМ}} \approx 1,67$; $U_{\text{Т2ННОМ}} = U_{\text{ВПНОМ}} = 30$ В; $U_{\text{Т2ВНОМ}} = K_{\text{Т2НОМ}} \cdot U_{\text{Т2ННОМ}} = 50$ В; $Z_{\text{Т2(Н)}} = 0,83$ Ом; $R_{\text{Т2(Н)}} = 0,48$ Ом; $X_{\text{Т2(Н)}} = 0,68$ Ом.

Трансформатор Т3: $K_{\text{Т3НОМ}} \approx 1,67$; $U_{\text{Т3ВНОМ}} = U_{\text{ВПНОМ}} = 30$ В; $U_{\text{Т3ННОМ}} = U_{\text{Т3ВНОМ}} / K_{\text{Т2НОМ}} = 18$ В; $Z_{\text{Т3(В)}} = 2,31$ Ом; $R_{\text{Т3(В)}} = 1,33$ Ом; $X_{\text{Т3(В)}} = 1,89$ Ом.

Генератор Г: $U_{\text{ГНОМ}} = 50$ В; $E_{\text{ГНОМ}} = 1,34 \cdot U_{\text{ГНОМ}} = 67$ В; $Z_{\text{Г}} = 4,68$ Ом; $R_{\text{Г}} = 0,28$ Ом; $X_{\text{Г}} = 4,67$ Ом.

Трансформатор Т1: $Z_{\text{Т1(Н)}} = 2,05$ Ом; $R_{\text{Т1(Н)}} = 0,6$ Ом; $X_{\text{Т1(Н)}} = 1,96$ Ом.

Система С: $Z_{\text{СНОРМ(Н)}} = 10,32$ Ом; $R_{\text{СНОРМ(Н)}} = 9,87$ Ом; $X_{\text{СНОРМ(Н)}} = 3,01$ Ом.

Елемент СТ1 для дослідження прийнятих характерних режимів (3.20):

1. $Z_{\text{СТ1(1)}} = 11,59$ Ом; $R_{\text{СТ1(1)}} = 10,47$ Ом; $X_{\text{СТ1(1)}} = 4,97$ Ом.

2. $Z_{\text{СТ1(2)}} = 5,62$ Ом; $R_{\text{СТ1(2)}} = 1,04$ Ом; $X_{\text{СТ1(2)}} = 5,52$ Ом. Невіддалене КЗ.

3. $Z_{CT1(3)} = Z_{T1(n)} = 2.05 \text{ Ом}$; $R_{CT1(3)} = 0,6 \text{ Ом}$; $X_{CT1(3)} = 1,96 \text{ Ом}$. КЗ за Т1.

4. $Z_{CT1(4)} = 0$.

За вказаних фактичних параметрів елементів ФМ умова (3.18) не виконується, оскільки

$$\underline{Z}_{T2(n2)} / \underline{Z}_{\Gamma} = 0,83 / 4,68 = 0,177 < K_{T3ном} / K_{T2ном} = 1, \quad (3.21)$$

що бралось до уваги під час проведення досліджень та аналізу їх результатів.

Для опрацювання результатів математичного (цифрового) і фізичного моделювання та їх аналізу використовувалися значення лінійних напруг, струмів фаз та трифазних потужностей, які подані в таблицях 3.2, 3.3. У цих таблицях і далі позначено: ЦМ – цифрова модель; ФМ – фізична модель. Розбіжність результатів математичного та фізичного моделювання обчислювалася у відсотках за виразом:

$$\delta\% = (\text{ЦМ} - \text{ФМ}) / \text{ФМ} \cdot 100\%. \quad (3.22)$$

Таблиця 3.2

Координати режимів схеми ЕБ з ДРТВП

Величина	Режим 1			Режим 2			Режим 3			Режим 4		
	ЦМ	ФМ	$\delta, \%$	ЦМ	ФМ	$\delta, \%$	ЦМ	ФМ	$\delta, \%$	ЦМ	ФМ	$\delta, \%$
$U_{\Gamma}, \text{ В}$	53,46	52,5	1,83	45,78	44,5	2,88	36,88	37,5	-1,65	22,41	22,26	0,67
$I_{\Gamma}, \text{ А}$	2,31	2,23	3,59	2,76	2,71	1,85	3,91	3,81	2,62	5,81	5,58	4,12
$P_{\Gamma}, \text{ Вт}$	171,9	161,3	6,57	94,71	90,0	5,23	117,1	120,0	-2,42	133,7	145,5	-8,11
$U_{ВП}, \text{ В}$	30,35	29,4	3,23	27,0	26,25	2,86	23,68	23,55	0,55	18,47	18,75	0,11
$I_{ВП}, \text{ А}$	2,12	2,06	2,91	1,86	1,81	2,76	1,65	1,64	0,61	1,25	1,27	-1,57
$P_{ВП}, \text{ Вт}$	79,85	75,0	6,47	60,9	57,6	5,73	46,08	45,6	1,05	26,76	27,6	-3,04
$U_{CT1}, \text{ В}$	33,2	31,5	5,4	26,08	25,2	3,49	16,34	16,16	1,11	0	0	-
$I_{CT1}, \text{ А}$	1,65	1,57	5,1	2,68	2,59	3,47	4,61	4,56	1,1	7,91	7,57	4,49
$P_{CT1}, \text{ Вт}$	85,95	80,4	6,9	21,45	21,0	2,14	38,34	37,5	2,24	0	0	-
$I_{T2}, \text{ А}$	1,21	1,17	3,42	0,85	0,78	8,97	1,27	1,35	-5,93	3,5	3,75	-6,67
$U_{T3}, \text{ В}$	20,26	19,85	2,07	19,69	19,33	1,86	20,54	20,75	-1,01	22,41	22,26	0,67

Оцінка розбіжностей результатів математичного і фізичного моделювання здійснювалася за значеннями їх модулів. Межі розбіжностей координат режиму для

схеми ЕБ з ДРТВП (д) і традиційної схеми (т) відповідно такі: $\delta U_{д}=(0,11\div 5,4)\%$ та $\delta U_{т}=(0,65\div 7,93)\%$; $\delta I_{д}=(0,61\div 8,97)\%$ та $\delta I_{т}=(0,17\div 8,04)\%$; $\delta P_{д}=(1,05\div 8,11)\%$ та $\delta P_{т}=(1,29\div 9,71)\%$. Отже, найбільші значення меж розбіжностей мали місце для активних потужностей.

Межі розбіжностей координат режиму для кожного з характерних досліджуваних режимів такі: $\delta p_{1д}=(1,83\div 6,9)\%$ та $\delta p_{1т}=(4,36\div 9,57)\%$; $\delta p_{2д}=(1,85\div 8,97)\%$ та $\delta p_{2т}=(1,2\div 4,0)\%$; $\delta p_{3д}=(0,55\div 5,93)\%$ та $\delta p_{3т}=(0,17\div 9,71)\%$; $\delta p_{4д}=(0,11\div 6,67)\%$ та $\delta p_{4т}=2,94\%$. Отже, розбіжності мають найбільші значення для режимів 1 і 2, тобто під час нормального режиму видачі потужності в систему та під час режиму віддаленого від ЕБ трифазного КЗ в електричній мережі системи, відповідно. Вірогідно, що це зумовлено вищим в цих режимах (особливо в режимі 1) рівнем напруг порівняно з іншими режимами та впливом нелінійних елементів у фізичній моделі, а також відсутністю в математичній моделі поперечних гілок схем заміщення трансформаторів та лінійністю рівнянь стану.

Таблиця 3.3

Координати режимів традиційної схеми ЕБ (без ДРТВП)

Величина	Режим 1			Режим 2			Режим 3			Режим 4		
	ЦМ	ФМ	$\delta, \%$	ЦМ	ФМ	$\delta, \%$	ЦМ	ФМ	$\delta, \%$	ЦМ	ФМ	$\delta, \%$
$U_{Г}, В$	47,92	45,92	4,36	33,97	33,55	1,25	20,03	19,7	1,68	0	0	-
$I_{Г}, А$	3,43	3,27	4,89	4,13	4,04	2,23	5,9	5,91	-0,17	8,25	8,5	-2,94
$P_{Г}, Вт$	249,0	231,3	7,65	68,37	67,5	1,29	78,99	72	9,71	0	0	-
$U_{ВП}, В$	26,16	25,0	4,64	18,57	18,35	1,2	11,01	10,6	3,87	0	0	-
$I_{ВП}, А$	1,82	1,74	4,6	1,28	1,26	1,59	0,74	0,71	4,23	0	0	-
$P_{ВП}, Вт$	56,52	51,6	9,53	28,59	27,9	2,47	11,19	10,5	6,57	0	0	-
$U_{СТ1}, В$	47,92	44,4	7,93	33,97	33,3	2,01	20,03	19,9	0,65	0	0	-
$I_{СТ1}, А$	2,41	2,24	8,04	3,46	3,4	1,76	5,52	5,48	0,73	8,25	8,5	-2,94
$P_{СТ1}, Вт$	187,7	171,3	9,57	37,44	36,0	4,0	66,87	66	1,32	0	0	-
$I_{Т2}, А$	1,82	1,74	4,6	1,28	1,24	3,23	0,74	0,71	4,22	0	0	-

Загалом розбіжності не перевищували 10% і були зумовлені впливом таких основних чинників:

а) під час математичного моделювання – використовувалися експериментально встановленні значення параметрів елементів ФМ (тобто не точні, оскільки вони невідомі, а з певними похибками), не враховувались поперечні гілки та нелінійні характеристики елементів ФМ;

б) під час фізичного моделювання – мали місце похибки вимірних комплексів і приладів та похибки візуального зняття показів.

Отже, можна вважати, що розроблені математична і цифрова моделі забезпечують точність результатів комп'ютерного симулювання, достатню для адекватного відображення і дослідження природних режимних властивостей електричної частини ЕБ з ДРТВП.

Для порівняльного аналізу природних властивостей схем ЕБ з ДРТВП (д) та традиційної схеми ЕБ (т) у таблиці 3.4 наведені значення напруг на виводах генератора та на шинах ВП, обчислені за даними таблиць 3.2, 3.3 у відносних номінальних одиницях стосовно $U_{Гном}=50$ В і $U_{ВПном}=30$ В, відповідно.

Таблиця 3.4

Напруги у відносних номінальних одиницях

Режим	$Z_{СТ1}$, Ом	Модель	Схема ЕБ з ДРТВП		Традиційна схема ЕБ	
			$U_{Гд*}$	$U_{ВПд*}$	$U_{Гт*}$	$U_{ВПт*}$
1.	11,59	ЦМ	1,07	1,01	0,96	0,87
		ФМ	1,05	0,98	0,92	0,83
2.	5,62	ЦМ	0,92	0,9	0,68	0,62
		ФМ	0,89	0,88	0,67	0,61
3.	2,05	ЦМ	0,74	0,79	0,4	0,37
		ФМ	0,75	0,79	0,39	0,35
4.	0	ЦМ	0,45	0,62	0	0
		ФМ	0,45	0,63	0	0

За даними таблиці 3.4 на рисунку 3.13 побудовані залежності напруг на виводах генератора $U_{Г*}$ та на шинах власних потреб $U_{ВП*}$ від значення модуля зовнішнього стосовно генератора еквівалентного опору $Z_{СТ1}$ між вузлом 3 та системою включно з блоковим трансформатором, електричною мережею і навантаженням системи. Це дало змогу дослідити рівні напруг як у нормальному режимі 1 видачі потужності в систему, так і під час усталених режимів 2,3,4 трифазних КЗ у різних точках схем.

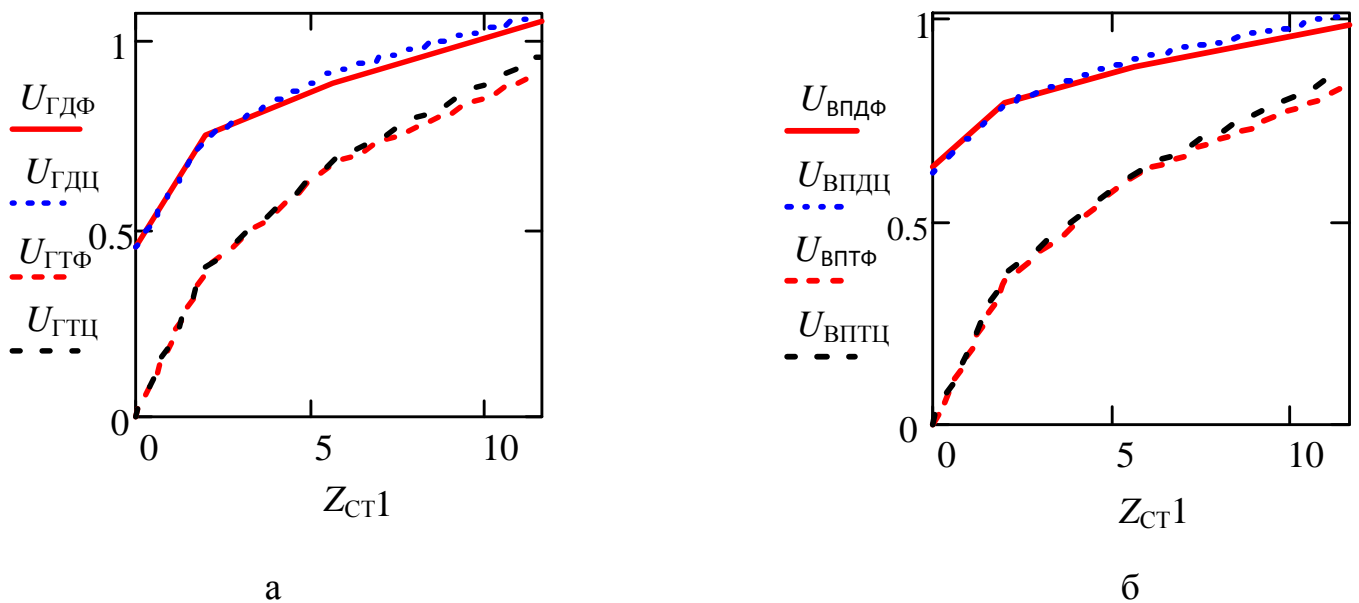


Рисунок 3.13- Залежності напруг для цифрової (Ц) та фізичної (Ф) моделі схеми ЕБ з ДРТВП (Д) та традиційної схеми ЕБ без ДРТВП (Т) від опору $Z_{СТ1}$: а – $U_{Г*}$; б – $U_{ВП*}$.

Аналіз результатів (таблиці 3.4 та рисунка 3.13) показав практично повне співпадіння одержаних на цифровій і фізичній моделях залежностей напруг на виводах генератора та шинах ВП, які характеризують природні властивості як схеми електричної частини ЕБ з ДРТВП, так і традиційної схеми ЕБ без ДРТВП. Як відомо, у традиційній схемі, залежно від місця КЗ, напруги на виводах генератора $U_{Г*}$ і на шинах ВП $U_{ВП*}$ зменшуються від їх значень під час нормальної видачі потужності в систему (режим 1) до нуля під час КЗ на виводах первинної обмотки НН Т1 (режим 4). При цьому, вже під час невіддалених КЗ (режими 2) і, тим більше, під час КЗ на виводах вторинної обмотки ВН Т1 (режим 3) значення напруги на

шинах ВП стає меншим за допустиме з умов роботи їх електроприймачів ($U_{ВПг*} < 0,7$) [51].

У схемі ЕБ з ДРТВП, на відміну від традиційної, значення напруг на виводах генератора $U_{Гд*}$ і на шинах ВП $U_{ВПд*}$ під час аналогічних розглянутих вище режимів завжди більші від нуля. Тут нагадаємо, що співвідношення фактичних параметрів елементів ФМ (3.21) далекі від бажаних умов (1)÷(3). Однак, навіть при цьому, під час усіх режимів, окрім КЗ на виводах первинної обмотки НН Т1 (режим 4), забезпечується рівень залишкової напруги на шинах ВП $U_{ВПд*} \geq 0,7$, тобто достатній для роботи їх електроприймачів [51].

3.5 Висновки до розділу 3

1. Розроблено узагальнену математичну модель двообмоткового трансформатора, яка на відміну від наявних враховує особливості роботи трансформаторів у режимах заданої напруги та заданого струму в розрахункових схемах електричних мереж для аналізу усталених режимів.

2. Виявлено вплив резонансних властивостей схеми заміщення ДРТВП ЕБ, зумовлених способом його приєднання, та точності обчислення значень її параметрів на точність результатів комп'ютерного симулювання усталених режимів. Це було враховано під час розроблення алгоритму програмної реалізації узагальненої математичної моделі, який використано в спеціалізованому програмному комплексі ДАКАР у вигляді окремого модуля для аналізу усталених експлуатаційних режимів та перехідних процесів електроенергетичних систем.

3. Визначено умови забезпечення достатнього рівня напруги на шинах ВП без дії пристрою РПН РТВП під час режимів генератора з різними значеннями коефіцієнта потужності для двох нормативно можливих випадків регулювання напруги в прилеглий до ЕБ електричній мережі, – контрольним вузлом є шини генератора або контрольним вузлом є шини розподільної устави (РУЕС) вищої напруги ЕБ. При цьому у другому випадку умови роботи енергоблоку виявилися кращими.

4. Експериментами на статичній фізичній моделі фрагмента електричної частини енергоблоку електростанції з додатковим робочим трансформатором власних потреб підтверджено, що природні властивості досліджуваної схеми увімкнення останнього забезпечують його роботу в режимі, близькому до режиму джерела струму, величина якого визначається струмовим завантаженням ЕБ.

5. Показано, що попри значні відхилення співвідношень параметрів основних елементів фізичної моделі ЕБ з ДРТВП від оптимальних значень його природні властивості зберігаються та, на відміну від традиційного ЕБ без ДРТВП, забезпечують під час режимів зовнішніх трифазних КЗ рівень напруги на шинах ВП, достатній для роботи їх електроприймачів.

6. Порівняльним аналізом та оцінкою результатів математичного і фізичного моделювання ЕБ з та без ДРТВП підтверджено ефективність проведення досліджень із застосуванням відповідних математичних і цифрових моделей таких схем та відомих програмних комплексів, які забезпечують необхідну точність одержуваних результатів.

РОЗДІЛ 4

ОБТЯЖЕНІ ТА АВАРІЙНІ РЕЖИМИ

4.1 Статична стійкість

Однією з важливих задач, які вирішують під час проектування нових енергоблоків електростанцій, є виявлення їх впливу на статичну стійкість режимів електроенергетичних систем.

У попередніх розділах 1÷3 ми розглядали нові схемо-технічні вирішення електричної частини ЕБ, що містять додатковий робочий трансформатор власних потреб, який працює в режимі заданого навантаженням ЕБ струму [48]. Було показано також, що схеми з ДРТВП забезпечують підтримання бажаного рівня напруги на шинах першого ступеня трансформації живлення власних потреб ЕБ як в нормальних експлуатаційних режимах, так і під час зовнішніх коротких замикань в прилеглий до ЕБ електричній мережі [53,58,86,87]. Завдяки природнім властивостям таких схем з ДРТВП підвищується надійність живлення електроприймачів ВП і покращується функціонування ЕБ потужних ТЕС і АЕС. У п.3.2 показано, що розглянута в п.3.1 узагальнена схема заміщення двообмоткових трансформаторів [88] дає змогу адекватно моделювати ДРТВП в режимах заданого навантаженням ЕБ струму та адаптувати таку схему заміщення до автоматизованого комплексу ДАКАР [78], що забезпечує проведення комп'ютерного симулювання усталених режимів та оцінювання їх статичної стійкості [89].

У [90, 91, 92, 93] зазначено, що критерієм оцінювання стійкості ЕЕС є запас статичної стійкості усталеного режиму стосовно граничного усталеного режиму. Останній найчастіше визначають шляхом розрахунку послідовно обтяжуваних за певним параметром усталених режимів. Залежно від прийнятого параметра обтяжування (потужності генерування чи навантаження, модулі чи електричні кути векторів напруг тощо) отримують різні траєкторії обтяження, які можуть давати різні кількісні оцінки запасу статичної стійкості. Враховуючи, що розрахунок запасу статичної стійкості є неоднозначною задачею, вибір параметра обтяження повинен проводитися з урахуванням дійсних умов роботи об'єктів дослідження.

Проведемо порівняльний аналіз статичної стійкості режимів ЕБ з традиційною схемою живлення ВП (рисунок 4.1,а) та ЕБ з ДРТВП (рисунок 4.1,б). Тут генератори Г видають активну потужність через блокові трансформатори БТ та двоколові лінії електропередачі Л в ЕЕС безмежної потужності. За контрольований переріз було прийнято початок ЛЕП, для якого маємо $P = P_{7,70}$.

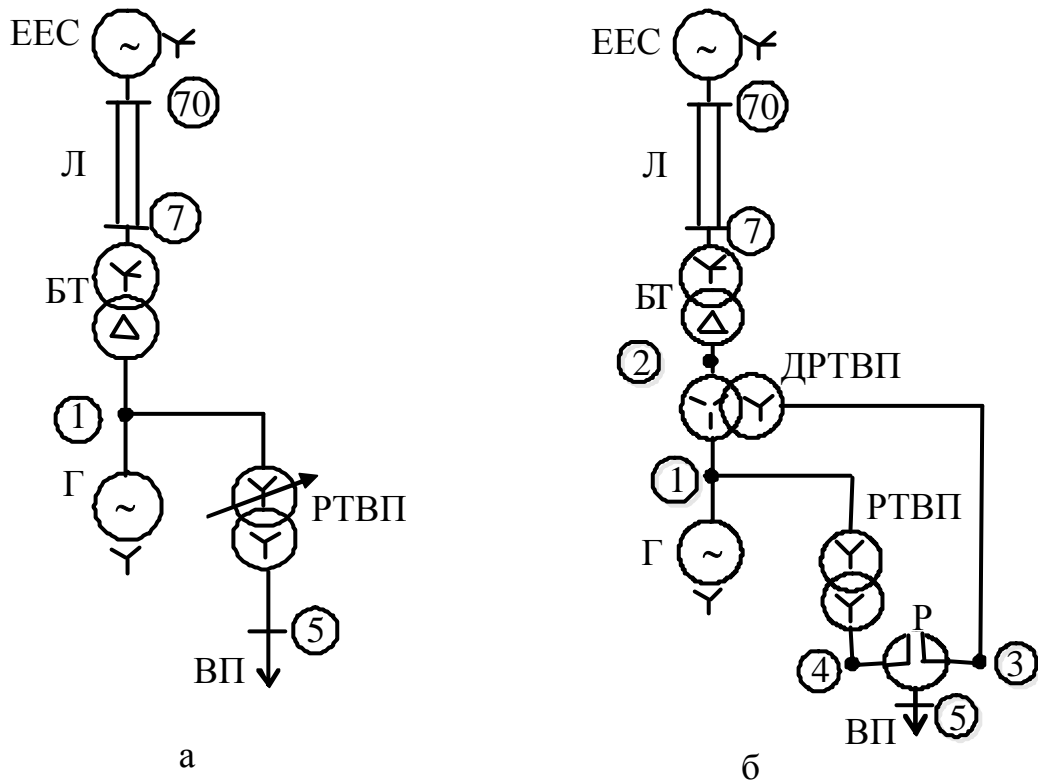


Рисунок 4.1 - Принципові схеми електричної частини енергоблоку:

а – традиційна; б – з ДРТВП

Під час досліджень бралася до уваги наявність пристроїв АРЗ генераторів, які забезпечували підтримання заданого рівня напруги на виводах генераторів. Тому за параметри обтяжування були прийняті активні потужності генераторів. З урахуванням рекомендацій, викладених в [94, 95, 96], дослідження статичної стійкості режимів проводилось за методикою, яка містить такі етапи:

1. Розрахунок характерних вихідних усталених режимів.

2. Перевірка вихідних усталених режимів на статичну стійкість динамічним методом з врахуванням можливості саморозхитування генераторів (нестійкість таких режимів, як правило, зумовлена помилками у вхідній інформації).

3. Визначення граничних режимів з умов аперіодичної статичної стійкості шляхом розрахунку послідовно обтяжуваних за активною потужністю генераторів усталених режимів до порушення збіжності ітераційного процесу розв'язування рівнянь усталеного режиму.

4. Перевірка серії обтяжених режимів на коливну статичну стійкість динамічним методом і визначення граничних режимів з врахуванням саморозхитування генераторів.

5. Визначення запасів статичної стійкості характерних вихідних усталених режимів стосовно граничних режимів для менших із значень граничних потужностей, одержаних з умов аперіодичної та коливної статичної стійкості.

