

ЛІТЕРАТУРА



НАВЧАЛЬНО-МЕТОДИЧНА

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний
університет імені Івана Пулюя

Кафедра
електричної інженерії

**Методичні вказівки
до виконання практичних робіт з
курсу**

**УПРАВЛІННЯ
ФУНКЦІОНУВАННЯМ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГОСИСТЕМ**

*для студентів напряму підготовки
141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка*

Тернопіль 2023

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет
імені Івана Пулюя

Кафедра
електричної інженерії

**Методичні вказівки
до виконання практичних робіт
з курсу**

УПРАВЛІННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОСИСТЕМ

*для студентів напряму підготовки
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка*

Тернопіль 2023

Методичні вказівки до виконання практичних робіт з курсу Управління функціонуванням електроенергосистем для студентів напряму підготовки 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Укл. : М. С. Наконечний. – Тернопіль : ТНТУ, 2023. – 40 с.

Методичні вказівки розроблені з метою закріплення з позицій енергозбереження структури, методів і засобів управління окремими елементами та електроенергетичною системою (ЕЕС) в цілому; виявлення впливу якості управління на надійність та енергоефективність функціонування ЕЕС, аналіз складних взаємовідносин енергосистема – персонал при управлінні ЕЕС.

Укладач: к.т.н., Наконечний М. С.

Рецензент: д.т.н., проф. Тарасенко М. Г.

Розглянуто й схвалено на засіданні кафедри електричної інженерії.
Протокол № 10 від 25 травня 2023 року.

Розглянуто й рекомендовано до друку на засіданні науково-методичної комісії факультету прикладних інформаційних технологій та електроінженерії Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.
Протокол № 11 від 07 червня 2023 року

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ 1

ЗАДАЧІ НА РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1. КОРОТКІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

1.1. Загальні положення

У загальному (ГОСТ 15467) якість продукції – “сукупність властивостей продукції, яка обумовлює її придатність задовольняти певні потреби згідно з її призначенням.”

Якість ЕЕ характеризує міру е/м дії системи Е-постачання на прилади, апарати, обладнання через кондуктивні е/м завади, які розповсюджуються по Е-мережі.

Іншими словами, якість ЕЕ – це відповідність основних параметрів встановленим нормам при виробництві, передачі, розподілі і споживанні ЕЕ.

Згідно цим нормам найбільш ефективного функціонування систем Е-постачання й Е-приймачів досягається при живленні їх від однофазної чи симетричної трифазної системи напругою заданої амплітуди і $\sin$ - форми частотою 50 Гц.

Отже, в ідеальному спрощеному варіанті необхідно підтримувати постійними два основні параметри гармонічної функції:

$$1) U_m = \text{const}$$

$$2) f = \frac{1}{T} = \text{const}$$

Ясна річ, в реальності завжди (наприклад, випадкові коливання Е-параметрів усунути неможливо) існує відхилення вказаних параметрів від номіналів, що веде в кінцевому результаті до техніко-економічних збитків.

У загальному випадку кількісними характеристиками (показниками) якості ЕЕ (ПЯЕ) логічно будуть відхилення всіх можливих параметрів реальної кривої $U(t)$ від гармонічної функції. Така нормована сукупність цих відхилень і становить систему ПЯЕ, причому чим вони менші, тим якість ЕЕ вища.

ПЯЕ можна розділити на дві групи:

1) відхилення f та U , які можуть бути нівельовані самими системами Е-постачання;

2) коливання f та U , асиметрія і спотворення кривих $U(t)$, $I(t)$, які проявляються в окремих зонах, де є відповідні Е-приймачі, що викликають

ці спотворення. Ступінь впливу визначається співвідношенням потужностей цих Е-приймачів і параметрів ЕЕС.

Таким чином, якість ЕЕ є об'єктом контролю, що зв'язано з використанням:

- 1) раціональної системи ПЯЕ, яка визначає обмеження відхилень та електромагнітну сумісність обладнання підключеного до загальної мережі;
- 2) засобів вимірювання, достатньо простих і ефективних для оцінки якості ЕЕ в межах допустимих похибок;
- 3) технічних засобів підвищення якості;
- 4) методів оптимального управління якістю ЕЕ.

Норми на допустимі відхилення прийняті у всіх розвинутих країнах і зафіксовані в держстандартах (ГОСТ-13109-95 „Е-магнітна сумісність. Норми якості ЕЕ в системах Е-постачання загального призначення”). Ясна річ, вони поступово змінюються у відповідності зі змінами реальних умов виробництва, розподілу і використання ЕЕ.

Всі показники якості поділяють на нормально- і *тах*–допустимі. Протягом 95% часу доби (22,8 год.) ПЯЕ не повинні виходити за межі нормально допустимих, а протягом всього часу (разом з післяаварійними режимами) знаходитись в межах допустимих значень.

Для аварійної ситуації в ЕЕС допускається вихід ПЯЕ за встановлені межі: U до 0, Δf до ± 5 Гц з раступним їх відновленням до *тах* значень, допустимих для післяаварійних режимів.

1.2. Відхилення частоти

Відхилення частоти – це її зміна в ЕЕС в цілому внаслідок зміни числа обертів синхронних генераторів Е-станцій під дією повільної зміни балансу активної потужності, яка видається генераторами Е-станцій і споживається навантаженням ЕЕС:

$$\Delta f = f_y - f_{ном},$$

де f_y – значення f в усталеному режимі.

В усталеному режимі частота є загальною для всієї ЕЕС. Причиною зміни f є зміни сумарного навантаження і характеристики регуляторів частоти обертання турбін на Е-станціях.

На основні періодичні зміни навантаження ($T=24$ год.) накладаються випадкові з $T \sim \text{хв.}, \text{с}$, однак вони малі ($\leq 0,1$ Гц).

Великі відхилення f виникають при достатньо повільній регулярній зміні навантаження і недостатньому резерві активної потужності (P).

Розрізняють електро-магнітну і технологічну складові збитків при $\Delta f > 0.2$ Гц:

а) є/м складова веде до збільшення витрат ЕЕ на передачу (зниження f на 1% потребує збільшення витрат на 2%);

б) технологічна складова викликає зниження продуктивності обладнання, що потребує додаткового часу роботи.

Стабільне підтримування номінальної частоти можливе лише за рахунок достатніх резервних потужностей в ЕЕС.

1.3. Відхилення напруги (усталений режим)

Відхилення напруги – це зміна U по відношенню до $U_{ном}$ в певній точці (вузлі) мережі в усталеному режимі під впливом змінюваного навантаження і/або роботи пристрою регулювання напруги.

$$E_u \equiv V = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \approx \frac{U - U_{ном}}{U},$$

де U – усталене значення напруги (діюче); $U_{ном}$ – номінальне.

Для мережі однофазного струму $U = U_{(1)}$ – напруга основної частоти, для 3-фазного $U = U_{1(1)}$ – напруга прямої послідовності основної частоти.

Причиною зміни напруги є зміна навантаження в часі, яка веде до зміни спаду напруги в елементах мережі. Відхилення U також залежать від рівня U в точках живлення, тобто зміни (повільної) загального навантаження.

Нормальна робота Е-приймачів забезпечується при $|V| \leq 5\%$.

3.1 Вплив відхилення напруги на роботу Е-приймачів

а) лампи розжарювання.

Підвищення напруги різко скорочує термін служби (підвищення U на 10% зменшує термін в 3 рази при збільшенні світлового потоку всього на 30%);

б) люмінесцентні лампи.

Підвищення напруги на 10% - термін роботи скорочується на 20 – 30%;

в) електротермічні установки (побутові нагрівальні прилади, дугові печі і т.п.)

Зниження напруги на 10 %- активна потужність зменшується на 16 – 20%;

г) асинхронні двигуни ($n = f(U)$)

Зниження напруги на 10 % - реактивна потужність намагнічування зменшується на 20 – 30 %; підвищення U на 10 % - споживана реактивна потужність збільшується на 30-70 %.

3.2 Настройка (настроювання, налаштування) режиму розподільчої мережі.

Відхилення напруги в Е- приймачах залежить від режиму всієї розподільчої мережі :від шин центра живлення до розподільчих трансформаторів (РТ) і батареї конденсаторів (БК) споживачів ЕЕ.

Для збереження допустимих відхилень напруги необхідно :

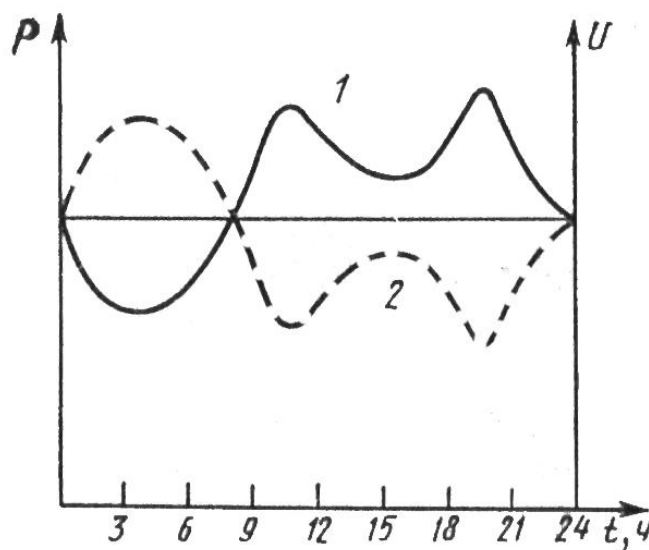
1) встановити відгалуження , які переключаються без збудження (ПБЗ), РТ в правильні положення;

2) вибрати установки автоматичного регулятора напруги (АРН) РТ і регуляторів режиму регульованих БК.

Ці операції проводяться комплексно і зводяться до настроювання розподільчої мережі (РМ).

Можна показати, що в режимі *max* навантажень напруга на шинах центра живлення повинна бути *max* ,а в режимі *min* навантажень – *min*.

Такий спосіб підтримування напруги в центрі живлення називають зустрічним регулюванням напруги.



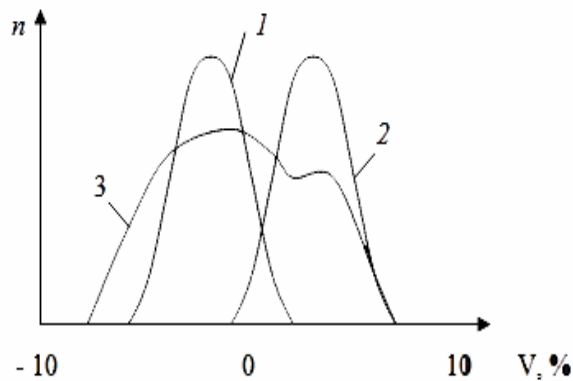
Добові графіки навантаження (1) і напруги (2) центру живлення (ЦЖ).

При зустрічному регулюванні напруги необхідно, щоб форма 2 приблизно відповідала формі 1 (в певному масштабі). Технічна реалізація ЗРН здійснюється за допомогою АРН вибором відповідних установок.

