

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

УДК 621.314

DOI 10.20535/1813-5420.2.2024.303068

К.М. Гілевич¹, аспірантка, ORCID 0000-0001-9074-0683

¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

АНАЛІЗ РІВНІВ НЕОПТИМАЛЬНОСТІ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ ПРИ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРАЦІЇ ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Здійснено аналіз рівнів неоптимальності процесів генерації та споживання електроенергії в електричних мережах низької напруги при нерівномірності генерації та споживання електроенергії. Систематизовано заходи щодо зниження втрат електроенергії в таких мережах. Наведено оцінку впливу нерівномірності генерації та споживання електроенергії на рівні втрат у електричній мережі. З метою зменшення втрат електроенергії шляхом аналізу потенціалу керування режимами електропостачання запропоновано використати метод оцінки неоптимальних рівнів генерації та споживання електроенергії електроенергетичної системи за допомогою реактивної потужності Фризе Q_f .

Неоптимальність відбору від генератора та споживання навантаженнями електроенергії оцінено з точки зору роботи електроенергетичної системи в цілому. Як критерій оцінки вибрано ступінь відхилення від рівномірного енергоспоживання по відношенню до середнього рівня передачі активної потужності за заданий інтервал часу. Потужність Фризе Q_f використовується для порівняння реального режиму роботи електроенергетичної системи з оптимальним режимом. Цей розрахунок може охоплювати будь-який період часу. Використання Q_f дозволило уніфікувати аналіз процесів енергозабезпечення навантажень електроенергетичної системи, забезпечує можливість ретроспективного, поточного і перспективного аналізу. Застосування потужності Фризе Q_f надає можливість оцінити техніко-економічні і технологічні фактори, такі як вплив різних факторів появи додаткових втрат електроенергії, стійкість і стабільність роботи системи при зміні режимів роботи генераторів та навантажень.

Проведений аналіз дозволив запропонувати алгоритм оцінки рівня оптимальності ведення режимів в електричних мережах, який може бути реалізованим як із залученням диспетчера, так і в автоматичному режимі. Особливої актуальності набуває оцінка адресного впливу на основі потужності Фризе для локальних електроенергетичних систем, де широко застосовуються різні типи генераторів обмеженої потужності на основі відновлюваної енергії та різноманітні типи технологій енергоспоживання.

Ключові слова: електромережі, режими роботи генераторів та навантажень, оцінка рівня оптимальності процесів, втрати електроенергії, потужність Фризе, адресний вплив.

Вступ

З огляду на різноманіття сучасних режимів роботи електромереж стає очевидною необхідність нових підходів до оцінки в них енергетичних процесів та втрат електроенергії [1–4]. Оптимізація втрат електроенергії та їх оцінка сприяє економічному функціонуванню енергомережі. Знаючи місця втрат електроенергії, можна вжити заходи для їх обмеження та зменшення, що призведе до підвищення ефективності роботи системи. Переважно, втрати в електроенергетичній системі можна розділити на технічні втрати, спричинені внутрішніми факторами, та нетехнічні втрати, викликані зовнішніми чинниками. Загалом втрати потужності в електроенергетичній системі призводять до зростання операційних витрат на обладнання і, відповідно, впливають на вартість електричної енергії [2]. Збільшений рівень втрат електроенергії під час її транспортування та розподілу зумовлений низкою факторів. В електричних мережах нашої країни проявляються такі характеристики, як велика проектна щільність струму, що складає приблизно 1 А/мм², порівняно з 0,4–0,6 А/мм² в країнах з розвинутим сучасним енергетичним комплексом. Також високий рівень неоднорідності, оскільки цей параметр практично не враховувався в нормативах проектування. Зважаючи на гострий дефіцит енергоносіїв під час війни в Україні контроль рівню споживання та методи ефективного використання електроенергії є важливими економічними аспектами.

Проблема зменшення втрат електроенергії є важливою частиною більш загальної проблеми зменшення енергоспоживання та ефективного використання енергоресурсів. Оптимізація балансу між споживанням і виробництвом електроенергії є важливою частиною більш загальної проблеми зниження енергоспоживання та ефективного використання енергоресурсів.

Електричні мережі великою мірою піддається втратам при передачі та розподілі – майже 40%, включаючи як технічні, так і нетехнічні [1–4]. Зазвичай, втрати потужності в енергетичній системі призводять до зростання експлуатаційних витрат електроустановок і, відповідно, сприяють високій вартості електричної енергії. Отже, зменшення втрат потужності в електроенергетичній системі є критично важливим не лише з фінансової та економічної перспективи, але й в контексті соціально-економічних вигод для комунальної компанії, споживачів і країни в цілому.

Основні джерела технологічних втрат електроенергії в електричних мережах: втрати, пов'язані з переносом навантаження через провідники ліній електропередачі (ЛЕП) та обмотки силових трансформаторів підстанцій; енергетичні втрати у залізі осердь трансформаторів у режимі холостого ходу; втрати, що виникають через випромінювання корони провідників ЛЕП; втрати енергії в компенсаційних пристроях (компенсатори на основі конденсаторних батарей, синхронні компенсатори, статичні тиристорні компенсатори тощо) [2, 3, 4–6].

Ефективний спосіб досягнення низьких втрат при передачі у системі може включати в себе розміщення генеруючих потужностей поблизу центрів навантаження [1 – 3]. При цьому зазначимо, що у сьогоднішніх реаліях в Україні набуває розвитку зміна концепції оцінки електроенергії: перехід від опису в двовірній системі (кількість \times вартість) до опису в тривірній системі (кількість \times вартість \times якість).

1. Аналіз складових втрат електроенергії

Для вирішення проблеми зниження втрат електроенергії необхідно провести ретельний аналіз та структурування, спрямовані на визначення причин та створення ефективних стратегій запобігання втрат [1, 2, 7]. Оскільки сутність комерційних втрат ускладнено їх прямим визначенням та вимагає значних витрат капіталу, то з іншого боку, технологічні втрати, за наявності відповідної інформаційної бази, можуть бути точно визначені [5, 7]. Це відкриває можливість опосередкованого аналізу, який охоплює і комерційний аспект. Вартість стандартизованих технічних втрат зазвичай включається в тарифи на передачу і є збитком для енергопостачальної компанії. Обсяг технічних втрат розраховується за допомогою математичних методів відповідно до законів електротехніки.

Комерційні втрати електроенергії виникають під час передачі електроенергії від виробника до споживача. Ці втрати є основними втратами електропередавальної компанії і включаються до тарифу. Вони розраховуються як різниця між фактичними втратами та технічними втратами. Комерційні втрати в основному спричинені нестабільним споживанням електроенергії з різних причин і не покладаються на споживачів. Згідно з чинним законодавством, оплата фактичних комерційних втрат є обов'язком мережевої організації, відповідальної за ці втрати. Для того, щоб визначити комерційні втрати електроенергії якомога точніше, важливим є точне вимірювання та правильний розрахунок електроенергії [7–9].

Структуру методів визначення технологічних втрат електроенергії в електромережах 0,38 кВ поділено на кілька етапів [1, 10, 11]:

- якісні характеристики схем електромереж: огляд якісних параметрів схем електромереж; визначення характеру та величини електроспоживання;
- пасивні елементи та їх характеристики: аналіз кількісних характеристик параметрів пасивних елементів; отримання повної інформації про поопорні схеми електромереж;
- електроспоживання та контрольні заходи: періодичні контрольні заходи для уточнення характеру та обсягу електроспоживання; постійне уточнення інформації про поопорні схеми електромереж;
- визначення технологічних втрат електроенергії в електромережах 0,38 кВ: визначення еквівалентного опору електромереж 0,38 кВ за наявною інформацією; визначення втрат електроенергії методом еквівалентного опору; визначення еквівалентного опору електромереж 0,38 кВ за результатами поелементного розрахунку втрат електроенергії за звітний період; визначення втрат електроенергії методом еквівалентного опору;
- формування пофазної розрахункової схеми електромереж 0,38 кВ: визначення середніх навантажень споживачів за період розрахунку; визначення втрат електроенергії методом поелементних розрахунків.

