



Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет
імені В. Н. Каразіна



Ефективність та надійність електроенергетичних та електромеханічних систем

Конспект лекцій

для студентів першого курсу магістратури
спеціальності G3 Електрична інженерія



Харків – 2026

УДК 621.7(075.8)

Рецензенти:

Бровко К.Ю. – к.т.н., доцент, доцент кафедри електротехніки та електроенергетики Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна;

Єгоров О. Б. – к.т.н., доцент, доцент кафедра альтернативної електроенергетики та електротехніки ХНУМГ ім. О. Бекетова;

Затверджено до друку рішенням вченої ради навчально-наукового інституту

«Українська інженерно-педагогічна академія»

Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна

(протокол № 5 від 19. 03. 2026 р.)

Олійник Ю.С.

Ефективність та надійність електроенергетичних та електромеханічних систем: конспект лекцій / уклад. Ю.С. Олійник – Харків: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2026. – 77 с.

Конспект лекцій підготовлено відповідно до робочої програми навчальної дисципліни «Ефективність та надійність електроенергетичних та електромеханічних систем», яка входить до циклу професійної підготовки здобувачів вищої освіти першого курсу магістратури спеціальності G3 Електрична інженерія.

Навчальна дисципліна спрямована на формування у здобувачів вищої освіти системного розуміння принципів забезпечення ефективності, надійності та економічності функціонування електроенергетичних та електромеханічних систем.

У конспекті розглянуто сучасні підходи до оцінювання технічного стану електроенергетичних та електромеханічних систем, методи зниження втрат електричної енергії, підвищення якості електропостачання, оптимізації режимів роботи та забезпечення сталого й надійного функціонування енергетичних систем.

ISBN 978-966-285-347-6

УДК 339.9(477)(075.8)

© Харківський національний університет імені В.
Н. Каразіна, 2026.

© Олійник Ю.С., 2026.

ЗМІСТ

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	4
ОПИС НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ	5
СТРУКТУРА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ	7
ТЕМАТИЧНИЙ ПЛАН НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ	8
РОЗДІЛ 1. ЕНЕРГЕТИЧНІ ВТРАТИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ: ПРИЧИНИ, ОЦІНКА ТА ШЛЯХИ ЗНИЖЕННЯ	9
Тема 1. Втрати електроенергії: передавання, структура та технічні чинники	9
Тема 2. Фактори та методи визначення нетехнічних втрат електроенергії	17
Тема 3. Методи розрахунку технічних втрат електроенергії	23
Тема 4. Методи зниження технологічних втрат у системах електропостачання	33
РОЗДІЛ 2. КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЕС З УРАХУВАННЯМ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ	49
Тема 5. Системне управління режимами ЕЕС з урахуванням неоднорідності та взаємовпливу мереж	49
Тема 6. Сучасні підходи до розвитку електричних мереж: Smart Grid та ВДЕ	59
ВИСНОВКИ	74
РЕКОМЕНДОВНА ЛІТЕРАТУРА	75

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Навчальна дисципліна «Ефективність та надійність електроенергетичних та електромеханічних систем» є однією з профільних дисциплін підготовки здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Дисципліна спрямована на формування у майбутніх фахівців сучасних знань щодо забезпечення ефективного, надійного та енергоощадного функціонування електроенергетичних і електромеханічних систем в умовах цифрової трансформації енергетики та інтеграції відновлюваних джерел енергії.

У процесі вивчення дисципліни розглядаються закономірності виникнення технічних і нетехнічних втрат електричної енергії, методи їх оцінювання та розрахунку, принципи керування режимами роботи електричних мереж і електромеханічного обладнання, а також сучасні підходи до підвищення енергоефективності та надійності систем електропостачання. Значна увага приділяється аналізу режимів роботи електричних мереж різних класів напруги, оптимізації потоків потужності, регулюванню напруги, компенсації реактивної потужності та впровадженню інтелектуальних технологій Smart Grid.

Дисципліна поєднує теоретичні положення електроенергетики з практичними методами аналізу й оптимізації режимів роботи електроенергетичних систем. Під час навчання здобувачі опановують методики визначення втрат електроенергії, оцінювання показників надійності електропостачання, вибору технічних заходів щодо зниження енерговитрат, а також застосування сучасних цифрових технологій моніторингу та керування електричними мережами.

Особливу увагу приділено розвитку сучасних електричних мереж із використанням відновлюваних джерел енергії, систем накопичення електроенергії, автоматизованих систем керування та інтелектуального обліку. Вивчення дисципліни сприяє формуванню професійних компетентностей, необхідних для проєктування, експлуатації, модернізації та підвищення ефективності електроенергетичних і електромеханічних систем відповідно до сучасних вимог енергетичної безпеки, сталого розвитку та європейських стандартів.

В результаті опанування курсу магістри набувають знань і практичних навичок аналізу режимів електроспоживання, оцінювання ефективності роботи електроенергетичного обладнання, розрахунку технологічних втрат, забезпечення надійності електропостачання та впровадження енергоефективних технічних рішень у системах електроенергетики й електромеханіки.

ОПИС НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

«Ефективність та надійність електроенергетичних та електромеханічних систем» - навчальна дисципліна, спрямована на формування у здобувачів вищої освіти системного розуміння принципів забезпечення ефективної, надійної та безпечної роботи електроенергетичних і електромеханічних систем.

В межах дисципліни розглядаються показники ефективності та надійності електроенергетичних систем, методи оцінювання технічного стану електрообладнання, аналіз режимів роботи електричних мереж і електромеханічних установок, визначення втрат електричної енергії та шляхів їх зниження. Особлива увага приділяється оцінюванню надійності електропостачання, аналізу відмов і аварійних режимів, резервуванню, діагностиці та прогнозуванню технічного стану обладнання.

Вивчаються сучасні енергоефективні технології, інтелектуальні електричні мережі, автоматизація та цифровий моніторинг енергетичних систем, використання відновлюваних джерел енергії та систем накопичення енергії. Розглядаються методи підвищення енергоефективності й надійності електроенергетичних та електромеханічних систем на основі сучасних інформаційних технологій і математичного моделювання.

Вивчення дисципліни сприяє формуванню здатності аналізувати режими роботи енергетичних систем, оцінювати їх ефективність і надійність, виявляти причини втрат та відмов, обґрунтовувати технічні рішення щодо підвищення енергоефективності, надійності та якості електропостачання.

Мета дисципліни — оволодіння сучасними методами аналізу, проєктування та оптимізації систем енергозабезпечення з урахуванням вимог енергоефективності, формування компетентностей у сфері забезпечення надійності технічних систем, підготовку фахівців, здатних впроваджувати інноваційні рішення для зниження енергоспоживання, підвищення стабільності та безпеки енергетичних об'єктів.

Основні завдання вивчення дисципліни

- ✓ Ознайомлення з принципами енергозбереження та енергоефективного проєктування систем енергозабезпечення.
- ✓ Формування навичок аналізу надійності енергетичних об'єктів, включаючи методи оцінки ризиків та управління аварійними режимами.
- ✓ Оволодіння методами розрахунку показників енергоефективності для різних типів електротехнічного обладнання та систем.
- ✓ Засвоєння сучасних технологій моніторингу, діагностики та управління якістю електроенергії.
- ✓ Розвиток здатності до системного мислення при проєктуванні та експлуатації енергетичних систем.
- ✓ Формування компетентностей у сфері впровадження інноваційних рішень, спрямованих на зниження енергоспоживання та підвищення надійності.
- ✓ Підготовка до професійної діяльності в умовах цифровізації та переходу до сталого розвитку енергетики.

Інтегральна компетентність:

Здатність розв'язувати комплексні практичні задачі під час провадження професійної діяльності в сфері електричних станцій, електричних мереж та електроенергетичних систем або у процесі навчання, що характеризується невизначеністю умов і вимог.

Фахові компетентності:

ФК 12. Здатність застосовувати існуючі та розробляти нові методи, методики,

технології та процедури для вирішення інженерних завдань електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

ФК14. Здатність розробляти та впроваджувати заходи з підвищення надійності, ефективності та безпеки при проектуванні та експлуатації обладнання та об'єктів електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

ФК15. Здатність здійснювати аналіз техніко економічних показників та експертизу проектно-конструкторських рішень в області електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

ФК18. Здатність розуміти і враховувати соціальні, екологічні, етичні, економічні та комерційні міркування, що впливають на реалізацію технічних рішень в електроенергетиці, електротехніці та електромеханіці.

ФК20. Здатність керувати проектами і оцінювати їх результати.

ФК21. Здатність оцінювати показники надійності та ефективності функціонування електроенергетичних, електротехнічних та електромеханічних об'єктів та систем.

Перелік результатів навчання, що формує дана дисципліна:

ПР1. Знаходити варіанти підвищення енергоефективності та надійності електроенергетичного, електротехнічного та електромеханічного обладнання й відповідних комплексів і систем.

ПР4. Окреслювати план заходів з підвищення надійності, безпеки експлуатації та продовження ресурсу електроенергетичного, електротехнічного та електромеханічного обладнання і відповідних комплексів і систем.

ПР5. Аналізувати процеси в електроенергетичному, електротехнічному та електромеханічному обладнанні і відповідних комплексах і системах.

ПР6. Реконструювати існуючі електричні мережі, станції та підстанції, електротехнічні і електромеханічні комплекси та системи з метою підвищення їх надійності, ефективності експлуатації та продовження ресурсу..

ПР20. Виявляти основні чинники та проблеми, які можуть заважати впровадженню сучасних методів керування електроенергетичними, електротехнічними та електромеханічними системами.

СТРУКТУРА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

Назви розділів і тем	Кількість годин											
	денна форма						заочна форма					
	усього	у тому числі					усього	у тому числі				
		л	п	лаб.	інд.	с. р.		л	п	лаб.	інд.	с. р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Розділ 1. Енергетичні втрати в електричних мережах: причини, оцінка та шляхи зниження												
Тема 1. Втрати електроенергії: передавання, структура та технічні чинники	14	4				10	11	1				10
Тема 2. Фактори та методи визначення нетехнічних втрат електроенергії	17	4	4			9	10					10
Тема 3. Методи розрахунку технічних втрат електроенергії	17	4	4			9	18		2			16
Тема 4. Методи зниження технологічних втрат у системах електропостачання	18	4	4			10	17	1				16
Разом за розділом 1	66	16	12			38	56	2	2			52
Розділ 2. Керування режимами ЕЕС з урахуванням енергоефективності та надійності												
Тема 5. Системне управління режимами ЕЕС з урахуванням неоднорідності та взаємовпливу мереж	12	2				10	19	2	2			15
Тема 6. Сучасні підходи до розвитку електричних мереж: Smart Grid та ВДЕ	12	2				10	15					15
Разом за розділом 2	24	4				20	34	2	2			30
Усього годин	90	20	12			58	90	4	4			82

ТЕМАТИЧНИЙ ПЛАН НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

Розділ 1. Енергетичні втрати в електричних мережах: причини, оцінка та шляхи зниження

Тема 1. Втрати електроенергії: передавання, структура та технічні чинники

Особливості втрат електроенергії при її транспортуванні електричними мережами. Класифікація та компоненти втрат електроенергії в системах електропостачання. Технічні аспекти виникнення втрат електроенергії в електромережах.

Тема 2. Фактори та методи визначення нетехнічних втрат електроенергії

Споживання електроенергії на технологічне забезпечення роботи підстанцій. Втрати електроенергії, пов'язані з похибками обліку та вимірювання. Нетехнічні втрати електроенергії в системах електропостачання. Методичні підходи до оцінювання та розрахунку втрат електроенергії

Тема 3. Методи розрахунку технічних втрат електроенергії

Методи розрахунку навантажувальних втрат. Визначення навантажувальних втрат електроенергії у розімкнених електричних мережах 6-150 кВ. Втрати електроенергії в мережі напругою 0,38 кВ. Втрати неробочого ходу в трансформаторі чи шунтувальному реакторі. Втрати на корону і втрати через струми витоку по ізоляторах.

Тема 4. Методи зниження технологічних втрат у системах електропостачання

Структура заходів щодо зниження втрат електроенергії. Організаційні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах. Технічні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах. Заходи щодо удосконалення обліку електричної енергії.

Розділ 2. Керування режимами ЕЕС з урахуванням енергоефективності та надійності

Тема 5. Системне управління режимами ЕЕС з урахуванням неоднорідності та взаємовпливу мереж

Неоднорідність електричних мереж енергосистем, її чисельні показники та способи компенсації. Керування потокорозподілом і рівнями напруги в електричних мережах енергосистем. Взаємовплив режимів електричних мереж різних класів напруги, його оцінка і компенсація. Основні фактори ефективності керування потоками потужності і напругою в ЕЕС, їх врахування і використання.

Тема 6. Сучасні підходи до розвитку електричних мереж: Smart Grid та ВДЕ

Smart Grid технології в електричних мережах. Відновлювані джерела електроенергії в електричних мережах.

РОЗДІЛ 1. ЕНЕРГЕТИЧНІ ВТРАТИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ: ПРИЧИНИ, ОЦІНКА ТА ШЛЯХИ ЗНИЖЕННЯ

Тема 1. Втрати електроенергії: передавання, структура та технічні чинники

Особливості втрат електроенергії при її транспортуванні електричними мережами. Класифікація та компоненти втрат електроенергії в системах електропостачання. Технічні аспекти виникнення втрат електроенергії в електромережах.

Електрична енергія є єдиним видом продукції, для переміщення якого від місця вироблення до місця споживання не використовуються інші ресурси. Для цього витрачається частина самої електроенергії, яка є технологічною необхідністю. Оскільки технологічних втрат електроенергії (ТВЕ) уникнути не можливо, то задача полягає в тому, щоб визначити їх економічно обґрунтований рівень. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах до цього рівня є одним з важливих напрямків енергозбереження.

У зв'язку з розвитком ринкових відносин в країні значення проблеми втрат електроенергії суттєво виросло. Вартість втрат є однією з вагомих складових тарифу на електроенергію. З впровадженням ринкових стосунків, а також з ростом вартості первинних енергоносіїв і, відповідно, вартості електроенергії збільшилася і капіталізована вартість її втрат. Вартість енергії, а також капіталізована вартість втрат продовжують зростати. Це проявляється в тому, що поступово змінюється стратегія формування рішень щодо капіталовкладень в електроенергетику. Якщо раніше під час проектування віддавалася перевага умовно «дешевим» проектам і конструкціям електрообладнання, що проявлялося у збільшенні експлуатаційних витрат, в тому числі і втрат електроенергії, то тепер віддається перевага більш збалансованим рішенням.

Переміщення будь-якого матеріального об'єкта пов'язане з роботою і вимагає витрат енергії – наприклад, мускульної енергії людини або механічної якихось пристроїв. Ця енергія прикладається зовні і об'єкт, що переміщається, не зазнає змін. Електрична енергія є єдиним видом продукції, яка для свого переміщення від електричних станцій до споживачів витрачає саму себе.

Унікальність процесу передавання електроенергії можна показати, порівнявши його з транспортування теплової енергії. Під час транспортування трубами частина теплової енергії також втрачається через теплоізоляцію. Ці втрати пояснюються недосконалістю теплоізоляції, яка не може бути ідеальною.

Можуть бути втрати через пориви труб і нещільності з'єднань. Це дійсно є втрати, але ці втрати ніяк не пов'язані з переміщення теплової енергії. Вони не виконують роботи по транспортуванню теплової енергії. Для цього витрачається інша енергія. Вода або пара, які є носіями теплової енергії, переміщаються насосами, на привод яких найчастіше використовується електроенергія.

В кожному елементі електричної системи, в якому здійснюється перетворення електричної енергії (генерування, передавання, споживання), обов'язково наявне магнітне, електричне або електромагнітне поле. Це є технологічною необхідністю. В [3] показано, що електромагнітна енергія від місця її генерування до місця споживання передається по діелектрику (проводи в лініях електропередачі є каналами, якими проходить струм, а також вони формують структуру поля в діелектрику). Напруженість поля в провіднику і діелектрику направлена по струму і не рівна нулю. Створюється потік вектора Пойтінга

через бокову поверхню проводу в його середину. Тобто, провід сам споживає з діелектрика енергію. Вона йде на покриття теплових втрат в ньому.

Структура втрат електроенергії в електричній мережі

Сумарні або фактичні втрати електроенергії в електричній мережі визначаються як різниця електроенергії, яка надходить в мережу $W_{\text{надх}}$, і електроенергії, яка відпускається споживачам $W_{\text{від}}$ (рис. 1):

$$\Delta W = W_{\text{надх}} - W_{\text{від}} \quad (1)$$



Рисунок 1 – Баланс електроенергії в електричних мережах

Втрати електроенергії умовно діляться на **технологічні** та **комерційні**. Структура їх подана на рис. 2.

Технологічні втрати обумовлені технологією виробничого процесу передавання електроенергії мережами та обліку її надходження і відпуску.

Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами. Тобто, втрати можна записати як

$$\Delta W = W_{\text{техн}} + W_{\text{ком}} = \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{обл}} + \Delta W_{\text{ком}} \quad (2)$$

де $W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{обл}}$ – технологічні втрати, які складаються з технічних втрат в елементах мережі $\Delta W_{\text{т}}$, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{\text{вп}}$, а також електроенергії, недооблік якої обумовлений інструментальними похибками її вимірювання $\Delta W_{\text{обл}}$; $\Delta W_{\text{ком}}$ – комерційні втрати.



Рисунок 2 – Структура втрат у розподільних мережах

Технічні втрати ΔW_m – це втрати в лініях електропередачі (ЛЕП), трансформаторах, реакторах та іншому електрообладнанні. Вони мають фізичну природу і складаються з навантажувальних втрат, які є змінними і залежать від значення навантаження, і умовно постійних втрат, які не залежать від навантаження.

Перша складова пов'язана з нагріванням струмопровідних частин елементів електричних мереж, друга – з нагріванням магнітопроводів та коронним розрядом.

Витрати на власні потреби ΔW_{en} – це електроенергія, яка витрачається на забезпечення нормального функціонування підстанції і розподільчих пунктів (освітлення, вентиляція, обігрів, ремонт, живлення оперативних кіл тощо).

Втрати електроенергії в електричній мережі через недооблік електроенергії ΔW_{obl} можуть виникати через систематичні похибки лічильників та вимірювальних трансформаторів. Особливо це стосується трансформаторів струму, які при струмі в первинній обмотці, суттєво меншому за номінальний, працюють не в своєму класі точності і вносять похибку у вимірювання відпущеної електроенергії, яка може сягати до 2–3%.

Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і ΔW розрахованими технологічними втратами:

$$\Delta W_{ком} = \Delta W - W_{техн} \quad (3)$$

Комерційні втрати складаються з двох складових, які відрізняються за своєю суттю. В обох випадках це спожита, але не оплачена електроенергія. В першому випадку спожита електроенергія зафіксована на лічильниках і споживач з часом може за неї розрахуватися. З врахуванням пені за несвоєчасну проплату, витрати електричної мережі на цю електроенергію можуть бути компенсовані. Інша справа з електроенергією, яка спожита несанкціоновано і яка не зафіксована на лічильниках.

Економічно обґрунтовані (оптимальні) технічні втрати $W_{m.o}$ є різницею між їхнім фактичним значенням ΔW_m і зниженням втрат W_o , що може бути досягнуто за рахунок упровадження спеціальних заходів:

$$W_{m.o} = \Delta W_m - W \quad (4)$$

Оптимальні втрати $W_{m.o}$ не є постійною величиною, яку можна визначити один раз і потім використовувати.

Визначені на стадії розроблення схеми розвитку енергосистеми відповідають прогнозованим навантаженням, на базі яких виконуються всі проектні розрахунки. Реальні навантаження в умовах експлуатації будуть відрізнятися від розрахункових, тому значення

$W_{m.o.}$, визначене для поточного розрахункового періоду часу, буде відрізнятися від його значення, визначеного на стадії проектування.

Крім того, ріст навантажень по роках буде призводити до зміни величини ΔW_m , а отже, і $W_{m.o.}$. Тому оптимальні втрати можуть бути подані у вигляді ряду значень, кожне з яких відповідає своєму розрахунковому періоду. Весь ряд цих значень повинний корегуватися в міру уточнення даних про навантаження і схеми на перспективу.

Технічні втрати електроенергії

Навантажувальні втрати

Навантажувальні втрати активної потужності P в трифазному елементі електричної мережі з опором фази R і струмом в ній I визначаються за формулою

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (5)$$

З врахування того, що $I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U}$

навантажувальні втрати активної потужності можуть визначатися як

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \text{ або } \Delta P = \Delta P_p + \Delta P_q \quad (6)$$

де P і Q – активна і реактивна потужності, які передаються по елементу;

U – лінійна напруга;

ΔP_p і ΔP_q – складові втрат активної потужності, які обумовлені передаванням активної і реактивної потужності.

Значення потужностей P і Q у вітках мережі визначаються за результатами розрахунку усталеного режиму. Як правило, заданими є потужності у вузлах мережі. Напруга в (6) відноситься до того вузла, до якого відносяться потужності P і Q . Це може бути початок або кінець вітки. Втрати потужності в мережі в цілому визначаються як сума значень, розрахованих для кожного елемента за формулою (6).

Часто на практиці відомими є значення активної потужності P й усереднені значення коефіцієнта потужності $tg \varphi$. В цьому випадку формулою (6) краще користуватися в такому вигляді:

$$\Delta P = \frac{P^2 \cdot (1 + tg^2 \varphi)}{U^2} \cdot R \quad (7)$$

Втрати електроенергії є сумою втрат потужності у всіх режимах мережі за розрахунковий період T :

$$\Delta W_i = \int_0^T \Delta P(t) dt \text{ або } \Delta W_i \approx \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot \Delta t_i \quad (8)$$

де $\Delta P(t)$ – графік зміни втрат потужності протягом часу T ;

ΔP_i – втрати потужності, які приймаються постійними протягом часу Δt_i ;

n – кількість інтервалів, на які розбито графік зміни втрат $\Delta P(t)$ (якщо $\Delta t_i = \Delta t = const$, то $n = T / \Delta t$).

Значення $\Delta P(t)$ визначаються за графіками зміни потужностей $P(t)$ і $Q(t)$. Проте здійснити такий розрахунок можливо тільки за умови, що в мережі наявні телевимірювання (ТВ) навантаження у всіх вузлах. Якщо ТВ відсутні або не повні, то застосовують спрощені способи переходу від розрахованих втрат потужності до втрат електроенергії. Спрощені способи будуються на використанні характеристик графіків навантаження.

Зокрема використовуються два способи: **метод найбільших втрат** і **метод середніх навантажень**.

Згідно методу **найбільших втрат** втрати електроенергії за розрахунковий період T визначаються:

$$\Delta W_i = \Delta P_{ia} \cdot \tau, \quad (9)$$

де ΔP_{ia} – втрати потужності в режимі найбільших навантажень;
число годин найбільших втрат.

Кількість годин найбільших втрат визначається за формулою:

$$\tau = \kappa_z^2 \cdot \kappa_\phi^2 \cdot T \quad (10)$$

де $\kappa_z^2 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$ – коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну кількість годин використання максимального навантаження;

$\kappa_\phi^2 = \frac{P_{cp.kv.}}{P_{cp.}}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження, який характеризує його нерівномірність;

$P_{cp.kv.}$ – середньо-квадратичне значення потужності за період T ;

$P_{cp.} = \frac{W_{відп}}{T}$ – середнє значення потужності за період T ;

P_{max} – максимальне навантаження мережі;

$W_{відп}$ – електроенергія, відпущена споживачам за період T .

Кількість годин найбільших втрат зв'язаний з часом найбільших навантажень $T_{нб.}$

Наприклад, якщо втрати електроенергії визначаються за рік, то може визначатися за такою емпіричною формулою:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб.}}{10000} \right) \cdot 8760$$

Згідно методу **середніх навантажень** втрати електроенергії за розрахунковий період T визначаються:

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp.} \cdot T \cdot \kappa_\phi^2 \quad (11)$$

де $\Delta P_{cp.}$ – втрати потужності, розраховані для значення середніх потужностей навантаження $P_{cp.}$

Таким чином, для визначення втрат електроенергії за розрахунковий період T необхідна інформація про максимальне, мінімальне та середнє навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за цей самий період. За цими даними визначається коефіцієнт заповнення графіка навантаження κ_z . Складніше з коефіцієнтом форми κ_ϕ .

Умовно-постійні технічні втрати

Умовно-постійні втрати потужності – це втрати в магнітопроводах та ізоляції електроустановок. Вони залежать від прикладеної напруги. Оскільки напруга змінюється у відносно меншому діапазоні ніж може змінюватися струм навантаження, то вони приймаються умовно постійними. В загальному ці втрати в елементі електричної мережі визначаються як

$$\Delta P_i = g \cdot U^2 \quad (12)$$

де g – провідність елемента електричної мережі відносно землі;

U – фазна напруга.

В різних елементах електричної мережі втрати електроенергії, що залежать від напруги, мають різну природу, розраховуються за відповідними формулами.

Силові трансформатори

Умовно-постійні втрати електроенергії в силових трансформаторах (автотрансформаторах), які ще називаються втратами холостого ходу, визначаються за формулою:

$$\Delta W_T = \Delta P_{x.x.} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta t \cdot \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2 \quad (13)$$

де $\Delta P_{x.x.}$ – паспортні дані втрат потужності холостого ходу;

U_i – напруга на уводах трансформатора в i -му режимі.

