

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня магістра

АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ НАПРУГИ  
ТРАНСФОРМАТОРАМИ З ПРИСТРОЄМ РЕГУЛЮВАННЯ ПІД  
НАВАНТАЖЕННЯМ  
08-13.МКР.016.00.103 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПІ магістра,  
групи ЕСМ-18м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи  
та мережі»  
Шевченко В.Е. \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., професор  
Леонтєв В.О. \_\_\_\_\_  
“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 2020 р.

Вінниця – 2020 року

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

### З А В Д А Н Н Я

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні системи та мережі (шифр – назва спеціальності)

Магістр групи ЕСМ-18м Шевченко Віктор Едуардович  
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Автоматизація оптимального керування напруги трансформаторами з пристроєм регулювання під навантаженням»

Вихідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання: 1. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. Технічна електродинаміка. 2011. № 1. С. 46 – 53. 2. Жаркин А. Ф., Попов В. А., Сахрагард Саид Банузаде и др. Многокритериальная оценка альтернативных вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети. Электронное моделирование. 2016. Т. 38, № 1. С. 99 – 112. 3. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. В. Котилко // Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2018. – № 45 (1321). – С. 25-31.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: схема ЕМ 110-750 кВ Південно-Західної енергосистеми

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: плакати
2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. Регулювання напруги в електричних системах 2. Якість електричної енергії. 3. Баланс реактивної потужності та його зв'язок з напругою. 4. Автоматизація оптимального керування напруги трансформаторами з РПН. 5. Дослідження ефективності методів та алгоритмів оптимізації нормальних режимів на прикладі Південно-Західної ЕЕС. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

\_\_\_\_\_  
(підпис)

к. техн. наук... професор  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В.О. Леонтєв

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Економічна частина

\_\_\_\_\_  
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В. В. Нетребський

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Охорона праці та безпека  
в надзвичайних ситуаціях

\_\_\_\_\_  
(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Є. А. Бондаренко  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Дата попереднього захисту роботи “ \_\_\_\_ ” червня 2020 р.

Рецензент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_  
(ініціали та прізвище)

Завдання видав

\_\_\_\_\_  
(підпис)

к.т.н, професор  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В.О. Леонтєв

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Завдання отримав магістр

\_\_\_\_\_  
(підпис)

В.Е. Шевченко

\_\_\_\_\_  
(ініціали та прізвище)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АРЗ – автоматичне регулювання збудження, автоматичний регулятор збудження

ГЕС – гідроелектростанція

ДРП – джерела реактивної потужності

ЕС – електрична станція

ЕЕС – електроенергетична система

ЛЕП – лінії електропередач

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РПН – регулювання під навантаженням

СД – синхронний двигун

СК – синхронні компенсатори

ТЕС – теплова електростанція

ТП – трансформаторна підстанція

## АНОТАЦІЯ

Автоматизація оптимального керування напруги трансформаторами з пристроєм регулювання під навантаженням

Магістерська кваліфікаційна робота Шевченко Віктор Едуардович

ВНТУ, 2020р.

В роботі розглянута автоматизація регулювання напруги в електричних системах. Розглянуті якість електричної енергії, зв'язок балансу реактивної потужності з напругою, методи розрахунку усталених режимів, досліджено ефективність методів та алгоритмів оптимізації нормальних режимів на прикладі Південно-Західної ЕЕС.

## ANNOTATION

Automation of optimal voltage control by transformers with a load-regulating device

Master's thesis Shevchenko Viktor Eduardovich

VNTU, 2020

In this master thesis work is considered automated voltage regulation in power systems. Considered the quality of electric power, communications balance of reactive power with voltage, methods of calculating the steady-state regime, the efficiency of methods and algorithms for optimization of normal modes on the example of Southwest EES.

## ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 Регулювання напруги в електричних системах.....	12
1.1 Засоби регулювання напруги та їх застосування.....	14
1.2 Порядок регулювання напруги .....	17
1.3 Регулювання напруги як системна послуга.....	20
1.4 Планування і контроль послуг реактивної потужності.....	24
1.5 Управління напругою і реактивною потужністю в електроенергетичних системах. Європейський досвід.....	28
2 Якість електричної енергії.....	35
2.1 Поняття якості електроенергії.....	35
2.2 Технічні засоби підвищення якості електроенергії.....	39
2.3 Забезпечення якості електроенергії.....	46
2.4 Несинусоїдні режими електричних мереж та їх вплив на якість електроенергії.....	48
3 Баланс реактивної потужності та його зв'язок з напругою.....	52
4 Автоматизація оптимального керування напруги трансформаторами з РПН.....	58
5 Дослідження ефективності методів та алгоритмів оптимізації нормальних режимів на прикладі Південно-Західної ЕЕС.....	68
5.1 Особливості реалізації модулю комплексної оптимізації нормальних режимів електроенергетичних систем.....	68
5.2 Комплексна оптимізація нормального режиму на прикладі фрагменту схеми Південно-Західної ЕЕС .....	71
5.3 Формування графіків ведення оптимального режиму ЕЕС за напругою та коефіцієнтами трансформації.....	76
6 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.....	81
6.1 Технічні рішення щодо безпеки при проведенні досліджень.....	82

6.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	86
6.3 Моделювання наслідків та оцінка впливу ЕМІ на достовірність роботи елементів управління та регулювання напруги Південно-Західної електроенергетичної системи (ПЗЕЕС).....	91
6.4 Розробка заходів забезпечення стійкої роботи електроенергетичної системи до дії ЕМІ.....	97
Висновки.....	99
Список використаних джерел.....	100
Додатки.....	103



## ВСТУП

**Актуальність теми.** З розвитком енергетичної галузі сучасні електроенергетичні системи (ЕЕС) мають все більш складну енергетичну та топологічну структуру, що в свою чергу породжує нові проблеми в галузі керування такими системами. Транспортування та розподіл електроенергії в ЕЕС характеризується цілим рядом проблем, які викликають підвищений рівень технічних втрат електроенергії. Враховуючи сучасний стан обладнання електричних станцій (зношування обладнання на рівні 50-60%, а по окремих об'єктах до 80%), використання непроєктного палива низької якості можна стверджувати, що можливості економії енергоресурсів за рахунок оптимізації режимів теплосилового обладнання майже вичерпані. Разом з тим оптимізація нормальних режимів ЕЕС є тим резервом, що за певних умов може забезпечити суттєву економію енергоресурсів. В даному випадку економія енергоресурсів досягається в результаті зменшення втрат електроенергії на її транспортування та розподіл.

З погляду на складність ЕЕС, як об'єкта керування та на її особливості режимного характеру, очевидно, що визначення та своєчасна реалізація оптимальних параметрів у відповідності зі змінами стану ЕЕС можливі лише за допомогою систем автоматичного керування (САК) регульовальними пристроями (РП)

**Мета і задачі дослідження.** Метою даної магістерської роботи є дослідження автоматизації регулювання напруги в електричних системах для зменшення втрат потужності та електроенергії в ЕЕС.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- аналіз методів математичного моделювання в задачах автоматизації оптимального керування усталеними режимами ЕЕС;
- вдосконалення структурної схеми САК нормальними режимами ЕЕС з метою більш повного врахування умов експлуатації ЕЕС, технічного стану

РП та їх регулювального ефекту.

**Об'єктом дослідження** є нормальні режими електроенергетичної системи, а **предметом** – засоби регулювання напруги.

**Методи досліджень.** Для аналізу та розв'язання поставленої задачі усталені режими моделюються та аналізуються на базі методів контурних струмів та вузлових напруг із застосуванням методів Ньютона.

**Наукова новизна одержаних результатів** полягає у тому, що одержав подальший розвиток метод оптимізації нормальних режимів ЕЕС, оснований на принципі найменшої дії, що, на відміну від відомих, дозволяє оцінити мінімум технічних втрат електроенергії під час її транспортування та забезпечує максимальне наближення до нього

**Особисті внески здобувача.** Зроблено внесок у подальший розвиток методу оптимізації нормальних режимів ЕЕС.

З розвитком ЕЕС збільшується і число генераторів, що працюють на загальну електричну мережу. У зв'язку з цим ускладнюється задача управління напругою і потоками реактивної потужності в цих мережах, безперервно зростає розмірність задачі управління. Проблему поглиблює ще велике широке впровадження нових управляючих засобів компенсації реактивної потужності на базі силової електроніки. З іншої сторони, розвиваючий конкурентний ринок електроенергії ставить підвищені вимоги до надійності роботи ЕЕС і якості електроенергії.

В таких умовах децентралізоване, слабо скоординоване управління режимом ЕЕС шляхом «ручної» корекції уставок АРЗ електричних машин, комутації батарей статичних конденсаторів (БСК) і РПН трансформаторів на основі візуальної оцінки обмеженого числа локальних параметрів електричного режиму вкрай неефективне. Тому з середини ХХ ст. у всіх промислово розвинених країнах інтенсифікувалися процеси автоматизації регулювання напруги в національних ЕЕС.

Основними показниками якості електроенергії при живленні від

електричних мереж трифазного струму є відхилення і коливання частоти та напруги, ступінь несинусоїдальності форми кривої напруги, несиметрія напруги і зсув нейтралі. Норми на ці показники якості електроенергії в точках мереж, до яких безпосередньо приєднуються електроприймачі, визначаються ДЕСТом. Відхилення показників якості електроенергії, зокрема рівня напруги, від номінальних значень підрозділяються на нормально допустимі, які повинні дотримуватися протягом 95% часу доби, і максимально допустимі, які не повинні бути перевищені протягом всього часу, включаючи після аварійні режими.

Вимоги до точності підтримки напруги різні для різних видів навантаження. Можна констатувати, що вплив напруги і її характеристик (відхилення від номінального значення, коливання, несинусоїдність, несиметрія фаз) носить як місцевий, так системний характер. В першому випадку це вплив на техніко-економічні показники електроприймачів, в другому – вплив на техніко-економічні показники електричних мереж ЕЕС в цілому. Відповідно виникають різні задачі щодо регулювання напруги. Вони відрізняються за метою, способами приведення показників якості напруги до їх нормативних значень, технічними засобами регулювання, тощо.

Регулювання напруги в електричних мережах тісно пов'язане з регулюванням реактивної потужності. Власне від балансу реактивної потужності залежить рівень напруги в мережах. Обидва ці процеси взаємозв'язані і не завжди їх можна розмежувати. Комплексний підхід до регулювання напруги і реактивної потужності дозволяє одночасно підтримувати показники якості напруги в допустимому діапазоні і досягати зменшення втрат електроенергії в електричних мережах.

Однією з особливостей напруги як параметра режиму ЕЕС є те, що якість її має здатність погіршуватися на шляху від джерела електроенергії до споживача. Будучи якісною на шинах електростанцій, через втрати в лініях, трансформаторах та інших елементах ЕЕС і через вплив факторів, що

спотворюють форму синусоїди, напруга на шинах підстанцій споживачів уже може не відповідати вимогам щодо її якості. Компенсувати втрати напруги в електричних мережах можливо шляхом централізованого та місцевого її регулювання. В першому випадку це здійснюється збудженням генераторів на станціях та регулюванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів і зміною навантаження (генерування) джерел реактивної потужності (ДРП) на підстанціях 110 – 750 кВ. На місцевому рівні регулювання напруги і покращання її якості здійснюється локальними регуляторами, встановленими на підстанціях і в центрах живлення безпосередньо біля споживачів електроенергії.

За способом підтримки значення напруги в електричних мережах процес регулювання напруги на всіх рівнях в ЕЕС може реалізовуватися оперативним втручанням диспетчера (ручне керування) або автоматично за допомогою спеціальних регуляторів. При цьому регулювання може здійснюватися за різними законами.

Таким чином, як бачимо, проблема регулювання напруги є складною і багатоплановою. Для ефективного її вирішення необхідні глибокі знання і постійна увага.

## 1 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ

Регулювання напруги є одним з головних завдань керування режимом роботи електроенергетичних систем. Регулювання напруги в енергосистемі, в залежності від завдань, які вирішуються, підрозділяється на два основних типи: оптимізаційне регулювання та обмежувальне.

Метою оптимізаційного регулювання напруги є:

- мінімізація затрат на виробництво, передачу та розподіл електричної енергії;
- забезпечення нормованої якості електроенергії згідно вимог ДСТУ 13109-97.

Метою обмежувального регулювання напруги є:

- забезпечення стійкої роботи енергосистеми в нормальних, ремонтних та післяаварійних режимах;
- відповідність рівнів напруги значенням, допустимим для обладнання електричних станцій та мереж.

Рівень напруги безпосередньо пов'язаний з балансом реактивної потужності в енергосистемі. При виробництві та споживанні електроенергії в будь-який момент часу зберігається баланс між згенерованою та спожитою реактивною енергією. Порушення балансу реактивної потужності компенсується зміною обсягів споживання реактивної потужності. Згідно із статичними характеристиками навантаження кожному рівню споживання реактивної потужності відповідає новий рівень напруги. Це явище називається регулюючим ефектом навантаження. В зв'язку з тим, що статичні характеристики реактивної потужності значно крутіші за характеристики активної потужності, регулюючий ефект реактивної потужності навантаження більший, ніж активний. Кожному відсотку зміни напруги відповідає зміна споживання активної потужності на 0,6...2%, а реактивної – на 2...6%.

З області можливих діючих рівнів напруг виділяють три характерних значення:

- мінімальний по умовам стійкості;
- максимальний робочий по умовам роботи обладнання;
- оптимальний по критерію мінімальних втрат активної потужності в елементах мережі.

Рівні напруг безпосередньо впливають на статичну стійкість електропередачі та на стійкість навантаження. Максимальний допустимий перетік по перетину між двома частинами паралельно працюючої енергосистеми прямо пропорційно залежить від рівнів напруги з обох сторін перетину та зворотно пропорційно – від еквівалентного реактивного опору зв'язку між даними частинами енергосистеми. Таким чином, мінімальні рівні напруги в контрольованих вузлах відповідають таким рівням, за яких забезпечується передача активної потужності в прилеглих перетинах ОЕС України з нормованим коефіцієнтом запасу. Мінімальні коефіцієнти запасу по активній потужності складають для нормальних та ремонтних режимів 20%, а для післяаварійних – 8%.

Рівні напруги в живлячих вузлах безпосередньо пов'язані зі стійкістю двигунного навантаження. Ковзання двигунів пов'язано зворотною залежністю із рівнем напруги. Існує, так звана, критична величина ковзання і відповідний до неї рівень напруги, при якому виникає гальмування двигуна, що призводить до ще більшого падіння напруги. В розрізі системи таке явище називається „лавиною напруги”. На практиці такий розвиток подій виключено, оскільки всі двигуни підключені до системи через електромагнітні пускачі. Для запобігання наближення напруги до критичного рівня нормуються мінімальні коефіцієнти запасу з напруги: для нормальних та ремонтних режимів – 15%, для післяаварійних – 10%.

Верхній рівень напруги обмежується значенням максимальної робочої напруги, яка регламентується з умов діелектричної здатності ізоляції та

збудження магнітопроводів електроенергетичного обладнання. Для класів напруг відповідають наступні максимальні робочі рівні (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1 – Максимальні робочі напруги відповідних класів напруг

Клас напруги, кВ	Максимальна робоча напруга, кВ
6	7,2
10	12
15	17,5
35	40,5
110	126
330	363
750	787

### 1.1 Засоби регулювання напруги та їх застосування

Засобами регулювання напруги в енергосистемі є:

- збудження генераторів;
- РПН (ПБЗ) трансформаторів та автотрансформаторів;
- РПН трансформаторів поперечного регулювання (ТПР);
- шунтуючі реактори;
- зарядна потужність ЛЕП;
- зміна конфігурації мережі;
- батареї статичних конденсаторів (БСК);
- синхронні компенсатори (СК);
- вольто-добавочні трансформатори (ВДТ).

Регулювання напруги в мережі 110 кВ і вище здійснюється в контрольних вузлах відповідно до затверджених у встановленому порядку на кожний квартал графіків напруги у функції часу або характеристик залежності напруги від параметрів режиму з урахуванням складу увімкненого устаткування

До переліку контрольних пунктів енергопостачальних компаній повинні бути віднесені електростанції, підстанції, на яких встановлені джерела реактивної потужності (ДРП), трансформатори з РПН.

Енергопостачальні компанії зобов'язані самостійно виконувати розрахунки рівнів напруги в розподільчих мережах та вибирати положення відгалужень трансформаторів 110 кВ та нижче. Графіки напруги енергопостачальних компаній повинні розроблятися щоквартально та затверджуватись технічним керівником енергокомпанії.

Значним резервом для регулювання напруги є джерела реактивної потужності, встановлені у споживачів. Порядок використання ДРП споживачів визначається методикою розрахунків за перетоки реактивної потужності між енергопостачальними компаніями та споживачами, яка також визначає умови обміну (прийому-віддачі) реактивної потужності кожного енергорайона мережі в залежності від його балансу реактивної потужності. Незадіяне або неоптимальне регулювання БСК у споживачів (до 0,4 кВ), що полягає в невідключенні їх в районах, надлишкових по реактивній потужності на ніч та вихідні дні, призводить до перевищення напруги максимально-допустимих рівнів. Правильність використання ДРП споживачів повинні контролювати енергопостачальні компанії.

Дієвим засобом регулювання напруги в розподільчих мережах є РПН трансформаторів та автотрансформаторів. Пристрої РПН призначені для зміни співвідношення кількості витків між обмотками трансформатора, і як наслідок, зміни його коефіцієнта трансформації. Існують різні схеми включення регулюючих обмоток РПН, що впливає на характер взаємозалежності зміни напруги на різних обмотках трансформатора.

В автотрансформаторах 750/330 кВ РО РПН включені в нейтралі і тому забезпечують взаємопов'язане регулювання напруги всіх обмоток. При підвищенні напруги ВН знижується напруга СН та підвищується напруга НН.

В трансформаторах 110 (35) / 10 (6; 0,4) РПН в основному включений в обмотку ВН.

Основу загальносистемного рівня напруги визначають генератори електростанцій. На всіх потужних станціях для підтримання заданого рівня



напруги з метою забезпечення стійкості генераторів застосовується автоматичне регулювання збудження. АРЗ сильної дії не тільки реагують на зміну рівня напруги, але й працюють з випередженням в перехідних режимах по швидкості відхилення напруги, по відхиленню та швидкості зміни частоти та по швидкості зміни струму ротора. При критичному зниженні частоти, що може мати місце при близьких КЗ, в системах регулювання збудження генераторів застосовується форсування напруги збудження генератора з кратністю не менше 2-х.

При регулюванні напруги реактивною потужністю генераторів слід контролювати неперевищення тривалого відхилення напруги статора більше ніж  $\pm 5\%$  від номінальної.

В ремонтних режимах для зниження напруги на слабо завантажених тупикових транзитах 330 кВ дієвим методом є збільшення навантаження на кінці транзиту. При цьому слід пам'ятати, що переведення слабо завантажених довгих транзитів 110 кВ, некомпенсованих по реактивній потужності, може призвести і до зворотного ефекту.

Для зниження напруги на шинах 110 кВ багатотрансформаторних ПС-330 кВ може застосовуватись метод вимкнення паралельно працюючих трансформаторів по стороні 110 кВ. При цьому трансформатори, що залишаються в роботі, несуть більші втрати реактивної потужності, а холості трансформатори залишають в схемі свою поперечну індуктивну складову холостих втрат.

При вичерпанні всіх ресурсів ДРП зниження напруги можна досягнути вимкненням ліній 330-750 кВ. При цьому слід вибирати слабо завантажені лінії, більшої довжини, які менше впливають на надійність та стійкість енергосистеми.

## 1.2 Порядок регулювання напруги

В контрольних точках з метою оптимізації та забезпечення якості електроенергії застосовується метод централізованого зустрічного регулювання напруги. Цей метод передбачає збільшення напруги на шинах 110 кВ ПС при добовому збільшенні завантаження транзитів 110 кВ та відповідно зниження напруги при зменшенні навантаження. Відповідно до типової форми добового графіку навантажень та в зв'язку з відсутністю пристроїв автоматичного регулювання РПН АТ на ПС в енергосистемі застосовується переважно двохступеневий добовий графік напруги.

Більше значення напруги відповідає періоду максимальних навантажень. Менше значення – мінімальному. Період максимальних навантажень доби починається в годину ранкового підйому навантаження та закінчується в годину зниження навантаження на ніч.

Чергові диспетчери (ЧД) ПС-750-330 кВ та начальники зміни станцій зобов'язані виконувати підтримання рівнів напруги в контрольних точках згідно із затвердженим графіком напруги. Регулювання напруги на шинах 110 кВ здійснюється на протязі однієї години ранкового підйому та нічного спаду навантаження. Відповідні години зазначаються в графіку. Під час регулювання напруги на шинах 110 кВ оперативний персонал повинен вибирати таке положення РПН, яке відповідає найближчому вищому рівню напруги до зазначеного в графіку. При цьому крок регулювання напруги, що відповідає переведенню РПН на одне положення, слід приймати 1-2 кВ.

Підняття напруги слід починати, починаючи з мереж нижчої напруги, закінчуючи мережею вищої напруги. Зниження напруги слід виконувати в зворотному напрямку.

При здійсненні регулювання напруги оперативний персонал об'єктів повинен контролювати відсутність порушення максимальних та мінімальних експлуатаційних рівнів напруги на будь-якому обладнанні.

ЧД здійснює контроль за виконанням регулювання напруги оперативним персоналом об'єктів. При виникненні суттєвої різниці між значеннями телевимірів та показниками щитових приладів об'єкта, визначення основного приладу покладається на ЧД.

НЗС повинні самостійно підтримувати в контрольних точках рівень напруги за затвердженим графіком використовуючи весь наявний діапазон регулювання реактивної потужності генераторів, з врахуванням наявних обмежень. Відхилення напруги від встановленого графіка при наявності резервів регулюючого діапазону реактивної потужності не допускається.

Заданий графік напруги для кожної контрольної точки відмінє попередній графік та діє до його послідуєчої офіційної зміни.

При виході режиму в процесі його природної зміни або оптимізаційного регулювання на режимні обмеження ЧД повинен зупинити оптимізаційне регулювання та виконувати обмежувальне регулювання.

При виконанні оперативних перемикань, перед вимкненням або увімкненням елементів мережі, які характеризуються значним обсягом генерації або споживання реактивної потужності, ЧД зобов'язаний проаналізувати очікувану зміну рівнів напруг та при необхідності з випередженням її знизити або підвищити. До елементів, що генерують реактивну потужність відносяться генератори, ЛЕП-750-330 кВ та БСК, а до елементів, що споживають реактивну потужність відносяться шунтуючі реактори та силові трансформатори.

При завантаженні блоків електростанцій або при зміні кількості ліній в перетині слід брати до уваги, що збільшення перетоку в перетині та збільшення його еквівалентного опору призводить до збільшення втрат реактивної потужності в ЛЕП і, як наслідок, зниження напруги в мережі [2].

При вимкненні ЛЕП-330 кВ або АТ-750/330 кВ зниження напруги слід очікувати з того кінця, з якого спостерігається стікання реактивної потужності на шини підстанції.

Оскільки велика зарядна потужність лінії (Л) 750 кВ компенсується шунтуючими реакторами, кінцевий баланс реактивної потужності кожної лінії можна визначити алгебраїчною сумою зарядної потужності лінії та споживання реакторів. Для приблизної оцінки значення зарядної потужності Л-750 кВ слід помножити розрахункову довжину лінії в км на коефіцієнт 2,3, визначив при цьому зарядну потужність в МВАр. Для Л-330 кВ розрахунковий коефіцієнт для оцінки зарядної потужності складає 0,4. Реактивна потужність, що споживається однією групою реакторів Л-750 кВ складає приблизно 300 МВАр.

