

Методичні вказівки
до виконання лабораторної роботи з дисципліни
«Комп'ютерні системи діагностування електрообладнання»
для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

на тему «Визначення місць секціонування розподільних електричних мереж»



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

Методичні вказівки
до виконання лабораторної роботи з дисципліни
«Комп'ютерні системи діагностування електрообладнання»
для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
на тему «Визначення місць секціонування розподільних електричних мереж»

Вінниця
ВНТУ
2018

Рекомендовано до друку Методичною радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 8 від 19.04.2018 р.)

Рецензенти:

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

В. А. Матвійчук, доктор технічних наук, професор

Методичні вказівки до виконання лабораторної роботи з дисципліни «Комп'ютерні системи діагностування електрообладнання» для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» на тему «Визначення місць секціонування розподільних електричних мереж» / Уклад. : П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 30 с.

У методичних вказівках наведено приклади розв'язання інженерних задач з вибору місць секціонування розподільних електричних мереж з урахуванням пошкодженості обладнання, містяться варіанти контрольних запитань, завдань на самостійне виконання. Для полегшення самостійного виконання завдань наводяться приклади розв'язування задач, комп'ютерна програма та список рекомендованої літератури.

Призначені для студентів електричних спеціальностей денної і заочної форми навчання.

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	4
Вступ	5
1 Особливості визначення місць секціонування розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.....	7
1.1 Визначення місць секціонування в РЕМ з умов надійності.....	7
1.2 Визначення оптимальних за втратами електроенергії місць поточкорозділу в РЕМ з ВДЕ.....	9
2 Програмне забезпечення для визначення раціонального місця секціонування електричної мережі з РДЕ.....	11
2.1 Приклад виконання лабораторної роботи.....	11
3 Завдання до лабораторної роботи.....	20
3.1 Завдання 1.....	20
3.2 Завдання 2.....	22
Література.....	23
Додаток А Розрахунок втрат активної потужності в Mathcad.....	25

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АС	–	активний споживач
АСК	–	автоматизована система керування
ВДЕ	–	відновлюване джерело енергії
ГЕС	–	Гідроелектростанція
ЕМ	–	електрична мережа
ЕПК	–	енергопостачальна компанія
КА	–	комутаційний апарат
КАСМ	–	комутаційний апарат секціонування мережі
ЛЕС	–	локальна електрична система
МЛРМ	–	магістральна лінія розподільної електричної мережі
РДЕ	–	розподілені джерела енергії
РЕМ	–	розподільна електрична мережа
СЕС	–	сонячна електростанція

ВСТУП

Сучасні локальні електричні системи (ЛЕС) України є складовою частиною розподільних електричних мереж (РЕМ) енергопостачальних компаній (ЕПК) [1, 2, 3, 4]. В ЛЕС експлуатуються розподільні електричні мережі, джерела розосередженого генерування, що використовують нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії. На сьогодні існує багато проектів ЛЕС по всьому світі, таких як, наприклад, ЛЕС Кіфнос у Греції, ЛЕС Аїті, Кіятанго і Хачінохе ЛЕС у Японії [5].

Отже, однією з головних ознак ЛЕС є підключення до РЕМ розосереджених джерел електроенергії. Стрімке зростання тарифів на електричну енергію спонукає не лише представників середнього та малого бізнесу, а і населення України використовувати, сонячні теплові колектори, фотоелектричні модулі, сонячні електричні станції, сонячні теплові електричні станції, малі, міні-, мікро-, гідроелектростанції (ГЕС), когенераційні установки, вітрові електричні станції і т. п. [6]. Використання власних відновлювальних джерел енергії споживачами зменшує споживання вартісної електроенергії від центрів живлення.

Надлишок електроенергії такі споживачі мають змогу віддавати в РЕМ енергопостачальних компаній, перетворюючи їх в активні елементи ЛЕС. Існуючі в наш час тарифи на генеровану такими активними споживачами (АС) електроенергію, а також заходи з пільгового кредитування заохочують споживачів впроваджувати в себе ВДЕ [6]. Так, наприклад, для приватних домогосподарств, які виробляють електричну енергію з допомогою сонячних панелей змонтованих на дахах та (або) фасадах приватних домогосподарств, потужності яких не перевищує 30 кВт та які введені в експлуатацію з 1 січня по 31 грудня 2016 року, встановлений «зелений» тариф на електричну енергію становить 534,43 к./кВт-год. Як свідчать дослідження Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, термін окупності, наприклад, СЕС потужністю 30 кВт за умови власного споживання 4000 кВт-год./рік становить близько 7 років [7].

Водночас, упровадження ВДЕ представниками різних форм власності покликано розвантажити РЕМ, підвищити їхню ефективність, наприклад, наближуючи ВДЕ до споживачів та зменшуючи за рахунок цього втрати електричної енергії на транспортування. Підвищується надійність та покращується якість електропостачання, що підвищує соціальні стандарти населення, яке мешкає в районі ЛЕС.