Відомо [55], що запас статичної стійкості вихідного усталеного режиму за активною потужністю кількісно оцінюють значенням коефіцієнта запасу статичної стійкості за активною потужністю k_P , який для певного контрольованого перерізу ЕЕС обчислюють за формулою:

$$k_P = (P_{\text{гр}} - \Delta P_{\text{н.к}} - P_0) / P_{\text{гр}}, \quad (4.1)$$

де P_0 – активна потужність вихідного усталеного режиму в контрольованому перерізі; $P_{\text{гр}} = \min(P_{\text{гр.а}} \vee P_{\text{гр.к}})$ – менше із значень активних потужностей в контрольованому перерізі, одержаних для граничних щодо аперіодичної ($P_{\text{гр.а}}$) та коливної ($P_{\text{гр.к}}$) статичної стійкості режимів; $\Delta P_{\text{н.к}}$ – амплітуда нерегульованих коливань активної потужності в контрольованому перерізі.

Відомо, що усталений режим вважається таким, що має достатній запас статичної стійкості, якщо виконується умова:

$$k_P \geq k_{P\partial} \quad \text{або} \quad P_0 \leq P_{\text{м.}\partial} = P_{\text{гр}} \cdot (1 - k_{P\partial}) - \Delta P_{\text{н.к}}, \quad (4.2)$$

де $k_{p\partial}$ – нормативне допустиме значення коефіцієнта запасу статичної стійкості (для нормальних вихідних усталених режимів $k_{p\partial} = 0,2$); $P_{m.\partial}$ – максимально допустиме значення активної потужності в контрольованому перерізі, за якого $k_p = k_{p\partial}$.

Слід зазначити, що в загальному випадку область режимів $P_0 < P \leq P_{m.\partial}$ може мати додаткові технічні й експлуатаційні обмеження за напругою, струмом тощо. Але враховуючи, що метою досліджень було порівняння властивостей двох різних схем з однаковими номінальними параметрами ЕБ щодо статичної стійкості, додаткові технічні й експлуатаційні обмеження не накладалися. При цьому під час розрахунку коливної статичної стійкості динамічним методом навантаження ВП задавалося незмінною потужністю $\dot{S}_{ВП} = \dot{S}_{ВПном}$, значення якої відповідає номінальному режиму генератора з $P_{Г} = P_{Гном}$ та $U_{Г} = U_{Гном}$.

Порівняльний аналіз властивостей схем рисунків 4.1, а, б проводився на прикладі ЕБ з турбогенератором ТГВ-200М, блоковим трансформатором ТДЦ-250000/220 та робочим трансформатором власних потреб ТРДНС-25000/35. Завантаження розщеплених обмоток РТВП приймалося однаковим, що дало змогу під час досліджень розглядати його як звичайний двообмотковий трансформатор з еквівалентною вторинною обмоткою нижчої напруги, як показано на рисунку 4.1. Для схеми рисунка 4.1, б прийнято здвоєний реактор Р типу РБСГ 10-2×1600-0,20УЗ, а параметри ДРТВП прийняті на основі трансформатора ТДНС-16000/20, але з урахуванням необхідності реконструкції його первинної обмотки, яка увімкнена послідовно в електричне коло між виводами генератора та первинної обмотки БТ. Номінальні параметри елементів схем рисунка 4.1 прийняті згідно з [54, 55].

Для обох схем за основні вихідні прийняті усталені режими з активними потужностями завантаження генератора ($P_{Г} = 200$ МВт) і навантаження ВП ($P_{ВП} = 16$ МВт з $\cos\varphi_{ВП} = 0,7$), що дорівнюють їх номінальним значенням, та напругою на виводах генератора ($U_{Г} = 15,75$ кВ), що дорівнює її номінальному значенню. Коефіцієнти трансформації РТВП в схемі рисунка 4.1, а та БТ, РТВП і

ДРТВП в схемі рисунка 4.1, б прийняті такими, щоб забезпечити практично однакові значення напруг на шинах ВП ($\dot{U}_{ВП} = \dot{U}_5$) і на початку лінії Л ($\dot{U}_Л = \dot{U}_7$), а також практично однакове струмове завантаження гілок зведеного реактора Р ($\dot{i}_{3,6}$ та $\dot{i}_{4,6}$) в схемі рисунка 4.1, б в цих основних вихідних ustalених режимах.

Розрахункові параметри та обчислені координати основних вихідних ustalених режимів схем рисунків 4.1, а, б наведені у додатку Б. Для зручності результати одержаних розрахунків занесемо у таблицю 4.1. Аналіз цих результатів показав, що за значеннями потужностей генераторів, ВП і ЕЕС, а також за рівнем напруги на шинах ВП і на початку лінії Л основні вихідні ustalені режими схем рисунків 4.1, а, б є практично однаковими. Також практично однаковим є струмове завантаження гілок зведеного реактора Р у схемі рисунку 4.1, б.

Таблиця 4.1

Координати вихідних та граничних режимів

Режим	Величина	Традиційна схема			Схема з ДРТВП		
		U_G , кВ			U_G , кВ		
		15,0	15,75	16,5	15,0	15,75	16,5
Вихідний	$U_{ВП}$, кВ	5,721	6,069	6,412	5,384	6,090	6,758
	в.о.	0,954	1,012	1,069	0,897	1,015	1,126
Вихідний	U_7 , кВ	227,230	232,597	237,950	228,236	232,847	237,502
	в.о.	1,033	1,057	1,082	1,037	1,058	1,080
Граничний	$U_{ВП}$, кВ	5,72	6,069	6,412	6,472	6,998	7,509
	в.о.	0,953	1,012	1,069	1,079	1,166	1,252
	U_7 , кВ	225,425	231,263	237,130	224,862	230,152	235,483
	в.о.	1,025	1,051	1,078	1,022	1,046	1,070
	$P_{гр.к}$, МВт	540,2	544,4	540,4	535,8	540,8	540,0
	в.о.	2,701	2,722	2,702	2,679	2,704	2,7
Граничний	$P_{м.д}$, МВт	432,16	435,52	432,32	428,64	432,64	432,0
	в.о.	2,161	2,178	2,162	2,143	2,163	2,16
	k_p	0,63	0,633	0,63	0,627	0,63	0,63

Перевірка режимів на статичну стійкість динамічним методом здійснювалася за допомогою автоматизованого комплексу ДАКАР [78] шляхом розв'язання рівнянь електромеханічних перехідних процесів з урахуванням дії пристроїв АРЗ генераторів з початковими умовами координат, визначеними за вихідними усталеними режимами, після надання збурення ковзання роторів генераторів загально прийнятого значення 0,04 град/с. На рисунку 4.2 наведені деякі результати такої перевірки основних вихідних усталених режимів у вигляді часових залежностей зміни ковзання (рисунок 4.2, а) та кутів вибігу роторів генераторів (рисунок 4.2, б), а також напруг на виводах генератора (рисунок 4.2, в) та на шинах ВП (рисунок 4.2, г). Аналіз цих залежностей показує, що коливна статична стійкість основних вихідних усталених режимів у традиційній схемі (крива А) та у схемі з ДРТВП (крива Б) є практично однаковою.

Розрахунок граничних режимів схем рисунка 4.1, а, б з умов аперіодичної статичної стійкості та коливної статичної стійкості (з урахуванням саморозхитування генераторів) проводився шляхом обтяження завантаження генераторів з кроком 1 МВт для характерних вихідних усталених режимів з уставками пристроїв АРЗ генераторів, що забезпечували підтримання напруги на виводах генераторів зі значеннями 15,0 кВ, 15,75 кВ і 16,5 кВ, при $P_0 = P_{Г_{ном}} = 200$ МВт та незмінних активній і реактивній потужностях навантаження ВП ($P_{ВП} = 16$ МВт, $Q_{ВП} = 16,3$ Мвар), що дорівнюють їх номінальним значенням.

Як і очікувалося, для обидвох схем значення активних потужностей в контрольованих перерізах, одержаних для граничних щодо коливної статичної стійкості режимів ($P_{гр.к}$), набагато менші від відповідних значень активної потужності в цих же перерізах, одержаних для граничних щодо аперіодичної статичної стійкості режимів ($P_{гр.а}$), тобто в усіх розглянутих випадках мало місце співвідношення $P_{гр.к} < P_{гр.а}$. Тому у таблиці 4.1 наведені в іменованих та відносних одиницях лише результати розрахунку характерних вихідних усталених режимів та граничних щодо коливної статичної стійкості режимів (з урахуванням саморозхитування генераторів). При цьому під час обчислення максимально

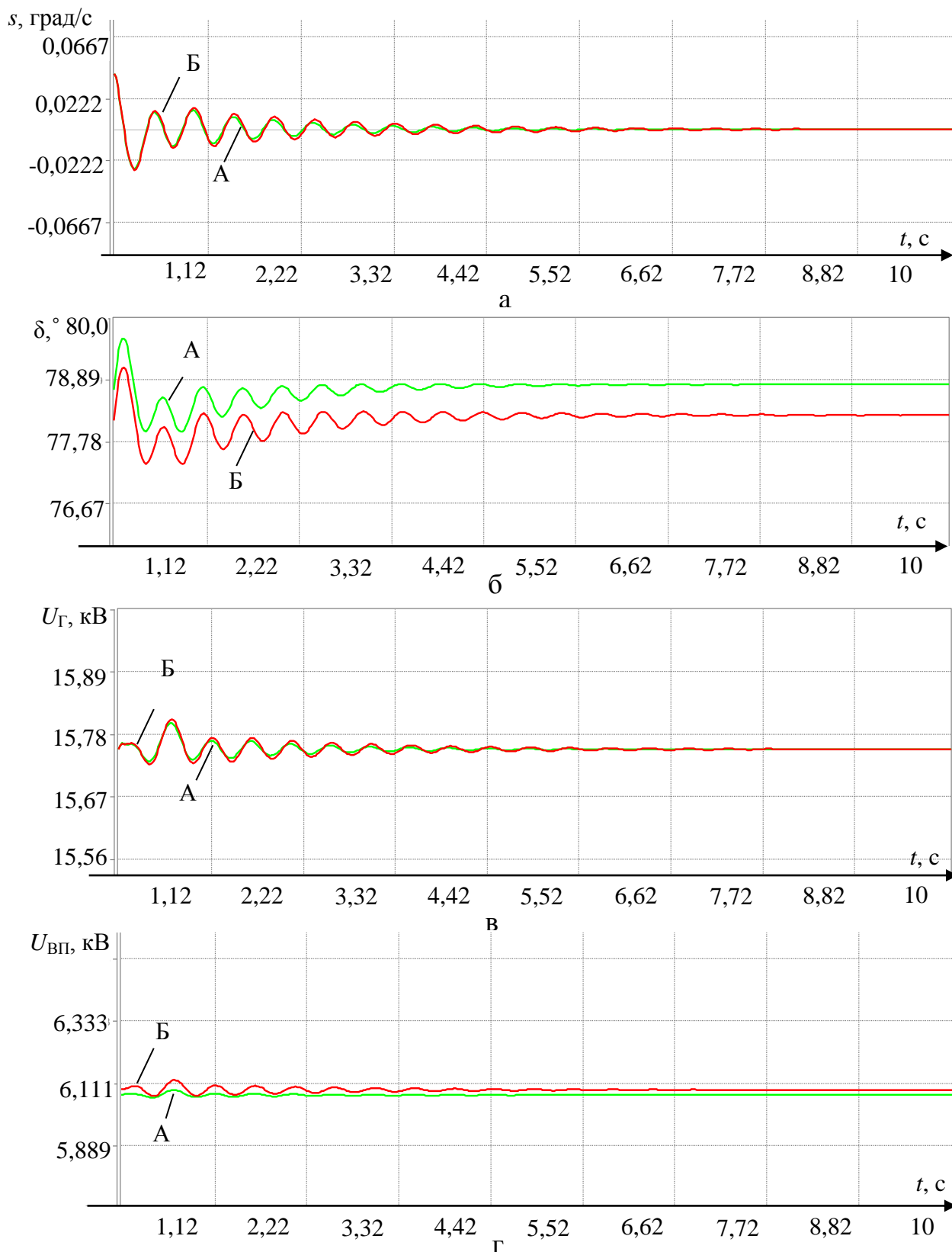


Рисунок 4.2 - Результати перевірки основних вихідних усталених режимів для традиційної схеми (А) та схеми з ДРТВП (Б): а – ковзання роторів генераторів; б – кути вибігу роторів генераторів; в – напруги на виводах генераторів; г – напруги на шинах ВП

допустимих значень активних потужностей $P_{м.д}$ за формулою (4.2) та коефіцієнтів запасу статичної стійкості k_p за формулою (4.1) з урахуванням раніше наведеного приймалося, що $P_{гр} = P_{гр.к}$ та $\Delta P_{н.к} = 0$. За базові були прийняті номінальні значення відповідних величин, а саме: $P_{Гном} = 200$ МВт; $U_{ВПном} = 6,0$ кВ; $U_{Лном} = 220$ кВ. За даними таблиці на рисунку 4.3 наведені залежності значень параметрів режимів від напруги на виводах генераторів.

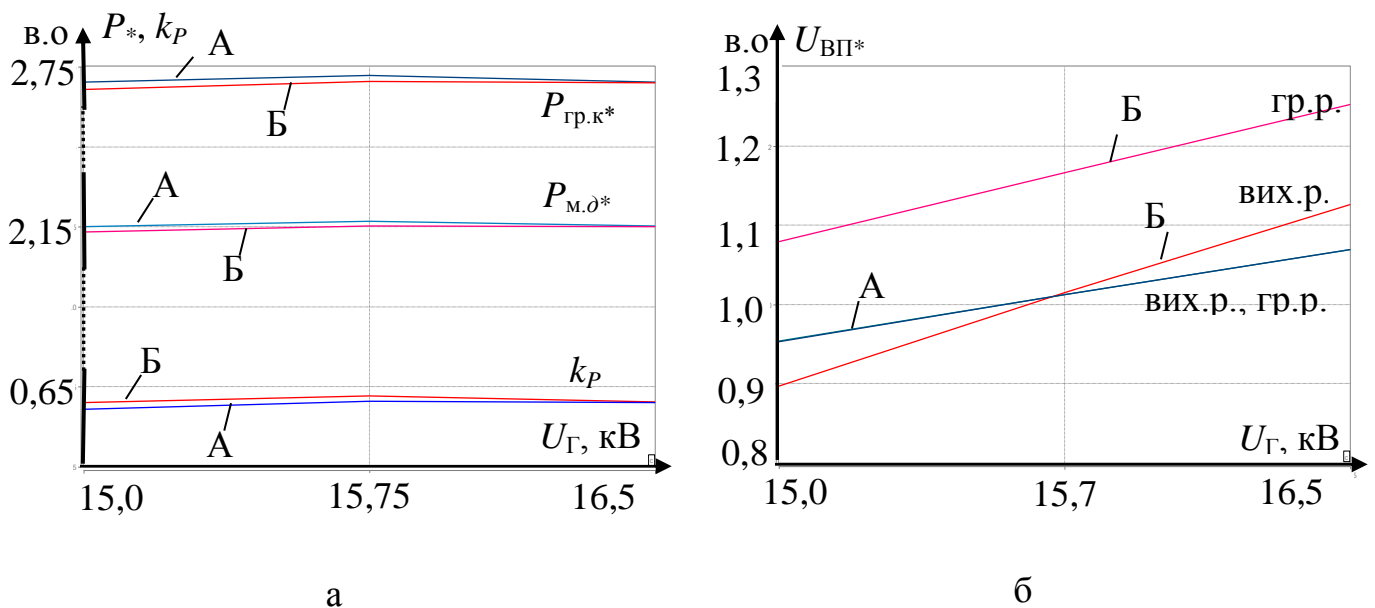


Рисунок 4.3- Залежності параметрів режимів від напруги на виводах генераторів для традиційної схеми (А) та схеми з ДРТВП (Б): а – гранична ($P_{гр.к}$), максимально допустима ($P_{м.д}$) потужності та коефіцієнт запасу (k_p); б – напруги на шинах ВП у вихідних (вих.р.) та граничних (гр.р.) режимах.

Аналіз одержаних результатів досліджень показав, що властивості схеми з ДРТВП та традиційної схеми щодо статичної стійкості як вихідних, так і граничних режимів практично однакові. При цьому вихідні усталені режими характеризуються високим запасом статичної стійкості за активною потужністю (рисунок 4.3, а) й задовольняють умовам (4.2). Для більшості режимів рівень напруги на шинах ВП у схемі з ДРТВП є вищим порівняно з традиційною схемою (рисунок 4.3, б), особливо під час обтяжених режимів [81, 97].

4.2 Динамічна стійкість

Функціонування електроенергетичних систем відбувається в умовах діяння неперервних та дискретних збурень. Неперервні збурення зазвичай є відносно невеликими і найчастіше зумовлені природною зміною в часі навантаження ЕЕС. Для забезпечення належної якості електроенергії в нормальних експлуатаційних режимах під час діяння неперервних і відносно невеликих збурень в ЕЕС застосовують відповідні системи автоматичного регулювання. Для забезпечення динамічної стійкості режимів ЕЕС під час виникнення дискретних, зазвичай великих, збурень, наприклад, під час виникнення коротких замикань чи аварійних вимкнень основних силових елементів ЕЕС застосовують пристрої автоматичного регулювання збудження генераторів з форсуванням збудження, релейного захисту, автоматичного повторного вмикання, автоматичного частотного розвантаження, автоматичного вмикання резерву, резервування відмов вимикачів тощо. Однак і такі пристрої не завжди спроможні успішно локалізувати і ліквідувати аварію та відновити початкову схему з'єднань ЕЕС. Наприклад, під час стійкого КЗ дія пристрою АПВ буде неуспішною, що за певних обставин може спричинити перевантаження працюючих ліній електропередавання, їх вимкнення, порушення стійкості роботи синхронних машин, виникнення асинхронного ходу та подальший розвиток аварії аж до системного її характеру. Отже важливою задачею як проектування, так і експлуатації є дослідження динамічної стійкості режимів енергоблоків у складі ЕЕС [98, 99].

Відомо, що призначенням розрахунків динамічної стійкості ЕЕС є виявлення особливостей електромеханічних перехідних процесів, що спричинені великими дискретними збуреннями, а також факторів, які впливають на ці процеси, і діючи на які можна змінити якісну картину і кількісні характеристики таких процесів. Аналіз результатів розрахунків дає змогу прогнозувати хід і наслідки важких і складних аварій, оцінювати динамічну стійкість режимів ЕЕС та вибирати ефективні протиаварійні заходи й засоби. Розрахунки електромеханічних перехідних процесів виконують для характерних схем і вихідних режимів ЕЕС при збуреннях, які зазвичай задають списком нормативних розрахункових збурень і за яких має забезпечуватися динамічна стійкість режимів ЕЕС [100, 101, 102]. У деяких випадках небезпечними

можуть виявитися збурення, які не зазначені в цьому списку, але можуть призвести до порушення динамічної стійкості режиму ЕЕС і тому повинні враховуватися під час досліджень. Окрім того, для певних конкретних схем і задач досліджень не всі з нормативних розрахункових збурень можуть мати місце чи спричинити порушення динамічної стійкості режиму ЕЕС, а отже їх можна не розглядатися і зменшити обсяг розрахунків. У всіх випадках тривалість досліджуваних процесів повинна прийматися такою, щоб за результатами їх розрахунку можна було оцінити подальшу зміну режиму ЕЕС. Завичай обмежуються тривалістю від 2...3 до 10 с.

Згідно з поставленою задачею досліджувалась динамічна стійкість режимів енергоблоку для традиційної схеми лише з РТВП (рисунок 4.1, а) та енергоблоку для схеми з ДРТВП (рисунок 4.1, б), які видають активну потужність генераторів через блокові трансформатори в двоколові лінії електропересилання Л (L_1 , L_2) до ЕЕС безмежної потужності [81].

Під час досліджень враховувалось оснащення генераторів пристроями АРЗ, форсування збудження, автоматичного регулювання частоти й активної потужності, АРЧО, а також наявність в ЕЕС пристроїв протиаварійної автоматики, а саме пристроїв РЗ, пристроїв РВВ, пристроїв АПВ. З урахуванням наведеного та рекомендацій, викладених в [55, 103,104] дослідження проводилися за таким списком розрахункових збурень:

1. Вимкнення кола L_1 лінії Л.
2. Виникнення та вимкнення трифазного КЗ на початку кола L_1 лінії Л та успішне АПВ цього кола.
3. Виникнення та вимкнення трифазного КЗ на початку кола L_1 лінії Л та неуспішне АПВ цього кола.
4. Виникнення трифазного КЗ на початку кола L_1 лінії Л, відмова вимикачів цього кола під час вимкнення КЗ та дія пристроїв РВВ.

Порівняльний аналіз властивостей схем рисунків 4.1, а, б проводився на прикладі енергоблоку з обладнанням і початковими умовами, описаними в п.4.1 ([81,84]). Двоколова лінія Л напругою 220 кВ і довжиною 100 км виконана проводами марки АС-240/32. ЕЕС розглядається як балансувальний вузол з незмінною напругою

220 кВ. Під час обчислень електромеханічних перехідних процесів, які проводились за допомогою автоматизованого комплексу ДАКАР [78], навантаження ВП задавалося незмінною провідністю $\underline{Y}_{ВП} = \underline{Y}_{ВПном}$, значення якої відповідає номінальному режиму генератора з $P_{Г} = P_{Гном}$ та $U_{Г} = U_{Гном}$.

Результати обчислень електромеханічних перехідних процесів під час згаданих розрахункових збурень для схем рисунків 4.1, а, б у вигляді часових залежностей зміни основних координат режимів наведені на рисунках 4.4÷4.7, де розмірності величин такі: час – с; кут вибігу ротора генератора – ел. град.; напруга – кВ; струм – кА; потужності – МВт, Мвар, відповідно. При цьому прийнято, що під час спрацювання пристроїв РЗ, АПВ чи РВВ вимикання та вмикання кола L_1 лінії Л здійснюється вимикачами з обох кінців цього кола одночасно.

Розрахункове збурення № 1. Умови: в момент часу $t_1=0,2$ с відбувається вимкнення кола L_1 лінії Л одночасно з двох кінців.

Аналіз результатів обчислень, наведених на рисунку 4.4, показав, що якісний характер і кількісні значення основних координат режимів під час електромеханічних процесів у схемі з ДРТВП та в традиційній схемі є практично однаковими, а самі режими є динамічно стійкими. Як і слід було очікувати, новий усталений режим в обох схемах з вимкненим колом L_1 лінії Л характеризується:

- збільшенням орієнтовно на 8 ел. град. кутів вибігу роторів генераторів (рисунок 4.4, а);
- суттєвим зменшенням після вимкнення кола L_1 лінії Л реактивної потужності і, як наслідок, струмів генераторів (рисунки 4.4, г, д відповідно);
- відновленням у традиційній схемі та незначним зниженням у схемі з ДРТВП значення напруги на шинах ВП в усталених режимах з вимкненим колом L_1 лінії Л (рисунок 4.4, е), де останнє зумовлене зменшенням струму генератора, а отже і струму через первинну обмотку ДРТВП.