3.2 Контроль напруги в розподільчій мережі

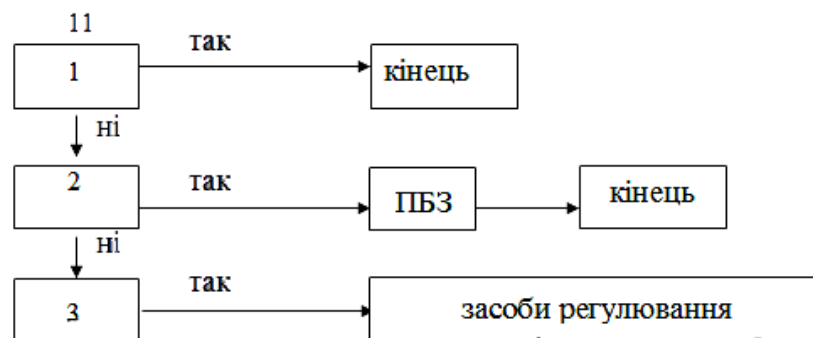
Проводиться для виявлення необхідності внесення корекції налаштування режиму внаслідок зміни умов Е-постачання. Періодичність контролю приблизно визначається сезонними змінами навантаження.

Враховуючи, що відхилення U повинні знаходитися в нормованих межах з імовірністю 0,95, цілооправдано представляти інформацію у вигляді інтегральної густини гістограм відхилень U :



1 - вузька незміщена; 2- вузька зміщена; 3- широка

Алгоритм контролю в цьому випадку має вигляд:



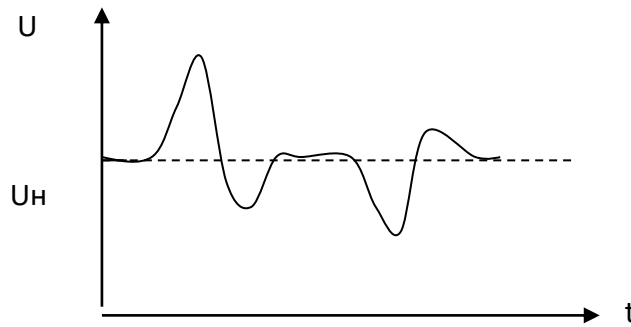
Сучасний рівень експлуатації вимагає розрахунку оптимального режиму і діапазону зустрічного регулювання U на ЕОМ для кожної розподільчої мережі.

1.4. Коливання напруги

Коливання напруги –це швидкі (різкі) зміни обвідної діючого (ампл.) значення напруги внаслідок короточасних ударних навантажень і КЗ в мережі (різкозмінні навантаження)

Розмах зміни напруги:

$$V_t = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_n},$$



де $U_{\max}$, $U_{\min}$ – сусідні екстремуми обвідної напруги основної частоти.

4.1. Установки, які викликають V_t :

Ударний режим роботи двигунів металургійних прокатних станів, тягових установок залізниці, дугових сталеплавильних установок зварювання і т.п.

4.2. Допустимі коливання U .

Основна вимога до V_t обумовлена захистом зору людини. Найвища чутливість ока до миготіння світла частотою 8,7 Гц (1052 розмахів зміни U за 1 хв. (F)). V_t в кожному конкретному випадку визначається з графіків $V_t(F)$.

4.3. Засоби зменшення коливань напруги:

- 1) найбільш широко використовується роздільне живлення ударного навантаження від трансформатора;
- 2) поздовжня ємнісна компенсація (БК) індуктивності живлячої мережі;
- 3) синхронні машини (позитивний регулюючий ефект збільшення генерованої Q при зниженні U);
- 4) штучні джерела реактивної потужності.

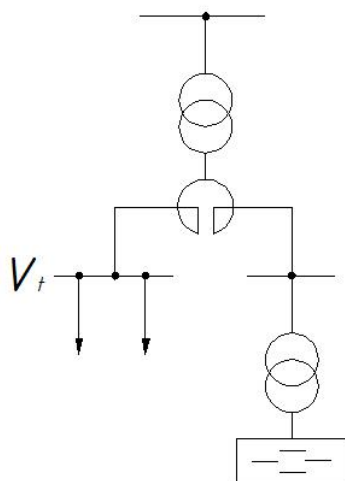


Схема під'єднання ударного навантаження через здвоєний реактор

1.5. Несиметрія напруг

Причиною несиметрії напруг є навантаження однофазних Е-приймачів. В мережах високої напруги з ізольованою і компенсованою нейтраллю несиметрія обумовлена появою напруги зворотної послідовності, а в мережах низької напруги-напругою нульової послідовності (струм в нульовому проводі).

Коефіцієнт несиметрії U зворотної (нульової) послідовності характеризує 3-фазну систему напруги основної частоти по відношенню фазних (міжфазних) напруг від симетрії, тобто рівності діючих значень напруги в 3-х фазах мережі і відносно кутового зсуву (фази) між ними :

$$K_{2u} = \frac{U_{2(1)}}{U_{ном}}; \quad K_{0u} = \frac{U_{0(1)}}{U_{ном.ф}},$$

де $U_{2(1)}, U_{0(1)}$ – відповідні напруги зворотної і нульової послідовностей основної частоти;

$U_{ном}, U_{ном.ф}$ – напруга прямої послідовності (відповідно міжфазна і фазна) основної частоти;

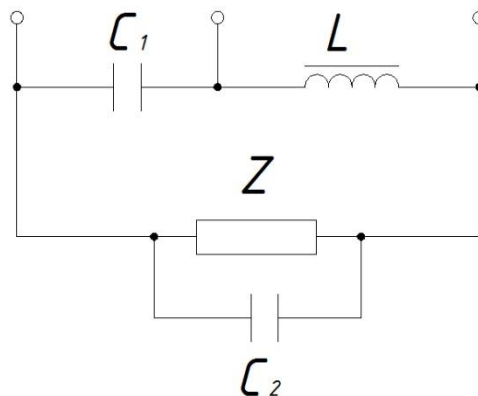
$$K_{норм} = 2\%; K_{мах} = 4\%.$$

5.1. Засоби зниження несиметрії в мережі високої напруги.

1) роздільне (різні трансформатори) живлення потужних одно- і 3-х фазних Е-приймачів ;

2) симетрування (зокрема, за допомогою симетруючих пристроїв) системи лінійних напруг, тобто компенсація еквівалентного струму зворотної послідовності, який споживається однофазними навантаженнями.

Існує велика кількість схем некерованих і керованих симетруючих пристроїв, наприклад схема Штейнметца:



5.2. Несиметрія в мережах низької напруги.

Несиметрія напруги обумовлена однофазними навантаженнями, які підключені до фазної напруги. Неоднакові навантаження фаз викликають появу струму в нейтралі, що веде до зміщення нейтралі фазних напруг і відповідного відхилення фазних U від номіналів. У найбільш навантаженій фазі U знижується, в інших – підвищується.

Засоби зниження: ($\dot{U}_0 = I_0 Z_0$, де Z_0 – опір нейтралі і роздільних трансформаторів (РТ)):

- 1) раціональний розподіл навантаження між фазами;
- 2) раціональний вибір перерізу нульового проводу;
- 3) раціональний вибір груп з'єднання обмоток РТ, зокрема «зірка-зигзаг».

1.6. Спотворення форми кривих напруги і струму

Причина – наявність в ЕЕС нелінійних елементів. Реальні криві можна описати тригонометричним рядом Фур'є: $U \approx \sum_{i=1}^n U_i \sin(i\omega t + \phi_i)$,

де U_i – гармонічні складові; n – остання суттєва гармоніка.

$$\text{Коефіцієнт несинусоїдності кривої напруги } K_{nc} \equiv K_u = \frac{1}{U_1} \sqrt{\sum_{i=2}^{40} U_i^2},$$

де $U_1 \approx U_{ном}$ – діюче значення напруги основної частоти; U_i – напруга i -тої гармоніки.

6.1. Негативний вплив вищих гармонік (ВГ).

Вищі гармоніки напруги і струму негативно впливають на всі види Е-приймачів (ЕП), системи автоматики, релейного захисту, телемеханіки і зв'язку. З'являються додаткові втрати в трансформаторах і мережах, погіршуються умови роботи БК, скорочується термін служби ізоляції Е-машин і апаратів, зростає аварійність у кабельних мережах.

Рівень додаткових активних втрат в основних мережах ЕЕС складає декілька % від втрат при синусоїдальній U . В мережах крупних промислових підприємств, а також в мережах електрифікованого залізничного транспорту ці втрати можуть досягти 10-15%.

Особливо чутливі до вищих гармонік батареї конденсаторів і кабелі. Джерела вищих гармонік: трансформатори, потужні випрямлячі та перетворювачі напруги, дугові печі, установки для зварювання.

6.2. Засоби зменшення вмісту ВГ.

- 1) живлення джерел ВГ від окремих знижувальних трансформаторів;
- 2) використання силових фільтрів з послідовно з'єднаними індуктивним і ємнісним опорами налаштованих в резонанс на фільтровану гармоніку.

6.3. Допустимий внесок споживача (ДВС) – це доля допустимого значення ПЯЕ, яка встановлюється постачальником для даного споживача в точці загального приєднання і зафіксована в договорі на користування ЕЕ.

В ринкових умовах цілеоправдане встановлення розмірів знижок і надбавок до тарифів за ЕЕ.

2. ЗАДАЧІ

1. Довести, що для лінії з двохстороннім живленням і рівномірно розподіленим однорідним навантаженням точка паралельного розрізу знаходиться посередині довжини ЛЕП. Критерій вибору – мінімум ймовірності пошкодження (відмови) електропостачання. Прийняти, що ймовірність відмови пропорційна довжині ділянки лінії та її навантаженню.
2. Довести, що економічні збитки в першому наближенні пропорційні квадрату відхилення напруги від номінальної. Вважати номінальну напругу оптимальною (точкою мінімуму).

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ 2

РОЗРАХУНОК ЗАДАЧ НА АСИМЕТРІЮ ПАРАМЕТРІВ МЕРЕЖІ

1. КОРОТКІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

1.1. Несиметрія (природна) параметрів розподільчої Е-мережі.

В 3-фазній розподільчій мережі (РМ) режим нейтралі обумовлений провідностями відносно точки відліку, за яку зручно вибрати землю. Ємності між фазами створюють додаткові струми в них, не впливаючи на потенціали мережі відносно землі.

У першому наближенні (фазні напруги U_ϕ рівні і симетричні) напруга зміщення нейтралі:

$$\dot{U}_{нес} = U_\phi \frac{j\omega(C_1 + a^2 C_2 + a C_3)}{j\omega \sum C_i + \sum g_i},$$

де C_i - ємності; g_i - активні провідності фаз; $a = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}j}{2}$.