Розвиток ЛЕС та РДЕ також має і значний науково-соціальний ефект, що, наприклад, полягає у використанні сучасних нанотехнологій у сонячних панелях СЕС та у накопичувачах енергії, використання SMART вимірювальних, облікових та діагностичних систем, SMART систем релейного захисту та автоматики. Останнє створює умови для: гнучкого регулювання рівнів вузлових напруг як показників якості електричної енергії; керування напрямками та значеннями струмів у лінійних і транс-

форматорних вітках схеми розподільних мереж та уникнення їхніх аварійних перевантажень; зменшення частки вартості традиційних видів палива у вартості електроенергії, відпущеної споживачам; зменшення впливу традиційних джерел електроенергії на екологію за рахунок зменшення їхнього генерування, зменшення вартості виробленої споживачами продукції за рахунок зменшення витрат на спожиту від центра живлення електроенергію [6]. Також факторами, які сприяють розбудові ЛЕС та все ширшому впровадженню РДЕ, є їхня екологічна привабливість унаслідок недовипуску електроенергії споживачам.

На сьогодні актуальним є оптимальне інтегрування РДЕ в електричні мережі енергосистем. Створення сприятливих умов для розбудови РДЕ вимагає розв'язання низки технічних та організаційних задач. Серед багатьох інших. До таких задач відноситься узгодження місць оптимального секціонування РЕМ, що експлуатуються як радіальні. Введення в них електростанцій, які використовують ВДЕ, переводить частину ліній електропередачі в режим роботи з двостороннім живленням.

Це змінює поточкорозподіл у мережі, що може призвести до збільшення втрат електроенергії в ній, якщо не оптимізувати місця під'єднання РДЕ та їхньої потужності. Для зменшення втрат електроенергії під час її транспортування також необхідно коригувати потоки потужності, що відповідають місцям секціонування РЕМ, які раніше були вибрані тільки з умов забезпечення нормативів по надійності електропостачання. Тому оптимізація потоків потужності в ЛЕС з ВДЕ є актуальним завданням, покликаним забезпечити зменшення втрат електроенергії в електричних мережах, підтримувати балансну надійність і покращити якість електропостачання.

1 ОСОБЛИВОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ СЕКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

За останнє десятиліття вітчизняні та світові виробники комутаційного обладнання розробили та впровадили у виробництво нові комутаційні апарати (КА) для електричних мереж середніх напруг (6–10 кВ): запобіжники-роз'єднувачі вихлопного типу, роз'єднувачі з покращеною кінематикою та можливістю дистанційного керування; відокремлювачі; вимикачі навантаження з моторним приводом; реклоузери [8–10]. Зазначені КА мають поліпшені показники надійності і потребують незначних експлуатаційних витрат, що дозволяє їх використовувати як ефективний засіб підвищення надійності електропостачання споживачів за рахунок секціонування ЕМ [11–13, 19].

За вимогами споживачів до надійності електропостачання визначають спосіб улаштування резервування РЕМ, а саме:

- з відсутністю резервування (мережа містить електроприймачі тільки III категорії);
- з ручним ввімкненням резерву (мережа містить електроприймачі II категорії);
- з автоматичним ввімкненням резерву (мережа містить електроприймачі I категорії).

Визначають характер розподілу споживачів (трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ) уздовж магістралі РЕМ. Для цього у схемі мережі, у якій планується встановити комутаційні апарати секціонування мережі (КАСМ), виділяють магістраль, на якій намічають усі можливі місця їхнього встановлення.

1.1 Визначення місць секціонування в РЕМ з умов надійності

Розглянемо вибір раціональних місць для встановлення комутаційних апаратів секціонування мережі згідно з методикою [13]. Визначаємо відносні потужності першої зони (зони від ввідного вимикача до місця встановлення комутаційного апарата) $P_{1\Sigma}^*$:

$$P_{1\Sigma}^* = \frac{\sum_{i=1}^m P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (1.1)$$

де P_i – середня протягом року потужність споживачів i -ої трансформаторної підстанції (ТП) з урахуванням потужності генерування розосередженими джерелами енергії, кВА; m – кількість ТП (споживачів) між ввідним вимикачем та місцем установаження комутаційного апарату; n – загальна кількість ТП в електричній мережі.

Визначаємо відносні довжини $L_{l\Sigma}^*$ за таким виразом:

$$L_{l\Sigma}^* = \frac{\sum_{i=1}^l L_j}{\sum_{i=1}^k L_j}, \quad (1.2)$$

де L_j – довжина j -ої ділянки електричної мережі, км; l – кількість ділянок ЛЕП між ввідним вимикачем та місцем установаження комутаційного апарата; k – загальна кількість ділянок ЛЕП в електричній мережі.