При виконанні довгих завантажених транзитів слід очікувати зниження напруги, особливо на кінці транзиту. При аварійному виникненні режиму довгого транзиту з аварійним зниженням напруги необхідно терміново вжити заходів щодо наближення джерел живлення до віддалених споживачів, використання всіх резервів реактивної потужності та при необхідності розвантаження транзиту, шляхом переведення навантаження на суміжні транзити, переведення навантаження ближче до „голови” транзиту і навіть знеструмлення частини навантаження.

Після застосування засобів регулювання напруги, таких як: РПН АТ, увімкнення (вимкнення) реакторів та ліній ЧД для досягнення необхідного ефекту повинен відновити рівні генерації реактивної потужності на електростанціях, які були до застосування регулюючих засобів. Зміна рівня генерації реактивної потужності генераторами електростанцій відбувається автоматично дією АРЗ, які намагаються підтримати заданий рівень напруги на статорах генераторів. Особливо це стосується переведення РПН АТ-750/330 кВ, при якому загальний баланс реактивної потужності практично не змінюється, а генератори, змінюючи свою генерацію, призводять до зворотного ефекту – загального підвищення (зниження) напруги.

При необхідності увімкнення довгих транзитів 330 кВ, для запобігання перенапруг обладнання, лінії необхідно вмикати одночасно з навантаженням.

При цьому обсяг навантаження необхідно розраховувати таким чином, щоб споживання реактивної потужності було близько до величини зарядної потужності ліній. При відсутності достовірних даних допускається враховувати обсяг реактивної потужності, як 0,5 від активної.

Після виконання оперативних перемикань, які призводять до зміни балансу реактивної потужності ЧД зобов'язаний проконтролювати та привести у відповідність з графіком напруги у всіх контрольних точках.

Графік напруги може тимчасово корегуватись в зв'язку з виконанням ремонтів основного обладнання, про що зазначається в оперативних заявках або доводиться до об'єктів та енергокомпаній згідно встановленого порядку.

Приведення напруги у відповідність з ДСТУ-13109-97 повинно здійснюватись переключенням РПН та ПБЗ трансформаторів максимально близьких до кінцевого споживача [3].

### **1.3 Регулювання напруги як системна послуга**

Метою надання системних послуг є забезпечення сталої роботи об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, надійності функціонування системи передачі електроенергії, якості та надійності постачання електроенергії від виробників споживачам у процесі оперативно-диспетчерського управління ОЕС України.

Системні послуги надаються системним оператором усім користувачам ОЕС України на підставі договору про приєднання і використання магістральних та міждержавних електричних мереж.

Системна послуга з використання магістральних та міждержавних електричних мереж надається системним оператором усім користувачам ОЕС України на підставі договору про приєднання і використання магістральних та міждержавних електричних мереж для забезпечення процесу передачі електроенергії електричними мережами і включає, у тому числі, улаштування, експлуатацію та утримання мережних активів, побудову

та розвиток інфраструктури мережі, які забезпечують передачу електричної енергії між вузловими точками приєднання.

Системна послуга із забезпечення балансу електричної енергії надається усім користувачам ОЕС України і включає забезпечення:

- а) балансу обсягів електроенергії, купівля-продаж яких здійснюється на балансуєчому ринку;
- б) компенсації втрат електричної енергії в магістральних та міждержавних електричних мережах при її передачі та/або транзиті;
- в) балансу обсягів електроенергії, пов'язаних з наданням допоміжних послуг, згідно з Правилами балансуєчого ринку.

Системна послуга із забезпечення балансу електроенергії здійснюється системним оператором на підставі Договору про централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України між системним оператором та оператором балансуєчого ринку.

Системні послуги із забезпечення якості та надійності постачання електроенергії, які надаються системним оператором всім користувачам МЕМ і потребують закупівлі системним оператором допоміжних послуг у їх постачальників, включають:

- а) регулювання частоти та активної потужності;
- б) підтримку напруги в енергосистемі;
- в) попередження аварійних ситуацій;
- г) відновлення електропостачання.

Координацію контролю рівнів напруги та управління стабільністю напруги в ОЕС України здійснює системний оператор.

Системний оператор підтримує та контролює рівні напруги в ОЕС України.

Координація та контроль рівнів напруги забезпечується:

- 1) використанням наявної реактивної потужності всіх блоків електростанцій, які приєднані до магістральних мереж;

2) завданням та контролем графіка напруги в контрольних точках – електростанціях, з використанням всього наявного регулюючого діапазону по реактивній потужності;

3) використанням засобів з компенсації реактивної потужності, які знаходяться в управлінні та введені системного оператора.

Для регулювання рівнів напруги використовується весь діапазон наявної реактивної потужності виробника обсягом обов'язкового мінімуму, який вказаний в умовах приєднання до магістральних мереж.

Оператор магістральних та міждержавних електричних мереж, оператори розподільчих мереж та споживачі, струмоприймачі яких підключені до магістральних електричних мереж повинні компенсувати свою споживану або вироблену реактивну потужність з їхньої власної мережі.

Якщо це не впливає на експлуатаційну безпеку ОЕС України, допускаються обміни реактивною потужністю магістральними та розподільчими електричними мережами або споживачами, струмоприймачі яких підключені до магістральних електричних мереж, що відображається в умовах договору про приєднання і використання магістральних та міждержавних електричних мереж.

Стабільність рівнів напруги на граничних вузлах ОЕС України (підстанціях та електростанціях) досягається співпрацею з системними операторами сусідніх енергосистем.

Обсяг обов'язкового мінімуму ДП з підтримки напруги та регулювання реактивної потужності визначається системним оператором, виходячи з необхідності регулювання напруги на рівні 10% від номінальних значень напруги.

Для регулювання рівнів напруги на підстанціях та електростанціях системний оператор купує ДП з підтримки напруги та регулювання реактивної потужності виробниками, обов'язковий мінімум, яка включає:

а) підтримку напруги та регулювання реактивної потужності за допомогою генеруючих агрегатів, на яких постійно працює АРЗ;

б) підтримку напруги та регулювання реактивної потужності за допомогою роботи гідроагрегатів у режимі синхронного компенсатора, на яких постійно працює АРЗ.

в) роботу виділених генераторів одиничної потужністю до 60 МВт включно електростанцій (ТЕС-ТЕЦ) у режимі синхронного компенсатора.

АРЗ генераторів у межах технічної можливості повинна забезпечувати підтримку напруги на шинах високої напруги електростанції за рахунок регулювання реактивної потужності всіх агрегатів, а після того, як цей ресурс є вичерпаним для забезпечення заданого рівня напруги на шинах електростанції залучається зміна коефіцієнтів трансформації трансформаторів між системами шин.

АРЗ генераторів ГАЕС підтримує необхідну напругу на шинах високої напруги електростанції шляхом управління реактивною потужністю гідроагрегатів у всіх режимах роботи: генераторному, насосному, а також компенсаторному (за необхідністю).

Робота гідроагрегатів ГЕС та ГАЕС, та генераторів окремих ТЕС у режимі синхронного компенсатора полягає у виробництві та споживанні реактивної потужності синхронним генератором гідроагрегата, який працює у якості двигуна, споживаючи активну енергію з мережі для покриття механічних втрат генеруючого агрегата та електричних втрат генератора.

Надання ДП з підтримки напруги та регулювання реактивної потужності виробниками, обов'язковий мінімум, означає резервування та використання значень діапазону регулювання реактивної потужності блоку електростанції для автоматичного регулювання напруги та реактивної потужності.

Резервування діапазону регулювання означає його готовність до використання у межах вторинного регулювання напруги та реактивної



потужності, за умови забезпечення підтримання напруги безпосередньо на шинах високої напруги самої електростанції, а також, у разі доцільності та ефективності, підтримання напруги на суміжних підстанціях (електростанціях).

На кожному генераторі має підтримуватись діапазон регулювання з реактивної потужності відповідно до умов приєднання генератора до мереж України.

Надання виробником ДП оцінюється фактичним підтриманням заданих системним оператором рівнів напруги на шинах високої напруги електростанції з урахуванням регулюючого діапазону по реактивній потужності генераторів електростанції.

Постачальник ДП з підтримки напруги та регулювання реактивної потужності виробниками, обов'язковий мінімум, повинен:

а) бути здатним постачати номінальну активну потужність у будь-якій точці енергосистеми при значеннях  $\cos \varphi$ , що зазначені в умовах на приєднання генератора до мережі ОЕС України;

б) мати постійно діючу автоматичну систему управління збудженням для забезпечення постійного регулювання напруги блоків, що працюють на балансуєчого ринку та ринку прямих двосторонніх договорів, при недопущенні нестабільності протягом всього діапазону регулювання блоків балансуєчого ринку та ринку прямих двосторонніх договорів;

в) мати діапазон регулювання реактивної потужності, що відповідає паспортним даним агрегату;

г) забезпечувати приведення відхилення напруги до заданого значення не більше, ніж за 3 хвилини.

#### **1.4 Планування і контроль послуг реактивної потужності**

Оператор автономної системи (ОАС) – це відповідальна людина за реактивне енергопланування та контроль у реорганізованій енергосистемі.

Але у ринкових умовах ОАС має дуже обмежені технічні можливості для планування та контролю. Головні постачальники допоміжних послуг – синхронні генератори – уже не належать ОАС. Тому йому необхідно оцінювати витрати на контроль, розповсюдження та постачання реактивної енергії та створювати середовище для забезпечення технічних, економічних та правових вимог, які мотивують ефективне використання існуючих реактивних енергоресурсів та установку нових механізмів відновлення. В ринкових умовах завданням ОАС з реактивного енергопланування буде чітко визначити короткострокові та довгострокові цілі для реалізації планових засобів. Дуже важливо оцінити запас реактивної енергії та вартість енергоресурсів. Вартість у цьому випадку як перевага механізмів відновлення означає технічні параметри, такі як контрольні характеристики, реакційні характеристики тощо відповідно до безпеки енергосистеми, надійності та економічних показників. Процес реактивного енергопланування повинен бути пов'язаний із економічними критеріями, для того щоб мотивувати розвиток енергосистеми.

Короткострокове завдання реактивного енергопланування – це контроль реактивної енергії в режимі реального часу, координація технічних та економічних параметрів реактивної енергії та напруги з метою забезпечення надійної діяльності енергосистеми та досягнення економічного ефекту. Робота допоміжної реактивної енергії має відповідати щоденним вимогам енергосистеми, забезпечувати рівень напруги визначений ОАС, мати достатній запас реактивної енергії та відповідати часу за нормальної діяльності та під час системних провалів. Втратами системи реактивної енергії та перевантаженнями енергетичних потоків можна керувати за відповідної координації механізмів компенсації реактивної енергії. Впровадження послуг допоміжної реактивної енергії може базуватися на обов'язкових вимогах, покладених на постачальників допоміжних послуг або створенні комерційного середовища, яке буде мотивувати постачальників

брати участь у обслуговуванні контролю за напругою. Комерційне середовище може домінувати, якщо ОАС допустить та чітко визначить витрати, яким піддаються постачальники допоміжних послуг та створить мотиваційну цінову структуру. Потрібно розробити структуру оплати за запаси реактивної енергії та різноманітну вартість компенсації, яка залежить від ринкової динаміки. Ця структура повинна гарантувати ефективне використання ресурсів реактивної енергії, визначити оптимальний зразок контролю за реактивною енергією, який надасть найбільший економічний ефект і позбавить негативного впливу на систему безпеки та параметри стабільності. Комп'ютерні технології, волоконна передача та забезпечення віддаленого контролю забезпечує нові можливості для контролю та засоби оптимізації роботи енергосистеми. Розвиток методів реактивного планування та контролю, які мотивують поступові зміни допоміжних послуг, однакової та економічний розподіл ресурсів реактивної енергії у енергосистемі є головним завданням на динамічному ринку енергетики та енергосистеми [4].

Витрати на реактивну енергію можна згрупувати у точні та передбачувані. Точні витрати складаються із капіталовкладень, сталих та змінних видатків, які пов'язані із діяльністю та обслуговуванням механізмів реактивної енергії. Передбачувані витрати включають синхронні генератори, коли завдяки додатковій реактивній енергії, необхідній ОАС, вони змінюють дієву програму напруги та втрачають дохід від продажу активної енергії. Ці витрати називаються приховані видатки. Капіталовкладення у синхронні генератори часто обговорюються у літературі, і мають багато методів вирішення. Проте не існує чіткого доказу, що ці кошти можуть бути правильно оцінені, тому ними часто нехтують. Різноманітні витрати виникають завдяки втратам компенсаційних механізмів: обмотці генератора, підвищувального трансформатора, струмообмежуючого реактору, статичного синхронного компенсатора, тощо. Багато інших також нехтують цими витратами, і як домінуючий компонент визначають приховані видатки та

капіталовкладення статичних механізмів, таких як джерела безперебійного живлення та статичний синхронний компенсатор.

Для кращого відновлення витрат, ціна на реактивну енергію зазвичай складається з двох компонентів: цінових компонентів та запасу на подачу енергії. Обидва компоненти мають охоплювати капіталовкладення, сталі та змінні витрати.

Тариф оплати також можна використовувати як альтернативу. Тариф може відрізнитися або бути однаковим в залежності від місця знаходження. Головний недолік полягає в тому, що тариф не залежить від робочого стану і не буде мотивувати участь у контролі за напругою.

Витрати на розміщення реактивної енергії також відрізняються. Найбільш поширеними є ціна на споживання реактивної енергії та стягнення за енергетичний фактор.

Інколи можна знайти такий ціновий метод, коли платіж користувача залежить від спричинених втрат активної та реактивної енергії. Зазвичай він використовується у двосторонніх договорах та під час визначення ціни на постачання реактивної енергії.

Мета планування реактивної енергії полягає у визначенні критичних моментів та створенні відповідних умов контролю рівня напруги у електричній системі. Завдання планування реактивної енергії математично визначається як багато об'єктивна, нелінійна оптимізаційна проблема, яка бере до уваги технічні та економічні чинники. Це можуть бути: мінімізація витрат активної та реактивної енергії та системних витрат, контроль за напругою, максимальна безпека та стабільність.

Отже, змінні витрати залежать від втрат генератора та підвищувального трансформатора, коли реактивна напруга генерується та поглинається. Головні витрати генератора – це Джоулеві витрати у статорі та обмотках підмагнічування, магнітні витрати у статорі та його обмотках, механічні витрати. Альтернативні витрати залежать від ринкової ціни енергії,

пропонованої ціни, та зменшеної реактивної напруги для забезпечення реактивної енергії, необхідної ОАС [5].

### **1.5 Управління напругою і реактивною потужністю в електроенергетичних системах. Європейський досвід**

Не дивлячись на наявність в сучасних електроенергетичних системах (ЕЕС) великого числа різних засобів управління напругою і реактивною потужністю, основними залишаються електричні машини, перш за все генератори. Як правило, на їх частку приходиться порядку 90% всієї реактивної потужності в ЕЕС, що регулюється.

З розвитком ЕЕС збільшується і число генераторів, що працюють на загальну електричну мережу. У зв'язку з цим ускладнюється задача управління напругою і потоками реактивної потужності в цих мережах, безперервно зростає розмірність задачі управління. Проблему поглиблює ще велике широке впровадження нових управляючих засобів компенсації реактивної потужності на базі силової електроніки. З іншої сторони, розвиваючий конкурентний ринок електроенергії ставить підвищені вимоги до надійності роботи ЕЕС і якості електроенергії [6].

В таких умовах децентралізоване, слабо скоординоване управління режимом ЕЕС шляхом «ручної» корекції уставок АРЗ електричних машин, комутації батарей статичних конденсаторів (БСК) і РПН трансформаторів на основі візуальної оцінки обмеженого числа локальних параметрів електричного режиму вкрай неефективне [7]. Тому з середини ХХ ст. у всіх промислово розвинених країнах інтенсифікувалися процеси автоматизації регулювання напруги в національних ЕЕС.

Хоча електричний режим окремої електростанції легко спостерігається місцевим оперативним персоналом, тим не менш поява багатоагрегатних електростанцій, в першу чергу ГЕС, потребує створення спеціальних систем групового управління збудженням генераторів (ГУЗ) [8]. Вони суттєво

полегшили дії оперативного персоналу і забезпечили можливість управління режимом електростанції як єдиним цілим від сигналів автоматичних пристроїв загальносистемного регулювання. Крім цього, станційні системи ГУЗ вперше реалізували локальне автоматичне вторинне регулювання напруги.

Необхідність управління напругою і потоками реактивної потужності давно назріла в ЕЕС України. В зв'язку з цим може виявитися корисним досвід промислово розвинених країн Європи.

В Франції та Італії побудова системи регулювання напруги і управління потоками реактивної потужності заснована на розбитті ЕЕС на зони управління за принципом найбільшої взаємної електричної віддаленості [9].

В 1979 р. почалось широке впровадження вторинного регулювання напруги в ЕЕС Франції. На сьогодні воно охоплює біля 100 теплових енергоблоків, що працюють на органічному і ядерному паливі, і 150 гідрогенераторів. Їх сумарна реактивна потужність більше 30 000 Мвар.

Національна енергосистема Франції розділена на 35 зон управління. У вітчизняній технічній літературі подібні зони отримали назву концентрованих генеруючих вузлів [10].

В західній частині Франції з 1998 р. працює нова, модернізована система (ЗРН-М). в цій системі, створеній на базі зональних регуляторів напруги (ЗРН), вектор уставок АРЗ регулюючих енергоблоків формується для регіону, що охоплює декілька зон управління. Він розраховується в замкнутому контурі і являється результатом мінімізації квадратичної функції.

Крім того, ЗРН-М контролює підтримання напруги в заданих межах обмеженого числа найбільш чутливих точок мережі, що не являються опорними.

На рисунку 1.1 показана архітектура системи ЗРН-М. В її склад входить робоча станція (RSCT-D), встановлена в регіональному центрі

диспетчерського управління. На регулюючих енергоблоках і контролюючих підстанціях встановлені датчики TN аналогової інформації, що передається через інтерфейси станційного зв'язку (RSCT-C) і інтерфейси під станційного зв'язку (RSCT-P) в RSCT-D. Для передачі ТИ-ТС служить зв'язок X25. Робоча станція має зв'язок з комплексом обробки даних про режим і топології електричної мережі SCADA регіонального центра управління (SIRC).

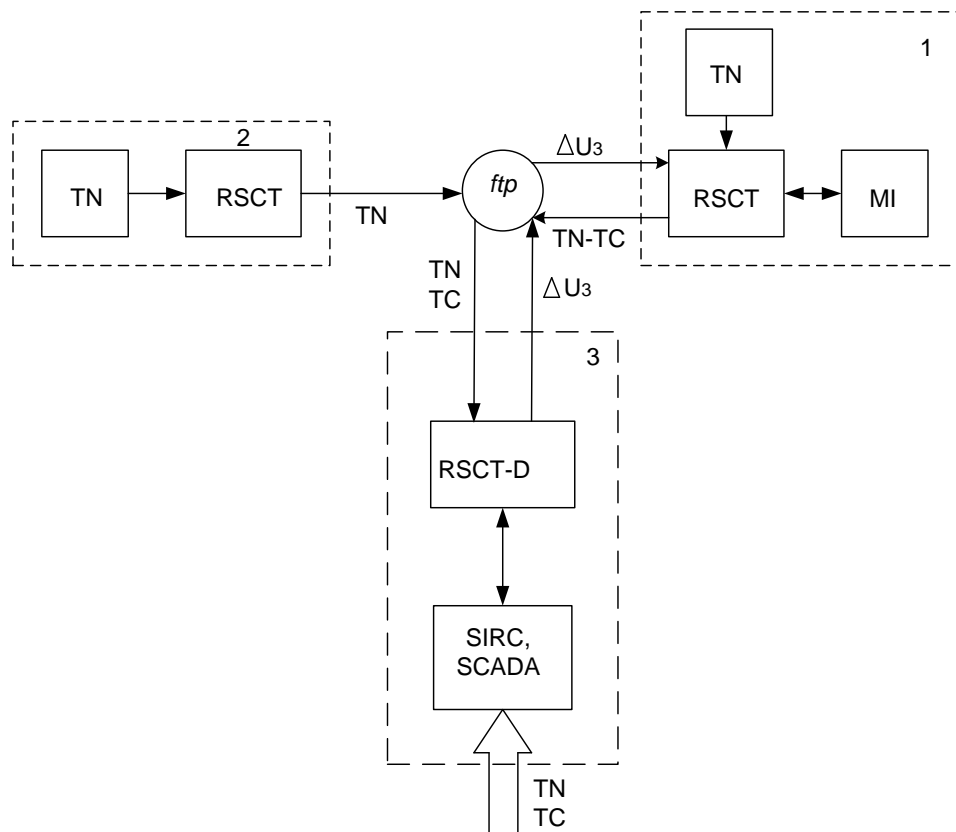


Рисунок 1.1 – Архітектура ЗРН-М Західної Франції

Управління в системі ЗРН-М може здійснюватися шляхом стабілізації рівнів напруг в опорних точках зон управління чи шляхом стабілізації генерації реактивної потужності на рівні, наприклад, близькому до границі допустимих навантажень генеруючих джерел. Таким чином, забезпечується рівномірне вичерпання діапазонів регулювання реактивної потужності в енергоблоках даного регіону, а також мінімально необхідні запаси реактивної потужності і можливість маневру ними у випадках аварійних ситуацій.

Минулі роки експлуатації системи ЗРН-М в електричних мережах західної Франції виявили наступні переваги: підвищилась стабільність розподілу напруги в електричній мережі, знизилась потреба генерації реактивної потужності енергоблоками з відповідним збільшенням резерву реактивної потужності. Нова система управління продемонструвала кращі динамічні зв'язки. Вона значною мірою розвантажила оперативний персонал від рутинної роботи і необхідності коректувати її налаштування. З'явилась можливість оперативної корекції уставок по реактивній потужності для окремих енергоблоків чи їх груп з метою реалізації спеціальних стратегій управління.

Перераховані вдосконалення нової системи управління дозволяють експлуатувати її поблизу фактично допустимих меж в післяаварійних режимах енергосистеми, особливо в цілях попередження розвитку лавини напруги.

В систему вторинного регулювання напруги Франції інтегровано автоматичне управління комутуючими БСК. Конденсатори перемикаються для звільнення діапазонів регулювання реактивної потужності генераторів. Тим самим забезпечується постійний резерв реактивної потужності, готовий до його автоматичного використання у випадку системної аварії.

Визначення уставок по напрузі для опорних точок зон управління в цілях забезпечення економічності і надійності електропостачання в національному масштабі являється задачею, так званого, третинного регулювання напруги. Третинне регулювання повинне здійснюватися не швидше, ніж в 20-хвилинному темпі, що асоціюється з темпом оперативно-диспетчерського управління. На сьогодні третинне регулювання в національній енергосистемі Франції не автоматизоване.

Згідно концепції, покладеної в основу побудови системи регулювання напруги в національній ЕЕС Італії [9], реактивна потужність генеруючих блоків являється єдиним джерелом, що здатне забезпечити динамічну



підтримку потрібного рівня напруги в електричних мережах. Вторинне регулювання напруги засноване на розділенні ЕЕС Італії на 18 умовно незалежних зон управління (аналогу КГУ). В кожній зоні управління виділені регулюючі електростанції, що комутуються в електричній мережі 400 і 220 кВ. в якості регулюючих вибрані електростанції з найбільшими діапазонами регулювання реактивної потужності, що мають основний вплив на напругу в локальній мережі зони управління. Загальну число таких електростанцій 50, а в зонах управління їх може бути від однієї до п'яти.