Розрахункове збурення № 2. Умови: в момент часу $t_1=0,2$ с на початку кола L_1 лінії Л виникає трифазне КЗ; пристрій РЗ забезпечує вимкнення цього КЗ з витримкою часу 0,1 с в момент часу $t_2=0,3$ с, тобто тривалість КЗ становить $\Delta t_{к1}=0,1$ с; пристрій АПВ з витримкою часу $\Delta t_{АПВ}=0,4$ с, під час якої КЗ

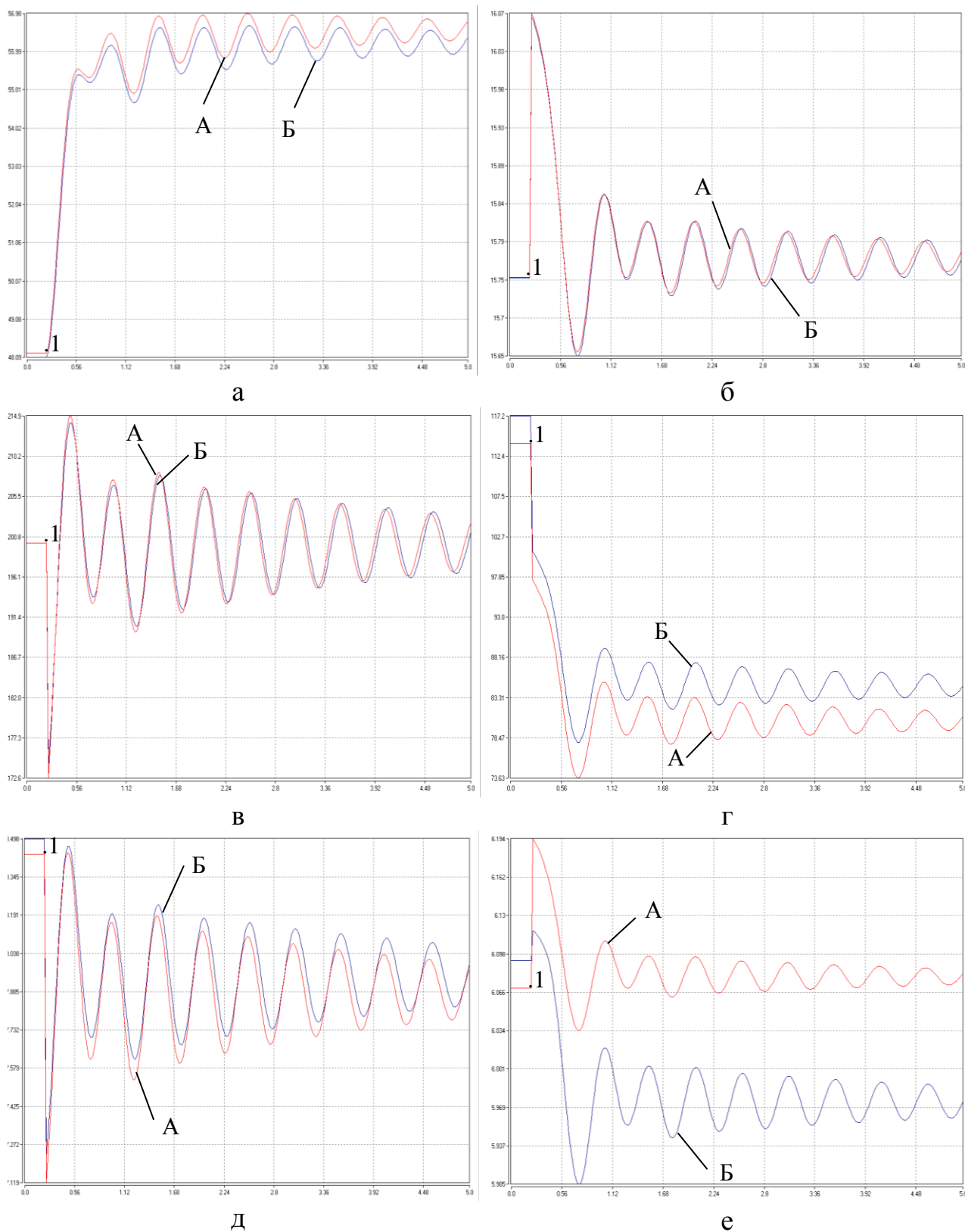


Рисунок 4.4 - Координати режимів традиційної схеми (А) та схеми з ДРТВП (Б) під час розрахункового збурення №1: а – кути вибігу роторів генераторів; б – напруги генераторів; в – активні потужності генераторів; г – реактивні потужності генераторів; д – струми статорів генераторів; е – напруги на шинах власних потреб

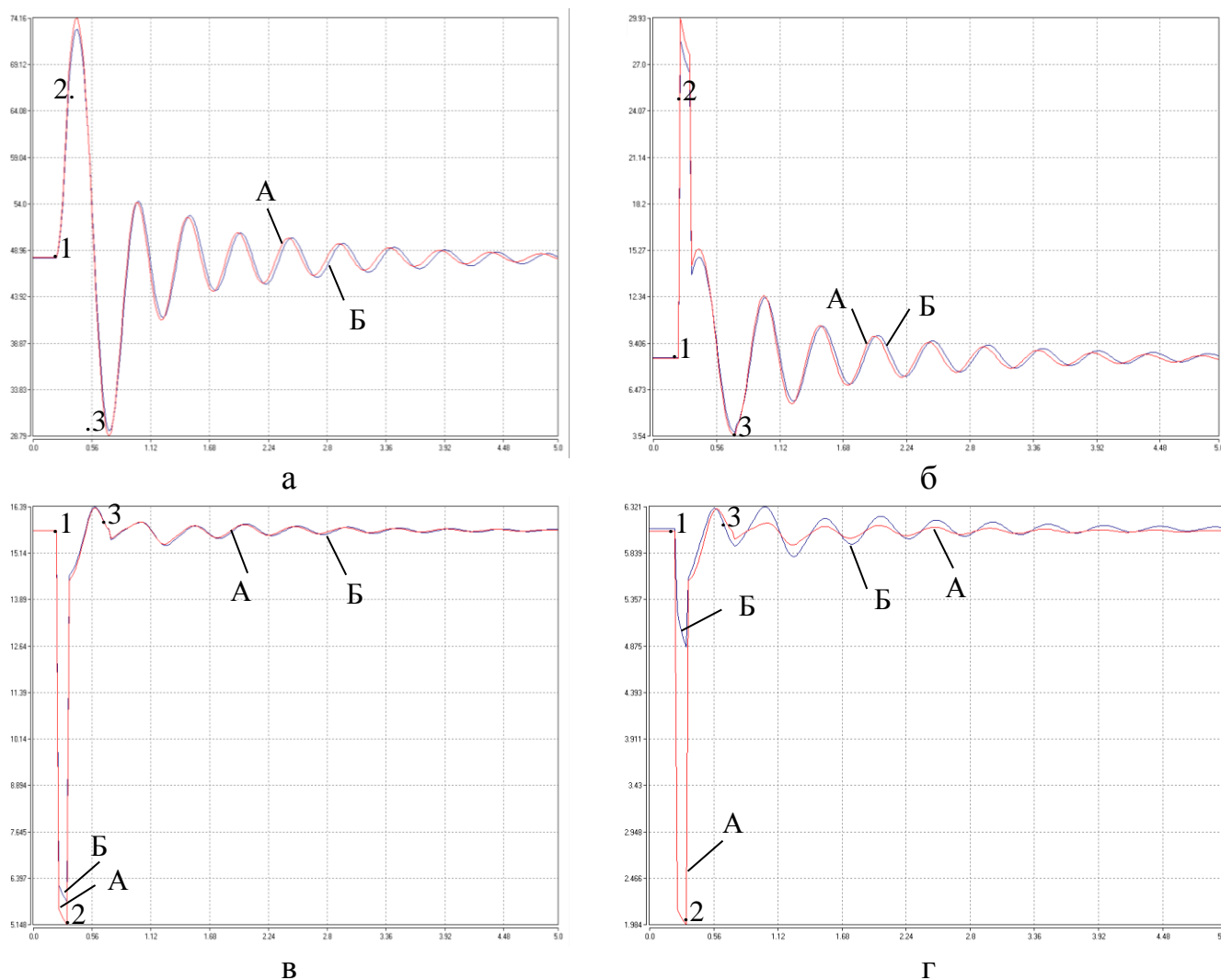


Рисунок 4.5 - Координати режимів традиційної схеми (А) та схеми з ДРТВП (Б) під час розрахункового збурення №2: а – кути вибігу роторів генераторів; б – струми статорів генераторів; в – напруги генераторів; г – напруги на шинах власних потреб

самоліквідується, забезпечує вмикання цього кола в момент часу $t_3=0,7$ с, тобто АПВ є успішним.

Аналіз результатів обчислень, наведених на рисунку 4.5, показав, що електромеханічні процеси характеризуються такими основними особливостями:

- максимальні значення кута вибігу ротора і струму статора генератора в схемі з ДРТВП є меншими, хоча й не значно, за максимальні значення цих величин у традиційній схемі, а надалі значення кута вибігу ротора і струму статора та їх зміна в часі в обох схемах є практично однаковими (рисунки 4.5, а, б відповідно);

- напруги на шинах генератора в обох схемах під час існування к.з. зменшуються орієнтовно в 3 рази (рисунок 4.5, в), але при цьому напруга на шинах генератора в схемі з ДРТВП є дещо вищою за таку ж напругу в традиційній схемі;
- напруга на шинах ВП в традиційній схемі під час існування к.з. зменшується до $0,33U_{ВПном}$, а в схемі з ДРТВП лише до $0,81U_{ВПном}$, тобто залишається вищою за критичну з умов роботи електроприймачів ВП значення (рисунок 4.5, г);
- після успішного АПВ координати режиму в обох схемах прямують до їх доаварійних значень.

Розрахункове збурення № 3. Умови: відмінність від умов розрахункового збурення № 2 полягає у тому, що КЗ на початку кола L_1 лінії Л під час паузи АПВ не зникло, внаслідок чого АПВ цього кола в момент часу $t_3=0,7$ с неуспішне і пристрій РЗ повторно вимикає це коло з витримкою часу $0,1$ с в момент часу $t_4=0,8$ с, тобто тривалість повторного режиму КЗ становить $\Delta t_{к2}=0,1$ с.

Аналіз результатів обчислень, наведених на рисунку 4.6, показав, що електромеханічні процеси в схемі з ДРТВП і в традиційній схемі мають, в основному, ті ж характерні особливості, що й під час успішного АПВ (розрахункове збурення № 2), окрім наступного:

- розмах коливань кута вибігу ротора генератора після неуспішного АПВ та повторного вимкнення КЗ на колі L_1 лінії Л є більшим, ніж після успішного АПВ (рисунки 4.6, а та 4.5, а відповідно);
- максимальні значення струмів статорів генераторів після неуспішного АПВ є практично того ж порядку, що й під час виникнення КЗ (рисунок 4.6, б);
- зменшення напруги на шинах генераторів після неуспішного АПВ практично таке ж, як і під час виникнення КЗ (рисунок 4.6, в);
- напруга на шинах ВП після неуспішного АПВ та вимкнення КЗ змінюється практично подібно до зміни після успішного АПВ (рисунок 4.6, г);
- після неуспішного АПВ та вимкнення КЗ координати режиму (рисунок 4.5) прямують до їх значень при вимкненому колі L_1 лінії Л (рисунок 4.4).

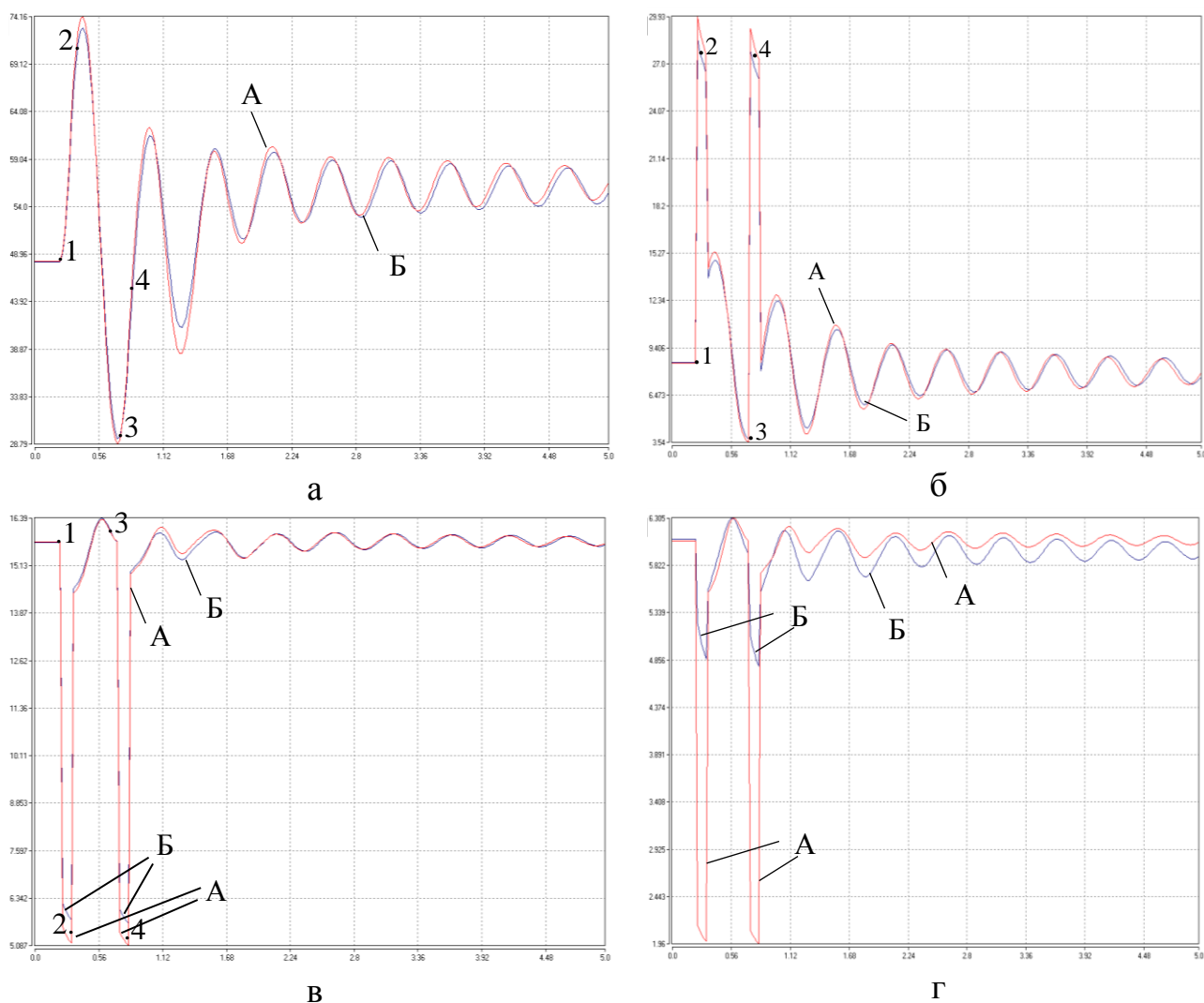


Рисунок 4.6 - Координати режимів традиційної схеми (А) та схеми з ДРТВП (Б) під час розрахункового збурення № 3: а – кути вибігу роторів генераторів; б– струми статорів генераторів; в – напруги генераторів; г – напруги на шинах власних потреб

Розрахункове збурення № 4. Умови: в момент часу $t_1=0,2$ с на початку кола $Л_1$ лінії Л виникає трифазне КЗ; через відмову вимикачів цього кола діє пристрій РВВ, який забезпечує вимикання КЗ в момент часу $t_2=0,7$ с, тобто тривалість режиму трифазного КЗ становить $\Delta t_k=t_2-t_1=0,7-0,2=0,5$ с. Припущення: обмеження щодо тривалості асинхронного режиму генераторів відсутні.

Аналіз результатів обчислень, наведених на рисунку 4.7, показав, що електромеханічні процеси характеризуються такими основними особливостями:

• через 0,2 с після виникнення КЗ в обох схемах генератори випадають з синхронізму і виникає асинхронний режим, який продовжується і після вимкнення кола L_1 з КЗ пристроєм РВВ та триває в цілому орієнтовно 3 с, після чого генератори втягуються в синхронний режим з системою, тобто результуюча стійкість зберігається в обох схемах, але, при цьому, в схемі з ДРТВП відновлення синхронного режиму генератора відбувається швидше (рисунок 4.7, а);

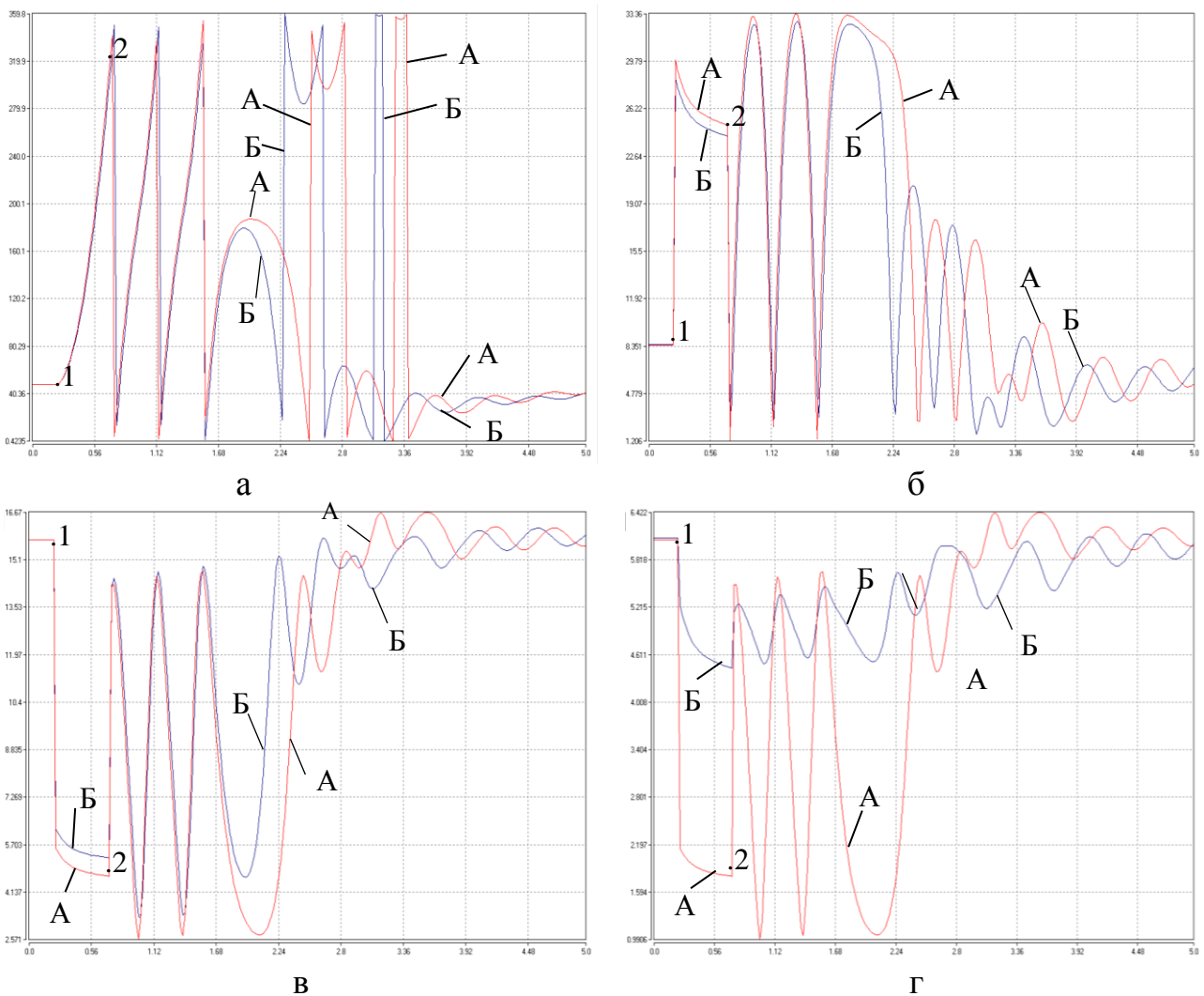


Рисунок 4.7 - Координати режимів традиційної схеми (А) та схеми з ДРТВП (Б) під час розрахункового збурення №4: а – кути вибігу роторів генератора; б – струми статорів генераторів; в – напруги генераторів; г – напруги на шинах власних потреб

- максимальні значення струму генератора в схемі з ДРТВП під час асинхронного режиму є дещо нижчими (рисунок 4.7, б), що пояснюється впливом опору навантаження ВП, який через ДРТВП частково вноситься в коло між генератором і місцем КЗ;

- рівень напруги на шинах генератора в схемі з ДРТВП під час асинхронного режиму є вищим (рисунок 4.7, в) внаслідок меншого струму генератора;

- рівень напруги на шинах ВП в схемі з ДРТВП під час асинхронного режиму є вищим за мінімально допустиме значення $0,7 U_{ВП ном}=4,2$ кВ і є значно вищим від рівня напруги в схемі рисунку 4.1,а, у якій напруга на шинах ВП неодноразово стає в кілька разів меншою за мінімально допустиме значення (рисунок 4.7, г).

Отже, електромеханічні процеси в схемі з ДРТВП порівняно з традиційною схемою під час розглянутого розрахункового збурення характеризується кращою результуючою стійкістю та вищою за рівнем напруги надійністю живлення електроприймачів власних потреб [99, 103, 105, 106, 107].

4.3 Порівняння координат режимів коротких замикань для традиційної схеми і схеми з ДРТВП

Як уже було сказано (п.1.3), трансформатори ВП першого ступеня трансформації потужністю 25 МВ·А і більше виконують з розщепленими вторинними обмотками. Тому й вторинні обмотки ДРТВП також повинні бути розщепленими [83]. Це докладно розглянуто в п.3.3. Однак, за умови рівномірного завантаження секцій шин РУВП, ці трансформатори під час аналізу усталених режимів можна розглядати як звичайні двообмоткові з відповідними еквівалентними параметрами і навантаженням. Тоді принципові схеми електричної частини ЕБ з ДРТВП та без нього (традиційна схема) матимуть вигляд, як показано на рисунку 4.8, де позначення елементів є загально прийнятими і додаткових пояснень не потребують.

Нагадаємо, що під час зовнішніх КЗ (на шинах РУ вищої напруги блокового трансформатора) рівень напруги на шинах РУВП у традиційній схемі лише з РТВП (рисунок 4.8, б) визначається значенням напруги на виводах генератора, а у схемі з

ДРТВП (рисунок 4.8, а) – також значенням струму КЗ, який протікає від генератора через первинну обмотку, оскільки цей трансформатор працює в режимі заданого навантаження генератора струму і також бере участь у живленні навантаження ВП енергоблоку.

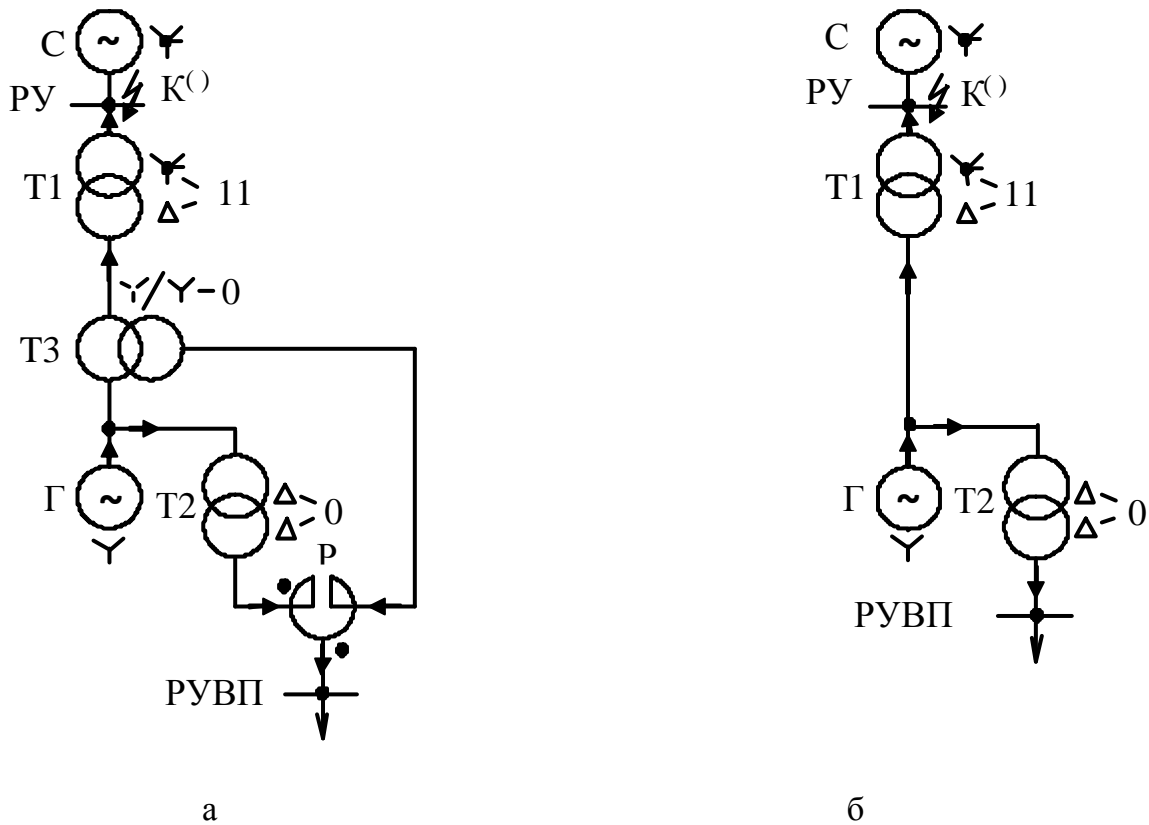


Рисунок 4.8 - Принципові схеми електричної частини енергоблоку електростанції: а – з додатковим робочим трансформатором власних потреб Т3; б – традиційна.

Дослідження режимних властивостей обидвох схем ЕБ (рисунок 4.8) проводилося з використанням цифрового комплексу RE [108] за таких умов і припущень:

1. Розрахункова схема прийнята трифазною з врахуванням вказаних на рисунку 4.8 схем і груп з'єднання обмоток трансформаторів.