Якщо знехтувати зміною напруги на протязі розрахункового періоду T , то втрати електроенергії в трансформаторах визначаються:

$$\Delta W_T = \Delta P_{x.x.} \cdot T$$

Компенсуючі установки

Втрати електроенергії в компенсуючих установках залежать від типу установки. Втрати в батареях статичних конденсаторів визначаються на основі відомих питомих втрат потужності $p_{БК}$:

$$W_{БК} = p_{БК} \cdot W_{QБК} \quad (14)$$

де $\Delta W_{QБК} = Q \cdot T$ – реактивна енергія, яка вироблена батареєю конденсаторів потужністю Q за розрахунковий період T . Зазвичай $p_{БК} = 0,003 \text{ кВт/квар.}$

В статичних тиристорних компенсаторах втрати визначаються за такою ж формулою. Тільки питомі втрати потужності в них більші. Середнє значення $p_{СТК} = 0,006 \text{ кВт/квар.}$

Синхронні компенсатори

Втрати в синхронних компенсаторах не можна повністю відносити до втрат холостого ходу, оскільки в електричній машині є і навантажувальна складова. Проте, оскільки ця складова втрат залежить не від навантаження мережі, а від навантаження самого СК, то втрати в СК можна віднести до умовно-постійних. Слід тільки враховувати, що навантаження СК змінюється в залежності від режиму електричної мережі (генерує або споживає реактивну потужність). Формула для розрахунку втрат в СК має вигляд:

$$\Delta W_{СК} = \Delta P_{ном} \cdot T \cdot \left[d_x + (1 - d_x) \cdot k_{max}^2 \cdot \frac{k_3 + 2 \cdot k_3^2}{3} \right] \quad (15)$$

де $\Delta P_{ном}$ – втрати в СК при номінальному завантаженні;

d_x – частка втрат холостого ходу в значенні $\Delta P_{ном}$;

$k_{max} = \frac{Q_{max}}{Q_{ном}}$ – коефіцієнт максимального навантаження завантаження СК;

k_3 – коефіцієнт заповнення графіка реактивного навантаження СК.

Коефіцієнт k_3 визначається за виробленою реактивною енергією W_{QCK} за час T :

$$k_3 = \frac{W_{QCK}}{Q_{max} \cdot T}$$

Значення W_{QCK} визначається як сума спожитої і відданої в електричну мережу реактивної енергії. Для СК середнє значення $k_3 = 0,3$. Значення d_x для СК знаходиться в діапазоні 0,3-0,5. Середнє значення $d_x = 0,4$. При цьому формула (15) приймає вид:

$$\Delta W_{СК} = \Delta P_{ном} \cdot T \cdot (0,4 + 0,1 \cdot k_{max}^2) \quad (16)$$

Шунтувальні реактори

Втрати в шунтувальних реакторах визначаються за формулою (13), оскільки природа їх така ж як і в трансформаторах. В паспортних даних вони не називаються втратами холостого ходу, а просто втратами в реакторі.

Втрати в вентильних розрядниках (ВР), обмежувачах перенапруг (ОПН), пристроях під'єднання ВЧ-зв'язку (ППВЧ) та вимірювальних трансформаторах струму (ТС) і напруги (ТН) залежать від номінальної напруги, на яку вони розраховані. Втрати електроенергії за рік в перерахованому обладнанні приведені в табл. 1.

Таблиця 1. - Втрати електроенергії в ВР, ОПН, ТТ, ТН і ППВЧ в тис. кВт-год/рік [1]

Напруга, кВ	6	10	35	110	220	330	500	750
ВР	0,009	0,021	0,091	0,60	1,59	3,32	4,93	4,31
ОПН	0,001	0,001	0,013	0,22	0,74	1,80	3,94	8,54
ТТ	0,06	0,1	0,4	1,1	2,2	3,3	5,0	7,5
ТН	1,54	1,9	3,6	11,0	13,1	18,4	28,9	58,8
ППВЧ	0,01	0,01	0,02	0,22	0,43	2,12	3,24	4,93

Електричні лічильники

Втрати електроенергії в електричних лічильниках 0,22–0,66 кВ приймаються у відповідності до таких даних, кВт-год в рік на один лічильник:

- однофазний, індукційний – 18,4;
- трифазний, індукційний – 92,0;
- однофазний, електронний – 21,9;
- трифазний, електронний – 73,6.

Ізоляція кабелів

Втрати електроенергії в ізоляції кабелів визначаються за формулою, тис. кВт-год:

$$\Delta W_{\text{каб}} = b_c \cdot U^2 \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot L_{\text{каб}} \cdot T \quad (17)$$

де b_c – ємнісна провідність кабеля, Сим/км;

$L_{\text{каб}}$ – довжина кабеля, км;

$\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс кута діелектричних втрат, який визначається за формулою $\operatorname{tg} \varphi = (0,003 + 0,0002 \cdot T_{\text{екс}}) \cdot (1 + a_{\text{ст}} \cdot T_{\text{екс}})$, де $T_{\text{екс}}$ – число років експлуатації кабеля, $a_{\text{ст}}$ – коефіцієнт старіння, може бути прийнятий $a_{\text{ст}} = 0,5$.

Втрати на корону в повітряних лініях електропередачі

Втрати на корону в повітряних лініях електропередачі суттєво залежать від погодних умов. Існує декілька способів визначення втрат на корону в ЛЕП, які відрізняються формою врахування впливу погодних умов. Два з них основані на наступній формулі:

$$\Delta P_k = g \cdot U^\alpha \cdot L \quad (18)$$

де g – питома провідність повітря, значення якої залежить від стану погодних умов (ясна погода, дощ, сніг, туман, ожеледь), Сим/км;

α – показник степені при напрузі ЛЕП, в залежності від погоди $\alpha = 2-6$;

L – довжина ЛЕП, км.

На практиці частіше користуються іншим способом. В основу його покладені експериментально встановлені питомі втрати потужності на одному кілометрі ЛЕП. Формула для визначення втрат на корону в ЛЕП наступна:

$$\Delta P_{\kappa} = p_{\Pi} \cdot L \quad (19)$$

де p_{Π} – питомі втрати потужності на корону в ЛЕП, кВт/км. Значення питомих втрат потужності на корону в ЛЕП наведені в табл. 2.

Таблиця 2 - Питомі втрати на корону, усереднені для конструкції фази, в залежності від погоди в кВт/км [1]

Номінальна напруга, кВ	Хороша погода	Сухий сніг	Дощ	Ожеледь
750	4,2	16,55	60,0	122,5
330	0,9	3,9	13,0	28,8
220	0,3	1,1	3,0	12,0
110	0,03	0,12	0,35	1,2

Втрати електроенергії на корону в ЛЕП за розрахунковий період визначаються з врахуванням статистичних даних щодо тривалості видів погоди протягом часу T :

$$\Delta W_{\kappa} = L \cdot T \cdot \sum_{i=1}^n p_{\Pi i} \cdot d_i \quad (20)$$

де d_i – відносна тривалість різної погоди на території регіону, до якого відноситься ЛЕП, за час T , в.о.

Наприклад, на протязі року для центральної України відносна тривалість різної погоди d_i розподіляється так: хороша – 0,803, сухий сніг – 0,09, дощ – 0,074, ожеледь – 0,033.

Тема 2. Фактори та методи визначення нетехнічних втрат електроенергії

Споживання електроенергії на технологічне забезпечення роботи підстанцій. Втрати електроенергії, пов'язані з похибками обліку та вимірювання. Нетехнічні втрати електроенергії в системах електропостачання. Методичні підходи до оцінювання та розрахунку втрат електроенергії.

Основні причини підвищених технічних втрат в електричних мережах

1. Є два можливі стратегічні напрямки розбудови електричних мереж і, зокрема, проектування ЛЕП як одного з важливих їх елементів. Відрізняються вони різними підходами щодо вкладення коштів в електричні мережі.

За першим – виконується відносно дешевий проект, після реалізації якого слідує дорога його експлуатація.

За іншим – в проекті передбачаються технічні засоби зменшення експлуатаційних витрат, що, очевидно, суттєво його здорожує. Зате, при цьому суттєво зменшуються експлуатаційні витрати. Що стосується втрат потужності й електроенергії це можна прослідкувати на прикладі проектування ЛЕП.

Для однакової потужності, що передається ЛЕП, можна розглядати два варіанти щодо вибору перерізу їх проводів. Під час проектування ЛЕП 6–110 кВ перерізи проводів можна вибрати за таких умов, що питома густина струму в них приймається рівною $j=0,9-1,1 \text{ А/мм}^2$ або $j=0,4-0,6 \text{ А/мм}^2$. В першому варіанті провід буде приблизно в два рази меншого перерізу ніж в другому і, відповідно, в два рази з більшим опором. Втрати активної потужності визначаються за формулою:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \quad (21)$$

отже, втрати в ЛЕП, спроектованих за першим варіантом будуть приблизно в два рази більшими. Про це свідчать статистичні дані. Технічні втрати в електричних мережах, спроектованих за «дешевими» проектами, складають 11–12% від відпущеної електроенергії. В електричних мережах, в яких закладені проводи ЛЕП більшого перерізу, втрати складають 4–6% від відпущеної електроенергії.

2. З формули (21) видно, що втрати в елементі електричної мережі з активним опором R залежать від перетікання по ньому активної P і реактивної Q потужностей. Активна потужність може вироблятися тільки на електричних станціях і варіантів стосовно передавання її немає.

За винятком, коли якась невелика її частина вробляється безпосередньо у споживача, – це можуть бути ТЕЦ, нетрадиційні та відновлювані джерела енергії, які знаходяться на балансі у споживача.

Інша справа з реактивною потужністю. Вона може вироблятися як на електричних станціях, так і джерелами реактивної потужності (ДРП), встановленими безпосередньо біля місця її споживання (рис. 3).

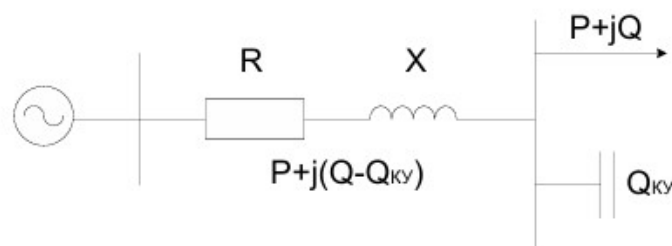


Рисунок 3 - Компенсація реактивної потужності

У варіанті, коли компенсувальні установки встановлені на шинах споживача, втрати активної потужності визначаються за формулою

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_{КУ})^2}{U^2} \cdot R \quad (22)$$

де $Q_{КУ}$ – потужність ДРП з протилежним знаком ніж Q . Як правило, Q має індуктивний характер, а $Q_{КУ}$ – ємнісний.

З точки зору вкладання коштів у розвиток електричних мереж тут також можливі два підходи. За першим, основним джерелом реактивної потужності є крупні електростанції. Для цього синхронні генератори на них проектується і встановлюються з номінальним $\cos \phi = 0,85$. Оскільки в генераторах обмежується повний струм статора, то генерування ним реактивної потужності призводить до зменшення генерування активної потужності. Відмітимо, що частина цієї потужності йде на покриття втрат активної потужності в електричних мережах від перетікання в них реактивної потужності.

За іншим підходом, реактивна потужність в основному виробляється ДРП, встановленими на шинах споживачів електроенергії. Це дозволяє зменшити втрати в електричних мережах від перетікання в них реактивної потужності, а також створює умови для розвантаження електростанцій по реактивній потужності. Генератори на станціях проектується і встановлюються з номінальним $\cos \phi = 0,92-0,95$, що дозволяє виробляти ними більше активної потужності.

Розглянуті два підходи щодо забезпечення в ЕЕС балансу реактивної потужності характеризується коефіцієнтом компенсації реактивної потужності, який визначається як відношення сумарної потужності ДРП до установленної потужності джерел активної потужності.

Ці коефіцієнти суттєво відрізняються для розглянутих підходів забезпечення споживачів реактивною потужністю. Для першого підходу – це 0,2-0,35 *квар/кВт*, а для другого – 0,8-0,9 *квар/кВт*. Така велика різниця між формами балансування режиму ЕЕС по реактивній потужності породжує цілий ряд задач, що стосуються зменшення втрат електроенергії під час її передавання та розподілу, а також покращання якості напруги в електричних мережах.

3. В ЕЕС електрична енергія, вироблена на електростанціях, на шляху до її споживача проходить 4–5 трансформацій (рис. 4). Проходячи через трансформатор, частина її втрачається. Втрати потужності в трансформаторі складають:

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \Delta P_{к.з.} \quad (23)$$

де ΔP_x і $\Delta P_{к.з.}$ – втрати холостого ходу і короткого замикання;

$\left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2$ – коефіцієнт завантаження трансформатора.

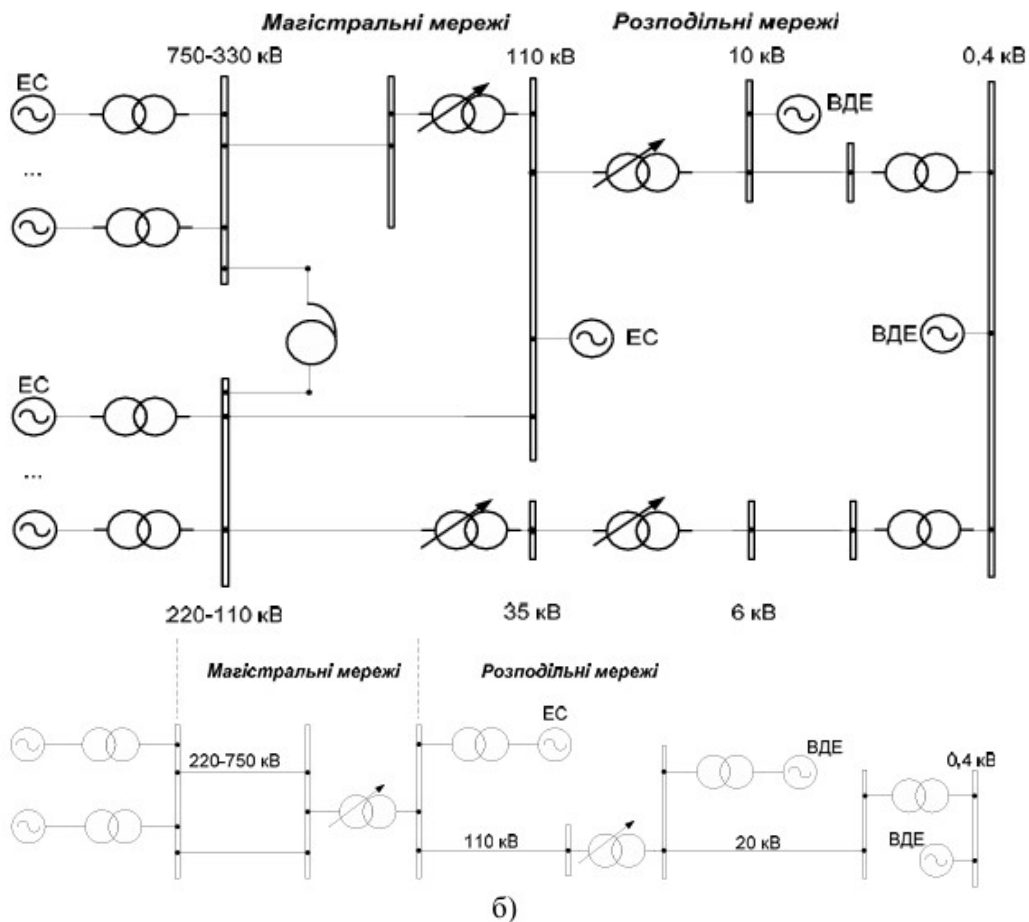


Рисунок 4 - Приклади передавання електроенергії електростанцій до споживачів

Очевидно, що навіть з врахуванням того, що втрати в сучасному трансформаторі складають 0,5–1% від його потужності, в сумі всіх трансформацій втрати є суттєвими. Зменшити їх можливо, зменшуючи кількість трансформацій. Для цього необхідно зменшити кількість класів напруги електричних мереж і наблизити «високу» напругу до споживачів електроенергії. На рис. 1.4б показана можлива реалізація такого варіанту, де 35 кВ замінено на 110 кВ, а мережі 6–10 кВ переведено на 20 кВ.

На трансформаторних підстанціях, як правило, встановлюється два трансформатори, потужність яких вибирається так, щоб в нормальному режимі вони були завантажені на 0,7–0,8 $S_{\text{макс}}$. Це відповідає максимальному к.к.д. трансформатора. На практиці трансформатори через зміну графіків навантаження споживачів (добових і сезонних), а також через відключення від підстанцій якихось споживачів або навпаки – під'єднання нових споживачів можуть бути недовантажені або перевантажені. Як у першому, так і в другому випадку трансформатори працюють у неекономічному режимі. Щоб зробити використання трансформаторів раціональним необхідно якісь з них міняти на менш потужні, а якісь на потужніші.

4. Трансформатори і автотрансформатори 110 кВ і вище випускаються з РПН і оснащуються пристроями автоматичного регулювання напруги (АРН).

Проте, за різних причин в автоматичному режимі регулювання напруги трансформатори і автотрансформатори використовується рідко. Разом з тим АРН дозволяє суттєво покращити якість напруги в електричних мережах, а також сприяє зменшенню втрат електроенергії під час її передавання. В табл. 3 наведено дані щодо можливого зменшення втрат електроенергії, коли трансформатори і автотрансформатори з РПН, ВДТ

і лінійні регулятори встановлюються і використовуються в електричних мережах. Якщо на трансформаторах і автотрансформаторах задіяні регулятори АРН, то ефект щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах збільшується (табл. 4).

Таблиця 3 - Зниження втрат при встановленні РПН і перемиканні відпайок вручну [1]

Місце встановлення РПН, лінійного регулятора і ВДТ	Номинальна напруга, кВ	Зниження втрат електро-енергії від встановлення і використання одного пристрою, тис. кВт-г
ВДТ в замкнутих контурах електричних мереж	110–500	1200
	220–500	1000
	330–750	1000
	110–330	700
РПН на трансформаторах і автотрансформаторах	750	400
	500	300
	330	200
	220	100
РПН і лінійні регулятори в центрах живлення радіаль-них електричних мереж	110	70
	35	30
	6–10	10
	0,38	0,7

Таблиця 4 - Зниження втрат при встановленні РПН і перемиканні відпайок автоматично [1]

Номинальна напруга трансформатора, кВ	Зниження втрат за рік від встановлення і використання одного пристрою РПН з АРН, тис. кВт-г
750	800–2000
500	500–1500
330	250–500
220	120–400
110–150	100–200

5. Електрообладнання має певний технічний ресурс, за якого воно якісно виконує свої функції з заданими під час проектування параметрами, в тому числі і втратами електроенергії в ньому.

З часом через спрацювання ресурсу (старіння) знижуються функціональні можливості електро обладнання – погіршується надійність, збільшуються втрати. Особливо це стосується електрообладнання з магнітопроводами (трансформатори і автотрансформатори, шунтові реактори, електромагнітні реле та ін.). Вчасна заміна морально і фізично застарілого електрообладнання в електричних мережах не тільки покращує надійність і якість електропостачання, а й сприяє зменшенню втрат електроенергії під час її передавання і розподілу.

6. Визначення втрат в електричних мережах пов'язано з вимірюванням електроенергії, яка поступає в мережу і відпускається електроспоживачам. Оскільки ідеальних вимірювальних приладів і систем не існує, то робиться це певною точністю. Вимірювальні прилади і системи розраховані працювати з заданою точністю в певному діапазоні зміни навантаження. Найбільш чутливим елементом системи вимірювання електроенергії до змін навантаження є вимірювальні трансформатори.

7. Якщо розглядати задачу зменшення втрат електроенергії в електричних мережах як експлуатаційну задачу, то, очевидно, що значна роль тут належить експлуатаційному персоналу. Характерною особливістю споживання електроенергії є мало керований змінний графік (максимум і мінімум навантаження можуть відрізнятись на протязі доби в два рази). Також змінюються і навантажувальні втрати електроенергії. Очевидно, що і заходи щодо зменшення втрат електроенергії (ЗЗВ) в електричних мережах вимагають постійного корегування (регулювання напруги, зміни режиму ДРП, регулювання коефіцієнтів трансформації трансформаторів, тощо).

Практично ефективність всіх заходів щодо зменшення втрат електроенергії в електричних мережах залежить від вмотивованості, успішних дій та активності експлуатаційного персоналу. Відсутність же раціональної і дієвої мотивації експлуатаційного персоналу до зменшення втрат електроенергії часто ставить під сумнів ЗЗВ або суттєво зменшує їх техніко-економічну ефективність.

Витрати на власні потреби підстанцій

До власних потреб (ВП) підстанцій відноситься споживання електроенергії електроприймачів, встановлених на підстанції, які забезпечують нормальну роботу її обладнання та життєдіяльність обслуговуючого персоналу.

Електроприймачі ВП живляться на напрузі 380/220 В від трансформатора ВП – як правило, 6–10/0,4 кВ. Облік витрат електроенергії на ВП здійснюється лічильником, встановленим з боку 0,4 кВ.

Витрати на ВП нормуються. Нормування здійснюється з метою контролю та планування, а також виявлення місць нераціональних витрат. Чисельні значення норм залежать від кліматичних умов.

За способом нормування споживачі ВП діляться на дві групи. До першої групи відносяться електроприймачі ВП, витрати електроенергії якими нормуються на одну підстанцію в залежності від її вищої напруги. **Сюди відноситься:** обігрів приміщень, вентиляція й освітлення, системи керування підстанцією, інші витрати (невеликі ремонти, пристрої РПН, дистильатори, тощо).

До другої групи відносяться електроприймачі ВП, витрати електроенергії якими нормуються на одиницю обладнання в залежності від його напруги.

До цієї групи відноситься: охолодження та обігрів обладнання обдув і охолодження трансформаторів і автотрансформаторів, обігрів вимикачів та приводів відділювачів і короткозамикачів, обігрів комірок КРУН та шкафів РЗА), компресори повітряних вимикачів та пневматичних приводів.

Значення нормативних витрат електроенергії для обох груп електроприймачів ВП підстанцій задаються спеціальними галузевими інструкціями.

Недооблік електроенергії

Недооблік електроенергії в основному залежить від похибок засобів вимірювання. Вимірювальний комплекс (ВК) складається з групи пристроїв, які забезпечують вимірювання електроенергії в одній точці обліку. Він включає в себе трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН), з'єднувальні провідники і лічильник. До нього можуть входити

також засоби передавання інформації на диспетчерський пункт. Виділення метрологічних втрат можливо лише в тому випадку, коли в сумарній похибці всіх ВК присутня систематична складова. Коли вона від'ємна, то можна говорити про загальний недооблік електроенергії. Якщо йдеться про вимірювання відпущеної електроенергії, то це є втрати електроенергії для енергопостачальної компанії.

Гранично допустимі похибки ВК визначаються за формулою:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{II}^2 + \delta_L^2 + \delta_\theta^2 + \delta_\Phi^2} \quad (24)$$

де - δ_I^2 , δ_U^2 , δ_L^2 – відносні похибки ТТ, ТН і лічильника;

δ_{II} – похибка, яка визначається втратами напруги у вторинних колах;

δ_θ^2 – відносна похибка виділення з виміряного значення повного струму його активної складової,

δ_Φ^2 – сумарна додаткова яка обумовлена кутовими похибками ТС і ТН; Φ похибка, яка викликана впливовими факторами (відхилення напруги, частоти, температури навколишнього повітря, магнітного поля, а також інші випадкові фактори);

1,1 – коефіцієнт, який враховує особливості метрологічної повірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, які мають свої похибки, та інші причини.

Визначаючи допустимі похибки ВК за формулою (24), відносні похибки приладів за звичай приймають рівними класам їх точності. Проте, тут необхідно враховувати, що допустимі похибки відповідають класу точності тільки тоді, коли навантаження приладів знаходиться в зоні, близькій до номінальних значень. Якщо навантаження змінюється, то похибка приладу змінюється у відповідності до його навантажувальної характеристики. Викладене відноситься до характеристик похибок, обумовлених відхиленням струму і напруги приєднання, яке контролюється, від номінальних значень. Їх називають режимними похибками. Зі збільшенням строку служби приладів їх характеристики погіршуються, що призводить до збільшення їх похибки. Цей тип похибок називають часовими. Для зменшення похибок під час вимірювання електроенергії ВК необхідно витримувати нормальні для них умови експлуатації, а також своєчасно оновлювати засоби вимірювання, замінюючи їх на більш нові і сучасні.

Комерційні втрати

Комерційні втрати зумовлені двома основними причинами: крадіжками електроенергії і недоліками в організації контролю за її споживанням і оплатою. Очевидно, що визначити комерційні втрати безпосередньо не можливо. Комерційні втрати визначають з балансу втрат:

$$\Delta W_{\text{ком}} = \Delta W_{\square} - W_{\text{техн}} = \Delta W - \Delta W_T + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{обл}} \quad (25)$$

де ΔW – фактичні втрати електроенергії, які визначаються як різниця між електроенергією, що надійшла в електричну мережу $W_{\text{надх.}}$, і відпущеною електроенергією $W_{\text{від.}}$, за яку надійшла плата від споживачів.

Якщо від фактичних втрат ΔW відняти технологічні втрати $\Delta W_{\text{техн}}$, то залишиться електроенергія небалансу, яку кваліфікують як комерційні втрати. Основними причинами комерційних втрат є несанкціонований відбір (крадіжки) електроенергії та спожита електроенергія через лічильники, але несвоєчасно або зовсім не оплачена.

Тема 3. Методи розрахунку технічних втрат електроенергії

Методи розрахунку навантажувальних втрат. Визначення навантажувальних втрат електроенергії у розімкнених електричних мережах 6-150 кВ. Втрати електроенергії в мережі напругою 0,38 кВ. Втрати неробочого ходу в трансформаторі чи шунтувальному реакторі. Втрати на корону і втрати через струми витoku по ізоляторах.

Загальна характеристика методів розрахунку втрат

Залежно від повноти інформації про навантаження електричної мережі і виду заходів зі зниження втрат електроенергії для визначення навантажувальних втрат електроенергії рекомендується використовувати **такі методи**:

- поелементних розрахунків;
- характерних режимів;
- характерної доби;
- факторного моделювання навантажень;
- домінуючих гармонік;
- середніх навантажень;
- кількості годин максимальних втрат електроенергії;
- за регресійними залежностями.

Для різних типів електричних мереж рекомендуються такі методи розрахунку.

Метод поелементних розрахунків рекомендується переважно для окремих ліній і трансформаторів (особливо з використанням ТВ), втрати електроенергії в яких істотно залежать від транзитних перетікань.

Метод характерних режимів рекомендується для розрахунку втрат електроенергії у транзитній електричній мережі за наявності теле інформації про навантаження вузлів, що періодично передається суб'єкту енергетики.

Метод характерної доби рекомендується як кращий для розрахунку втрат електроенергії у замкнених електричних мережах 110 кВ і вище, що не беруть участі в обміні потужністю. Допускається застосування методу кількості годин максимальних втрат електроенергії.