В межах кожної регулюючої електростанції створені локальні загальностанційні системи регулювання напруги (ЗСРН), які підтримують задану напругу на шинах електростанції і забезпечують однозначність розподілу реактивної потужності між енергоблоками, діючи безпосередньо на уставки їх АРЗ.

Зональні системи управління регулюють напругу в своїх опорних точках по можливості незалежно одне від одного, а також забезпечують однозначний розподіл реактивної потужності між регулюючими електростанціями в межах кожної зони корекцією уставок на входах ЗСРН. Таким чином, ЗРН разом з ЗСРН здійснюють вторинне регулювання напруги в опорних точках електричної мережі і на шинах регулюючих електростанцій.

Для підвищення експлуатаційної безпеки і ефективності системи регулювання в цілому проектом розглядається третинне регулювання напруги (ТРН). Підсистема ТРН повинна зводити до мінімуму відхилення фактично заміряних рівнів напруг в контролюючих точках (КТ) електричних мереж, що не являються опорними точками зон управління, від їх оптимальних значень, що прогнозуються на добу вперед і на хвилини вперед блоком мінімізації втрат (БМВ) в національній ЕЕС. Контролюючи виконання заданих графіків напруг, сформованих БМВ, ТРН ініціює їх

корекцію блоком БМВ. Третинне регулювання, як і вторинне, здійснюється в замкнутому контурі.

Дія на ЗРН зі сторони ТРН створюється з інтервалом від 5 до 20 хв. Затримка в передачі інформації в пристроях зв'язку між ієрархічними рівнями управління не повинна перевищувати 2 с. Така розв'язка швидкодії різних контурів регулювання забезпечує практично незалежне їх функціонування. Перехідний процес в кожному з них залишається аперіодичним.

Об'єднання ТРН і БМВ повинно створити верхній, загальнонаціональний рівень управління. Його задачі: досягнення загальносистемного ефекту від координації дії ЗРН, попередження конфліктних ситуацій, комплексне використання синхронних компенсаторів, гнучких систем електропередачі, шунтових реакторів, БСК і РПН трансформаторів.

Глобальна ієрархічна система управління, включаючи і третинне регулювання, була готова в кінці 2004 р. В 2005 р. були введені в експлуатацію 50 ЗСРН і три ЗРН. На даний час проходить наладка спільної, узгодженої роботи ЗСРН і ЗРН. Третинне регулювання ще не автоматизоване. Досліджується можливість об'єднання загальнонаціонального рівня управління з існуючою системою SCADA.

Описана концепція повинна забезпечити субоптимальний, але технічно здійснений, простий і надійний варіант вирішення задачі централізованого регулювання напруги і реактивної потужності в національній ЕЕС Італії.

В якості прикладу застосування європейського досвіду в наших умовах можна розглянути безліч варіантів побудови системи управління напругою і потоками реактивної потужності в енергосистемі України.

Розглянутий приклад показує, що системи управління напругою і потоками реактивної потужності в сучасних ЕЕС повинні бути багаторівневими. Не дивлячись на загальність цілі управління структура

системи управління і раціональний розподіл функцій між її рівнями і ділянками суттєво залежать від індивідуальних особливостей конкретної ЕЕС.

При створенні системи управління потребується автоматизація великого числа енергооб'єктів і побудова розвітвленої системи передачі даних.

Об'єм даних для обробки, необхідність врахування великого числа обмежень і складність обчислень для напрацювання управляючих дій потребують використання сучасних програмно-технічних комплексів, що працюють в замкнутому контурі і в реальному часі на всіх ієрархічних рівнях системи управління.

При створенні системи управління і вводу її в промислову експлуатацію, поміж матеріальних і часових затрат, потребується адаптація, в тому числі і психологічна, оперативного персоналу на всіх її ділянках [11].

### **Висновки до розділу 1**

Регулювання напруги – є одним з головних завдань керування режимом роботи електроенергетичних систем. В даному розділі розглянутий процес і порядок регулювання напруги, а також засоби, за допомогою яких здійснюється регулювання напруги в електроенергетичних системах.

Також розглянуте регулювання напруги як системна послуга, що здійснюється системним оператором. Досліджено проблему планування і контролю послуг реактивної енергії. Мета планування реактивної енергії полягає у визначенні критичних моментів та створенні відповідних умов контролю рівня напруги у електросистемі.

Досвід європейських країн демонструє можливість поетапного створення системи управління з поетапним розширенням просторового захвату і нарощуванням її функцій.

## 2 ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

### 2.1 Поняття якості електричної енергії

Електроенергія як товар володіє цілим рядом специфічних властивостей. Вона безпосередньо використовується під час створення інших видів продукції і має істотний вплив на економічні показники виробництва і якість виробів, що випускаються. Поняття якості електроенергії відрізняється від якості інших товарів. Якість електроенергії проявляється через якість роботи електроприймачів (ЕП). Тому, якщо ЕП працює незадовільно, а якість електроенергії відповідає встановленим вимогам, то причину слід шукати в якості виготовлення ЕП. Якщо показники якості електроенергії не відповідають вимогам, то пред'являються претензії постачальнику – організації, що постачає електроенергією.

Якість електроенергії на місці виробництва не гарантує її якості в точці приєднання споживача. Характер самого виробничого процесу істотно впливає на показники якості електроенергії і в точці приєднання вони можуть бути різними до і після вмикання споживача. Якість електроенергії є складовою електромагнітної сумісності, що характеризує електромагнітне середовище. Електроприймачі і апарати, приєднані до електричних мереж, призначені для роботи при певних номінальних параметрах: номінальній частоті, номінальній напрузі, номінальному струмі, що змінюється за синусоїдальним законом. В системі електропостачання завжди можливе відхилення від цих вимог, які визначаються показниками якості електроенергії.

Якість електричної енергії – це сукупність її характеристик по частоті і напрузі, які називаються показниками якості електроенергії. Останні визначають вплив електроенергії на електрообладнання, електричні апарати і прилади, під'єднані до електричної мережі. Характер цього впливу оцінюється мірою відповідності цих показників якості електроенергії

встановленим вимогам. В термінах електромагнітної сумісності показники якості електроенергії – це рівень електромагнітної перешкоди, що створюється в електричній мережі в єдиному і неперервному процесі виробництва, передачі, розподілу і споживання електричної енергії.

Електромагнітна сумісність (ЕМС) характеризує не тільки взаємодію між електричними приладами, апаратами, електрообладнанням і електромагнітним середовищем, але і взаємодії цих технічних засобів між собою. Під ЕМС розуміють здатність електротехнічних засобів або їх елементів нормально функціонувати в даному електромагнітному середовищі, не вносячи неприпустимих електромагнітних завад (ЕМЗ) в це середовище і не відчуючи таких з його боку.

Якщо ЕМС не забезпечена, тобто окремі елементи електротехнічного обладнання або установки в цілому не мають заданої завадостійкості до внутрішніх (між елементами) і зовнішніх (по відношенню до приладу) завад, то тим самим створюються умови для:

- функціональних порушень з певними наслідками, пов'язаними з відмовами, зі скороченням терміну служби і виходом з ладу устаткування, браком продукції, аваріями, помилковими спрацьовуваннями захисту і автоматики і т. п.;

- погіршення якості електроенергії;
- погіршення електромагнітного стану в навколишньому середовищі;
- ураження обслуговуючого персоналу.

Передумовою для цього є невраховані ЕМС або ЕМЗ, захист від яких не передбачений.

Електромагнітна завада – це випадкова електромагнітна дія, здатна спричинити в електротехнічному пристрої порушення функціонування, відмову або руйнування. Завада може виявлятися як струм, напруга, електромагнітне поле. У практиці розрізняють індуктивні і зовнішні ЕМЗ. До індуктивних відносяться завади, що розповсюджуються по проводах, зокрема

по електричній мережі. Зовнішні завади розповсюджуються через навколишній простір. Завади створюються відповідними джерелами, якими можуть бути як електротехнічні пристрої, так і електротехнологічні процеси. Так, наприклад, повітряна лінія високої напруги (пристрій) створює зовнішні завади під час передачі електроенергії (технологічний процес), що впливають на лінії зв'язку. Напруженість електричного і магнітного полів навколо лінії електропередачі характеризує електромагнітний стан. Наприклад, перетворювачі тягової підстанції електрифікованого транспорту створюють індуктивні завади в електричній мережі, від якої вони живляться. Спотворення синусоїдальної форми напруги під впливом струмів вищих гармонік, які протікають по електричній мережі, характеризують електромагнітний стан в цій мережі.

Важливою характеристикою електромагнітного стану є рівень ЕМС. Рівень ЕМС – це встановлене значення ЕМЗ, при якому з найбільшою ймовірністю гарантується нормальна взаємодія (функціонування) всіх технічних пристроїв, які є як джерелами завад, так і пристроями, що піддаються цим завадам.

Так, нормовані (допустимі) значення показників якості електроенергії є тими рівнями ЕМС електричної мережі, при яких гарантується нормальне функціонування будь-яких електротехнічних пристроїв, під'єднаних до цієї мережі, якщо ці показники якості електроенергії не перевершують допустимих значень. З іншого боку, електротехнічні пристрої характеризуються своїми допустимими рівнями ЕМС, які визначають їх завадостійкість, при якій і гарантується нормальне функціонування цих пристроїв. Очевидно, що рівні завадостійкості повинні бути вище за значення показників якості електроенергії в електричній мережі.

Рівень ЕМЗ може досягти порогового значення, що перевищує рівень завадостійкості конкретного пристрою, що спричинить порушення його функціонування (відмова). Таке порогове значення називається

завадочутливістю. Порушення функціонування може бути як зворотнім, так і незворотнім. У першому випадку, після зняття критичного впливу або зниження рівня ЕМЗ, пристрій відновить свої функціональні можливості. В іншому випадку, очевидно, під впливом завади відбулися незворотні зміни в елементах пристрою, внаслідок чого пристрій втратив свої функціональні можливості.

Багато видів індуктивних перешкод призводять до додаткового нагріву електроустаткування або його елементів під впливом підвищеної напруги, струмів вищих гармонік, струмів зворотної послідовності. Додатковий нагрів призводить до порушення ізоляції, руйнуванню конструктивних елементів електрообладнання і, таким чином, до незворотного порушення функціонування. Проте ефект від додаткового нагріву виявляється не відразу, а згодом. Тому, якщо дія даних завад була короткочасною, то після їх усунення пристрій не втратить своїх функціональних можливостей. Таким чином, час дії ЕМЗ також слід віднести, разом з рівнями, до характеристик ЕМС. Так, наприклад, нормально допустимі рівні ЕМС електричної мережі, її показники якості електроенергії, можуть бути перевищені, але не більше ніж протягом 72 хв за добу, що складає 5 % від 24 годин.

На рисунку 2.1 наведені рівні ЕМС електричної мережі 1 і електроприймача, під'єданого до цієї мережі. При цьому завадостійкість ЕП 2 і його завадочутливість 3 залишаються постійними, а рівень перешкод в мережі 1 зростає. Очевидно, що у випадку, показаному на рисунку 2.1, а, нормальне функціонування ЕП забезпечене. У випадку, приведеному на рисунку 2.1, б, нормальне функціонування ЕП може бути забезпечено, якщо тривалість дії ЕМЗ обмежена за часом. І у випадку, показаному на рисунку 2.1, в, нормальне функціонування неможливе [3].

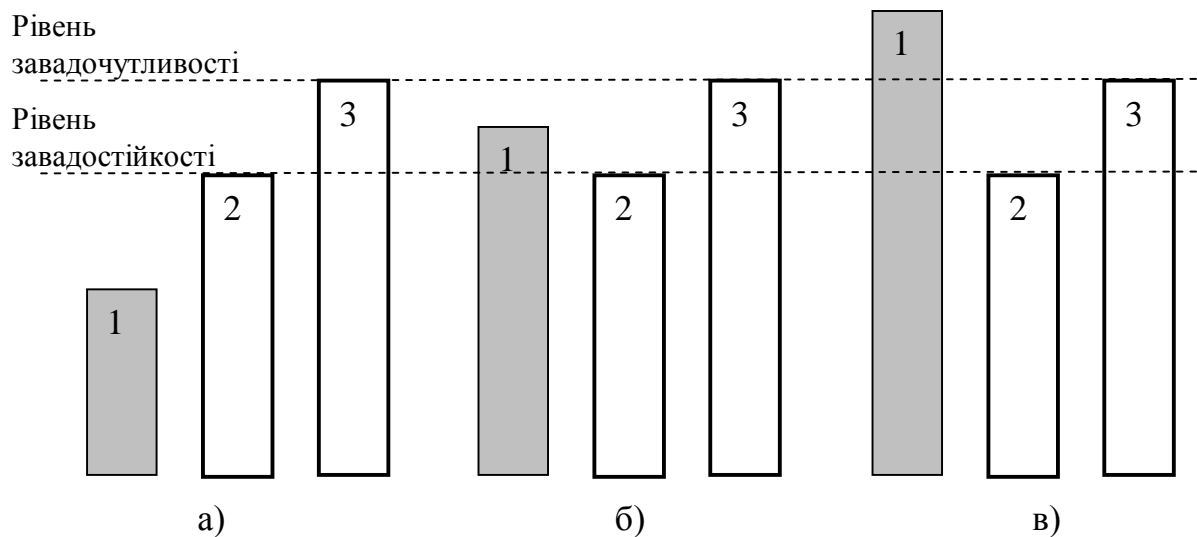


Рисунок 2.1 – Характеристика електромагнітного середовища за рівнями ЕМС

## 2.2 Технічні засоби підвищення якості електроенергії

Пристрої для підвищення якості електроенергії можуть діяти як на один з її показників, так і на декілька. В останньому випадку вони називаються багатофункціональними. Пристрої можуть змінювати свої параметри в процесі роботи під дією керуючого сигналу (регулюючі пристрої), а можуть не мати такої можливості (нерегулюючі пристрої). Регулювання може бути плавним чи ступінчатим. Здійснення плавного регулювання практично завжди пов'язане з необхідністю зміни кута запалення тиристорів, що призводить до спотворення синусоїдальності кривих струму і напруги. У зв'язку з цим у випадках, коли не потрібно частих перемикань, що викликають кидків напруги (коливання), переважає ступінчате регулювання. Чим менша ступінь регулювання, тим менш чуттєві кидки напруги, однак вартість пристрою збільшується через збільшення числа ступенів. Ввімкнення і вимкнення окремих частин пристрою може здійснюватися з допомогою контакторів чи безконтактним способом – перемиканням кіл тиристором в момент переходу струму через нуль.



Регулювання напруги здійснюють з допомогою трансформаторів з РПН і регулюючих конденсаторних установок (КУ). Останні найбільш ефективно використовувати для тих кіл в мережах 0,4 кВ, де їх регулюючих ефект найбільш суттєвий. Трансформатори з РПН і регулюючі КУ, що випускають сьогодні, мають ступінчате перемикання відпайок і секцій за допомогою електромеханічних контакторів.

Розмах коливань напруги у вузлі можна знизити, зменшуючи реактивний опір перед ввімкненою мережею  $X_C$  або розмах реактивного навантаження  $Q$  – в обох випадках знижується похідна  $QX_C$ . Перший спосіб реалізується за допомогою установок повздовжньої компенсації (ввімкнення ємності у розсічку лінії). При цьому знижуються як коливання напруги, так і коливання частоти, розмах яких визначається похідною  $PX$ . Негативною стороною цього способу є збільшення потужності короткого замикання в вузлі, що може виявитися недопустимим для вимикаючої апаратури.

Сумарний опір ділянок перед ввімкненою мережею, загальний для спокійного  $I_1$  і різкозмінного  $I_2$  навантажень, можна знизити, виділивши різкозмінне навантаження на окремий трансформатор (рисунок 2.2). В цьому випадку загальний опір знижується з  $X = X_C + X_{T1}X_{T2} / (X_{T1} + X_{T2})$  до  $X_C$ . Розмах коливань напруги на шинах спокійного навантаження знижується в  $X_C / X$  разів, а на шинах різкозмінного – збільшується в  $X / (X_{T1} + X_{T2})$  разів.

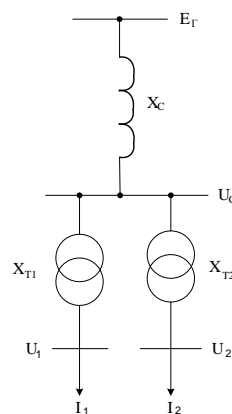


Рисунок 2.2 – Схема живлення спокійного і різкозмінного навантаження від різних трансформаторів

Розвитком цього способу, що дозволяє зменшити розмах коливань напруги практично до нуля, є застосування зведеного реактора (рисунок 2.3). Коефіцієнт взаємоіндукції між плечами реактора підбирається таким чином, щоб в плечі, що живить спокійне навантаження, індукувати ЕРС  $E_1 = I_2 / (X_C + X_T)$ . В цьому випадку додаткові втрати напруги в загальному для обох навантажень опору  $X_C + X_T$ , що виникають при зміні струму  $I_2$ , автоматично компенсуються і напруга на шинах навантаження  $I_1$  залишається стабільною. При цьому розмах коливань напруги на шинах навантаження  $I_2$  збільшується внаслідок збільшення сумарного опору зовнішньої по відношенню до даного навантаження мережі на  $X_p$ . Для реалізації цього способу необхідні реактори з регулюючими параметрами, так як опір мережі системи  $X_C$  в процесі експлуатації змінюється внаслідок оперативних перемикачів, і потрібна періодична підстройка реактора.

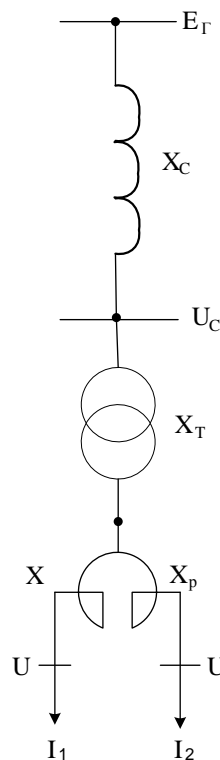


Рисунок 2.3 – Схема живлення спокійного і різкозмінного навантаження через зведений реактор

Зниження коливань напруги за рахунок зниження коливань реактивного навантаження здійснюється за допомогою КУ. Ефективність цього способу залежить від швидкості, з якою ці КУ можуть змінювати свою потужність. При недостатній швидкодії вони можуть призвести навіть до погіршення положення. На рисунку 2.4 наведені графіки зміни реактивної потужності електроприймача, КУ з плавним регулюванням потужності і графіки сумарного навантаження, що показують розмах коливань останнього при використанні КУ з недостатньою швидкістю зростає.

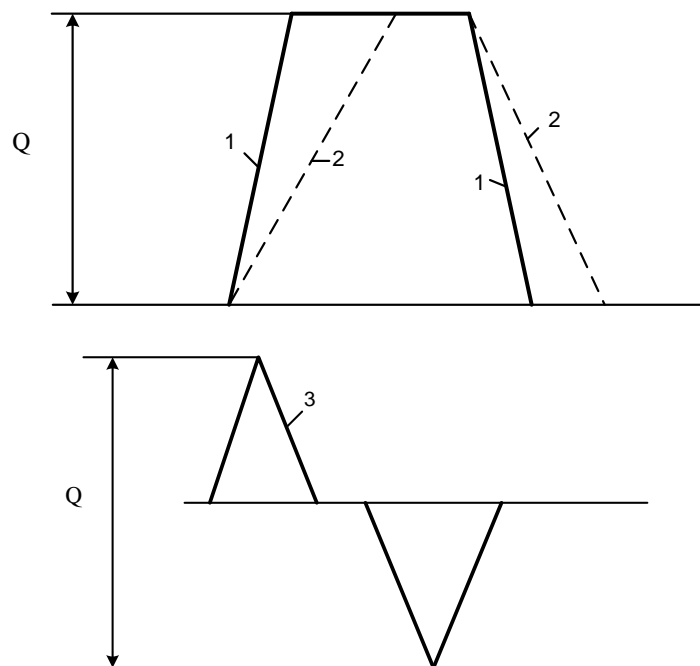


Рисунок 2.4 – Графіки реактивної потужності: 1 – електроприймача; 2 – КУ з плавним регулюванням; 3 – сумарного навантаження

При використанні КУ зі ступінчастим регулюванням виникає питання про доцільне число ступенів пристрою. На рисунку 2.5 показано, що при недостатньому їх числі розмах коливань напруги може знизитися несуттєво, а частота коливань різко зростає.

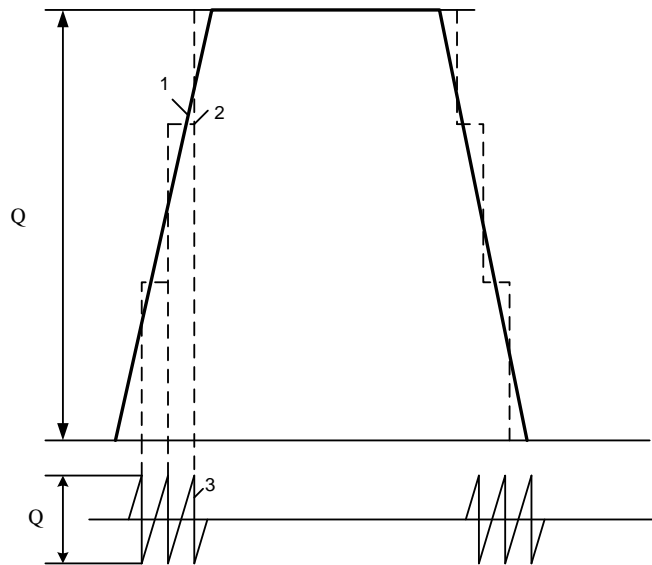


Рисунок 2.5 – Графіки реактивної потужності: 1 – електроприймача; 2 – КУ з плавним регулюванням; 3 – сумарного навантаження

Зниження несиметрії наруги може бути досягнуте зниженням опору мережі струмам зворотної і нульової послідовності і зниженням значень самих струмів. Зважаючи на те, що опір основних елементів мережі (ліній, трансформаторів) струмам зворотної послідовності рівний опору струмам прямої послідовності, знизити опір ділянок, загальних для струмів симетричного і несиметричного навантаження, можна практично тільки виділенням навантажень на окремі трансформатори.

Опір струмам нульової послідовності може бути знижений за рахунок застосування трансформаторів 6-10/0,4 зі схемою з'єднання обмоток «трикутник – зірка з нулем» чи «зірка – зигзаг» на заміну застосованої в більшості випадків схеми «зірка – зірка з нулем». Для діючих трансформаторів опір нульової послідовності можна зменшити, встановивши шунтовий симетруючий пристрій.

Зниження рівнів вищих гармонік досягається за допомогою фільтрів вищих гармонік, що являють собою послідовно з'єднані реактор і БСК (рисунок 2.6). параметри реактора і БСК підбирають таким чином, щоб їх

результуючий опір на частоті  $\nu$ -ї гармоніки був рівний нулю. В загальному випадку на кожен гармоніку потрібен свій фільтр.