2. Генератор моделювався з'єднаними у зірку активними гілками з фазними ЕРС $\dot{E}_{\Gamma i} = E_{\Gamma i} \cdot \exp(j\Theta_{E_{\Gamma i}}) = E_{\Gamma i} \angle \Theta_{E_{\Gamma i}}$ за комплексними опорами $\underline{Z}_{\Gamma i} = r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}$, де $i = A, B, C$. При цьому модулі $E_{\Gamma i}$ фазних ЕРС дорівнювали значенню фазної

надперехідної ЕРС $E''_{q\phi}$, обчисленому за нормальним режимом з координатами близькими до значень номінальних параметрів генератора, а реактанс $x_{\bar{A}}$ – значенню надперехідного опору генератора x''_d , тобто $E_{\Gamma i} = E''_{q\phi}$ та $x_{\Gamma} = x''_d$.

3. Електроенергетична система моделювалася з'єднаними у зірку активними гілками з фазними ЕРС $\dot{E}_{Ci} = E_{Ci} \cdot \exp(j\Theta_{E_{Ci}}) = E_{Ci} \angle \Theta_{E_{Ci}}$ за комплексними опорами $\underline{Z}_{Ci} = r_C + jx_C$, де $i = A, B, C$. При цьому значення реактансу x_C обчислювалося за прийнятою потужністю $S_{кз}^{(3)}$ трифазного к.з. на шинах РУ енергоблоку.

4. Вебер-амперні характеристики магнітних систем трансформаторів прийняті лінійними з врахуванням шляхів поширення магнітних потоків за межами магнітопроводів трансформаторів, що особливо важливо для тристрижневого блокового трансформатора з уземленою нейтраллю обмотки вищої напруги. При цьому втрати активної потужності в магнітних системах не враховувались.

5. Власні потреби ЕБ моделювалися з'єднаними у зірку пасивними гілками з опорами $\underline{Z}_{ВП} = r_{ВП} + jx_{ВП}$, які відповідають значенням номінальних параметрів навантаження ВП.

6. Результатами розрахунків були діючі значення фазних і лінійних напруг і струмів елементів схем у комплексній формі, а також потокозчеплень в елементах магнітних систем трансформаторів.

За об'єкт дослідження прийнятий ЕБ з обладнанням описаним у попередніх пунктах. Для генератора і системи прийнято: $E_{\Gamma i^*} = E''_{q\phi^*} = 1,121$; $r_{\Gamma} = 0,002$ Ом; $x''_{d^*} = 0,204$; $E_{Ci} = 230/\sqrt{3}$ кВ; $r_C = 0,05$ Ом; $S_{кз}^{(3)} = 20000$ МВ·А. Параметри інших елементів схем на рисунку 4.8 визначалися за даними [54,55]. Враховуючи, що блоковий трансформатор має 11-ту групу з'єднань обмоток, аргумент ЕРС фази A системи дорівнює $\Theta_{ECA} = -30^\circ$, а фаз B і C відповідно $\Theta_{ECB} = \Theta_{ECA} - 120^\circ = -150^\circ$ і $\Theta_{ECC} = \Theta_{ECA} + 120^\circ = 90^\circ$.

Попередні розрахунки показали, що нормальні режими ЕБ в обох схемах на рисунку 4.1 з координатами режиму, близькими до їх номінальних значень, матимуть місце за таких значень фазних коефіцієнтів трансформації

трансформаторів і аргументів фазних ЕРС генератора: $K_{T1\phi} = 0,1071$ і $K_{T2\phi} = 0,42$ (рисунок 4.8, а) та $K_{T1\phi} = 0,1127$ і $K_{T2\phi} = 0,4$ (рисунок 4.8, б); $K_{T3\phi} = 0,143$; $\Theta_{E_{GA}} = 14,6^\circ$; $\Theta_{E_{GB}} = \Theta_{E_{GA}} - 120^\circ = -105,4^\circ$; $\Theta_{E_{GC}} = \Theta_{E_{GA}} + 120^\circ = 134,6^\circ$.

Згідно з метою даної роботи для обох схем на рисунку 4.8 досліджувалися нормальні усталені режими з координатами режиму, близькими до їх номінальних значень, та режими усталених трифазних $K^{(3)}$, двофазних $K^{(2)}$, однофазних $K^{(1)}$ і двофазних на землю $K^{(1,1)}$ зовнішніх коротких замикань на шинах РУ вищої напруги енергоблоку електростанції. Для зручності порівняльного аналізу режимних властивостей досліджуваних схем у таблиці 4.2 (рисунок 4.8, а) та у таблиці 4.3 (рисунок 4.8, б) наведені модулі комплексних величин у відповідних відносних базових одиницях та їх аргументи в електричних градусах. Враховуючи, що математичні моделі у цифровому комплексі [108] формуються у фазних координатах, за базові величини приймалися відповідні значення лінійних і фазних номінальних параметрів елементів схем з врахуванням способу з'єднання їх обмоток (Y – зірка, Δ – трикутник):

- генератор і обмотки трансформаторів T1, T2, T3 з боку цього генератора:

$$U_{\phi} = U_{\Gamma \text{ ном}} = 15750 \text{ В}; U_{\phi, \text{фY}} = U_{\phi} / \sqrt{3} = 15750 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{\phi, \text{ф}\Delta} = U_{\phi} = 15750 \text{ В};$$

$$I_{\phi} = I_{\Gamma \text{ ном}} = P_{\Gamma \text{ ном}} / (\sqrt{3} U_{\Gamma \text{ ном}} \cos \varphi_{\Gamma \text{ ном}}) = 8625,21 \text{ А};$$

$$I_{\phi, \text{фY}} = I_{\phi} = 8625,21 \text{ А}; I_{\phi, \text{ф}\Delta} = I_{\phi} / \sqrt{3} = 8625,21 / \sqrt{3} \text{ А};$$

- система і обмотка вищої напруги блокового трансформатора з боку цієї системи:

$$U_{\phi} = U_{C \text{ ном}} = 220000 \text{ В}; U_{\phi, \text{фY}} = U_{\phi} / \sqrt{3} = 220000 / \sqrt{3} \text{ В};$$

$$I_{\phi} = I_{T1B \text{ ном, фY}} = S_{T1 \text{ ном}} / (\sqrt{3} U_{T1B \text{ ном}}) = 596,44 \text{ А};$$

- власні потреби, обмотки трансформаторів T2, T3 і здвоєний реактор з боку РУВП:

$$U_{\phi} = U_{BП \text{ ном}} = 6000 \text{ В}; U_{\phi, \text{фY}} = U_{\phi} / \sqrt{3} = 6000 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{\phi, \text{ф}\Delta} = U_{\phi} = 6000 \text{ В};$$

$$I_{\phi} = I_{BП \text{ ном}} = 0,08 \cdot P_{\Gamma \text{ ном}} / (\sqrt{3} U_{BП \text{ ном}} \cos \varphi_{BП \text{ ном}}) = 2199,43 \text{ А};$$

$$I_{\phi, \text{фY}} = I_{\phi} = 2199,43 \text{ А}; I_{\phi, \text{ф}\Delta} = I_{\phi} / \sqrt{3} = 2199,43 / \sqrt{3} \text{ А}.$$

Таблица 4.2

Усталені режими електричної частини енергоблоку з ДРТВП

Режим		Нормальний		К ⁽³⁾		К ⁽²⁾		К ⁽¹⁾		К ^(1,1)	
Величина	Фаза	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$U_{T1\phi(C)}$	A	1.049	-29.52	0	-	1.049	-29.52	0	-	1.026	-29.53
	B	1.049	-149.52	0	-	0.525	150.48	1.038	-148.43	0	-
	C	1.049	90.48	0	-	0.525	150.48	1.038	89.38	0	-
$I_{T1(C)}$	A	0.846	-52.46	3.203	-104.66	0.846	-52.46	5.241	-109.93	1.873	37.64
	B	0.846	-172.46	3.203	135.34	3.119	160.57	2.597	-133.43	4.315	107.27
	C	0.846	67.54	3.203	15.34	2.454	-8.59	1.173	-122.13	4.907	33.61
	N	0	-	0	-	0	-	8.863	-118.26	9.060	61.75
$U_{T1(\Gamma)}$	AC	0.946	-24.63	0.335	-16.01	0.946	-24.63	0.528	-20.93	0.732	-23.27
	BA	0.946	-144.63	0.335	-136.01	0.517	-170.91	0.877	-132.13	0.437	-162.13
	CB	0.946	95.37	0.335	103.99	0.591	126.33	0.844	87.56	0.495	121.19
$I_{T1(\Gamma)}$	A	0.948	-22.73	3.584	-74.66	2.491	-26.39	1.967	-89.98	2.625	-47.17
	B	0.948	-142.73	3.584	165.34	3.584	165.34	0.948	-142.73	3.584	165.30
	C	0.948	97.27	3.584	45.34	1.253	9.19	2.651	73.48	1.967	31.17
$I_{T2(\Gamma)}$	A	0.057	-59.93	0.146	83.35	0.059	-173.88	0.096	33.59	0.056	124.80
	B	0.057	-179.93	0.146	-36.65	0.146	-36.65	0.057	-179.93	0.146	-36.65
	C	0.057	60.07	0.146	-156.65	0.110	122.12	0.058	-113.06	0.094	154.36
$U_{\Gamma\phi}$	A	1.003	5.67	0.418	12.72	0.868	-10.51	0.745	21.23	0.702	-5.82
	B	1.003	-114.33	0.418	-107.28	0.418	-107.28	1.003	-114.33	0.418	-107.28
	C	1.003	125.67	0.418	132.72	0.918	142.62	0.703	113.57	0.742	140.69
I_{Γ}	A	0.995	-24.73	3.449	-73.75	2.441	-27.13	1.915	-87.58	2.569	-46.00
	B	0.995	-144.73	3.449	166.25	3.449	166.25	0.995	-144.73	3.449	166.25
	C	0.995	95.27	3.449	46.25	1.214	13.98	2.593	73.62	1.917	33.52
$U_{BП\phi}$	A	1.005	4.56	0.898	5.60	0.972	2.06	0.956	6.95	0.946	3.23
	B	1.005	-115.44	0.898	-114.40	0.898	-114.40	1.005	-115.44	0.898	-114.40
	C	1.005	124.56	0.898	125.60	0.987	127.50	0.946	123.15	0.956	126.87
$I_{BП}$	A	1.005	-41.01	0.898	-39.96	0.972	-43.50	0.956	-38.61	0.946	-42.33
	B	1.005	-161.01	0.898	-159.96	0.898	-159.96	1.005	-161.01	0.898	-159.96
	C	1.005	78.99	0.898	80.04	0.987	81.92	0.946	77.59	0.956	81.31
$U_{T2(BП)}$	AC	1.051	-25.54	0.604	-22.64	1.051	-25.54	0.746	-23.95	0.895	-24.86
	BA	1.051	-145.54	0.604	-142.64	0.723	-159.23	0.993	-137.60	0.675	-154.13
	CB	1.051	94.46	0.604	97.36	0.760	111.03	0.974	86.97	0.702	106.96
$I_{T2(BП)}$	A	0.531	-59.64	1.365	83.39	0.547	-174.44	0.899	33.88	0.531	124.49
	B	0.531	-179.64	1.365	-36.61	1.365	-36.61	0.531	-179.64	1.365	-36.61
	C	0.531	60.36	1.365	156.69	1.027	122.42	0.543	-113.39	0.880	154.67
$U_{T3\phi(\Gamma)}$	A	0.057	10.70	0.083	7.64	0.066	19.45	0.070	2.54	0.072	14.72
	B	0.057	-109.30	0.083	-112.36	0.083	-112.36	0.057	-109.30	0.083	-112.36
	C	0.057	130.70	0.083	127.64	0.063	119.41	0.072	134.98	0.070	122.82

Продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$U_{T3(ВП)}$	<i>A</i>	1.007	7.10	1.235	6.52	1.074	12.19	1.122	3.35	1.128	10.04
	<i>B</i>	1.007	-112.90	1.235	-113.48	1.235	-113.48	1.007	-112.90	1.235	-113.48
	<i>C</i>	1.007	127.10	1.235	126.52	1.063	121.62	1.129	130.18	1.122	123.50
$I_{T3(ВП)}$	<i>A</i>	0.529	-22.31	2.004	-74.63	1.393	-26.23	1.098	-89.99	1.467	-47.06
	<i>B</i>	0.529	-142.31	2.004	165.37	2.004	165.37	0.529	-142.31	2.004	165.37
	<i>C</i>	0.529	97.69	2.004	45.37	0.698	9.04	1.482	73.59	1.098	31.16

• для магніторушійних сил (струмів намагнічування) і потокозчеплень обмоток трансформаторів Т1, Т2, Т3, приведених відповідно до кількості витків обмотки Т1 з боку системи, обмотки Т2 з боку генератора, обмотки Т3 з боку ВП, тобто до кількості витків обмоток вищої напруги цих трансформаторів, оскільки $U_{T1B} = U_{T1C}$, $U_{T2B} = U_{T2(Г)}$, $U_{T3B} = U_{T3(ВП)}$:

$$I_{\mu T1\delta} = I_{xT1\gamma} = I_{xT1\text{ном}[\%]}/100 \cdot S_{T1\text{ном}} / (\sqrt{3}U_{T1B\text{ном}}) = 2,68 \text{ А};$$

$$I_{\mu T2\delta} = I_{xT2\phi} = I_{xT2\text{ном}[\%]}/100 \cdot S_{T2\text{ном}} / (3U_{T2B\text{ном}}) = 3,44 \text{ А};$$

$$I_{\mu T3\delta} = I_{xT3\gamma} = I_{xT3\text{ном}[\%]}/100 \cdot S_{T3\text{ном}} / (\sqrt{3}U_{T3B\text{ном}}) = 10,26 \text{ А};$$

$$\Psi_{T1\delta} = U_{T1B\text{ном}} / (\sqrt{3}\omega) = 444,96 \text{ Вб};$$

$$\Psi_{T2\delta} = U_{T2B\text{ном}} / \omega = 50,16 \text{ Вб};$$

$$\Psi_{T3\delta} = U_{T3B\text{ном}} / (\sqrt{3}\omega) = 11,58 \text{ Вб},$$

де $\omega \approx 314 \text{ с}^{-1}$ – основна кутова частота змінного струму.

Як видно з таблиці 4.2 і таблиці 4.3 нормальні режими в обох схемах близькі до номінального, оскільки модулі напруг і струмів генератора і власних потреб у відносних одиницях близькі до одиниці, а їх аргументи для різних фаз зсунуті на $\pm 120^\circ$ відповідно. При цьому за прийнятих значень коефіцієнтів трансформації ДРТВП і РТВП струмове завантаження їх вторинних обмоток (з боку ВП) є практично однаковим ($I_{T3(ВП)^*} = 0,529$; $I_{T2(ВП)^*} = 0,531$). Аргументи цих струмів відрізняються між собою, оскільки є різними коефіцієнти потужності генератора ($\cos \varphi_{Г} \approx 0,85$) та навантаження ВП ($\cos \varphi_{ВП} = 0,7$). Отже характерною властивістю схеми з ДРТВП (рисунок 4.8, а) є те, що в нормальному режимі через ДРТВП

передається в основному активна складова, а через РТВП – в основному реактивна складова потужності навантаження ВП.

Таблиця 4.3

Усталені режими традиційної електричної частини енергоблоку

Режим		Нормальний		К ⁽³⁾		К ⁽²⁾		К ⁽¹⁾		К ^(1,1)	
Величина	Фаза	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент
$U_{T1\phi(C)}$	<i>A</i>	1.050	-29.53	0	–	1.050	-29.53	0	–	1.026	-29.53
	<i>B</i>	1.050	-149.53	0	–	0.525	150.47	1.038	-148.41	0	–
	<i>C</i>	1.050	90.47	0	–	0.525	150.47	1.038	89.36	0	–
$I_{T1(C)}$	<i>A</i>	0.848	-55.10	3.469	-105.64	0.848	-55.10	5.557	-110.42	1.876	37.95
	<i>B</i>	0.848	-175.10	3.469	134.36	3.343	159.74	2.615	-134.01	4.607	107.68
	<i>C</i>	0.848	64.90	3.469	14.36	2.691	-9.89	1.207	-120.48	5.188	32.27
	<i>N</i>	0	–	0	–	0	–	9.227	-118.25	9.437	61.75
$U_{T1(\Gamma)}$	<i>AC</i>	0.998	-24.98	0.363	-16.99	0.998	-24.98	0.564	-21.48	0.776	-23.68
	<i>BA</i>	0.998	-144.98	0.363	-136.99	0.552	-170.59	0.925	-132.69	0.470	-162.02
	<i>CB</i>	0.998	95.02	0.363	103.01	0.626	125.16	0.892	83.41	0.527	119.96
$I_{T1(\Gamma)}$	<i>A</i>	0.903	-25.36	3.688	-75.64	2.496	-27.19	2.046	-92.05	2.659	-48.40
$I_{T2(\Gamma)}$	<i>A</i>	0.099	-44.55	0.036	-36.57	0.085	-62.45	0.072	-27.23	0.067	-57.75
	<i>B</i>	0.099	-164.55	0.036	-156.57	0.036	-156.57	0.099	-164.55	0.036	-156.57
	<i>C</i>	0.099	75.45	0.036	83.43	0.090	94.01	0.067	61.55	0.071	92.15
$U_{\Gamma\phi}$	<i>A</i>	0.998	5.02	0.363	13.00	0.858	-12.88	0.719	22.34	0.675	-8.18
	<i>B</i>	0.998	-114.98	0.363	-107.00	0.363	-106.99	0.998	-114.98	0.363	-106.99
	<i>C</i>	0.998	125.02	0.363	133.00	0.907	143.59	0.677	111.13	0.716	141.73
I_{Γ}	<i>A</i>	0.998	-27.24	3.716	-75.29	2.566	-28.29	2.077	-90.27	2.725	-48.63
	<i>B</i>	0.998	-147.24	3.716	164.71	3.716	164.71	0.998	-147.24	3.716	164.71
	<i>C</i>	0.998	92.76	3.716	44.71	1.346	10.14	2.751	72.03	2.077	30.86
$U_{ВП\phi}$	<i>A</i>	0.969	1.27	0.353	9.26	0.833	-16.63	0.698	18.59	0.655	-11.93
	<i>B</i>	0.969	-118.72	0.353	-110.74	0.353	-110.74	0.969	-118.73	0.353	-110.74
	<i>C</i>	0.969	121.27	0.353	129.26	0.881	139.84	0.657	107.38	0.695	137.98
$I_{ВП}$	<i>A</i>	0.968	-44.29	0.353	-36.31	0.833	-62.19	0.698	-26.98	0.655	-57.50
	<i>B</i>	0.968	-164.29	0.353	-156.31	0.353	-156.31	0.969	-164.29	0.353	-156.31
	<i>C</i>	0.968	75.71	0.353	83.69	0.881	94.27	0.657	61.81	0.695	92.41

Під час зовнішнього трифазного КЗ $K^{(3)}$ залишкова напруга на виводах генератора і на шинах РУВП у традиційній схемі (таблиця 4.3) знижується до $U_{\Gamma^*}^T = 0,363$ і $U_{ВП^*}^T = 0,353$ відповідно, а у схемі з ДРТВП (таблиця 4.2) на виводах генератора знижується до $U_{\Gamma^*}^D = 0,418$, а на шинах РУВП залишається на рівні $U_{ВП^*}^D = 0,898$, близькому до номінального значення, та забезпечує нормальну роботу

електроприймачів ВП. При цьому рівень струмів у схемі з ДРТВП від генератора ($I_{Г*}^д = 3,449$) та через блоковий трансформатор Т1 до місця к.з. ($I_{Т1(С)}^д = 3,203$) орієнтовно на $7 \div 7,5\%$ менший від рівня відповідних струмів у традиційній схемі ($I_{Г*}^т = 3,716$ та $I_{Т1(С)}^т = 3,469$).

Під час несиметричних КЗ рівень струмів від генератора $I_{Г}$ в обох схемах не перевищує рівня струмів під час трифазного КЗ, а струм через блоковий трансформатор Т1 до місця КЗ $I_{Т1(С)}$ має найбільше значення під час однофазного КЗ К⁽¹⁾ ($I_{Т1(С)}^д = 5,241$ та $I_{Т1(С)}^т = 5,557$), тобто також у схемі з ДРТВП рівень цих струмів на 5-6% менший порівняно зі струмами КЗ у традиційній схемі.

Рівень напруги на шинах РУВП під час несиметричних КЗ в обох схемах є вищим ніж під час трифазного КЗ, але якщо в схемі з ДРТВП він є близьким до номінального ($U_{ВП*}^д = 0,898 - 1,005$), тобто достатнім для нормальної роботи електроприймачів ВП, то в традиційній схемі є значно нижчим ($U_{ВП*}^т = 0,353 - 0,969$), де $i = A, B, C$.

Несиметрія фазних напруг і струмів генератора та фазних напруг на шинах РУВП під час несиметричних КЗ характеризується значеннями прямої і зворотної симетричних складових, обчисленими за відповідними даними таблиць 4.2 і 4.3 та наведеними у таблицях 4.4 і 4.5, відповідно (модулі величин – у в.о., а їх аргументи – в ел. град).

Таблиця 4.4

Симетричні складові під час несиметричних КЗ у схемі з ДРТВП

Режими КЗ		К ⁽²⁾		К ⁽¹⁾		К ^(1,1)	
Величина	Складова	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент
$U_{Г}$	пряма	0.709	7.75	0.803	6.92	0.607	8.94
	зворотня	0.295	-59.316	0.201	120.68	0.192	-59.30
$I_{Г}$	пряма	2.085	-63.38	1.68	-56.60	2.549	-68.24
	зворотня	1.448	31.23	0.986	-148.80	0.944	31.22
$U_{ВП}$	пряма	0.952	5.05	0.969	4.89	0.933	5.23
	зворотня	0.054	-64.25	0.037	115.98	0.035	-64.22

Аналіз даних таблиць 4.4 і 4.5 показує, що рівень несиметрії фазних напруг і струмів генератора в обох схемах практично однаковий і для напруги генератора становить орієнтовно від 20% (для $K^{(1,1)}$) до 30% (для $K^{(2)}$), тобто є недопустимо великим. Поряд з цим, якщо у традиційній схемі рівень несиметрії фазних напруг на шинах РУВП є практично таким же великим, то у схемі з ДРТВП рівень несиметрії цих напруг є набагато нижчим і становить від 5,4% (для $K^{(2)}$) до 3,5% (для $K^{(1,1)}$). Це означає, що схемі ЕБ з ДРТВП притаманна природна симетрувальна властивість щодо напруги на шинах РУВП під час зовнішніх несиметричних КЗ [109].

Таблиця 4.5

Симетричні складові під час несиметричних КЗ у традиційній схемі

Режими КЗ		$K^{(2)}$		$K^{(1)}$		$K^{(1,1)}$	
Величина	Складова	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент	Модуль	Аргумент
U_{Γ}	пряма	0.679	7.15	0.781	6.28	0.568	8.46
	зворотня	0.32	-59.48	0.218	120.55	0.209	-59.50
I_{Γ}	пряма	2.223	-65.68	1.775	-59.29	2.695	-56.41
	зворотня	1.569	31.04	1.069	-148.97	0.908	70.03
$U_{\text{ВП}}$	пряма	0.66	3.40	0.758	2.53	0.552	4.71
	зворотня	0.311	-63.26	0.212	116.78	0.202	-63.28

4.4 Електромагнітні перехідні процеси енергоблоку з ДРТВП

У попередніх розділах було показано, що застосування додаткового робочого трансформатора власних потреб, який працює в режимі заданого навантаженням ЕБ струму, забезпечує під час зовнішніх КЗ усталені значення напруги на шинах розподільних устав власних потреб першого ступеня трансформації достатні для роботи електроприймачів ВП ([48,110]). Однак сам перебіг таких процесів досліджений не був.

Для математичного і цифрового моделювання електромагнітних перехідних процесів було використано програмний комплекс RE [108]. На рисунку 4.9, а показана принципова схема електричної частини досліджуваного енергоблоку електростанції з ДРТВП, а на рисунку 4.9, б наведена прийнята розрахункова трифазна електромагнітна схема заміщення. Тут враховані відповідні схеми і групи

з'єднання обмоток трансформаторів Т1, Т2, Т3 і вебер-амперні характеристики гілок їх магнітних систем МС1, МС2, МС3 відповідно.