Втрати в електромережах 0,38 кВ запропоновано, наприклад, розраховувати за формулою [1]:

$$\Delta W_{0,38} = 3I_G^2 R_{ек} k_\phi^2 T; \quad (1)$$

де I_G – середній струм головної ділянки ЕМ; $R_{ек}$ – еквівалентний опір розподільної мережі 0,38 кВ; k_ϕ – коефіцієнт форми графіка еквівалентного струмового навантаження ЕМ 0,38 кВ; T – тривалість звітного періоду.

Еквівалентний опір визначається на основі попередньо зібраної інформації [1]:

$$R_{ек} = \frac{\Delta W'_{0,38}}{3I_T^2 k_\phi^2 T'}; \quad (2)$$

де $\Delta W'_{0,38} = W'_{п.м.} - W'_{в.м.}$ – втрати електроенергії за період T' , який передує звітному періоду; $W'_{п.м.}$ – електроенергія, яка поступила в мережу за період T' ; $W'_{в.м.}$ – електроенергія, яка відпущена споживачам і значення якої визначається фактором розрахунків споживачів за електроенергію.

В роботі [6] представлено метод оцінки втрат електроенергії у мережах напругою 0,38 кВ, використовуючи загальну довжину ліній. Згідно з цим підходом, еквівалентний опір лінії без розгалужень розраховується таким чином:

$$R_{ек} = r_0 L k_L; \quad (3)$$

де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км; L – довжина лінії, км; k_L – коефіцієнт, який враховує тип навантаження ($k_L = 1$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії; $k_L = 0,37$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії).

Метод визначення еквівалентного опору $R_{ек}$ базується на певних припущеннях. Однак загальна структура, наведена вище, дає досить точні результати, якщо припустити, що споживання електроенергії оплачується стабільно, вимоги до експлуатації лінії електропередачі виконуються, навантаження рівномірно розподіляється на кожну фазу, а інші фактори задовольняються. За цих умов для розрахунку поточних втрат можна використовувати еквівалентні опори, розраховані за попередні звітні періоди. Тому цей метод визначення технологічних втрат слід оцінювати з урахуванням цих обмежень [1, 10].

Для адекватної оцінки втрат електроенергії в мережах важливе значення має використання сучасних систем обліку [12–14].

На початку 80-х років ХХ ст. у світі з'явилися лічильники електроенергії змінного струму, що складаються з електронних компонентів. Оскільки цей тип лічильника електроенергії не має компонентів, що обертаються, стандарт ІЕС визначає його як статичний (електронний) лічильник електроенергії, щоб відрізнити його від індуктивного лічильника електроенергії. У електронному лічильнику енергії вимірювання електричної енергії повністю виконується електронними схемами та електронними модулями, а результати розрахунків і параметри вимірювань контролюються програмним забезпеченням, яке демонструє велику гнучкість.

Електронний лічильник енергії може вимірювати активну енергію, реактивну енергію та повну енергію одночасно одним приладом обліку [13, 14]. Крім того, він може легко реалізувати функції максимального попиту, передоплати, мультитарифності і зв'язку. Ці характеристики електронних лічильників енергії сприяли розвитку технології автоматичного зчитування лічильників. Тому з'явилися Smart лічильники енергії як один із основних компонентів передової системи вимірювання Smart Grid. Цей лічильник відповідає за збір, вимірювання, передачу та обробку даних про електроенергію, а також підтримує інтелектуальну мережу для управління енергетичним навантаженням, вимірювання розподіленої енергії, функціонування та планування електромережі, транзакцій на ринку електроенергії та електроенергії. моніторинг якості тощо. Smart лічильники енергії має широкі можливості збору даних, включаючи напругу, струм, активну потужність, реактивну потужність і потужність спотворення; підтримує передплачене та дистанційне керування; підтримує двосторонній зв'язок, надаючи шлюз даних для майбутніх мереж домашньої автоматизації.

Порівняно з традиційними електронними лічильниками енергії, Smart лічильники енергії мають такі функції на додаток до основних функцій вимірювання [14]:

- широкий спектр функцій вимірювання струму, напруги та інших електричних параметрів для задоволення потреб моніторингу роботи в різних середовищах на місці;
- вимірювання попиту, часу використання та сегментованого вимірювання, щоб задовольнити потреби впровадження цін на електроенергію за часом використання та ступінчастих цін на електроенергію;
- двостороннього вимірювання енергії та підтримка доступу до розподілених споживачів енергії;
- апаратного годинника, зберігання та заморожування узгоджених пілотних даних, записи про відключення електроенергії та інші записи про події, записи про навантаження, показання лічильника про відключення електроенергії, тривога про події та інші функції для задоволення відключень та врегулювання відключень електроенергії, виявлення помилок вимірювання та вирішення спорів;
- онлайн-моніторингу, діагностики, сигналізації та інтелектуальної обробки ненормального енергоспоживання для задоволення потреб обробки несправностей та онлайн-моніторингу вимірювальних приладів;
- віддаленого або локального контролю витрат і задоволення потреби контролю заборгованості, запобігання крадіжці електроенергії та керування навантаженням за допомогою заходів автентифікації інформаційної безпеки;

Завдяки різноманітним комунікаційним інтерфейсам він може реалізувати такі функції обміну даними, як збір інформації про споживання електроенергії, дистанційне налаштування параметрів, контроль навантаження та звітування про події. Smart лічильники можуть вести облік витрат електричної енергії залежно від часу доби (так звані, дво- або тризонні лічильники), вимірювати параметри мережі, захищати споживачів електричного струму від критичних коливань напруги. За допомогою телекомунікаційних мереж їх можна об'єднувати в єдину мережу, щоб обмінюватися інформацією зі Smart Grid, повідомляти про аварійні ситуації або в автоматичному режимі передавати дані про витрату електроенергії.

2. Заходи по зниженню втрат електроенергії

Однією з основних характеристик електричної системи є підтримання постійного балансу між активною та реактивною енергією і потужністю. Транспортування електроенергії завжди пов'язане з втратами самої енергії через її передачу по лініях електропередачі та трансформацією. Для зменшення цих втрат під час технічних процесів застосовуються різні заходи, які зокрема, можна розділити на дві основні групи залежно від періоду впровадження: заходи з управління розвитком мережі та заходи з керування режимом роботи мережі [4, 8–11]. Заходи щодо зниження втрат електроенергії можна поділити на дві стратегії, які включають комплекс заходів для оптимізації роботи електричних мереж – це керування мережами та керування споживачами.

Керування мережами можна умовно поділити на заходи, які спрямовані на керування розвитком мереж та керування режимами роботи мереж [4]. Керування розвитком мереж включає: оптимальне планування розвитку електричних мереж, що враховує прогнози енергоспоживання та технічні параметри; визначення оптимального місця розміщення підстанцій 110–35/10 кВ, з урахуванням густини населення та розвитку промисловості; вибір оптимальних параметрів і конфігурацій мереж напругою 35 – 110 кВ, з урахуванням технічних обмежень та оптимізації мережевої інфраструктури. Керування режимами роботи мережі є пряме та непряме. Заходи з прямого керування режимами: оптимізація місць розмикання мереж напругою 6 – 35 кВ для забезпечення ефективного управління завантаженням; оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних мереж з метою збільшення ефективності передачі енергії; вимикання трансформаторів в режимах низьких завантажень на двотрансформаторних ТП для економії ресурсів; раціоналізація завантаження трансформаторів для оптимізації їх ефективності та тривалості служби. Непряме керування режимами включає наступні заходи: стимулювання встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності для покращення коефіцієнта потужності; удосконалення систем обліку електроенергії для більш точного визначення втрат та ефективного контролю; покращення енергетичних показників електроенергетичного обладнання шляхом впровадження новітніх технологій та матеріалів.