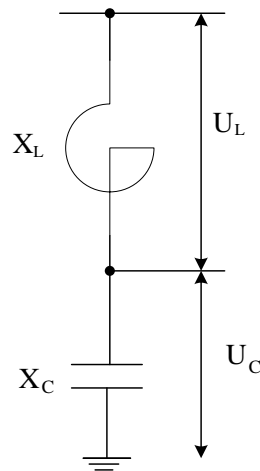


Рисунок 2.6 – Умовна схема фільтру вищих гармонік

Потужність такої конденсаторної установки менша потужності використаних в ній конденсаторів, однак одночасно з генерацією реактивної потужності забезпечується зниження рівні вищих гармонік. Тому такі установки часто називають фільтрокомпенсуючими (ФКУ). Недоліком ФКУ в порівнянні зі звичайними КУ нерегульовальність їх потужності.

Багатофункціональні пристрої підвищення якості електроенергії діють на декілька показників якості електроенергії одночасно. До таких пристроїв відносяться СТК. Схеми їх можуть бути різними, однак всі вони складаються із конденсаторів, реакторів і тиристорів, з'єднаних тим чи іншим способом. Такі пристрої, маючи високу швидкодію, знижують коливання напруги. Пофазне регулювання генеруючої і споживаючої ними потужності дозволяє симетрувати режим роботи мережі, а наявність у складі пристрою ФКУ – знижувати рівень гармонік.

Статичні компенсатори можуть бути прямого регулювання, коли при регулюванні змінюється потужність конденсаторної батареї по потрібному закону, і непрямого регулювання, коли використовується нерегульована БСК, рівна номінальній потужності СТК, а зниження сумарної потужності пристрою виконується за допомогою регулюючого реактора.

**2.2.1 Обмеження відхилень.** Відповідність ПЯЕ вимогам ДСТУ 13109-97 досягається схемними рішеннями або застосуванням спеціальних технічних засобів. Вибір варіанту вимагає техніко-економічного обґрунтування. При цьому збиток від електроенергії зниженої якості в техніко-економічних розрахунках не враховується, оскільки питання полягає у виконанні вимог ДСТУ 13109-97, а не в тому, щоб привести цей збиток до мінімуму.

Для схем електропостачання сучасних промислових підприємств характерні багатоступінчаста трансформація, значна протяжність мереж, наявність елементів із значним опором (реактори, струмопроводи), великі перетоки реактивної потужності, радіальна конфігурація мережі 6 (10) кВ, а в окремих випадках 35–110 кВ. У мережі кожного ступеня трансформації значення напруги повинні бути в певних межах, що забезпечують необхідні рівні напруги на затисках електроприймачів. Відхилення напруги носять імовірнісний характер, що визначається випадковим характером зміни електричних навантажень в характерних вузлах мережі (шини ПГВ, РП, ТП, шини електроприймача), а також зміною параметрів мережі в часі.

Виходячи з фізичної суті ПЯЕ – відхилення напруги, методи і засоби його обмеження можна класифікувати за способом дії;

а) впливаючі на параметри мережі: зміною конфігурації мережі (радіальна, паралельна), виконанням схеми глибокого введення з розукрупненням ПГВ; вибором конструктивного виконання мережі (кабельні, повітряні ЛЕП, струмопроводи) і її елементів (трансформатори з паралельною і роздільною роботою гілок вторинної обмотки, ступінь реактування); послідовним включенням індуктивності мережі і місткості (подовжня компенсація);

б) створюючі «добавки» напруги: зміною коефіцієнта трансформації; обмеженням перетікань реактивної потужності (керовані статичні конденсатори (СК), синхронні компенсатори (СК), синхронні двигуни (СД),

джерела реактивної потужності з вентильним управлінням (ДРП).

Залежно від того, на якому рівні схеми мережі використовуються технічні засоби, їх можна віднести: а) до засобів централізованого регулювання напруги (ЦРН), які дозволяють змінювати рівень напруги на шинах центрів живлення (ТЕЦ, ГПП, ЦРП); б) до засобів місцевого регулювання напруги (МРН), якими оснащуються розподільні мережі промислових підприємств (ТП, РП).

При проектуванні схем електропостачання нормовані значення відхилення напруги забезпечуються вибором раціональної конфігурації і параметрів мережі, числа і місця установки пристроїв для ЦРН і ДРП, оптимальним розміщенням джерел реактивної потужності.

**2.2.2 Вибір раціональної схеми мережі і її параметрів.** Схема електропостачання промислового підприємства, крім передачі необхідної потужності, забезпечення надійності, відповідності мінімуму витрат, повинна бути перевірена по умові забезпечення нормованих відхилень напруги в характерних вузлах мережі з обліком регулюючих пристроїв.

Розрахунки і вимірювання в діючих електричних мережах показують, що втрати напруги мають місце, в основному, в наступних елементах: у радіальних повітряних лініях електропередачі 35-110 кВ значної довжини, в ланках мережі з великим індуктивним опором (реактори і трансформатори ПГВ, трансформатори цехових підстанцій), в струмопроводах 6-10 кВ, в мережах 0,4 кВ. У кабельних мережах 6-10 кВ істотних втрат напруги немає [4].

### **2.3 Забезпечення якості електроенергії**

Система електропостачання є електромагнітним середовищем, в якому розповсюджуються індуктивні ЕМЗ, а електропостачальна організація – суб'єктом цієї системи, що поставляє електроенергію споживачу. Електропостачальна організація повинна забезпечувати якість електроенергії.

Енергопостачальна організація визначає і контролює технічні умови (ТУ) приєднання споживача до електричної мережі. У ТУ особливо обумовлюються вимоги до допустимого рівня завад, які споживач може вносити в точці його під'єднання по всіх показниках якості електроенергії, що нормуються. Цей допустимий внесок споживача завжди менший за нормативне значення показників якості електроенергії, встановленого ДЕСТ. Виконання цієї умови повинне обов'язково контролюватися за допомогою вимірювальних приладів.

Аналогічні вимоги переносяться в договір між енергопостачальною організацією і споживачем. У договорі перша сторона зобов'язується підтримувати показники якості електроенергії на рівні, відповідному ГОСТ 13109-97, при виконанні другою стороною вимог по допустимому внеску. В тому, що стосується відхилень частоти і напруги, енергопостачальна організація всю відповідальність бере на себе і обмежень по якості електроенергії перед споживачем не ставить. Споживач, в свою чергу, не має права вносити спотворення по несинусоїдальності, несиметрії і коливанням напруги, що перевищують встановлений для нього допустимий внесок.

При невиконанні цих умов, тобто коли вимоги ГОСТ 13109-97 порушені, винна сторона несе відповідальність, якщо вона передбачена угодою електропостачання. Це може бути реалізовано тільки при контролі якості електроенергії в точці приєднання споживача і вимірюванні фактичного внеску споживача порівняно з його допустимим внеском.

У технічному відношенні якість електроенергії може бути забезпечена за умови, що енергопостачальна організація має в своєму розпорядженні резерв активної потужності, засоби регулювання напруги, має обладнання електричних мереж відповідно до встановлених вимог, систематично проводить контроль якості електроенергії.

Споживач повинен застосовувати справне обладнання і прилади, обладнання з нормованим рівнем завад, що вносяться їм, або



використовувати спеціальні засоби, що дозволяють обмежувати завади, які вносяться, і таким чином обмежувати свій вплив на якість електроенергії в точці приєднання [5].

## **2.4 Несинусоїдні режими в електричних мережах і їх вплив на якість електроенергії**

Однією з найгостріших проблем в електроенергетичних системах є проблема якості електроенергії. У сучасних електричних мережах пристрої силової електроніки охоплюють значну частину типових промислових, комунальних та побутових навантажень. З іншого боку, значна частина споживачів у таких мережах містить чутливі до спотворень напруги пристрої. Тому, без належного аналізу проблема якості електроенергії може бути згубною для силового обладнання: конденсаторів, трансформаторів чи двигунів. На сьогодні набули широкого розповсюдження електроприймачі, у конструкціях яких з метою раціонального перетворення енергії та вигідності керування використовуються силові напівпровідникові перетворювачі, які викликають суттєві спотворення струмів і напруг у системі живлення.

За оцінкою Європейського Інституту Міді, проблеми, пов'язані з якістю електроенергії в країнах Європейської Унії, коштують промисловості і бізнесу біля €150 мільярдів в рік. Подібні оцінки декларує Електроенергетичний дослідницький інститут (EPRI) у США, згідно з дослідженнями якого проблеми якості електроенергії викликали у США у 2001 році втрати, які оцінюються у \$120-180 мільярдів.

Чинний в Україні стандарт якості електроенергії в частині гармонік є практично недієвим в практиці експлуатації електричних мереж і однією з причин є незадовільний стан моніторингу несинусоїдних режимів. Це вказує на актуальність даного питання.

Усе більшу стурбованість на рівні оперативного керування та експлуатації викликає проблема відсутності ефективних та доступних засобів

моніторингу і оцінки якості електроенергії в електричних мережах та системах електропостачання [12].

Нелінійні навантаження – це навантаження, в яких струм і напруга пов'язані між собою нелінійною залежністю. Якщо навантаження має нелінійну вольт-амперну характеристику, то при прикладанні синусоїдної напруги струм в колі не буде синусоїдним.

В наш час споживачі з нелінійними характеристиками присутні практично в усіх живильних мережах. Це такі споживачі як дугові печі, контактні зварювальні установки, електроприводи з плавним регулюванням, керовані і некеровані тиристорні перетворювачі, системи безперебійного живлення, перетворювачі змінного струму в постійний, стартери та інші.

Явища, що виникають через наявність в мережі вищих гармонік можна умовно поділити на явища, викликані протіканням струмів гармонік, та явища, що виникають внаслідок прикладання несинусоїдної напруги.

Наявність гармонік у струмі призводить до перевантаження нульових проводів, перегріву обмоток трансформаторів, непередбачуваного спрацювання захисної автоматики, погіршення роботи високочастотного зв'язку, перевантаження конденсаторних батарей, додаткових втрат активної потужності і нагрівів, що викликані явищем поверхневого ефекту.

Наявність гармонік у нарузі призводить до спотворення синусоїди напруги, збільшення втрат в осердях трансформаторів і двигунів за рахунок вихрових струмів, пришвидшеного старіння ізоляції електрообладнання, погіршення роботи вимірних пристроїв.

Додаткові втрати потужності мають місце не лише в проводах, але й електричних машинах, трансформаторах, конденсаторах. Основна частина цих додаткових втрат в синхронних машинах припадає на демпферну та статорну обмотки, втрати в обмотці ротора, як правило, є меншими. Більшого впливу на двигуни завдають гармоніки нижчих порядків, в першу чергу, друга та третя гармоніки.

Облік електроенергії за несинусоїдних режимів також ускладнений у зв'язку зі значними похибками вимірювань. Найбільш поширеними є лічильники індукційної системи, вони мають від'ємну частотну похибку на частотах гармоніки. Залежно від типу навантаження можливим є «переоблік» чи «недооблік» електроенергії. Для лінійних споживачів, що живляться на нелінійній напрузі, характерним є «недооблік» електроенергії, а для нелінійних – «переоблік», тому можливі конфліктні ситуації між енергопостачальними організаціями та споживачами.

З розвитком промисловості та впровадження енергозберігаючих технологій кількість нелінійних споживачів в електричних мережах постійно зростає, а напруги та струми гармонік є змінними у часі внаслідок постійних змін конфігурації мережі та режимів навантажень, тому є доцільність неперервного контролю несинусоїдності режиму в електричній мережі. Проте вимірювання гармонік у розподільній електричній мережі вимагає спеціальних вимірних пристроїв, котрі рідко стаціонарно встановлюються на підстанціях через їх значну вартість.

Вирівнювання рівнів гармонік проводять не лише для контролю відповідності в електричній мережі показників якості чинним нормам, доцільно їх також проводити і на стадії проектування нових установок, підключення споживачів чи модернізації існуючих елементів у мережах з нелінійним навантаженням. Це потрібно, щоб визначити реальні спектри гармонік потужних нелінійних споживачів, що уже присутні в мережі [13].

## **Висновки до розділу 2**

У даному розділі розглянуто поняття якості електричної енергії. Якість електричної енергії – це сукупність її характеристик по частоті і напрузі, які називаються показниками якості електроенергії. Також наведені технічні засоби підвищення якості електроенергії, такі як використання компенсуючих установок, фільтрів вищих гармонік тощо.

Також представлений принцип забезпечення якості електричної енергії. Проаналізовано негативний вплив на несинусоїдні режими в електричних мережах.

### 3 БАЛАНС РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА ЙОГО ЗВ'ЯЗОК З НАПРУГОЮ

Генератори електростанцій виробляють активну і реактивну потужності. Активна потужність споживається електроприймачами, перетворюючись в теплову, механічну і інші види енергії. Реактивна потужність характеризує електроенергію, що перетворюється в енергію електричних і магнітних полів. В електричній мережі і електроприймачах відбувається процес обміну енергією між електричними і магнітними полями.

Потужність електрообладнання електроенергетичної системи (генератори, лінії електропередач, трансформатори, електроприймачі і т. п.) визначається його повною потужністю. Повна потужність  $S$  при синусоїдальній формі напруги і струму пов'язана з активною  $P$  і реактивною  $Q$  потужностями квадратичною залежністю  $S^2 = P^2 + Q^2$ . При цьому повна потужність, активна  $P = UI \cos \varphi$  і реактивна  $Q = UI \sin \varphi$ , де ( $U$  і  $I$  діючі значення синусоїдної напруги і струму;  $\varphi$  – кут між векторами напруги і струму).

У конденсаторах, кабелях і інших видах електрообладнання, яке характеризується ємнісним опором  $X_c$  і реактивною потужністю  $Q_c = \frac{U^2}{x_c}$ , створюються електричні поля. В індуктивних елементах системи, наприклад, в реакторах, трансформаторах, електродвигунах тощо, створюються магнітні поля. В цьому випадку реактивна потужність  $Q_L = I^2 x_L$ , визначається струмом  $I$  і індуктивним опором елемента  $X_L$ .

Ємнісний струм в елементах мережі типу конденсатора випереджає прикладену до нього напругу на 90 ел. град. Тоді потужність цього елемента  $Q_c = UI \sin(-\varphi) = -UI$  приймає знак мінус. В цьому випадку говорять, що цей елемент генерує реактивну потужність.

Індуктивний струм в елементах типу реактора або двигуна відстає від прикладеної до нього напруги на 90 ел. град. Тому потужність такого елемента  $Q_L = UI \sin \varphi$  має знак плюс. В цьому випадку говорять, що цей елемент електричної мережі споживає реактивну потужність.

Фактично по колу протікає змінний струм, миттєве значення якого визначається виразом  $i = I_m \sin(\omega t - \varphi)$ . Під дією цього струму на елементах кола встановлюється напруга  $u_a = U_m \cos \varphi \sin(\omega t - \varphi)$  – активна складова і  $u_p = U_m \sin \varphi \sin(\omega t - \varphi \pm \pi/2)$  – реактивна складова. Тут  $U_m$  і  $I_m$  амплітуди синусоїдних напруги і струму. При цьому потужність, споживана активними елементами електричного кола, визначається як функція часу за виразом  $p = i u_a = UI \cos \varphi [1 - \cos(2\omega t - \varphi)]$ , а реактивна потужність, яка споживається або генерується реактивними елементами, визначається як  $q = i u_p = \pm UI \sin \varphi \sin 2(\omega t - \varphi)$ . Лінійні діаграми, що відображають миттєві значення напруги і струму в активно-індуктивному колі, а також відповідні їм потужності приведені на рисунку 3.1.

Зауважимо, що миттєві значення “споживаної” в індуктивних елементах і “згенерованої” в ємнісних елементах реактивної потужності, в кожен момент часу мають протилежний знак, в чому і проявляється їх взаємокомпенсуюча дія.

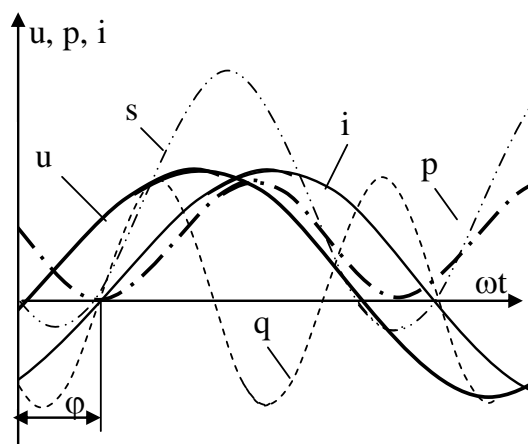


Рисунок 3.1 – Миттєві значення повної  $s$ , активної  $p$  і реактивної  $q$  потужностей в колі з активно-індуктивним навантаженням

В ЕЕС, що містить джерела і споживачів електричної енергії, у будь-який момент часу виконується закон збереження енергії. Відображенням цього закону є виконання балансу потужності. Вироблення і споживання електричної енергії на змінному струмі характеризуються передачею по електричній мережі як активної, так і реактивної потужності. Тому в кожен момент часу в ЕЕС існує баланс повної потужності. Ці умови можна записати так:

$$\sum P_z = \sum P_{cn} = \sum P_n + \sum \Delta P, \quad (3.1)$$

$$\sum Q_z = \sum Q_{cn} = \sum Q_n + \sum \Delta Q, \quad (3.2)$$

де  $\sum P_r$  – сумарна активна потужність електричних станцій без власних потреб;  $\sum Q_r$  – сумарна реактивна потужність джерел реактивної потужності (ДРП) (електричні станції, батареї конденсаторів, зарядна потужність ЛЕП);  $\sum P_{cn}$  і  $\sum Q_{cn}$  – сумарне споживання активної та реактивної потужностей;  $\sum P_n$  і  $\sum Q_n$  – сумарні активна та реактивна потужності навантаження;  $\sum \Delta P$  і  $\sum \Delta Q$  – сумарні втрати активної та реактивної потужностей в електричних мережах;.

Балансу реактивної потужності відповідає деякий рівень вузлових напруг. Оскільки передача потужності по електричній мережі супроводжується втратами напруги в її елементах, то напруги у вузлах мережі розрізнятимуться. Зміна будь-якої зі складових балансу призводить до зміни напруг в мережі: збільшення навантажень до зменшення напруги і навпаки.

Так само, як і по відношенню до активної потужності, ЕЕС можуть бути дефіцитними або надлишковими по реактивній потужності. При цьому дефіцитні ЕЕС характеризуються заниженими рівнями напруг. Дефіцит реактивної потужності в ЕЕС визначається тією частиною потужності джерел реактивної потужності, додавання якої в ЕЕС дозволить підняти вузлові

напруги до допустимих значень. Надлишок реактивної потужності, що генерується, викликає підвищення напруг. Цей надлишок реактивної потужності визначається тією величиною, на яку її потрібно зменшити, щоб ввести вузлові напруги в допустиму область. Дефіцитні і надлишкові ЕЕС можуть обмінюватися реактивною потужністю. Однак, передавати реактивну потужність з надлишкових в дефіцитних ЕЕС не завжди виявляється економічним, а у ряді випадків і неможливим через втрати реактивної потужності і напруги під час такої передачі.

Навантаження може мати як позитивний, так і негативний регулювальний ефект по відношенню до напруги. Проілюструвати це можна на прикладі простої схеми електричної мережі, представленої на рисунку 3.2. Нехай через аварії або з інших причин напруга  $U_2$  в кінці лінії знижується. Покажемо, що навантаження через свій позитивний регулюючий ефект підвищить напругу  $U_2$ . Напруга в кінці лінії можна представити в такому вигляді:

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{P_2 r + Q_2 x}{U_2},$$

де  $P_2$  та  $Q_2$  – активна і реактивна потужності в кінці лінії;  $r$  та  $x$  – активний і реактивний опори лінії.

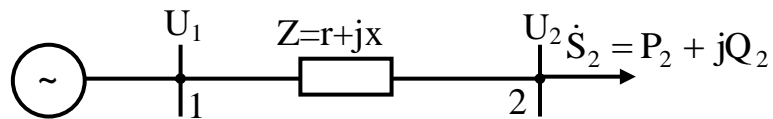


Рисунок 3.2 – Схема простої електричної мережі

При пониженні  $U_2$  відповідно до статичних характеристик (рисунок 3.3) будуть зменшитися значення  $P_2$  і  $Q_2$ , а також, отже, зменшуватимуться втрати, а значення  $U_2$  внаслідок цього збільшуватиметься. Зростання  $U_2$  при зменшенні  $\Delta U$  зрозуміле з приведеної вище формули в припущенні, що  $U_1$  підтримується постійним. Все це справедливо у разі, коли



$$U > U_{кр} = (0,7 \div 0,8)U_{ном}. \quad (3.3)$$

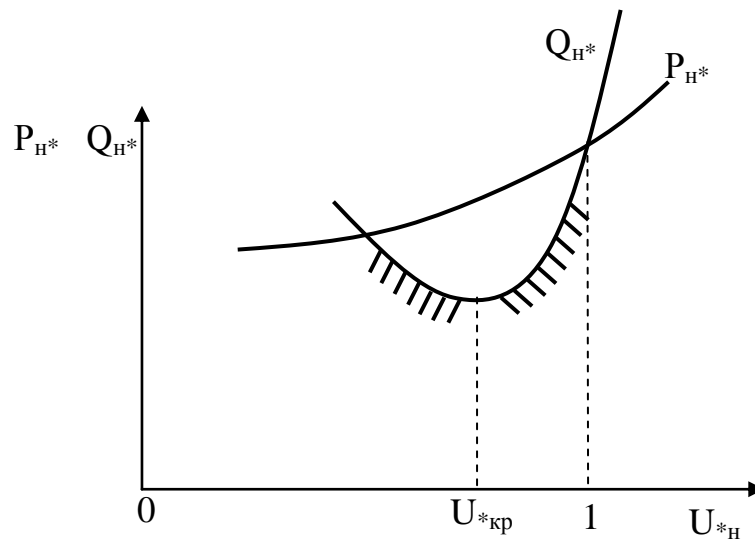


Рисунок 3.3 – Статичні характеристики навантаження

Навантаження має позитивний регулюючий ефект при  $U > U_{кр}$  і негативний регулюючий ефект при  $U < U_{кр}$ . У останньому випадку пониження  $U_2$  викликає зростання споживаної реактивної потужності  $Q_2$ , відповідно велика реактивна потужність протікає і по лінії. Це викликає збільшення втрат напруги в лінії, отже, зменшується напруга в кінці лінії у споживача. Відповідно до статичної характеристики при  $U < U_{кр}$   $Q_2$  знову зростає. Це приводить до додаткового пониження  $U_2$  і т.д. Виникає явище, зване лавиною напруги. При такій аварії зупиняються асинхронні двигуни. Реактивна потужність асинхронних двигунів зростає, баланс  $Q$  порушується. Причому  $\sum Q_{cn} \gg \sum Q_2$ , що в свою чергу приводить до пониження  $U$ . Зупинити зниження напруги при цій аварії можна, лише вимкнувши навантаження. Тепер застосовуються автоматичні регулятори збудження (АРЗ) на генераторах і потужних синхронних двигунах, що стабілізують напругу, тому напруга в системі не знижується нижче критичного значення [3].

### **Висновки до розділу 3**

В даному розділі розглянутий зв'язок балансу реактивної потужності з напругою. Балансу реактивної потужності відповідає деякий рівень вузлових напруг. Оскільки передача потужності по електричній мережі супроводжується втратами напруги в її елементах, то напруги у вузлах мережі розрізнятимуться. Зміна будь-якої зі складових балансу призводить до зміни напруг в мережі: збільшення навантажень до зменшення напруги і навпаки.

#### 4 АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ НАПРУГИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ З РПН

Сучасні потужні понижувальні трансформатори обладнуються пристроями перемикання відгалужень їх обмоток під навантаженням (РПН) і повинні поставлятися заводами разом з автоматичними регуляторами коефіцієнта трансформації. Основні особливості автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації обумовлюються дискретністю його зміни під час перемикання відгалужень обмоток і відносною складністю і інерційністю процесу перемикання.