Методи факторного моделювання навантажень, гармонік, що домінують, рекомендуються як кращі для перспективних розрахунків у будь-яких електричних мережах за характерними втратами електроенергії. Точність розрахунків підвищується в разі використання ТВ. Ефективним є спільне застосування даних методів.

Метод середніх навантажень рекомендується як кращий для розімкнених електричних мереж 6–150 кВ за наявності даних про електроенергію, що пропущена по головній ділянці електричної мережі за період, який розглядається. Допускається використання методу кількості годин максимальних втрат електроенергії.

Статистичні методи рекомендуються для визначення втрат електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ і виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, що впливають в електричних мережах всіх класів напруг.

Для оцінюваного розрахунку втрат електроенергії у розімкнених електричних мережах 0,38-6-20 кВ як виняток допускається застосування **регресійних методів** визначення еквівалентних опорів ліній від узагальнених параметрів схеми (сумарній довжині і кількості ділянок ліній, перетину головної ділянки тощо).

Методи розрахунку навантажувальних втрат

Метод поелементних розрахунків

Визначення навантажувальних втрат електроенергії W_A у мегават годинах за методом поелементних розрахунків визначають за формулою:

$$W_A = 3 \cdot \Delta t \sum_{i=1}^k R_i \cdot \sum_{j=1}^n I_{ij}^2 \quad (1)$$

де k – кількість елементів мережі;

T – розрахунковий період, год;

t – інтервал часу між послідовними значеннями струму навантаження елементів, год;

$n = T / t$ – кількість інтервалів;

I_{ij} – струм навантаження i -го елемента з опором R_i у момент часу j , А;

R_i – опір i -го елемента, Ом.

Метод характерних режимів

Розрахунок втрат електроенергії методом характерних режимів у замкнених електричних мережах високої напруги виконується на підставі інформації про режим електромережі, яку можна одержати під час контрольних вимірів, проведених два рази на рік під час проходження зимового максимуму і літнього мінімуму навантаження, а також з використанням розрахунків нормальних режимів електромережі при тому, що режими роботи оптимізувались протягом року.

Вхідні дані для розрахунку втрат електроенергії:

- схема електромережі і параметри її елементів;
- добові графіки навантаження за вимірами в контрольні дні (два рази на рік) для всіх n вузлів електромережі (погодинні виміри в j -тому вузлі для i -ї години протягом доби активної і реактивної потужності P_{ij} і Q_{ij} чи напруг U_{ij} , струмів I_{ij} і коефіцієнтів завантаження $\cos \varphi_{ij}$);
- електроенергія, спожита (чи генерована) кожним вузлом суб'єкта енергетики або енергооб'єкта за кожен місяць року;
- добові графіки навантаження міжсистемних зв'язків і графік напруги вузла навантаження, прийнятого за балансувальний, зняті в контрольні дні;
- електроенергія, передана по кожній з міжсистемних зв'язків кожний місяць (у несальдованому вигляді).

Для розрахунку річних втрат електроенергії необхідно поділити рік на три розрахункових періоди, і втрати електроенергії для кожного з них розраховувати за даними літніх чи зимових контрольних вимірів. Для цього необхідно використати графік відпуску електроенергії в електромережу в цілому по суб'єкту енергетики по місяцях розрахункового року.

Як межу поділу цього графіка використовують середнє значення відпуску електроенергії за контрольні місяці.

На рис. 1 наведено річний графік відпуску електроенергії в електричну мережу в цілому по суб'єкту енергетики. Літній контрольний вимір робиться в липні, зимовий – у грудні. Якщо відпуск електроенергії в липні становив 321 ум. од., а у грудні – 365 ум. од., то середнє значення відпуску електроенергії за два контрольні місяці становить $(365+321)/2=343$ ум.од. При цьому втрати електроенергії за період із квітня по вересень варто рахувати за графіками навантаження, отриманими в червні, за період із жовтня по грудень – за графіками, отриманими в грудні поточного року, а за період із січня по березень – за графіками, отриманими в грудні попереднього року.

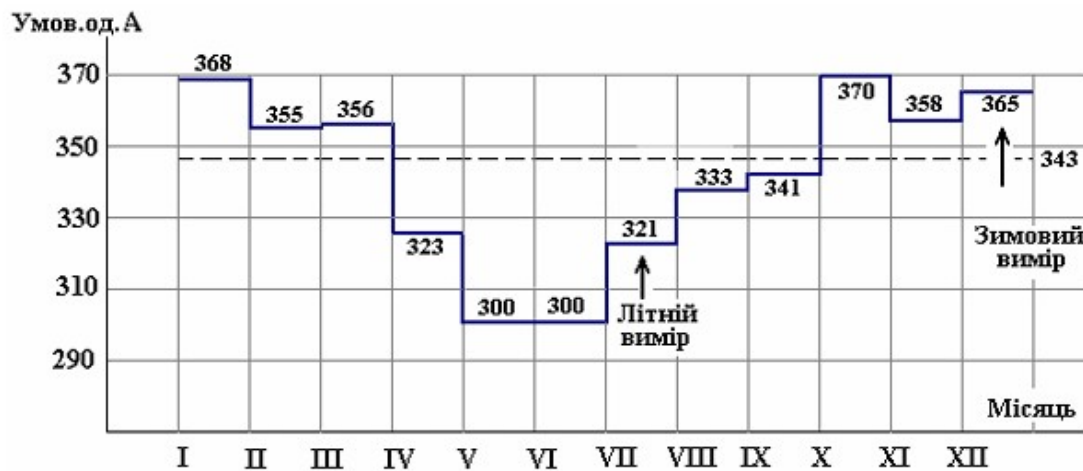


Рисунок 1 - Річний графік відпуску електроенергії в електричну мережу в цілому по суб'єкту енергетики [1]

Визначення втрат електроенергії в живильних електричних мережах суб'єкта енергетики за розрахунковий період виконується в такому порядку:

- розраховується серія (якщо інтервал між вимірами графіка навантаження (генерації) вузла становить 1 год, розрахунок виконується для 24 режимів; якщо інтервал становить Δt год, розрахунок виконується для $24/\Delta t$ режимів) нормальних режимів суб'єкта енергетики згідно з отриманими графіками навантаження електромережі і графіка напруги балансувального вузла, визначаються втрати потужності в кожному елементі схеми заміщення;

- визначаються абсолютні втрати електроенергії за розрахунковий період часу T в електромережі в цілому чи у виділених ділянках за формулою:

$$\Delta W = T \cdot \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^k \Delta P_{ij} \cdot \Delta t \quad (2)$$

де k – кількість елементів у схемі заміщення електромережі чи у виділеній групі елементів;

ΔP_{ij} – втрати потужності в j -му елементі в i -му режимі, МВт;

- визначаються відносні втрати електроенергії за розрахунковий період часу:

$$\Delta W(\%) = \frac{\Delta W}{W_{\text{відп}}} \cdot 100 \quad (3)$$

де $W_{\text{відп}}$ – електроенергія, відпущена в електричну мережу, МВт.год.

Метод характерної доби

Визначення навантажувальних втрат електроенергії W_n у мегават годинах за методом характерної доби виконують за формулою:

$$W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^{\partial} \cdot D_{eki} \quad (4)$$

де m – число характерних періодів роботи електричної мережі (літнього, зимового, паводка і т.ін.);

ΔW_{ni}^{∂} – розрахункові втрати електроенергії за контрольну добу кожного з характерних періодів, розраховані за відомими графіками навантаження у вузлах електричної мережі, МВт;

D_{eki} – еквівалентна кількість днів для i -го характерного періоду, діб.

Еквівалентна кількість днів D_{eki} в добі для i -го характерного періоду визначається за формулою:

$$D_{eki} = \frac{W_i^2}{(W_{\partial i}^2 + D_i)^2} \quad (5)$$

де W_i – електроенергія, відпущена в електричну мережу в i -му періоді, МВт·год;

D_i – тривалість i -го періоду, діб;

$W_{\partial i}$ – електроенергія, відпущена в електричну мережу за добу, розрахункові втрати електроенергії, за яку склали W_{ni} , МВт·год.

Метод факторного моделювання графіків навантажень

Факторне моделювання графіків навантажень для розрахунку й аналізу втрат електроенергії виконується за такими етапами:

- одержання головних факторів на підставі аналізу представницької вибірки графіків електричної системи;
- регресійний аналіз усіх вузлових потужностей електричної системи з використанням головних факторів (головних компонентів) як функцій – регресорів;
- моделювання рівнянь зв'язку незалежних (потужностей вузлів) і залежних (вузлових напруг) змінних на підставі факторних моделей вузлових потужностей;
- уточнення математичних очікувань напруг вузлів з потужністю факторної моделі потужностей;
- висновок виразу втрат електроенергії на підставі факторної моделі навантажень.

На кожному етапі знаходиться власне число $\square_r$ і власний вектор H_r матриці вибірових кореляційних моментів, що визначають узагальнений типовий графік чи головні компоненти:

$$\Gamma_r = \sum_{i=1}^n h_{ri} \cdot \Delta P_i \quad (6)$$

$$\Delta P_i = P_i - M \cdot P_i \quad (7)$$

Визначення втрат електроенергії методом гармонік

Під час визначення втрат електроенергії методом гармонік, які домінують, враховується залежність їх від графіків активного і реактивного навантаження чи генерування у вузлах електричної мережі $P_i(t)$ у мегават-годинах і $Q_i(t)$ у мегавар-годинах.

Для обліку неоднорідності цих графіків при розрахунку втрат електроенергії вони розкладаються в ряд Фур'є на розглянутому інтервалі часу, і при цьому пропонується враховувати тільки гармоніки, що домінують, які дають змогу моделювати графік із заданою точністю.

Визначення навантажувальних втрат електроенергії методом середніх навантажень

Навантажувальні втрати визначаються за формулою:

$$\Delta W_n = \Delta P_{n.сер.} \cdot \kappa_{\phi}^2 \cdot T \quad (8)$$

де $\Delta P_{n.сер.}$ – навантажувальні втрати потужності, визначені за середніми і максимальними навантаженнями відповідно, МВт;

κ_{ϕ}^2 – коефіцієнт форми графіка, відн.од;

T – тривалість періоду, за який визначаються втрати електроенергії, год.

Середні навантаження вузлів визначають за показниками приладів обліку електроенергії. Значення κ_{ϕ}^2 визначають безпосередньо за графіком сумарного

навантаження електричної мережі, що фіксується в диспетчерській відомості, чи за формулами:

$$K_{\phi}^2 = \left(\frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right)^2 - \left(\frac{1090}{T_{\max}} + 0,876 \right)^2 \quad (9)$$

де $K_3 = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{max}}}$ – коефіцієнт заповнення графіка, відн.од;

$T_{\max}$ – кількість годин використання максимального навантаження.

Визначення навантажувальних втрат електроенергії методом кількості годин максимальних втрат електроенергії

Навантажувальні втрати визначаються за формулою:

$$\Delta W_{\text{н}}^{\square} = \Delta P_{\text{н. max}} \cdot \tau \quad (10)$$

де $\Delta P_{\text{н. max}}$ – навантажувальні втрати потужності, визначені за середніми і максимальними навантаженнями відповідно, МВт;

$$\tau = (0,124 + 0,876 \cdot K_3)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (11)$$

Для електричних мереж з подібними графіками навантажень розрахунок втрат електроенергії може виконуватися за двома стаціонарними режимами, один з яких відповідає математичним очікуванням, а інший – дисперсіям цих графіків.

Визначення навантажувальних втрат електроенергії за **регресійною залежністю** цих втрат від узагальнених характеристик схем і режимів електричних мереж виконується на підставі попередніх розрахунків втрат електроенергії для обмеженої кількості схем і режимів електричних мереж (вибірки). Визначення втрат електроенергії для інших схем і режимів роблять за отриманою залежністю без розрахунку електричної мережі.

Визначення навантажувальних втрат електроенергії у розімкнених електричних мережах 6-150 кВ

Залежно від виду інформації про навантаження головної ділянки лінії електропередавання у розімкнених електричних мережах 6-150 кВ використовують метод середніх навантажень, визначаючи розрахункове значення втрат електроенергії $W_{\text{н}}$ у мегават-годинах за формулою:

$$W_{\text{н}} = \frac{(W_P^2 + W_Q^2) \cdot K_{\phi}^2}{U_{\text{ек}}^2 \cdot T} \cdot R_{\text{ек}} \quad (12)$$

де $W_P^{\square}$ – активна електроенергія, пропущена через головну ділянку, МВт·год;

$W_Q^{\square}$ – реактивна електроенергія, пропущена через головну ділянку, Мварг;

$K_{\phi}^{\square}$ – коефіцієнт форми графіка, відн.од;

$R_{\text{ек}}$ – еквівалентний опір електричної мережі, Ом;

$U_{\text{ек}}^{\square}$ – еквівалентна напруга для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії, кВ;

T – час, за який через головну ділянку пропущено електроенергію $W_P^{\square}$ і $W_Q^{\square}$, год, або метод кількості годин найбільших втрат електроенергії у мегават-годинах за формулою:

$$W_{\text{н}} = 3 \cdot I_{\text{макс}}^2 \cdot R_{\text{ек}} \cdot \tau \cdot K_{\kappa} \quad (13)$$

де $I_{\text{макс}}$ – максимальне навантаження головної ділянки, кА;

K_{κ} – коефіцієнт коригування, прийнятий рівним 1,37 у разі використання значення струму, отриманого шляхом безпосереднього виміру, і рівним 1, в інших випадках;

– кількість годин.

Еквівалентну напругу визначають за формулою:

$$U_{ек}^{\square} = \sqrt{K \cdot U_1^2 + (1-K) \cdot U_2^2} \quad (14)$$

де K – коефіцієнт, прийнятий рівним 0,9 для електричних мереж 6-20 кВ і 0,8 – для електричних мереж 35-150 кВ;

U_1 і U_2 – напруги на шинах центру живлення лінії 6-20 кВ у режимах максимальних і мінімальних навантажень відповідно.

Еквівалентний опір лінії розраховують за формулою:

$$R_{ек} = \sum_{i=1}^k \frac{h_i^2 \cdot R_i}{h_r^2} \quad (15)$$

де h_i і h_r – величини, пропорційні фактичним або припущеним навантаженням i -го елемента електричної мережі опором R_i і головної ділянки відповідно.

Сума h_i для навантажувальних вузлів повинна дорівнювати h_r .

Існують наступні варіанти задання величини h_i :

- пропуском електроенергії через i -ту ділянку;
- величиною струму (потужності), що передається по i -й ділянці в режимі найбільших навантажень; - значенням сумарної встановленої потужності P_T , що одержують живлення по i -й ділянці.

Втрати електроенергії в мережі напругою 0,38 кВ

Розрахунок втрат електроенергії в мережі 0,38 кВ з використанням еквівалентного опору

Втрати електроенергії в лінії напругою 0,38 кВ (% відпуску електроенергії в електричну мережу) визначають за формулою:

$$W_n = \frac{0,7 \cdot U_1 \cdot K_{нес} \cdot \tau}{T_{макс}} \quad (16)$$

де U_1 – втрати напруги в максимумі навантаження електричної мережі від шин ТП до найбільш віддаленого електроприймача, %;

$K_{нес}$ – коефіцієнт, що враховує нерівномірність (несиметрію) розподілу навантажень за фазами.

Коефіцієнт збільшення втрат потужності електричної мережі з ізольованою нейтраллю за нерівності навантажень проводів визначають за формулою:

$$K_{нес.із} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{сер}^2} \quad (17)$$

де I_A , I_B , I_C – струми в проводі відповідних фаз;

$I_{сер}$ – середнє їх значення.

В електричній мережі з глухозаземленою нейтраллю виникає струм нульової послідовності I_0 , потроєне значення якого є струмом у нейтралі $I_N = 3 \cdot I_0$, що проходить по опорі землі (для електричних мереж 110 кВ і вище), або струм нейтрального проводу (для електричних мереж нижче 1 кВ). Струм у нейтралі визначають за формулою:

$$I_N = I_A + a \cdot I_B + a^2 \cdot I_C = I_A - \frac{1}{2} \cdot (I_B + I_C) + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (I_B - I_C) \quad (18)$$

де a і a^2 – оператори повороту вектора на 120° проти годинникової стрілки і за годинниковою стрілкою відповідно.

Сумарні втрати потужності в електричній мережі із заземленою нейтраллю складаються з втрат у кожній фазі, а за наявності нейтрального проводу додатково додаються втрати в нейтральному проводі:

$$\Delta P_C = I_A^2 \cdot R_A + I_B^2 \cdot R_B + I_C^2 \cdot R_C + I_i^2 \cdot R_i \quad (19)$$

де I_n , R_n – відповідно струм у нейтральному проводі й опір нейтрального проводу.

У разі симетричного навантаження струми у фазах рівні між собою і рівні струму прямої послідовності:

$$I_1^{\square} = \frac{1}{3} \cdot (I_A^{\square} + I_B^{\square} + I_C^{\square}) \quad (20)$$

Розрахунок втрат електроенергії в мережі 0,38 кВ з використанням характеристик ліній і показників розподілу їх навантажень

Якщо втрати електроенергії в лінії 0,38 кВ визначаються за формулою, аналогічною (12), то її еквівалентний опір залежить від конфігурації лінії і розподілу навантажень за її довжиною.

Для лінії постійного перетину с навантаженням, зосередженим у її кінці, $R_{екв} = r_0 \cdot L$, де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км,

а L – довжина лінії, км, тобто $R_{екв}$ відповідає фізичному опору лінії.

Для такої ж лінії з рівномірно розподіленим навантаженням $R_{екв} = r_0 \cdot L / 3$.

З цього випливає, що за однакових протяжності ліній, перетинах проводів і відпущеної електроенергії **втрати електроенергії в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням у 3 рази менші**, ніж у лінії із зосередженим навантаженням.

Зміни перетину проводів пропорційні зменшенню навантаження (лінія з постійною щільністю струму) $R_{екв} = r_0 \cdot L / 2$. Цей результат показує, що у цьому граничному випадку втрати електроенергії в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням у 2 рази менші, ніж у лінії із зосередженим навантаженням, тобто коефіцієнт, що враховує вплив на втрати електроенергії розподіленості навантажень уздовж лінії k , знаходиться в діапазоні 0,33-0,5.

На практиці всю лінію чи її основну магістральну частину виконують проводом одного перетину і лише наприкінці лінії і на відгалуженнях від неї може використовуватися провід меншого перетину.

Розрахунки реальних схем ліній без відгалужень і з розподіленими по довжині лінії навантаженнями показали, що значення k_L знаходяться в межах $0,37 \pm 0,04$.

У діапазоні перетинів алюмінієвих проводів **35-120 мм²**, звичайно використовуваних на таких лініях, справедливе співвідношення $r_0 \approx 32,25 / F$, де F – перетин проводу.

Підставляючи у формулу (12) $U=0,38$ кВ і $R_{екв} = r_0 \cdot L = 32,25 \cdot L \cdot k / F$, можна отримати:

$$\Delta W = 9,3 \cdot \frac{W \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot k_{\phi}^2 \cdot k_L \cdot L}{D \cdot F} \quad (21)$$

де D – число днів, $k_L=1,0$ для ліній із зосередженим навантаженням і $k_L=0,37$ – для ліній з розподіленим навантаженням.

Формула (21) відповідає лінії без розгалужень. За наявності відгалужень втрати електроенергії в разі такої ж сумарної довжини лінії зменшуються, тому що щільність струму у відгалуженнях істотно нижча, ніж у магістралі.

На практиці виміряти струми фаз у всіх лініях 0,38 кВ, що знаходяться на балансі суб'єкта енергетики, важко, тому в практичних розрахунках доцільно використовувати середні значення коефіцієнта $k_{нес}$. При відносному відхиленні струмів фаз від їхнього середнього значення в діапазоні 0,3-0,5 м і $R_0 / R_{\phi} = 1-1,5$, коефіцієнт $k_{нес}$ змінюється в

діапазоні від 1,15 до 1,55 ($k_{\text{нес}} = 1,35 \pm 0,2$). Це значення коефіцієнта може бути застосоване до ліній з розподіленим навантаженням, що представляє собою навантаження житлових будинків, переважно однофазним. Зосереджені навантаження мають, як правило, велику частку симетричних, трифазних навантажень, тому $k_{\text{нес}}$ для таких ліній знаходиться в діапазоні $1,05 \pm 0,05$.

Розрахунок втрат електроенергії в лінії із зосередженим наприкінці навантаженням

Для ліній із зосередженим наприкінці навантаженням відношення відносних втрат потужності до відносних втрат напруги ($k_{\text{м/н}}$) має вигляд:

$$k_{\text{м/н}} = \frac{\Delta P_{\%}}{\Delta U_{\%}} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \cdot \operatorname{tg}^2 \varphi} \quad (22)$$

$$\text{де } \xi = \frac{x_r}{r_0}$$

Для лінії з рівномірно розподіленим навантаженням:

$$k_{\text{м/н}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \cdot \operatorname{tg}^2 \varphi} \quad (23)$$

Фізична суть коефіцієнта $2/3$ у формулі (23) – облік неоднакової щільності струму вздовж лінії. Значення коефіцієнта $2/3$ є нижньою межею значень цього коефіцієнта, що відповідає рівномірному розподілу навантаження вздовж лінії.

Для ліній з розподіленим навантаженням коефіцієнт приймають рівним 0,75. Для ліній із зосередженим навантаженням він дорівнює 1.

Для комбінованого навантаження рекомендується використовувати значення $k_{\text{м/н}}$, що визначається за формулою:

$$k_{\text{м/н}} = (1 - 0,25 \cdot d_p) \cdot \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \cdot \operatorname{tg}^2 \varphi} \quad (24)$$

З огляду на те, що для повітряних ліній $x_0 \approx 0,4 \text{ Ом/км}$ і $r_0 \approx 32,25/F \text{ Ом/км}$, $\zeta = x_0 / r_0 \approx 0,0125 \cdot F$. Для кабельних ліній $x_0 \approx 0$ і $\zeta \approx 0$. Оскільки кінцеві ділянки повітряних ліній іноді виконані проводом меншого перетину, ніж головна ділянка, а на деяких старих лініях на таких ділянках використані навіть сталеві проводи, рекомендується для повітряних ліній приймати $\zeta = 0,01 \cdot F$.

Максимальне навантаження лінії за відомого відпуску електроенергії в неї за 24Д годин становить:

$$P_{\text{max}} = \frac{W}{D \cdot 24 \cdot k_3} \quad (25)$$

З урахуванням цієї втрати потужності в максимум навантаження:

$$\Delta P_{\text{max}} = \frac{\Delta U_{\%}}{100} \cdot P_{\text{max}} \cdot k_{\text{м/н}} = \frac{\Delta U_{\%} \cdot W \cdot k_{\text{м/н}}}{100 \cdot D \cdot k_3} \quad (26)$$

а втрати електроенергії:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau = \Delta P_{\text{max}} \cdot 24 \cdot \tau \quad (27)$$

Втрати неробочого ходу в трансформаторі чи шунтувальному реакторі

Втрати неробочого ходу в трансформаторі чи втрати в шунтувальному реакторі визначають за формулою:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \cdot T \cdot \left(\frac{U_{\text{сер}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \quad (28)$$

де P_x – номінальні втрати потужності в і-му устаткуванні (за паспортними даними);

T – кількість годин роботи устаткування;

$U_{сер}$ – середнє значення напруги за розглянутий період часу;

$U_{ном}$ – номінальна напруга i -го устаткування.

Втрати на корону і втрати через струми витоку по ізоляторах

Втрати на корону і втрати через струми витоку по ізоляторах ПЛ і підстанцій віднесені до кліматичних втрат, тобто до втрат електроенергії, що зумовлені погодними умовами. Теоретично кореляція з погодними умовами існує для більшості складових втрат електроенергії. Рівень електроспоживання, що визначає потоки потужності у відгалуженнях і напруги у вузлах електричної мережі, істотно залежить від погодних умов, тому і навантажувальні, і умовно-постійні втрати електроенергії також мають визначену кореляцію з погодними умовами. Найбільш істотним фактором, що характеризує ці умови, є температура повітря.

Втрати на корону залежать від перетину проводу і робочої напруги (чим менше перетин і вище напруга, тим більше питома напруженість на поверхні проводу і тим більші втрати), конструкції фази, а також від погоди. Питомі втрати за різних погодних умов визначають на підставі експериментальних досліджень. При цьому втрати на корону на лінії визначають за питомими втратами P_k (кВт/км) залежно від номінальної напруги і погодних умов

$$\Delta W_{кор} = \sum_{i=1}^4 \Delta p_{ki} \cdot l_i \cdot t_i \quad (29)$$

де i – індекс погодних умов: 1 – паморозь; 2 – сніг; 3 – дощ; 4 – хороша погода; t_i – тривалість на рік i -го виду погоди.

У випадку відсутності більш точних даних допускається використовувати питомі втрати потужності на корону для ліній різних класів напруги, наведені у таблиці 1.

Таблиця 1. - Питомі втрати потужності на корону, усереднені щодо конструкції фази [1]

Номінальна напруга, кВ	Питомі втрати на корону, ΔP_k кВт/км, за погодних умов			
	хороша погода	сухий сніг	дощ	Паморозь
750	4,2	16,55	60,0	122,5
500	2,3	8,8	29,0	76,0
330	0,9	3,9	13,0	28,8
220	0,3	1,1	3,0	12,0
154	0,12	0,35	1,2	4,2
110	0,03	0,12	0,35	1,2

Втрати на корону за поганої погоди (сухий сніг, дощ, паморозь) істотно зростають. За паморозі їх значення в 25–40 разів більше, ніж за хорошої погоди.

Для уточнених розрахунків втрат потужності й електроенергії на корону необхідно враховувати конструкції фаз ПЛ, погодні умови, одержувані за даними метеостанцій, і рівні робочої напруги на ПЛ за різних погодних умов.

Для оцінних розрахунків можна використовувати питомі втрати потужності на корону на ПЛ із типовими конструкціями фаз, наведені в табл. 2.

За розрахунку втрат у лініях з перетинами, що відрізняються від наведених у табл. 2, розрахункові значення множать на відношення F_m / F_ϕ , де F_m – сумарний перетин проводів фази, наведений у табл. 2, а F_ϕ – перетин проводів лінії.