В контексті ефективного керування споживачами, важливо впроваджувати ефективні стратегії, спрямовані на зменшення втрат електроенергії, зокрема, керуванням розвитком та керуваннями режимами роботи споживачів та заходи для забезпечення оптимального функціонування системи [4]. Заходи керування розвитком споживачів включають: оптимальне розміщення нових споживачів (застосування аналізу для ефективного розміщення нових споживачів у відповідності до попиту та інфраструктури; встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності та засобів керування (застосування технологічних рішень для компенсації реактивної потужності та впровадження засобів керування для ефективного регулювання споживання); використання споживачів-регуляторів (впровадження і використання систем, що дозволяють споживачам активно регулювати своє споживання електроенергії відповідно до змін потреб та тарифів).

Керування режимами роботи споживачів має два напрямки – пряму та непряму. У прямій стратегії керування режимами роботи запропоновано наступні заходи: вимикання споживачів від шин центрів живлення (планування часу вимикання для оптимізації завантаження та зниження втрат); автономне і дистанційне керування споживачами-регуляторами (впровадження систем автоматизованого керування для ефективного взаємодії та керування споживачами); раціоналізація завантаження і експлуатації обладнання (покращення управління електричним обладнанням для забезпечення оптимального навантаження та тривалості служби).

Непряма стратегія заходів керування режимами роботи передбачає: встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності у споживачів (застосування технологій компенсації реактивної потужності для поліпшення коефіцієнта потужності); застосування прогресивних норм електроспоживання (впровадження стандартів, що стимулюють раціональне споживання електроенергії); удосконалення енергетичних показників електрообладнання (використання новітніх технологій та матеріалів для покращення продуктивності та зменшення енерговитрат); удосконалення технологічних процесів (впровадження енергоефективних технологій для оптимізації виробничих процесів та зменшення енерговитрат); удосконалення системи обліку електроенергії (впровадження точних систем обліку для ефективного контролю за споживанням та виявленням можливих втрат).

Отже, можемо виділити:

1) заходи зі зниження технічних втрат:

- оптимізація діючих схем та режимів роботи мережі;
- вимикання трансформаторів, що працюють за сезонним графіком навантаження;
- компенсація реактивної потужності;
- заміна проводів на перевантажених лініях електропередачі;
- раціональне використання трансформаторів шляхом заміни перевантажених або недовантажених на трансформатори, що відповідають параметрам, встановленим умовами експлуатації;
- вирівнювання навантаження фаз на лініях 0,4 кВ;
- залучення до електричних мереж систем розподіленої генерації.

2) заходи зі зниження нетехнічних втрат:

- оснащення персоналу засобами виявлення поза облікового використання електричної енергії;
- ліквідація поза облікового використання електричної енергії;
- виявлення поза облікового та позадоговірного використання електричної енергії;
- модернізація засобів вимірювання електроенергії, у тому числі й заміна застарілих та зношених пристроїв обліку, використання Smart лічильників;
- залучення нових технологій та розробок для обліку, передачі та споживання електричної енергії;
- організація виносного обліку;
- встановлення обліку на границі балансової вартості;
- організація метрологічного забезпечення вимірювання, дослідження та розподілу електричної енергії.

Пріоритетним шляхом зниження технічних втрат є оптимізація режимів та модернізація електричних мереж. Стратегічним напрямком зниження комерційних втрат електричної енергії є вдосконалення систем обліку та захист даних систем від різних несанкціонованих входів іншими споживачами та користувачами електричною енергією на тих чи інших неправових засадах, що призводить до втрат енергії.

Так, важливим є вирівнювання графіка навантаження споживачів з метою покращення показників роботи міських мереж може включати [9]:

- перенесення часу роботи устаткування з денних або вечірніх годин на інші години, переважно нічні;
- відключення частини або всього навантаження споживачів в години максимуму;
- зменшення потужності встановленого обладнання зі збільшенням тривалості його роботи;
- застосування спеціальних споживачів-регуляторів, що працюють з примусовим графіком в нічні години.

Завпровадження та широкі можливості сучасних засобів АСКОЕ дозволяють успішно вирішувати проблеми інформаційного забезпечення задачі визначення та аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 0,38 кВ [1, 3]. Включення задачі визначення технологічних втрат електроенергії в електромережах 0,38 кВ до переліку задач АСКОЕ робить баланс електроенергії в електричній мережі більш точним і прозорим.

Для уточнення і приведення у відповідність до реальних умов експлуатації створеної розрахункової схеми розподільної електричної мережі 0,38 кВ можливо і доцільно використовувати бази даних, що формуються засобами АСКОЕ. Врахування динаміки зміни конфігурації та параметрів електричної мережі 0,38 кВ в її розрахунковій схемі на звітному проміжку часу дозволяє оцінити вплив зміни експлуатаційних умов, в тому числі обмеження електроспоживання, на значення втрат електроенергії в електричних мережах.

3. Оцінка впливу нерівномірності генерації та споживання електроенергії на рівні витрат у електричній мережі

Нерівномірність генерації та споживання електроенергії обумовлює додаткові втрати [1, 15 – 17], які при оптимізації режимів електромереж необхідно враховувати.

Впровадження сучасних методів і алгоритмів для створення систем вимірювання потужності наразі успішно розв'язується. Завдяки сучасному інформаційно-вимірювальному обладнанню значно зменшується інструментальна похибка інформаційних систем, доводячи її до попередньо визначених норм. Важливість визначення та належного відображення величин, які адекватно відображають обсяг енергоспоживання, виникає в різноманітних практичних випадках [18, 19]. Проте, зі зростанням нелінійних навантажень, традиційні методи вимірювання потужності стають менш точними у оцінці процесів в енергетичній системі [9]. Нелінійні навантаження, такі як силове електронне обладнання, частотно-регульовані приводи тощо, спотворюють криві напруги та струму, впливають на енергетичні характеристики та генерують вищі гармоніки, що потребують нарощування потужності системи. Зазвичай індукційні лічильники показують завищені значення при наявності вищих гармоній, що призводить до

похибок вимірювань. У сучасному контексті традиційні методи вимірювання потужності виявляються ненадійними для оцінки процесів у енергетичній системі. Виникає необхідність у нових підходах до вимірювання потужності та адекватної оцінки енергетичних процесів, зокрема, в розробці алгоритмів, які враховують нерівномірність генерації та споживання електроенергії в системі.

З метою зменшення втрат електроенергії шляхом аналізу потенціалу керування режимами в електроенергетичній системі запропоновано використати метод оцінки неоптимальних рівнів генерації та споживання електроенергії за допомогою реактивної потужності Фризе Q_Φ [18].

Неоптимальність відбору від генератора та споживання навантаженнями електроенергії будемо оцінювати з точки зору роботи системи електропостачання в цілому. Як критерій оцінки виберемо ступінь відхилення від рівномірного енергоспоживання по відношенню до середнього рівня передачі активної потужності за заданий інтервал часу. З цією метою застосуємо реактивну потужність Фризе, розширивши її застосування, як квадратичної нев'язки між повною потужністю S та активною потужністю P , на довільний інтервал часу [18 – 20]. Потужність Фризе дозволяє оцінити неоптимальність передачі електроенергії, а отже й додаткових втрат. При деталізації втрат, зокрема причин їх зміни (зростання) важливим постає питання визначення винуватця появи чи зростання додаткових втрат. Найбільш укрупнено джерелом, яке сприяє появу додаткових втрат електроенергії може бути як генератор, так і навантаження, що особливо актуальним є для локальних електроенергетичних систем.

Визначення модифікованої потужності Q_Φ для оцінки нерівномірності процесів у загальному вигляді покажемо на прикладі режиму, що характеризується діючими значеннями напруги U_i та струму I_i , $i = 1, \dots, n$, де t_i – тривалість i -го інтервалу, та $P = U_0 \cdot I_0$, де U_0, I_0 – усереднені значення напруги та струму. За умови $\cos\phi = 1$ для інтервалу часу T , можна записати вираз для потужності Фризе Q_Φ у вигляді [20]:

$$Q_\Phi = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n U_i^2 \frac{t_i}{T}\right) \left(\sum_{j=1}^n I_j^2 \frac{t_j}{T}\right) - U_0^2 I_0^2}, \quad (4)$$

який при умовах $\delta_i = \Delta t_i / T$; $\sum_{i=1}^n \delta_i = 1$ набуває вигляду:

$$Q_\Phi = \sqrt{\sum_{i=1}^n U_i^2 \delta_i \cdot \sum_{i=1}^n I_i^2 \delta_i - \left(\sum_{i=1}^n U_i I_i \delta_i\right)^2}. \quad (5)$$

Виділимо два інтервали тривалістю Δt_1 та Δt_2 .