Основними особливостями автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації є:

- дискретність дії регулятора, нечутливість до змін напруги, менших ступені регулювання і до спотворень форми кривої напруги гармоніками;
- діє з великою витримкою часу для запобігання перемиканням при короткочасних змінах напруги при пусках і самозапущах електродвигунів, віддалених к. з. і в інших випадках;
- необхідність зустрічного (вірніше, узгодженого) регулювання напруги на шинах підстанції, тобто регулювання з негативним статизмом, що необхідне для підтримки напруги у споживача на незмінному рівні при зростанні навантаження.

Вказані особливості обумовлюють відповідні вимоги до вимірювальної частини автоматичних регуляторів коефіцієнтів трансформації, а саме:

- реагування на середнє значення випрямленої напруги;
- релейність дії з зоною нечутливості вимірювального органу напруги;
- високий (близький до одиниці) коефіцієнт відпуску (повернення) релейних елементів;
- необхідність введення у вимірювальний орган напруги сигналу по струму навантаження для установки негативного статизма.

Високий коефіцієнт повернення необхідний для забезпечення можливої точності регулювання шляхом максимального наближення зони нечутливості регулятора до ступені регулювання. На рисунку 4.1 показані номінальна напруга на шинах  $U_{\text{ном}}$ , ступінь регулювання  $\Delta U_{\text{ст}}$ , зона нечутливості  $\delta U$  і напруга спрацьовування  $\Delta U_c$  і повернення  $\Delta U_{\text{п}}$  елементів вимірювального органу, що обумовлюють дію регулятора на підвищення напруги ( $\Delta U_{\text{с п}}$ ;  $\Delta U_{\text{п}}$ ) і його зниження ( $\Delta U_{\text{с з}}$ ;  $\Delta U_{\text{п з}}$ ).

Необхідною умовою настройки регулятора є співвідношення  $\delta U > \Delta U_{\text{ст}}$  і  $2\Delta U_{\text{п}} > \Delta U_{\text{ст}}$ . З урахуванням коефіцієнта запасу  $k_3 = 1,05 \div 1,1$  напруга повернення  $\Delta U_{\text{п}} = k_3 \Delta U_{\text{ст}} / 2$ , а з врахуванням коефіцієнта повернення  $k_{\text{п}} = \Delta U_{\text{п}} / \Delta U_c$  напруга спрацьовування  $\Delta U_c = k_3 / k_{\text{п}} \Delta U_{\text{ст}} / 2$ . Таким чином, зона нечутливості регулятора

$$\delta U = 2\Delta U_c = \frac{k_3}{k_{\text{п}}} \Delta U_{\text{ст}} \quad (4.1)$$

тим ближче до ступені регулювання  $\Delta U_{\text{ст}}$ , чим ближче до одиниці коефіцієнт повернення.

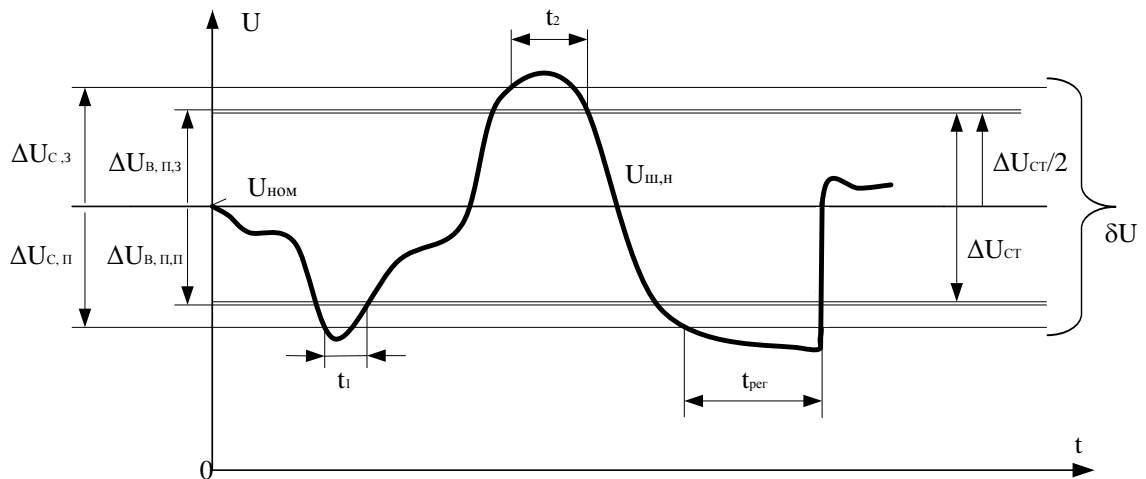


Рисунок 4.1 – Графіки, що ілюструють особливості автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора з РПН

Графік зміни напруги (рисунок 4.1) показує, що при змінах напруги з виходами за межі зони нечутливості на якийсь час  $t_1$  або  $t_2$  менше витримки

часу  $t_{\text{рег}}$  регулятора, перемикання відгалужень не відбувається; на рисунку показано і зміна напруги на  $\Delta U_{\text{ст}}$  при дії регулятора, якщо  $t \geq t_{\text{рег}}$ . При невиконанні умови (4.1) відбувалися б численні перемикання відгалужень обмоток то у бік підвищення, то у бік зниження напруги, тобто автоматичне регулювання було б нестійким.

Складність процесу перемикання відгалужень обмоток, необхідність забезпечення узгодженої дії трьох однофазних пристроїв РПН, шести однофазних або два трифазних пристроїв РПН при перемиканнях відгалужень обмоток двох паралельно працюючих трансформаторів і відносно висока вірогідність появи відмов в складних електромеханічних пристроях обумовлюють ще дві особливості автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації, а саме: одноразовість і імпульсність регулюючої дії і необхідність автоматичного контролю завершення процесу перемикання і справності автоматичної системи регулювання в цілому.

Регулювальні пристрої (РП) (трансформатори і автотрансформатори з РПН, лінійні регулятори, джерела реактивної потужності) в ЕЕС, де паралельно працюють мережі різної напруги, суттєво відрізняються за мірою впливу на значення критерію оптимальності і рівні напруги. Тобто, вони мають різний регулювальний ефект. Для ефективного використання РП в ЕЕС необхідно оцінювати їх реальні можливості впливати на перетоки потужності і рівні напруги, а також враховувати їх технічний стан. З цією метою формується відповідним чином цільова функція і виконується техніко-економічний аналіз оптимальних рішень, за результатами якого визначаються настроювальні параметри системи керування.

Задача оптимального керування режимами ЕЕС за напругою і реактивною потужністю формулюється:

мінімізувати

$$F = \Delta P(x, u) + P(\delta U) + P(\omega) + \sum_{i \in S} \Psi_i \quad (4.2)$$

за умов

$$V(x, u) = 0 ; \quad x \in M_x ; \quad u \in M_u , \quad (4.3)$$

де  $\Delta P(x, u)$  – сумарні втрати активної потужності в ЕС, які залежать від параметрів режиму  $x$  і параметрів РП  $u$ ;  $P(\delta U)$  – потужність, еквівалентна збитку користувачів через відхилення напруги;  $P(\omega)$  – потужність, еквівалентна збитку через недовідпуск електроенергії, який викликаний відмовами регулюючих пристроїв;  $\Pi_1$  – штрафна функція, яка вводиться для врахування залишкового ресурсу регулюючих пристроїв, у тому числі кількості перемикачів пристроїв РПН трансформаторів ( $s$  – кількість регулюючих пристроїв);  $V(x, u)$  – рівняння зв'язку (рівняння законів Кірхгофа, вузлові або контурні рівняння);  $M_x$  – область допустимих значень залежних змінних  $x$ ;  $M_u$  – область можливих значень незалежних змінних  $u$  (керуючі змінні – коефіцієнти трансформації трансформаторів, потужності ДРП і т.д.).

Розв'язок сформульованої таким чином задачі оперативного керування містить оптимальні значення параметрів, які не вимагають подальшого аналізу й оцінки диспетчером щодо доцільності їх практичної реалізації. Оцінка надійності, чутливості і якості напруги, виконується вже в процесі оптимізаційних розрахунків. Узагальнені в виді законів керування ці результати можуть реалізовуватися системою автоматичного регулювання нормальними режимами ЕЕС. Вироблені нею керуючі впливи також скоординовані з врахуванням надійності окремих регулюючих пристроїв і ранжовані відповідно до чутливості критерію оптимальності і регулюючого ефекту (ступеня впливу на критерій оптимальності).

Розв'язок прямої задачі чутливості оптимального керування дозволяє оцінити ефективність кожного перемикачання регульовального пристрою і сформувати групи трансформаторів, які різняться за впливом зміни їх коефіцієнтів трансформації на втрати активної потужності в ЕЕС, а відповідно і на втрати напруги. Задачі чутливості зручно розв'язувати у відносних одиницях (критеріальній формі функції), де за базу приймають

оптимальне значення критерію оптимальності  $F_{\min}$ .

Відносне значення додаткових еквівалентних втрат активної потужності в електричній мережі визначається:

$$\delta F_{*_{\partial\partial\partial}} = \frac{\delta F_{\partial\partial\partial}}{F_{\min}} = \frac{F - F_{\min}}{F_{\min}} = F_* - 1, \quad (4.4)$$

де  $F$  – поточне значення втрат.

Маючи аналітичний вираз для визначення втрат з врахуванням збитку через відхилення напруги в навантажувальних вузлах, можна оцінити відносний вплив того або іншого регулювального пристрою на процес оптимізації і визначити міру їх впливу на режим системи.

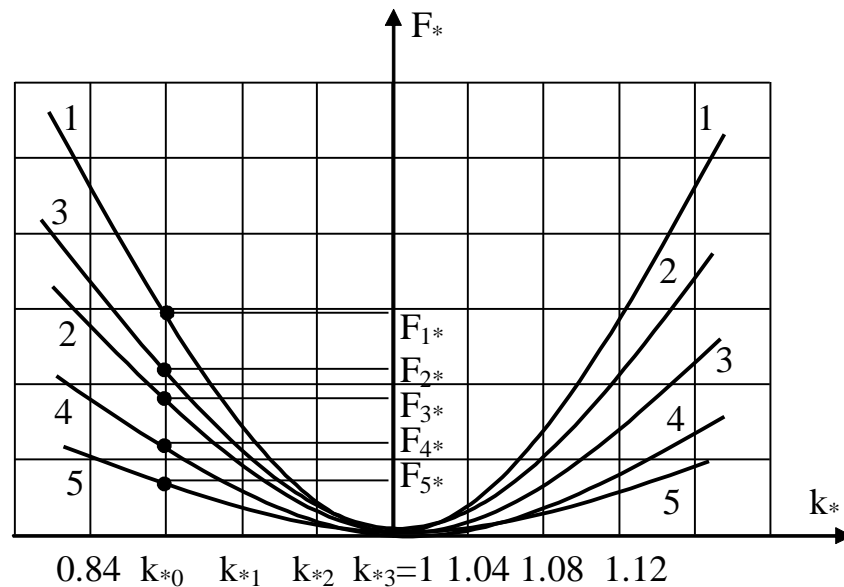


Рисунок 4.2 – Залежність еквівалентних втрат активної потужності від коефіцієнтів трансформації ( $k_{*0}$ ,  $k_{*1}$ ,  $k_{*2}$ ,  $k_{*3}$  – коефіцієнти трансформації, що відповідають кількості перемикань 0, 1, 2, 3)

Наприклад, трансформатори 4, 5, критеріальні співвідношення для яких подані на рисунку 5.2, мають незначний вплив на величину втрат потужності. Зміна їх коефіцієнтів трансформації в широкому діапазоні практично не змінює втрати в мережі. Як видно з рисунку 5.2  $F_{*4}$  і  $F_{*5}$  несуттєво відрізняються від оптимального значення. Водночас їх інтенсивне використання буде призводити до зносу пристроїв регулювання без збільшення ефективності функціонування системи за критерієм

оптимальності. Отже, трансформатори 4 і 5 доцільно виділити в групу, основною задачею якої є введення режиму в допустиму за напругою область. Керування даною групою трансформаторів доцільно здійснювати в короткостроковому режимі керування. Оперативну корекцію режиму з метою мінімізації втрат потужності в ЕЕС доцільно реалізувати за допомогою зміни відгалужень обмоток трансформаторів 1, 2 і 3 (див. рисунок 4.2).

Якщо за вихідний прийняти режим, який відповідає коефіцієнтам трансформації  $k_*^0$ , то насамперед варто здійснювати регулювання коефіцієнта трансформації першого трансформатора, потім третього. Здійснення оперативної корекції режиму саме цими трансформаторами найбільш ефективно як з погляду максимального ступеня наближення до оптимального режиму, так і з позиції мінімального зносу обладнання за максимальної ефективності регулювання. Після того, як пристроями РПН трансформаторів 1 і 3 буде виконане необхідне число перемикачів (в даному випадку по три:  $k_*^0 \rightarrow k_*^1 \rightarrow k_*^2 \rightarrow k_*^3$ ), можна здійснювати подальше зниження втрат потужності шляхом зміни коефіцієнтів трансформації трансформатора 2.

Апроксимували вираз для цільової функції у відносних одиницях у вигляді позинома

$$F_* = ak_*^\alpha + bk_*^\beta, \quad (4.5)$$

можна визначити ефективність впливу (регульовальний ефект) кожного пристрою РПН на процес оптимізації режиму за напругою і реактивною потужністю в аналітичному вигляді. Для цього, задаючись значеннями  $k_{*j}$  j-го трансформатора, за виразами (4.4) і (4.5) визначаються додаткові втрати при невідповідності поточного і оптимального режимів

$$\delta F_{*j} = a_j k_{*j}^{\alpha_j} + b_j k_{*j}^{\beta_j}. \quad (4.6)$$

Змінюючи  $k_{*j}$  на один ступінь регулювання, можна отримати оцінку ефективності кожного перемикачів відгалужень обмоток трансформаторів з врахуванням нелінійності характеристик  $F_* = f(k_*)$ :



$$\Delta F_{*don_j}^{0-1} = \delta F_{*don_j}^0 - \delta F_{*don_j}^1 = a_j k_{*j0}^{\alpha_j} + b_j k_{*j0}^{\beta_j} - 1 -$$

$$-a_j k_{*j1}^{\alpha_j} - b_j k_{*j1}^{\beta_j} + 1 = a_j k_{*j0}^{\alpha_j} \left[ 1 - \left( \frac{k_{*j1}}{k_{*j0}} \right)^{\alpha_j} \right] + b_j k_{*j0}^{\beta_j} \left[ 1 - \left( \frac{k_{*j1}}{k_{*j0}} \right)^{\beta_j} \right]. \quad (4.7)$$

При необхідності додаткові втрати можуть бути визначені в іменованих одиницях відповідно до (4.4):

$$\delta F_{\text{доо}j} = \delta F_{*dooj} \cdot F_{\min}.$$

Таким чином, розв'язок прямої задачі чутливості дозволяє визначити доцільність і ефективність коригування керуючих змінних. Запропонована методика може бути використана для оперативного керування режимом електричної системи за напругою і реактивною потужністю, оскільки для отримання оцінки ефективності оптимального керування не потрібно робити громіздких і складних обчислень.

Для розв'язування задачі на етапі короткострокового планування режимів здійснюється виділення групи трансформаторів, які беруть участь в оперативному коригуванні режиму. Для цих трансформаторів і визначаються коефіцієнти позиномів (4.5).

В залежності від ефективності впливу тих або інших регулювальних пристроїв на величину додаткових втрат активної потужності задається пріоритет на спрацьовування пристроїв АКУФТ за допомогою встановлення різних часових затримок.

Дискретність параметрів регулювальних пристроїв, неповнота вихідної інформації, неточність даних про параметри електричної системи призводить до необхідності введення зони нечутливості втрат, викликаних неоптимальністю режимів ЕЕС, до відхилення керувальних змінних від їх оптимальних значень. Регулювання без врахування такої зони нечутливості по втратах призводить до необґрунтовано великого числа перемикань. Ця обставина потребує розв'язання зворотної задачі чутливості оптимального рішення, метою якої є визначення області допустимих відхилень коефіцієнтів

трансформації трансформаторів при заданому допустимому відхиленні втрат від їх оптимального значення (рисунок 4.3).

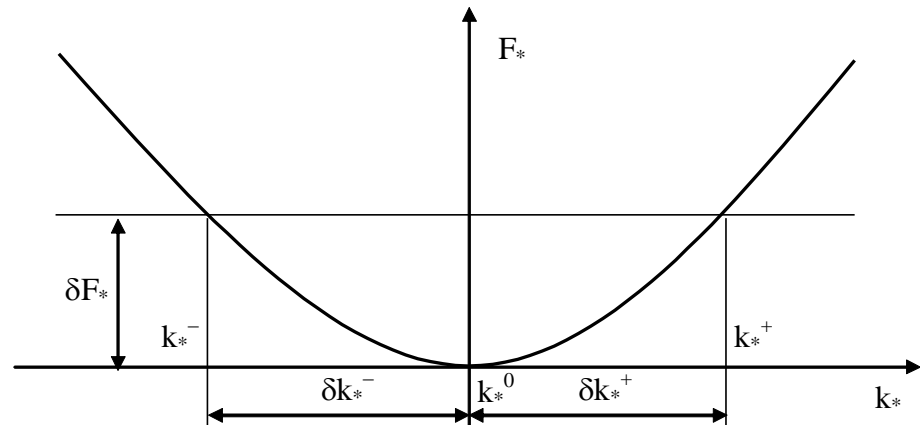


Рисунок 4.3 – Зворотна задача чутливості ( $\delta k_*^-$ ,  $\delta k_*^+$  – нижнє і верхнє відхилення коефіцієнтів трансформації від їх оптимальних значень)

Для розв'язання зворотної задачі скористаємося критеріальним співвідношенням  $\delta F_* = f(k_*)$ . Граничні значення коефіцієнтів трансформації  $k_*^-$  і  $k_*^+$  (рисунок 4.2) в цьому випадку отримаємо з розв'язку такої задачі: мінімізувати допоміжну функцію

$$\Delta f = \{\delta F_{*\text{доп}} - \delta F_*\} \rightarrow \min \quad (4.8)$$

за умов, що

$$\delta F_{*\text{доп}} = ak_{*j}^\alpha + bk_{*j}^\beta - 1, \quad (4.9)$$

де  $\delta F_*$  – зона нечутливості втрат.

Величина  $\delta F_*$  залежить від похибки вихідної інформації, обумовленої засобом її отримання (за даними телевимірювань або добової відомості), і призначається інженером з режимів, виходячи з досвіду експлуатації електричної системи і системи керування нормальними режимами.

Підставивши в (4.8) вираз (4.9), отримаємо рівняння для визначення граничних значень коефіцієнтів трансформації:

$$ak_{*j}^\alpha + bk_{*j}^\beta - 1 - \delta F_* = 0, \quad (4.10)$$

звідки

$$1 + \delta F_* = ak_{*j}^\alpha + bk_{*j}^\beta. \quad (4.11)$$

В результаті поділу обох частин рівняння (4.11) на  $1 + \delta F_*$  отримаємо:

$$1 = \frac{a}{1 + \delta F_*} k_{*j}^\alpha + \frac{b}{1 + \delta F_*} k_{*j}^\beta, \quad (4.12)$$

де  $\pi_1 = \frac{a}{1 + \delta F_*} k_{*j}^\alpha$  і  $\pi_2 = \frac{b}{1 + \delta F_*} k_{*j}^\beta$  відносні частки складових цільової

функції (критерії подібності).

Як видно з (4.12)

$$\pi_1 + \pi_2 = 1. \quad (4.13)$$

Останнє рівняння є виразом умови нормалізації.

З (4.12) витікає, що між  $\pi$  і  $k_{*j}$  існує прямий зв'язок:

$$\left. \begin{aligned} k_{*j}^- &= \left( \pi_1 \cdot \frac{1 + \delta F_*}{a} \right)^{1/\alpha} ; \\ k_{*j}^+ &= \left( \pi_2 \cdot \frac{1 + \delta F_*}{b} \right)^{1/\beta} . \end{aligned} \right\} \quad (4.14)$$

Критерії подібності  $\pi_1$  і  $\pi_2$  можуть бути знайдені за допомогою критеріального методу, реалізованого в програмному комплексі АЧП.

Таким чином, при заданому значенні зони нечутливості за критерієм оптимальності  $\delta F_*$  зона рівноеконічних значень коефіцієнтів трансформації лежить в межах  $k_{*j}^- \div k_{*j}^+$  для  $j$ -го регульованого трансформатора.

Зворотна задача чутливості зазвичай розв'язується щодо однієї керованої змінної при оптимальних значеннях інших коефіцієнтів трансформації. Порядок перебору змінних при цьому доцільно вибрати таким, щоб у першу чергу аналізувати ті коефіцієнти трансформації, зміна яких найменше позначається на зміні значення втрат потужності.

Якщо розраховане значення коефіцієнта трансформації в інтервал  $k_{*j}^- \div$

$k_{*j}^+$ , то зміна відгалужень недоцільна. В протилежному випадку  $k_{*j}$  варто змінити на значення, достатнє для введення його в область допустимих значень. Слід зазначити, що під час реалізації розглянутого підходу досягається компроміс між прагненням зменшити додаткові втрати потужності в ЕЕС і забезпеченням надійності і якості електропостачання споживачів. Це дозволяє реалізувати закон керування конкретними регулювальними пристроями з врахуванням їх надійності.

#### **Висновки до розділу 4**

В даному розділі розглянуто автоматизацію оптимального керування напруги трансформаторами з РПН. Основні особливості автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації обумовлюються дискретністю його зміни під час перемикання відгалужень обмоток і відносною складністю і інерційністю процесу перемикання.

## **5 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ ТА АЛГОРИТМІВ ОПТИМІЗАЦІЇ НОРМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ НА ПРИКЛАДІ ПІВДЕННО-ЗАХІДНОЇ ЕЕС**

В електроенергетичних системах, об'єднаних на паралельну роботу міжсистемними зв'язками, через неоднорідність їх електричних мереж спостерігаються додаткові втрати потужності. Для оцінювання зазначеної складової втрат та оптимізації нормальних режимів ЕЕС за різними критеріями в роботі існує сукупність математичних моделей і методів. Розроблені алгоритми розв'язання оптимізаційних задач були використані для розширення можливостей програмного комплексу «ВТРАТИ».

### **5.1 Особливості реалізації модулю комплексної оптимізації нормальних режимів електроенергетичних систем.**

Розроблений програмний засіб призначений для вирішення комплексу оптимізаційних задач, пов'язаних з підвищенням ефективності експлуатації ЕЕС:

- оптимізація нормальних режимів ЕЕС за активними потужностями;
- оптимізація нормальних режимів ЕЕС за реактивними потужностями;
- оптимізація нормальних режимів ЕЕС за рівнями напруг у керованих центрах живлення;
- оптимізація перетоків реактивної та активної потужності за рахунок коригування комплексних коефіцієнтів трансформації трансформаторів.

Зазначені задачі можуть розв'язуватися незалежно та у комплексі, що не підвищує складності і не погіршує якості отриманих розв'язків, оскільки їх вирішення задач виконується від глобального екстремуму цільової функції, отриманого згідно принципу найменшої дії. Відмінність розв'язання задач полягає у переліку доступних для коригування незалежних змінних і,

відповідно, ступенем відхилення оптимального розв'язку від глобального екстремуму функції.