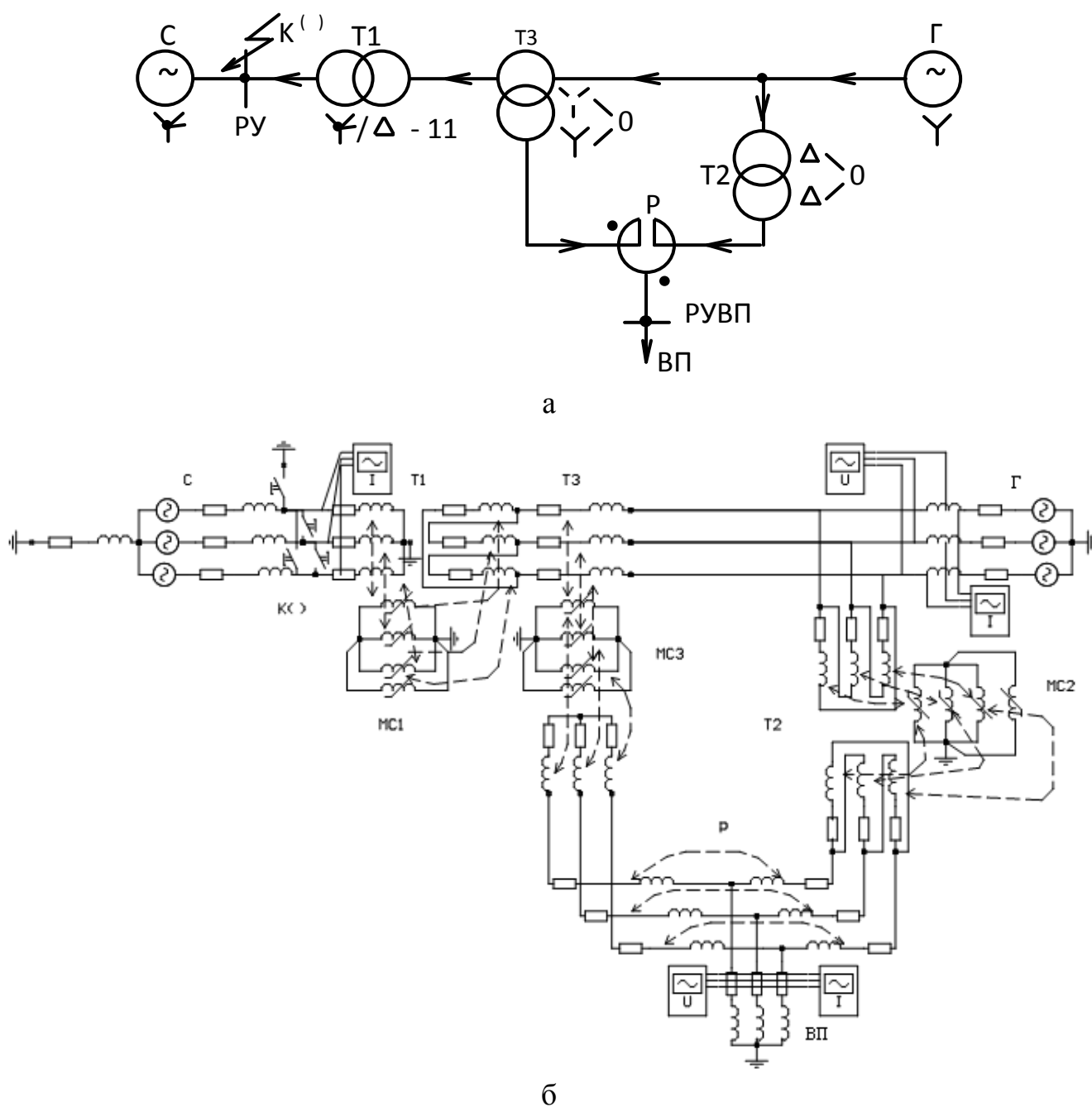


Рисунок 4.9 - Електрична частина енергоблоку електростанції з ДРТВП: а – принципова схема; б – розрахункова трифазна електромагнітна схема для математичного і цифрового моделювання

Умови і допущення під час математичних експериментів:

1. Застосована кусково-лінійна апроксимація нелінійних вебер-амперних характеристик стрижнів магнітопроводів трансформаторів Т1, Т2 і Т3. При цьому параметри гілок, які відображають магнітні системи за межами їх магнітопроводів, прийняті лійними.

2. До виникнення КЗ в точці $K^{()}$ на шинах РУ з боку обмотки вищої напруги блокового трансформатора Т1 енергоблок працював у нормальному режимі з координатами, близькими до їх номінальних значень.

3. Вид КЗ моделювався увімкненням в заданий момент часу відповідних ключів.

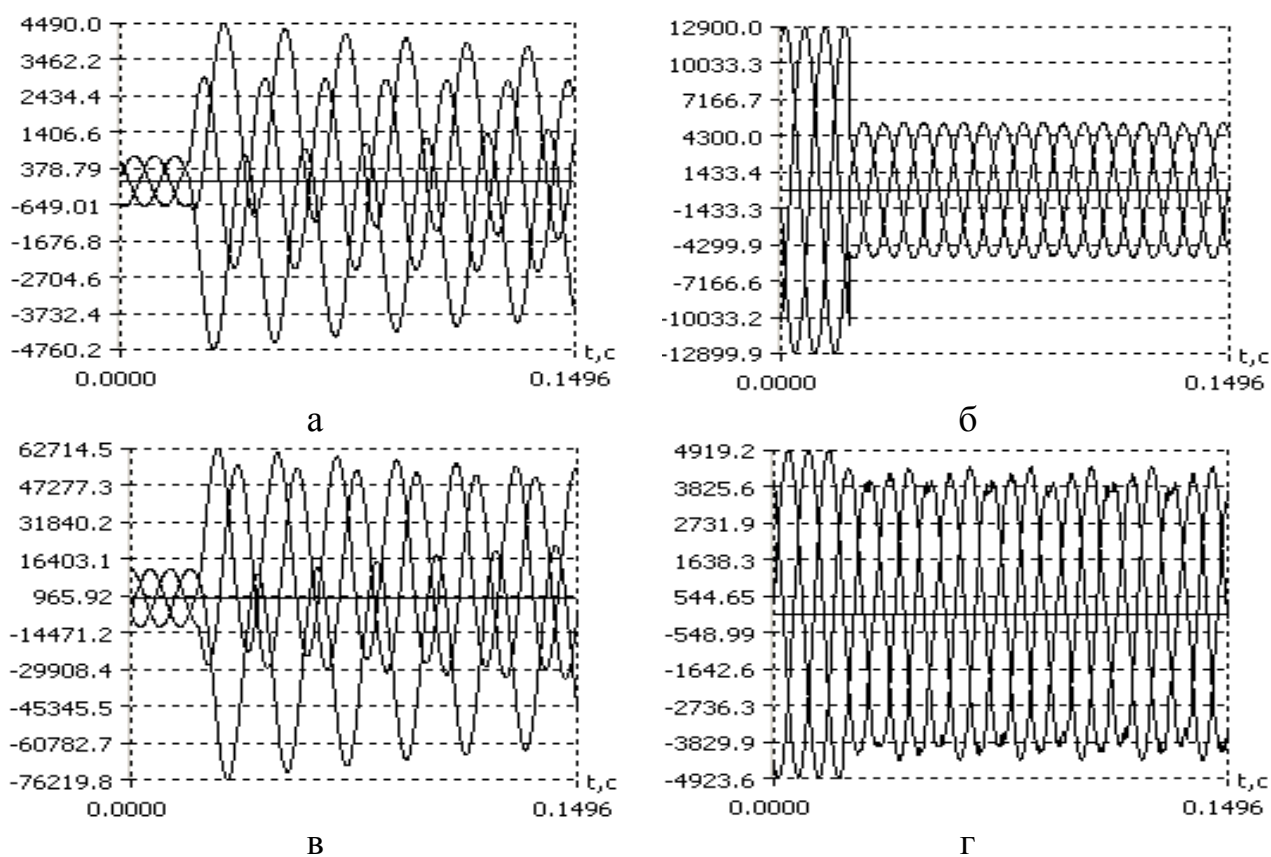
4. Розраховувалися електромагнітні процеси для трифазного $K^{(3)}$, двофазного $K^{(2)}$, однофазного $K^{(1)}$ і двофазного на землю $K^{(1,1)}$ коротких замикань. При цьому, в усіх експериментах прийнято, що КЗ виникають під час переходу через нуль (від додатніх до від'ємних значень) струму фази А обмотки вищої напруги блокового трансформатора. Цей момент відповідає часу $t_k = 0,0229$ с від початку ($t = 0$) розрахунку електромагнітного процесу усталеного доаварійного режиму.

5. У даній роботі, згідно з показаними на рисунку 4.9, б приладами, осцилографувались такі координати режиму ($i = A, B, C$): $\vec{i}_{Т1Вi} = \{i_{Т1Вi}\}$ – струми фаз обмотки вищої напруги блокового трансформатора Т1, тобто до місця КЗ; $\vec{u}_Г = \{u_{Гi}\}$ – фазні напруги на виводах генератора Г; $\vec{i}_Г = \{i_{Гi}\}$ – струми фаз генератора Г; $\vec{u}_{ВП} = \{u_{ВПi}\}$ – фазні напруги на РУВП; $\vec{i}_{ВП} = \{i_{ВПi}\}$ – струми фаз навантаження ВП.

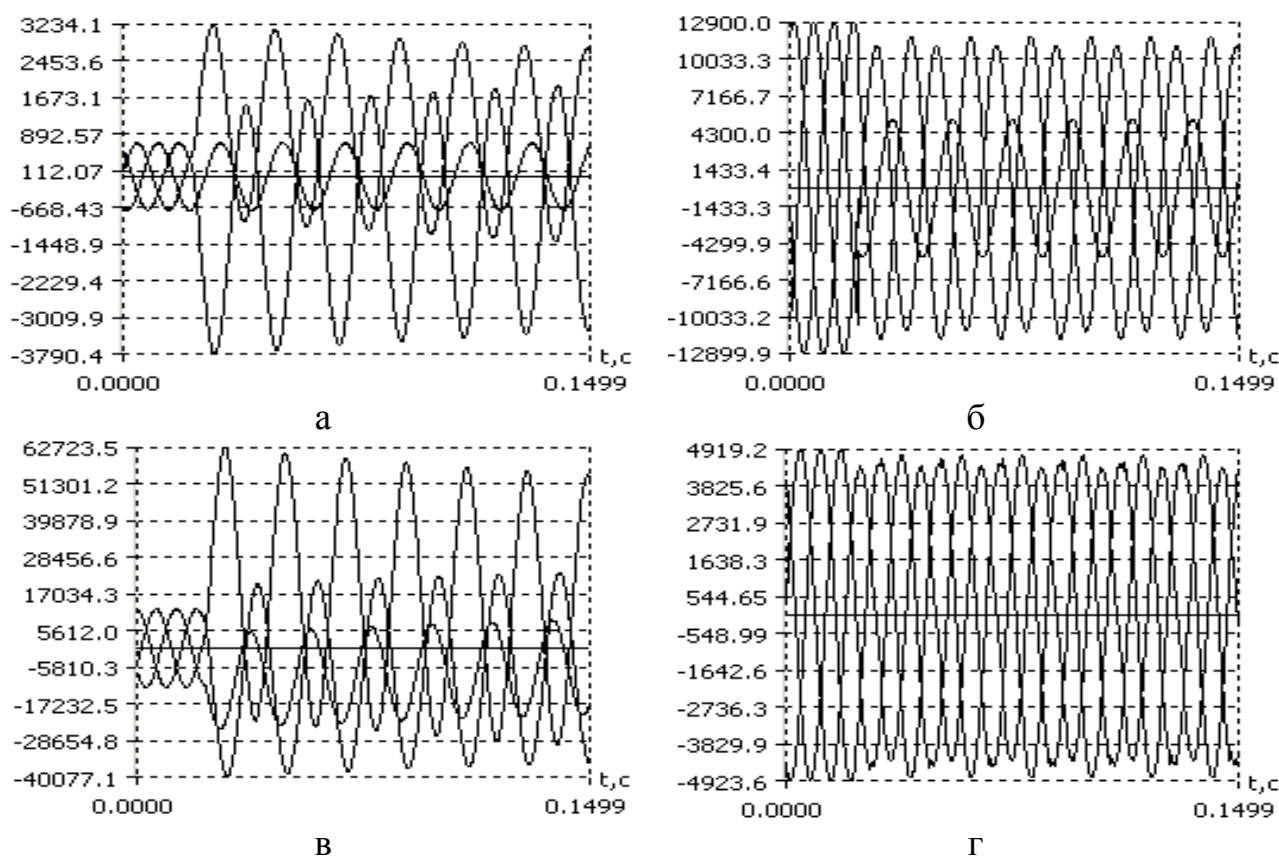
6. Враховуючи, що результати розрахунків – це зміна в часі миттєвих значень координат режиму, для порівняльної кількісної оцінки їх максимальних значень доцільно користуватися відповідними амплітудними номінальними значеннями, а саме:

$$I_{Т1Вт.ном} \approx 0,843 \text{ кА}; \quad U_{Гтф.ном} \approx 12,860 \text{ кВ}; \quad I_{Гтф.ном} \approx 12,196 \text{ кА}; \\ U_{ВПтф.ном} \approx 4,899 \text{ кВ}.$$

Основні результати математичних експериментів наведені на: рисунку 4.10 – режим трифазного КЗ $K^{(3)}$; рисунку 4.11 – режим двофазного КЗ $K^{(2)}$; рисунку 4.12 – режим однофазного КЗ $K^{(1)}$; рисунку 4.13 – режим двофазного КЗ на землю $K^{(1,1)}$. На



Риунок. 4.10 – Осцилограми трифазного КЗ $K^{(3)}$: а – $\vec{i}_{Т1В}$; б – $\vec{u}_{Г}$; в – $\vec{i}_{Г}$; г – $\vec{u}_{ВП}$



Риунок 4.11 – Осцилограми двофазного КЗ $K^{(2)}$: а – $\vec{i}_{Т1В}$; б – $\vec{u}_{Г}$; в – $\vec{i}_{Г}$; г – $\vec{u}_{ВП}$

рисунках значення струмів вказані в [А], а напруг – у [В]. Аналіз цих осцилограм показав таке.

Як вже зазначалося, до виникнення КЗ енергоблок працював у нормальному режимі з координатами, близькими до відповідних номінальних значень:

$$I_{Т1Вм} = 0,716 \text{ кА (рисунки 4.10÷4.13, а); } U_{Гмф} = 12,9 \text{ кВ (рисунки 4.10÷4.13, б);}$$

$$I_{Гм} = 12,12 \text{ кА (рисунки 4.10÷4.13, в); } U_{ВПмф} = 4,919 \text{ кВ (рисунки 4.10÷4.13, г).}$$

Струм в обмотці вищої напруги Т1 набуває найбільшого миттєвого значення за модулем (7,967 кА) під час однофазного КЗ у пошкодженій фазі А (рисунок 4.12, а) і найменшого (3,79 кА) – під час двофазного КЗ між фазами А і В (рисунок 4.11,а). Як відомо, це зумовлено з'єднанням обмотки нижчої напруги Т1 за схемою трикутника та, як наслідок, суттєво меншим значенням опорю нульової послідовності енергоблоку відносно місця КЗ порівняно з опором прямої послідовності. Таким з'єднанням обмотки нижчої напруги Т1 пояснюється й відсутність складових нульової послідовності у струмах обмотки статора генератора Г. Саме тому струм генератора набуває найбільшого миттєвого значення за модулем (76,22 кА) під час трифазного КЗ (рисунок 4.10,б) і найменшого (50,139 кА) – під час однофазного КЗ фази А (рисунок 4.12,в).

Загалом струми фаз генератора містять значні аперіодичні складові, а у напругах на виводах фаз генератора аперіодичні складові практично відсутні, оскільки активний опір обмотки статора генератора набагато менший за її перехідний індуктивний опір.

Найменше, майже у 3 рази, зниження фазних напруг генератора має місце під час трифазного КЗ (рисунок 4.12,б). Під час несиметричних КЗ має місце, окрім суттєвого зменшення, також і значна несиметрія фазних напруг генератора (рисунки 4.11-4.13,б).

У той же час, несиметрія фазних напруг на шинах РУВП є незначною (рисунки 4.10-4.13,г), а їх рівень не зменшується нижче $0,85U_{ном}$ під час трифазного КЗ (рисунки 4.10,г) та $0,9-0,95U_{ном}$ під час несиметричних КЗ (рисунки 4.11-4.13,г), тобто забезпечується робота електроприймачів та механізмів ВП енергоблоку [17].

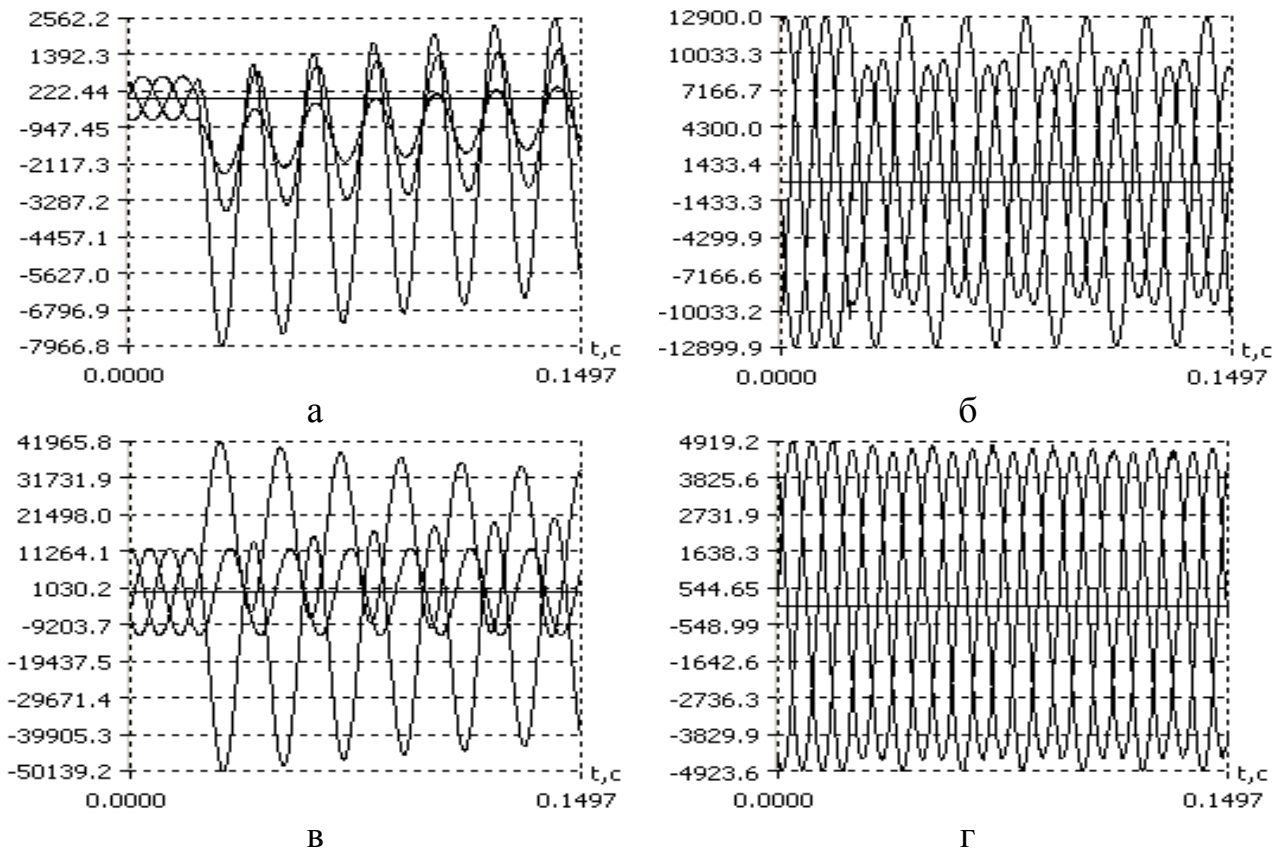


Рисунок 4.12 – Осцилограммы однофазного КЗ $K^{(1)}$: а – \vec{i}_{T1B} ; б – \vec{u}_T ; в – \vec{i}_T ; г – $\vec{u}_{BП}$

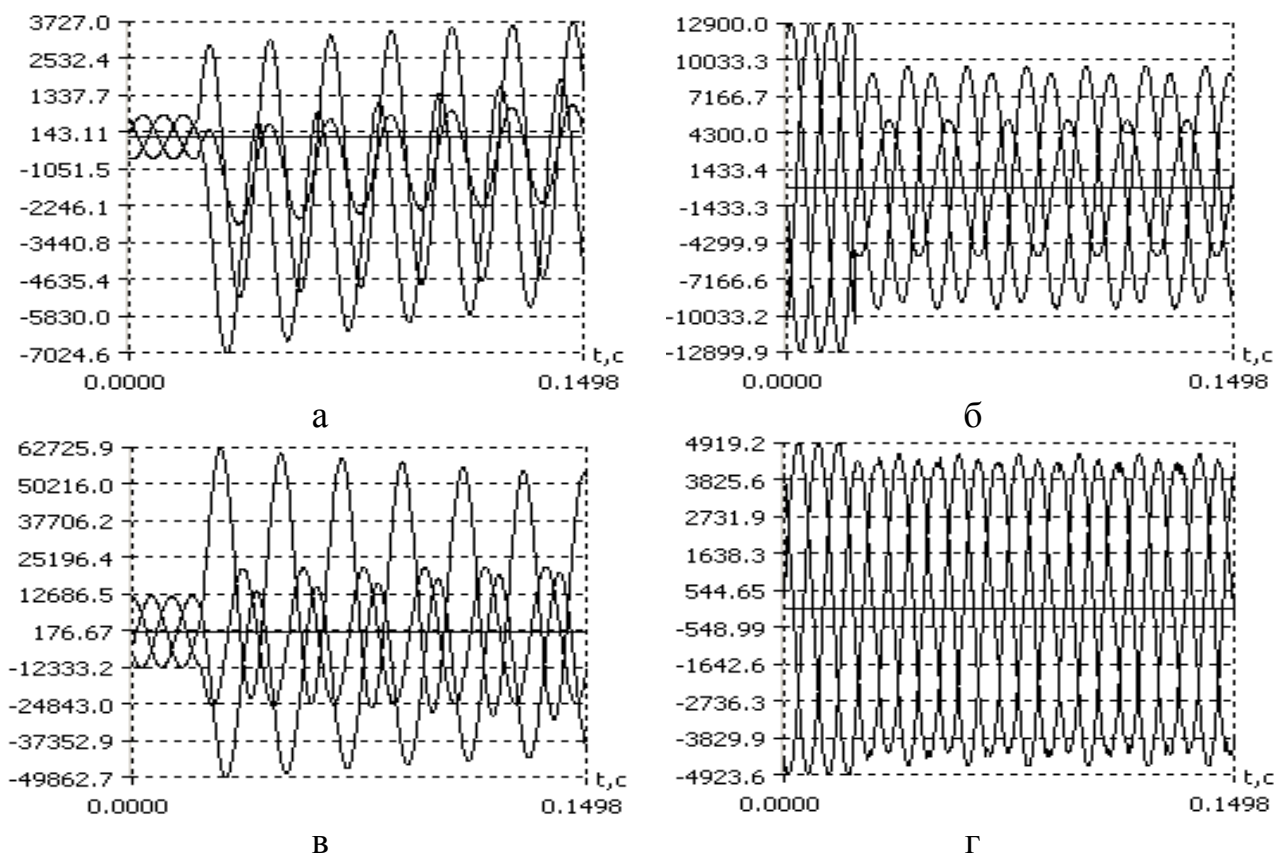


Рисунок 4.13 – Осцилограммы двухфазного КЗ на землю $K^{(1,1)}$: а – \vec{i}_{T1B} ; б – \vec{u}_T ; в – \vec{i}_T ; г – $\vec{u}_{BП}$

4.5 Висновки до розділу 4

Проведені дослідження обтяжених та аварійних режимів і електромагнітних перехідних процесів ЕБ з ДРТВП і без нього та аналіз їх результатів показали, що:

1. Вплив енергоблоків, у яких схема живлення ВП містить ДРТВП, та енергоблоків з традиційною схемою живлення ВП на статичну стійкість усталених режимів електроенергетичних систем є практично однаковим.

2. У більшості усталених режимів, особливо під час їх обтяження, рівень напруги на шинах ВП у схемі з ДРТВП є вищим порівняно з рівнем напруги на шинах ВП у традиційній схемі, що сприятиме підвищенню стійкості роботи електроприймачів ВП.

3. Електромеханічні процеси в схемі з ДРТВП порівняно з традиційною схемою характеризується меншими кутами вибігу ротора генератора, меншими максимальними значеннями струмів статора генератора під час КЗ, вищим рівнем напруги на шинах генератора під час КЗ, швидшим відновленням синхронного режиму генератора та, що особливо важливо, рівнем напруги на шинах ВП не нижчим за критичне для електроприймачів ВП значенням. Усе це свідчить, що за динамічною і результуючою стійкістю режимів та рівнів напруги на шинах ВП схема з ДРТВП має кращі властивості порівняно з традиційною схемою електричної частини енергоблоків.