Таблиця 2. - Питомі втрати на корону на лініях з типовими конструкціями фаз [1]

Варіант конструкції проводів у фазі	Сумарний переріз проводів у фазі, мм ²	Питомі втрати потужності на корону, кВт/км, при погоді:			
		перша група	друга група	третья група	четверта група
750-4x600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
750-5x240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
500-3x400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
330-2x400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220-1x300(ст)	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220-1x300(зб)	300	0,4	,0	8,1	24,5
220/2-1x300(ст)	300	0,6	2,8	10,0	30,7
220/2-1x300(зб)	300	0,8	3,7	13,3	40,9
150-1x185	185	0,12	0,35	1,2	4,20

Вплив робочої напруги лінії на втрати на корону враховують шляхом множення наведених в таблицях даних на коефіцієнт, зазначений у формулі, отриманий за результатами апроксимації експериментальних даних:

$$K_{U_{кор}} = 6,88 \cdot U_{відн}^2 - 5,88 \cdot U_{відн}, \quad (30)$$

де $U_{відн}$ – відношення робочої напруги на лінії до номінального значення.

Під час визначення помісячних значень на корону варто множити середньорічні втрати на 1,4 – для місяців першого і четвертого кварталів і на 0,6 – для місяців другого і третього кварталів.

Тема 4. Методи зниження технологічних втрат у системах електропостачання

Структура заходів щодо зниження втрат електроенергії. Організаційні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах. Технічні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах. Заходи щодо удосконалення обліку електричної енергії.

Структура заходів щодо зниження втрат електроенергії

Наведемо три обов'язкових умови, за яких направлені на зниження втрат дії можна називати заходами для їх зменшення. Насамперед, до заходів зниження втрат електроенергії (ЗВЕ) можна відносити тільки заходи, що знижують втрати в мережі і в обладнанні, які функціонують в **нормальних технічних умовах**. Другою умовою є **відсутність негативного впливу заходу на безпеку персоналу**, якість виконання ним своїх обов'язків, надійність електропостачання й якість електроенергії. Третьою умовою є **виконання конкретної роботи саме з метою зниження втрат**.

Виходячи з особливостей отримання ефекту, зниження втрат електроенергії можуть бути розділені на чотири групи:

- заходи по вдосконаленню керування режимами електричних мереж;
- заходи по автоматизації керування режимами електричних мереж;
- заходи по реконструкції електричних мереж;
- заходи по вдосконаленню обліку електроенергії.
- заходи по категорійності електроспоживачів

Заходи кожної з цих груп мають організаційні і технічні аспекти. На рис. 1 наведено аспекти організаційних і технічних заходів, що проявляються підчас впровадження зниження втрат електроенергії.

До **організаційних заходів** відносяться зниження втрат електроенергії по вдосконаленню експлуатаційного обслуговування електричних мереж і оптимізації їх схем і режимів. Вони є практично без затратними.

До **технічних заходів** відносяться зниження втрат електроенергії по реконструкції, модернізації і будівництву електричних мереж. Очевидно, що вони вимагають додаткових капіталовкладень.

Основною оцінкою ефективності зниження втрат електроенергії є **розрахунок їх впливу на втрати електроенергії в мережі**. Для без затратних зниження втрат електроенергії ефект виражається відносним значенням зниження втрат електроенергії W або відповідного йому зниження затрат $\zeta = \zeta_a \cdot \delta W / 100$, де ζ_a – питомі затрати на електроенергію, коп/(кВт·г).

При оцінюванні ефективності технічних зниження втрат електроенергії необхідно додатково враховувати і капіталовкладення, що потрібні для їх реалізації. Повинна виконуватися умова:

$$\delta Z \geq (p_0 + p_a) \cdot K \quad (1)$$

де K – капіталовкладення;

p_0, p_a – нормативні щорічні відрахування на обслуговування і амортизацію обладнання.

Термін окупності технічного ЗЗВ визначається як:

$$T_{ок} = \frac{K}{Z_e \cdot \Delta W - (p_0 + p_a) \cdot K} \quad (2)$$

Він має бути менший за доцільний, обґрунтований на момент впровадження ЗЗВ за існуючих економічних умов.

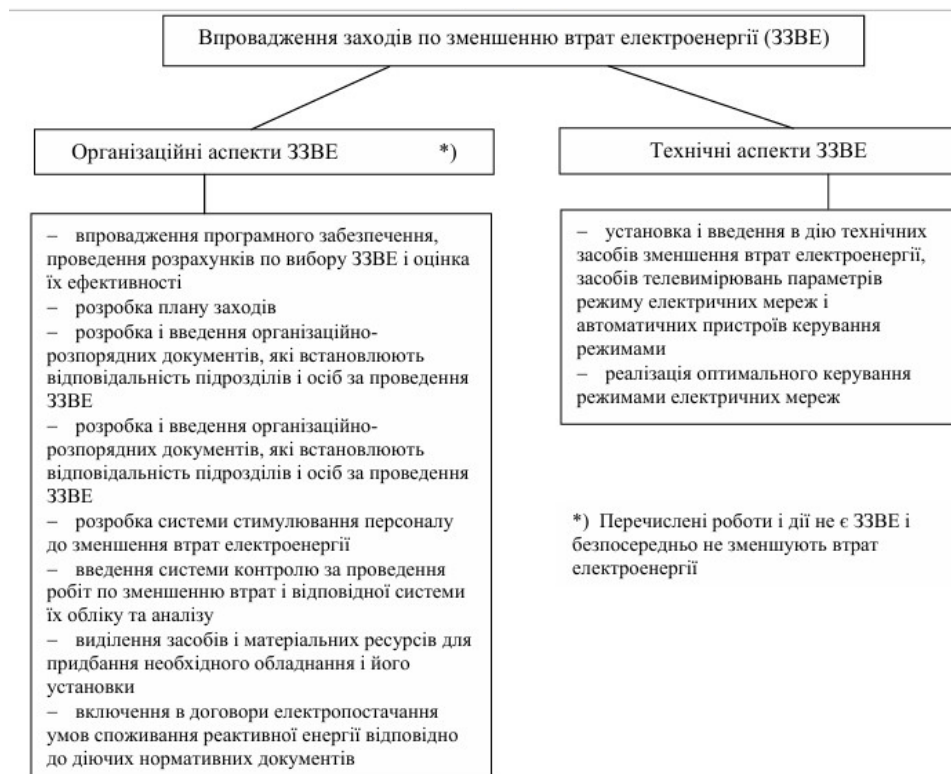


Рисунок 1 – Організаційні і технічні аспекти ЗЗВ [1]



Організаційні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах

1. Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням

Захід є одним з організаційних заходів щодо зниження технологічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, особливо міських електромережах 6 – 10 кВ.

Оптимізація місць розмикання ліній 6 – 35 кВ повинна провадитись з урахуванням зміни технологічних втрат електроенергії в оптимізованій електричній мережі й у живильній її замкненій основній електричній мережі 110 кВ і вище (рис. 3). Однак, у зв'язку з надмірним збільшенням обсягу електричної мережі через одночасне урахування електричних мереж усіх класів напруг, допускається іноді виконання розрахунків з оптимізації місць розмикання ліній 6–35 кВ окремо від основних електричних мереж.

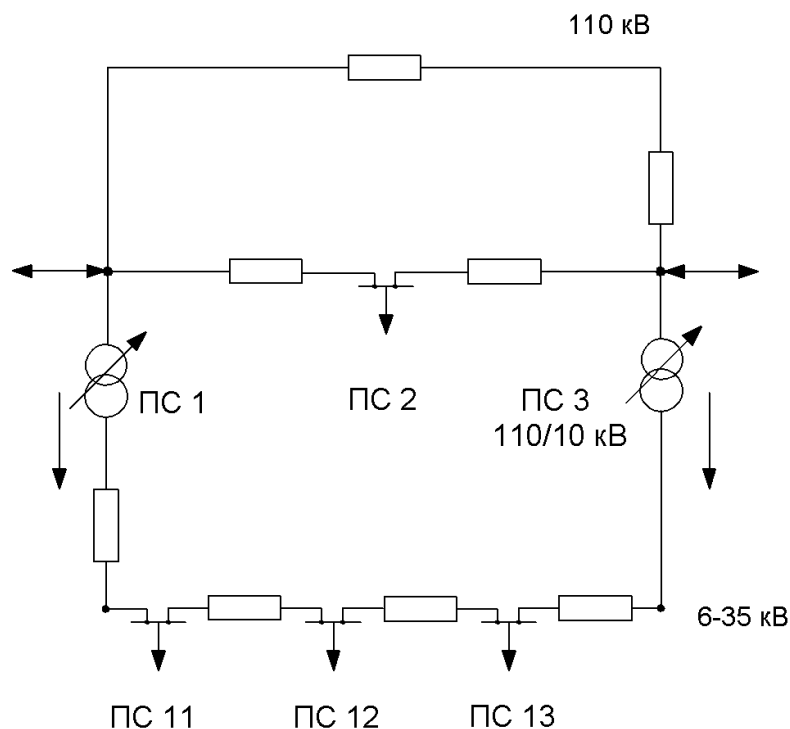


Рисунок 3 – Приклад схеми електричної мережі 110/6–35 кВ [1]

Економічний ефект від оптимізації місць розмикання розподільних електричних мереж розраховується в такій послідовності:

– визначається зниження технічних втрат електроенергії в розімкненій електричній мережі δW_{pm} як різниця втрат у ній до і після розмикання, яка отримана за допомогою програм розрахунку (наприклад «Втрати-110/10/0,4»):

$$\delta W_{pm} = K_{\Pi} \cdot (\Delta W_{pm1} - \Delta W_{pm2}) \quad (3)$$

де K_{Π} – коефіцієнт, що враховує точність методу розрахунку втрат електроенергії, відн.од., обчислений за формулою: $K_{\Pi} = 1 - \frac{\Delta}{50}$, де Δ – середньоквадратична похибка, %, використовуваного методу розрахунку;

ΔW_{pm1} , ΔW_{pm2} – втрати електроенергії в розподільній електричній мережі, що розмикається, відповідно до і після розмикання;

– уточнюються навантаження підстанцій замкненої електричної мережі згідно зі зміненою схемою розподільної електричної мережі;

– розраховуються втрати електроенергії в замкненій електричній мережі W_{om} за уточнених навантажень підстанцій і визначається зміна втрат електроенергії в ній за формулою:

$$W_{om} = K_{II} \cdot (\Delta W_{om1} - \Delta W_{om2}) \quad (4)$$

де ΔW_{om1} , ΔW_{om2} – втрати електроенергії в основній електричній мережі відповідно до і після розмикання;

– визначається сумарна зміна втрат електроенергії $W_{\square}$ у замкненій і розподільній електричних мережах за формулою:

$$W_{\square} = W_{pm} \pm W_{om} \quad (5)$$

де W_{pm} – втрати електроенергії в розподільній електричній мережі, що розмикається;

W_{om} – втрати електроенергії в основній електричній мережі.

Знак "-" у формулі (5) ставиться в разі підвищення втрат електроенергії в основній електричній мережі системи після оптимізації місць розмикання розподільних електричних мереж.

Під час розрахунку зниження втрат електроенергії від розмикання розподільної електричної мережі без урахування економічного ефекту в основній електричній мережі фактичне зниження втрат електроенергії $W_{\square}$ у годинах приймається рівним 70 %, що отримано за формулою (3), тобто:

$$W_{\square} = 0,7 \cdot W_{pm} \quad (6)$$

де W_{pm} – втрати електроенергії в розподільній електричній мережі, що розмикається.

На вибір місця розмикання розподільної мережі суттєво впливає необхідність виконання умов надійності. Як правило, в першу чергу виконується ділення мережі, виходячи з умов надійності.

Точки розмикання з умов надійності і економічності можуть не співпадати і зниження втрат в мережі не досягається.

Ще одна проблема зв'язана з тим, що оскільки графік навантаження змінюється, то може змінюватися і точка оптимального розмикання мережі. В цьому випадку необхідно передбачати декілька пунктів секціонування мережі. Можуть також не співпадати точки потокорозподілу активних і реактивних потужностей, що примушує відшукувати компромісне рішення щодо розмикання мережі.

Особливого підходу при оптимізації схеми мережі вимагається тоді, коли в мережі розбудовуються відновлювані джерела електроенергії. Тут, окрім усього, необхідно враховувати можливості видачі потужності ВДЕ. До того ж уже сама наявність ВДЕ є предметом дослідження їх на режими мережі.

Оптимізація режимів електричних мереж енергосистем за напругою, коефіцієнтами трансформації і реактивною потужністю

Метою розрахунків є вибір близьких до оптимальних законів регулювання джерел реактивної потужності (ДРП), що встановлені в мережах, і законів регулювання коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку (трансформаторів в замкнених контурах). Ефективність оптимізації режимів усталених режимів електричних мереж Економічний ефект визначається на підставі результатів порівняння розрахунків поточних

і оптимальних режимів ЕЕС в двох зонах добового графіка споживання: за години максимуму і години мінімуму навантажень.

Розрахунок поточних і оптимальних режимів максимальних і мінімальних навантажень здійснюється за одним з комплексів програм. Оптимізація режиму здійснюється з вибором оптимальних відпайок на трансформаторах з РПН, на трансформаторах поперечного регулювання, що перерозподіляють потоки активної потужності між електричними мережами 750 і 330 кВ, а також оптимізація завантаження ДРП. Розрахункова схема повинна містити в собі всю електричну мережу 220-750 кВ і трансформатори зв'язку з електричною мережею 110–150 кВ.

Перерахунок режимів виконується за кожної істотної зміни режиму ЕЕС: виведення в ремонт і включення після ремонту потужних блоків електричних станцій, ПЛ 750 кВ і ПЛ 500-330 кВ, що найбільш впливають на режим, зміни режиму зовнішніх зв'язків ЕЕС, топології схеми електричних з'єднань.

У разі наявності вітрових (ВЕС) та/або сонячних електростанцій (СЕС) слід брати до уваги, що вони повинні виконувати регулювання частоти, напруги та реактивної потужності, керуючись вимогами до ВЕС та СЕС. На ВЕС та СЕС потужністю понад 25 МВт має бути передбачена можливість регулювання активної потужності для стабілізації частоти в електричній мережі загального призначення в точці приєднання. ВЕС та СЕС мають бути оснащені функціями регулювання реактивної потужності, здатними регулювати напругу в точці їх приєднання.

Для визначення економічного ефекту за розрахунковий період від реалізації оптимізаційних заходів необхідно обчислювати геометричну площу фігури, що обмежена тривалістю розрахункового періоду (абсцисою), величинами оптимізаційних ефектів на початку і кінці цього періоду (ординати), і прямої, що з'єднує точки оптимальних значень втрат потужності за закінченнями розрахункового періоду.

Так само здійснюється підрахунок економічного ефекту за наступні розрахункові періоди від упровадження наступних заходів з оптимізації режиму.

Сумарний економічний ефект за місяць визначається додаванням економічних ефектів розрахункових періодів. За таким принципом визначається сумарний економічний ефект за місяць для режимів максимальних і мінімальних навантажень (як середньоарифметичне значення між режимами максимальних і мінімальних навантажень).

Під час розрахунків і визначення місячного економічного ефекту зниження втрат прийнята така тривалість існування режимів протягом доби: максимальних навантажень – 5-7 год, а мінімальних навантажень – 9 год. Повний економічний ефект зниження втрат за місяць визначається додаванням сумарних економічних ефектів режимів максимальних і мінімальних навантажень.

Переведення генераторів електростанцій у режим синхронного компенсатора

Доцільність такого переведення оцінюється за допомогою програм оптимізації режиму за реактивною потужністю і розглядається тільки для тих генераторів, що у визначений період часу не використовуються.

Як правило, це або малоекономічні генератори, виведені з роботи на період сезонного зниження навантаження, або генератори електростанцій, що працюють на дефіцитному паливі.

Фактична ефективність заходу визначається за формулою:

$$\delta W_{\phi 6,3} = \delta W_{cf} - \delta W_{спож.ф.} \quad (7)$$

де $\delta W_{\text{сф}} = \delta W_{1\phi} - \delta W_{2\phi}$ – фактичне зниження втрат електроенергії в електричній мережі енергетики відповідно без переведення і з переведенням генератора в режим СК;

$\delta W_{\text{спож.ф.}}$ – споживання електроенергії генератором у режимі СК, що розраховується за формулою:

$$\delta W_{\text{спож.ф.}} = (K_z \cdot A \cdot Q_{\text{сер}}^2 + B \cdot Q_{\text{сер}}^{\square} + C) \cdot T \quad (8)$$

де K_z – коефіцієнт, що враховує форму графіка навантаження генератора, визначається за формулою, $K_z = \frac{Q_m^{\square} \cdot T}{W_q}$,

де $Q_{\text{сер}}^{\square}$ – середнє навантаження генератора у режимі СК за час T ;

$Q_m^{\square}$ – максимальна реактивна потужність генератора;

W_q – сума абсолютних значень виробленої і спожитої реактивної електроенергії за час T ;

T – фактичний час безпосередньої роботи генератора на електричну мережу;

A, B, C – параметри генератора, які визначаються експериментально чи за паспортними даними.

На даний час через значну ціну палива та електроенергії цей захід використовується досить рідко. Куди ефективнішим є встановлення ДРП безпосередньо біля споживачів реактивної потужності.

Вирівнювання графіків навантаження споживачами електроенергії

Захід рекомендується виконувати споживачам електроенергії під оперативним керуванням електропостачальної організації на зменшення максимуму і вирівнювання графіка навантаження. Вирівнювання графіка навантаження електричної мережі рекомендується здійснювати за допомогою застосування до споживачів заохочувальних заходів, що забезпечують перенесення частини навантаження на нічні години.

У загальному вигляді зниження втрат електроенергії від виконання заходу W визначається за формулою:

$$\delta W_{\square} = \Delta W_i \cdot \left(1 - \left(\frac{k_{\phi 2}}{k_{\phi 1}} \right)^2 \right) \quad (9)$$

де індексами 1 і 2 позначені коефіцієнти форми графіка відповідно до вирівнювання і після нього;

ΔW_i – навантажувальні втрати в електричній мережі за коефіцієнта форми $k_{\phi 1}$.

Якщо аналізується розподільна електрична мережа, то зниження втрат електроенергії від вирівнювання графіка навантажень споживачів можна представити в такому вигляді:

$$\delta W_{\square} = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U^2 \cdot T} \cdot R_e \cdot (k_{\phi 1}^2 - k_{\phi 2}^2) \quad (10)$$

де $W_P^{\square}, W_Q^{\square}$ – відпущена в мережу активна і реактивна електроенергії за розрахунковий час T ;

R_e – еквівалентний опір мережі;

U – номінальна напруга мережі.

Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж

В центрі живлення напругу регулюють, як правило, для дотримання вимог щодо якості напруги. Проте, якщо рівні напруги знаходяться в допустимих межах, то доцільно розглянути можливості зниження втрат електроенергії шляхом регулювання напруги. З відомої формули:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \quad (11)$$

видно, що для зниження втрат потужності (електроенергії) доцільно підтримувати у центрі живлення максимально допустиму напругу. Проте ефект очевидний тільки тоді, коли потужності P і Q не залежать від напруги. Коли ж враховувати статичні характеристики $P=f(U)$ і $Q=f(U)$, то ефект суттєво зменшується. Необхідно також враховувати те, що коли збільшується напруга, то зростає споживання електроенергії і, відповідно, її генерування, і це пов'язано з додатковими витратами.

Зниження втрат електроенергії необхідно визначати з використання програм розрахунку усталеного режиму з врахуванням статичних характеристик (бажано реальних, а не типові). Тоді зниження втрат електроенергії в мережах з центром живлення з РПН визначається:

$$\delta W = \frac{1,5}{100} \cdot \Delta W \cdot (H' \cdot \delta V' + H'' \cdot \delta V'') \quad (12)$$

де ΔW – втрати електроенергії в мережі за розрахунковий період T ;

H' , H'' – вагові коефіцієнти режимів найбільшого і найменшого навантаження; відхилення напруги на шинах НН в режимах найбільшого і найменшого навантаження)

$$\delta V' = E_{mp.} \cdot (n'_1 - n'_2), \quad \delta V'' = E_{mp.} \cdot (n''_1 - n''_2),$$

де $E_{mp.}$ – ступінь регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора,

n'_1 , n''_1 – початкові номери відпайок, n'_2 , n''_2 – після їх зміни.

Відключення трансформаторів у режимах малих навантажень на підстанціях із двома і більше трансформаторами. Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням

На підстанціях, від яких живляться споживачі першої і другої категорій, а також на районних підстанціях ЕЕС, як правило, встановлюються два і більше трансформатори.

При цьому можлива їх роздільна і паралельна робота. За роздільної роботи кожний із трансформаторів включається на виділену секцію шин. При цьому знижуються струми короткого замикання за трансформаторами, що полегшує роботу устаткування і комутаційних апаратів.

Однак такий режим роботи трансформаторів менш економічний порівняно з режимом паралельної роботи трансформаторів (найбільш економічний режим відповідає навантаженню трансформаторів, що пропорційні їх номінальним потужностям). Економічний розподіл навантажень між паралельно працюючими трансформаторами настає в тому випадку, якщо їхні параметри однакові.

Як правило, відключення одного з двох трансформаторів підстанції доцільне, якщо їх максимальне навантаження не перевищує 40–45% сумарної номінальної потужності трансформаторів. Зниження втрат електроенергії при відключенні трансформатора визначається:

$$\delta W = \delta W_x - \delta W_i \quad (13)$$

де $\delta W_x = \sum_{j=1}^m \delta P_{xj} \cdot t_j$ – зниження втрат х.х.;

δP_{xj} – зниження втрат потужності х.х. в j -му періоді t_j при відключенні одного трансформатора;

m – кількість характерних режимів;

$$\delta W_i = \sum_{j=1}^m \delta P_{ij} \cdot t_j - \text{збільшення навантажувальних втрат потужності в } j\text{-му періоді } t_j \text{ в}$$

трансформаторі, що залишився в роботі.

На підстанціях 220 кВ і вище із двома трансформаторами вимкнення трансформаторів в резерв, як правило, не допускається. Винятком є підстанції, навантаження яких повністю резервується по прилеглій мережі. З метою планомірного і систематичного впровадження зазначеного заходу рекомендується розробляти графіки відключення силових трансформаторів (автотрансформаторів) підстанцій у режимах малих навантажень і трансформаторів (автотрансформаторів) із сезонним навантаженням.

Доцільність відключення паралельних ліній у режимі найменших навантажень визначається аналогічними формулами. При цьому розрахунки, що аналізують ефективність відключення паралельних ліній і трансформаторів, повинні виконуватися під час розгляду електричної мережі більш високої напруги.

Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ

До трифазних електричних мереж 380 В міст і сіл підключається велика кількість однофазних споживачів, що приєднуються між однією з фаз і нейтральним проводом. Їхнє підключення здійснюється за можливості рівномірно між фазами, однак струми фаз I_A , I_B , і I_C виявляються в тій чи іншій мірі неоднакові.

Розрізняють імовірнісну несиметрію, що має переміжний характер з більшим навантаженням то однієї, то іншої фази, і систематичну несиметрію, за якої неоднаковим є середні значення навантажень. Перший вид несиметрії може бути усунуто лише спеціальними пристроями, наприклад, з тиристорним керуванням, що переключає частину навантажень з перенавантаженої на недовантажену фазу. Систематична несиметрія може бути знижена шляхом періодичного (1-2 рази на рік) перерозподілу навантажень між фазами.

Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у фазах у силу нерівності

$$I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 \geq 3 \cdot I_{\text{сеп}}^2 \quad (14)$$

але й створює додаткові втрати за рахунок проходження струму по нейтральному проводу.

Планове і фактичне зниження втрат електроенергії за рахунок усунення систематичної несиметрії (нерівномірного розподілу струмових навантажень по фазах) W визначається за формулою:

$$W = \Delta W \cdot (k_{n1} - k_{n2}) \quad (15)$$

де ΔW – втрати електроенергії в електричній мережі за рівномірного завантаження фаз;

k_{n1} , k_{n2} – коефіцієнти систематичної несиметрії до і після симетрування.

Коефіцієнти несиметрії до і після симетрування визначається за формулою:

$$k_n = 3 \cdot \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)^2} \cdot \left(1 + 1,5 \cdot \frac{R_0}{R_\phi} \right) - 1,5 \cdot \frac{R_0}{R_\phi} \quad (16)$$

де $\frac{R_0}{R_\phi}$ – відношення опорів нульового і фазного проводів.

Перерозподіл навантаження в електричній мережі необхідно робити, якщо середнє за зазначений період значення струму на головній ділянці нейтрального проводу становить більше 15 А для електричних мереж сільськогосподарського призначення.

Усунення неякісних з'єднань проводів ліній

Скрутки, неякісні з'єднання проводів ліній можуть збільшити загальні втрати електроенергії в лініях до 20 %. Виявлення неякісних з'єднань здійснюється за допомогою визначення струмів короткого замикання, балансів електроенергії, застосуванням тепловізорів тощо.

Під час експлуатації електричний опір контактних з'єднань під впливом зовнішніх факторів збільшується, що приводить до необхідності контролювати величину опору. Відповідно до вимог електричний опір контактних з'єднань (крім зварних та паяних), що пройшли випробування на відповідність вимогам стандартів та іншої технічної документації, не повинно перевищувати початкове значення більш ніж у 1,5 рази. Електричний опір зварних та паяних з'єднань повинен залишитися незмінним.

У зв'язку із зазначеним виникає необхідність виявлення неякісних контактних з'єднань шляхом застосування відповідних технічних засобів або проведення вибіркових замірів електричного опору контактних з'єднань в електричній мережі з наступним усуненням перевищення опору з'єднань. Зниження втрат електричної енергії від виконання заходу визначається за формулою:

$$W = \Delta W_0 - \Delta W_n \quad (17)$$

де ΔW_0 - втрати електроенергії в контактних з'єднаннях до виконання заходів;

ΔW_n - нормовані втрати електроенергії в контактних з'єднаннях після виконання заходів.

Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій

Зниження витрат на власні потреби підстанцій розраховуються по відношенню до нормативів витрат персоналом електропередавальних організацій для всіх підстанцій, на яких є споживачі і лічильники електроенергії власних потреб. Нормативи при цьому повинні систематично уточнюватися, виходячи з фактичної витрати.

Економія витрат електроенергії на власні потреби забезпечується:

- ✓ раціоналізацією режимів роботи електрообігріву виробничого приміщення підстанцій та обігріву приводів вимикачів у ВРП;
- ✓ оптимізацією режимів роботи вентиляторів обдування трансформаторів тощо.

Значну економію, зокрема, дає установлення і введення в роботу автоматики відключення-включення пристрою електрообігріву та обдування.

Досить перспективним є обладнання трансформаторів та автотрансформаторів підстанцій установками відбору тепла для теплопостачання будівель управління підстанцій та житлових приміщень обслуговуючого персоналу.

Плановане зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій визначається, виходячи з досвіду минулих років і передбачуваного обсягу заходів по економії витрат електроенергії на власні потреби на плановий період.

Фактичне зниження витрат електроенергії на власні потреби визначається як різниця між нормативною і фактичною витратою електроенергії, визначеною за показаннями лічильників власних потреб.

Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електричних мереж

Упровадження цього заходу найбільш ефективно для транзитних ліній електропередавання великої пропускної здатності, автотрансформаторів зв'язку тощо, відключення яких викликає значне підвищення втрат в електричній мережі.

Зменшення тривалості таких відключень досягається покращанням організації робіт, за рахунок проведення ремонтів за необхідності (на основі технічного стану устаткування),

сполученням ремонтів послідовно включених елементів електричної мережі, проведенням їх за оптимальним графіком, виконанням ремонтів по-фазно і під напругою тощо.

Плановану і фактичну ефективність від проведення заходу варто визначати лише для тих робіт, на які є нормативи тривалості проведення. За цими даними може бути визначене середньорічне зниження втрат електроенергії від виконання заходу, що використовується для обчислення планованого зниження втрат за формулою:

$$\delta W_{\text{сер.еє}} = \frac{\delta W_{\text{сер. мер.}} \cdot \Delta W_{\text{пл. мер.}}}{100} \quad (18)$$

де $\delta W_{\text{сер. мер.}}$ – середньорічне зниження втрат електроенергії в електричних мережах;

$\Delta W_{\text{пл. мер.}}$ – плановані втрати електроенергії в електричних мережах, на які даний захід впливає.

Середньорічне зниження втрат електроенергії повинно щороку коригуватися на підставі досвіду експлуатації, планів капітальних і поточних ремонтів.

Фактичне зниження втрат електроенергії визначається в такий спосіб. У разі скорочення на час ΔT тривалості, наприклад, ремонту генератора, синхронного компенсатора чи лінії трансформатора зв'язку в електричній мережі зниження втрат електроенергії визначається за формулою:

$$\delta W_{\text{еє}} = \Delta T \cdot \left[(\Delta P_{\text{н1}} - \Delta P_{\text{н2}}) \cdot \left(\frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{макс}}} \right)^2 - (\Delta P_{\text{1х}} - \Delta P_{\text{2х}}) \right] \quad (19)$$

де $\Delta P_{\text{н1}}$, $\Delta P_{\text{н2}}$ – навантажувальні втрати потужності в електричній мережі в максимум її навантаження відповідно при відключеному і включеному елементі (визначаються для робочих режимів за програмами оптимізації);

$P_{\text{сер}}$ – середнє навантаження за час T ;

$P_{\text{макс}}$ – максимальне навантаження сумарного графіка навантаження в зимовий контрольний день;

$\Delta P_{\text{1х}}$ и $\Delta P_{\text{2х}}$ – втрати неробочого ходу в електричній мережі при відключеному і включеному елементі (для ліній дорівнюють нулю);

T – скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту устаткування, год.

Виконання робіт під напругою

Захід дає ефект щодо зниження втрат електроенергії під час виконання робіт під напругою в замкнених електричних мережах напругою 220 кВ і вище.

Зниження втрат електроенергії досягається за рахунок скорочення тривалості неоптимальних ремонтних режимів електричних мереж. Зниження втрат електроенергії від упровадження заходу визначають за формулою:

$$\delta W = \sum_{i=1}^m \delta P_i \cdot T_i \quad (20)$$

де δP_i – зниження втрат потужності в електричній мережі при середніх завантаженнях за період, протягом якого виконуються роботи під напругою на i -й лінії.

Величина δP_i визначається за програмами розрахунку усталених режимів як різниця втрат потужності в електричній мережі при відключеній і включеній i -й лінії.

Якщо на частині ПЛ роботи під напругою виконуються одночасно, розрахунок δP_i для цієї групи ліній потрібно провадити за припущення їхнього одночасного відключення;

m – кількість ліній, на яких провадяться роботи під напругою протягом року;

T_i – час, протягом якого потрібно було б провадити ремонтні роботи з відключенням i -ї лінії, год.

Введення в роботу засобів автоматичного регулювання напруги, що не використовуються

Захід виконується на підстанціях, де наявні пристрої автоматичного регулювання напруги за відповідних причин переведені в режим дистанційного керування. Основний ефект досягається за рахунок збільшення можливостей регулювання напруги. Фактичне зниження втрат електроенергії визначається різницею значень, отриманих відповідно до і після виконання заходу.

Увімкнення-вимкнення шунтувальних реакторів в електричній мережі 500 -750 кВ

Шунтувальні реактори вмикають з метою зниження втрат електроенергії на "корону". У дощ і паморозь втрати на "корону" істотно перевищують теплові втрати. Економічний ефект підраховують як різницю сумарних (теплових і на "корону") втрат двох варіантів, які розраховують для існуючої погоди із шунтувальними реакторами і без них. Розрахунковий час для визначення економічного ефекту приймається рівним часу тривалості дощу або паморозі.

Вимикання шунтувальних реакторів здійснюється з метою збільшення рівнів напруги і зниження втрат за хорошої погоди і підвищення статичної стійкості в контрольованих перетинах, перетікання в яких досягають максимально допустимих значень.

Технічні заходи щодо зниження технологічних втрат електроенергії в електричних мережах

Розрахунок планованого і фактичного зниження технічних втрат електроенергії під час проведення технічних заходів

Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі під час підготовки звітних даних про впровадження технічних заходів W_{ϕ} визначається за формулою:

$$W_{\phi} = k_0 \cdot k_n \cdot (\Delta W_{1p} - \Delta W_{2p}) \quad (21)$$

де k_0 – коефіцієнт, який приймається рівним 1, якщо значення розрахункових втрат електроенергії визначалися за оптимальних режимів роботи електричної мережі, і рівним 0,9, якщо значення втрат електроенергії розраховувалися без попередньої оптимізації режимів;

k_n – коефіцієнт, що враховує точність методів розрахунку втрат електроенергії;

ΔW_{1p} і ΔW_{2p} – значення розрахункових втрат електроенергії в електричній мережі, визначені до і після проведення заходу.

Користуючись формулою (21), необхідно керуватися такими рекомендаціями:

- під час виконання заходу, пов'язаного зі зміною параметрів ділянки замкненої електричної мережі, відбувається перерозподіл потоків потужності практично між усіма її елементами, тому втрати електроенергії повинні розраховуватися для всієї електричної мережі за змінених параметрів ділянки;
- під час виконання заходу на ділянці замкненої електричної мережі, що живиться від одного ЦЖ, втрати електроенергії повинні розраховуватися тільки для мережі, приєднаної до ЦЖ;
- коли виконується захід на ділянці радіальної електричної мережі чи в ЦЖ радіальної мережі, то допускається враховувати зміну втрат електроенергії тільки на цій ділянці. Коефіцієнт k_0 при цьому приймається рівним одиниці.

Установлення і введення в роботу пристроїв для компенсації реактивної потужності в електричних мережах

Цей захід є одним з найефективніших технічних заходів в електричних мережах.

Установлення додаткових пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП) буде ефективною, якщо наведені витрати, пов'язані з їхнім спорудженням і експлуатацією, будуть менше одержуваного при цьому в суб'єкті енергетики економічного ефекту:

$$Z_W + Z_Q + Z_U + Z_{\Pi} - Z_K \leq 0 \quad (22)$$

де Z_W , Z_Q , Z_U і Z_{Π} – математичне очікування ефекту відповідно від зниження втрат електроенергії, зниження втрат реактивної потужності (враховується в мережах, дефіцитних за реактивною потужністю), підвищення рівня напруги і рівня пропускної здатності електричної мережі;

Z_K – витрати на установлення й експлуатацію КРП.

Найбільше піддаються кількісному оцінюванню величини Z_W , Z_Q і Z_K . Для визначення Z_U необхідно мати економічні характеристики якості напруги вузлів навантаження, однак, як правило, вони відсутні. Що стосується показника ЗП, то його можна визначити на підставі економічного аналізу варіантів розвитку електричної мережі.

Особливість вибору пристроїв для компенсації реактивної потужності полягає в тому, що одночасно з вирішенням питань визначення оптимальної потужності, місць і черговості установлення КУ (проектне завдання) необхідно оптимізувати режим роботи електричних мереж за реактивною потужністю з урахуванням установлених синхронних генераторів на станціях, СК в електричних мережах і двигунів у споживачів.

Оскільки режим роботи електричної мережі постійно змінюється, виникає завдання вибору оптимальних законів регулювання потужності КУ з метою забезпечення допустимих рівнів напруги у вузлах електричної мережі під час оперативного керування її режимом. Таким чином, оптимізація КРП – це складне багатоцільове завдання з багатьма обмеженнями.

Зниження втрат електроенергії від установлення пристроїв КРП у складнозамкненій електричній мережі з достатньою точністю може бути визначено за програмою оптимізації усталеного режиму за реактивною потужністю з урахуванням знайдених оптимальних потужностей КРП і місць їх встановлення.

Фактичне зниження втрат електроенергії, визначене за формулою (21), повинно бути зменшене на втрати в компенсуючих пристроях $\Delta W_{\text{кп}}$ у мегават-годинах, визначених для синхронних компенсаторів, а для батарей конденсаторів за формулою:

$$\Delta W_{\text{кп}} = \delta_Q \cdot Q_{\text{КУ}} \cdot T \quad (23)$$

де δ_Q – відносні втрати електроенергії в компенсаторах;

$Q_{\text{КУ}}$ – потужність компенсувальної установки;

T – час роботи компенсувальної установки.

Для орієнтованого оцінювання зниження втрат електроенергії від установлення і введення в роботу КУ в розімкненій електричній мережі $\square_w$ можна скористатися формулою:

$$\square_w = \frac{2 \cdot Q_{\text{КУ}} \cdot Q_n - Q_{\text{КУ}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ек}} \cdot \tau \cdot k_n - \Delta W_{\text{КУ}} \quad (24)$$

де Q_n – реактивна потужність сумарного навантаження електричної мережі;

$Q_{\text{КУ}}$ – потужність компенсувальних установок;

$U_{\text{ном}}^{\square}$ – номінальна напруга електричної мережі;

$R_{\text{ек}}$ – еквівалентний за втратами потужності опір електричної мережі;

τ – час найбільших втрат;

$\Delta W_{\text{КУ}}$ – втрати електроенергії в КУ.

Крім зниження втрат електроенергії під час встановлення КУ відбувається зниження втрат напруги в електричній мережі. Так, після проведення таких заходів (без урахування регулювального ефекту напруги, який в цьому випадку незначний) вони стали:

$$\Delta U' = \frac{P \cdot r + (Q - Q_{KY}) \cdot x}{U} \quad (25)$$

де P і Q – активне і реактивне навантаження ділянки електричної мережі;

r і x – активний та індуктивний опір ділянки електричної мережі від розглянутої точки до пункту, в якому здійснюється регулювання напругою (наприклад, до трансформатора з РПН);

U – напруга електричної мережі.

Заміна проводів на перевантажених лініях

Доцільність заміни проводів перевантаженої лінії потрібно визначати за максимум інтегрального ефекту. При цьому необхідно враховувати фактичне навантаження лінії, передбачуване збільшення навантаження на найближчу перспективу і вартість заміни проводів. Найбільш поширеним є застосування цього заходу в електричних мережах 380 В і 6–10 кВ.

Заміна існуючих проводів проводами більших перетинів в електричних мережах 6-10 кВ, як правило, ефективна, якщо максимальні струмові навантаження цих проводів більше рекомендованих значень (наприклад, для АС-50 це 135 А, АС-70 це 210 А). Як правило, перетин проводу на перевантаженій лінії варто змінювати на більший, який перевищує існуючий на два ступені (А-16 – на А-35, А-35 – на А-70 тощо).

Фактичне зниження втрат електроенергії визначається за формулою (21) для електричних мереж усіх класів напруг.

Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будинків

Фактичне зниження втрат електроенергії під час проведення цього заходу визначається сумою знижень втрат у відгалуженнях, що замінюються, за формулою:

$$\delta W = \left(\frac{\rho_1}{F_1} - \frac{\rho_2}{F_2} \right) \cdot m \cdot l \cdot I^2 \cdot \tau \cdot 10^{-6} \cdot k_i \quad (26)$$

де ρ_1 і ρ_2 – питомий опір матеріалу, відповідно старого і нового проводів;

F_1 і F_2 – площі відповідно старого і нового проводів, мм²;

l – кількість фаз у відгалуженні (за однофазного відгалуження $m=1$, за трифазного $m=3$);

l – довжина відгалуження, км;

Допускається наближене оцінювання зниження втрат електроенергії під час проведення заходів за формулою:

$$\delta W = 0,006 \cdot n_{відг} \quad (27)$$

де $n_{відг}$ – планована кількість замінних відгалужень.

Заміна перевантажених силових трансформаторів

Установлення і введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях

Заміна недовантажених силових трансформаторів

Установлення і введення в роботу на трансформаторах із РПН пристроїв для автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації

Установлення і введення в роботу пристроїв для автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів

Автоматичне регулювання потужності (АРП) конденсаторних батарей є заходом підвищення ефективності їх використання.

У ряді випадків за різкоперемінних графіків реактивного навантаження споживачів установлення нерегульованих БСК виявляється недостатньо ефективною, а в окремі години доби, через перекомпенсацію, навантаження і неприпустиме завищення рівнів напруги, завдає збитків.

Тому виникає проблема регулювання потужності БСК протягом року, місяця, доби. Регулювання може бути ручним і автоматичним. Автоматичне регулювання потужності БСК є особливо ефективним на підстанціях без постійного обслуговування персоналом та в електроустановках споживачів.

Сумарний ефект від виконання заходу складається зі зниження втрат потужності в окремі години доби й одночасної оптимізації рівнів напруги у вузлах електричної мережі. При цьому не завжди АРП БСК діє на ці показники в одному напрямку. Бувають випадки, коли за поліпшення режиму напруги втрати електроенергії в електричній мережі зростають.

За ступеневого регулювання потужності БСК можуть мати місце режими роботи споживачів як з недостатньою компенсацією, так і зайвою (перекомпенсацією). Тому дуже важливо, крім сумарної оптимальної потужності і місць установлення, визначити доцільне число секцій БСК і режим їхньої роботи. Чим більш нерівномірний графік роботи споживача, тим кількість секцій повинна бути більшою.

При цьому необхідно враховувати і те, що вартість БСК зростає зі збільшенням кількості секцій за рахунок установлення додаткових пристроїв (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів тощо). Отже, під час роботи параметрів АРП повинно забезпечуватися раціональне співвідношення між збільшенням вартості БСК за рахунок установлення пристроїв АРП і ефекту від їхнього застосування. У загальному випадку установлення АРП БСК економічно доцільне, якщо виконуються умови:

$$\delta W_{ze} - Z_{АРП} \geq 0 \quad (28)$$

де δW_{ze} – зниження втрат електроенергії в електричній мережі за рік від установлення АРП БСК;

$Z_{АРП}$ – приведені витрати на установлення додаткових пристроїв АРП. В окремих випадках, як відзначалося вище, АРП БСК установлюється виключно для місцевого регулювання напруги.

Втрати електроенергії при цьому можуть як збільшуватися, так і зменшуватися.

Автоматизація керування режимами електричних мереж

Для автоматизації керування режимами електричних мереж потрібно:

- установити телевимірювання й інші засоби зв'язку в електричній мережі;
- замінити приводи або самі комутуючі апарати.

Перед установленням телевимірювань необхідно оцінити електричну мережу (виявити зони, керування якими можливе за допомогою уже встановлених засобів ТВ) і визначити оптимальні місця установлення додаткових засобів ТВ. Таке оцінювання здійснюється за спеціальними програмами і є одноразовою операцією, на підставі якої розробляється план оснащення електричної мережі засобами телевимірювань.

Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу

Підвищення номінальної напруги - один з основних шляхів збільшення пропускної здатності електричної мережі і зменшення втрат потужності й електроенергії. Перехід на новий, більш високий ступінь напруги, здійснюється в тому випадку, коли за рахунок інших неможливо досягти бажаного ефекту.

Підвищення номінальної напруги електричної мережі здійснюється переважно за двома напрямками:

- за рахунок зниження запасу ізоляції існуючих кабельних і повітряних ліній та реконструкції підвищувальних і понижувальних підстанцій, що характерно для міських і сільських розподільних електричних мереж 6-10 кВ, міських кабельних мереж 6-10 кВ тощо;
- за допомогою спорудження живильної електричної мережі більш високої напруги у вигляді глибоких введень у центри електроспоживання, розвантаження на цій основі існуючих ліній і переведення їх до розряду розподільних.

Основним методом для вибору номінальної напруги електричної мережі є техніко-економічне порівняння ряду варіантів.

Розглядаються варіанти переведення електричних мережах з 6 на 10 кВ, 6 та 10 на 20 кВ, а також 35 на 110 кВ.

Установлення пристроїв для поздовжньо-поперечного регулювання потоків потужності в неоднорідних замкнених електричних мережах

Оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок будівництва розвантажувальних електропередавання

В якості основного критерію ефективності використовують інтегральний ефект, а як додатковий – період повернення капіталу (термін окупності).

У розрахунках приймають, що, як правило, зростання інтегрального ефекту забезпечується зростанням передачі кількості електричної енергії новозбудованими (реконструйованими) мережами та зменшенням технологічних витрат електроенергії і втраченої вигоди.

При визначенні економічної ефективності капітальних вкладень в такі заходи потрібно враховувати:

- річне зменшення втрат електричної енергії в елементах мереж вищої і нижчої напруг внаслідок реалізації заходів;
- річну втрачену вигоду внаслідок невідповідності показників якості електричної енергії вимогам ГОСТ 13109;
- річну втрачену вигоду внаслідок недовідпуску електричної енергії;
- річне зростання (зменшення) затрат на технічне обслуговування і ремонт електричних мереж;
- річне зростання (зменшення) амортизаційних відрахувань;
- перспективні обсяги електроспоживання в зоні електричних мереж, для яких планують зазначені технічні заходи;
- обсяги капітальних вкладень;
- тарифи на електричну енергію.

Заходи щодо удосконалення обліку електричної енергії

Способи удосконалення обліку електричної енергії

До заходів щодо удосконалення обліку електричної енергії належать:

- забезпечення роботи вимірювальних трансформаторів та електролічильників за допустимих умов (відсутність недовантаження первинних ланцюгів ТС, перевантаження вторинних ланцюгів ТС і ТН, забезпечення необхідних температурних умов, усунення вібрацій основ лічильників, відокремлення кіл релейного захисту та обліку електроенергії, розвантаження ліній з'єднання лічильників та ТН, забезпечення коректності схем ввімкнення вимірювальних комплексів тощо);

➤ заміна вимірювальних трансформаторів на трансформатори з поліпшеними характеристиками і з номінальними параметрами, що відповідають фактичним навантаженням;

➤ заміна розрахункових схем обліку електроенергії з трансформаторами струму на лічильники прямого включення чи трансформатори струму з меншим коефіцієнтом трансформації;

➤ заміна існуючих приладів обліку на прилади з поліпшеними характеристиками (заміна старих, що відпрацювали свій ресурс, індукційних лічильників класу точності 2,5 на більш точні дозволить в середньому підвищити облікований корисний відпуск електроенергії на 10-12%);

➤ впровадження автоматизованих систем обліку електроенергії (АСОЕ) на електричних станціях, підстанціях, у великих споживачів з поступовим переходом до впровадження АСОЕ побутового споживача;

➤ установлення приладів для технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій (головний облік); – періодичне перевірення умов роботи електролічильників розрахункового обліку в споживачів і виявлення розкрадань електроенергії;

➤ перенесення місця встановлення розрахункового обліку на межу балансової належності;

➤ захист приладів обліку від розкрадання електроенергії (вдосконалення конструкцій лічильників, перенесення приладів обліку за межі приватних володінь в спеціально обладнані шафи обліку, маркування засобів вимірювання, установлення та пломбування клемних кришок лічильників та вимірювальних трансформаторів тощо).

Похибки вимірювання кількості електричної енергії

Похибки вимірювання кількості електричної енергії стають суттєвими у випадках:

➤ перевантаження вторинних кіл ТС пристроями релейного захисту, автоматики, телеметрії тощо (систематична складова похибки може досягати від мінус 5 % до мінус 10 % і більше);

➤ перевантаження вторинних ланцюгів ТН (від мінус 2 % до мінус 3 % і більше);

➤ зміщення робочої точки ТС і лічильників в область малих струмів через використання ТС одночасно як для вимірювання електроенергії, так і для захисту – з завищеним коефіцієнтом трансформації ТС за умовами електродинамічної та термічної стійкості або захисту шин (систематична складова похибки може досягати від мінус 3 % до мінус 5 % і більше);

– втрати напруги в лініях приєднання лічильника до ТН (похибка може досягати від мінус 1 % до мінус 2 % і більше).

За наявності всіх вказаних вище складових похибки, загальна похибка вимірювального комплексу, а відповідно і недооблік електроенергії може досягати від мінус 10 % до мінус 25 % і більше. Систематичні похибки можуть бути і додатними.

Наприклад, недовантаження ТН може привести до появи складової похибки від плюс 0,7 % до плюс 1,5 %; кутлова похибка ТС при перевантаженні вторинного ланцюга трансформатора, малому робочому струмі та малому значенні $\cos\varphi$ може привести до появи складової похибки від плюс 5 % до плюс 10 % і більше.

Обґрунтування приладів для обліку на устаткування з поліпшеними характеристиками

Обґрунтування доцільності заміни вимірювальних трансформаторів і приладів для обліку на устаткування з поліпшеними характеристиками, пріоритетну послідовність такої

заміни і кількісну оцінку ефективності заміни кожного приладу здійснюють на основі розрахунку зниження втрат електроенергії, зумовлених похибками приладів для обліку, що відбувається під час заміни приладів.

Встановлення приладів для технічного обліку електроенергії на лініях, що відходять від підстанції, доцільне на радіальних лініях 35-110 кВ, фідерах 6-10 кВ, ПС 10/0,4 кВ і лініях 0,38 кВ. Їх установа дає змогу визначати фактичні небаланси електроенергії, збільшити точність розрахунку технічних втрат електроенергії, локалізувати осередки нетехнічних втрат електроенергії.

РОЗДІЛ 2. КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЕС З УРАХУВАННЯМ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ

Тема 5. Системне управління режимами ЕЕС з урахуванням неоднорідності та взаємовпливу мереж

Неоднорідність електричних мереж енергосистем, її чисельні показники та способи компенсації. Керування поточкорозподілом і рівнями напруги в електричних мережах енергосистем Взаємовплив режимів електричних мереж різних класів напруги, його оцінка і компенсація. Основні фактори ефективності керування потоками потужності і напругою в ЕЕС, їх врахування і використання.

1. Поняття неоднорідності електричних мереж енергосистем

Неоднорідність електричної мережі - це властивість електричної мережі, за якої її окремі ділянки істотно відрізняються за електричними параметрами, режимами роботи та структурою, що призводить до нерівномірного розподілу напруг, струмів, втрат потужності та погіршення якості електричної енергії.

Неоднорідність є характерною рисою реальних енергосистем і зумовлена:

- історичним розвитком мереж;
- різними класами напруг (0,4–750 кВ);
- змішаним використанням повітряних та кабельних ліній;
- нерівномірним розміщенням генерації та навантажень;
- інтеграцією відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

2. Причини виникнення неоднорідності електричних мереж

Основні чинники формування неоднорідності:

2.1. Конструктивна неоднорідність

- різні перерізи провідників;
- різні типи ліній (ПЛ, КЛ);
- різні довжини та конфігурації ліній;
- різні параметри трансформаторів.

2.2. Режимна неоднорідність

- нерівномірне навантаження вузлів;
- несиметрія фаз;
- змінний характер споживання;
- підключення потужних споживачів або ВДЕ.

2.3. Територіальна неоднорідність

- різна щільність споживачів;
- віддаленість генерації від центрів споживання;
- різні кліматичні та географічні умови.

3. Чисельні показники неоднорідності електричних мереж

Для кількісної оцінки неоднорідності застосовують параметричні, режимні та інтегральні показники.

3.1. Параметричні показники

Відношення активних опорів ділянок мережі

$$k_R = \frac{R_{max}}{R_{min}}$$

Відношення реактивних опорів

$$k_X = \frac{X_{max}}{X_{min}}$$

Чим більші значення k_R та k_X , тим вища неоднорідність.

3.2. Режимні показники

Коефіцієнт нерівномірності напруги

$$k_U = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{ном}}$$

Коефіцієнт завантаження ліній

$$k_{зав} = \frac{S_{факт}}{S_{ном}}$$

Втрати потужності та електроенергії, %

Коефіцієнт несиметрії напруги

3.3. Інтегральні показники

Індекс неоднорідності мережі - комплексний показник, що враховує параметри ліній, трансформаторів та режимів роботи;

Середньоквадратичне відхилення напруги по вузлах мережі;

Енергетичний коефіцієнт якості електропостачання.

4. Вплив неоднорідності на роботу енергосистеми

Неоднорідність електричних мереж призводить до:

- збільшення втрат активної та реактивної потужності;
- погіршення якості електричної енергії;
- перевантаження окремих елементів мережі;
- обмеження пропускної здатності;
- зниження надійності електропостачання;
- ускладнення керування режимами роботи.