Вікно налагоджувальних параметрів модулю комплексної оптимізації нормальних режимів ЕЕС подано на рисунку 5.1 (такі налагодження відповідають розв'язанню задачі комплексної оптимізації нормального режиму ЕЕС з урахуванням статичних характеристик вузлів навантаження).

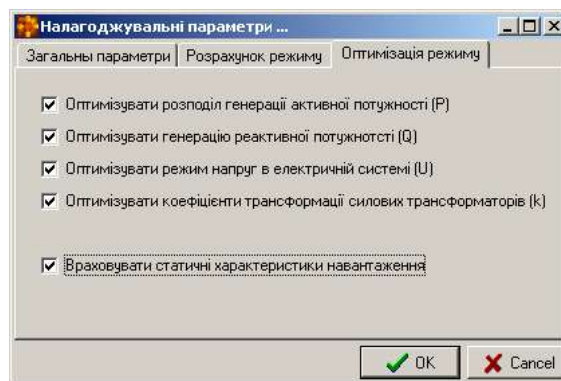


Рисунок 5.1 – Вікно налагоджувальних параметрів модулю комплексної оптимізації нормальних режимів ЕЕС

Для спрощення розв'язання поданого вище переліку оптимізаційних задач у модулі поєднано моделювання нормальних режимів ЕЕС на підставі методу вузлових напруг у декартових та у полярних координатах (рисунок 5.2), оскільки кожен з підходів має переваги на окремих етапах вирішення задачі. Так для оптимізації нормального режиму за напругами у центрах живлення доцільно використовувати модель у полярних координатах, оскільки там модулі напруг фігурують у явному вигляді і є можливість врахування особливостей окремих центрів живлення (станцій опорних по частоті, балансувальних по реактивній потужності, з контрольованими модулями та фазами напруги тощо).

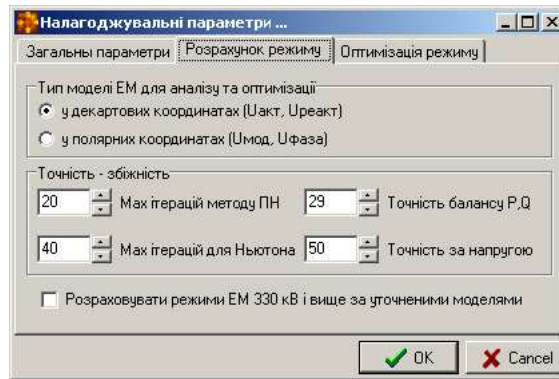


Рисунок 5.2 – Вікно налагоджувальних параметрів моделювання нормальних режимів ЕЕС

Для врахування особливостей функціонування центрів живлення ЕЕС, модуль оптимізації передбачає можливість використання чотирьох типів базисно-балансувальних вузлів (рисунок 5.3):

- базисний вузол, для якого задається модуль та фаза напруги (станція опорна по частоті в даній ЕЕС);
- вузол схеми, балансувальний по реактивній потужності (задаються активне генерування та модуль напруги);
- вузол схеми, балансувальний по активній потужності (задаються реактивне генерування та модуль напруги);
- вузол схеми, для якого контролюються параметри активного та реактивного генерування/споживання, а також модуль напруги (вузли, надлишково оснащені засобами телевимірювань).

Параметри базисного та балансувальних вузлів

Межі зміни активної  $P$ , реактивної  $Q$  генерації та напруги  $U$  можуть задаватися лише максимальними значеннями.  
 Типи балансувальних вузлів: 1 - базисний вузол ( $U, \Delta$ ); 2 - балансувальний по  $Q$  ( $P, U$ );  
 3 - балансувальний по  $P$  ( $Q, U$ ); 4 - вузол з фіксованими параметрами ( $P, Q, U$ ).

N вузла	Напруга, кВ	Фаза, град	$P_{min}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{min}$ , МВар	$Q_{max}$ , МВар	$U_{min}$ , кВ	$U_{max}$ , кВ	Тип (1-4)
1	322		200.0	600.0	20.0	800.0	730.0	765.0	1
2	808				100.0	480.0			4
3	809				100.0	480.0			4

Рисунок 5.3 – Вікно налагодження параметрів базисно-балансувальних вузлів заступної схеми ЕЕС

Використовуючи розроблений модуль комплексної оптимізації нормальних режимів ЕЕС було виконано обчислювальний експеримент з метою підтвердження ефективності моделей та алгоритмів на прикладі реальної схеми ЕЕС 110-750 кВ Південно-Західної електроенергетичної системи.

## **5.2 Комплексна оптимізація нормального режиму на прикладі фрагменту схеми Південно-Західної ЕЕС**

З метою перевірки ефективності розроблених методів та алгоритмів комплексної оптимізації нормальних режимів ЕЕС виконано розрахунки нормального усталеного режиму, оптимізацію режиму за напругою та коефіцієнтами трансформації, оптимізацію режиму за активними потужностями джерел, а також комплексну оптимізацію режиму на прикладі фрагменту схеми Південно-Західної ЕЕС (ПЗЕС) 110-750 кВ, поданої на рисунку 5.4. До нього входить 32 вузли, 39 віток та 10 трансформаторних зв'язків.

На схемі виділено 4 взаємопов'язаних електричних системи: ПЗЕС 330-750 кВ, вузли Західної ЕЕС (ЗЕС), Центральної ЕЕС (ЦЕС) та Дніпровської ЕЕС (ДнЕС). Файл початкових даних для розрахунку подано у додатку В (таблиця В.1).

Для підтвердження адекватності моделювання нормального режиму ЕЕС за допомогою програмного комплексу (ПК) «ВТРАТИ» було виконано порівняння отриманих результатів з результатами, отриманими на підставі програмного комплексу «ГРАФСКАНЕР» (таблиця В.2) (останній використовується у службах режимів переважної більшості регіональних ЕЕС України). Співставлення результатів роботи ПК «ВТРАТИ» (таблиця В.3) та ПК «ГРАФСКАНЕР» (таблиця В.2) дозволяє говорити про достатню адекватність результатів, оскільки:



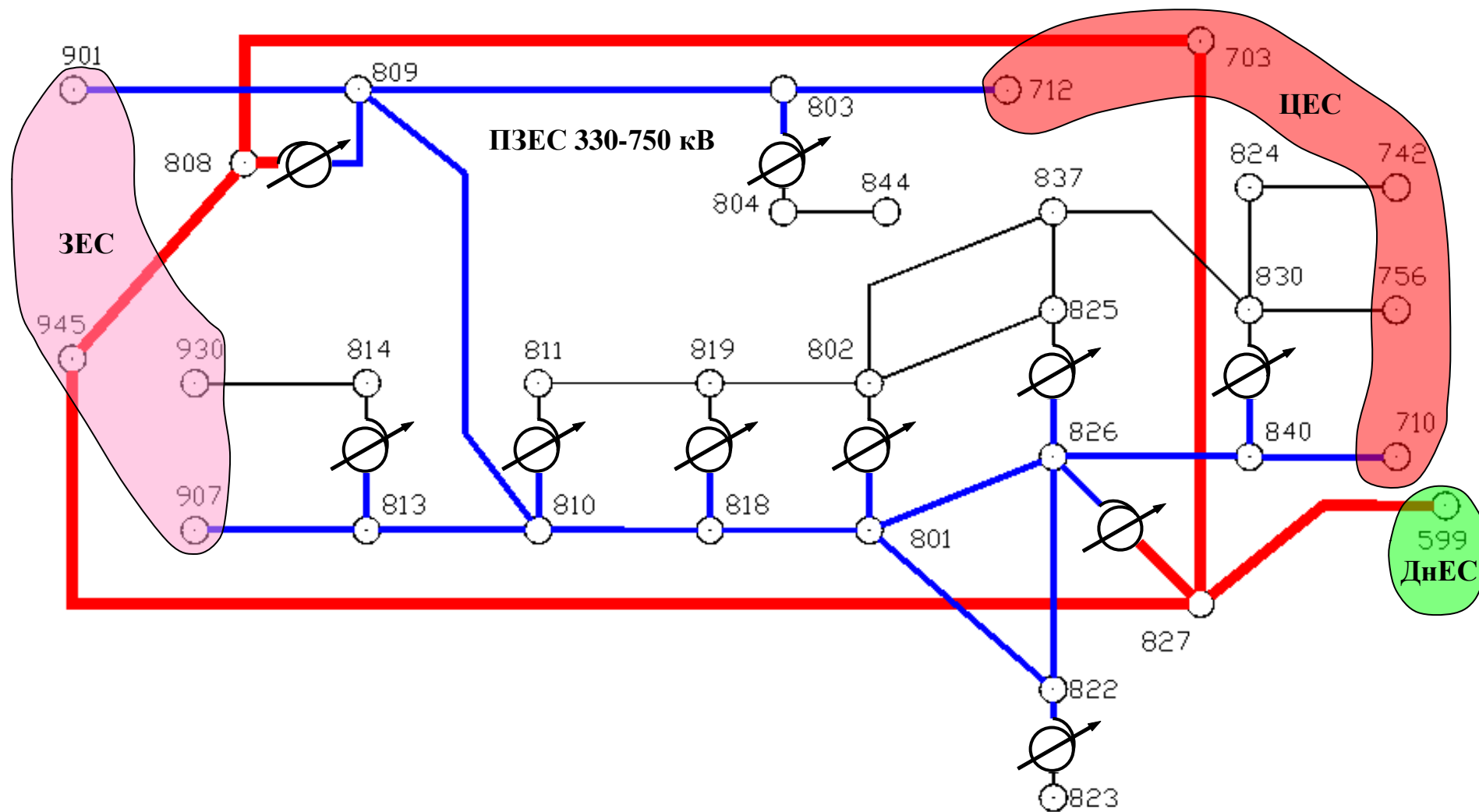


Рисунок 5.4 - Фрагмент схемы ПЗЭС 110-750 кВ

- відхилення результатів визначення перетоків активної потужності по окремих вітках схеми не перевищує 6%;
- відхилення результатів визначення напруг по вузлах схеми не перевищує 3%;
- відхилення результатів визначення сумарних втрат електроенергії не перевищило 1%.

З аналізу результатів розрахунку нормального усталеного режиму (таблиця В.3) видно, що в даному прикладі сукупні втрати потужності становлять  $\Delta \dot{S} = 38,63 + j500,59$  МВА, а найбільша їх частка припадає на ЛЕП 330-750 кВ (92,1% від сукупних). Отже, ефективними є заходи, що супроводжуються перерозподілом перетоків активної та реактивної потужності в лініях електропередачі ЕЕС.

Використовуючи розроблений модуль комплексної оптимізації ПК «ВТРАТИ», було розраховано оптимальний режим для ЕЕС 110-750 кВ за напругою та коефіцієнтами трансформації (таблиця В.4). З результатів видно, що за рахунок коригування лише поздовжніх коефіцієнтів трансформації, а отже перетоків реактивної потужності в ЕЕС можна отримати зменшення втрат до 36,12 МВт, тобто на 6,5%. Зазначений ефект досягається за рахунок 24 перемикачів РПН трансформаторів, тобто середня ефективність одного перемикачів становить більше 0,1 МВт на перемикачів. Слід зазначити, що відносне зниження втрат потужності у мережах 330-750 кВ та 35-110 кВ є різним, оскільки за рахунок оптимізації коефіцієнтів трансформації відбувається часткове розвантаження електричних мереж нижчих класів напруги. Виходячи з цього зменшення втрат потужності в ЕМ 330-750 кВ становить біля 4%, а в ЕМ 110 кВ – близько 40% (співставлення таблиць В.3 та В.4).

З результатів розрахунку також видно, що за рахунок перерозподілу перетоків реактивної потужності покращився режим напруг, особливо у вузлах ЕМ 110 кВ.

Далі було виконано обчислювальний експеримент з оптимізації розподілу

активної потужності між джерелами енергії. В якості незалежних оптимізованих змінних задачі було прийнято потужність генерування Ладжинської ТЕС (вузол 822) та потужність, що надходить з підстанції «Рівне - 330» (вузол 901) від Західної ЕЕС. На потужність генерування Ладжинської ТЕС було накладено технологічні обмеження  $200\text{МВт} \leq P_{\text{ген}} \leq 600\text{МВт}$ , а надходження з боку вузла 901 було прийнято необмеженими. Результати оптимізації розподілу активної потужності подано у додатку В (таблиця В.5) (процес оптимізації було завершено, оскільки одною з незалежних змінних (потужністю генерування Ладжинської ТЕС) було досягнуто границю діапазону припустимих значень.

З аналізу результатів видно, що за рахунок перерозподілу активного генерування між зазначеними джерелами, тобто перетоків активної потужності в ЕЕС, можна отримати зменшення втрат до 34,51 МВт, тобто на 10,64%. Зазначений ефект досягається за рахунок збільшення генерування Ладжинської ТЕС на 71,01 МВт. Таким чином, ефективність керування може бути оцінена, як 0,06 МВт на МВт генерування.

З результатів (таблиця В.5) видно, що оптимізація перетоків активної потужності є більш ефективною з огляду на зменшення втрат потужності в ЕЕС, однак і більш затратною, оскільки потребує керувальних впливів, які пов'язані зі зменшенням економічності виробництва електроенергії на ТЕС. Слід також зазначити, що відносне зниження втрат для даної оптимізаційної задачі зсувається у бік мереж 330-750 кВ, оскільки в основному має місце перерозподіл перетікань активної потужності в цих мережах. Виходячи з цього зменшення втрат потужності в ЕМ 330-750 кВ становить біля 9% (для оптимізації перетоків реактивної потужності – біля 4%), а в ЕМ 110 кВ – близько 40% (співставлення таблиць В.3 та В.5).

Виконавши відповідні налагодження, було виконано обчислювальний експеримент з комплексної оптимізації нормального режиму ЕЕС 110-750 кВ. В якості обмежень на параметри використовувалися технологічні обмеження на генерування Ладжинської ТЕС, а також обмеження на РПН трансформаторів

зв'язку електричних станцій та системних підстанцій. Результати оптимізаційного розрахунку подано у таблиці В.6. З них видно, що незалежно від постановки задачі, враховуючи особливість методу пошуку оптимального рішення (рух від екстремального значення цільової функції до оптимального) результати оптимізації потужностей джерел енергії практично не змінилися. Очевидно, визначальну роль тут зіграло обмеження на потужність генерування Ладжинської ТЕС.

Результати оптимізації режиму ЕЕС по коефіцієнтах трансформації змінилися несуттєво (порівняно з результатами оптимізації перетоків реактивної потужності (таблиця В.4)), у межах чотирьох перемикачів на трансформаторах підстанцій, що розташовані у межах одного зв'язку з ТП «Рівне - 330» (порівняння таблиці В.6 та В.4).

Аналізуючи можливий ефект від реалізації результатів оптимізаційних розрахунків видно, що за рахунок комплексної оптимізації режиму ЕЕС 110-750 кВ ПЗЕС можна досягти зменшення втрат потужності у характерному режимі з 38,62 МВт до 31,91 МВт, тобто зниження втрат становить 6,71 МВт (17,37%). Слід зазначити, що на сукупний ефект окремі незалежні змінні мають різний вплив. Критерій оптимальності – еквівалентні втрати потужності – є більш чутливим до зміни генерування активної потужності (61,3% від сукупного ефекту) і менш чутливим до коригування перетоків в ЕМ за рахунок коефіцієнтів трансформації (38,7% від сукупного ефекту).

Далі, використовуючи модуль комплексної оптимізації програмного комплексу «ВТРАТИ» було виконано визначення оптимальних параметрів усталеного режиму Південно-Західної ЕЕС у динаміці її функціонування.

### **5.3 Формування графіків ведення оптимального режиму ЕЕС за напругою та коефіцієнтами трансформації**

На прикладах електричних мереж різної складності перевірено адекватність розроблених методів щодо розподілу активного навантаження між

джерелами електроенергії, оптимізації коефіцієнтів трансформації тощо. Для статичних режимів розраховано зрівнювальні ЕРС на базі яких, формуються закони оптимального керування перетоками потужності в ЕЕС. Перевірено ефективність розробленого алгоритму комплексної оптимізації втрат потужності в ЕЕС.

Для підтвердження ефективності методів оптимізації коефіцієнтів трансформації відповідно до добового графіку зміни навантажень (рисунок 5.5) було розраховано ряд режимів фрагменту схеми ПЗЕС 110-750 кВ. В результаті оптимізації режиму на кожному відрізку графіка навантажень отримано значення оптимальних коефіцієнтів трансформації для 5 трансформаторних зв'язків, що є хордами в системі базисних контурів.

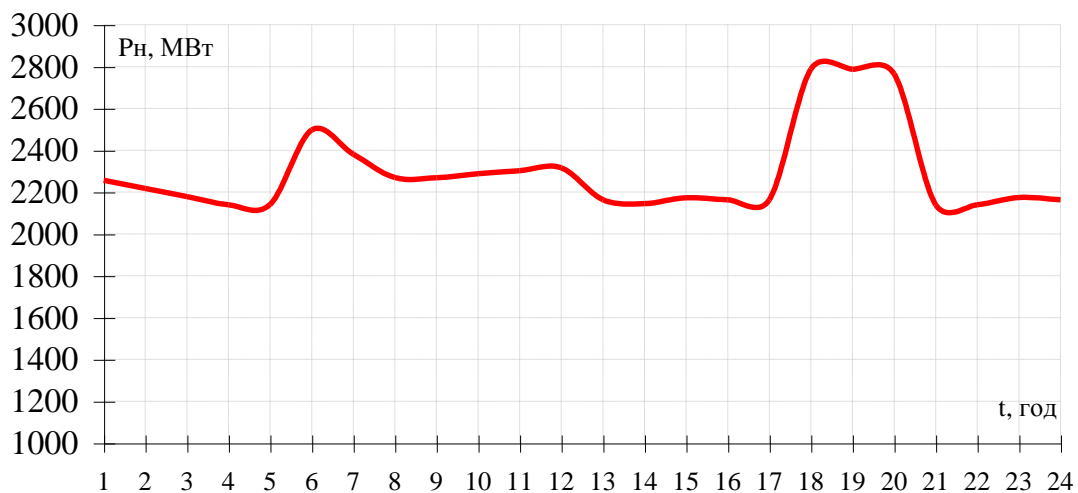


Рисунок 5.5 – Добовий графік зміни навантажень фрагменту схеми ПЗЕС 110-750 кВ

Автотрансформатори зв'язку 330-110 кВ не мають регулювання поперечної складової коефіцієнта трансформації, тому вона для них не визначається. Результати розрахунку повздовжньої складової оптимальних коефіцієнтів трансформації трансформаторів 330-110 кВ показали, що протягом всієї доби оптимальні коефіцієнти трансформації вказаних трансформаторів залишаються практично не змінними, мало реагуючи на зміну навантаження у схемі.

Автотрансформатор зв'язку 827-826 напругою 750/330/110 кВ, оснащено засобами поперечного регулювання. Для нього оптимізовано як повздовжню, так і поперечну складові коефіцієнтів трансформації. Результати розрахунку представлено у вигляді графіків зміни коефіцієнтів трансформації протягом доби на рисунку 5.6.

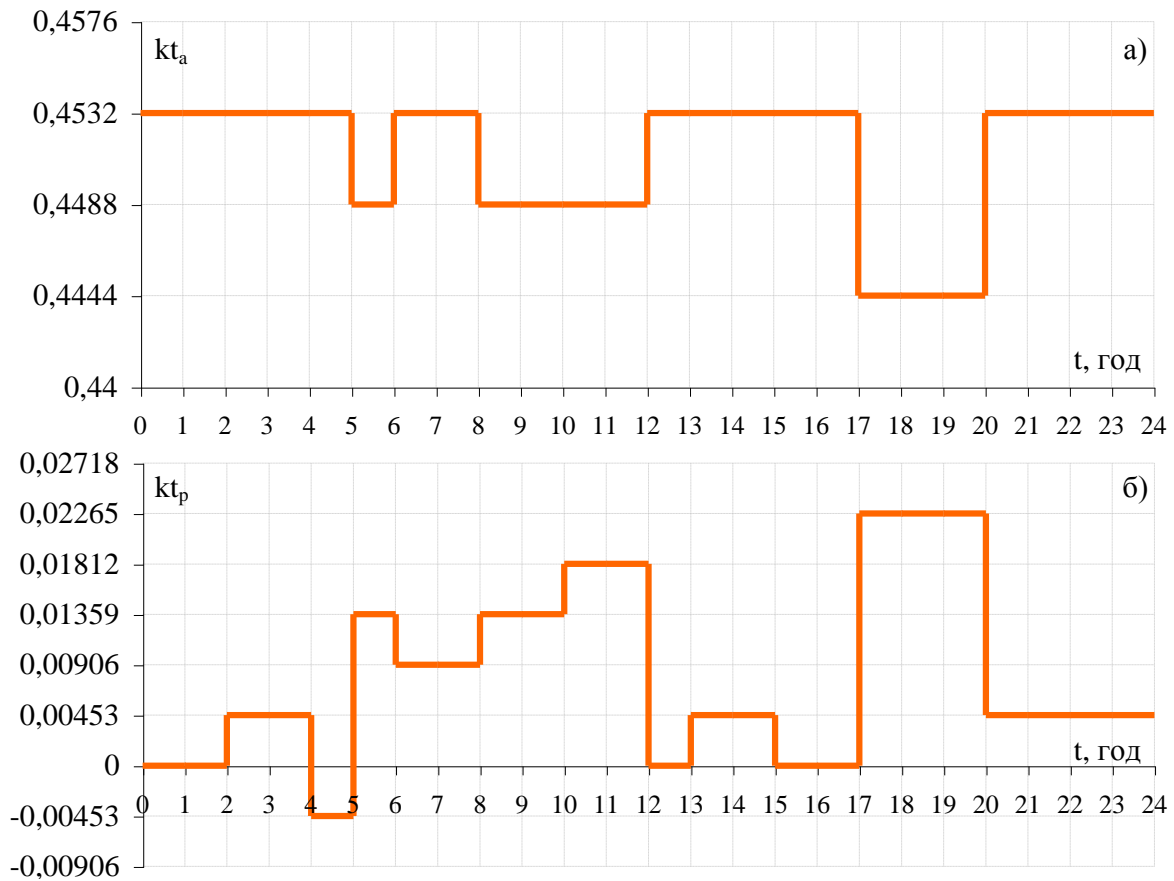


Рисунок 5.6 – Добові графіки зміни оптимальних коефіцієнтів трансформації трансформатору 827-826

а) повздовжня складова; б) поперечна складова

Як видно з отриманих результатів, автотрансформатори зв'язку, які перерозподіляють потоки потужності системоутворюючих мереж, мають достатньо великий діапазон регулювання протягом доби через більшу чутливість до зміни навантаження у схемі.

В результаті імітації оптимальних коефіцієнтів трансформації отримано стійке зниження загальносистемних втрат потужності, що становить 3-6 %. На

рисунку 5.7 у вигляді добового графіка представлено результати розрахунку втрат потужності до та після оптимізації.

Розділивши електричні мережі за номінальними напругами на мережі 750-330 кВ та 110 кВ отримано окремі графіки, що характеризують зниження втрат потужності в них за рахунок оптимізації. На рисунку 5.7 побудовано добові графіки втрат потужності в електричних мережах 750-330 кВ та 110 кВ.