В іншій формі

$$\dot{U}_{нес} = U_\phi \frac{\dot{U}_0}{1 - jd},$$

де $\dot{U}_0 = \frac{(C_1 + a^2 C_2 + a C_3)}{\sum C_i}$ - ступінь несиметрії мережі за рахунок різних C_i

відносно землі; d - коефіцієнт заспокоєння мережі ("добротність"):

$$d = \frac{3g}{\omega \sum C_i} = \frac{I_a}{I_c},$$

де I_a, I_c - активний та ємнісний струми на землю. Для ПЛ $d=3 \dots 5\%$. Якщо нейтраль ізольована, то $d=0$.

Модуль ступеня зміщення нейтралі

$$\frac{U_{нес}}{U_\phi} = U_{нес} = \frac{U_0}{\sqrt{1 + d^2}} \approx U_0.$$

Для зменшення впливу U_0 проводи кожної з ЛЕП мережі під'єднуються так, щоб їх вектори несиметрії U знаходились в одному квадранті, тобто фази $\dot{U}_{нес}$ практично співпадали (експериментально).

Допустиме значення $U_{нес} \leq 0,75\%$, що в ПЛ досягається транспозицією фаз.

1.2. Режим і напруга зміщення компенсованої нейтралі.

Для полегшення аварійного режиму Е-мережі з незаземленою нейтраллю використовують однофазний дросель із регульованим індуктивним опором, який вмикається між нейтраллю і землею – дугогасильну котушку (ДГК).

Індуктивність котушки разом з ємністю мережі утворює коло, яке виконує роль послідовного резонансного контуру.

Напруга несиметрії

$$\dot{U}_0 = U_\phi \frac{j\omega(C_1 + a^2 C_2 + a C_3)}{j\omega \sum C_i - \frac{j}{\omega L} + \frac{1}{R}},$$

де $\frac{1}{R} = \frac{1}{r_k} + \frac{3}{r} = g_a$ - активна провідність контуру.

Ступінь зміщення нейтралі

$$\dot{U} = \frac{\dot{U}_0}{\vartheta - jd'},$$

де ϑ - ступінь розстроювання (розладу) контуру:

$$\vartheta = 1 - \frac{g_l}{g_c} = 1 - k = \frac{I_{\text{кот}}}{I_c},$$

$$d' = \frac{g_a}{g_c} = \frac{g_{\text{кот}} + 3g}{g_c} \approx d.$$

Модуль

$$U = \frac{U_0}{\sqrt{\vartheta^2 + d^2}} = f(U_0, \vartheta, d) = U_{\text{нес}} \sqrt{\frac{1 + d^2}{\vartheta^2 + d^2}}.$$

Окремі випадки:

- 1) $\vartheta = 1 (k = 0)$ - відсутність котушки;
- 2) $\vartheta = 1 (k = 1)$ - повна компенсація;
- 3) $\vartheta > 0 (k < 1)$ - недокомпенсація ($I_{\text{кот}} < I_c$);
- 4) $\vartheta < 0 (k > 1)$ - перекомпенсація ($I_{\text{кот}} > I_c$).

При наявності котушки ($|\vartheta| < 1$) $U > U_{\text{нес}}$, зокрема при $\vartheta = 0$ $\frac{U}{U_0} \approx \frac{1}{d} \gg 1$.

Отже, друга сторона медалі, діаграма U фаз спотворюється: одна з фазних U може суттєво зменшитись, а інші збільшитись. Велика асиметрія

фазних U погіршує роботу ізоляції, впливає на вибір чутливості пристроїв сигналізації, може привести до їх помилкових спрацювань.

Для доцільного зменшення зміщення нейтралі застосовують, ясна річ, компромісний варіант розстроювання ДГК, що в свою чергу має негативні сторони:

- 1) ріст перенапруг при періодичних замиканнях на землю (ЗЗ);
- 2) збільшення частки стійких замикань і числа замикань, які переходять в міжфазні;
- 3) підвищення ймовірності пошкодження ЛЕП та небезпеки для людей і тварин.

Максимально допустиме зміщення нейтралі обмежується для того, щоб встановлена напруга на фазах в аварійних умовах практично не перевищувала лінійної.

1.3. Управління компенсацією нейтралі в нормальному режимі.

Застосовують два типи ДГК з автоматично регульованою індуктивністю: плунжерні і з підмагніченням (існують і некеровані ДГК).

Режими функціонування котушки:

- 1) нормальний (ЗЗ відсутнє);
- 2) встановлений (усталений) режим стійкого замикання через перехідний опір;
- 3) режим нестійкого замикання через дугу, яка періодично гасне.

В нормальному режимі значення L котушки автоматично і неперервно підтримується в області резонансу. При замиканні струм на землю m_{in} отже, умови гасіння дуги оптимальні.

Методи управління компенсацією в нормальному режимі:

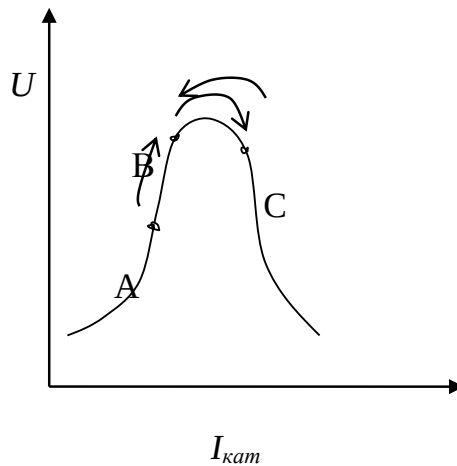
- а) підтримування заданого кута між U_0 і однією з U_{ϕ} .

Для цього необхідно стабілізувати фазу напруги несиметрії мережі $U_{нес}$, що досягається:

- 1) забезпечення різниці ємностей однієї і тієї ж фази всіх ЛЕП;
- 2) підключення до однієї з фаз мережі конденсатора;
- 3) підключення ДГК до нейтралі трансформатора, в якого число витків однієї фази обмотки відмінне від числа витків других фаз;
- 4) подачею на контур мережі напруги через спеціальну обмотку ДГК, яка (напруга) відключається при ЗЗ.

Наявність штучної несиметрії, яка перевищує випадкові зміни природної асиметрії, стабілізує фазу сумарною несиметрією і дозволяє, крім того, виявляти резонансне настроювання за фазою напруги зміщення нейтралі відносно фазних або лінійних U .

б) підтримування *тах* напруги зміщення нейтралі (екстремальне управління). Здійснюється за допомогою регулятора екстремальної дії, наприклад, ДГК з підмагніченням в режимі стійких навантажень.



в) безпосереднє співставлення вимірюваних C мережі та L котушки.

1.4. Управління ДГК в режимі замикання на землю.

Замикання на землю скомпенсованої мережі супроводжується 2-етапним перехідним процесом:

- 1) розрядом ємності пошкодженої фази і заряджанням ємностей непошкоджених при однакових напрямках струмів в місці замикання ;
- 2) встановленням індуктивного струму компенсації, який протікає через місце пошкодження.

Замикання на землю веде до виникнення затухаючої частоти: в повітряній мережі 300 - 1500 Гц, в кабельній 1500-3000 Гц, яка накладається на основну частоту.

При управлінні напруга U_0 визначається вольтметром, який підключається до розімкнутого трикутника трансформатора напруги шин підстанції. Контрольні виміри можливі також в ДГК зі струмовою (для вимірювання струму компенсації) обмоткою і обмоткою напруги.

Поява замикання на землю фіксується за допомогою реле струму чи напруги, які приводять в дію сигналізацію. Одночасно можна вмикати прилади, які реєструють процес замикання.

Управління ДГК при стійкому замиканні полягає в підтримуванні кута між U_0 і U_ϕ рівним $\sim 180^\circ$.

Періодична дуга викликає в контурі нульової послідовності вільні коливання частотою:

$$f_b = f \sqrt{1 - 9}.$$

Отже, управління ДГК при періодичній дузі може проводитися блоком дугового режиму, який має частотний детектор резонансній контури на 40 і 60 Гц.

2. ЗАДАЧІ

1. У скільки разів ємнісний струм на землю більший від активного, якщо коефіцієнт заспокоєння трьохфазної мережі з незаземленою нейтраллю 3 %?
2. Який коефіцієнт заспокоєння мережі з незаземленою нейтраллю. Якщо ємнісний струм більший від активного на землю в 25 разів?
3. Довести, що ступінь чисто ємнісної несиметрії мережі (за рахунок різних ємностей фаз) дорівнюватиме 20 %, якщо $C_1 = C_2 = 2C_3$.
4. Розрахувати ступінь чисто ємнісної несиметрії трьохфазної мережі, якщо $C_1 = C_2 = C_3/2$.
5. Оцінити ступінь природної несиметрії повітряної мережі, якщо ємності крайніх фаз на 10 % менші за ємність середньої фази.
6. Довести, що у випадку дуже малої ємності несиметрія мережі складає 50 %.
7. У 3-фазній мережі ємність другої фази на стільки більша від першої, на скільки ємність третьої більша від другої. Яку частину від ємності першої фази становить вказана різниця, якщо ступінь несиметрії мережі 1 %?
8. У 3-фазній мережі ступінь природної несиметрії на 10 % менший від чисто ємнісного. Який коефіцієнт заспокоєння мережі?
9. У скільки разів повинні відрізнятися ступені природної і чисто ємнісної несиметрії 3-фазної мережі з коефіцієнтом заспокоєння 10 %.
10. Чому дорівнював би коефіцієнт заспокоєння розподільчої мережі, якби природна і чисто ємнісна несиметрії відрізнялись в 1,41 рази?
11. Яке співвідношення активних і ємнісних провідностей в розподільчій мережі з коефіцієнтом заспокоєння 2 %?
12. Оцінити ємність 1 км розподільчої мережі з добротністю 3 %. Питомий активний опір однієї фази 3 Ом/км.
13. У скільки разів ступінь штучної асиметрії 3-фазної мережі з коефіцієнтом 5 % більший за чисто ємнісний. Якщо нейтраль повністю скомпенсована ДГК?

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ 3

ЗАДАЧІ НА ЕЛЕМЕНТИ ТЕОРІЇ НАДІЙНОСТІ ТА МАСОВОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ

1. КОРОТКІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

1.1. Середня питома пошкоджуваність ліній

Число пошкоджень у розподільчих мережах залежить від конструкції ліній, терміну їх служби і рівня експлуатації.