Задамо середні (діючі) значення постійної напруги та струму:

$$U_0 = U_1 \delta_1 + U_2 \delta_2; \quad I_0 = I_1 \delta_1 + I_2 \delta_2. \quad (6)$$

Задаємо $\Delta U_1, \Delta I_1$ з (14) та знаходимо ΔU_2 та ΔI_2 при умові:

$$U_1 = U_0 + \Delta U_1; \quad U_2 = U_0 - \Delta U_2. \quad (7)$$

$$I_1 = I_0 + \Delta I_1; \quad I_2 = I_0 - \Delta I_2. \quad (8)$$

В залежності від режимів роботи системи можливі випадки:

1) $U_1/U_2 \neq I_1/I_2$ – нерівномірна зміна режимів роботи електромережі;

2) $U_1/U_2 = I_1/I_2 = \alpha$ – пропорційна зміна напруги та струму; виконання умови

$U_1/I_1 = U_2/I_2 = \text{const} = R_{\text{EQ}}$ – еквівалентний опір навантаження є постійним;

3) $U_1 \cdot I_1 = U_2 \cdot I_2 = \text{const} = P_0$ – передача постійної потужності.

Для 1-го випадку величину Q_Φ (із співвідношення (5)) можемо записати як

$$Q_\Phi^2 = \delta_1 \delta_2 [(U_0 + \Delta U_1) \times (I_0 - \Delta I_2) - (U_0 - \Delta U_2)(I_0 + \Delta I_1)]^2 \quad (9)$$

Розглянемо складову правої частини співвідношення (9):

$$[(U_0 + \Delta U_1) \times (I_0 - \Delta I_2) - (U_0 - \Delta U_2)(I_0 + \Delta I_1)] = A$$

$$\begin{aligned} A &= (U_0 + \Delta U_1) \times (I_0 - \Delta I_2) - (U_0 - \Delta U_2)(I_0 + \Delta I_1) = \\ &= U_0 I_0 - U_0 \Delta I_2 + \Delta U_1 I_0 - \Delta U_1 \Delta I_2 - U_0 I_0 - U_0 \Delta I_1 + \Delta U_2 \Delta I_1 = \\ &= -U_0 (I_1 - I_2) + I_0 (U_1 - U_2) - \Delta U_1 \Delta I_1 + \Delta U_2 \Delta I_1 = \\ &= -U_0 (\Delta I_1 + \Delta I_2) + I_0 (\Delta U_1 + \Delta U_2) - \Delta U_2 \Delta I_1 + \Delta U_2 \Delta I_2. \end{aligned}$$

При $U_1 = U_2$ вираз (9) можна записати у вигляді:

$$Q_\phi^2 = \delta_1 \delta_2 [U_1 \times (I_0 - \Delta I_2) - U_1 \times (I_0 + \Delta I_1)]^2 = U_1^2 \delta_1 \delta_2 \times (-I_2 - \Delta I_1)^2 = U_1^2 \delta_1 \delta_2 (\Delta I_1 + I_2)^2. \quad (10)$$

Аналогічно при $I_1 = I_2$ вираз (6) можемо представити як:

$$Q_\phi^2 = I_1^2 \delta_1 \delta_2 (\Delta U_1 + \Delta U_2)^2. \quad (11)$$

Введемо позначення:

$$K_{u1} = \frac{\Delta U_1}{U_0}; K_{u2} = \frac{\Delta U_2}{U_0}; K_{i1} = \frac{\Delta I_1}{I_0}; K_{i2} = \frac{\Delta I_2}{I_0}.$$

Вираз A визначається як:

$$A = U_0 I_0 [-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2}) - K_{u1} K_{i2} + K_{u2} K_{i1}]. \quad (12)$$

Розглянемо особливості розрахунку Q_ϕ із введеними показниками $K_{u1}, K_{u2}, K_{i1}, K_{i2}$:

$$Q_\phi^2 = \delta_1 \delta_2 U_0^2 I_0^2 [-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2}) - K_{u1} K_{i2} + K_{u2} K_{i1}]^2. \quad (13)$$

Формула (13) визначає загальний вплив факторів при наявності двох інтервалів.

Нехай $\Delta U_1 \cdot \Delta I_2 \approx \Delta U_2 \cdot \Delta I_1$. Тоді

$$Q_\phi^2 = \delta_1 \delta_2 \cdot (U_0^2 I_0^2) \cdot [-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2})]^2. \quad (14)$$

При умові $\delta_1 = \delta_2 = \frac{1}{2}$:

$$Q_\phi^2 = \frac{U_0^2 I_0^2}{4} \cdot [-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2})]^2. \quad (15)$$

Нехай: $K_{i2} = K_{i1} \cdot \alpha_i, K_{u2} = K_{u1} \cdot \alpha_u$. Тоді отримаємо вираз:

$$Q_\phi^2 = \delta_1 \delta_2 \cdot (U_0^2 I_0^2) \cdot [-K_{i1} (K_{i1} \cdot \alpha_i) + K_{u1} (K_{u1} + \alpha_u)]^2. \quad (16)$$

Оскільки $P_0 = U_0 \cdot I_0$, то можемо записати:

$$\left(\frac{Q_\phi}{P_0}\right)^2 = \frac{Q_\phi^2}{(U_0 I_0)^2} = \delta_1 \delta_2 [-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2}) - K_{u1} K_{i2} + K_{u2} K_{i1}]^2. \quad (17)$$

Не важко показати, що для другого та третього випадку режимів роботи має місце $Q_\phi = 0$:

– другий випадок:

$$\begin{aligned} Q_\phi^2 &= (U_1^2 \delta_1 + U_1^2 \alpha^2 \delta_2) \times (I_1^2 \delta_1 + I_1^2 \alpha^2 \delta_2) - (U_1 I_1 \delta_1 + U_1 I_1 \alpha^2 \delta_2) = \\ &= U_1^2 (\delta_1 + \alpha^2 \delta_2) \times I_1^2 (\delta_1 + \alpha^2 \delta_2) - U_1^2 I_1^2 (\delta_1 + \alpha^2 \delta_2)^2 = 0; \end{aligned} \quad (18)$$

– третій випадок:

$$Q_\phi^2 = (U_1^2 \delta_1 + U_1^2 \delta_2) \times (I_1^2 \delta_1 + I_1^2 \delta_2) - (U_1 I_1 \delta_1 + U_1 I_1 \delta_2)^2 = \delta_1 \delta_2 (U_1 I_2 - U_2 I_1)^2 = 0. \quad (19)$$

Задамо параметри $U_0 = 100$ В; $I_0 = 100$ А. На рис. 1 представлені два сімейства графіків згідно залежності (17) при впливі зміни діючого значення напруги та струму на зміну потужності Фризе Q_ϕ при зміні параметрів струму та напруги. Зростання параметрів струму та напруги при сталому значенні δ призводить до відповідного зростання показника $\frac{Q_\phi}{P_0}$ та $\left(\frac{Q_\phi}{P_0}\right)^2$ в середньому, спостерігається, що зв'язок є нелінійним. Зростання на обох графіках розпочинається приблизно від значення $\delta = 0,6$ до $0,8$.