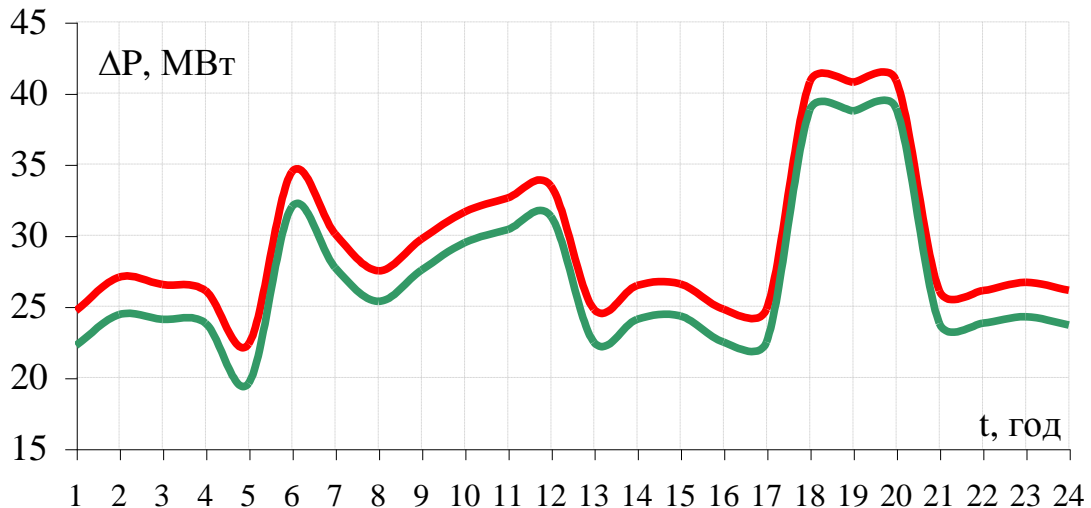


Рисунок 5.7 – Добові графіки втрат потужності в електричних мережах 110-750 кВ ПЗЕС

— втрати потужності до оптимізації; — після оптимізації

В результаті розрахунків встановлено, що за рахунок оптимізації коефіцієнтів в електричній мережі 750-330 кВ може бути досягнуто зниження втрат потужності, яке в середньому складає 7% від загальних втрат.

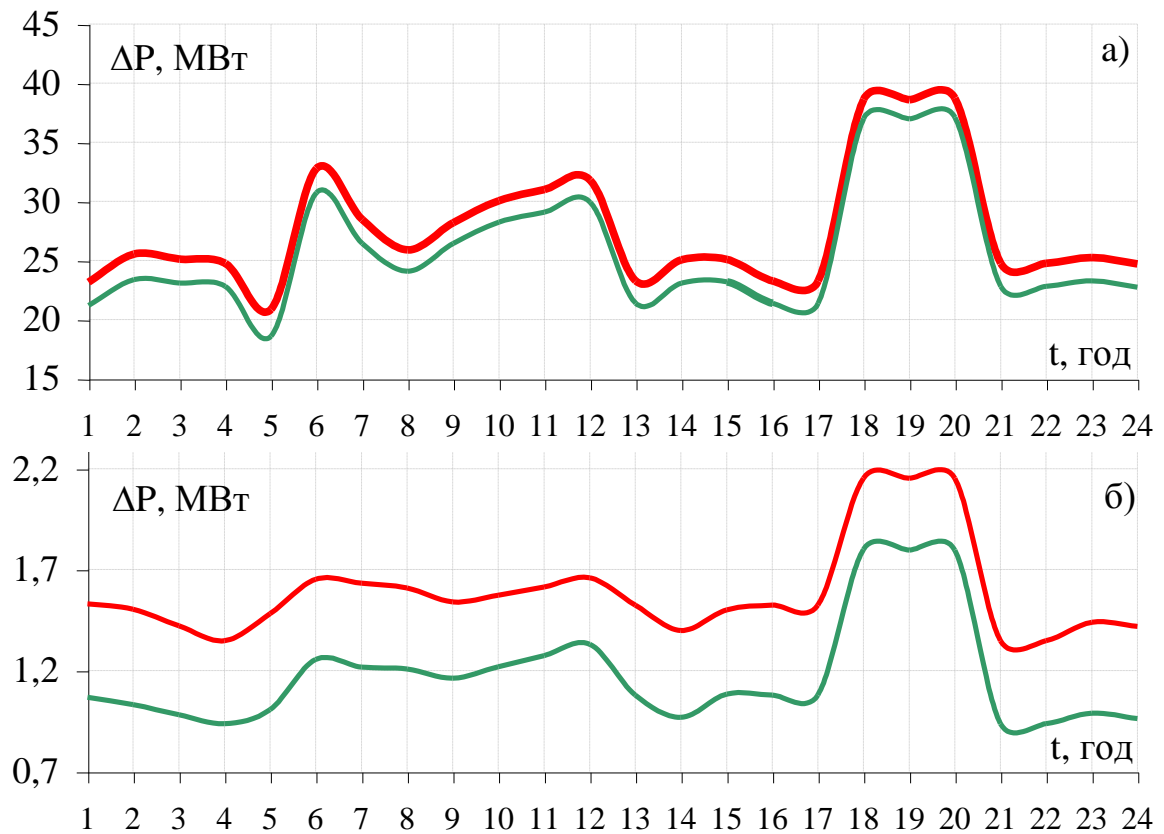


Рисунок 5.8 – Добові графіки зміни втрат потужності в електричних мережах різних класів напруги

а) електрична мережа 750-330 кВ б) електрична мережа 110 кВ

— втрати потужності до оптимізації; — після оптимізації

В той же час, втрати потужності в електричній мережі 110 кВ зменшились в середньому на 30%. Така ефективність оптимізації для мереж нижчих класів напруги пояснюється компенсацією негативного впливу неоднорідності електричних мереж і наближенням перетоків потужності до ідеальних – за принципом найменшої дії.

Експлуатаційні витрати розраховуються за формулою:

$$E = b_0 \times dP \times \tau$$

де  $b_0$  – вартість втрат 1кВт.год. ( $b_0=44$  коп/кВт.год);  $\tau$  – час максимальних втрат:

$$\tau = (0.124 + T_{\text{НБ}}/10^4)^2 \times 8760;$$

$T_{\text{НБ}}$  – час використання максимуму навантаження ( $T_{\text{НБ}}=3500$  годин).

$$\tau = (0,124 + 3500/10^4)^2 \times 8760 = 1968,16 \text{ год.}$$



Абсолютний ефект на експлуатаційних витратах для електричних мереж 110 кВ буде дорівнювати:

$$E_{\text{ЕФ}} = b_0 \times \tau \times (dP_1 - dP_2) = 44 \times 10^{-5} \times 1968,16 \times (1,65 - 1,25) \times 10^3 = 346,39 \text{ тис.грн.}$$

Для електричних мереж 330-750 кВ:

$$E_{\text{ЕФ}} = b_0 \times \tau \times (dP_1 - dP_2) = 44 \times 10^{-5} \times 1968,16 \times (25 - 23,25) \times 10^3 = 1082,47 \text{ тис.грн.}$$

Отримані результати свідчать про можливість ефективного керування режимами електричних мереж ЕЕС з метою оптимізації втрати потужності та електроенергії в них.

### **Висновки до розділу 5**

Результати розрахунків з оптимізації нормальних усталених режимів ЕЕС підтвердили працездатність і достовірність розроблених моделей та алгоритмів. Результати розрахунків з оцінювання ефекту від реалізації оптимальних параметрів ЕЕС підтвердили достатню ефективність оптимізаційних заходів.

Показано, що запропоновані в роботі методи та алгоритми оптимізації нормальних режимів ЕЕС за критерієм втрат потужності (еквівалентних втрат потужності) в електричних мережах ЕЕС можуть бути ефективно використані для оптимізації нормальних режимів як окремо – для розв'язання часткових оптимізаційних задач, так і для комплексної оптимізації режимів ЕЕС. Це проілюстровано на прикладах реальних електричних мереж ЕЕС.

## 6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Розвиток електроенергетики на сьогоднішній день вимагає більш поглибленого вивчення роботи обладнання і його ремонту, необхідно чітко виконувати правила безпеки при обслуговуванні та ремонті обладнання. Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу.

Практично всі розрахунки дипломної роботи проводились на засобах обчислювальної техніки в диспетчерському центрі ПЗЕС. Тому в даному розділі пропонується розглянути деякі аспекти охорони праці в диспетчерському центрі з метою подальшої роботи в таких центрах організацій та відомств, не порушуючи діючих там норм і правил техніки безпеки.

Розглянемо умови праці персоналу диспетчерської служби та проаналізуємо шкідливі та небезпечні фактори.

Відповідно до ГОСТ 12.0.003-74 на диспетчерський персонал впливають наступні шкідливі небезпечні виробничі фактори.

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;
- підвищена та знижена іонізація повітря;
- підвищене значення напруги в електричному колі, замикання якої може статися через тіло людини;
- підвищений рівень статичної електрики;
- нестача природного світла;
- недостатня освітленість робочої зони.

Психофізіологічні:

- розумова перенапруженість;
- перенапруга аналізаторів;
- емоційні перевантаження.

### 6.1 Технічні рішення щодо безпеки при проведенні досліджень

Організація робочого місця користувача ЕОМ повинна забезпечувати відповідність всіх елементів робочого місця і їхнє розташування ергономічним вимогам ДСТ 12.2.032 «ССБТ. Робоче місце при виконанні робіт сидячи. Загальні ергономічні вимоги»; характеру й особливостям трудової діяльності.

Загальна площа приміщення диспетчерського центру (рисунок 6.1) складає 30 м<sup>2</sup>, в якому розміщені чотири робочі місця. Площа, виділена для одного робочого місця з персональною ЕОМ, складає більше 6 м<sup>2</sup>, а об'єм – більше 20 м<sup>3</sup>. Робочі місця щодо світлових прорізів розміщуються так, що природне світло падає збоку (ліворуч.) Висота приміщення складає 3,3 м.

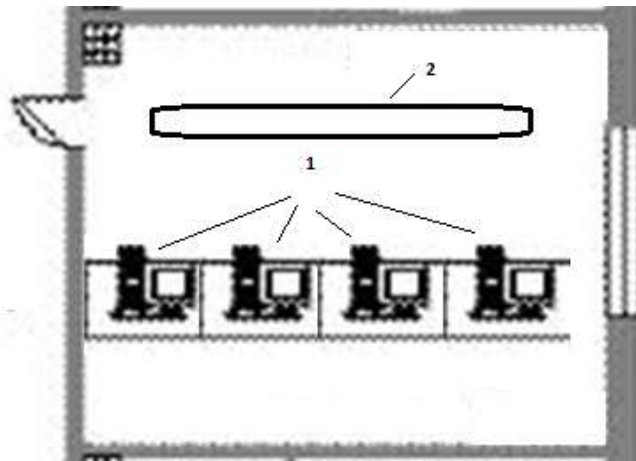


Рисунок 6.1 – План приміщення диспетчерського центру (1 – робочі місця, 2 – щит управління)

Використовувалося робоче місце (рисунок 6.2), що складається з наступних основних компонентів:

- персональний комп'ютер (системний блок, монітор, клавіатура, миша);
- принтер.

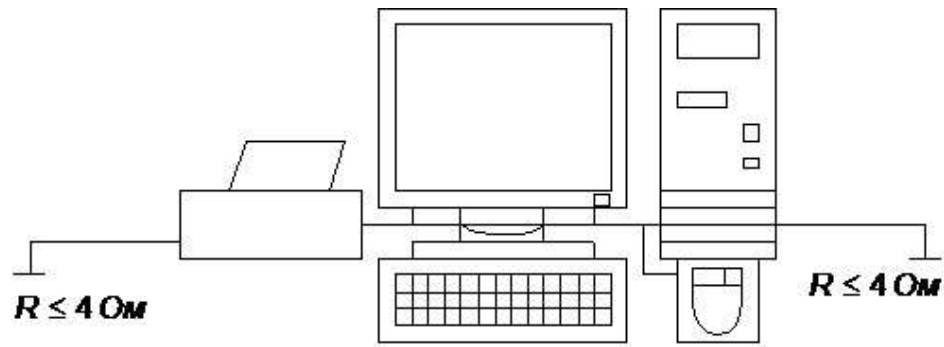


Рисунок 6.2 - Робоче місце диспетчера

Організація робочого місця, яка передбачає використання ЕОМ для керування технологічним устаткуванням передбачає:

- достатній простір для людини-оператора;
- вільну досяжність органів ручного керування в зоні поля: відстань по висоті – 900-1330 мм, по глибині – 400-500 мм;
- розташування моніторів в робочій зоні, що забезпечує зручність зорового спостереження у вертикальній площині під кутом  $\pm 30^\circ$  від напрямку погляду оператора, а також зручність користування монітором при коректуванні керуючих програм одночасно з виконанням основних виробничих операцій;
- можливість повороту монітору навколо горизонтальної і вертикальної осей.

В приміщенні використовується 4-и провідна 3-и фазна електромережа з глухозаземленим нульовим проводом. Величина напруги – 380 х 220В.

ЕОМ, периферійні пристрої ЕОМ і устаткування для обслуговування, ремонту і налагодження ЕОМ, інше устаткування (апарати керування, контрольно-вимірювальні прилади, світильники і т.п.), електропроводи і кабелі по виконанню і ступеню захисту повинні відповідати класу зони по ПУЕ, мати апаратуру захисту від струму короткого замикання й інших аварійних режимів.

При монтажі й експлуатації ліній електромережі необхідно цілком виключити можливість виникнення електричного джерела запалення внаслідок короткого замикання і перевантаження проводів з легкозаймистою ізоляцією і, по можливості, перейти на непальну ізоляцію.

Лінія електромережі для живлення ЕОМ, периферійних пристроїв ЕОМ і устаткування для обслуговування, ремонту і налагодження ЕОМ виповнюється як окрема групова трипровідна мережа, шляхом прокладання фазового, нульового робочого і нульового захисного провідників. Нульовий захисний провідник використовується для заземлення (занулення) електроприймачів.

Використання нульового робочого провідника як нульового захисного провідника забороняється.

Нульовий захисний провідник прокладається від стійки групового розподільного щита, розподільного пункту до розеток живлення.

Не допускається підключення на щиті до одного контактного затиску нульового робочого і нульового захисного провідників.

Площа перетину нульового робочого і нульового захисного провідників у груповій трипровідній мережі повинна бути не менше площі перетину фазового провідника. Усі провідники повинні відповідати номінальним параметрам мережі і навантаження, умовам навколишнього середовища, умовам розподілу провідників, температурному режиму і типам захисної апаратури, вимогам ПУЕ.

У приміщенні, де одночасно експлуатується чи обслуговується більш п'яти персональних ЕОМ, на видному і доступному місці встановлюється аварійний резервний вимикач, що може цілком відключити електричне живлення приміщення, за винятком освітлення.

ЕОМ, периферійні пристрої ЕОМ і устаткування для обслуговування, ремонту і налагодження ЕОМ повинні підключатися до електромережі тільки за допомогою справних штепсельних з'єднань і електророзеток фабричного виготовлення.

Штепсельні з'єднання і електророзетки крім контактів фазового і нульового робочого провідників повинні мати спеціальні контакти для підключення нульового захисного провідника. Конструкція їх повинна бути такою, щоб приєднання нульового захисного провідника відбувалося раніше, ніж приєднання фазового і нульового робочого провідників. Порядок

роз'єднання при відключенні повинний бути зворотним. Необхідно виключити можливість з'єднання контактів фазових провідників з контактами нульового захисного провідника.

Неприпустиме підключення ЕОМ, периферійних пристроїв ЕОМ і устаткування для обслуговування, ремонту і налагодження ЕОМ до звичайної двохпровідної електромережі, у тому числі – з використанням перехідних пристроїв.

Електромережі штепсельних з'єднань і електророзеток для живлення персональних ЕОМ, периферійних пристроїв ЕОМ і устаткування для обслуговування, ремонту і налагодження ЕОМ варто виконувати за магістральною схемою, по 3 – 6 з'єднань чи електророзеток в одному ланцюзі.

Неприпустимим є:

- експлуатація кабелів і проводів з ушкодженою чи втратившою захисні властивості за час експлуатації ізоляцією; залишення під напругою кабелів і проводів з неізольованими провідниками;
- застосування саморобних подовжувачів, що не відповідають вимогам ПУЕ до переносних електропроводів;
- застосування для опалення приміщення нестандартного (саморобного) електронагрівального устаткування чи ламп накаливання;
- користування ушкодженими розетками, розвідними і з'єднуючими коробками, вимикачами й іншими електроприладами, а також лампами, скло яких має сліди затемнення і здуття;
- підвішування світильників безпосередньо на струмоведучих проводах, обгортання електроламп і світильників папером, тканиною й іншими пальними матеріалами, експлуатація їх зі знятими ковпаками (розсіювачами);
- використання електроапаратури і приладів в умовах, що не відповідають вказівкам (рекомендаціям) підприємств-виготовлювачів.

## **6.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії**

### **6.2.1 Мікроклімат**

При створенні нормального для роботи мікроклімату в диспетчерському центрі повинні нормуватися: температура повітря, відносна вологість та швидкість руху повітря.

В приміщеннях з обчислювальною технікою призначеною для управління технологічними процесами та іншими приміщеннями в яких проводяться роботи операторського типу, пов'язаних з нервово-емоціональним перевантаженням повинні дотримуватися допустимої величини температури повітря 22-28<sup>0</sup>С, з відносною вологістю повітря до 75% та швидкістю руху повітря не більш ніж 0,1м/с (таблиця 6.1).

Таблиця 6.1 – Параметри мікроклімату

Період року	Допустимі		
	t, <sup>0</sup> С	W, %	V, м/с
Теплий	21-25	До 75%	0,1-0,2
Холодний	22-28	До 75%	≤0,1

Так, як диспетчерський центр відповідає вищевказаним умовам, то для нього підходять перераховані норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочих приміщеннях.

Для забезпечення і підтримки мікроклімату в приміщенні диспетчерського центру використовують кондиціонери повітря.

### 6.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично-допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м<sup>3</sup>.

В умовах, що розглядаються в проекті, можливими забруднювачами повітря може бути пил нетоксичний. Його ГДК відповідно до дорівнює 0,5 (таблиця 6.2).

Таблиця 6.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери (ГДК)

Назва речовини	ГДК, мг/м <sup>3</sup>		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Озон	0,16	0,03	4
Азоту двоокис	0,085	0,085	2

Відповідно до ДСТ 12.1.005-88 вміст озону в повітрі робочої зони не повинен перевищувати 0,1 мг/м<sup>3</sup>; зміст оксидів азоту – 5 мг/м<sup>3</sup>; зміст пилу – 4 мг/м<sup>3</sup>.

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ проектом передбачені наступні рішення (таблиця 6.3).

Таблиця 6.3 – Рівні іонізації повітря приміщень при роботі на ЕОМ

Рівні	Число іонів в 1 см <sup>3</sup> повітря	
	n <sup>+</sup>	n <sup>-</sup>
Мінімально необхідні	400	600
Оптимальні	1500-3000	3000-5000
Максимально допустимі	50000	50000

Примусова вентиляція, захисні екрани (оснащені заземленням), вологе прибирання та застосування іонізаторів сприяють підтримці оптимальних значень іонного складу повітря робочої зони.

Однією з причин забруднення повітря в приміщеннях диспетчерського центру є пил, який в умовах виробництва виникає при русі людей, прибиранні приміщень тощо. Цей пил є нетоксичним і не впливає на здоров'я людини. Для оздоровлення повітряного середовища достатньо проводити систематичне прибирання приміщень (бажано вологе), а також забезпечення працівників комплексом санітарно-побутових приміщень (душами, умивальниками). Необхідно забезпечити приміщення диспетчерського центру пристроями вентиляції, кондиціонування повітря та опалення.



В приміщеннях пультів управління виробничим обладнанням передбачають повітряні системи опалення з приточною вентиляцією та водяне і парове високого та низького тиску з ребристими трубами, радіаторами, конвекторами.

Для створення необхідного повітребміну застосовується приточно-втяжну вентиляцію, при якій пристрій для подачі свіжого повітря розташовується з боку протилежному фронту обслуговування обладнання.

Взимку завжди застосовується змішана вентиляція, коли необхідно підігрівати повітря, що поступає зовні. Це здійснюється за допомогою механічної вентиляції, а видалення повітря з виробничого приміщення відбувається шляхом природної вентиляції через різницю тисків у приміщенні та на відкритому повітрі.

### **6.2.3 Виробниче освітлення**

#### Природне освітлення

Всі приміщення диспетчерського центру відносяться до першої групи – це приміщення в яких проводиться розподіл об'єктів зорової роботи при фіксованому направленні лінії зору на робочу поверхню. Згідно з санітарними нормами для робітників обчислювальних центрів, пульти ЕОМ та дисплеї мають III розряд зорової роботи, підрозряд – I. Для приміщень диспетчерського центру контраст об'єкту відрізнення з фоном – середній та великий, характеристика фону – світлий; місцеве освітлення: освітленість при комбінованому освітленні 400 лк; освітленість при загальному освітленні 200лк.

Для зорової роботи середньої точності природне освітлення (коефіцієнт природного освітлення,  $e_n$  %): при верхньому освітленні – 4; при боковому освітленні – 1,5. Суміщене освітлення ( $e_n$  %): при верхньому або комбінованому освітленні – 2,4; при боковому освітленні в зоні з нестійким сніговим покривом – 0,9. При цьому найменший розмір об'єкту відрізнення від 0,3 до 0,5мм.

Нормовані значення КПО для споруд, що розташовані в 1, 2, 4 і 5 поясах світлового клімату визначаються за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (6.1)$$

де  $e_H$  – значення КПО;

$m_N$  – коефіцієнт світлового клімату ( $m_N=0,9$  так, як вікна розташовані на північному сході);

$N$  – номер групи забезпеченості природним світлом.

Для природного освітлення:

$$e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,3 \text{ \%}.$$

Для суміщеного освітлення:

$$e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8 \text{ \%}.$$

Природне світло проникає через бічні світлові прорізи, зорієнтовані на північний схід, і забезпечують коефіцієнт освітленості (КЕО) 1,3%; при суміщеному освітленні коефіцієнт освітленості складає 0,8%.

Вікна приміщення мають регульовальні пристрої для відкривання, а також жалюзі та штори.

### Штучне освітлення

Штучне освітлення приміщення з робочими місцями, обладнаними ЕОМ, обладнано системою загального рівномірного освітлення. У виробничих і адміністративно-суспільних приміщеннях, де переважає робота з документами, допускається застосування системи комбінованого освітлення (установка додатково до загального освітлення світильників місцевого освітлення).

Загальне освітлення виконане у вигляді світильників, розташовуваних збоку від робочих місць (переважно ліворуч) паралельно напрямку зору працівників.

Для загального освітлення необхідно застосовувати світильники з розсіювачами і дзеркальними екранними відбивачами чи сітками, укомплектованими високочастотними регулюючими апаратами, (ВЧ ПРА). Застосування світильників без розсіювачів і екранних сіток забороняється.

Як джерело світла при штучному освітленні повинні застосовуватися, як правило, люмінесцентні лампи типу ЛБ. При устаткуванні відбитого світла у виробничих і адміністративно-суспільних приміщеннях можуть застосовуватися метало-галогенові лампи потужністю до 250 Вт. У світильниках місцевого освітлення допускається застосування ламп накаливання.

Рівень освітленості на робочому столі в зоні розміщення документів повинний бути в межах 300-500 лк. У випадку неможливості забезпечити системою загального освітлення даний рівень освітленості допускається застосування світильників місцевого освітлення; при цьому не повинно бути відблисків на поверхні екрана і збільшення освітленості екрана більш ніж 300 лк.