4. Режими зовнішніх КЗ у схемі з ДРТВП, порівняно з традиційною, характеризуються вищим рівнем напруг на шинах ВП та нижчим рівнем струмів елементів електричної частини енергоблока, що підвищує надійність його роботи.

5. Схема живлення власних потреб енергоблока, яка містить додатковий робочий трансформатор, забезпечує, на відміну від традиційних схем, протягом часу існування перехідного процесу під час зовнішніх як симетричних так і несиметричних КЗ рівень і симетрію фазних напруг, достатні для роботи електроприймачів і механізмів власних потреб.

6. Застосування додаткового робочого трансформатора власних потреб забезпечує зниження несиметрії напруг на їх шинах в умовах несиметрії напруг на шинах генератора, що зменшує її негативний вплив на роботу обладнання системи

власних потреб. Так рівень несиметрії напруг на шинах власних потреб під час різних видів зовнішніх несиметричних КЗ становив у традиційній схемі від 20% (для $K^{(1,1)}$) до 30% (для $K^{(2)}$), а в схемі з додатковим робочим трансформатором власних потреб зменшився до 3,5% (для $K^{(1,1)}$) та 5,4% (для $K^{(2)}$) відповідно.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертації вирішене актуальне науково-практичне завдання, що полягає у підвищенні ефективності функціонування енергоблоків електростанцій шляхом використання впливу додаткового робочого трансформатора власних потреб на їх режими і характеристики та визначення факторів і умов для забезпечення рівня напруги на шинах власних потреб першого ступеня трансформації, необхідного для надійної роботи їх електроприймачів як під час нормальних експлуатаційних режимів, так і під час аварійних режимів у зовнішній електричній мережі.

Основні висновки за результатами проведених дослідження подано нижче.

1. Проведений аналіз недоліків режимних властивостей, притаманних традиційним системам електропостачання власних потреб енергоблоків щодо забезпечення достатнього для надійної роботи їх електроприймачів рівня напруги, зокрема необхідність виконання перемикань пристроями РПН трансформаторів під час експлуатаційних режимів чи вимушене введення резервних джерел живлення під час тривалих аварійних режимів у зовнішній електричній мережі зі значним зниженням напруги, свідчать про необхідність підвищення ефективності функціонування енергоблоків шляхом застосування нових схемо-технічних вирішень з додатковим робочим трансформатором систем живлення власних потреб першого ступеня трансформації.

2. Запропоновано підхід до визначення потужностей основного і додаткового трансформаторів першого ступеня трансформації систем живлення власних потреб енергоблоків електростанцій, що дає змогу досліджувати такі схеми з реальним електроустаткуванням та забезпечувати як їх експлуатаційні режими, так і вимоги

щодо достатнього рівня напруги на шинах власних потреб під час аварійних режимів у зовнішній електричній мережі.

3. Розроблено методику обчислення втрат потужності у системах живлення власних потреб електростанцій з додатковим трансформатором власних потреб, яка дає змогу враховувати режимні особливості їх елементів. Показано, що за величиною втрат активної потужності розглянуті нові та традиційні схеми є практично рівноцінними. Проведені на прикладі енергоблоку з турбогенератором ТГВ-200 М аналіз і розрахунки, підтвердили, що схема з робочим і додатковим робочими трансформаторами власних потреб за техніко-економічними показниками може бути альтернативою до традиційних схем.

4. Розроблено узагальнену математичну модель двообмоткового трансформатора, яка на відміну від наявних дає змогу враховувати особливості роботи трансформаторів у режимах заданої напруги та заданого струму в розрахункових схемах електричних мереж для аналізу ustalених режимів. Розроблений алгоритм її програмної реалізації використовується в програмному комплексі ДАКАР у вигляді окремого модуля для аналізу ustalених експлуатаційних та перехідних режимів електроенергетичних систем.

5. Показано, що резонансні властивості схеми заміщення додаткового робочого трансформатора власних потреб енергоблоків, зумовлені способом його приєднання, вимагають високої точності обчислення значень параметрів гілок такої схеми заміщення, що необхідно враховувати під час комп'ютерного симулювання.

6. Аналіз результатів досліджень ustalених режимів і регулювальних характеристик енергоблоку з додатковим робочим трансформатором власних потреб показав, що під час роботи генератора з індуктивним коефіцієнтом потужності в діапазоні $\cos\varphi_{LG} = 0,85 \div 0,9$ і зміні напруг генератора та системи в межах $U_{Г*} = 0,95 \div 1,05$ та $U_C = 220 \div 252$ кВ відповідно рівень напруги на шинах власних потреб знаходиться в допустимих межах $U_{ВП*} = 0,9 \div 1,1$ без дії пристрою РПН робочого трансформатора власних потреб незалежно від того, який з вузлів схеми є контрольним.

7. Встановлено за результатами математичного моделювання, що під час обтяжених режимів енергоблоку з додатковим робочим трансформатором власних потреб можна забезпечити вищий рівень напруги на їх шинах не знижуючи запасу статичної стійкості, порівняно з енергоблоками з традиційними схемами.

8. Обґрунтовано і підтверджено результатами комп'ютерного симулювання, що застосування додаткового робочого трансформатора власних потреб забезпечує зниження несиметрії напруг на їх шинах в умовах несиметрії напруг на шинах генератора, що зменшує її негативний вплив на роботу обладнання системи власних потреб. Так рівень несиметрії напруг на шинах власних потреб під час різних видів зовнішніх несиметричних КЗ становив у традиційній схемі від 20% (для $K^{(1,1)}$) до 30% (для $K^{(2)}$), а в схемі з додатковим робочим трансформатором власних потреб зменшився до 3,5% (для $K^{(1,1)}$) та 5,4% (для $K^{(2)}$) відповідно.

9. Порівняльний аналіз результатів експериментів на фізичній моделі та комп'ютерного симулювання підтвердив ефективність застосування додаткового робочого трансформатора власних потреб першого ступеня трансформації для забезпечення рівня напруги, достатнього для надійної роботи їх електроприймачів як під час нормальних експлуатаційних режимів, так і під час аварійних режимів у зовнішній електричній мережі. Збіжність одержаних результатів свідчить про коректність прийнятих припущень, методології, математичних методів і моделей, а також доцільність використання програмних комплексів для проведення досліджень режимів і характеристик нових схемо-технічних рішень об'єктів електроенергетики.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. План розвитку ОЕС України на 2017 –2026 рр. ДП НЕК «Укренерго» 2016 р. 108 С. Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Proekt-Planu-rozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf>.
2. [Енергетична стратегія України на період до 2030 р.: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 24 липня 2013 р. № 1071 р.](#) Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/>.
3. Про схвалення енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605-р. *Урядовий кур'єр* від 08.09.2017 — № 167. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80/print>.
4. Електронний ресурс: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-1/section-4/4-1>.
5. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов 2-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1986. 640 с.
6. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.
7. Справочник по проектированию электрических сетей. – М.: Изд. НЦ ЭНАС, 2005. 320 с.
8. Пургин Н. Я. Инженерное оборудование тепловых электростанций и монтажные работы. М.: Высшая школа, 1979. 416 с.
9. Электротехнический справочник. М.: Энергоатомиздат, 1987.
10. Собственные нужды тепловых электростанций. Э. М. Абасова, Ю. М. Голоднов, В. А. Зильберман, А. Г. Мурзаков; под. ред. Ю. М. Голоднова. М.: Энергоатомиздат, 1991. 272 с.
11. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984. 200 с.
12. Правила улаштування електроустановок. Х.: Вид-во «Форт», 2009. 708 с.

13. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова и др.; под ред. А. А. Васильева. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1990. 576 с.
14. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей: ВНТП-91 Минэнерго СССР. М.: ЦНТИ Информэнерго, 1981. 122 с.
15. Балаков Ю. Н., Шевченко А. Т., Шунтов А. В. Надёжность схем выдачи мощности электростанций. М.: Издательство МЭИ, 1993. 128 с.
16. Сегеда М. С., Гапанович В. Г., Олійник В. П., Покровский К. Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. / Львів: видавництво Львівської політехніки, 2010. 144 с.
17. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навч. посіб. / Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
18. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій : навч. посіб. / Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
19. Король В. С., Лагутін В. М. Експлуатація електрообладнання потужних блоків електростанцій у різних режимах роботи: навч. посіб. / К.: НМК ВО, 1992. 144 с.
20. Грудинский П. Г., Мандрыкин С. А., Улицкий М. С. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций. М.: Энергия, 1974. 576 с.
21. Околович М. Н. Проектирование электрических станций. М.: Энергоатомиздат, 1982. 400 с.
22. Експлуатація електроустановок: навч. посіб. / Г. Г. Півняк, А. В. Журахівський, Г. А. Кігель, Б. М. Кінаш та ін.: за ред. Г. Г. Півняка. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2005. 445с.
23. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Закон України від 22.09.2016 р. № 1540-VIII. *Відомості Верховної Ради України*. 2016. № 51. Ст.833.

24. Про ринок електричної енергії. Закон України від 13.04.2017 р. № 2019–VIII. *Відомості Верховної Ради України*. 2017. № 27–28. Ст.312.
25. Кон Ю. О., Палащук Є. І. Про доцільність модернізації енергоблоків. *Енергетика та електрифікація*. 2005. № 11. С. 44 – 48.
26. Схеми електричних з'єднань власних потреб. URL: <https://studfiles.net/preview/5199950/page:9> (дата звернення: 10.03.2018).
27. Дмитренко О. О., Заколюдажний В. В. Автоматичне введення резерву магістралі резервного живлення власних потреб атомної електростанції. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2018. № 2. С. 44–50.
28. Вимоги до систем електропостачання, важливих для безпеки атомних станцій: затв. наказом Державної інспекції ядерного регулювання України від 24.12.2015 № 234. Зареєстровано в М-ві юстиції України 16.01.2016 р. за № 78/28208. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0078-16> (дата звернення 13.09.2018).
29. Тепловые и атомные электрические станции: справочник; под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. М.: Энергоиздат, 1982. 624 с.
30. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции. М.: Высшая школа, 1984. 304 с.
31. Топольницький М. В. Атомні електричні станції: підручник для ВНЗів. / Львів: Бескид Біт, 2005. 524 с.
32. Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. М.: Энергоатомиздат, 1985. 240 с.
33. Васильева А. П., Жуков В. В., Трубицин В. И. Главные схемы и схемы питания собственных нужд ГЭС и ГАЭС. М.: Изд-во МЭИ, 1990. 80 с.
34. Електронний ресурс. <https://gospodarstva.com/vlasni-potrebi-elektrichnih-stantsij> (дата звернення 01.04.2017).
35. Электрическая часть электростанций / под ред. С. В. Усова. Л.: Энергия, 1977. 556 с.
36. Электрическая часть тепловых электростанций / под ред. А. Л. Церазова. М.: Энергия, 1980. 28 с.

37. Георгиади В. Х. Поведение энергоблоков ТЭС при перерывах электроснабжения собственных нужд (ч. 1). М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. 80 с.
38. Кругол М. М., Лазуренко О. П. Підвищення енергоефективності схем електропостачання в системах власних потреб теплових електричних станцій: матеріали ІХ міжнародної наук.-практ. студентської конф. магістрантів. Харків. 2015. С. 141-142.
39. Сивокобиленко В. Ф., Асдо Талеб Ахмед. Защита пускорезервного трансформатора собственных нужд электростанций от обрыва фазы в питающей сети. *Наукові праці ДонНТУ Серія: Електротехніка та енергетика*. 1999. № 4. С. 181–185.
40. Сивокобиленко В. Ф., Гребченко Н. В., Алтухин А. С., Зубашенко В. В. Дополнительная резервная защита мощных блоков генератор-трансформатор. *Наукові праці ДонНТУ Серія: Електротехніка та енергетика*. 2000. № 21. С. 84-88.
41. Сивокобиленко В. Ф., Меженкова М. А. Анализ поведения резервных защит генераторов блочных электростанций при внешних симметричных коротких замыканиях. *Наукові праці ДонНТУ Серія: Електротехніка та енергетика*. 2000. № 21. С. 120-122.
42. Про електроенергетику. Закон України від 16.10.1997 р. № 575/97-ВР. *Відомості Верховної Ради України*. 1998. № 1. Ст.1.
43. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. ДП НЕК «Укренерго» 2017 р. 117 С. Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/10/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej.pdf>.
44. Электротехнический справочник: в 3 т. М. : Энергоатомиздат, 1982. Т. 3, кн. 1: Производство, передача и распределение электрической энергии / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, Л. А. Жуков и др. – 6-е изд., попр. и доп. 656 с.
45. Правила виконання оперативних перемикачів в електроустановках: затв. Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 30.01.2018 р. № 77. Зареєстровано в М-ві юстиції України 21.02. 2018 р. за № 211/31663. *Офіційний вісник України*. 2018. № 23. Ст. 817.

46. Електрична мережа живлення власних потреб блока з асинхронізованим генератором: пат. 27915 Україна: Н 02 J 11/00. № 95010186; заявл. 11.01.95, опубл. 16.10.2000. Бюл. № 5. 4 с.

47. Спосіб живлення власних потреб блока з асинхронізованим або асинхронним генератором: пат. 32558 Україна: Н 02 J 11/00. № 94128191; заявл. 26.12.94, опубл. 15.02.2001. Бюл. № 1. 4 с.

48. Система електропостачання власних потреб енергоблока електростанції: пат. 39640 А Україна: МПК Н 02 J 3/00. № 2000116585; заявл. 21.11.2000, опубл. 15.06.2001. - Бюл. № 5. 7 с.

49. Міняйло О. С., Сегеда М. С., Покровський К. Б., Мальцева Н. Г., Равлик Н. О. Особливості дослідження схеми з'єднання паралельного і послідовного трансформаторів в усталених режимах. *Науковий вісник Національного гірничого університету*, Дніпропетровськ, 2006, Вип.10, с.78 – 81.

50. Міняйло О. С. Вплив послідовних трансформаторів ОСВ-1000-УЗ на напругу власних потреб блоку з АСТГ-200 потреб. *Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2007. № 597. С. 93 – 99.

51. Гук Ю. Б., Кобжув В. М., Черновец А. К. Устройство, проектирование и эксплуатация схем электроснабжения собственных нужд АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1991. 296 с.

52. Альтшуллер Г.С. Творчество как точная наука. М.: Изд-во Сов. Радио, 1979. 176 с.

53. Лисяк Г. М., Маліновський А. А., Пастух О. Р. Методика вибору основних параметрів схеми підвищеної надійності блочних електростанцій з умов підтримання бажаного рівня напруги на шинах власних потреб під час зовнішніх трифазних коротких замикань. *Технічна електродинаміка*. 2000. № 4. С. 51 – 55.

54. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособ. для ВУЗов 4-е изд., перераб. и доп. / М.: Энергоатомиздат, 1989. С. 608.

55. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.: под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
56. Букович Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання електроенергетичних систем; за ред. Денисенка Г. І. Львів: Вища школа. Вид-во при Львів. Ун-ті, 1988. 248 с.
57. Бронштейн И. Н., Семендяев К. А. Справочник по математике для инженеров и учащихся вузов. М.: Наука, 1967. 608 с.
58. Лисяк Г. М., Пастух О. Р. Оцінка діапазону зміни рівня напруги на шинах власних потреб схеми підвищеної надійності енергоблоків під час зовнішніх трифазних коротких замикань. *Вісник НУ "Львівська політехніка". Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2001. № 435. С. 77–84.
59. Дорошенко О. І. Щодо ідейно-теоретичної моделі електроенергетичної системи. *Енергетика та електрифікація*. 2008. № 2, С. 36 – 41.
60. Дорошенко О. І. Щодо реально-математичної моделі електроенергетичної системи. *Енергетика та електрифікація*. 2008. № 5, С. 39 – 42.
61. Дорошенко О. І. Щодо питання сутності електричної енергії. *Енергетика та електрифікація*. 2008. № 7, С. 5 – 8.
62. Остапчук Ж. І., Кулик В. В., Тептя В. В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Вінниця. ВНТІ, 2008. Електронний ресурс. https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/9kulyk_modelyuvannya_zadachah_rozvytku_elektrsystem (дата звернення 11.04.2018 р.).
63. Равлик О. М., Равлик Н. О. Дослідження процесів у схемах власних потреб електричних станцій. *Електроенергетичні та електромеханічні системи. Вісник Нац. ун-т «Львів. політехніка»*. 2009. № 637. С. 74-78.
64. Mykhaylo Sehed, Nazar Ravlyk «Modeling of self-excitation of induction motors for electric networks auxiliaries under post-fault conditions». "Modern Electric Power Systems": MEPS'15 International Conference. Wroclaw, Poland. July 6 – 9, 2015. ISBN: 978-83-935801-4-9. Scopus 2016.

65. [Баран П. М.](#), Гапанович В. Г., Кідиба В. П., Пришляк Я. Д. Моделювання електромеханічних процесів власних потреб електричних станцій в реальному часі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2016. № 5. С. 52–57.
66. Лисяк Г., Коновал В., Трембецький А. Оцінка впливу схем заміщення двообмоткових трансформаторів на розрахунок їх енергетичних характеристик. *Теоретична електротехніка*. 2005. № 58. С. 27–38.
67. Сегеда М. С., Равлик Н. О. Обмеження внутрішніх перенапруг в електричних мережах власних потреб електростанцій під час однофазних замикань на землю. *Науковий вісник НГУ. Електротехнічні комплекси та системи*. 2014. № 6. С. 116–118.
68. Дивчук Т. Е, Мимоход Д. К., Кутилин С. А., Кузнецов А. Э., Гуразда Ю. В., Сырых И. С. Особенности определения параметров силовых трансформаторов методами схемно-полевого моделирования. *Електротехніка та електроенергетика*. 2017. № 1. С. 61–70.
69. Тихомиров П. М. Расчет трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1986. 528 с.
70. Гончарук А.И. Расчёт и конструирование. М.: Энергоатомиздат, 1990. 256 с.
71. Кислицин А. Л. Трансформаторы. Ульяновск: УлГ-ТУ, 2001. 76 с.
72. Лейтес Л. В., Пинцов А. М. Схемы замещения многообмоточных трансформаторов. М.: Энергия, 1974. 192 с.
73. Беляков Ю. С. Схемы замещения автотрансформаторов с регулировочными трансформаторами. *Электричество*, 1988. № 5. С. 26–33.
74. Пинцов А. М. Уравнения и схемы замещения трансформаторов с учетом тока намагничивания. *Электричество*, 1976. № 4. С. 29–34.
75. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. М.: Энергия, 1979. 152 с. (Серия «Руководящие указания по релейной защите». Вып. 11).
76. Веников В. А., Рыжов Ю. П. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока: учебн. пособ. для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1985. 272 с.

77. Перхач В. С. Математичні задачі електроенергетики. 3-е вид., перероб. і доп. Львів: Вища шк., 1989. 464 с.
78. Скрипник О. І. ДАКАР – обчислювальний комплекс аналізу режимів і процесів електроенергетичних систем. *Технічна електродинаміка*. 1998. Спец. вип. С. 56–61.
79. Лоханин Е. К., Васильев Г. В. Об одном методе расчета установившихся режимов электрической системы. *Труды ВНИИС*, 1976. № 51.
80. Рюденберг Р. Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок. М. : Энергия, 1981. 576 с.
81. Лисяк Г. М., Пастух О. Р. Режимы та характеристики енергоблока електростанції з додатковим робочим трансформатором власних потреб. *Вісник Вінницького політехнічного інституту “Електроенергетичні та електромеханічні системи”*, 2016. № 2 (125). С. 116–121.
82. ТДК 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила: М-во палива та енергетики України. Вид. офіц. перше. К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2003. С. 598.
83. Лисяк Г. М., Пастух О. Р. Оцінка рівнів напруг під час усталених режимів енергоблоків з додатковим робочим трансформатором власних потреб. *Вісник НУ «Львівська політехніка»*. *Електроенергетичні та електромеханічні системи*, 2008. № 615. С. 58–64.
84. Лисяк Г. М., Пастух О. Р., Равлик О. М. Перехідні процеси під час зовнішніх коротких замикань енергоблоку з додатковим робочим трансформатором власних потреб. *Вісник НУ «Львівська політехніка»*. *Електроенергетичні та електромеханічні системи*, 2010. № 671. С. 51–57.
85. Бурштинський М. В., Хай М. В. Апарати захисту та керування в електричних установках низької напруги: навч. посіб. 3-тє вид., доп. і перероб. Львів: Національний університет «Львівська політехніка», 2011. 308 с.
86. Лисяк Г. М., Пастух О. Р. Оцінка необхідної встановленої потужності робочих трансформаторів першого ступеня трансформації схеми підвищеної

надійності електропостачання власних потреб енергоблоків електростанцій. *Технічна електродинаміка*. 2003. № 5. С. 27–34.

87. Лисяк Г. М., Пастух О. Р. Оцінка рівня втрат активної потужності в схемах підвищеної надійності електропостачання власних потреб енергоблоків електростанцій. *Вісник НУ «Львівська політехніка». Теплоенергетика. Інженерія докілья. Автоматизація*. 2004. № 506. С. 45–49.

88. Лисяк Г. М., Коновал В. С., Пастух О. Р. Узагальнена схема заміщення двообмоткових трансформаторів для розрахунку усталених режимів. *Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2003. № 479. С. 112–121.

89. Лисяк Г. М., Пастух О. Р., Скрипник О. І., Коновал В. С. Комп'ютерне симулювання усталених режимів енергоблока електростанції з додатковим робочим трансформатором власних потреб. *Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2003. № 487. С. 81–88.

90. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки: затв. Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 23. 07. 2012 р. № 539.

91. ГКД 341.004.003-94. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище: затв. наказом М-ва енергетики та вугільної промисловості України від 04.08.2014 р. № 543.

92. Експлуатація та налагодження енергетичного устаткування ТЕС ВАТ «Західенерго» / за заг. ред. П. Омеляновського, Й. Мисака. Львів: НВФ «Українські технології», 2005. 412 с.

93. Олійник М. Й., Турковський В. Г. Основи використання електричної енергії: навч. посіб. у 2 ч. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2008.

94. Галактионов Ю. И., Гончарюк Н. В., Краюшкин Ю. И., Лоханин Е. К., Макаров С. Ф., Скрипник А. И. Информационно-вычислительная система для расчетов и анализа режимов и надежности энергосистем. – *Электричество*. – 1994. – № 9. – С. 12-18.

95. Коновал В. С., Скрипник О. І. Програмний комплекс порадника диспетчера енергосистем // Тез. допов. 1-ої Міжнарод. наук.-техн. конф. Математичне моделювання в електротехніці й електроенергетиці. Львів. 1995. С. 79.
96. Скрипник О. І. Аналіз статичної стійкості енергетичних систем. Фізичний збірник НТШ, т. 3. – 1998. – С. 464-477.
97. Лисяк Г. М., Коновал В. С., Пастух О. Р. Статична стійкість режимів енергоблока з додатковим робочим трансформатором власних потреб. *Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи.* 2006. № 563. С. 56–64.
98. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М. : Энергия, 1979. 455 с.
99. Лисяк Г. М., Коновал В. С., Пастух О. Р. Динамічна стійкість режимів енергоблока з додатковим робочим трансформатором власних потреб. *Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи.* 2007. № 587. С. 43–51.
100. Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах: затв. Наказом Мінпаливенерго України 01.12.2003 № 714 (у редакції [наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України 31.07.2012 № 553](#)). Зареєстр. в М-ві юстиції України 18.12.2003 р. за № 1177/8498.
101. СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ). Настанова, затв. наказом М-ва палива та енергетики України від 24.04.2009 р. № 157.
102. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159:2009. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС. Настанова, затв. наказом М-ва палива та енергетики України від 24.03.2009 р. № 158.
103. Букович Н. В. Протиаварійна режимна автоматика електроенергетичних систем: навч. посіб. «Бескид.Біт», 2003. 224 с.

104. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. М.: Союзтехэнерго, 1984. 11 с.
105. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: учеб. для электроэнергет. спец. вузов 4-е изд., перераб. и доп. М.: Высш. шк., 1985. 536 с., ил.
106. Півняк Г. Г., Винославський В. М., Рибалко А. Я., Несен Л. І. Перехідні процесив системах електропостачання : підруч. для вузів 2-е вид., доправ. та доп. Дніпропетровськ : Нац. гірн. ун-т, 2002. 597 с.
107. Черновец А. К. Электрическая часть АЭС : Переходные процессы в системах электроснабжения : учеб. пособ. Л.: ЛПИ, 1980. 79 с.
108. Ravlyk A., Grechyn T. Digital complex for modeling of transient processes in electric circuits. *Metody Matematyczne w elektroenergetyce*: III Sympozjum. Zakopane, Polska. 1993. P. 17– 20.
109. Лисяк Г. М., Пастух О. Р., Равлик О. М. Режимы зовнішніх коротких замикань енергоблока з додатковим робочим трансформатором власних потреб. *Вісн. Нац. ун-ту «Львівська політехніка»*. 2009. № 654. С. 125–132.
110. Лисяк Г. М., Коновал В. С., Пастух О. Р. Узагальнена схема заміщення трансформаторів і автотрансформаторів для математичного моделювання усталених режимів електроенергетичних систем. *Вісник НУ «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2005. № 544. С. 74–88.