Розглянемо режим споживання електроенергії при виділенні трьох різних інтервалів ($n = 3$) при умові $\delta_1 + \delta_2 + \delta_3 = 1$:

$$Q_\phi^2 = \sum_{j=1}^n U_j^2 \delta_j \cdot \sum_{j=1}^n I_j^2 \delta_j - \left(\sum_{j=1}^n U_j I_j \delta_j\right)^2. \quad (20)$$

Для цього випадку середнє значення напруги U_0 та середнє значення струму I_0 виражаються наступним чином:

$$U_0 = U_1\delta_1 + U_2\delta_2 + U_3\delta_3; \quad (21)$$

$$I_0 = I_1\delta_1 + I_2\delta_2 + I_3\delta_3. \quad (22)$$

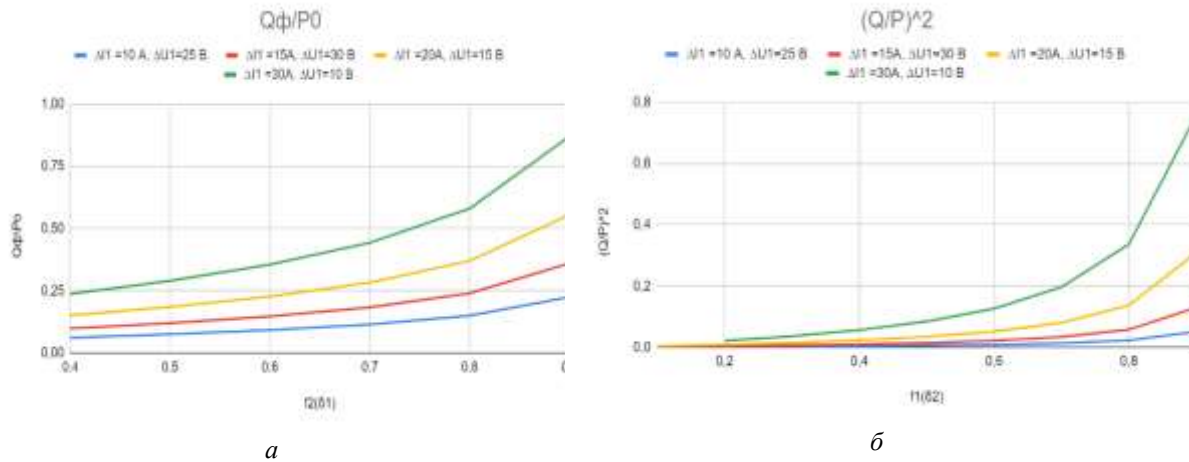


Рисунок 1 – Вплив зміни середнього (діючого) значення постійної потужності на зміну потужності Фризе Q_ϕ при зміні параметрів струм та напруга

Розглянемо випадок, коли на деякому інтервалі споживання змінились напруга та струм у розмірі ΔU та ΔI відповідно, прийнявши значення:

$$\Delta U_1 = U_1 - U_0; \quad \Delta U_2 = U_0 - U_2; \quad \Delta U_3 = U_3 - U_0; \quad \Delta I_1 = I_1 - I_0; \quad \Delta I_2 = I_0 - I_2; \quad \Delta I_3 = I_3 - I_0.$$

Знайдемо значення коефіцієнтів спотворення через ΔU та ΔI на інтервалах споживання:

$$K_{u1} = \frac{\Delta U_1}{U_0}; \quad K_{u2} = \frac{\Delta U_2}{U_0}; \quad K_{u3} = \frac{\Delta U_3}{U_0}; \quad K_{i1} = \frac{\Delta I_1}{I_0}; \quad K_{i2} = \frac{\Delta I_2}{I_0}; \quad K_{i3} = \frac{\Delta I_3}{I_0}.$$

Запишемо значення для неактивної потужності Фризе (20), використавши (21), (22):

$$Q_\phi^2 = (U_1\delta_1 + U_2\delta_2 + U_3\delta_3) \cdot (I_1^2\delta_1 + I_2^2\delta_2 + I_3^2\delta_3) - (U_1I_1\delta_1 + U_2I_2\delta_2 + U_3I_3\delta_3)^2. \quad (23)$$

$$Q_\phi^2 = (U_1^2\delta_1 + U_2^2\delta_2 + U_3^2\delta_3) \cdot (I_1^2\delta_1 + I_2^2\delta_2 + I_3^2\delta_3) - (U_1I_1\delta_1 + U_2I_2\delta_2 + U_3I_3\delta_3)^2. \quad (24)$$

Розкриємо дужки виразу (24):

$$Q_\phi^2 = [U_1^2I_1^2\delta_1^2 + U_2^2I_1^2\delta_2^2 + U_3^2I_1^2\delta_3^2 + U_2^2I_2^2\delta_2^2 + U_1^2I_2^2\delta_1\delta_2 + U_3^2I_3^2\delta_3^2 + U_1^2I_3^2\delta_1\delta_3 + U_2^2I_3^2\delta_2\delta_3] - [U_1^2I_1^2\delta_1^2 + U_2^2I_1^2\delta_2^2 + U_3^2I_3^2\delta_3^2 + 2U_1I_1\delta_1 \cdot U_2I_2\delta_2 + 2U_1I_1\delta_1 \cdot U_3I_3\delta_3 + 2U_2I_2\delta_2 \cdot U_3I_3\delta_3]. \quad (25)$$

Спростимо отриманий вираз:

$$Q_\phi^2 = U_2^2I_1^2\delta_1\delta_2 + U_3^2I_1^2\delta_1\delta_3 + U_1^2I_2^2\delta_1\delta_2 + U_3^2I_2^2\delta_3\delta_2 + U_1^2I_3^2\delta_1\delta_3 + U_2^2I_3^2\delta_2\delta_3 - 2U_1I_1\delta_1 \cdot U_2I_2\delta_2 - 2U_1I_1\delta_1 \cdot U_3I_3\delta_3 - 2U_2I_2\delta_2 \cdot U_3I_3\delta_3. \quad (26)$$

Розділимо вираз (26) на складові A , B та C :

$$\begin{aligned} A &= U_1I_2 - U_2I_1 = (U_0 + \Delta U_1) \cdot (I_0 + \Delta I_2) - (U_0 + \Delta U_2) \cdot (I_0 + \Delta I_1) = \\ &= -U_0(\Delta I_1 + \Delta I_2) + I_0(\Delta U_1 + \Delta U_2) - \Delta U_1\Delta I_1 + \Delta U_2\Delta I_2 = \\ &= U_0I_0 [-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2}) - K_{u1}K_{i2} + K_{u2}K_{i1}] \\ B &= U_1I_3 - U_3I_1 = (U_0 + \Delta U_1) \cdot (I_0 + \Delta I_3) - (U_0 + \Delta U_3) \cdot (I_0 + \Delta I_1) = \\ &= U_0(\Delta I_3 - \Delta I_1) + I_0(\Delta U_1 + \Delta U_3) - \Delta U_1\Delta I_3 + \Delta U_3\Delta I_1 = \\ &= U_0I_0 [-(K_{i3} + K_{i1}) + (K_{u1} + K_{u3}) - K_{u1}K_{i3} + K_{u3}K_{i1}] \\ C &= U_3I_2 - U_2I_3 = (U_0 + \Delta U_3) \cdot (I_0 + \Delta I_2) - (U_0 + \Delta U_2) \cdot (I_0 + \Delta I_3) = \\ &= -U_0(\Delta I_3 - \Delta I_2) + I_0(\Delta U_3 + \Delta U_2) - \Delta U_3\Delta I_2 + \Delta U_2\Delta I_3 = \\ &= U_0I_0 [-(K_{i3} + K_{i2}) + (K_{u3} + K_{u2}) - K_{u3}K_{i2} + K_{u2}K_{i3}] \end{aligned} \quad (27)$$

Приймаємо $\Delta U_1 \Delta I_2 \approx \Delta U_2 \Delta I_1$; $\Delta U_3 \Delta I_2 \approx \Delta U_2 \Delta I_3$; $\Delta U_1 \Delta I_3 \approx \Delta U_3 \Delta I_1$:

$$A = U_0 I_0 [-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2})];$$

$$B = U_0 I_0 [(K_{i3} + K_{i1}) + (K_{u1} - K_{u3})];$$

$$C = U_0 I_0 [-(K_{i3} + K_{i2}) + (K_{u3} + K_{u2})].$$

Тоді отримаємо:

$$Q_\phi^2 = \delta_1 \delta_2 U_0^2 I_0^2 [-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2}) - K_{u1} K_{i2} + K_{u2} K_{i1}]^2 + \delta_1 \delta_3 U_0^2 I_0^2 [(K_{i3} + K_{i1}) + (K_{u1} + K_{u3}) - K_{u1} K_{i3} + K_{u3} K_{i1}]^2 + \delta_1 \delta_3 U_0^2 I_0^2 [-(K_{i3} + K_{i2}) + (K_{u3} + K_{u2}) - K_{u3} K_{i2} + K_{u2} K_{i3}]^2 \quad (28)$$

Формула (28) визначає загальний вплив факторів при наявності трьох інтервалів. Як видно, характеристики вплив зміни рівнів генерації та споживання є однотипними.