Якщо взяти $N \gg 1$ подібних ліній загальною довжиною L км. і за час T років відбулось ΔN пошкоджень, то середня питома пошкоджуваність лінії

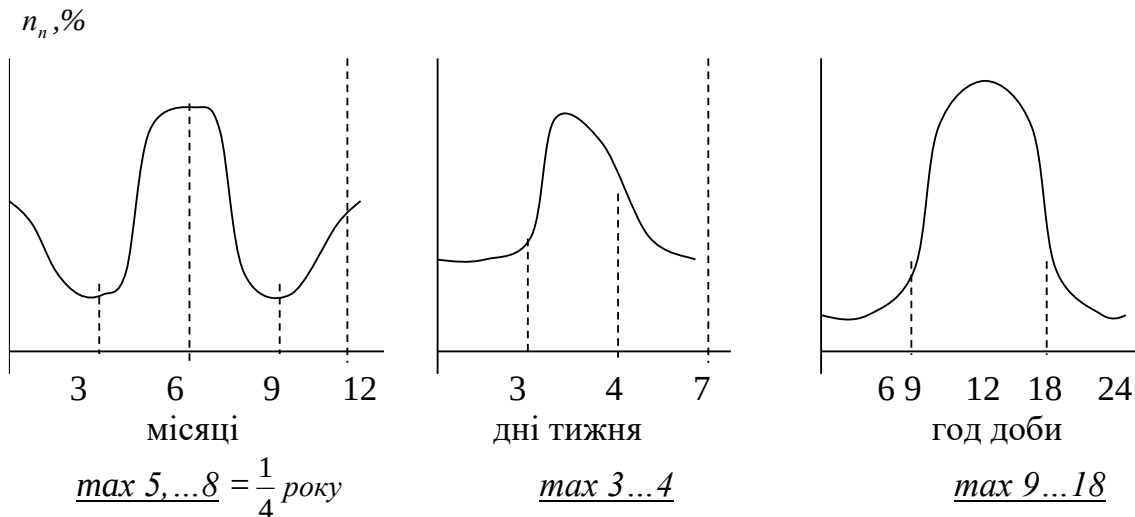
$$\delta = \frac{\Delta N}{LT}.$$

У середньому

$$\delta_{вн} \sim 0.06 \text{ рік}^{-1} \cdot \text{км}^{-1},$$

$$\delta_{нн} \sim 0.13 \text{ рік}^{-1} \cdot \text{км}^{-1}.$$

Розподіл числа пошкоджень в часі (гістограми) – нерівномірний.



Середній час відновлення Е-постачання в міських резервних мережах 6-10 кВ ~ 1 год., заміна $T_r \sim 7$ год.

1.2. Елементи ТМО

Виникнення пошкоджень носить випадковий характер. Темп ліквідації пошкоджень визначається співвідношенням потоку пошкоджень і можливості їх усунення.

При цьому наявність вільних оперативних бригад при відсутності заявок на ліквідацію пошкоджень викликає простоювання бригад. Частіше буває і навпаки. Обидва випадки зв'язані з відчутними витратами, тому небажані.

ТМО дає можливість оцінити відповідні ймовірності а, отже, дати практичні рекомендації для більш раціональної організації роботи по ліквідації пошкоджень.

Введемо позначення:

n – к-сть одночасно працюючих бригад;

a – середня частота надходження заявок, год⁻¹;

β – середній темп обслуговування заявок однією бригадою, год⁻¹;

ρ_n - коефіцієнт завантаження бригад

$$\rho_n = \frac{a}{n\beta} \leq 1.$$

Розглянемо окремі випадки:

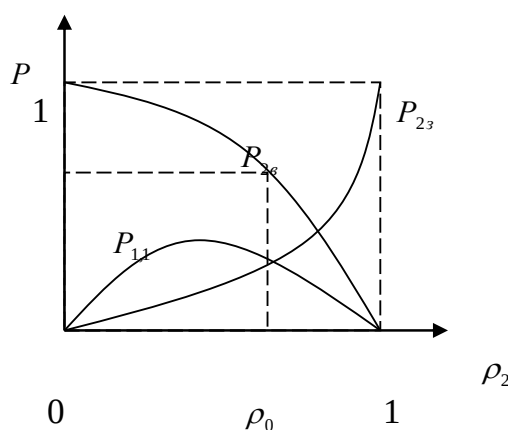
1) одна оперативна бригада ($n=1$)

Ймовірність зайнятості і незайнятості (простоювання)

$$P_{1з} = \rho_1; \quad P_{1н} = 1 - \rho_1;$$

2) дві оперативні бригади ($n=2$)

$$P_{2з} = \frac{\rho_2^2}{2 - \rho_2^2}; \quad P_{2н} = \frac{2(1 - \rho_2)}{2 - \rho_2^2}; \quad P_{1з,1н} = 2 \frac{\rho_2 (1 - \rho_2)}{2 - \rho_2^2}.$$



1.3. Доцільність вибору кількості бригад і оптимальне завантаження

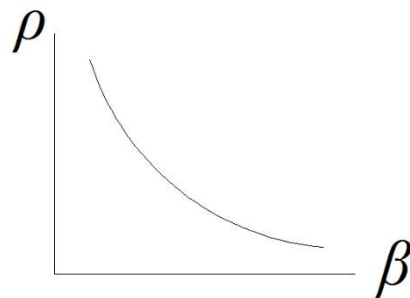
У загальному випадку:

$$\rho_1 = \frac{a_1}{\beta_1}; \quad \rho_2 = \frac{a_2}{2\beta_2}.$$

При однакових умовах роботи $a_1 = a_2 = a$ і “рівноцінності” бригад $\beta_1 = \beta_2 = \beta$, очевидно $\rho_2 = \frac{\rho_1}{2}$,

тобто завантаженість кожної бригади зменшиться вдвоє.

- 1) ясна річ, при $a < \beta$ другу бригаду мова не йде;
- 2) при $f = \beta$ ($\rho_2 = 1$) $P_{2\epsilon} = \frac{4}{7} > \frac{1}{2}$, $P_{2\gamma} = \frac{1}{7}$ - також;



- 3) при $a > \beta$ формування другої бригади вмотивоване.

Існує оптимальне значення коефіцієнта завантаження, при якому ймовірність того, що хоча б одна з бригад працювала, найбільша:

$$\rho_{2opt} = 2 - \sqrt{2} \approx 60\% \Rightarrow \frac{a}{\beta} \approx 1,2,$$

але ймовірність простоювання залишається великою ($P_{2\epsilon} = 50\%$).

Для зменшення s , а отже, усунення невиправданого збільшення кількості оперативних бригад (зменшення впливу n) необхідно збільшувати β , тобто підвищувати продуктивність праці s (нові технології і т. д.).

1.4. Метод пробних вмикань

1.4.1 Суть методу.

Час, який затрачується на виявлення пошкодження співмірний з часом ремонту. Тому однією з важливих задач експлуатації є прискорення пошуку місця пошкодження.

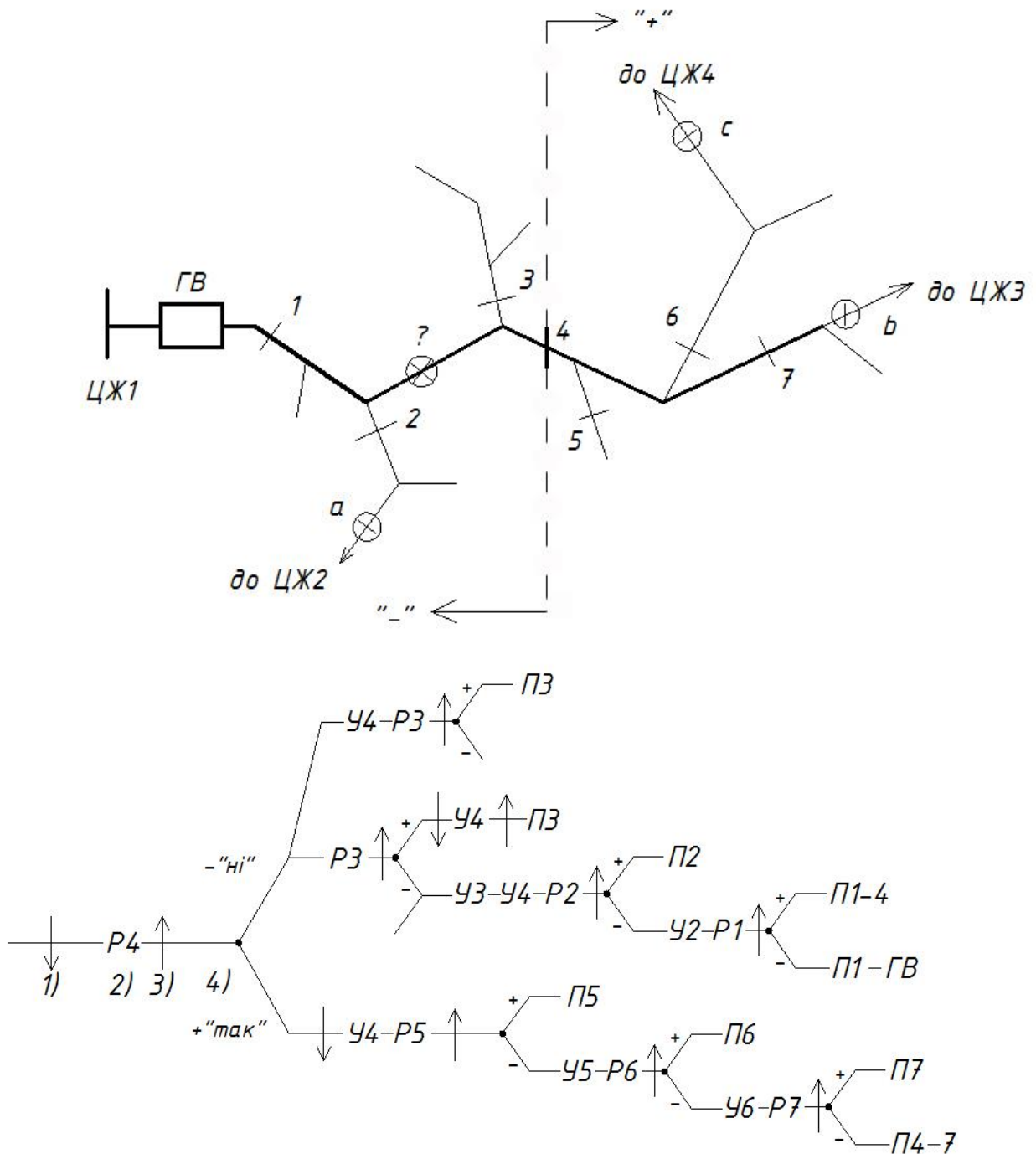
Так як схеми повітряних розподільчих мереж розгалужені, то вимушеним методом пошуку є метод пробних вмикань. Суть методу:

- 1) розділення (поділ) ПЛ на 2 частини з наступним вмиканням під U однієї з них;
- 2) частина з пошкодженням знову ділиться і випробовується;
- 3) процес продовжується до локалізації пошкодженої ділянки комутаційними апаратами з обох сторін;
- 4) відновлення постачання від непошкоджених ділянок мережі.

Послідовність операцій пробних вмикань аварійною бригадою:

- 1) відключає черговий секційний роз'єднувач тільки після дозволу оператора, коли лінія в ЦЖ вимкнена (радіозв'язок) ;
- 2) просить ввімкнути лінію й отримує інформацію від оператора про результат пробного вмикання (наявність чи відсутність пошкодження);
- 3) приймає рішення про подальші дії в залежності від результату і досвіду.