Додаток А

Параметри елементів режимної схеми заміщення енергоблока з ДРТВП та результати розрахунків усталених нормального режиму та режиму трифазного КЗ (ДАКАР)

Вхідні дані

Параметри ДРТВП

Ni	Nj	Nk	Sном МВА	Uном кВ	Pк кВт	Uк %	Pх кВт	Iх %	Pх0 кВт	Iх0 %	Kт	ksi ел. град.
1	2	3	16	6.3	85	10	17	0.7	1000	100	0.143	0

Параметри вузлів

1 - кількість балансувальних вузлів

7 – номер балансувального вузла

230.0 – напруга балансувального вузла

0.0 – фаза напруги балансувального вузла

№	Uном кВ	Rнав МВт	Qнав Мвар	Pген МВт	Qген Мвар	Uзад кВ	Qmin Мвар	Qmax Мвар
1	15.8	0.0	0.0	200.0	123.9	0.0	0.0	0.0
2	15.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	6.0	16.0	16.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	220.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Параметри віток між вузлами

Вихід	Вхід	R Ом	X Ом	G мкСм	B мкСм	Kтг	Kті
7	2	0.6	25.7	4	19	0.056	0.033
1	2	0.000	0.005	0	0	0.000	0.000
3	2	-0.013	-0.248	0	0	0.143	0.000
3	1	0.013	0.248	0	0	0.143	0.000
1	4	0.046	1.042	101	655	0.419	0.000
4	6	0.003	0.300	0	0	0.000	0.000
3	6	0.003	0.300	0	0	0.000	0.000
6	5	0.000	-0.100	0	0	0.000	0.000

Параметри шунтів (віток між вузлами та «землею»)

Вихід	Вхід	G мкСм	B мкСм
1	0	-10476432.6	-196857134.6
2	0	10476432.6	196857134.6
3	0	214159.2	4025547.2

Результати розрахунку нормального усталеного режиму

**** Система N 1 ****

№ вузла	U кВ	Фаза ел.град.	P _н МВт	Q _н Мвар	P _г МВт	Q _г Мвар
1	16.651	35.140	0.000	0.000	200.006	123.907
2	15.690	34.857	0.000	0.000	0.000	0.000
3	6.473	36.387	0.000	0.000	0.000	0.000
4	6.674	34.036	0.000	0.000	0.000	0.000
5	6.438	34.165	15.999	16.299	0.000	0.000
6	6.193	31.842	0.000	0.000	0.000	0.000
7	230.001	0.001	0.000	0.000	-183.175	-83.819

Вітка Поч.	I Кін.	I кА	P _{поч.} МВт	Q _{поч.} Мвар	P _{кін.} МВт	Q _{кін.} Мвар	P _к МВт	Q _с Мвар
7	2	0.51	-183.175	-84.107	-183.851	-104.970	0.212	-1.005
1	2	109.93	422.072	3142.300	412.290	2958.785	-0.000	0.000
3	2	240.30	66.766	2693.275	2350.458	45604.887	-0.001	-0.000
3	1	255.95	-86.392	-2868.299	-2677.300	-51552.641	0.001	0.004
1	4	0.44	5.435	11.535	5.380	10.759	0.02	-0.182
4	6	1.04	5.380	10.759	5.371	9.784	-0.000	-0.000
3	6	1.11	10.652	6.358	10.641	5.257	0.000	0.000
6	5	2.05	16.012	15.041	15.999	16.299	0.000	0.000
1	0	0.00	-2904.800	-54582.570	0.000	0.000	0.000	0.000
2	0	0.00	2578.897	48458.699	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0	0.00	8.973	168.666	0.000	0.000	0.000	0.000

Результати розрахунку усталеного режиму трифазного короткого замикання

Вузол к.з. - 7

Опір прямої послідовності - 0.000, 0.001

Трифазне коротке замикання

Струм в місці короткого замикання 132793.188 кА -90.0 гр.

Від вузла	струм кА	фаза ел. град.
2	2.102	-76.8

Струми джерел живлення

№ ген	I кА	фаза ел. град.
1	31.02	-76.0
7	132791.14	-90.0

Напруги контрольованих вузлів

№ вузла	U кВ	фаза ел. град.
_1	4.4	10.7
_2	3.5	11.8
_3	4.7	5.1

_4	2.4	5.8
_5	3.5	4.3
_6	3.3	1.9
_7	0.0	0.0

Струми контрольованих віток

Назва	I	фаза	
Вітки	кА	ел. град.	
7_2	2.102	103.2	
1_2	164.822	-80.9	
3_2	80.373	-73.5	
3_1	103.775	104.8	
1_4	1.357	83.0	
6_4		3.240	83.0
6_3	4.601	-76.8	

Додаток Б

Результати досліджень статичної стійкості режимів для схем живлення ВП традиційної – та з ДРТВП (ДАКАР)

Вхідні дані традиційної схеми

Параметри вузлів

1 – кількість балансувальних вузлів

70 – номер балансувального вузла

220 – напруга балансувального вузла

0.0 – фаза напруги балансувального вузла

№ вузла	Uном кВ	Rнав МВт	Qнав Мвар	Pген МВт	Qген Мвар	Uзад кВ
1	15.75	0	0	200.0	0	15.75
5	6.00	16.0	16.3	0	0	0
7	220.00	0	0	0	0	0
70	220.00	0	0	0	0	0

Параметри віток між вузлами

Поч.	Кін.	R Ом	X Ом	G мкСм	B мкСм	K1	K2
7	70 :1	12.1	43.5	4	-260	0	0
7	70:2	12.1	43.5	4	-260	0	0
7	1	0.6	25.7	4	19	0.056	0.033
1	5	0.0456	1.041	101	647	0.4188	0

Вхідні дані схеми з ДРТВП

Параметри вузлів

1 – кількість балансувальних вузлів

70 – номер балансувального вузла

220 – напруга балансувального вузла

0.0 – фаза напруги балансувального вузла

№ вузла	Uном кВ	Rнав МВт	Qнав Мвар	Pген МВт	Qген Мвар	Uзад кВ
1	15.75	0	0	200.0	0	15.75
2	15.75	0	0	0	0	0
3	6.00	0	0	0	0	0
4	6.00	0	0	0	0	0
5	6.00	16.0	16.3	0	0	0

6	6.00	0	0	0	0	0
7	220.00	0	0	0	0	0
70	220.00	0	0	0	0	0

Параметри віток між вузлами

Поч.	Кін.	R Ом	X Ом	G мкСм	B мкСм	K1	K2
7	70:1	12.1	43.5	4	-260	0	0
7	70:2	12.1	43.5	4	-260	0	0
7	2	0.6	25.7	4	19	0.0529	0.0306
1	2	0.0002698338	0.0050619440	0	0	0	0
3	2	-0.0131828925	-0.2477128059	0	0	0.143	0
3	1	0.0131828925	0.2477128059	0	0	0.143	0
1	4	0.0456	1.041	101	647	0.4255	0
4	6	0.003	0.3	0	0	0	0
3	6	0.003	0.3	0	0	0	0
6	5	0	-0.1	0	0	0	0

Параметри шунтів (віток між вузлами та "землею")

Поч.	Кін.	G мкСм	B мкСм
1	0	-10476432.0	-196857136.0
2	0	10476432.0	196857136.0
3	0	214159.2	4025547.3

Результати розрахунку основного вихідного усталеного режиму традиційної схеми

№ вузла	U кВ	фаза град	R _{нав} МВт	Q _{нав} Мвар	P _{ген} МВт	Q _{ген} Мвар			
1:	15.750	39.118	0.000	-0.000	200.000	113.849			
5:	6.069	35.121	16.000	16.300	0.000	-0.000			
7:	232.597	3.857	0.000	-0.000	0.000	-0.000			
70:	220.002	0.001	0.000	-0.000	-178.163	-86.801			
Вітка	I кА	P поч МВт	Q поч Мвар	P кін МВт	Q кін Мвар	P _{хх} МВт	Q _{хх} Мвар		
7 70:1	0.25	91.6	37.5	89.1	42.5	0.21	-13.33		
7 70:2	0.25	91.6	37.5	89.1	42.5	0.21	-13.33		
7 1		0.49	-183.2		-75.0	-183.9	-94.8	0.22	1.03
1 5	0.92	16.1	19.0	16.0	16.3	0.03	0.16		

Результати розрахунку основного вихідного усталеного режиму схеми з ДРТВП

N вузла	U кВ	фаза град	R _{нав} МВт	Q _{нав} Мвар	P _{ген} МВт	Q _{ген} Мвар
1:	15.750	38.930	0.000	-0.000	199.993	116.943
2:	14.841	38.614	0.000	-0.000	0.000	-0.000
3:	6.104	40.330	0.000	-0.000	0.000	-0.000

4:	6.358	37.684	0.000	-0.000	0.000	-0.000		
5:	6.090	37.808	16.000	16.300	0.000	-0.000		
6:	5.829	35.225	0.000	-0.000	0.000	-0.000		
7:	232.847	3.833	0.000	-0.000	0.000	-0.000		
70:	220.002	0.001	0.000	-0.000	-178.093	-89.440		
Вітка		I	P поч	Q поч	P кін	Q кін	Pxx	Qxx
Поч. Кін.	кА	МВт	Мвар	МВт	Мвар	МВт	Мвар	
7-70:1	0.25	91.6		38.9	89.0	43.8		0.21 -13.34
7-70:2	0.25	91.6		38.9	89.0	43.8		0.21 -13.34
7-2	0.49	-183.2	-77.8	-183.8	-97.7		0.22	1.03
1-2	103.95	404.6	2806.5	395.9	2642.5		0.00	0.00
3-2	227.35	51.3	2402.9	2095.5	40814.4		0.00	0.00
3-1	242.14	-69.9	-2558.9	-2388.7	-46129.7	-0.00	0.00	
1-4	0.49	5.5	12.2	5.4	11.3		0.03	0.16
4-6	1.14	5.4	11.3	5.4	10.1		0.00	0.00
3-6	1.15	10.6	6.0	10.6	4.8		-0.00	0.00
6-5	2.17	16.0	14.9	16.0	16.3		0.00	0.00
1-0		-2598.737	-48831.504					
2-0		2307.507	43359.148					
3-0		7.978	149.965					

Додаток В

Результати досліджень рівнів напруг на шинах ВП енергоблоку з ДРТВП та без нього під час усталених режимів КЗ у прилеглій мережі (RE)

Вхідні дані для схеми з ДРТВП

2.000000E-04 0.000000E+00 3.000000E-01 0.0000000000000000E+000 1.000000E-01
1.000000E-02

F F F F T F(статистика схеми)

26	52	0	6	0	21
12	0	0	3	3	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	1917

(опори віток)

1	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
2	1	5.000000E-02	7.703099	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
3	1	5.000000E-02	7.703099	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
4	1	5.000000E-02	7.703099	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
2	0	3.045328E-01	41.020630	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
3	0	3.045328E-01	41.020630	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
4	0	3.045328E-01	41.020630	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
5	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
5	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
6	7	3.493000E-03	4.704369E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
8	6	3.493000E-03	4.704369E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
7	8	3.493000E-03	4.704369E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
5	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
5	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
9	6	1.190000E-04	7.066479E-03	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
10	8	1.190000E-04	7.066479E-03	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
11	7	1.190000E-04	7.066479E-03	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
0	12	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
0	12	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
0	12	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
0	12	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
13	14	6.600000E-03	3.940676E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
15	14	6.600000E-03	3.940676E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
16	14	6.600000E-03	3.940676E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
17	18	6.846526E-02	4.972271	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
19	17	6.846526E-02	4.972271	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
18	19	6.846526E-02	4.972271	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
20	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
20	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
21	22	1.095444E-02	7.955635E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
20	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
22	23	1.095444E-02	7.955635E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00

23	21	1.095444E-02	7.955635E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
17	9	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
19	10	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
18	11	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
20	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
13	24	4.000000E-03	6.366198E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
22	24	4.000000E-03	6.366198E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
15	25	4.000000E-03	6.366198E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
21	25	4.000000E-03	6.366198E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
16	26	4.000000E-03	6.366198E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
23	26	4.000000E-03	6.366198E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
24	0	1.103000	3.580986	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
25	0	1.103000	3.580986	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
26	0	1.103000	3.580986	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
0	9	2.000000E-03	6.843663E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
0	10	2.000000E-03	6.843663E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
0	11	2.000000E-03	6.843663E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
2	3	9000000.000000	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
3	4	9000000.000000	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
4	2	9000000.000000	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00

(коефіцієнти трансформації)

6	9	1.000000
5	8	1.000000
9	11	1.070650E-01
8	10	1.070650E-01
12	13	1.070650E-01
7	13	1.000000
15	18	1.440000E-01
16	19	1.440000E-01
17	20	1.440000E-01
18	22	1.000000
19	23	1.000000
20	24	1.000000
26	29	1.000000
25	28	1.000000
29	30	4.200000E-01
31	33	4.200000E-01
28	32	4.200000E-01
27	31	1.000000
38	39	-3.185000E-04
40	41	-3.185000E-04
42	43	-3.185000E-04

(E.P.C.)

2	187794.200000	150.000000	50.000000
3	187794.200000	30.000000	50.000000
4	187794.200000	-90.000000	50.000000
47	14416.000000	14.600000	50.000000
48	14416.000000	-105.400000	50.000000

49 14416.000000 134.600000 50.000000

(M.C.)

8	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.085735E-02	629.274400	-1.085735E-02
9	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.085735E-02	629.274400	-1.085735E-02
13	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.085735E-02	629.274400	-1.085735E-02
14	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-2.171471	629.274400	-2.171471
18	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.594921	16.381940	-1.594920
19	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.594921	16.381940	-1.594920
20	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.594921	16.381940	-1.594920
21	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-207.339700	16.381940	-207.339700
28	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.234165E-01	70.935870	-1.234165E-01
29	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.234165E-01	70.935870	-1.234165E-01
31	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.234165E-01	70.935870	-1.234165E-01
37	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-16.044140	70.935870	-16.044140

(ключі)

50	1010.000000	0.000000E+00	1.000000E+10	9000000.000000	0.000000E+00
		0.000000E+00	2.000000E-04 T		
51	1010.000000	0.000000E+00	1.000000E+10	9000000.000000	0.000000E+00
		0.000000E+00	2.000000E-04 T		
52	1010.000000	0.000000E+00	1.000000E+10	9000000.000000	0.000000E+00
		0.000000E+00	2.000000E-04 T		
50	10.000000	9000000.000000	0.000000E+00	0.000000E+00	2.000000E-04 T
51	10.000000	9000000.000000	0.000000E+00	0.000000E+00	2.000000E-04 T
52	10.000000	9000000.000000	0.000000E+00	0.000000E+00	2.000000E-04 T

Результати розрахунку усталеного режиму

№ вітки	I,		U,	
	мод., A	арг., град.	мод., B	арг., град
1	.8269668E-03	-88.77655	.0000000	.0000000
2	503.1714	-52.21532	133278.9	-29.51947
3	503.1714	-172.2153	133278.9	-149.5195
4	503.1711	67.78468	133278.9	90.48054
5	503.2124	127.7866	133278.9	-29.51947
6	503.2124	7.786687	133278.9	-149.5195
7	503.2121	-112.2134	133278.9	90.48054
8	433.0646	-117.0240	.1104854E-01	180.0000
9	433.0646	122.9760	.1933495E-01	180.0000
10	4718.923	-52.69589	14896.29	-24.63307
11	4718.923	-172.6958	14896.28	-144.6331
12	4718.921	67.30411	14896.28	95.36693
13	433.0646	2.975997	.1235265E-01	153.4350
14	.2677692E-04	-89.84442	.1826689E-01	-179.8444
15	8173.413	-22.69587	523.9303	10.78619
16	8173.415	-142.6959	523.9303	-109.2138
17	8173.413	97.30412	523.9303	130.7862
18	11.34679	-80.84338	.0000000	.0000000
19	11.34679	159.1566	.2209709E-01	180.0000
20	11.34679	39.15662	.5524272E-02	90.00000

21	.6967185E-15	89.12715	.4538262E-10	-.8728461
22	1167.522	158.0585	3485.504	7.187146
23	1167.522	38.05852	3485.504	-112.8129
24	1167.522	-81.94149	3485.504	127.1871
25	288.7091	-90.46452	15799.94	-24.32228
26	288.7090	149.5355	15799.93	-144.3223
27	288.7090	29.53549	15799.94	95.67773
28	48.95723	-114.9345	.5524295E-02	179.8321
29	48.95723	125.0655	.6176324E-02	116.5651
30	674.3350	-29.95821	6304.186	-145.5204
31	48.95723	5.065531	.0000000	.0000000
32	674.3351	90.04180	6304.186	-25.52041
33	674.3350	-149.9582	6304.186	94.47960
34	500.0588	119.5355	.0000000	.0000000
35	500.0587	-.4645175	.0000000	.0000000
36	500.0588	-120.4645	.0000000	.0000000
37	.3891480E-15	141.4943	.1961467E-11	51.49433
38	1167.522	-21.94147	156.6315	93.50844
39	1167.983	-59.95821	160.9667	1.616723
40	1167.522	-141.9415	156.6315	-26.49160
41	1167.982	-179.9582	160.9666	-118.3833
42	1167.522	98.05852	156.6314	-146.4916
43	1167.983	60.04181	160.9666	121.6168
44	2208.152	-40.95374	3478.967	4.612000
45	2208.152	-160.9537	3478.967	-115.3880
46	2208.152	79.04626	3478.967	124.6120
47	8574.177	-24.74293	9122.097	-174.3223
48	8574.179	-144.7429	9122.097	65.67773
49	8574.176	95.25706	9122.098	-54.32228
50	.2564954E-01	.4805270	230845.9	.4805270
51	.2564954E-01	-119.5195	230845.9	-119.5195
52	.2564954E-01	120.4805	230845.9	120.4805

Результати розрахунку усталеного режиму трифазного к. з.

№ вітки	I,		U,	
	мод., А	арг., град.	мод., В	арг., град.
1	.8269668E-03	-88.77655	.0000000	.0000000
2	54860.41	61.18444	1.893601	-118.5838
3	54860.41	-58.81556	1.890246	121.7391
4	54860.40	-178.8156	1.884016	1.680255
5	1908.973	75.34505	1.893494	-118.4904
6	1908.972	-44.65495	1.892429	121.8458
27.07.09 р.				
7	1908.973	-164.6550	1.883817	1.596389
8	78.32784	-106.0130	.0000000	.0000000
9	78.32785	133.9870	.4419417E-01	90.00000
10	17837.98	-104.6556	5271.641	-16.01122
11	17837.97	135.3445	5271.641	-136.0112

12	17837.97	15.34444	5271.641	103.9888
13	78.32785	13.98705	.4555431E-01	-104.0362
14	.2677692E-04	-89.84442	.1826689E-01	-179.8444
15	30896.28	-74.65556	764.7778	7.654067
16	30896.28	165.3444	764.7779	-112.3459
17	30896.28	45.34444	764.7780	127.6541
18	15.39239	-82.80138	.2209709E-01	90.00000
19	15.39239	157.1986	.8838835E-01	90.00000
20	15.39239	37.19863	.0000000	.0000000
21	.1636671E-14	-15.39049	.1066089E-09	-105.3905
22	4424.764	105.3895	4289.583	6.542278
23	4424.764	-14.61051	4289.583	-113.4577
24	4424.764	-134.6105	4289.583	126.5423
25	728.1084	53.39251	6589.808	-17.28209
26	728.1084	-66.60749	6589.808	-137.2821
27	728.1084	173.3925	6589.809	102.7179
28	24.37715	-110.4516	.1104854E-01	.0000000
29	24.37715	129.5484	.0000000	.0000000
30	1740.473	113.4581	3631.823	-142.6431
31	24.37715	9.548376	.0000000	.0000000
32	1740.473	-126.5419	3631.823	-22.64314
33	1740.473	-6.541873	3631.824	97.35686
34	1261.121	-96.60749	.0000000	.0000000
35	1261.121	143.3925	.0000000	.0000000
36	1261.121	23.39251	.0000000	.0000000
37	.9877910E-15	-74.22134	.4978876E-11	-164.2213
38	4424.764	-74.61052	1172.035	9.003534
39	3014.587	83.45812	1025.145	-177.9414
40	4424.764	165.3895	1172.035	-110.9965
41	3014.587	-36.54187	1025.145	62.05857
42	4424.764	45.38948	1172.035	129.0035
43	3014.588	-156.5419	1025.145	-57.94144
44	1979.699	-39.94807	3119.036	5.617660
45	1979.699	-159.9481	3119.036	-114.3823
46	1979.699	80.05193	3119.037	125.6177
47	29730.33	-73.74697	3804.628	-167.2821
48	29730.33	166.2530	3804.627	72.71793
49	29730.33	46.25303	3804.628	-47.28209
50	32743.43	-88.34374	3.274343	-88.34374
51	32743.43	151.6563	3.274343	151.6563
52	32743.44	31.65626	3.274343	31.65626

Результати розрахунку усталеного режиму двохфазного к. з.

№	I,		U,	
вітки	мод., А	арг., град.	мод., В	арг., град
1	.1272165E-02	-114.9694	.0000000	.0000000
2	503.1716	-52.21535	133278.9	-29.51947
3	47279.70	-28.69406	66641.92	150.4806

4	47741.49	151.0649	66637.02	150.4805
5	503.2126	127.7866	133278.9	-29.51947
6	1859.014	-19.38701	66641.92	150.4806
7	1461.833	171.3678	66637.01	150.4805
8	433.0646	-117.0240	.1985175E-01	-177.8517
9	214.1908	81.08754	.1985176E-01	-177.8517
10	4718.924	-52.69591	14896.28	-24.63308
11	17367.38	160.5425	8131.612	-170.9161
12	13667.47	-8.548538	9301.161	126.3353
13	238.9509	46.79600	.1985176E-01	-177.8517
14	.2910014E-04	-87.85173	.1985176E-01	-177.8517
15	21470.64	-26.37667	609.1452	19.60130
16	30896.32	165.3448	764.7781	-112.3458
17	10793.98	9.179516	577.1823	119.3702
18	12.68705	-73.52352	.1469371E-01	-90.00000
19	15.39239	157.1987	.1469371E-01	-90.00002
20	12.27298	30.34819	.1469371E-01	-90.00000
21	.2255794E-06	.1726746E-09	.1469371E-01	-90.00000
22	3078.046	153.8995	3722.553	12.36561
23	4424.770	-14.61017	4289.584	-113.4576
24	1536.095	-171.0841	3683.201	121.5760
25	288.7089	-90.46452	15799.94	-24.32228
26	557.7384	-24.54249	9161.210	-166.1339
27	725.1304	134.1419	10297.05	122.3072
28	48.95723	-114.9345	.4939423E-02	-38.66516
29	31.05013	107.7397	.4939424E-02	-38.66518
30	1334.104	155.1676	4339.709	-159.1474
31	33.55087	26.21394	.4939422E-02	-38.66520
32	674.3346	90.04179	6304.186	-25.52041
33	1729.561	-45.54739	4563.276	110.9773
34	512.8704	6.384679	.0000000	.0000000
35	1261.118	143.3931	.0000000	.0000000
36	952.5030	-58.14759	.0000000	.0000000
37	.9799635E-06	51.33484	.4939423E-02	-38.66516
38	3078.046	-26.10054	721.1582	67.97178
39	1215.624	-174.6163	532.2280	-102.7574
40	4424.770	165.3898	1172.036	-110.9961
41	3014.582	-36.54134	1025.145	62.05904
42	1536.095	8.915858	451.1815	70.65385
43	2261.058	122.4060	530.1511	-133.1854
44	2137.828	-43.37644	3368.171	2.189301
45	1979.698	-159.9481	3119.036	-114.3824
46	2168.685	81.89392	3416.787	127.4597
47	21041.18	-27.13243	7895.865	169.5117
48	29730.38	166.2534	3804.620	72.71736
49	10463.79	13.99768	8349.362	-37.39111
50	.2221343E-01	-29.51946	199920.8	-29.51946
51	49115.14	151.6567	4.911514	151.6567

52 .2221288E-01 150.4805 199915.9 150.4805

Результати розрахунку усталеного режиму однофазного к. з.