Спростимо вираз (28):

$$\frac{Q_\phi^2}{P_0^2} = \frac{Q_\phi^2}{U_0^2 I_0^2} = \delta_1 \delta_2 [-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2}) - K_{u1} K_{i2} + K_{u2} K_{i1}]^2 + \delta_1 \delta_3 [-(K_{i3} + K_{i1}) + (K_{u1} - K_{u3}) - K_{u1} K_{i3} + K_{u3} K_{i1}]^2 + \delta_2 \delta_3 [-(K_{i3} + K_{i2}) + (K_{u3} + K_{u2}) - K_{u3} K_{i2} + K_{u2} K_{i3}]^2 \quad (29)$$

$$\frac{Q_\phi}{P_0} = \sqrt{\delta_1 \delta_2 [-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2}) - K_{u1} K_{i2} + K_{u2} K_{i1}]^2 + \delta_1 \delta_3 [-(K_{i3} + K_{i1}) + (K_{u1} - K_{u3}) - K_{u1} K_{i3} + K_{u3} K_{i1}]^2 + \delta_2 \delta_3 [-(K_{i3} + K_{i2}) + (K_{u3} + K_{u2}) - K_{u3} K_{i2} + K_{u2} K_{i3}]^2} \quad (30)$$

За результатами попередніх розрахунків при $\delta_1 \neq \delta_2$ для змінної ΔU_1 побудуємо сімейство графіків в залежності від δ_1 , коли ΔI_1 є параметром, що змінюється.

Побудуємо сімейство графіків при значенні $\Delta U_1 = 50, 75, 100$ та 125 В та при зміні значення $\Delta I_1 = 5, 10, 15, 20, 25, 30$ А (див. рис. 2 – 5).

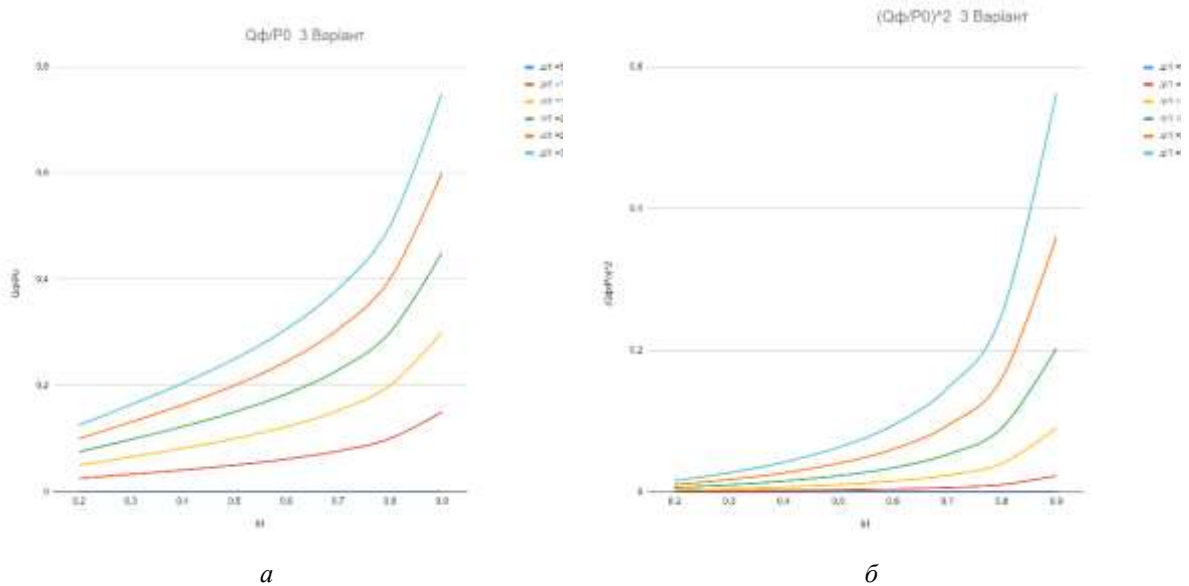


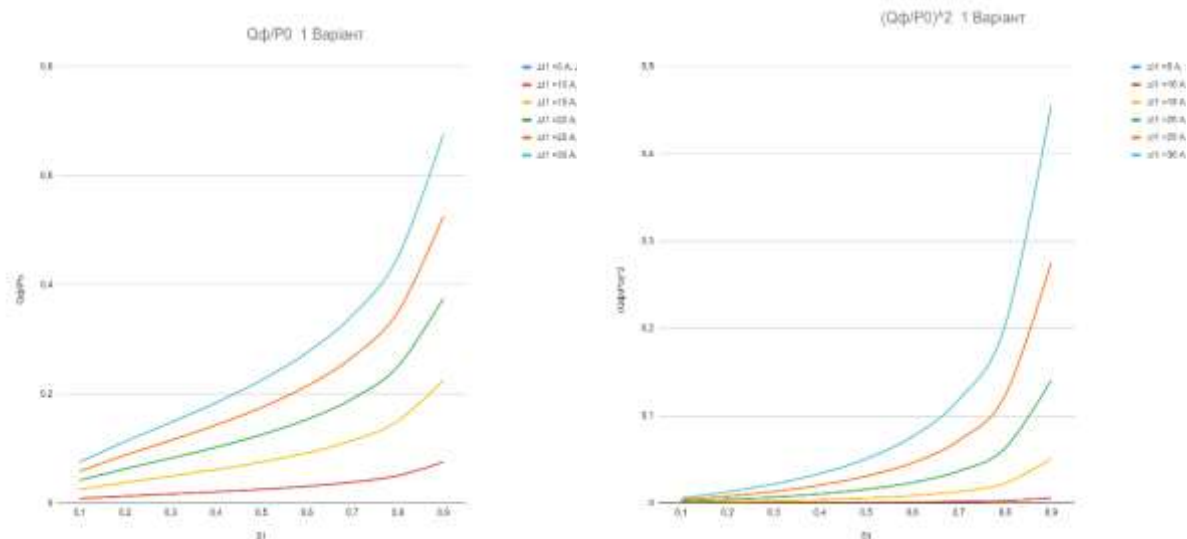
Рисунок 2 – Сімейство графіків при значенні $\Delta U_1 = 50$ В; та при зміні значення $\Delta I_1 = 5, 10, 15, 20, 25, 30$ А.

Із графіків на рис. 2–5 помітно суттєве зростання функцій $\frac{Q_\phi}{P_0}$ та $(\frac{Q_\phi}{P_0})^2$ на проміжку значення δ від 0,7 до 0,9, також на зростання графіків впливає збільшення параметрів ΔU_1 та ΔI_1 .