5. Способи компенсації неоднорідності електричних мереж

5.1. Технічні заходи

- заміна проводів на більший переріз;
- реконструкція перевантажених ділянок;
- оптимізація схем електропостачання;
- застосування секціонування мереж.

5.2. Компенсація реактивної потужності

- статичні батареї конденсаторів;
- синхронні компенсатори;
- STATCOM, SVC;
- керовані інвертори ВДЕ.

5.3. Регулювання напруги

- РПН трансформаторів;
- лінійні та ступінчасті регулятори напруги;
- автоматичні системи керування напругою (AVC).

5.4. Інтелектуальні та цифрові рішення

- системи Smart Grid;
- автоматизовані системи керування розподільними мережами (ADMS);
- системи моніторингу якості електроенергії;
- застосування накопичувачів енергії.

6. Роль неоднорідності в умовах інтеграції ВДЕ

Інтеграція сонячних і вітрових електростанцій:

- підсилює режимну неоднорідність;
- створює локальні перевищення напруги;
- вимагає активного керування реактивною потужністю;
- стимулює розвиток гнучких та адаптивних мереж.

Неоднорідність електричних мереж є об'єктивною властивістю сучасних енергосистем, що істотно впливає на їх ефективність, надійність та якість електропостачання. Її кількісна оцінка та застосування технічних, режимних і цифрових заходів компенсації дозволяють суттєво знизити втрати, покращити режими роботи мереж та забезпечити сталий розвиток енергосистем.

Фізичні основи оптимального струморозподілу

Розглянемо, як розподіляються струми між двома паралельними лініями електропередачі (рис. 1).

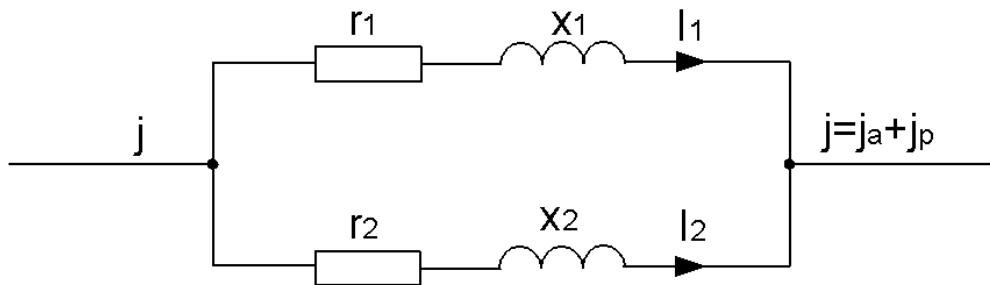


Рисунок 1 – Розподіл струмів між паралельними ЛЕП [1]

Для схеми на рис. 1 струм j розподіляється:

$$I_1 = c_1 \cdot j, \quad I_2 = c_2 \cdot j \quad (1)$$

де c_1, c_2 – коефіцієнти струморозподілу. Замітимо, що $c_1 + c_2 = 1$

Для даного випадку:

$$c_1 = c_{1a} + j \cdot c_{1p} = \frac{r_2 \cdot (r_1 + r_2) + x_2 \cdot (x_1 + x_2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2} + j \cdot \frac{\frac{1}{r_1 \cdot r_2} \cdot \left(\frac{x_2}{r_2} - \frac{x_1}{r_1} \right)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}$$

$$c_2 = c_{2a} + j \cdot c_{2p} = \frac{r_1 \cdot (r_1 + r_2) + x_1 \cdot (x_1 + x_2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2} - j \cdot \frac{\frac{1}{r_1 \cdot r_2} \cdot \left(\frac{x_2}{r_2} - \frac{x_1}{r_1} \right)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}$$

Запишемо струми у вітках через їх активні й реактивні складові:

$$I_1 = I_{1a} + j \cdot I_{1p} = (c_{1a} \cdot j_{1a} - c_{1p} \cdot j_{1p}) + j \cdot (c_{1a} \cdot j_{1p} + c_{1p} \cdot j_{1a})$$

$$I_2 = I_{2a} + j \cdot I_{2p} = (c_{2a} \cdot j_{2a} - c_{2p} \cdot j_{2p}) + j \cdot (c_{2a} \cdot j_{2p} + c_{2p} \cdot j_{2a})$$

Позначимо:

$$\gamma_1 = \frac{x_1}{r_1}, \quad \gamma_2 = \frac{x_2}{r_2}$$

Відношення x_i до r_i є показником неоднорідності мережі. Якщо $\gamma_1 = \gamma_2$, то мережа однорідна.

Якщо $\gamma_1 \neq \gamma_2$, то мережа неоднорідна.

Способи реалізації оптимального струмозподілу

Існує три способи реалізувати оптимальний струмозподіл, тобто компенсувати негативну дію неоднорідності електричної мережі.

1. Застосування установки поздовжньої компенсації (УПК).

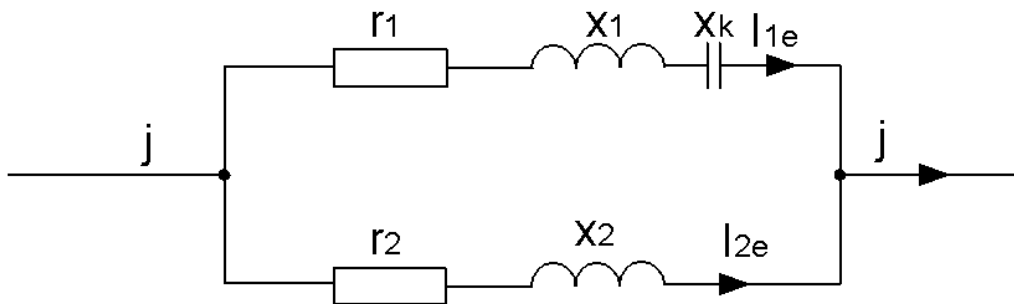


Рисунок 2 – Зменшення неоднорідності установленням УПК [1]

Значення ємнісного опору УПК x_k , встановленого послідовно в ЛЕП з індуктивним опором x_1 , визначається з умови:

$$\frac{x_1 - x_k}{r_1} = \frac{x_2}{r_2},$$

звідки $x_k = x_1 - r_1 \cdot \frac{x_2}{r_2}$. Встановлення УПК з опором x_k робить ЛЕП однорідними.

2. Введення зрівнювальної є.р.с. у замкнуті контури.

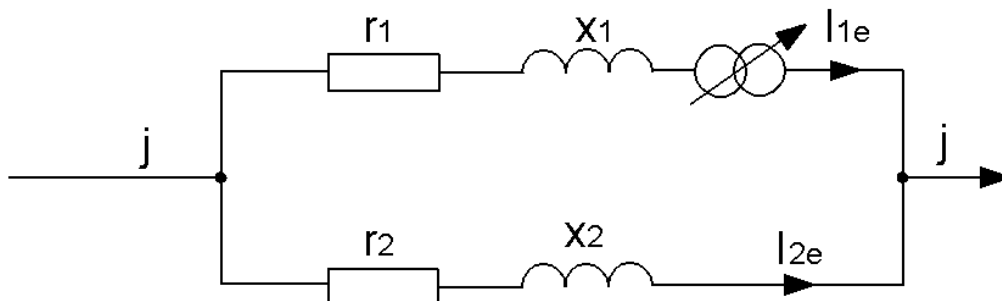


Рисунок 3 – Зменшення впливу неоднорідності введенням у контур є.р.с. за допомогою ВДТ

Введена в контур є.р.с. не впливає на однорідність, а змінює розподіл струмів між паралельними ЛЕП таким чином, що їх значення відповідають економічному струмозподілу.

3. Розмикання контурів.

Розмиканням контурів досягається зникнення струмів небалансу в контурах, які є причиною додаткових втрат потужності. Проте цього не достатньо. У цьому випадку потрібно розподіляти відповідним чином навантаження у вузлах. У нашому прикладі повинно бути $I_{1e} + I_{2e} = j$.

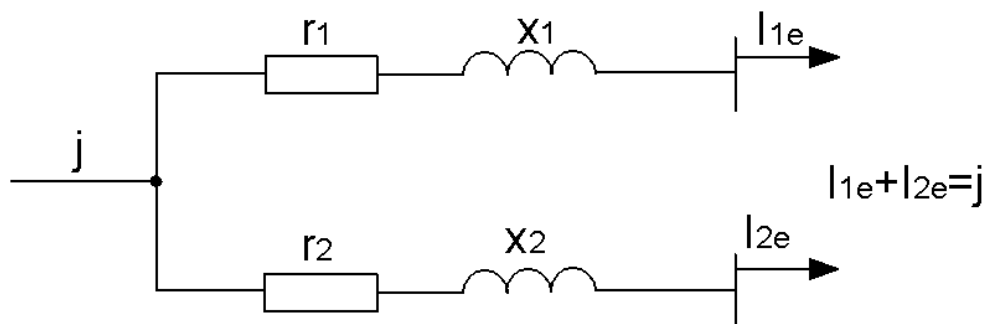


Рисунок 4 – Зменшення впливу неоднорідності розмиканням контуру [1]

Неоднорідність електроенергетичних систем

Все складніше для електроенергетичної системи (ЕЕС), в якій на паралельну роботу об'єднані електричні мережі різної напруги (рис. 5).

Однією з основних причин неоптимальності режимів електроенергетичних систем (ЕЕС) і, відповідно, додаткових втрат електроенергії під час її транспортування і розподілення є неоднорідність ЕЕС.

Неоднорідність ЕЕС призводить також до інших негативних явищ:

- зниження якості електроенергії, додаткове завантаження ЛЕП нижчих рівнів напруг,
- а також зниження рівня статичної й динамічної стійкості ЕЕС, що у свою чергу зменшують пропускну здатність системи в цілому.

Неоднорідність є конструктивним параметром ЕЕС, тому негативно впливає на її режими протягом усього часу функціонування системи.

В табл. 1, як приклад, наведено опори проводів ЛЕП напругою 330 кВ. Як видно з таблиці, навіть для одного класу напруги неоднорідність ЛЕП може відрізнятися в рази.

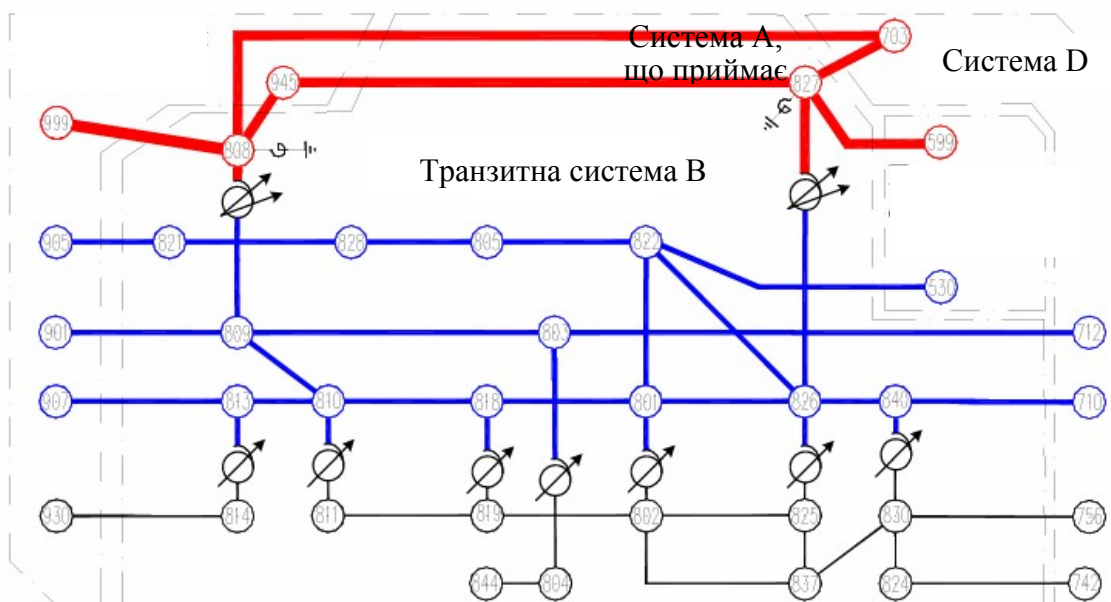


Рисунок 5 – Приклад ЕЕС з паралельно працюючими мережами різної напруги [1]

Таблиця 1 - Опори проводів ЛЕП напругою 330 кВ [1]

№ п/п	Переріз провoda / проводів у фазі	r_0 , Ом/100 км	x_0 , Ом/100 км	$\gamma=r_0/x_0$
1	240/2	6,0	33,1	5,52
2	300/2	4,8	32,8	6,83
3	400/2	3,75	32,3	8,61
4	500/2	3,0	32,0	10,66

Керування поточкорозподілом і рівнями напруги в електричних мережах енергосистем

Керування поточкорозподілом і рівнями напруги є однією з ключових функцій оперативно-диспетчерського управління енергосистемою. Метою керування є забезпечення:

- ✓ балансу активної та реактивної потужності;
- ✓ допустимих рівнів напруги у вузлах мережі;
- ✓ мінімальних втрат електроенергії;
- ✓ надійної та економічної роботи енергосистеми.

Поточкорозподіл у мережі визначається її топологією, параметрами елементів та режимами роботи генерації і навантаження.

Фізичні основи поточкорозподілу потужності

1. Активна потужність

Потоки активної потужності в електричних мережах змінного струму в основному визначаються:

- ✓ різницею фазових кутів напруг;
- ✓ індуктивними опорами ліній електропередачі.

У спрощеному вигляді:

$$P \approx \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \cdot \sin \delta$$

де δ - кутова різниця напруг у вузлах.

2. Реактивна потужність і напруга

Реактивна потужність безпосередньо впливає на **рівні напруги**:

- ✓ дефіцит реактивної потужності → зниження напруги;
- ✓ надлишок реактивної потужності → підвищення напруги.

Таким чином, керування напругою тісно пов'язане з керуванням реактивною потужністю.

Основні задачі керування поточкорозподілом і напругою

До основних задач належать:

- ✓ підтримання напруги в допустимих межах ($\pm 5 \dots 10$ % від номіналу);
- ✓ оптимальний розподіл потоків потужності між лініями;
- ✓ запобігання перевантаженню елементів мережі;
- ✓ мінімізація втрат активної потужності;
- ✓ забезпечення статичної та динамічної стійкості енергосистеми.

Засоби керування поточкорозподілом

1. Зміна топології мережі

- ✓ комутація вимикачів;

- ✓ секціонування та резервування ліній;
- ✓ оптимізація схем електропостачання.
- 2. Керування активною потужністю
 - ✓ регулювання потужності генераторів;
 - ✓ участь ВДЕ у регулюванні (droop-контроль);
 - ✓ застосування накопичувачів енергії.
- 3. Керовані елементи мережі
 - ✓ фазоповоротні трансформатори;
 - ✓ керовані реактори;
 - ✓ лінії постійного струму (HVDC);
 - ✓ FACTS-пристрої (TCSC, UPFC).

Пояснення:

FACTS-пристрої (Flexible AC Transmission Systems) - це керовані силові електронні пристрої, призначені для гнучкого регулювання режимів роботи електричних мереж змінного струму: потоків потужності, рівнів напруги, реактивної потужності та стійкості енергосистеми.

Вони особливо ефективні у сильно навантажених та неоднорідних мережах, а також при інтеграції ВДЕ.

1. TCSC - Thyristor Controlled Series Capacitor (Тиристорно-керований послідовний конденсатор).

◆ Призначення - TCSC використовується для регулювання потоків активної потужності в лініях електропередачі шляхом зміни їх еквівалентного індуктивного опору.

◆ Принцип дії

TCSC складається з:

- ✓ послідовно увімкненого конденсатора;
- ✓ тиристорно-керованого реактора, підключеного паралельно конденсатору.

Зміна кута керування тиристорів дозволяє:

- ✓ змінювати реактивний опір лінії $X_{\text{лінії}}$;
- ✓ керувати величиною потоку активної потужності: $P \sim \frac{1}{X}$

◆ Основні функції

- ✓ керування потекорозподілом;
- ✓ зменшення перевантаження ліній;
- ✓ підвищення пропускної здатності;
- ✓ покращення стійкості енергосистеми;
- ✓ демпфування електромеханічних коливань.

◆ Переваги та недоліки

Переваги:

- ✓ швидке регулювання;
- ✓ відносно просте впровадження;
- ✓ ефективне керування потоками потужності.

Недоліки:

- ✓ не забезпечує прямого регулювання напруги;
- ✓ складність захисту;
- ✓ можливі резонансні явища.

2. UPFC - Unified Power Flow Controller (Універсальний контролер потекорозподілу)

◆ Призначення - UPFC є найбільш функціональним FACTS-пристроєм, здатним одночасно керувати:

- ✓ активною потужністю;
- ✓ реактивною потужністю;
- ✓ напругою у вузлі мережі.

◆ Структура

UPFC складається з двох перетворювачів напруги:

- ✓ Послідовний перетворювач - вводить керовану напругу в лінію;
- ✓ Паралельний перетворювач - компенсує реактивну потужність і підтримує баланс енергії.

Перетворювачі з'єднані спільною DC-шиною.

◆ Принцип дії

UPFC може незалежно регулювати:

- ✓ амплітуду напруги;
- ✓ фазовий кут напруги;
- ✓ реактивну складову струму.

Це дозволяє повністю контролювати потік потужності: $P, Q, U \rightarrow$ керовані незалежно

◆ Основні функції

- ✓ повний контроль потекорозподілу;
- ✓ стабілізація напруги;
- ✓ зменшення втрат;
- ✓ підвищення стійкості;
- ✓ інтеграція ВДЕ.

Засоби керування рівнями напруги

1. Регулювання напруги трансформаторами
 - регулювання під навантаженням (РПН);
 - ступінчасте та безперервне регулювання.
2. Компенсація реактивної потужності
 - батареї конденсаторів;
 - синхронні компенсатори;
 - SVC (Static Var Compensator);
 - STATCOM (Static Synchronous Compensator).
3. Регулювання напруги генераторами
 - автоматичні регулятори збудження (АРЗ);
 - участь генераторів у підтримці напруги вузлів.
6. Автоматизовані системи керування
 - 6.1. SCADA/EMS
 - моніторинг режимів у реальному часі;
 - аналіз потекорозподілу;
 - оптимізація режимів (OPF — Optimal Power Flow).
 - 6.2. ADMS та Smart Grid
 - інтеграція розподіленої генерації;
 - адаптивне керування напругою;
 - прогнозування навантажень і генерації;
 - цифрові підстанції.

Особливості керування в умовах інтеграції ВДЕ

Інтеграція сонячних та вітрових електростанцій:

- змінює напрямки потоків потужності;
- викликає коливання напруги;
- вимагає активного керування реактивною потужністю інверторами;
- потребує застосування накопичувачів енергії та FACTS.

Критерії ефективності керування

Основні критерії:

- мінімум втрат електроенергії;
- відхилення напруги від номіналу;
- рівень перевантаження обладнання;
- показники надійності електропостачання;
- економічна доцільність заходів.

Керування поточкорозподілом і рівнями напруги є **комплексною багаторівневою задачею**, що потребує поєднання технічних, режимних та інтелектуальних рішень. У сучасних енергосистемах, особливо з високою часткою ВДЕ, ефективне керування є ключовою умовою забезпечення стійкості, надійності та енергоефективності електричних мереж.

Завдання оцінки взаємовпливу ЕЕС і управління втратами потужності від транзитних перетоків

Характерним є випадок, коли потужність з системи D (передавальна система) передається в систему A (приймаюча система) електричними мережами системи B (транзитна система або транзитер) (рис. 6).

Протікаючи мережами системи транзитера, ця потужність накладається на внутрішні потоки потужності і викликає додаткові втрати потужності в системі B. Через неоднорідність електричних мереж системи транзитера, транзитна потужність спотворює природний поточкорозподіл не тільки в мережах вищої напруги (ВН), але і в мережах нижчої напруги (НН).

Причому зміна поточкорозподілу відбувається таким чином, що ростуть сумарні втрати в системі, а також окремо втрати в мережах вищої і нижчої напруги. У якій з мереж, ВН або НН, втрати ростуть більшою мірою, залежить від значень коефіцієнтів трансформації трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку.

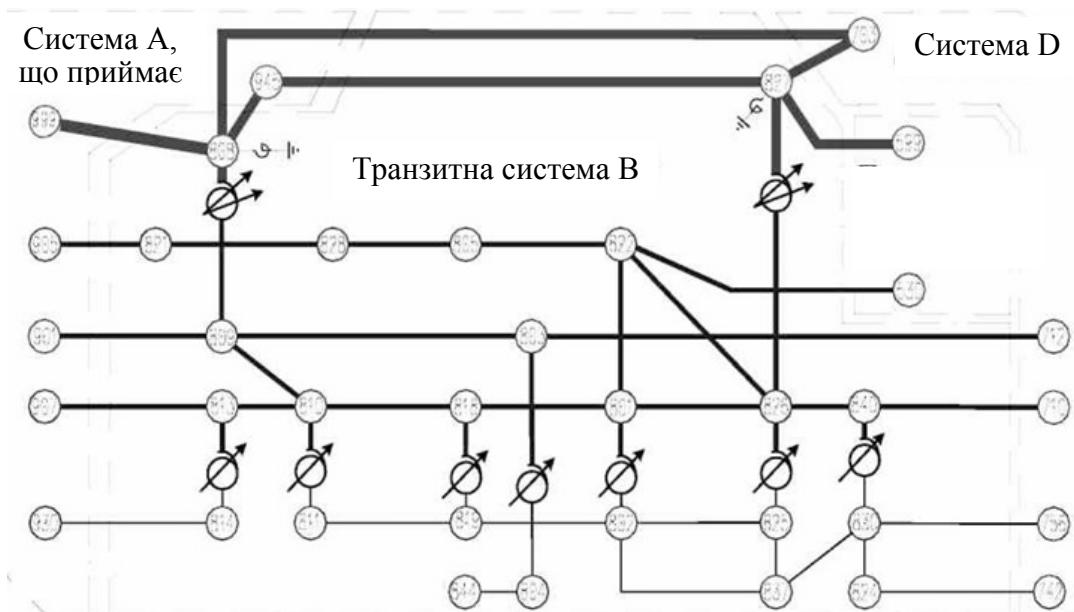


Рисунок 6 – Фрагмент ЕЕС, по якій здійснюється транзит потужності [1]

У зв'язку з транзитом потужності через систему в ній виникають і можуть вирішуватися такі задачі:

1. Визначення втрат в системі, викликаних передачею потужності від системи D до A, для того, щоб покрити їх вартість за рахунок вказаних систем;
2. Аналіз і оцінювання впливу транзитних перетоків на режими, зокрема на втрати в мережах ВН і НН;
3. Розроблення заходів щодо оптимізації втрат в мережах ВН і НН.

Тут залежно від умов експлуатації і взаємин між суб'єктами господарювання можливі декілька постановок задач:

- мінімізація сумарних втрат в мережах ВН і НН і визначення оптимальних значень коефіцієнтів трансформації трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку;
- “витіснення” транзитних перетоків з мережі НН в мережу ВН.

Така задача може бути актуальним за наявності зовнішніх транзитних перетоків потужності. Економічно доцільно здійснювати їх транспорт по електричних мережах ВН, але за рахунок неоднорідності ЕЕС і інших чинників вони частково завантажують і мережі НН.

“Витіснення” транзитних перетоків з електричних мереж нижчої напруги підвищує їх пропускну спроможність, що особливо критично в режимах максимальних навантажень;

- “розвантаження” мережі ВН на мережу НН. Ця задача при нормальних відносинах між суб'єктами, що експлуатують електричні мережі енергооб'єднань, виникати не повинно, але для контролю над ситуацією, також повинні визначатися додаткові втрати від транзитних потоків.

4. Визначення втрат від наскрізних потоків потужності в радіальній частині мережі НН.

Тут можливі два випадки:

- всі втрати відносяться і покриваються енергопостачальною компанією і не розподіляються між окремими районними мережами;
- втрати розраховуються і розподіляються між окремими районними мережами для пропорційного їх відшкодування. Розв'язування всіх перерахованих задач вимагає розрахунку значень втрат потужності від протікання транзитної потужності.

Тема 6. Сучасні підходи до розвитку електричних мереж: Smart Grid та ВДЕ

Smart Grid технології в електричних мережах. Відновлювані джерела електроенергії в електричних мережах.

Поняття й основні положення концепції Smart Grid

Відповідно до трактування, сформульованою Європейською технологічною платформою, Smart Grids розуміються як «електричні мережі, що задовольняють вимогам по енергоефективному й економічному функціонуванню енергосистеми за рахунок скоординованого керування й за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулювальними пристроями та споживачами».

Міністерство енергетики США позиціонує Smart Grid як «повністю автоматизовану енергетичну систему, що забезпечує двосторонній потік електричної енергії й інформації між електричними станціями й електроспоживачами. Smart Grid за рахунок застосування новітніх технологій, інструментів і методів наповнює електроенергетику «знаннями», що дозволяють різко підвищити ефективність функціонування енергетичної системи...».

NETL (NETL - це National Energy Technology Laboratory українською: Національна лабораторія енергетичних технологій.

NETL - це науково-дослідна лабораторія Міністерства енергетики США (U.S. Department of Energy, DOE), яка займається розробкою та впровадженням передових енергетичних технологій.

Лабораторія виконує дослідження, моделювання та аналітику у сфері:

- електроенергетики;
- енергетичних систем;
- зниження викидів;
- інтеграції відновлюваних джерел енергії;
- підвищення надійності та стійкості енергосистем.)

визначає Smart Grid як сукупність організаційних змін, нової моделі процесів, рішень в області інформаційних технологій, а також рішень в області автоматизованих систем керування технологічними процесами й диспетчерським керуванням в електроенергетиці.

Найбільше повно загальну функціонально-технологічну ідеологію цієї концепції, очевидно, відбиває сформульоване IEEE (EEE — це **Institute of Electrical and Electronics Engineers**, українською: **Інститут інженерів з електротехніки та електроніки**.

IEEE — це **міжнародна професійна організація**, яка об'єднує інженерів, науковців і дослідників у галузях:

- електротехніки;
- електроенергетики;
- електроніки;
- телекомунікацій;
- автоматизації;
- інформаційних технологій(

визначення Smart Grid як концепції повністю інтегрованої, саморегулюючої електроенергетичної системи, що самовідновлюється, що має мережну топологію й включає в себе всі джерела, що генерують, магістральні й розподільні мережі й всі види споживачів електричної енергії, керовані єдиною мережею інформаційно-керуючих пристроїв і систем у режимі реального часу.