1.4.2. Схема лінії й алгоритм пошуку.



Умовні позначення:

ГВ- вимикач головної ділянки лінії;

а, в, с – розімкнені роз'єднувачі в точках нормальних розрізів; + -6
1-7 – Секційні роз'єднувачі (замкнені, через 2-3 км для ПЛ);
“+” – пошкодження за вимкненим роз'єднувачем (справа);
“-” – пошкодження перед вимкненим роз'єднувачем (зліва, відключення ГВ захистом);
↑ ↓ - символи для ГВ відповідно, включення і виключення;
Р – розімкнути (роз'єднати); У – увімкнути (з'єднати).

1.4.3. Оптимізація стратегії пошуку

Як видно одним із ключових моментів методу є перший крок, тобто вибір початкового роз'єднувача.

Існують різні стратегії пошуку, зокрема зв'язані з оцінкою об'єму інформації, отримуваної при кожному пробному ввімкненні.

Для двох протилежних подій (так, ні) середня кількість інформації на одне повідомлення (про ситуацію внаслідок 2-х подій)

$$I = -P_1 \log_2 P_1 - (1 - P_1) \log_2 (1 - P_1).$$

Висновок (теоретичний): початкову точку пошуку доцільно вибирати на відстані 0,25 ... 0,33L, тобто ближче до ЦЖ.

1.5. Пошук замикань на землю

В місці однофазного замикання на землю протікає струм, обумовлений ємністю мережі і невеликою складовою активної провідності. При компенсації ємнісного струму через місце пошкодження протікає струм активної провідності і залишкова частина реактивного струму, а також струми вищих гармонік, які не компенсують ДГК.

Наслідки, м'яко говорячи, погані: плавиться навіть арматура опор і т.д.

Замикання на землю на Е-постачання споживачів безпосередньо не впливає, однак його потрібно локалізувати і знешкодити.

Сигнал про замикання поступає від пристроїв, які реагують на напругу розімкнутого Δ трансформатора напруги шин ЦЖ. Уставка спрацювання реле сигналізації повинна бути налаштована від природної напруги несиметрії або (при наявності ДГК) від напруги зміщення нейтралі. Найбільш важко (малий струм замикання) отримати інформацію про замикання на землю обірваного проводу (дроту) зі сторони кінця ПЛ (народ підкаже!).

Існують різні методи і технічні засоби пошуку ЗЗ. Зокрема пошук можна вести методом пробних вмикань. У цьому випадку ПЛ відключається тільки на час операції зі секційним роз'єднувачем, а решту часу вона ввімкнена для зменшення перерви в Е-постачанні.

1.6. Пошук міжфазних замикань

Міжфазні замикання супроводжуються виникненням струму КЗ, який відключається релейним захистом. Звичайно ПЛ розподільчих мереж обладнані двократним АПВ. в першого АПВ витримка ~1 с, в другого – 15с. Досвід: перше АПВ успішно проходить у 70 %, 2-е в 10 %. Спостерігається 5% успіху при вмиканні ПЛ вручну. При стійкому пошкодженні ПЛ відключається і Е-постачання відновлюється тільки після ліквідації.

При пошуку пошкоджень найбільш розповсюджений метод пробних вмикань.

До цього методу звертаються і у випадках, коли на початкових стадіях пошуку використовують технічні засоби: фіксуючі прилади і пристрої напряду пошкодження, які скорочують час пошуку більш ніж в два рази.

1.7.Обслуговування РП та оперативні перемикання

Змінює оперативний і ремонтний персонали:

- 1) централізовано виїзними оперативними бригадами (недолік – час на поїздки і звільнення від попереднього завдання);
- 2) за допомогою домашнього чергування (недолік - житло поблизу об'єкту);
- 3) постійним оперативним персоналом (обслуговування складних РП, які є вузловими пунктами ЕЕС).

Надійність роботи ЕЕС в значній мірі залежить від надійності РП, яка обумовлена надійністю технічних пристроїв і дій персоналу. Найбільш складні аварії виникають при знеструмленні частини або всього РП, при цьому 60% - саме внаслідок неправильних дій персоналу.

Оперативні переключення надзвичайно різноманітні, число операцій велике (сотні), тому надійність перемикачів залежить від персоналу, який повинен виконувати всі дії з апаратами первинної і вторинної комутації в строго визначеній, жорстко регламентованій послідовності(програма перемикачів). Творчість тут не потрібна!

1.8.Показники надійності елементів ЕЕС

Відмова – пошкодження елемента, внаслідок чого він втрачає працездатність.

Потік відмов – послідовність подій окремих відмов.

Частота відмов:

$$\omega(t_1, t_2) = \frac{\Delta\Omega}{\Delta t}, \text{ рік}^{-1}$$

де $\Delta\Omega$ – середнє число відмов за час Δt .

Час, протягом якого в середньому виникає 1 відмова

$$T = \frac{1}{\omega}$$

Відмови поділяють на дві групи:

- 1) відмови зі статичного стану (пошкодження ЛЕП, трансформаторів, падіння конструкцій і т. п.)
- 2) відмови при необхідності дії пристрою (комутаційні апарати).

Табл.1 Показники відмов комутаторів (кількість відмов за 100 років).

Елементи	Напруга, кВ		
	220	110	35
Повітряні вимикачі (відключення струмів КЗ)	2	1,5	1,5
Масляні вимикачі	1	0,6	0,6
Короткозамикачі	3	1	0,5
Роз'єднувачі ($Q_{відм} = 1$)	0	0	0

Середній час відновлення – це час (в роках), необхідний для знаходження і ліквідації пошкодження.

Табл..2 Середній час аварійного простоювання, $10^{-3} \cdot \text{рік}$ (років на 1000 відмов)

Елемент	Напруга, кВ		
	220	110	35
ПЛ (одноланцюгові)	0,7	0,5	0,9
Тр. (аварійний ремонт)	80	60	45
Вимикачі	5	2,5	1,5
Шини	0,4	0,2	0,2 (~2 год).

Табл. 3 Тривалість планових ремонтів, 10^{-2} років

Елемент	Напруга, кВ		
	220	110	35
ПЛ	0,7	0,5	0,4
Трансформатор	0,85	0,75	0,6
Вимикачі(повітряні)	2	1	0,5

Збірні шини	0,04	0,02	0,02
-------------	------	------	------

На надійність об'єктів також впливають помилкові спрацювання РЗ (релейного захисту) і проти аварійної автоматики (ПА), які призначені для підвищення надійності ЕЕС.

Відмови вимикачів супроводжуються дією пристроїв резервування відмов вимикачів (ПРВВ), які відключають відповідну частину схеми РП.

Відмови РЗ супроводжуються дією резервних захистів.

1.9. Розрахунок надійності роботи РП

Проводять на основі моделі надійності – схеми з вітками (комутаційні апарати) і вузлами (всі інші елементи). Необхідно чітко розрізняти послідовне і паралельне, з точки зору надійності, з'єднання елементів.

Елементи з'єднані послідовно, якщо відмова системи елементів настає при відмові хоча б одного елемента: $\omega_{\text{посл}} = \sum_{i=1}^n \omega_i$

Елементи з'єднані паралельно, якщо відмова системи настає лише при відмові всіх елементів: $\omega_{\text{пар}} = \prod_{i=1}^n \omega_i$.

2. ЗАДАЧІ

1. Оцінити надійність системи з трьох однакових вимикачів, два з яких паралельні і під'єднані послідовно до третього. Частота відмови одного вимикача на вмикання $\omega = 0,01 \text{ рік}^{-1}$.
2. Оцінити надійність системи з трьох однакових вимикачів, два з яких послідовні і під'єднані паралельно до третього. Частота відмови одного вимикача $0,1 \text{ рік}^{-1}$.
3. Оцінити середній час однієї відмови системи з 4-х однакових вимикачів, дві послідовних пари яких під'єднані паралельно одна до другої. Частота відмови одного вимикача $0,1 \text{ рік}^{-1}$.
4. Оцінити середній час однієї відмови системи з 4-х однакових вимикачів, два з яких під'єднані послідовно, а два паралельно. Частота відмови вимикача $0,01 \text{ рік}^{-1}$.
5. Середній час відмови системи з 3-х однакових вимикачів, два з яких послідовні, складає 50 років. Знайти частоту відмови кожного вимикача.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ 4

ЗАДАЧІ НА РОЗХІД ЕНЕРГІЇ В ЛЕП

1. КОРОТКІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

1.1. Характеристики нормальних режимів роботи мережі

Баланс активної потужності та економічність режиму роботи мережі.

Для забезпечення нормальної роботи споживачів необхідна Е-станція потужністю

$$P_{CT} = P_{СП} + \Delta P,$$

де $P_{СП}$ - сумарна потужність споживачів; ΔP - розхід P (потужності) в мережі.

Зазначимо, що в принципі мережа буде нормально функціонувати при будь-яких співвідношеннях величин наведеного рівняння балансу P , однак економічно доцільні режими роботи відповідають, очевидно, умові

$$\Delta P \rightarrow \min.$$

Знаючи ΔP , можна визначити витрати ЕЕ як важливий інтегральний економічний показник

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt,$$

де T - тривалість періоду визначення втрат.

Крім енергетичного балансу, який можна забезпечити в принципі для різних режимів, нормальному режиму повинна відповідати певна сукупність характерних номінальних параметрів, значення яких лежить в допустимих межах (нормована система ПЯЕ).

Розрахунок втрат напруги та потужності в мережі.

Параметри режиму визначаються параметрами самих елементів мережі:

1) поздовжніми опорами

$$Z = R + jx = r_0 l + jx_0 l$$

і поперечними ємнісними провідностями

$$Y = y_0 l$$

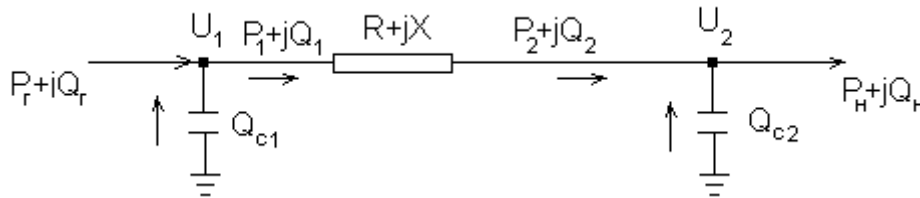
де r_0, x_0, y_0 – питомі параметри; l - довжина лінії.

2) навантаженням елементів – активної P і реактивної Q потужностей. Ємнісна провідність веде до генерації лінією реактивної потужності

$Q_C = Y_C U^2 = q_c l$ – нерегульоване джерело реактивної потужності!