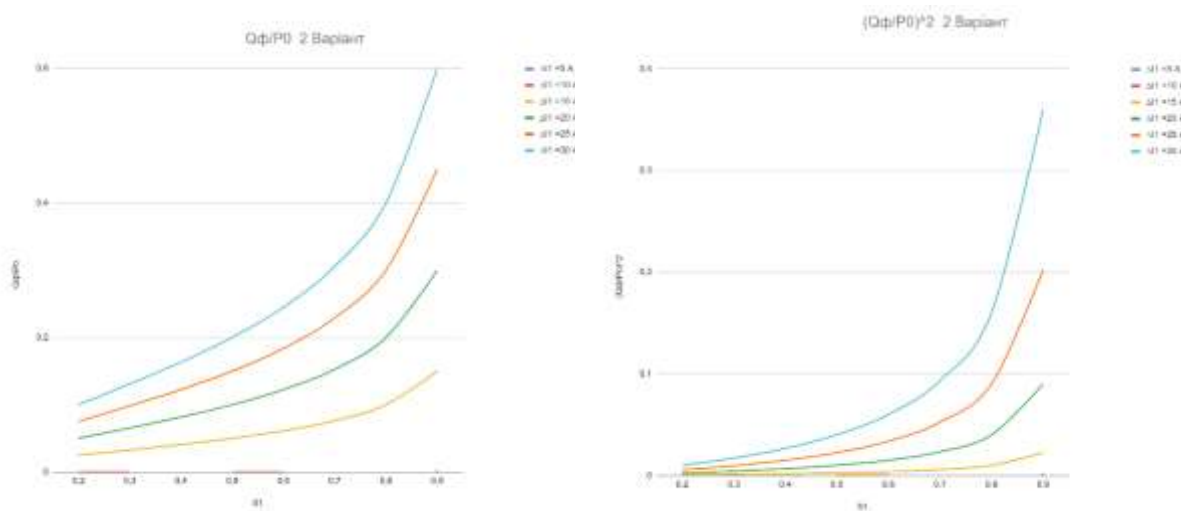
Проведений аналіз дозволяє запропонувати алгоритм оцінки рівня оптимальності ведення режимів в електричних мережах, який може бути реалізованим як із залученням диспетчера, так і в автоматичному режимі. Алгоритм передбачає наступну сукупність кроків:

1. Аналіз поточного стану (визначення величин U_1 та I_1).
2. Оцінка приростів ΔU та ΔI при зміні режиму електромережі ($U_2 = U_1 + \Delta U$ та $I_2 = I_1 + \Delta I$).
3. Визначення ретроспективного (t_1) та прогнозного (t_2) інтервалу часу ($\delta_1 = t_1 / (t_1 + t_2)$ та $\delta_2 = t_2 / (t_1 + t_2)$; $\delta_1 + \delta_2 = 1$).

4. Оцінка значень показників Q_Φ , $\frac{Q_\Phi}{P_0}$ та $(\frac{Q_\Phi}{P_0})^2$ для виділених двох інтервалів δ_1 та δ_2 .
5. Співставлення прогнозного значення показників Q_Φ , $\frac{Q_\Phi}{P_0}$ та $(\frac{Q_\Phi}{P_0})^2$ для виділеного прогнозного значення інтервалу t_2 з їх допустимими значеннями $U_{1,MAX}$ та $I_{1,MAX}$.
6. Побудова, при необхідності, залежності $Q_\Phi = f_Q(\Delta U, \Delta I, t_1, t_2)$, де U_1 та I_1 визначають початковий (базовий) режим.
7. Введення, при необхідності, коригувальних дій як в автоматичному режимі, так за участі диспетчера.



а б
Рисунок 3 – Сімейство графіків при значенні $\Delta U_1 = 75$ В;
та при зміні значення $\Delta I_1 = 5, 10, 15, 20, 25, 30$ А.



а б
Рисунок 4 – Сімейство графіків при значенні $\Delta U_1 = 100$ В;
та при зміні значення $\Delta I_1 = 5, 10, 15, 20, 25, 30$ А.

Висновки

1. В статті здійснено аналіз рівнів неоптимальності режимів електричних мереж при нерівномірності генерації та споживанні електроенергії. Наведено оцінку впливу нерівномірності генерації та споживання електроенергії на рівні втрат у електромережах. З метою зменшення втрат електроенергії шляхом аналізу потенціалу керування режимами в електроенергетичній системі запропоновано використати метод оцінки неоптимальних рівнів генерації та споживання електроенергії за допомогою реактивної потужності Фризе Q_Φ .

2. Неоптимальність відбору від генератора та споживання навантаженнями електроенергії оцінено з точки зору роботи електроенергетичної системи в цілому. Як критерій оцінки вибрано ступінь відхилення від рівномірного енергоспоживання по відношенню до середнього рівня передачі активної потужності за заданий інтервал часу. При цьому реактивна потужність Фризе Q_{Φ} використовується для порівняння реального режиму роботи електроенергетичної системи з оптимальним (можливим) режимом. Використання Q_{Φ} дозволило уніфікувати аналіз процесів енергозабезпечення навантажень електроенергетичної системи, забезпечує можливість ретроспективного, поточного і перспективного аналізу.

3. Запропоновано алгоритм оцінки рівня оптимальності ведення режимів в електричних мережах, який реалізує оцінку поточного стану мережі та можливі впливи відхилень рівнів напруги та струму на прогнозованому періоді та може бути реалізованим як із залученням диспетчера, так і в автоматичному режимі.

4. Особливої актуальності набуває оцінка адресного впливу на основі потужності Фризе для локальних електроенергетичних систем, де широко застосовуються різні типи генераторів обмеженої потужності на основі відновлюваної енергії та різноманітні типи технологій енергоспоживання.

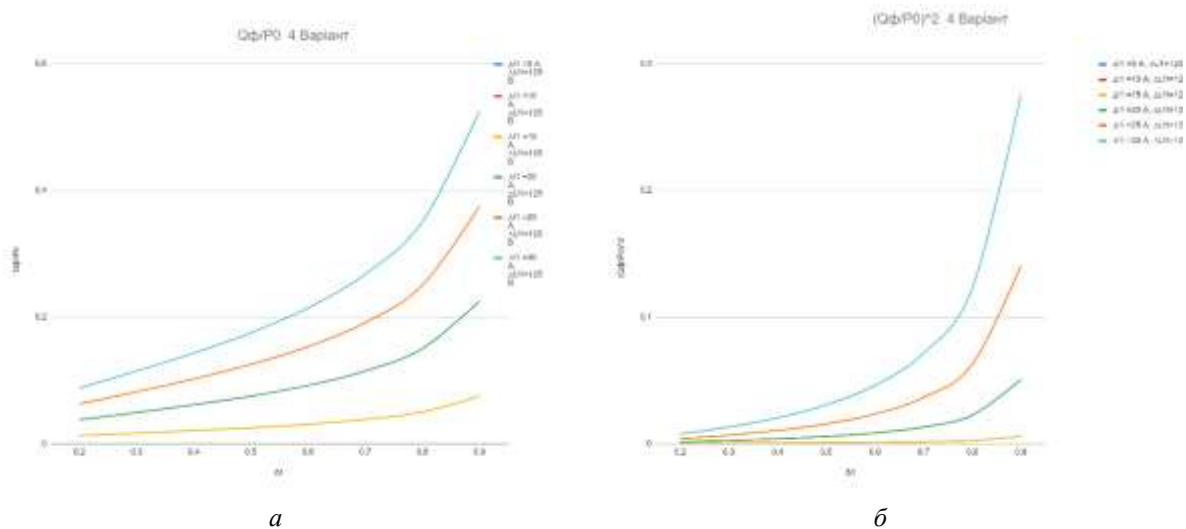


Рисунок 5 – Сімейство графіків при значенні $\Delta U_1 = 125 \text{ В}$; та при зміні значення $\Delta I_1 = 5, 10, 15, 20, 25, 30 \text{ А}$.

Список використаної літератури

1. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Пашенко А.В. Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ з використанням АСКОЕ. *Вісник Приазовського державного технічного університету*. 2005. № 15. С. 36–40.
2. Скрипник С.О., Шеїна Г.О. Порівняння технологічних втрат електричної мережі 6(10) кВ та 20 кВ. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2020. №1(22). С. 21–26.
3. Красовський Ю.Л., Кулик В.В., Лежнюк П.Д. Керування втратами електроенергії в розподільних мережах з використанням засобів АСКОЕ. *Вісник Харківського держ. техн. ун-ту сільського господ.* 2003. Вип. 19. Т.1. С. 99–107.
4. Ципленков Д.В., Красовський П.Ю. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання. *Електротехніка та електроенергетика*. 2015. № 1. С. 77–82.
5. Gupta J.B. A course in power systems. S. K. Kataria & Sons, New Delhi. 2008.
6. Wadwah C.L., 2006. Electric Power System, [online] Chennai, New Age International. Available at: <http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/115c6fbdb6a652a204c3d43989540d1c.pdf> [Accessed 01 February 2024].
7. Железко Ю.С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В. *Электрические станции*. 2002. №1. С. 14–20.
8. Довгань П. І. Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах / П.І. Довгань, Е.І. Олашин, А.О. Кукуруза. *X I Міжнародна науково-практична конференція молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій»*. 7–8 грудня 2022 року. Тернопіль: ТНТУ. 2022. С. 65–66.
9. Маляренко В.А., Щербак І.Є., Колотило І.Д. Економія електроенергії і зниження втрат в електричних мережах. *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2012. № 8(102). С. 9–14.