Тобто, основне завдання впровадження Smart Grid технологій в електричні мережі енергосистем - це підвищення енергоефективності процесів виробництва,

транспортування, розподілу і споживання електроенергії. В результаті має підвищитися надійність електропостачання, покращитися якість електроенергії, а також зменшитися втрати електроенергії під час її передавання та розподілу.

Основні передумови становлення нової (інноваційної) концепції розвитку електроенергетики

Останні десятиліття характеризуються бурхливим розвитком техніки, економіки й суспільства, у яких відбуваються кардинальні зміни (високі технології, ріст чисельності населення планети, глобальна зміна клімату тощо), що впливають у тому числі на енергетичний бізнес, пред'являючи до нього все нові й нові вимоги.

До числа найбільш істотних змін у розвитку суспільства й економіки, що впливають у тому числі на енергетичну галузь, відносяться наступні (рис. 1).



Рисунок 1 – Основні причини необхідності змін у розвитку електроенергетики [1]

1. Дефіцит джерел електричної енергії. У минулому столітті ріст електроспоживання був обумовлений бурхливим ростом промисловості й економіки, тому попит споживачів нескладно було спрогнозувати, а отже, забезпечити оптимальне планування розвитку енергетичних об'єктів. За останні 10-20 років ситуація змінилася: з'явилася безліч нових та поліпшених технологій, пристосувань, приладів і інструментів, які живляться винятково за рахунок електричної енергії, широке використання яких споживачами різко підвищує обсяги споживаної електричної енергії й створює перевантаження на тих ділянках мережі, на яких ще 15 років тому це було неможливо.

Середній розмір енергоспоживання в побутовому секторі з 1970 р. (до теперішнього часу) збільшився приблизно вдвічі. Що стосується використання різних електропобутових приладів, то більше 15% сьогоdnішнього споживання йде на устаткування, що не застосовувалося до 1990 року. У найближчі роки одним з істотних джерел росту споживання електричної енергії буде перехід на електромобілі, про що заявили уряди багатьох країн, схваливши відповідні проекти розвитку електротранспорту в великих містах, які страждають від забруднення повітря.

2. Постійно зростаючі вимоги до надійності і якості електропостачання з боку споживачів. Не так давно питання якості електропостачання було проблемою тільки для

окремих категорій великих промислових споживачів. Сьогодні проблема якісного електропостачання зачіпає вже всіх споживачів: населення й комунальні споживачі виражають занепокоєння, обумовлене аварійними відключеннями, що наочно демонструють недостатньо високу якість електропостачання. На думку більшості експертів, у найближчі 20 років якість електропостачання стане найбільшою проблемою в галузі.

3. Постійне підвищення вартості електричної енергії в усьому світі: незважаючи на політику стримування тарифів на електричну енергію, вони продовжують зростання і в Україні, і за кордоном.

4. Старіння й наростаючий дефіцит кваліфікованих кадрів в енергетичній галузі. У більшості розвинених країн спостерігається різкий відтік кваліфікованих кадрів, що викликаний наступними причинами:

- працівники галузі, які брали участь у створенні існуючих енергетичних систем, масово виходять на пенсію;

- система вищої освіти й перепідготовки кадрів у цей час не відповідає вимогам розвитку галузі й не дозволяє забезпечити належною мірою енергетичні компанії висококваліфікованими кадрами, здатними забезпечити інноваційний прорив в електроенергетиці;

5. Зростання вимог зацікавлених сторін - стейкхолдерів - до результатів діяльності енергетичних компаній. Зміна організаційних форм власності й формування ринкових умов обумовили виникнення для енергетичних компаній нової системи вимог стейкхолдерів (акціонерів, законодавців, регулювальних органів, споживачів, суспільних і екологічних організацій), суть яких полягає в підвищенні надійності електропостачання, зниженні операційних витрат, підвищенні доходів інвесторів, зниженні чисельності персоналу й ін.

6. Вимоги екологічної й промислової безпеки функціонування енергетичних об'єктів. Перераховані вище каталізатори (1-5) змін впливають як на сферу генерування електричної енергії, так і на діяльність електромережевих і збутових компаній, що виступають головними гравцями, які балансують попит та пропозицію. Результати такого впливу проявляються в зміні клімату й глобальному потеплінні, зростанні збитку для третіх осіб і навколишнього середовища, забрудненні й виснаженні природних ресурсів, підвищенні інвестиційних ризиків і т.д.

7. Зниження загальносистемних витрат. У своєму нинішньому стані більшість магістральних і розподільних мереж не в змозі забезпечити ефективне підключення великої кількості малих електростанцій (розподілена генерація), що працюють, у тому числі, на поновлюваних джерелах енергії. Вироблювана цими електростанціями енергія на сьогодні, як правило, не забезпечена належним чином диспетчерським керуванням, а потужність електроенергії, що віддається в мережу, залежить від природних умов або від бажання власника електростанції.

Незважаючи на те, що розподілені джерела можуть виробити істотну частку електроенергії в енергосистемі, за відсутності ефективного керування електричними мережами розподілені джерела не зможуть замінити існуючі теплові та атомні електростанції. Останні повинні будуть продовжувати в повному обсязі надавати системні послуги (регулювання частоти й напруги, забезпечення резервів потужності та ін.), необхідні для підтримки надійності електропостачання. З ряду політичних і економічних причин у Європі, наприклад, очікується значне зростання потужностей за рахунок розподіленої генерації. При збереженні статус-кво в системі керування мережами введення

нових потужностей за рахунок розподіленого генерування буде потребувати зростання потужності як магістральних, так і розподільних мереж (рис. 2).

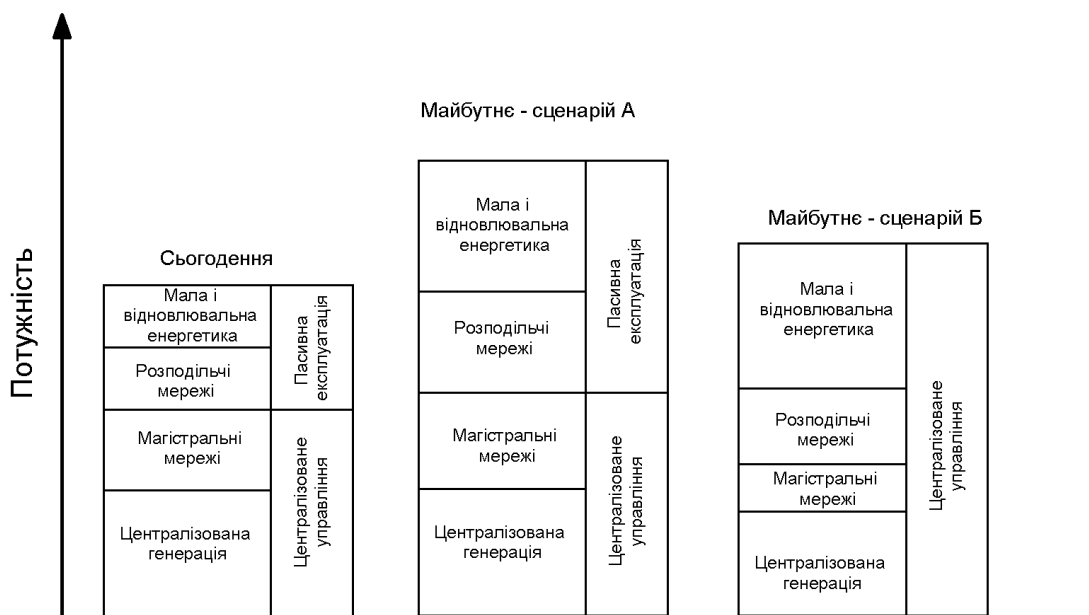


Рисунок 2 – Можливість зниження загальносистемних витрат за різних варіантів розвитку електроенергетики [1]

У той же час повністю інтегроване розподілене генерування й активізована система керування споживанням кінцевих споживачів дозволять взяти на себе частину системних послуг, знижуючи роль централізованого генерування. Ця обставина допоможе також більш ефективно забезпечити передачу й розподіл електроенергії (див. рис. 2).

Для цього необхідна зміна парадигми керування енергосистемою – від концепції централізованого керування – до концепції розподіленого керування.

Все вищесказане в жодному разі не відкидає переважну частку технічних і технологічних розробок, що існують у цей час і не означає зниження вимог до основного енергетичного й електротехнічного устаткування: більша частина активів (вимикачі, генератори, кабелі, проводи, трансформатори й ін.) залишаються на службі, деякі з них будуть замінені згодом, але в цілому основне устаткування, що забезпечувало електропостачання економіки більшості країн протягом ось вже 100 років, не зміниться загалом.

Нові умови й каталізатори розвитку галузі формують потребу в розробленні й впровадженні нових технологій і елементів, що забезпечують:

- рух потоків електроенергії й інформації від енергетичних компаній до споживачів і назад;
- постійний контроль за всіма елементами мережі – від роботи електростанцій до пристроїв; споживання електроенергії індивідуальними
- інтеграцію розподілених джерел електроенергії (у тому числі поновлюваних) і засобів зберігання електроенергії;
- рекуперацію тепла.

Таким чином, основні фактори, що визначають необхідність кардинальних перетворень в електроенергетиці під впливом складних умов, можна згрупувати в такий спосіб.

Фактори технологічного прогресу:

- поява й розвиток нових технологій, пристроїв і матеріалів (у тому числі в інших галузях), які можуть застосовуватися і застосовуються у сфері електроенергетичного виробництва, і в першу чергу наростаючі темпи й масштаби розвитку комп'ютерних і інформаційних технологій;

- інтенсивне зростання кількості малих джерел енергії (у першу чергу відновлюваних) у світі;

- загальна тенденція до підвищення рівня автоматизації процесів.

Фактори підвищення вимог споживачів:

- підвищення вимог до набору (лінійки) і якості послуг;

- очікування зниження цінових параметрів послуг галузі;

- вимоги до інформаційної прозорості системи взаємин суб'єктів електроенергетичних ринків, у першу чергу зі споживачами.

Фактори зниження надійності:

- наростаючий рівень зношування устаткування;

- необхідність масових інвестицій у реновацію основних фондів;

- зниження загального рівня надійності електропостачання;

- високий рівень втрат при перетворенні, передачі й розподілі електроенергії.

Фактори зміни ринку:

- зміна внутрішніх умов функціонування електроенергетичних ринків;

- економічна нестабільність;

- реформування організації функціонування електроенергетики в більшості країн;

- розвиток ринку квот на екологічно небезпечні викиди.

Фактори підвищення вимог у сфері енергоефективності й екологічної безпеки:

- необхідність зниження впливу на навколишнє середовище;

- необхідність підвищення енергоефективності й енергозбереження.

Ідентифікація цих умов і факторів висунула на передній план проблему розвитку електроенергетики в рамках традиційних підходів і існуючих принципів і способів, включаючи технологічний базис. Проведений за кордоном аналіз можливих шляхів показав, що розвиток електроенергетики в рамках колишньої екстенсивної концепції, заснованої переважно на уведенні нових потужностей і розвитку мережної інфраструктури з поліпшенням техніко-економічних показників окремих видів устаткування й технологій, пов'язане з наявністю серйозних обмежень.

В якості найбільш значимих при цьому можна виділити:

- можливість подальшого нарощування обсягів, підвищення ефективності генерувальних компаній, у тому числі через вичерпність непоновлюваних енергоресурсів, появу істотних екологічних обмежень у довгостроковій перспективі;

- стримування розвитку мережної інфраструктури, у першу чергу в районах з високою щільністю населення, усе більше зростаючими техногенними й інфраструктурними ризиками розвитку;

- низький потенціал підвищення ефективності використання ресурсів (існуюча технологічна база електроенергетики практично вичерпала можливості значного підвищення продуктивності устаткування);

- обмеженість інвестиційних ресурсів для будівництва нових енергетичних об'єктів і розвитку мережної інфраструктури.

Результати досліджень за кордоном показали, що урахування всіх факторів і пов'язаних з ними ризиків розвитку електроенергетики в майбутньому вимагає перегляду

традиційних підходів, принципів і механізмів її функціонування, вироблення нових, здатних забезпечити стійкий розвиток, проривне підвищення споживчих властивостей і ефективності використання енергії.

Це рішення вимагає розроблення нової концепції інноваційного розвитку електроенергетики, що, з одного боку, відповідала б сучасним поглядам, цілям і цінностям соціального й суспільного розвитку, а також перспективним потребам людей і суспільства в цілому, а з іншого боку - максимально враховувала основні тенденції й напрямки науково технічного прогресу у всіх галузях, сферах життя й діяльності суспільства. Такою концепцією й стала Smart Grid.

Основними ідеологами розробки цієї концепції виступили США й країни ЄС, що прийняли її за основу своєї національної політики енергетичного й інноваційного розвитку. Надалі, як ми вже відзначали, концепція Smart Grid одержала визнання й розвиток практично у всіх великих індустріально розвинених і країнах, що розвиваються.

Слід відмітити, що у вітчизняній електроенергетиці на протязі багатьох років розвивалися технології, які по-суті є елементами Smart Grid. Це в першу чергу стосується систем автоматизованого і автоматичного керування процесами в електроенергетичних системах.

Наприклад, за рахунок активно-адаптивних систем оптимального керування на належному рівні підтримувалася надійність електропостачання та якість електроенергії.

Принципи розбудови і реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах [1]

Можна сформулювати наступні вихідні положення, прийняті при розробленні й розвитку концепції Smart Grid.

1. Концепція Smart Grid передбачає системне перетворення електроенергетики (енергосистеми) і зачіпає всі її основні елементи: генерування, передачу й розподіл (включаючи й комунальну сферу), збут і диспетчеризацію.

2. Електроенергетична система в майбутньому розглядається як подібна мережі Інтернет інфраструктура, призначена для підтримки енергетичних, інформаційних, економічних і фінансових взаємин між всіма суб'єктами енергетичного ринку й інших зацікавлених сторін.

3. Розвиток і функціонування ЕЕС повинні бути спрямовані на задоволення погоджених всіма зацікавленими сторонами основних вимог – ключових цінностей, вироблених у результаті спільного бачення всіма зацікавленими сторонами цілей і шляхів розвитку електроенергетики.

4. Довгострокове перетворення електроенергетики повинне бути спрямоване на розвиток існуючих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми і її елементів, що забезпечують найбільшою мірою досягнення цих ключових цінностей.

5. Електрична мережа (всі її елементи) розглядається як основний об'єкт формування нового технологічного базису, що дає можливість істотного поліпшення досягнутих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми.

6. Розроблення концепції комплексно охоплює всі основні напрямки розвитку: від досліджень до практичного застосування й тиражування – і стосується наукових, нормативно-правових, технологічних, технічних, організаційних, управлінських й інформаційних сфер.

7. Реалізація концепції носить інноваційний характер і відбиває перехід до нового технологічного укладу в електроенергетиці й в економіці в цілому.

Методологія розроблення концепції Smart Grid заснована на підходах, що розвиваються в сучасній теорії стратегічного керування, де базовим елементом є визначення стратегічного бачення розвитку, що представляє собою систему поглядів на прогнозований стан об'єкта в майбутньому, тобто на роль і місце електроенергетики в сучасному суспільстві й «суспільстві майбутнього». Таке бачення визначає цілі й вимоги до розвитку галузі, підходи, принципи й способи їх досягнення, необхідний технологічний базис.

Формування стратегічного бачення при цьому здійснюється виходячи з вимог і інтересів широкого кола зацікавлених сторін у розвитку економічних систем (компаній, галузей, держав і т.д.) і створює погоджену базу для вибору напрямків їх розвитку, визначення конкретних цілей і завдань із наступним розробленням стратегії їх досягнення й прийняття управлінських рішень.

Розвиток сучасних електричних мереж, вимагає постійно вдосконалювати технічні засоби, які використовуються для оптимального керування сучасними ЕЕС, що в свою чергу створює можливості для покращення функціонування ЕЕС і зумовлює розвиток методів і алгоритмів, які закладені в основу сучасних САК.

Сучасні умови експлуатації ЕЕС зумовлюють виникнення багатьох ускладнень які виникають при роботі САК:

- ✓ в процесі оцінювання поточного режиму іноді виникають аномальні виміри, які зумовлені відмовами в роботі телеметрії;
- ✓ існуючі методи і алгоритми, які закладені в роботу САК не враховують всіх впливових факторів на режим роботи ЕЕС, тому керуючі впливи є неточними;
- ✓ технічний стан регулюючих пристроїв не дозволяє реалізовувати всі керуючі впливи в повній мірі.

На сьогодні розглядати засоби покращання умов для оптимального керування режимами ЕЕС доцільно розглядати в рамках концепції Smart Grid.

В ній передбачується розвиток наступних функціональних властивостей.

1. Самовідновлення при зміні станів. Енергосистема і її елементи повинні постійно підтримувати свій технічний стан на рівні, який забезпечує потрібні надійність і якість електропостачання шляхом ідентифікації, аналізу і переходу від керування по факту виникнення ситуації до превентивної її появи. Діагностування стану обладнання та оцінювання ймовірних ризиків його відмов базується на вимірах, що проводяться в режимі реального часу на обладнанні станцій, підстанцій і ліній електропередачі. В енергосистемі на базі концепції Smart Grid визначається загальний стан електричних мереж.

2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача, яка забезпечує можливість самостійної зміни ним обсягу і функціональних властивостей електроенергії, що отримується. Участь споживачів може приймати різні форми в залежності від його можливостей і умов енергосистеми: вибір тарифного плану, регулювання пікового навантаження, використання власних джерел енергії, в тому числі нетрадиційних і відновлювальних. Разом це робить можливим зменшення експлуатаційних витрат, зменшення втрат електроенергії в електричних мережах і зменшення навантаження на навколишнє середовище.

3. Забезпечення надійності та якості електроенергії шляхом заміни системно орієнтованого підходу до забезпечення цих властивостей клієнтоорієнтованим і підтримки різних рівнів надійності і якості електроенергії в різних цінових сегментах. Моніторинг і контролюючі пристрої можуть створити мережу, яка самовідновлюється і може сприяти скороченню і попередженню перебоїв, а також продовженню строку служби

підстанційного обладнання. Енергосистема на базі концепції Smart Grid повинна електропостачання мати з можливість різними диференціювати рівнями надійності послуги і якості електропостачання за різною ціною, забезпечуючи в режимі реального часу моніторинг, діагностику швидку реакцію щодо зміни надійності і якості електропостачання.

4. Різні типи електростанцій і систем акумулювання електроенергії – розподілене генерування. Оптимальна інтеграція електростанцій і систем акумулювання електроенергії різних типів і потужності шляхом під'єднання їх до ЕЕС згідно стандартизованих процедур і перехід до створення «мікромереж» з боку кінцевих споживачів. Для споживачів повинні бути створені умови для розбудови власних генеруючих і акумулюючих потужностей, в першу чергу відновлювальних джерел енергії (ВДЕ).

5. Розширення ринків електроенергії і потужності для споживача. Відкритий доступ до ринку централізованого і розподіленого генерування. ЕЕС на базі концепції Smart Grid надасть більші можливості для споживачів і виробників електроенергії за рахунок збільшення пропускної здатності магістральних мереж, розміщення розподілених джерел енергії в РЕМ ближче до споживачів. Змінюється статус споживача, обумовленого тим, що він може мати власні джерела електроенергії.

6. Оптимізація і забезпечення надійності та якості електроенергії шляхом заміни системно орієнтованого підходу до забезпечення цих властивостей клієнтоорієнтованим і підтримки різних рівнів надійності і якості електроенергії в різних цінових сегментах. Моніторинг і контролюючі пристрої можуть створити мережу, яка самовідновлюється і може сприяти скороченню і попередженню перебоїв, а також продовженню строку служби підстанційного обладнання. Енергосистема на базі концепції Smart Grid повинна електропостачання мати з можливість різними диференціювати рівнями надійності послуги і якості електропостачання за різною ціною, забезпечуючи в режимі реального часу моніторинг, діагностику швидку реакцію щодо зміни надійності і якості електропостачання.

4. Різні типи електростанцій і систем акумулювання електроенергії – розподілене генерування. Оптимальна інтеграція електростанцій і систем акумулювання електроенергії різних типів і потужності шляхом під'єднання їх до ЕЕС згідно стандартизованих процедур і перехід до створення «мікромереж» з боку кінцевих споживачів. Для споживачів повинні бути створені умови для розбудови власних генеруючих і акумулюючих потужностей, в першу чергу відновлювальних джерел енергії (ВДЕ).

5. Розширення ринків електроенергії і потужності для споживача. Відкритий доступ до ринку централізованого і розподіленого генерування. ЕЕС на базі концепції Smart Grid надасть більші можливості для споживачів і виробників електроенергії за рахунок збільшення пропускної здатності магістральних мереж, розміщення розподілених джерел енергії в РЕМ ближче до споживачів. Змінюється статус споживача, обумовленого тим, що він може мати власні джерела електроенергії.

6. Оптимізація управління активами. Перехід до дистанційного моніторингу виробничих можливостей в режимі реального часу, інтегрованому в корпоративні системи управління, для підвищення ефективності оптимізації режимів електричних мереж, вдосконалення експлуатації, ремонтів і заміни обладнання по його стану. ЕЕС на базі концепції Smart Grid, використовуючи дані про технічний стан електрообладнання, оптимізує пропускну здатність мереж, зменшить системні втрати, оптимізує генеруючі і мережеві ресурси, відкорегує графіки навантаження.

Серед задач, які мають розв'язуватися для переходу до енергосистеми на базі концепції Smart Grid, знаходяться в тому числі задачі, розв'язок яких покликаний удосконалити систему керування потоками потужності.

Для цього необхідно покращити технічний стан і розширити регулювальні можливості відповідного обладнання.

В першу чергу це стосується трансформаторів і автотрансформаторів з РПН, для яких повинні бути створені сучасні системи оперативного діагностування, а також покращені умови їх експлуатації для того, щоб можна було оптимально використовувати їх навантажувальну здатність.

Відновлювані джерела електроенергії в електричних мережах

1 Загальна оцінка впливу розосереджених джерел електроенергії на роботу розподільних електричних мереж

В руслі переходу від оптового ринку електроенергії єдиного покупця до балансуючого і до електропостачання за двосторонніми договорами в останні роки і на перспективу в Україні спостерігається тенденція переходу від чисто централізованого електропостачання до комбінованого, коли зростає кількість місцевих джерел електроенергії.

Причому частка останніх в енергобалансі енергосистем зростає. До місцевих джерел електроенергії, що працюють безпосередньо в мережах 10–6–0,38 кВ, відносяться як традиційні джерела невеликої потужності, так і альтернативні. Як альтернатива традиційним розвиваються відновлювані джерела електроенергії (ВДЕ), когенераційні установки, газо- та парогазові установки та ін.

Разом з тим **електричні мережі (ЕМ)** енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, коли електроенергія від крупних теплових і атомних електростанцій трансформуючись передавалась до споживачів (рис. 2).

Для **розподільних електричних мереж (РЕМ)** 6–10 кВ, які проектувались і експлуатуються за розімкненими схемами, це означає що лінії електропередачі працюють в режимі з одностороннім живленням, а трансформатори є понижувальними. Відповідно до цього в РЕМ вибиралися комутаційні апарати, засоби релейного захисту і автоматики, встановлювалися системи обліку електроенергії, тощо.

Стосовно до вимог надійності електропостачання споживачів та їх характеристик, вибиралась схема РЕМ та виконувалися пункти секціонування, що відповідно формувало потоки потужності в мережі. При цьому РЕМ характеризувалися певним значенням втрат електроенергії і рівнем напруг у вузлах.

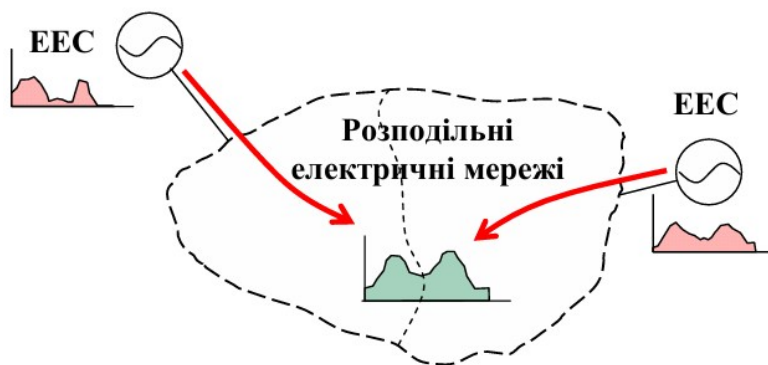


Рисунок 2 – Розподільні електричні мережі з централізованим живленням [1]

З розбудовою в розподільних електричних мережах **розосереджених джерел електроенергії (РДЕ)** (рис. 3) виникають нові задачі.

Це необхідність оптимізації комбінованого електропостачання від ЕЕС і розосередженого генерування, узгодження покриття графіка навантаження розосередженими джерелами, які в силу своїх фізичних особливостей можуть видавати потужність за різними графіками, оцінка впливу РДЕ на значення струмів короткого замикання і, відповідно, на роботу релейного захисту та автоматики, оцінка впливу на техніко-економічні показники РЕМ, тощо.

Вплив РДЕ на режими РЕМ суттєво залежить від значення сумарного розосередженого генерування в ній, від одиничної встановленої потужності РДЕ та їх типу, а також від їх місця під'єднання в електричній мережі (це можуть бути шини нижчої напруги підстанцій або відгалуження ліній електропередачі).