№ вітки	I,		U,	
	мод., A	арг., град.	мод., B	арг., град
1	52514.07	61.65536	.0000000	.0000000
2	54860.43	61.18363	.0000000	.0000000
3	1621.402	-132.7065	131755.5	-148.3601
4	775.3427	-122.0050	131772.6	89.31709
5	3199.654	69.84747	.2328306E-09	45.00000
6	1621.441	47.29360	131755.5	-148.3601
7	775.3045	57.99435	131772.6	89.31709
8	131.2885	-111.5062	121743.6	150.6315
9	408.0824	130.7297	121743.6	150.6315
10	26332.05	-108.8918	8308.203	-20.91565
11	11650.84	-137.0189	13806.89	-132.1050
12	3609.235	-124.0742	13294.05	83.53591
13	403.1602	-4.491248	121743.6	150.6315
14	178.4605	-119.3685	121743.6	150.6315
15	16970.56	-90.00785	640.8818	2.517526
16	8173.415	-142.6959	523.9303	-109.2138
17	22868.34	73.47715	660.7466	135.0764
18	13.33683	-87.13324	.3673429E-01	180.0000
19	11.34679	159.1566	.3673429E-01	180.0000
20	13.59845	43.04994	.3673429E-01	180.0000
21	.5639484E-06	-90.00000	.3673429E-01	180.0000
22	2422.516	89.96692	3891.299	3.325282
23	1167.522	38.05852	3485.504	-112.8129
24	3274.357	-106.3307	3916.736	130.3007
25	425.9608	46.09636	9499.822	-20.99990
26	425.5639	-159.1559	14741.89	-133.0858
27	186.1339	-56.64889	14221.70	85.15475
28	32.16663	-112.6207	.7856539E-02	-62.23666
29	45.94933	134.5943	.7856537E-02	-62.23670
30	1007.885	21.54665	5958.435	-137.5936
31	44.73500	-3.881491	.7856539E-02	-62.23669
32	1023.005	-133.7115	4479.980	-23.93120
33	435.3481	121.9736	5843.483	87.01064
34	830.9323	-146.5238	.0000000	.0000000
35	500.0586	-.4645245	.0000000	.0000000
36	501.0707	67.33907	.0000000	.0000000
37	.1558709E-05	27.76331	.7856538E-02	-62.23669
38	2422.516	-90.03308	620.5661	-16.33208
39	1983.738	34.01115	566.3201	143.9275
40	1167.522	-141.9415	156.6315	-26.49162
41	1167.982	-179.9582	160.9665	-118.3833
42	3274.357	73.66935	775.2342	161.6255
43	1206.774	-113.2515	567.6573	-19.75179

44	2103.116	-38.62832	3313.481	6.937411
45	2208.152	-160.9537	3478.967	-115.3880
46	2081.462	77.67538	3279.366	123.2411
47	16526.67	-87.60450	6773.176	-158.7576
48	8574.179	-144.7430	9122.097	65.67773
49	22370.20	73.61437	6391.691	-66.42967
50	.1463950E-01	31.63988	131755.5	31.63988
51	.2564954E-01	-119.5195	230845.9	-119.5195
52	.1464140E-01	89.31709	131772.6	89.31709

Результати розрахунку усталеного режиму двохфазного к. з. на землю

№	I,		U,	
вітки мод., А	арг., град.	мод., В	арг., град	
1	53757.96	-118.3403	.0000000	.0000000
2	1191.226	39.16343	130122.0	-29.52397
3	54860.43	-58.81638	.1049346E-11	180.0000
4	54860.43	-178.8164	.1092791E-13	90.00000
5	1191.236	-140.8379	130122.0	-29.52397
6	2627.770	-74.00729	.0000000	.0000000
7	2996.562	-145.6799	.4115903E-10	.0000000
8	369.5683	-116.6023	124627.2	-29.36421
9	107.8229	104.6390	124627.3	-29.36421
10	7766.188	28.98838	11518.54	-23.26274
11	22108.70	112.8403	6882.803	-162.1154
12	24734.09	30.51165	7787.889	121.1792
13	122.9552	32.96644	124627.2	-29.36421
14	182.6876	60.63579	124627.2	-29.36421
15	22634.73	-47.21356	660.0237	14.79796
16	30896.20	165.3438	764.7776	-112.3462
17	16971.90	31.20862	641.0395	122.8113
18	13.58903	-77.17859	.3673429E-01	.4108621E-05
19	15.39238	157.1984	.3673429E-01	-.4108621E-05
20	13.33897	33.10302	.3673429E-01	-.1027155E-05
21	.5639484E-06	90.00000	.3673429E-01	.7657496E-09
22	3240.643	132.9778	3915.763	10.14203
23	4424.751	-14.61120	4289.583	-113.4579
24	2422.691	-148.8080	3891.420	123.4856
25	150.8924	6.151525	12570.22	-23.03883
26	577.4463	-41.69771	8054.501	-158.2118
27	687.8653	147.6620	8903.322	117.3363
28	40.35506	-113.9916	.1126988E-01	29.37568
29	28.28786	114.1569	.1126988E-01	29.37569
30	1382.461	138.1614	4056.276	-154.0527
31	30.09044	21.56094	.1126988E-01	29.37569
32	365.3663	-172.2401	5369.968	-24.84261
33	1643.000	-32.08886	4213.093	106.9130
34	489.1489	-54.91831	.0000000	.0000000
35	1261.125	143.3914	.0000000	.0000000

36	811.4248	-25.69191	.0000000	.0000000
37	.2235902E-05	119.3757	.1126988E-01	29.37569
38	3240.643	-47.02217	765.4099	40.70670
39	1178.955	124.5108	558.1755	-141.0681
40	4424.751	165.3888	1172.033	-110.9973
41	3014.599	-36.54293	1025.146	62.05763
42	2422.691	31.19199	616.2203	105.0740
43	1937.701	154.8506	556.7951	-94.75598
44	2081.788	-42.23898	3279.879	3.326753
45	1979.699	-159.9480	3119.037	-114.3822
46	2102.471	81.28827	3312.465	126.8540
47	22150.09	-47.04392	6381.413	174.2146
48	29730.25	166.2524	3804.642	72.71905
49	16542.76	33.56359	6746.888	-39.33084
50	.1445800E-01	-29.52397	130122.0	-29.52397
51	.0000000	.0000000	.0000000	.0000000
52	.1445800E-01	150.4760	130122.0	150.4760

Вхідні дані для традиційної схеми

2.000000E-04 2.000000E-02 1.000000E-01 0.0000000000000000E+000 1.000000E-01
1.000000E-01

F F F F T F (статистика схеми)

15	36	0	6	0	12
8	0	0	3	3	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	1917

(опори віток)

1	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
2	1	5.000000E-02	7.703099	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
3	1	5.000000E-02	7.703099	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
4	1	5.000000E-02	7.703099	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
2	0	3.045328E-01	41.020630	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
3	0	3.045328E-01	41.020630	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
4	0	3.045328E-01	41.020630	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
5	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
5	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
6	0	3.493000E-03	4.704369E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
7	6	3.493000E-03	4.704369E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
0	7	3.493000E-03	4.704369E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
5	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
5	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
8	9	6.846526E-02	4.972271	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
10	8	6.846526E-02	4.972271	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
9	10	6.846526E-02	4.972271	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
11	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
11	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
12	13	1.095444E-02	7.955635E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
11	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00

13	14	1.095444E-02	7.955635E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
14	12	1.095444E-02	7.955635E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
6	8	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
7	10	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
9	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
11	0	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
13	0	1.103000	3.580986	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
12	0	1.103000	3.580986	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
14	0	1.103000	3.580986	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
15	6	2.000000E-03	6.843663E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
15	7	2.000000E-03	6.843663E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
15	0	2.000000E-03	6.843663E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
2	3	9000000.000000	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
3	4	9000000.000000	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
2	4	9000000.000000	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00

(коефіцієнти трансформації)

6	9	1.000000
5	8	1.000000
9	11	1.127000E-01
8	10	1.127000E-01
12	13	1.127000E-01
7	13	1.000000
16	19	1.000000
15	18	1.000000
19	20	4.000000E-01
21	23	4.000000E-01
18	22	4.000000E-01
17	21	1.000000

(E.P.C.)

2	187794.200000	150.000000	50.000000
3	187794.200000	30.000000	50.000000
4	187794.200000	-90.000000	50.000000
31	14416.000000	13.800000	50.000000
32	14416.000000	-106.200000	50.000000
33	14416.000000	133.800000	50.000000

(M.C.)

8	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.085735E-02	629.274400	-1.085735E-02
9	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.085735E-02	629.274400	-1.085735E-02
13	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.085735E-02	629.274400	-1.085735E-02
14	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-2.171471	629.274400	-2.171471
18	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.234165E-01	70.935870	-1.234165E-01
19	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.234165E-01	70.935870	-1.234165E-01
21	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-1.234165E-01	70.935870	-1.234165E-01
27	0.000000E+00	2	0.000000E+00	-16.044140	70.935870	-16.044140
34	1010.000000	0.000000E+00	1.000000E+10	9000000.000000	0.000000E+00	0.000000E+00
0.000000E+00	2.000000E-04	T				
35	1010.000000	0.000000E+00	1.000000E+10	9000000.000000	0.000000E+00	0.000000E+00
0.000000E+00	2.000000E-04	T				

36 1010.000000 0.000000E+00 1.000000E+10 9000000.000000 0.000000E+00
0.000000E+00 2.000000E-04 T

(ключі)

34 10.000000 9000000.000000 0.000000E+00 0.000000E+00 2.000000E-04 T

35 10.000000 9000000.000000 0.000000E+00 0.000000E+00 2.000000E-04 T

36 10.000000 9000000.000000 0.000000E+00 0.000000E+00 2.000000E-04 T

Результати розрахунку усталеного режиму

№ вітки	I,		U,	
	мод., А	арг., град.	мод., В	арг., град
1	.8537251E-03	-88.76299	.0000000	.0000000
2	504.9144	-54.91732	133332.8	-29.52837
3	504.9145	-174.9173	133332.8	-149.5284
4	504.9142	65.08266	133332.8	90.47163
5	504.9545	125.0848	133332.8	-29.52837
6	504.9546	5.084914	133332.8	-149.5284
7	504.9543	-114.9152	133332.8	90.47163
8	434.1286	-117.0856	.2209709E-01	180.0000
9	434.1286	122.9144	.1657281E-01	180.0000
10	4500.196	-55.38606	15710.45	-24.97660
11	4500.197	-175.3860	15710.45	-144.9766
12	4500.195	64.61392	15710.45	95.02341
13	434.1286	2.914442	.2277716E-01	165.9638
14	.2547278E-04	-89.85332	.1737722E-01	-179.8533
15	496.0385	-74.75400	15710.45	-24.97660
16	496.0385	165.2460	15710.45	-144.9766
17	496.0385	45.24601	15710.45	95.02340
18	48.07859	-116.7766	.2762136E-02	-90.00000
19	48.07859	123.2234	.1104854E-01	90.00000
20	1229.116	-14.29108	5809.458	-148.7253
21	48.07859	3.223403	.0000000	.0000000
22	1229.116	105.7089	5809.458	-28.72535
23	1229.116	-134.2911	5809.458	91.27466
24	859.1639	-44.75399	.0000000	.0000000
25	859.1639	-164.7540	.0000000	.0000000
26	859.1640	-104.7540	.0000000	.0000000
27	.1061901E-12	44.51151	.5352420E-09	-45.48849
28	2128.892	-44.29108	3354.092	1.274655
29	2128.892	-164.2911	3354.092	-118.7253
30	2128.892	75.70892	3354.092	121.2747
31	8609.825	-27.28248	9070.431	-174.9766
32	8609.830	-147.2825	9070.429	65.02341
33	8609.825	92.71748	9070.430	-54.97660
34	.2565990E-01	.4716285	230939.1	.4716285
35	.2565990E-01	-119.5284	230939.1	-119.5284
36	.2565990E-01	-59.52837	230939.1	-59.52837

Результати розрахунку усталеного режиму трифазного к. з.

№ вітки	I,		U,	
	мод., А	арг., град.	мод., В	арг., град
1	.9840705E-03	-99.44846	.0000000	.0000000
2	54860.41	61.18444	1.897969	-118.5639
3	54860.40	-58.81556	1.901272	121.8250
4	54860.40	-178.8156	1.888445	1.717539
5	2068.748	74.36284	1.897969	-118.5639
6	2068.747	-45.63715	1.901272	121.8250
7	2068.748	-165.6372	1.888445	1.717539
8	84.88383	-106.9949	.2298013E-01	169.0136
9	84.88385	133.0051	.2298014E-01	169.0137
10	18364.41	-105.6378	5720.248	-16.99335
11	18364.41	134.3622	5720.248	-136.9933
12	18364.41	14.36223	5720.249	103.0067
13	84.88386	13.00515	.2298014E-01	169.0136
14	.3368595E-04	-100.9864	.2298014E-01	169.0137
15	180.6099	-66.77074	5720.248	-16.99335
16	180.6100	173.2293	5720.248	-136.9933
17	180.6100	53.22928	5720.249	103.0067
18	17.50564	-108.7934	.1710628E-02	75.73373
19	17.50564	131.2067	.1710628E-02	75.73368
20	447.5272	-6.307832	2115.251	-140.7421
21	17.50565	11.20666	.1710628E-02	75.73369
22	447.5270	113.6922	2115.251	-20.74209
23	447.5272	-126.3078	2115.251	99.25792
24	312.8257	-36.77074	.0000000	.0000000
25	312.8257	-156.7707	.0000000	.0000000
26	312.8257	-96.77074	.0000000	.0000000
27	.3393823E-06	165.7337	.1710628E-02	75.73370
28	775.1396	-36.30782	1221.241	9.257916
29	775.1398	-156.3078	1221.241	-110.7421
30	775.1397	83.69218	1221.241	129.2579
31	32052.25	-75.28685	3302.588	-166.9933
32	32052.26	164.7132	3302.586	73.00668
33	32052.26	44.71315	3302.586	-46.99337
34	32837.73	-88.34044	3.283773	-88.34044
35	32837.73	151.6596	3.283773	151.6596
36	32837.73	-148.3404	3.283773	-148.3404

Результати розрахунку усталеного режиму двохфазного к. з.

№ вітки	I,		U,	
	мод., А	арг., град.	мод., В	арг., град
1	.8537251E-03	-88.76299	.0000000	.0000000
2	504.9144	-54.91732	133332.8	-29.52837
3	47283.91	-28.68055	66668.85	150.4717
4	47737.33	151.0515	66663.93	150.4716
5	504.9545	125.0848	133332.8	-29.52837

6	1993.446	-20.23588	66668.85	150.4717
7	1604.136	170.0818	66663.93	150.4716
8	434.1286	-117.0856	.2209709E-01	180.0000
9	216.6339	82.43142	.4941059E-01	-116.5651
10	4500.196	-55.38606	15710.45	-24.97660
11	17692.66	159.6982	8685.465	-170.5857
12	14246.90	-9.841379	9851.567	125.1571
13	241.0629	45.44300	.1657281E-01	180.0000
14	.2547278E-04	-89.85332	.1737722E-01	-179.8533
15	496.0385	-74.75400	15710.45	-24.97660
16	274.2332	139.6369	8685.465	-170.5857
17	311.0515	75.37967	9851.567	125.1571
18	48.07859	-116.7766	.2762136E-02	-90.00000
19	26.58008	97.61433	.5524272E-02	-90.00000
20	679.5127	-39.90015	3211.739	-174.3344
21	30.14870	33.35706	.0000000	.0000000
22	1229.116	105.7089	5809.458	-28.72535
23	770.7434	-104.1574	3642.943	121.4083
24	738.7578	-62.65086	.0000000	.0000000
25	312.8249	-156.7714	.0000000	.0000000
26	781.2878	-86.18913	.0000000	.0000000
27	.6546521E-13	74.73106	.3299719E-09	-15.26894
28	1830.542	-62.18795	2884.038	-16.62221
29	775.1378	-156.3085	1221.238	-110.7428
30	1935.926	94.27379	3050.071	139.8395
31	22137.11	-28.31069	7799.271	167.1265
32	32052.30	164.7135	3302.578	73.00597
33	11611.08	10.15976	8248.270	-36.41174
34	.2222240E-01	-29.52835	200001.6	-29.52835
35	49256.59	151.6600	4.925660	151.6600
36	.2222185E-01	-29.52839	199996.7	-29.52839

Результати розрахунку усталеного режиму однофазного к. з.

№	I,		U,	
вітки	мод., А	арг., град.	мод., В	арг., град
1	52501.98	61.65368	.0000000	.0000000
2	54860.43	61.18363	.0000000	.0000000
3	1624.777	-133.3501	131796.3	-148.3520
4	787.7668	-120.4882	131799.4	89.29452
5	3382.179	69.40182	.0000000	.0000000
6	1624.816	46.64994	131796.3	-148.3520
7	787.7284	59.51127	131799.4	89.29452
8	138.7779	-111.9519	116182.0	150.6225
9	408.9538	130.7633	116182.0	150.6225
10	26785.50	-109.5275	8872.943	-21.47416
11	11259.53	-137.5852	14566.09	-132.6750
12	3691.923	-120.9331	14050.65	83.39380
13	403.7661	-4.634409	116182.0	150.6225

14	170.3080	-119.3775	116182.0	150.6225
15	280.1526	-71.25155	8872.942	-21.47416
16	459.9067	177.5476	14566.09	-132.6750
17	443.6325	33.61641	14050.65	83.39380
18	27.15382	-113.2742	.4250134E-02	5.464493
19	44.57652	135.5250	.4250135E-02	5.464501
20	1139.587	-1.989474	5386.293	-136.4237
21	42.99914	-8.406202	.4250134E-02	5.464485
22	694.1801	109.2114	3281.064	-25.22290
23	1099.261	-145.9207	5195.694	79.64506
24	619.0231	-27.40960	.0000000	.0000000
25	859.1639	-164.7540	.0000000	.0000000
26	582.3026	-118.6731	.0000000	.0000000
27	.8432112E-06	95.46449	.4250135E-02	5.464491
28	1533.855	-26.94669	2416.605	18.61905
29	2128.892	-164.2911	3354.092	-118.7253
30	1442.867	61.78979	2273.252	107.3555
31	17935.56	-90.29086	6535.198	-157.6322
32	8609.830	-147.2825	9070.429	65.02341
33	23749.95	72.01077	6147.528	-68.89574
34	.1464404E-01	31.64802	131796.3	31.64802
35	.2565990E-01	-119.5284	230939.1	-119.5284
36	.1464437E-01	-90.70549	131799.4	-90.70549

Результати розрахунку усталеного режиму двохфазного к. з. на землю

№	I,		U,	
вітки	мод., А	арг., град.	мод., В	арг., град
1	53762.22	-118.3456	.0000000	.0000000
2	1185.428	39.30279	130132.3	-29.52918
3	54860.43	-58.81638	.5524272E-02	-90.00000
4	54860.43	-178.8164	.4068291E-04	.0000000
5	1185.438	-140.6985	130132.3	-29.52918
6	2797.530	-73.40393	.0000000	.0000000
7	3157.863	-147.1031	.2762136E-02	-90.00000
8	369.7628	-116.6408	118970.8	-29.37669
9	114.7885	105.2424	118970.9	-29.37667
10	7458.961	29.76074	12204.30	-23.67377
11	22627.83	112.7247	7398.827	-161.9911
12	25106.91	29.32626	8295.309	119.9463
13	129.5737	31.54319	118970.8	-29.37670
14	174.3960	60.62331	118970.8	-29.37669
15	385.3361	-73.45116	12204.30	-23.67377
16	233.6091	148.2315	7398.827	-161.9911
17	261.9145	70.16890	8295.309	119.9463
18	37.34875	-115.4738	.2762136E-02	90.00000
19	22.64259	106.2089	.0000000	.0000000
20	578.8517	-31.30555	2735.961	-165.7398
21	25.38609	28.14629	.2762136E-02	-90.00000

22	954.8107	107.0118	4512.943	-27.42251
23	648.9886	-109.3682	3067.465	116.1975
24	580.9605	-57.94131	.0000000	.0000000
25	312.8272	-156.7693	.0000000	.0000000
26	616.1111	-88.05582	.0000000	.0000000
27	.5533580E-13	69.43152	.2789154E-09	-20.56848
28	1439.541	-57.47839	2268.013	-11.91266
29	775.1436	-156.3064	1221.247	-110.7407
30	1526.640	92.40710	2405.238	137.9728
31	23514.56	-48.68347	6133.360	171.8361
32	32052.18	164.7125	3302.602	73.00809
33	17938.23	30.89321	6504.455	-38.27843
34	.1445914E-01	-29.52918	130132.3	-29.52918
35	.0000000	.0000000	.0000000	.0000000
36	.1445914E-01	-29.52918	130132.3	-29.52918

Додаток Г

Акти впровадження результатів дисертаційної роботи

eleks®

www.eleks.com, тел. +38 032 243 53 57,
ТОВ «ЕЛЕКС», код ЄДР 13806807,
Україна, 79060, м. Львів, вул. Наукова, буд.7, корп. Г

ЗАТВЕРДЖУЮ
Директор ТзОВ «ЕЛЕКС»
Коновалов П.О.
«19» 04 2019 р

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи
Пастух Олени Романівни

на тему «Режими та характеристики енергоблоку електростанції з додатковим
робочим трансформатором власних потреб»

Цим актом підтверджуємо, що для розширення можливостей діалогового автоматизованого комплексу аналізу режимів (ДАКАР), який уже багато років використовується для розв'язування більшості електроенергетичних задач диспетчерських служб і служб режимів електроенергетичних систем впроваджено результати дисертаційних науково-технічних досліджень Пастух О. Р., зокрема:

- створено процедуру автоматичного обчислення параметрів елементів схеми заміщення додаткового робочого трансформатора власних потреб (ДРТВП) енергоблоків електростанцій, що дало змогу забезпечити високу точність значень її параметрів, автоматичне введення їх у режимну схему та адекватність одержуваних результатів загалом;

- розроблену математичну модель двообмоткового трансформатора, яка враховує довільні способи з'єднання його обмоток з іншими елементами електричних мереж, використано в програмному комплексі ДАКАР у вигляді окремого модуля «ВДТ»;

- створені, на підґрунті розробленої математичної моделі, програмні засоби використовуються як автономні продукти для аналізу усталених експлуатаційних та перехідних процесів в елементах електричних систем.

Технічний директор проекту ДАКАР
ТзОВ «ЕЛЕКС»



д.т.н. Скрипник О.І.

«Затверджую»

Проректор з науково-педагогічної роботи

Національного університету

«Львівська політехніка»

д.т.н., доц. Давидчак О.Р.

24 травня 2019 р.



АКТ

про впровадження результатів кандидатської дисертаційної роботи ст. викладача Пастух Олени Романівни на тему: «Режими та характеристики енергоблоку електростанції з додатковим робочим трансформатором власних потреб» у навчальний процес

Комісія у складі голови науково-методичної ради (НМР) Інституту енергетики та систем керування (ІЕСК) Національного університету «Львівська політехніка» д.т.н., професора Маляра В.С., завідувача кафедри електроенергетики та систем управління д.т.н., професора Сегеди М.С., д.т.н., професора кафедри автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій Матіко Ф.Д., к.т.н., доцента кафедри електромехатроніки та комп'ютеризованих електромеханічних систем Хая М.В. склала цей акт у тому, що результати дисертаційної роботи О.Р. Пастух «Режими та характеристики енергоблоку електростанції з додатковим робочим трансформатором власних потреб», а саме:

- методика вибору сумарної установленної потужності трансформаторів власних потреб енергоблоку з ДРТВП, що дає змогу мінімізувати її значення з урахуванням як характерних експлуатаційних режимів, так і вимог щодо забезпечення бажаного рівня напруги на шинах власних потреб ЕБ під час зовнішніх коротких замикань;
- узагальнена математична модель двообмоткового трансформатора, яка на відміну від існуючих дозволяє методологічно коректно будувати схеми заміщення трифазних трансформаторів та враховувати довільні способи з'єднання їх обмоток з іншими елементами електричних мереж;

- результати дослідження впливу ЕБ з ДРТВП та стійкість режимів електроенергетичних систем, використовувалися під час виконання студентами магістерських кваліфікаційних робіт за спеціальністю 8.05070102 «Електричні системи і мережі» та використовуються під час викладання студентам другого (магістерського) рівня вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» та спеціалізацією 141.08 «Енергетична безпека» дисципліни «Технічні аспекти енергетичної безпеки» (Розділ 2. Техніко-економічні характеристики потужних джерел електроенергії. Тема 2.4. Режимні властивості енергоблоків електростанцій з додатковим робочим трансформатором власних потреб).

Голова НМР ІЕСК

д.т.н., професор

В.С.Маляр

Члени комісії:

д.т.н., професор

М.С. Сегеда

д.т.н., професор

Ф.Д. Матіко

к.т.н, доцент

М.В. Хай