10. <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text>. – Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання
11. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України. Харків: Видавництво «Форт». 2017. 760 с.
12. Denysiuk S., Derevianko D., Bielokha H., Zaichenko S. Evaluation of Energy Processes in Smart Monitoring Systems of Local Electricity Systems. *2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*. Kremenchuk, Ukraine. 2023, pp. 1–4, doi: 10.1109/MEES61502.2023.10402488.
13. <https://hub.kyivstar.ua/articles/smart-metering>
14. <https://ua.reallin.net/news/what-are-electronic-energy-meters-and-smart-en-58527277.html>
15. Денисюк С.П., Опришко В.П. Оцінка нерівномірності споживання та генерації електричної енергії в локальних електроенергетичних системах. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2017. №48. С. 43–51.
16. Денисюк С.П., Базюк Т.М. Аналіз впливу нерівномірності споживання електроенергії. *Східно-Європейський журнал передових технологій*. 2013. № 4/8 (64). С. 9–13.
17. Денисюк С.П., Дерев'яно Д.Г., Колесник П.С. Оптимізація режимів електропостачання в локальних системах з розосередженою генерацією. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. випуск. Ч. 2. ІЕД НАНУ*. 2011. С. 30–36.
18. Денисюк С.П. Аналіз та оптимізація енергопроцесів у розосереджених електроенергетичних системах. *Технічна електродинаміка*. 2016. № 4. С. 62–64.
19. Жаркін А.Ф., Денисюк С.П., Попов В.А. Системи електропостачання з джерелами розосередженої генерації. *Київ: Наукова думка*. 2017. 230 с.
20. Denysiuk S., Basok B., Opryshko V. Optimization of Energy Processes in Local Power Supply Systems with Variable Operating Modes. *Power Systems Research and Operation Studies in Systems*. Decision and Control Springer International Publishing. 2022, с. 133–157.

K. Hilevich¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0001-9074-0683

¹**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

ANALYSIS OF THE LEVELS OF NON-OPTIMALITY MODES OF LOW-VOLTAGE ELECTRICAL NETWORKS WITH UNEVENNESS OF ELECTRICITY GENERATION AND CONSUMPTION

An analysis of the levels of non-optimality of electricity generation and consumption processes in low-voltage electrical networks with the unevenness of electricity generation and consumption was carried out. Measures to reduce electricity losses in such networks have been systematized. The assessment of the influence of uneven electricity generation and consumption on the level of costs in the electric network is given. To reduce electricity losses by analyzing the potential of managing power supply modes, it is proposed to use the method of assessing non-optimal levels of the local electric power system using the reactive power of Frize Q_F .

The non-optimality of selection from the generator and consumption of electricity loads is evaluated from the point of view of the operation of the electricity system as a whole. The degree of deviation from uniform energy consumption with the average level of active power transfer for a given time interval was chosen as an evaluation criterion. The power of Frize Q_F is used to compare the real mode of operation of the electric power system with the optimal mode. This calculation can cover any time. The use of Q_F made it possible to unify the analysis of energy supply processes of electric power system loads, providing the possibility of retrospective, current, and prospective analysis. The use of Frize Q_F power provides an opportunity to assess technical, economic, and technological factors, such as the influence of various factors on the appearance of additional electricity losses, and the stability and stability of the system when changing the operating modes of generators and loads.

The conducted analysis made it possible to propose an algorithm for assessing the level of optimality of mode management in electrical networks, which can be implemented both with the involvement of a dispatcher and in automatic mode. The evaluation of the addressable impact based on the Frize power is of particular relevance for local electric power systems, where various types of generators of limited power based on renewable energy and various types of energy consumption technologies are widely used.

Keywords: power grids, modes of operation of generators and loads, evaluation of the optimality level of processes, electricity losses, Frize power, and targeted influence.

References

1. Lezhniuk P., Kulyk V., Pashenko A. Calculation of electricity losses in 0.38 kV electrical networks using ASCOE. *Bulletin of Priazovsky State Technical University*. 2005. No. 15. Pp. 36–40.
2. Skrypyuk S., Sheina G. Comparison of technological losses of 6(10) kV and 20 kV power grids. *Scientific works of DonNTU. Series: "Electrical Engineering and Power Engineering"*. 2020. №1(22). Pp. 21–26.
3. Krasovskiy Y., Kulyk V., Lezhniuk P. Management of power losses in distribution networks using ASKOE tools. *Visnyk of the Kharkiv State Technical University of Agriculture*. 2003. Vol. 19/1. Pp. 99–107.
4. Tsyplenkov D., Krasovsky P. Methods and means of reducing technical losses of electricity in the elements of power supply systems. *Electrical Engineering and Electric Power Engineering*. 2015. № 1. Pp. 77–82.
5. Gupta J.B. A course in power systems. S. K. Kataria & Sons, New Delhi. 2008.
6. Wadwah C.L., 2006. Electric Power System, [online] Chennai, New Age International. Available at: <http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/115c6fbdb6a652a204c3d43989540d1c.pdf> [Accessed 01 February 2024].
7. Zhelezko Y. Methods of calculation of technical power losses in 380/220 V networks. *Electric power stations*. 2002. №1. Pp. 14–20.
8. Dovhan P., Olashyn E., Kukuruza A. Analysis of electricity losses in electrical networks. *X I International Scientific and Practical Conference of Young Scientists and Students "Actual Problems of Modern Technologies"*. 7-8 December 2022. TNTU. 2022. Pp. 65-66.
9. Malyarenko V., Shcherbak I., Kolotylo I. Saving electricity and reducing losses in electrical networks. *Energy saving. Energy. Energy Audit*. 2012. No. 8 (102). Pp. 9–14.
10. <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text>. – Methodical recommendations for determining the technological costs of electrical energy in transformers and power transmission lines.
11. Rules for arranging electrical installations. Ministry of Energy and Coal of Ukraine. *Kharkiv: "Fort" Publishing House*. 2017. 760 p.
12. Denysiuk S., Derevianko D., Bielokha H., Zaichenko S. Evaluation of Energy Processes in Smart Monitoring Systems of Local Electricity Systems. *2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*. Kremenichuk, Ukraine. 2023. Pp. 1–4, doi: 10.1109/MEES61502.2023.10402488.
13. <https://hub.kyivstar.ua/articles/smart-metering>
14. <https://ua.reallin.net/news/what-are-electronic-energy-meters-and-smart-en-58527277.html>
15. Denysiuk S., Opryshko V. Estimation of non-uniformity of consumption and generation of electric energy in local electric power systems. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2017. No. 48. P. 43–51.
16. Denysiuk S., Bazyuk T. Analysis of the influence of unevenness of electricity consumption. *East European journal of advanced technologies*. 2013. No. 4/8 (64). Pp. 9–13.
17. Denysiuk S., Derevyanko D., Kolesnyk P. Optimization of power supply modes in local systems with distributed generation. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. Part 2. IED of NASU. 2011. Pp. 30–36.
18. Denysiuk S. Analysis and optimization of energy processes in distributed power systems. *Technical electrodynamics*. 2016. No. 4. P. 62–64.
19. Zharkin A., Denysiuk S., Popov V. Power supply systems with distributed generation sources. *Kyiv: Naukova dumka*, 2017. 230 p.
20. Denysiuk S., Basok B., Opryshko V. Optimization of Energy Processes in Local Power Supply Systems with Variable Operating Modes. *Power Systems Research and Operation Studies in Systems*. Decision and Control Springer International Publishing. 2022. Pp. 133–157.

Надійшла: 27.03.2024

Received: 27.03.2024