При розрахунках ЛЕП використовують, як правило, еквівалентну П – подібну схему заміщення, в якій

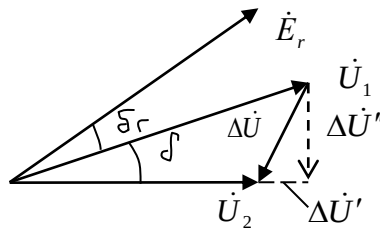
$$Q_{C1} = Q_{C2} = \frac{Q_C}{2}.$$



$$I = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3}U_i}.$$

Спад (втрати) напруги $\Delta U_{12} = U_1 - U_2$ – арифметична різниця!

Векторна діаграма:



$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U')^2 + (\Delta U'')^2}$, де $\Delta U', \Delta U''$ – поздовжня і поперечна складові

вектора різниці напруг відповідно:

$$\Delta U' = \frac{P_i R + Q_i X}{U_i} = \Delta U'_p + \Delta U'_Q$$

$$\Delta U'' = \frac{P_i X - Q_i R}{U_i} = \Delta U''_p + \Delta U''_Q$$

модуль різниці $\Delta U = \sqrt{(\Delta U')^2 + (\Delta U'')^2} \geq \Delta U_{12}$

висока напруга ВН: $X > R \Rightarrow$

$$\Delta U' \approx \frac{Q_2 X}{U_2}: \text{ визначає } Q$$

$$\Delta U'' \approx \frac{P_2 X}{U_2}: \text{ визначає } P$$

$$1) \frac{\Delta U'' \ll U_2 + \Delta U'}{U_1} \Rightarrow U_1 \approx U_2 + \Delta U'; \quad \Delta U_{12} \approx \Delta U' \quad (U < 220 \text{ кВ})$$

2) Для $U \geq 220$ кВ $\Delta U'' \neq 0$ – поперечну складову необхідно враховувати.

Втрата потужності відповідно активної і реактивної

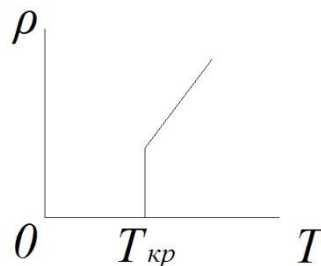
$$\Delta \dot{S} = \dot{S}_1 - \dot{S}_2 = (P_1 - P_2) + j(Q_1 - Q_2) = \Delta P + j\Delta Q$$

$\Delta P = 3I^2 R$
$\Delta q = 3I^2 X_0$

$$\Delta P = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R = \Delta P_p + \Delta P_Q \sim \frac{r_0 l}{U_i^2} \Rightarrow r_0 \downarrow, U \uparrow$$

(Тепло Джоуля-Ленца)!

$$\Delta Q = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} X = \Delta Q_p + \Delta Q_Q,$$



Тобто втрати як активної, так і реактивної потужності можна розділити на дві складові, обумовлені відповідно потоками активної і реактивної потужностей по лінії ел.передавання.

Забезпечення балансу реактивної потужності та суть (необхідність) компенсації Q .

Відповідні потужності генератора:

$$P_{\Gamma} = \frac{E_{\Gamma} U_1}{X_{\Gamma}} \sin \delta_{\Gamma}; \quad Q_{\Gamma} = \frac{E_{\Gamma}^2 - E_{\Gamma} U_1}{X_{\Gamma}} \cos \delta_{\Gamma},$$

де X_{Γ} – опір обмоток генератора.

При цьому рівняння балансу реактивної потужності має вигляд

$$Q_{\text{ГЕН}} = Q_{\text{наг}} + \Delta Q - Q_C.$$

Потужність при якій $\Delta Q = Q_C$, називають натуральною

$$P_{\text{НАТ}} = U^2 \sqrt{\frac{y_0}{x_0}} = \frac{U^2}{Z_{XB}},$$

де y_0 – питома ємнісна провідність, См/км;

x_0 – питомий реактивний опір, Ом/км;

Z_{XB} – хвильовий опір, Ом.

$$Q_{\text{Надл}} = Q_C - \Delta Q = Q_C \left(1 - \frac{\Delta Q}{Q_C} \right) = q_c l \left(1 - \frac{\Delta Q}{Q_C} \right);$$

$$\Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} x_0 l = \frac{P^2}{U^2} x_0 l \quad (P \gg Q)$$

$$Q_C = Y_C U^2 = y_0 U^2 l;$$

$$\frac{\Delta Q}{Q_C} = \frac{P^2 x_0 l}{U^2 y_0 U^2 l} = \left(\frac{P}{P_{HAT}} \right)^2 \Rightarrow Q_{Надл} = q_c l (1 - k_3^2).$$

Коефіцієнт завантаження k_3 :

1) $k_3 > 1$ (перевантаження) $\Rightarrow Q_{Надл} < 0$ - невеликий дефіцит реактивної потужності;

2) $k_3 < 1$ (режим недовантаження) $\Rightarrow Q_{Надл} > 0 \Rightarrow$ її необхідно передавати по лінії до генератора, який перетвориться в режим недозбудження. Це веде до:

1) зниження стійкості системи і перегріву роторів генераторів;

2) передача $Q_{Надл}$ у зворотньому напрямі викликає підвищення втрат ЕЕ.

Тому вигідно в нічні години повністю відключати компенсуючі пристрої у споживачів, які живляться від ліній 330 – 750 кВ і протяжних ЛЕП 220 кВ, забезпечуючи споживання реактивної потужності на місці.

Необхідні надійні регульовані компенсатори!

$$q_{надл} = q_c (1 - k_3^2)$$

Таблиця: Деякі параметри ліній ВН.

Параметр	U, кВ, 220	U, кВ, 500
r_0 , Ом/км	0,13	0,022
X_0 , Ом/км	0,40	0,30
y_0 , 10^{-6} СМ/км (ємнісна провідність на землю)	2,7	3,8
q_c , МВар/км (питома генерація реактивної потужності)	0,13	0,94
Z_{xg} , Ом	380	280
$P_{наг}$, МВт	130	900

I_{HAT}, A	330	1040
Густина струму, A/mm^2	1,4	0,7

$$q_c = y_0 U^2$$

$$I_{HAT} = \frac{P_{HAT}}{\sqrt{3}U} !$$

Задача: У скільки разів модуль різниці U на початку і кінці лінії відрізняється від спаду напруги, якщо кінцева напруга на 10% менша від початкової, а кут між векторами напруг 60° .

$$U_1^2 + U_2^2 - 2U_1U_2 \cos \delta = N^2 (U_1 - U_2)^2, \quad E_U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} = 1 - \frac{1}{U}.$$

$$N^2 = \frac{1 + U^2 - 2U \cos \delta}{(U - 1)^2} = 1 + \frac{2U(1 - \cos \delta)}{(U - 1)^2},$$

$$\text{де } U = \frac{U_1}{U_2}; \quad N = \sqrt{111}.$$

Задача: Визначити питомий спад напруги для лінії 500 кВ і 220 кВ при натуральній потужності. Яка теоретично max довжина лінії?

$$\frac{\Delta U}{l} = I_{HAT} \cdot r_0 = 1040 \cdot 0.022 \approx 23 B / km \quad (500 B)$$

$$\frac{\Delta U}{l} = 330 \cdot 0,13 \approx 43 B / km$$

$$L(U_2 = 0) = \frac{500kB}{23B / km} \approx \frac{5 \cdot 10^5}{25} = 2 \cdot 10^4 km = 20000 km.$$

$$P_{HAT} = \frac{U^2}{Z_{XB}} = I_{HAT}^2 Z_{XB} \quad \frac{13 \cdot 10^7}{1089 \cdot 10^2} \approx \frac{13}{11} \cdot 10^3 \text{ Ом.}$$

$$Z_0^2 = r_0^2 + x_0^2 = (0,022)^2 + (0,3)^2 \approx 0,3^2; \Rightarrow$$

$$\frac{\Delta U}{l} = I_{HAT} \cdot x_0 = 1040 \cdot 0,3 = 104 \cdot 3 \approx 300 \frac{B}{km} \quad (500 \text{ кВ})$$

$$\frac{\Delta U}{l} = 330 \cdot \sqrt{0,16 + (0,13)^2} = 330 \cdot \sqrt{0,177} \approx 330 \cdot 0,42 \approx 140 \frac{B}{km}$$

$$L_{\max} = \frac{500kB}{300 \frac{B}{km}} = \frac{5000}{3} = 1600km$$

$$L_{\max} = \frac{220kB}{140 \frac{B}{km}} = 1570km$$

$$I_{\text{HAT}} = \frac{P_{\text{HAT}}}{\sqrt{3}U} = +++; \quad +++q_c = y_0 U^2.$$

Який діаметр дроту для лінії 220 кВ?

$$j = \frac{I_H}{S} = \frac{4I_H}{\pi D^2}; \quad D = 2\sqrt{\frac{I_H}{\pi j}};$$

$$P_{\Gamma} = P_H + \Delta P;$$

$$Q_{\Gamma} = Q_H + \Delta Q - Q_c;$$

$$P_c = Y_c U^2 = Y_c P_{\text{HAT}} \cdot Z_{xb} = q_c l;$$

$$Q_{\text{надл}} = Q_c - \Delta Q = Q_c \left(1 - \frac{\Delta Q}{Q_c} \right) = Q_c \left(1 - \frac{\Delta Q}{Y_c \cdot P_{\text{HAT}} \cdot Z_{xb}} \right);$$

$$\Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X = \frac{P_2^2}{U_2^2} x_0 l;$$

$$Y_c = y_0 l;$$

$$\text{HH: } R \gg X, P > Q$$

$$R=10X; P=10Q \Rightarrow \Delta U' = \frac{PR}{U} = 3IR$$

$$PX - QR = 10QX - Q \cdot 10X = 0 = \Delta U'' \sim 0$$

$$\text{BH: } X \gg R;$$

$$\frac{\Delta U'}{\Delta U''} = \frac{PR + QX}{PX - QR} = \frac{P + Q \frac{X}{R}}{P \frac{X}{R} - Q} = \frac{\frac{P}{Q} + \frac{X}{R}}{\frac{PX}{QR} - 1} = \frac{a + b}{ab - 1};$$

$$\Delta U' - b = \Delta U'' \Rightarrow a + b = ab - 1$$

$$a = \frac{-1-b}{1-b} = \frac{1+b}{b-1}; b = 2 \Rightarrow a = 3; b = 10 \Rightarrow a = \frac{11}{9}.$$

$$\Delta U'' = 0 \Rightarrow PX = QR;$$

$$b = 10 \Rightarrow \frac{\Delta U'}{\Delta U''} = \frac{a+10}{10a-1}.$$

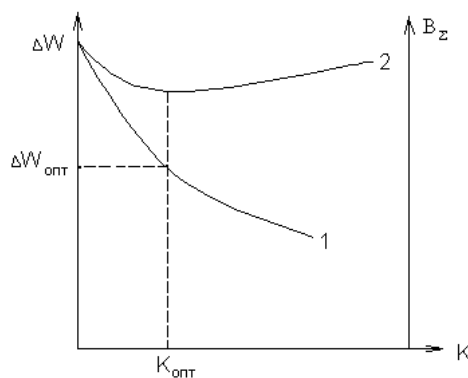
1.2. Структура втрат енергії на передачу

Як відомо, для лінії довжиною L

$$\Delta W = \int \Delta P(t) dt = \int \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R dt = 3r_0 L \int I^2 dt \sim L$$

Звідси видно, що розхід ΔW енергії на передачу можна знизити (при заданих r_0, L, P) введенням нових ЛЕП ВН НВН, засобів регулювання і компенсації Q , які зменшують струми в ЛЕП. Все це потребує капіталовкладень K , як показує аналіз сумарні витрати B_{Σ} , включаючи експлуатаційні, утворюють $\min$.