#### 6.2.4 Виробничий шум

Рівень шуму в приміщеннях диспетчерського центру буде постійним, тобто рівень звуку на протязі всього робочого дня змінюється в часі не більш ніж на 5дБ. Однак під час роботи можливі звукові сигнали, які підвищують рівень шуму в приміщенні, але мають малу тривалість, а саме менше 1с. При цьому рівень шуму не перевищує 7дБ (таблиця 6.4).

Таблиця 6.4 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частинами (Гц)								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Праця з часто отримуваними вказівками та акустичними сигналами, робочі місця в приміщеннях диспетчерської служби, з мовним зв'язком	96	83	74	68	63	60	57	55	54

Для захисту від шумів в приміщеннях диспетчерського центру можливе використання звукопоглинаючого обладнання, розташованого на стінах та підлозі, розташування на стінах та стелі звукопоглинаючих матеріалів.

### **6.3 Моделювання наслідків і оцінка впливу ЕМІ на достовірність роботи елементів управління та регулювання напруги Південно-Західної електроенергетичної системи (ПЗЕС)**

Проаналізуємо такі надзвичайні ситуації як землетрус та електромагнітний імпульс, що можуть суттєво вплинути на роботу системи управління енергосистеми. Землетрус – короткотривалі, раптові струси земної кори, викликані перемінним переміщенням мас гірських порід у надрах Серед усіх стихійних лих землетруси займають перше місце в світі за заподіяною економічною шкодою і кількістю загиблих. Безперечно землетрус негативно вплине на роботу енергосистеми. Хоча електричні станції будувались з урахуванням дії землетрусів, але в більшості з них вже закінчується строк експлуатації. Землетрус може призвести до руйнування підстанцій, ліній електропередач, що понесе за собою повне знеструмлення міст, районів і навіть областей.

Так, як імовірність виникнення сильних землетрусів на території України дуже мала, то докладніше розглянемо ЕМІ, що також може мати великий негативний вплив на роботу енергосистеми.

ЕМІ уражає радіоелектронну і електротехнічну апаратуру. В провідниках індуються високі напруги і струми, які можуть призвести до постійних або тимчасових пошкоджень ізоляції кабелів, відключення реле і переривників, пошкодження елементів зв'язку, магнітних запам'ятовуючих пристроїв у ЕОМ і системах передачі даних тощо. Найбільш уразливими елементами обладнання є напівпровідникові прилади – транзистори, діоди, кремневі випрямлячі, інтегруючі ланцюги, цифрові процесори, управляючі й контрольні прилади. Чутливі до пошкодження ЕМІ транзистори звукової частоти, перемикаючі транзистори, інтегруючі кола та ін.

Розглянемо математичну модель аварії об'єкта енергосистеми (рисунок 6.3). Незаперечним є той факт, що аварії об'єктів енергосистеми можуть викликатися вражаючими факторами (ВФ) з визначеного переліку  $F=\{f_n\}$ , де  $n=1,2,\dots,n$ .

Сформулюємо це твердження наступним чином:

$$F = \bigwedge_{i=1}^n f_i(x, y, z, W), \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (6.2)$$

де  $f_i$  – одиничний ВФ, величина якого в межах об'єкта виражається просторово-часовими координатами  $x, y, z$ , та інтенсивністю процесу  $W$ ;  $i$  – порядковий номер ВФ в межах множини  $I=\{i_n\}$  (рисунок 1);  $\wedge$  – символ логічної операції "І", описання якої представлено в таблиці 6.5.

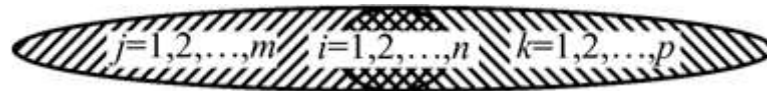


Рисунок 6.3 – Потужності множин, на які є посилання в тексті роботи:  $|J|=m$  – множина ВФ, що обумовлюють виникнення аварії;  $|K|=p$  – множина ВФ, що виникають в результаті аварії;  $|I|=n, I=J \cup K$ , – множина всіх ВФ

Таблиця 6.5 – Описання логічних операцій

Оператор, позначення	Описання	Таблиця істинності		
		Вхід <sub>1</sub>	Вхід <sub>2</sub>	Вихід
І: 	Подія відбувається, якщо усі вхідні події відбуваються одночасно	0	0	0
		1	0	0
		0	1	0
		1	1	1
АБО: 	Подія відбувається, якщо відбувається будь-яка із вхідних подій (або одна єдина, або будь-яка комбінація)	0	0	0
		1	0	1
		0	1	1
		1	1	1

Аварія (*alarm*) виникає при дії "вхідних" (*in*) ВФ з переліку  $F$ . Вказана подія описується схемою зосередженого віяла (рисунок 6.4, а).

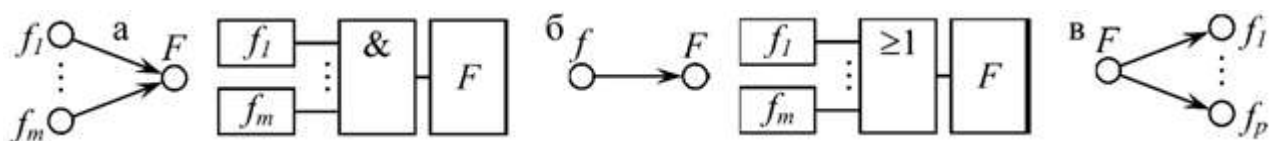


Рисунок 6.4 – Схеми мінімальних вирізок подій: а – граф та еквівалентна схема

зосередженого віяла; б – граф та еквівалентна схема послідовної передачі; в – граф розосередженого віяла

Достатнім для досягнення аварійного стану є випадок переходу хоча б одного вхідного ВФ через відповідний вражаючому фактору граничний стан значення критерію стійкості  $S$  об'єкта до дії вражаючого фактора. При цьому схема передачі аварійного стану "зосереджене віяло" вироджується до послідовної (рисунок 6.4, б). Тоді реалізація позаграничного аварійного стану, за умов неділимості об'єкта на елементи і рівномірного розподілу густини поля ВФ по об'єму об'єкта енергосистеми, визначатиметься за формулою

$$F_{alarm}^{in} = \vee (f_j^{in} \geq S_j), \quad j = 1, 2, \dots, m, \quad (6.3)$$

де  $\vee$  – символ логічної операції "АБО", описання якої представлено в таблиці 1;  $j$  – порядковий номер ВФ в межах множини  $J = \{j_m\}$  (рисунок 6.3).

В свою чергу, аварія об'єкта започатковує дію працюючого за схемою розосередженого віяла (рисунок 6.4, в) переліку  $F^{out}$  "вихідних" вражаючих факторів. Це запишеться як

$$F_{alarm}^{out} = \wedge f_k^{out}, \quad k = 1, 2, \dots, p, \quad (6.4)$$

де  $k$  – порядковий номер ВФ в межах множини  $K = \{k_p\}$  (рисунок 6.3).

Таким чином, отримане формальне описання аварії об'єкта господарювання (рисунок 6.5).

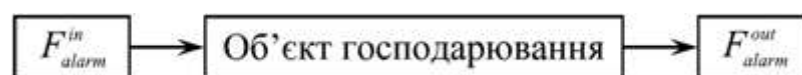


Рисунок 6.5 – Схема аварії об'єкта

З метою дослідження об'єктів енергосистеми в екстремальних умовах побудовано формальну модель їх аварії.

### 6.3.1 Оцінка впливу та моделювання наслідків дії ЕМІ на енергосистему

Особливо чутливими до впливу ЕМІ є 6 основних груп об'єктів і систем:

1) системи передачі електроенергії: повітряні ЛЕП, кабельні лінії, різні види з'єднувальних ліній і повітряна електропроводка;

2) системи виробництва, перетворення і накопичення енергії: електростанції, генератори постійного і змінного струму, трансформатори, перетворювачі струмів і напруг, комутатори і розподільні пристрої, електричні батареї і акумулятори, паливні, сонячні й термоелементи;

3) системи регулювання і управління: електромеханічні й електронні датчики та інші елементи автоматики, комп'ютерні установки, мікропроцесори;

4) системи споживання електроенергії: електродвигуни і електромагнітні, нагрівальні, холодильні, вентиляційні, освітлювальні установки та кондиціонери;

5) системи електротяги: електроприводи, напівпровідникові та інші типи перетворювачів;

6) системи радіозв'язку, передачі, зберігання і накопичення інформації: антени, хвилеводи, коаксильні кабелі, електронні прилади, радіопередавачі, радіоприймачі, установки автономного електропостачання, змішувачі, телефонні апарати, телеграфні установки, заземлені кабелі й проводи, АТС.

Джерела ЕМІ: 1) лінії електропередач, особливо високовольтні; 2) розподільні пристрої; 3) вимірювальні пристрої; 4) проводка, 3) радіопристрої, блоки передавачів і т.д. Велику негативну дію ЕМІ проявляє безпосередньо на об'єкти, що проводять електричний струм: лінії зв'язку, електропередачі, металеві конструкції тощо.

Вплив ЕМІ може призвести до згорання чутливих електронних і електричних елементів, що з великими антенами чи відкритими проводами, і навіть до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях, зазвичай, без необоротних змін.

На сьогодні створена й діє велика кількість імітаторів ЕМІ для випробувань авіаційної, космічної, корабельної й наземної техніки. Однак вони не повною мірою відтворюють реальні умови впливу ЕМІ ядерного вибуху внаслідок обмежень, що накладаються характеристиками випромінювачів, генераторів і джерел електроживлення на частотний спектр випромінювання, його потужність і швидкість наростання імпульсу. Разом з тим, і при цих

обмеженнях вдається одержати досить повні й надійні дані про появу несправностей у напівпровідникових приладах, збої в їхньому функціонуванні й т.п., а також про ефективність дії різних захисних пристроїв. Крім того, такі випробування дозволили дати кількісну оцінку небезпеки різних шляхів впливу ЕМІ на радіоелектронну техніку.

### 6.3.2 Оцінка безпеки роботи систем управління та регулювання напруги в умовах дії ЕМІ

За критерій безпеки роботи окремих елементів в умовах дії ЕМІ приймаємо коефіцієнт безпеки:

$$K_B = 20 \cdot \lg\left(\frac{U_\partial}{U_{\partial(z)}}\right) \geq 40 \text{ (дБ)},$$

де  $U_\partial$  – допустиме коливання напруги живлення, В;

$U_{\partial(z)}$  – напруга, наведена за рахунок ЕМІ у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

Так, для живлення використовується мережа живлення змінної напруги 380 В та 220 В, а коло управління – постійної 48 В. Горизонтальна складова напруженості електричного поля:

На кожній функціональній ділянці визначається максимальна довжина струмопровідної частини як на горизонтальній, так і на вертикальній частинах (таблиця 6.6)

Таблиця 6.6 – Максимальна довжина струмопровідної частини

№	Елементи диспетчерського пульта	Довжина горизонтальної частини (м)	Довжина вертикальної частини (м)	$U_{B(\Gamma)}$ , В	$E_B$ , В/м
1	Блок живлення	$l_B = 3$	$l_\Gamma = 1,4$	3,99	2,85
2	Блок управління	$l_B = 0,8$	$l_\Gamma = 0,9$	2,31	2,88
3	Мікропроцесорний блок	$l_B = 0,6$	$l_\Gamma = 0,7$	0,54	0,84

Допустимі коливання напруги живлення для різних ділянок:

$$U_D = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N,$$

де  $N$  – допустимі коливання, % ( $N=5\%$ ).



$$U_D^{380} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)},$$

$$U_D^{220} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 \text{ (В)},$$

$$U_D^{48} = 48 + \frac{48}{100} \cdot 5 = 50,4 \text{ (В)}.$$

Визначаємо напругу, наведену у струмопровідній частині:

- горизонтальної  $K_{BB}^{380} = 20 \cdot \lg\left(\frac{399}{U_{B(\Gamma)}}\right) \geq 40 \text{ (дБ)}, U_{B(\Gamma)} = \frac{399}{10^2} = 3,99 \text{ (В)},$

- вертикальної  $E_B = \frac{U_\Gamma}{l_\Gamma} = \frac{3,99}{1,4} = 2,85 \text{ (В / м)};$

- горизонтальної  $K_{BB}^{220} = 20 \cdot \lg\left(\frac{231}{U_{B(\Gamma)}}\right) \geq 40 \text{ (дБ)}, U_{B(\Gamma)} = \frac{231}{10^2} = 2,31 \text{ (В)},$

- вертикальної  $E_B = \frac{U_\Gamma}{l_\Gamma} = \frac{2,31}{0,8} = 2,88 \text{ (В / м)};$

- горизонтальної  $K_{BB}^{48} = 20 \cdot \lg\left(\frac{50,4}{U_{B(\Gamma)}}\right) \geq 40 \text{ (дБ)}, U_{B(\Gamma)} = \frac{50,4}{10^2} = 0,504 \text{ (В)},$

- вертикальної  $E_B = \frac{U_\Gamma}{l_\Gamma} = \frac{0,504}{0,6} = 0,84 \text{ (В / м)}.$

Отже, в обох випадках обладнання може зазнати ушкоджень від дії даних факторів, тому виконується аналіз безпеки роботи об'єктів в даних умовах та розробляються заходи щодо підвищення безпеки.

#### **6.4 Розробка заходів забезпечення стійкої роботи електроенергетичної системи до дії ЕМІ**

Дослідження стійкості роботи об'єкта полягає в всебічному вивченні умов, що потенційно можуть скластися в НС, і у визначенні їхнього впливу на виробничу діяльність.

У кожному конкретному випадку повинні бути знайдені найефективніші і економічно доцільні засоби захисту електронної апаратури і великих розгалужених електротехнічних систем. Розглянемо основні засоби захисту:

1. Перехід від електричних мереж зв'язку до волоконно-оптичних значно зменшить проникнення ЕМІ в апаратуру через різні кабельні введення. Однак, заміна напівпровідникових приладів у всьому спектрі виконуваних ними

функцій електронно-оптичними пристроями можливо тільки у далекому майбутньому.

2. Металоокисні варистори й високошвидкісні зенеровські діоди різко підвищують свою провідність при високій напрузі. дія яких засновано на різкій лавиноподібній зміні опору від відносно високого значення практично до нуля при перевищенні прикладеної до них напруги певної граничної величини.

3. Створення роз'ємів з фільтрами і вбудованими зенеровськими діодами сприяє одержанню дуже малих значень ємності й індуктивності, що необхідно для забезпечення захисту від імпульсів, які мають незначну тривалість і, отже, потужну високочастотну складову.

4. Екрани і захисні пристрої відбивають електромагнітні хвилі і гасять високочастотну енергію. Через систему заземлення струм, наведений ЕМІ, стікає в землю, не завдаючи шкоди електронній апаратурі, яка перебуває всередині металевих шаф чи коробів.

5. Щоб захистити кабелі, їх прокладають в земляних траншеях під цементним чи бетонованою підлогою будинків або укладають в сталеві коробки, які заземляють. Можна розміщувати кабелі і на поверхні поля, закривши їх заземлюючими швелерами. Також доцільно застосовувати фільтри від високочастотних перешкод.

6. Функції захисного розрядника – розімкнути лінію чи відвести енергію задля унеможливлення ушкодження в устаткуванні, що захищається. Для захисту апаратури можуть бути рекомендовані плавкі запобіжники і захисні вхідні пристосування, які представляють різні релейні чи електронні пристрої, що реагують на перевищення струму чи напруги у колі.

7. Грозозахисні пристрої забезпечують «стікання» великого розряду без ушкодження ізоляційних елементів ліній.

8. Використання в системах зв'язку, управління та сигналізації симетричних двох провідних ліній, маючих однаково електричну ємність відносно землі, що дозволить суттєво зменшити величину ЕМІ.

9. Захист периферійних пристрої започаткований в усі види електротехнічній і радіоелектронної апаратури з урахуванням характеру, який уражує дії електромагнітних випромінювань ядерного вибуху для забезпечення надійності підприємств за умов НС мирного й військового часу.

### **Висновки до розділу 6**

В даному розділі наведені технічні рішення щодо безпеки при проведенні досліджень, а також технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.

Також було досліджено наслідки і оцінку впливу ЕМІ на достовірність роботи системи управління ПЗЕС. Побудовано математичну модель аварій на об'єкті енергосистеми. Зроблено оцінку безпеки роботи системи управління та регулювання напруги в умовах дії ЕМІ та надані рекомендації за результатами розрахунку.

Також проаналізовані заходи забезпечення стійкості роботи ЕЕС до ЕМІ, при застосуванні яких стійкість та безпека роботи електроенергетичної системи суттєво збільшиться.

## ВИСНОВКИ

В магістерській дипломній роботі досліджено автоматизацію регулювання напруги в електричних мережах з використанням критеріального методу.

Розглянуті засоби регулювання напруги в електричних системах, також технічні засоби підвищення якості електричної енергії, забезпечення якості електроенергії.

Також розглянуте регулювання напруги як системна послуга, що здійснюється системним оператором. Досліджено проблему планування і контролю послуг реактивної енергії. Мета планування реактивної енергії полягає у визначенні критичних моментів та створенні відповідних умов контролю рівня напруги у електричній системі. Досвід європейських країн демонструє можливість поетапного створення системи управління з поетапним розширенням просторового захвату і нарощуванням її функцій.

Також досліджений зв'язок балансу реактивної потужності з напругою. Балансу реактивної потужності відповідає деякий рівень вузлових напруг. Оскільки передача потужності по електричній мережі супроводжується втратами напруги в її елементах, то напруги у вузлах мережі розрізнятимуться. Зміна будь-якої зі складових балансу призводить до зміни напруг в мережі: збільшення навантажень до зменшення напруги і навпаки.

Досліджені основні методи розрахунку ustalених режимів електричних мереж та зроблена їх порівняльна характеристика. Також проаналізовано критеріальний метод.

Результати розрахунків з оптимізації нормальних ustalених режимів ЕЕС підтвердили працездатність і достовірність розроблених моделей та алгоритмів. Результати розрахунків з оцінювання ефекту від реалізації оптимальних параметрів ЕЕС підтвердили достатню ефективність оптимізаційних заходів.

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Сегеда М. С. Электричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2009. – 488 с.
3. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2008. – 171 с.
4. Баркан Я. Д. Автоматизация режимов по напряжению и реактивной мощности. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.
5. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем. – М.: Высшая школа, 1990. – 304 с.
6. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
7. Веников В. А., Идельчик В. И., Лисеев М. С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 214 с.
8. Системы автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности электростанций и подстанций / Волошин А. А., Косарева Е. Г., Костенко В. В., Лапезов В. Н, и др. – Электрические станции, 2007, №4.
9. Косарева Е. Г., Костенко В. В., Лисицын М. В. Система автоматического регулирования режимов энергообъектов. – Электро, 2006, №4.
10. Многосвязная общестанционная система регулирования напряжения / Гумин М. И., Косарева Е. Г., Лисицын М. В., Росман Л. В. – Электрические станции, 1997. №10.
11. Горожанкин П. А., Майоров А. В., Макаровский С. Н., Рубцов А. А. Управление напряжением и реактивной мощностью в электроэнергетических системах. Европейский опыт. – Электрические станции, 2008, №6.

12. Железко Ю. С. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38 – 20 кВ по обобщенным параметрам схем // Электрические станции. – 2006. – №1. – С. 31–37.
13. Войтов О. Н., Семенова Л. В., Челпанов А. В. Алгоритмы оценки потерь электроэнергии в электрической сети и их программная реализация // Электричество. – 2005. – №10. – С. 45–53.
14. Черемисин Н. М., Титов Н. Н. Определения технических потерь электроэнергии на основе моделирования нормальных режимов электрических систем в реальном времени // Электрические сети и системы. – 2006. – №3. – С.59–64.
15. Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоиздат, 1988. – 287с.
16. Говоров Ф. П., Говоров В. Ф. Повышение уровня автоматизации управления распределительными электрическими сетями, как фактор ресурсо- и энергосбережения // Энергетика и электрофикация. – 2004. – №9. – С.12-17.
17. Маркушевич Н. С. Автоматизированная система диспетчерского управления. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 136с.
18. Богданов В. А., Веников В. А., Лугинский Я. Н., Черня Г. А. Электрические системы: Автоматизированные системы управления режимами энергосистем. – М.: Высшая школа, 1979 – 447с.
19. Арзамасцев Д. А., Бартоломей П. И., Холян А. М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. – М.: Высшая школа, 1983 – 207с.
20. Орнов В. Г., Рабинович М. А. Задачи оперативного и автоматического управления энергосистемами. – М.: Энергоатомиздат, 1988 – 221с.
21. Астахов Ю. Н., Лежнюк П. Д. Применение критериального метода в электроэнергетике. – Киев: УМК ВО. – 1989. – 137 с.
22. Лежнюк П. Д., Гайдамака В. М., Бевз С. В. Критеріальне програмування в задачах великої розмірності // Вісник ВПІ. – 1996. – №2. – С. 20-29.

23. Лежнюк П. Д., Пауткина Л. Р. Подобие и расчет оптимального токораспределения в электрической сети // Изв. вузов. Энергетика, 1989. – №2 . – С. 51-53.

24. Мокін Б. І., Лежнюк П. Д., Лук'яненко Ю. В. Імітаційне моделювання в оптимальному керуванні нормальними режимами електричної системи // Вісник ВПШ. – 1995. – №3. – С. 40-44.

25. Лежнюк П.Д., Бевз С.В. Методи оптимізації в електроенергетиці. Критеріальний метод: Навч. посібник. – Вінниця: ВДТУ, 1999. – 181 с.

26. Мазур А. І., Методи та засоби регулювання напруги на електричних станціях // Тези студентських доповідей ХЛІ науково-технічної конференції ВНТУ, 2012, – 145 с.

## ДОДАТКИ



**ДОДАТОК А****Технічне завдання МКР**

Міністерство освіти і науки України  
 Вінницький національний технічний університет  
 Факультет електроенергетики та електромеханіки  
 Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ  
 Завідувач кафедри ЕСС  
 \_\_\_\_\_ д.т.н., проф. П.Д.Лежнюк  
 " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2020 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ НАПРУГИ  
 ТРАНСФОРМАТОРАМИ З ПРИСТРОЄМ РЕГУЛЮВАННЯ ПІД  
 НАВАНТАЖЕННЯМ

08-13.МКР.016.00.003 ТЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПІ магістра,  
 групи ЕСМ-18м

Шевченко В.Е. \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., професор  
 Леонтєв В.О. \_\_\_\_\_

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2020 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2020 р.

Вінниця 2020 р.

## 1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, автоматизація оптимального керування напруги трансформаторами з пристроєм регулювання під навантаженням, як одного з основних засобів регулювання напруги.

б) наказ від № 76 від 6 березня 2020р про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## 2. Мета і призначення МКР

а) мета – дослідження автоматизації регулювання напруги в електричних системах для зменшення втрат потужності та електроенергії в ЕЕС;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## 3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

## 4. Вимоги до виконання МКР

## 5. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання	06.03.20	08.03.20	Формування технічного завдання
2	Якість електричної енергії	09.03.20	25.03.20	Аналітичний огляд літературних джерел
3	Автоматизація оптимального керування напруги трансформаторами з РПН	26.03.20	10.04.20	розділ 4
4	Дослідження ефективності методів та алгоритмів оптимізації нормальних режимів на прикладі Південно-Західної ЕЕС	11.04.20	25.04.20	розділ 5
5	Розробка заходів безпеки життєдіяльності	09.05.20	19.05.20	розділ 6
6	Оформлення пояснювальної записки та презентації	20.05.20	31.05.20	пояснювальна записка, презентація

## **6. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

## **7. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

## **8. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

## **9. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.