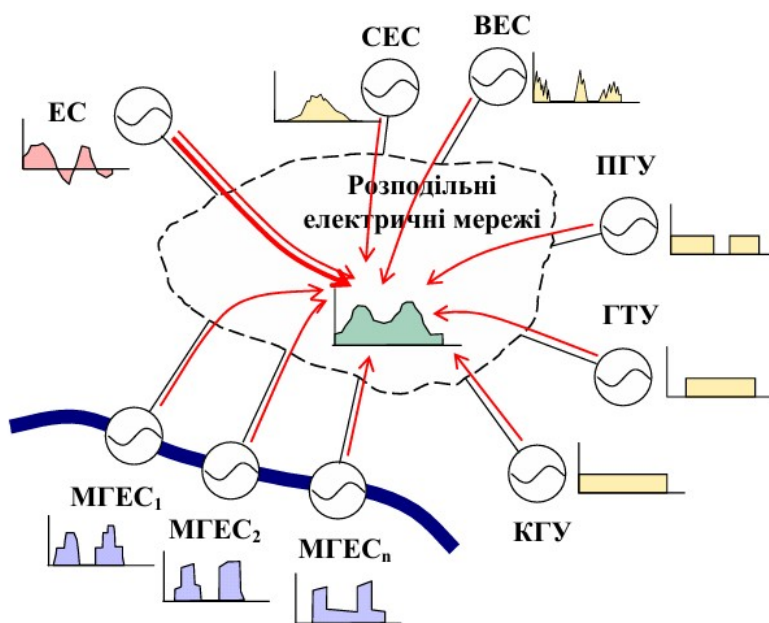


Рисунок 3 – Розподільні електричні мережі з комбінованим електропостачанням [1]

Крім того слід враховувати, що одночасно змінюються економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема змінюється модель оптового ринку.

У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі РДЕ, коли останні видають потужність в електричну мережу, постає необхідність узгодження їх роботи з енергосистемою, від якої здійснюється централізоване живлення.

Це стає обов'язковим, коли встановлена потужність РДЕ в ЕМ складає суттєву частку від її сумарного навантаження (наприклад, 20% і більше). В цьому випадку РЕМ можна і доцільно розглядати як **локальну електричну систему (ЛЕС)**, в якій окрім зазначених вище задач постають задачі дослідження статичної і динамічної стійкості РДЕ та інші, характерні для електричної системи.

Серед комплексу задач, що виникають в процесі впровадження РДЕ, доцільно вивчати і розв'язувати в першу чергу ті, які безпосередньо впливають на масштаби й інтенсивність розбудови альтернативних джерел енергії, зокрема ВДЕ, та правильне рішення яких зможе сформулювати наряду з «зеленими тарифами» стійку мотивацію у інвесторів та енергопостачальних компаній щодо розбудови ВДЕ в Україні.

Такою задачею, зокрема, є задача отримання максимального прибутку від експлуатації ВДЕ для їх розбудови за умови зменшення втрат електроенергії та покращення її якості в РЕМ, а також підвищення надійності електропостачання.

При цьому, враховуючи що електроенергія від РДЕ передається лініями РЕМ одночасно з електроенергією інших джерел, то необхідно виділяти з сумарних втрат електроенергії ту частку, яка стосується транзиту від РДЕ.

Отже потрібно розробити методику визначення втрат електроенергії від транзитних потоків. Це особливо важливо в умовах, коли здійснюється адресне електропостачання і втрати від транзиту електроенергії повинні покриватися договірними сторонами.

2. Вплив РДЕ на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах

На сьогодні втрати електроенергії в електричних мережах енергопостачальних компаній України складають 11,5–12,1% від її відпуску в електричну мережу, що значно більше ніж в США (6,5%), Англії (8,6%), Франції (4,5%).

Визнано, що розподільні мережі є найбільш проблемним і затратним фактором електропостачання територій.

Важливим напрямком впливу на втрати електроенергії у розподільних мережах є РДЕ.

Очевидно, що на значення втрат в ЕМ впливають як параметри РДЕ, так і схеми їх приєднання, а також обсяг та графік споживання суміжних навантажень.

На рис. 4 наведено можливі схеми приєднання РДЕ в РЕМ, які суттєво відрізняються впливом на потоки потужності і, відповідно, на втрати потужності і електроенергії в мережі.

На рис. 4, а РДЕ приєднані до шин підстанції. В цьому випадку трансформатор розвантажується на потужність, яка виробляється РДЕ, і в результаті зменшуються навантажувальні втрати в трансформаторі. В лініях електропередачі втрати не змінюються.

У варіанті, показаному на рис. 4, б, розвантажуються як трансформатор підстанції, так і частина ЛЕП, що забезпечує додаткове зменшення втрат потужності. Оскільки зменшується потік потужності, то зменшуються також втрати напруги, що сприяє покращенню рівнів напруги на шинах підстанцій 10/0,4 кВ.

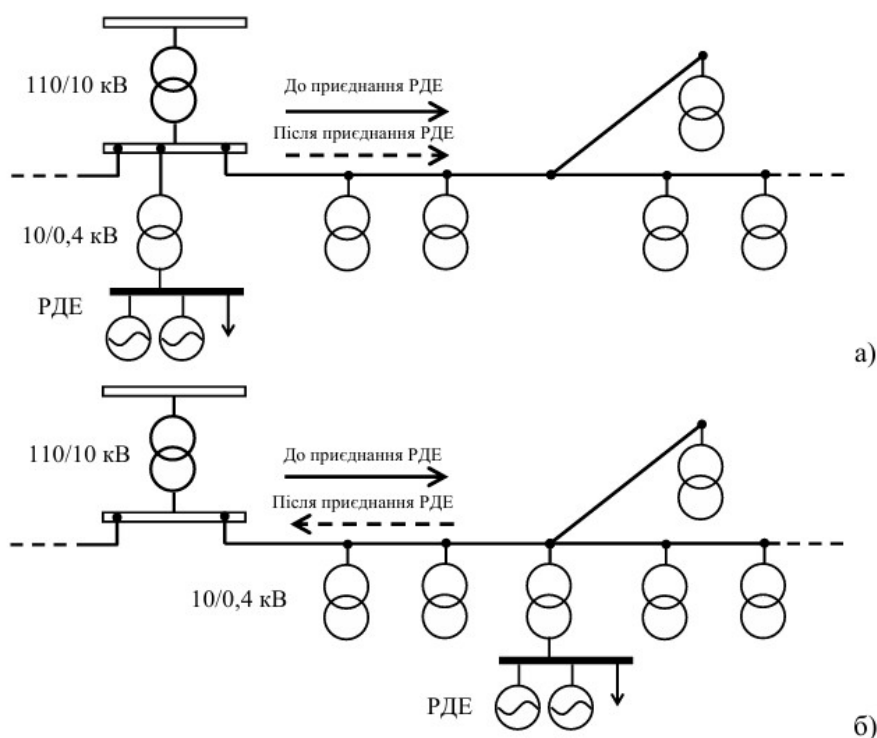


Рисунок 4 – Варіанти приєднання РДЕ в електричній мережі [1]

Виходячи з типових схем приєднання РДЕ до розподільних мереж, за певних потужностей генерування вони частково компенсують потоки потужності, що зумовлені навантаженням споживачів, і надходження електроенергії з боку системи зменшується. Разом з цим зменшуються втрати електроенергії в розподільних мережах.

3. Характеристика розосереджених джерел електроенергії як об'єкта керування

Модернізація сучасних систем електропостачання з розвитком розосереджених джерел електроенергії і обмеженням централізованого електропостачання тісно пов'язана з технологіями Smart Grid.

Планований техніко-економічний ефект від впровадження РДЕ може бути досягнутий шляхом узгодження в часі оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії.

Електричні мережі за рахунок локальних систем керування, самоналагодження та самодіагностування можуть здійснювати регулювання постачанням електроенергії в залежності від режиму її споживання, але за умови достатнього інформаційного забезпечення.

За допомогою сучасних інформаційно-комунікаційних технологій «розумні» мережі забезпечать інформаційне сполучення централізованого електропостачання, а також споживачів електроенергії з РДЕ (рис. 5).

Важливою задекларованою особливістю Smart Grid є можливість для постачальників електроенергії контролювати роботу електроустановок споживачів, тобто дистанційно регулювати споживання електроенергії, зсуюваючи його в часі й «підганяючи» під оптимальний графік сукупного генерування.

В перспективі за рахунок гнучких зворотних зв'язків з використанням комунікаційних мереж можливе керування режимами роботи окремих електроустановок споживачів з метою адаптування режимів споживання під нестабільне генерування РДЕ.

Переваги такого підходу очевидні. Тому доцільно розглянути питання організації децентралізованого керування РДЕ в локальних енергетичних системах, отримати математичні моделі умов оптимальності та обґрунтувати методи оптимального керування РДЕ на прикладі малих гідроелектростанцій (ГЕС) та їх каскадів як керованих джерел у сукупності з вітровими та сонячними електростанціями, керованість яких обмежена істотною залежністю генерування від нестабільних погодних умов.

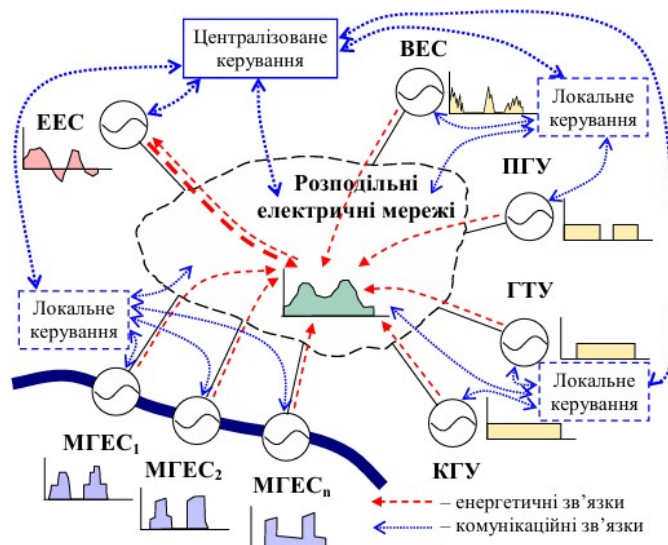


Рисунок 5 – Енергетичні та комунікаційні зв'язки джерел енергії у Smart Grid [1]

Розосереджені джерела електроенергії (Distributed Energy Resources) поділяються за ступенем впливу випадкових процесів природного середовища та первинними енергоносіями на:

- відновлювані джерела з умовно-керованим генеруванням (Renewable, Variable) – використовують відновлювані ресурси, але генерування суттєво змінне у часі (вітрові електростанції (ВЕС), сонячні електростанції (СЕС));
- відновлювані джерела з керованим генеруванням (Renewable, Non Variable) – використовують відновлювані ресурси, а генерування постійне протягом деякого періоду часу (малі гідроелектростанції (МГЕС), геотермальні, біогазові установки тощо);
- не відновлювані джерела з керованим генеруванням (Non-Renewable, Non-Variable) – використовують традиційне або суміжне паливо, але забезпечують керованість процесу генерування (когенераційні установки (КГУ), парогазові та газотурбінні установки (ПГУ, ГТУ) та ін.).

Забезпечення оптимальності процесу генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей РДЕ у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керувальних впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережності.

Децентралізація частини функцій керування (рис. 3.26) за рахунок застосування локальних систем керування, переважно автоматичних, потребує створення умов стійкості, адекватності та адаптивності керування енергетичними об'єктами, як у штатних ситуаціях – з метою оптимізації функціонування, так і у нештатних – з метою швидкої ліквідації аварій та мінімізації їх наслідків.

4. Оптимальне керування ВДЕ в електричній мережі

Забезпечення оптимальності процесу генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ВДЕ у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керувальних впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережності.

На рис. 6 наведена структурна схема АСК джерелами електроенергії з локальними САК, яка використовується у «Вінницяобленерго».

Особливістю цієї системи керування є те, що вона відкрита для доповнення новими функціями і розширення можливостей.

На сьогодні вона доповнена блоком, в якому використовуються типові графіки навантаження і реалізована методика визначення максимального навантаження ТП для прогнозування балансу потужності в ЛЕС і визначення втрат електроенергії в електричних мережах. Для підтримування балансу потужності в ЛЕС і генерування ВДЕ, зокрема СЕС, за графіком, узгодженим з оператором по розподілу електроенергії, використовується АСК «Energy Storage» накопичувачами електроенергії.

Децентралізація частини функцій керування (рис. 6) за рахунок застосування локальних систем керування, переважно автоматичних, потребує створення умов стійкості, адекватності та адаптивності керування енергетичними об'єктами, як у штатних ситуаціях – з метою оптимізації функціонування, так і у нештатних – з метою швидкої ліквідації аварій та мінімізації їх наслідків.

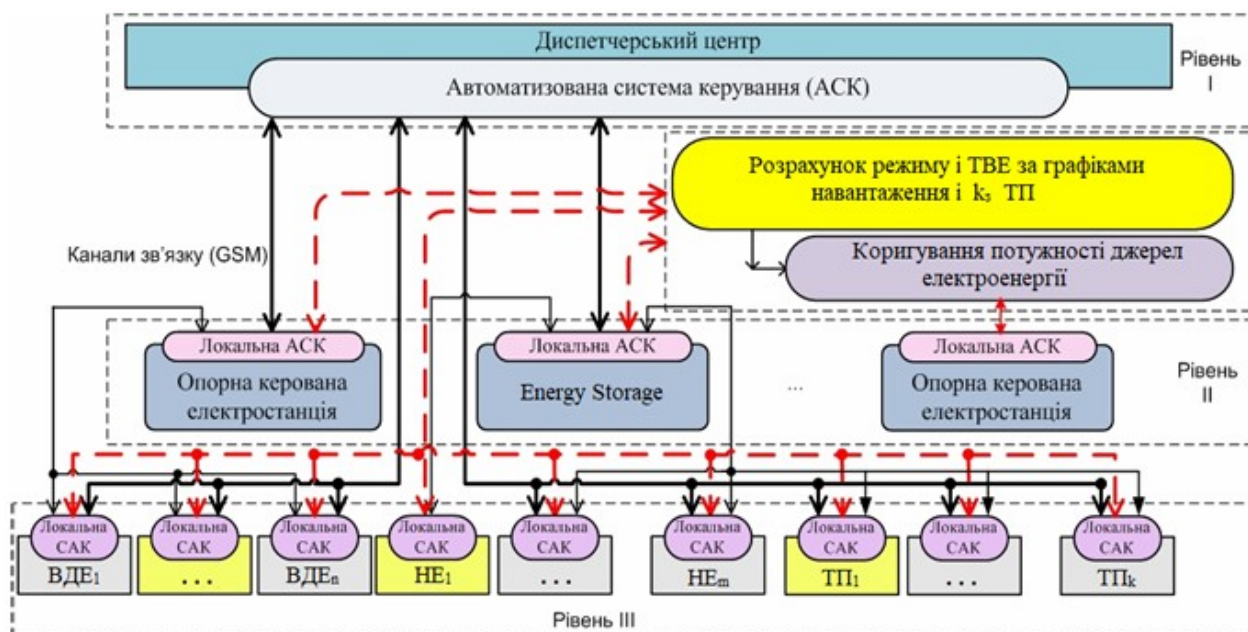


Рисунок 6 – Структурна схема АСК джерелами електроенергії з локальними САК [1]

Таким вимогам щодо керування режимами локальної електричної системи найбільше відповідає адаптивне керування ВДЕ з децентралізацією частини функцій. Адаптивні системи автоматичного керування (САК) дозволяють здійснювати керування технологічними процесами в умовах неповної або недосконалої поточної інформації відносно характеристик об'єкту керування та впливів зовнішнього середовища, що характерне для відновлюваних джерел енергії, особливо, якщо керування має здійснюватися у реальному часі.

Враховуючи наведене вище для реалізації комплексу задач оптимального керування ВДЕ в розподільних мережах необхідною умовою є забезпечення можливості централізованого керування об'єктом у реальному часі.

Однак, ця умова не може бути забезпечена через просторову розподіленість об'єкта керування та обмежену надійність каналів зв'язку між ними та диспетчерським центром.

Виходячи з цього автоматизована система керування з необхідним переліком функцій керування побудована як централізована система оперативного керування з децентралізацією функцій реального часу (рис. 6) за рахунок застосування локальних систем автоматичного керування (САК).

Особливістю роботи розподільних електричних мереж з ВДЕ є те, що навіть коли вони розімкнені, але працюють паралельно з магістральними мережами, то утворюються лінії з двостороннім живленням (приклад на рис. 7).

В цих випадках, а, як правило, мережі працюють саме так, виникає задача компенсації впливу мережі вищої напруги на мережу нижчої напруги. Як відомо, наслідком такого впливу є додаткові втрати електроенергії в мережі нижчої напруги. Зменшити ці втрати можна, коригуючи потоки потужності між ВДЕ і централізованими джерелами електроенергії.

Реально це можна зробити або змінюючи потужність ВДЕ, або змінюючи коефіцієнти трансформації трансформаторів зв'язку розподільної і магістральної мереж. В першому випадку відповідним чином коригується графік генерування ВДЕ, а в другому – має бути

в робочому стані пристрій РПН та повинен бути певний запас навантажувальної здатності трансформатора зв'язку.

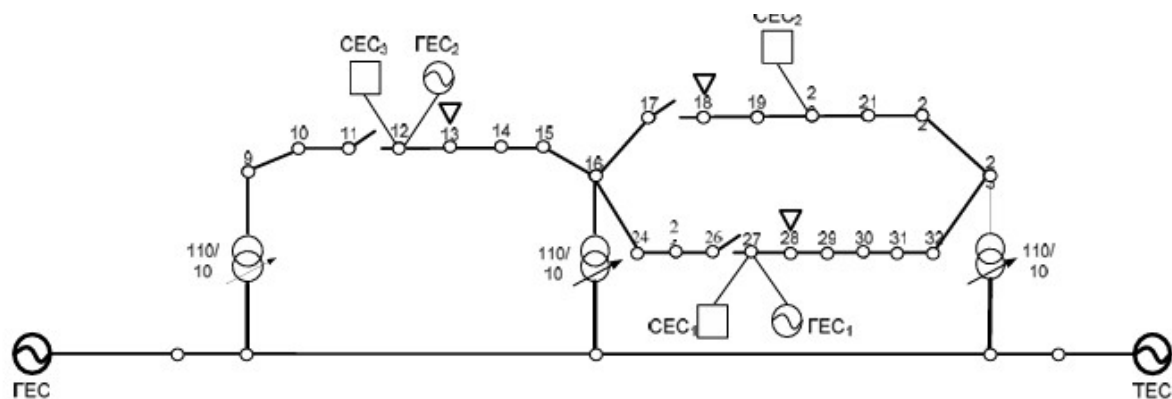


Рисунок 7 – Схема електричних мереж 110/10 кВ з ВДЕ [1]

Оскільки графіки навантаження споживачів електроенергії постійно змінюються, то змінюється і поточний розподіл в ЛЕС. Відслідковувати і оптимізувати потоки потужності в ЛЕС можливо тільки за допомогою АСК, схема якої показана на рис. 7.

Для коригування потоків потужності в ЛЕС використовуються керовані ВДЕ. Це можуть бути СЕС і малі ГЕС, що входять в неї. В нашому прикладі (рис. 7) третій рівень АСК відновлюваними джерелами енергії складається з локальних САК CEC1 , CEC2 , CEC3 , ГЕС1 і ГЕС2 .

ВИСНОВКИ

В конспекті лекцій розглянуто теоретичні та практичні засади забезпечення енергоефективності й надійності електроенергетичних та електромеханічних систем в умовах сучасного розвитку електроенергетики. Особливу увагу приділено причинам виникнення втрат електричної енергії, методам їх оцінювання, розрахунку та шляхам мінімізації в системах електропостачання різних класів напруги.

Висвітлено структуру технічних і нетехнічних втрат електроенергії, проаналізовано основні фактори, що впливають на їх величину, а також наведено сучасні методи визначення навантажувальних, ненавантажувальних і технологічних втрат у повітряних та кабельних мережах, трансформаторах і підстанціях. Розглянуті організаційні й технічні заходи демонструють, що підвищення ефективності електричних мереж можливе завдяки оптимізації режимів роботи обладнання, модернізації мереж, компенсації реактивної потужності, удосконаленню систем обліку та впровадженню сучасних засобів моніторингу.

Розглядаються питання керування режимами електроенергетичних систем з урахуванням вимог енергоефективності та надійності. Розглянуто принципи управління потоками активної і реактивної потужності, регулювання рівнів напруги, компенсації взаємовпливу мереж різних класів напруги та забезпечення стійкої роботи енергосистем. Значну увагу приділено концепції Smart Grid, інтеграції відновлюваних джерел енергії, цифровізації електричних мереж і використанню інтелектуальних систем керування як основи розвитку сучасної енергетики.

Опрацювання матеріалу конспекту формує у здобувачів вищої освіти цілісне розуміння процесів, що визначають ефективність функціонування електроенергетичних систем, розвиває навички аналізу режимів електроспоживання, оцінювання втрат електроенергії та вибору технічних рішень для підвищення надійності електропостачання. Отримані знання є важливою основою для проєктування, експлуатації та модернізації сучасних електроенергетичних і електромеханічних систем відповідно до принципів енергоефективності, цифрової трансформації та сталого розвитку енергетики України.

РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА:

1. Лежнюк П.Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем/ Любов Наумівна Добровольська, Володимир Володимирович Кулик, Петро Дем'янович Лежнюк // Під редакцією Лежнюка П.Д. – Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. – 328 с.
2. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с. ISBN 978-966-999-077-8
3. Нормативно правова база енерговикористання: Методичні вказівки до виконання практичних робіт для студентів напряму підготовки “Електротехніка та електротехнології” спеціальності 7.000008 “Енергетичний менеджмент” /Укл.: П.Г. Плешков, О.І. Сіріков. – Кіровоград: КНТУ, 2010 – 59 с.
4. Хомутський В.О., Ткаченко І.О. Енергоефективність систем енергозабезпечення промисловості : монографія. Київ : НУЕУ, 2023. 230 с.
5. Писаренко В.І., Корнієнко С.Б. Надійність електроенергетичних систем та управління ризиками: навч. посібник. Київ : НУЕУ, 2022. 242 с.
6. Кунденко Є.О., Чорний А.О. Smart Grid та системи гнучкості електроенергетичних мереж України : монографія. Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2022. 284 с.
7. Рудик В.Є., Сидоренко С.П. Методи підвищення енергоефективності будівельних систем електропостачання: навч. посібник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 202 с.
8. Буткевич В. М., Дяченко О. А. Діагностика та моніторинг технічного стану систем енергозабезпечення : монографія. Харків : НТУ «ХПІ», 2021. 210 с.
9. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Вилучено з <https://de.com.ua/uploads/0/1703-EnergyStratagy2030.pdf>
10. Кулик В.В. Технологічні витрати електроенергії в розподільних мережах 10-0,38 кВ: навчальний посібник/ В.В. Кулик, А.В. Писклярова, Д.С. Пискляров. – Вінниця: ВНТУ, 2011. – 180 с.
11. Горбачов І. С. Енергоефективність та енергетичні ризики децентралізованих систем електропостачання монографія. Київ: Укренерго, 2023. 196 с.
12. ІНСТРУКЦІЯ ПРО ПОРЯДОК КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ
13. Оптимізація процесів електропостачання та енергозбереження: конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, І. І. Борзенков, І. І. Дяговченко, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2023 – 125 с.
14. В.А. Маляренко М21 Енергозбереження та енергетичний аудит: навчальний посіб. / В.А. Маляренко , І.А. Немировський. – 2-е вид., перероб. і доп. – Харків : НТУ «ХПІ», 2010. – 344 с.
15. НАКАЗ 21.06.2013 № 399 Про Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання
16. М.А. Юдін. Механізм формування вартості електроенергії в енергосистемі України: інструментарій обліково-аналітичного забезпечення [моногр.] / М.А. Юдін, С.В. Філіппова, А.В. Левицька. – Одеса: ОНПУ, 2014. – 151 с.

Посилання на інформаційні ресурси в Інтернеті, відео-лекції, інше методичне забезпечення

1. <https://voxukraine.org/najbilshe-z-susidamy-menshe-z-yevropejskymy-krayinamy-ta-ssha-z-yakymy-krayinamy-ukrayina-buduvala-robochi-zv-yazky-za-roky-nezalezhnosti/>
2. <https://careerhub.in.ua/careers-in-energy-are-cool/>
3. https://www.ive.org.ua/?page_id=583&lang=uk
4. <https://mon.gov.ua/ua/news/vidnovleno-diyu-ugodi-mizh-ukrayinoyu-ta-yevropejskim-soyuzom-pro-naukove-i-tehnologichne-spivrobitnictvo>
5. <https://uk.wikipedia.org/wiki/ENTSO-E>
6. <https://www.youtube.com/watch?v=3NfwXB-eHJw&t=156s>
7. <https://www.entsoe.eu/data/map/>
8. <https://www.youtube.com/watch?v=TBpNXyRu4Qk&t=70s>
9. <https://www.entsoe.eu/data/map/>
10. <https://ua.boell.org/uk/2017/11/15/energetichnyy-perehid-naybilshiy-viklik-chasu-dlya-ukrayini>
11. <https://patriot-nrg.com/content/efektyvne-elektropostachannya>
13. <https://hmarochos.kiev.ua/2022/01/18/vitrova-energetyka-v-ukrayini-ta-sviti/>
14. <https://ecopolitic.com.ua/ua/news/nazvano-oblasti-ukraini-de-najbilshe-vitroelektrostantsij/>
15. <https://getmarket.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energiyi-energy-storages-perspektivi-dlya-ukrayini>
16. <https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019#1>
17. <https://greensystem.com.ua/sistemy-nakopleniya-energii/sistemy-nakopleniya-energii-dlya-predpriyatii/promyslennye-sistemy-xraneniya-energii-bess-texnologiya>
18. <https://nakipelo.ua/sistemi-nakopichennya-energii-komu-i-dlya-chogo-voni-potribni/>
19. <https://greensystem.com.ua/sistemy-nakopleniya-energii/sistemy-nakopleniya-energii-dlya-predpriyatii/promyslennye-sistemy-xraneniya-energii-bess-texnologiya>
20. <https://uatv.ua/uk/uryady-ukrayiny-ta-ssha-pidpysaly-memorandum-shhodo-zabezpechennya-stijkosti-energetychnoyi-systemy-ukrayiny-tekst-dokumenta/>
21. <https://energysecurityua.org/ua/u-fokusi/shcho-take-enerhetychna-bezpeka-i-chomu-tse-nadvazhlyvo-dlia-ukrainy/>

Навчальне видання

Олійник Юлія Сергіївна

**ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ ТА
ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИХ СИСТЕМ**

Конспект лекцій