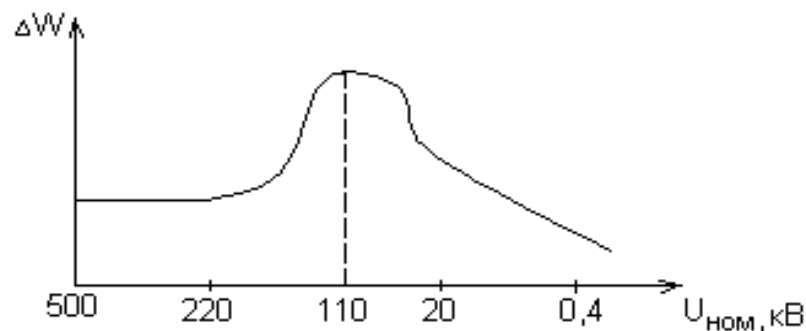
Тому існує оптимальне значення K , якому відповідає ΔW_{opt} :



1 – ΔW ; 2 – B_{Σ}

ΔW фіксують як різницю між відпущеною енергією в мережу та енергією в мережу та енергією, яка спожита і оплачена споживачами!

Гістограма розподілу ΔW для різних мереж має вигляд:



Пояснення: $\geq 220 \text{кВ}$ – енергія тільки передається;
 110кВ – умовна межа ЕЕС – СПОЖИВАЧІ.

$< 0,4 \text{ кВ}$ – малі потужності (малі струми, малі L , енергія відразу споживається).

При експлуатації ΔW можна зменшити ефективним управлінням режимом і його оптимізацією, зокрема за рахунок впровадження АСУ, але можливості достатньо обмежені (декілька % від ΔW).

2. ЗАДАЧІ

1. *Вивести формулу для натуральної потужності лінії ВН напругою U , питомими реактивним опором x_0 і ємнісною провідністю y_0 .
2. Визначити натуральну потужність лінії 500 кВт з питомими реактивним опором $2,5 \cdot 10^{-1} \text{ Ом/км}$ і ємнісною провідністю $4 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$.
3. Визначити питому ємнісну провідність лінії 500 кВт з питомим реактивним опором $0,25 \text{ Ом/км}$ при натуральній потужності 1 ГВт.
4. Обчислити питомий розхід активної потужності в лінії 220 кВ натуральною потужністю 110 МВт і питомим активним опором $0,1 \text{ Ом/км}$.
5. Скільки квартир з $P_{\max} = 5 \text{ кВт}$ можна додатково жити від кожного км лінії 220 кВ при натуральній потужності 110 МВт, якщо втрати активної потужності були б відсутні. Втратами потужності в трансформаторах також знехтувати. Питомий активний опір лінії $0,1 \text{ Ом/км}$.
6. Який діаметр перерізу проводів (4 шт.) фази для лінії 500 кВ, якщо її питомий активний опір $0,02 \text{ Ом/км}$, а питомий опір матеріалу проводів $3,14 \cdot 10^{-2} \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$.
7. Обчислити напругу в повітряній лінії натуральною потужністю 110 МВт і питомим активним опором $0,1 \text{ Ом/км}$ при розході активної потужності 25 Вт/м .
8. Який хвильовий опір лінії 500 кВ при натуральній потужності 900 МВт.
9. Довести, що проводи лінії 220 кВ не чисто алюмінієві, якщо питомий опір лінії $0,13 \text{ Ом/км}$, а струм і густина струму при натуральній потужності 330 А і $1,4 \text{ А/мм}^2$ відповідно. Питомий опір алюмінію $28 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$.
10. Яку частину від натуральної становлять питомі втрати активної потужності для лінії 500 кВ з питомим активним опором $0,02 \text{ Ом/км}$ і хвильовим опором 280 Ом.
11. Визначити питомі складові вектора спаду напруги для лінії 500 кВ з активною потужністю 500 МВт і реактивною, яка становить 20 % від активної.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ 5

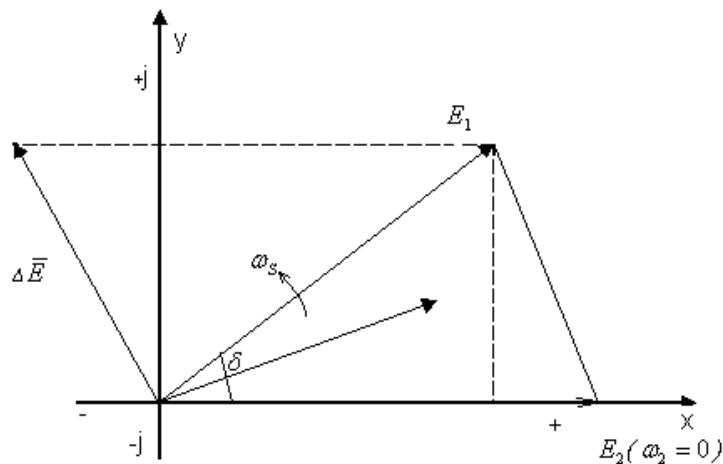
ЗАДАЧІ НА АСИНХРОННИЙ РЕЖИМ В ЕЕС ТА СИНХРОНІЗАЦІЮ ЇЇ ЧАСТИН

1. КОРОТКІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

1.1. Лавина асинхронних режимів. Фізична суть

Причина – порушення статичної і динамічної стійкості. Вектори ЕРС частини ЕЕС з порушеною стійкістю обертаються один відносно другого з частотою ковзання.

Векторна різниця ЕРС $\omega_s = |\omega_1 - \omega_2|$



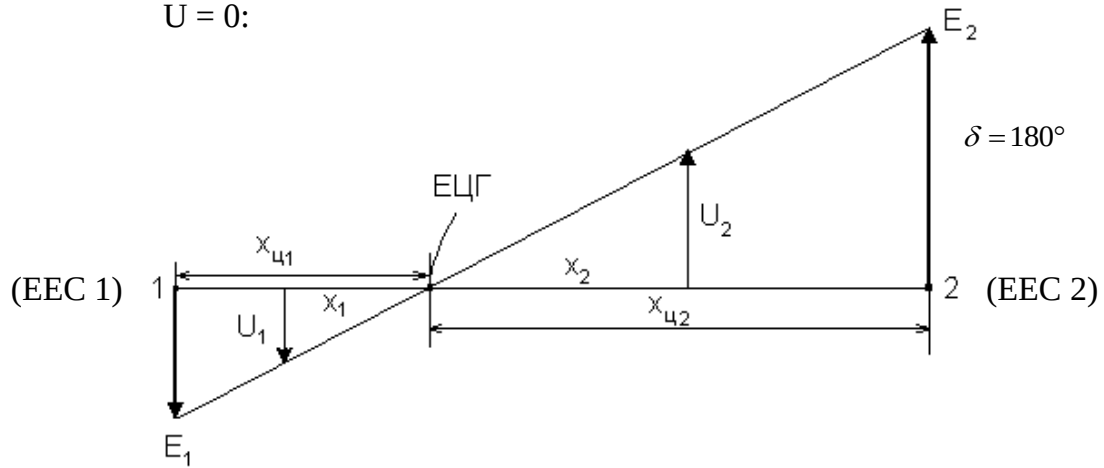
$$\Delta \vec{E} = \vec{E}_1 - \vec{E}_2 ; \Delta E_x = E_1 \cos \delta - E_2 ; \Delta E_y = E_1 \sin \delta ; \Delta \dot{E} = E_1 \cos \delta - E_2 + j E_1 \sin \delta ;$$

Зрівняльний струм $\dot{I} = \frac{\Delta \dot{E}}{j X_{12}} , \Rightarrow (\Delta \vec{E}, \wedge \vec{I}) = 90^\circ$ – струм відстає від ЕРС ΔE ,

де X_{12} - індуктивний опір мережі між ЕРС 1 та ЕРС 2 (двостороннє живлення).

Можна показати, що при $\delta = 180^\circ$ існує точка – електричний центр гойдань (ЕЦГ), в якій

$$U = 0:$$



$$X_{12} = X_{11} + X_{12} = \frac{E_1}{E_1 + E_2} X_{12} + \frac{E_2}{E_1 + E_2} X_{12},$$

де X_{11}, X_{12} – величини опорів відповідно лівої і правої частин.

Подібним чином спади напруг зліва і справа:

$$\Delta \dot{U} = \Delta U_1 + \Delta U_2 = j\dot{I}X_{11} + j\dot{I}X_{12}.$$

Тоді напруга в ЕЦГ:

$$\begin{aligned} \dot{U}_H &= \dot{E}_1 - \Delta \dot{U}_1 = \dot{E}_2 + \Delta \dot{U}_2 = E_1 \cos \delta + jE_1 \sin \delta - \frac{E_1}{E_1 + E_2} (E_1 \cos \delta - E_2 + jE_1 \sin \delta) = \\ &= E_1 \cos \delta - \frac{E_1^2 \cos \delta}{E_1 + E_2} + \frac{E_1 E_2}{E_1 + E_2} + jE_1 \sin \delta - j \frac{E_1^2 \sin \delta}{E_1 + E_2} = \frac{E_1 E_2}{E_1 + E_2} (1 + \cos \delta) + \frac{E_1 E_2}{E_1 + E_2} j \sin \delta / \end{aligned}$$

$$\dot{U}_H = \frac{E_1 E_2}{E_1 + E_2} (1 + \cos \delta + j \sin \delta)$$

$$1 + 2 \cos \delta + \cos^2 \delta + \sin^2 \delta = 2 + 2 \cos \delta \Rightarrow$$

$$U_H = \frac{E_1 E_2}{E_1 + E_2} \sqrt{2(1 + \cos \delta(t))} \quad - \quad \text{модуль напруги в ЕЦГ в будь-який}$$

момент часу.

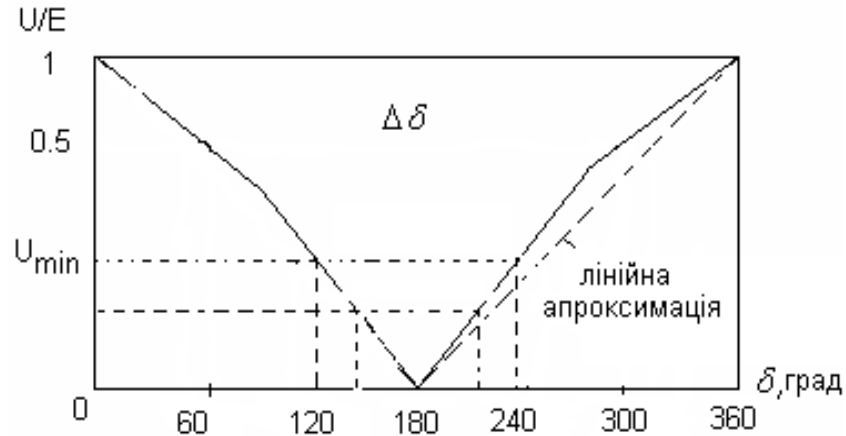
$$\langle E \rangle = \frac{E_1 + E_2}{2};$$

$$\begin{aligned} E_1 &= \langle E \rangle \cdot (1 + \varepsilon_1) \\ E_2 &= \langle E \rangle \cdot (1 + \varepsilon_2) \\ \Rightarrow U_H &= \frac{\langle E \rangle^2 \cdot (1 + \varepsilon_1)^2 \cdot (1 + \varepsilon_2)^2}{2 \langle E \rangle} = \\ &= \frac{\langle E \rangle}{2} \cdot (1 + 2\varepsilon_1) \cdot (1 + 2\varepsilon_2) = \frac{\langle E \rangle}{2} \cdot (1 + 2\varepsilon_1 + 2\varepsilon_2); \quad \varepsilon_i \ll 1. \end{aligned}$$

1.2. Розрахунок часу, протягом якого $U_{\text{ц}} \leq U_{\text{min}}^{\text{дон}}$.

Якщо $E_1 = E_2$, то $U_{\text{ц}} = \frac{E}{2} \cdot \sqrt{2(1 + \cos \delta)}$; $2(1 + \cos \delta) = 4U^2 / E^2$;

$$\cos \delta = 2\left(\frac{U}{E}\right)^2 - 1; \quad \delta_{1,2} = \arccos\left[2\left(\frac{U}{E}\right)^2 - 1\right] = \omega_S t + \delta_0 = f(t). \quad \Delta\delta = \omega_S \Delta t$$



Так як $\Delta\delta = \omega_S \Delta t$; $\delta = \omega_S t + \delta_0$, то

$$2\pi \text{ рад} \rightarrow 360^\circ$$

$$[\Delta\delta] = \text{рад};$$

$$[\omega_S] = \text{рад} / \text{с};$$

$$1 \text{ рад} = \frac{360}{2\pi} \text{ град};$$

$$1^\circ = \frac{2\pi}{360} \text{ рад},$$

$$\Delta t = \frac{\Delta\delta}{\omega_S} = \frac{\delta_2 - \delta_1}{\omega_S}; \quad \Delta t = \frac{\Delta\delta}{2\pi \Delta f} \cdot \frac{360}{360} = \frac{\Delta\delta(\text{град})}{360 \Delta f} = \Delta t; \quad [\Delta f] = \text{Гц}.$$

Для великих ЕЕС $\Delta f_{\text{max}} = 0.5 \text{ Гц}$. $\Delta\delta = 120^\circ \Rightarrow \Delta t = \frac{120}{360} = \frac{1}{3} \text{ с}$ ($U_{\text{ц}} \leq 0.5E$).

1.3. Поняття синхронізації.

Процес з'єднання частин ЕЕС після необхідного роз'єднання (ремонт, аварії) з якомога меншим впливом зрівняльних струмів, ф отже, набажаними спадами напруги і перехідними процесами.

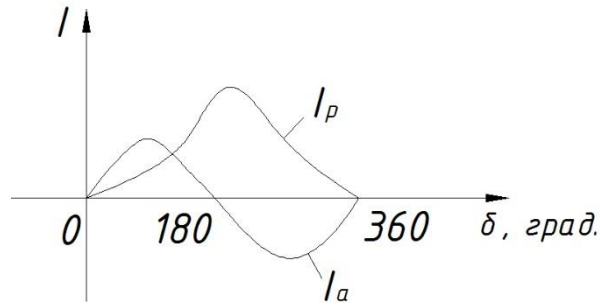
3.1. Умови синхронізації.

Для цього перед вмиканням повинні виконуватись умови, справедливі для точки з'єднання при синхронній роботі, а саме повинні виконуватись наступні рівності (умови синхронізації):

$$1) \quad E_1 = E_2; \quad 2) \quad \omega_S = 0; \quad 3) \quad \delta = 0.$$

Часткові випадки:

$$I_a = \frac{1}{X} E_1 \sin \delta; \quad I_p = \frac{1}{X} (E_2 - E_1 \cos \delta);$$



1) $\omega_s = 0, \delta = 0, E_1 \neq E_2$ (найменш небезпечний)

$$I_a = 0; \quad I_p = \frac{1}{X} (E_2 - E_1) \neq 0; \quad U_{II} = 2 \frac{E_1 E_2}{E_1 + E_2}$$

I_p механічних дій на обладнання ЕЕС не спричиняє.

$$E_1 = 2E_2 \Rightarrow U = \frac{4}{3} E_2 = \frac{2}{3} E_1$$

2) $\delta = 0; \Delta E = 0; \omega_s \neq 0$.

$I = 0$ в момент вмикання вимикача.

При $\omega_1 > \omega_2$ ротори генераторів ЕЕС 1 будуть випереджувати ротори генератора ЕЕС 2 і візьмуть на себе деяке додаткове активне навантаження, внаслідок чого будуть гальмуватися. При деякому ω_s синхронізм може не наступити і виникне асинхронний режим достатньо протяжний.

3) $\omega_s = 0; \quad \Delta E = 0; \quad \delta \neq \delta_0 \neq 0$.

$$I_a = \frac{1}{X} E \sin \delta \neq 0; \quad I_p = \frac{E}{X} (1 - \cos \delta);$$

$$I = \frac{E}{X} (\sin^2 \delta + 1 - 2 \cos \delta + \cos^2 \delta) = \frac{\sqrt{2} E}{X} \sqrt{1 - \cos \delta}.$$

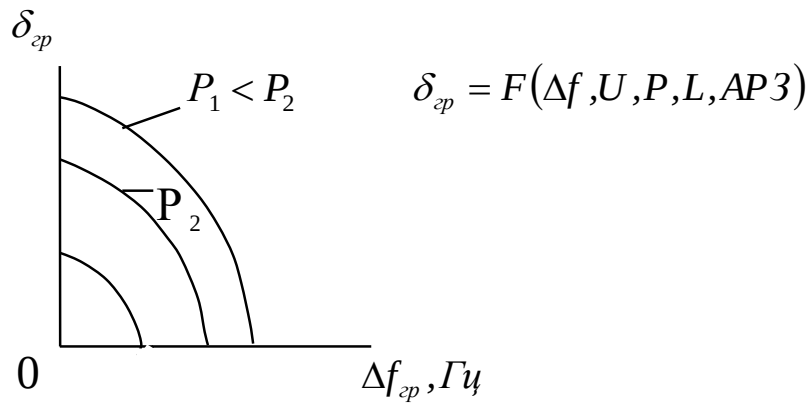
$$I_a^{\max} = \frac{E}{X} (\delta = 90^\circ, 270^\circ) \Rightarrow \text{поштовх активної потужності}$$

$P = EI_a$ на елементи обладнання.

$$\delta = 180^\circ \Rightarrow I_a = 0; \quad I_p = \frac{2E}{X} = \max.$$

3.2. Допустимі граничні значення δ_{cp} і $\omega_s = 2\pi \Delta f$.

Це такі $\max$ значення, при яких асинхронний режим не виникає. Граничні значення цих параметрів залежать від протяжності ЛЕП, напруги ЕЕС, потужності ЕЕС і типу регуляторів збудження генераторів (АРЗ). У загальному для великих ЕЕС $\Delta f_{\max} = 0.5 \text{ Гц} \rightarrow \delta_{don}^{cp} = 40 \dots 50^\circ$.



2. ЗАДАЧІ

1. *Довести, що модуль максимальної напруги в ЕЦГ не більший за суму модулів ЕРС частин ЕЕС.
2. Кут між векторами ЕРС частин ЕЕС з порушеною стійкістю 60° . Обчислити модуль різниці ЕРС, якщо кожна рівна 110 кВ.
3. У скільки разів модуль різниці однакових ЕРС частин ЕЕС з порушеною стійкістю відрізняється від модуля однієї ЕРС, якщо кут між векторами прямий?
4. ЕРС частин ЕЕС рівні 220 і 230 кВ. Визначити модуль їх векторної різниці при відсутності напруги в ЕЦГ
5. Кут між векторами АРС частин ЕЕС 120° . Визначити модуль напруги в ЕЦГ, якщо ЕРС становлять 110 і 100 кВ.
6. Напруга в ЕЦГ в 2 рази менша за кожену ЕРС частин ЕЕС. Який кут між векторами ЕРС?
7. У деякий момент часу максимальна напруга в ЕЦГ 220 кВ. Через який проміжок часу вона стане рівною нулю, якщо різниця частот в частинах ЕЕС 1 Гц.
8. Частота ковзання векторів ЕРС частин ЕЕС рівна 0,5 Гц. Які часові періоди повторюваності значень напруги в ЕЦГ при початковому куті між векторами 60° .

ЛІТЕРАТУРА

1. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с
2. Особливі режими електричних мереж: Навчальний посібник/ Г.Г. Півняк, А.К. Шидловський, Г.А. Кігель, А.Я. Рибалко, О.І. Хованська. - Д.: Національний гірничий університет, 2009.-376 с.
3. Мельник Л.Г. Економіка енергетики : [підручник] / Л.Г. Мельник, І.М. Сотник. – Суми: Університетська книга, 2015. – 378 с.
4. Зайцев Є. О. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустаткування: монографія/Є. О. Зайцев, В. В. Кучанський, І. О. Гунько. - Вінниця: ГО "Європейська наукова платформа", 2021.-156 с.
5. Надійність електричних систем і мереж / А.В. Журахівський, Б.М. Кінаш, О.Р. Пастух. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012, 280 с
6. Симетрування навантажень вузлів електричних мереж з використанням двофазних симетрувальних установок / Л М. Бурбело., М.В. Кузьменко., О.О. Бірюков., О.М. Кінзерська // Вісн. ВПІ. – 2008. – № 5 . – С. 35–38.
7. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначеності (EN 50160:2010, IDT) : ДСТУ EN 50160: 2014. – [Чинний від 2014-10-01]. – К.Мінекономрозвитку України, 2014. – 33 с. – (Національний стандарт України)
8. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж / Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Котилко І. В. Вісник НТУ "ХПІ", Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. Харків: НТУ "ХПІ", 2018. № 45 (1321). С. 25-31. doi:10.20998/2413-295.2018.45.04.
9. ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.

ЗМІСТ

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ 1	4
ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ 2	13
ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ 3	18
ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ 4	26
ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ 5	34
ЛІТЕРАТУРА	40