Наступним кроком необхідно визначити розподіл потужності вздовж ЛЕП. Відносити ЛЕП до певного виду за розподілом потужності можна за критерієм λ , що визначається за формулою:

$$\lambda = \frac{1}{\beta} \cdot \sum_{\alpha=1}^{\beta} [P_{l\Sigma}^*(\alpha) - L_{l\Sigma}^*(\alpha)], \quad (1.3)$$

де $P_{l\Sigma}^*(\alpha)$, $L_{l\Sigma}^*(\alpha)$ – відносна сумарна потужність і відносна сумарна довжина ділянки електричної мережі між ввідним вимикачем і місцем встановлення КАСМ у α -у місці на магістралі електричної мережі; β – загальна кількість місць встановлення КАСМ на магістралі електричної мережі.

У разі встановлення одного КАСМ раціональне місце його встановлення має відповідати такій точці електричної мережі, у якій сумарна довжина першої зони $L_{l\Sigma}$, яка обмежена ввідним вимикачем та КАСМ, буде визначається за виразом:

$$L_{l\Sigma} = xI \cdot L_{\Sigma}, \quad (1.4)$$

де $xI = 0,5$ – визначається з таблиць [13], L_{Σ} – загальна довжина ЛЕП.

Наступним кроком методики визначаємо розрахункове значення очікуваного відносного недовідпуску електричної енергії ΔW^* для мережі, де КАСМ встановлений у раціональному місці визначається з таблиць методики [13]. Розрахункове значення очікуваного недовідпуску електричної енергії ΔW_{Σ} для мережі без КА визначається за таким виразом:

$$\Delta W_{\Sigma} = 0,93 \cdot P_{\Sigma} \cdot L_{\Sigma}, \quad (1.5)$$

де P_{Σ} – сумарне середнє навантаження електричної мережі (без РДЕ), кВт; L_{Σ} – сумарна довжина ліній електропередач у мережі, км.

Сумарне середнє навантаження електричної мережі розраховують за формулою, кВт:

$$P_{\Sigma} = \frac{W}{8760}, \quad (1.6)$$

де W – річне споживання електричної енергії в мережі, кВт·год.

Розрахункове значення очікуваного відносного зниження недовідпуску електроенергії визначається за формулою:

$$\partial w_{\Sigma}^* = 1 - \Delta W_{\Sigma}^*, \quad (1.7)$$

де ΔW_{Σ}^* – розрахункове значення очікуваного відносного недовідпуску електричної енергії

Очікуване значення зниження недовідпуску електричної енергії, для розрахунку інтегрального ефекту від установаження КАСМ визначають за формулою, кВт·год/рік:

$$\partial w_{\Sigma} = \partial w_{\Sigma}^* \cdot \Delta W_{\Sigma}^* , \quad (1.8)$$

де ∂w_{Σ}^* – розрахункове значення очікуваного відносного зниження недовідпуску електроенергії; ΔW_{Σ}^* – розрахункове значення очікуваного відносного недовідпуску електричної енергії.

Якщо вибрати місця секціонування РЕМ, виходячи тільки з умов надійності [13], то це призводить до збільшення втрат електроенергії під час її передачі порівняно з варіантом, коли б схема мережі була замкнена [24, 25]. Очевидно, що вимоги щодо забезпечення надійності мають бути виконані, але одночасно необхідно віднаходити способи і засоби зменшення втрат електроенергії в секціонованій РЕМ, надто коли в ній є керовані або умовно керовані ВДЕ [1, 14, 15, 16].

1.2 Визначення оптимальних за втратами електроенергії місць потокорозділу в РЕМ з ВДЕ

З метою розрахунку втрат активної потужності в РЕМ вибрано метод вузлових напруг [17, 18, 20]. Спочатку розрахунки проводились у програмному забезпеченні Mathcad [21]. Як вхідні параметри використовуються матриця з'єднань віток у вузлах, матриця опорів віток та матриця струмів у вузлах.

Вектор вузлових струмів \mathbf{J} складається з векторів задаючих струмів вузлових навантажень $\mathbf{J}_{\text{НАВ}}$ та струмів генерування ВДЕ (СЕС – $\mathbf{J}_{\text{СЕС}}$ та ГЕС – $\mathbf{J}_{\text{ГЕС}}$) і визначається як

$$\mathbf{J} = \mathbf{J}_{\text{НАВ}} - \mathbf{J}_{\text{ГЕНГЕС}} - \mathbf{J}_{\text{ГЕНСЕС}} . \quad (1.9)$$

Матриця вузлових провідностей магістральної лінії розподільної мережі (МЛРМ)

$$\dot{\mathbf{Y}} = \mathbf{M} \cdot \mathbf{z}^{-1} \cdot \mathbf{M}^T , \quad (1.10)$$

де \mathbf{z} – матриця опорів віток схеми, \mathbf{M} – перша матриця інциденцій, \mathbf{M}^T – транспонована перша матриця інциденцій,

З урахуванням (2.14) та (2.15) вектор напруг між вузловими напругами та напругою балансуєчого вузла:

$$\dot{\mathbf{U}}_{\text{В}} = f(\dot{\mathbf{Y}}, \mathbf{J}_{\text{НАВ}}, \mathbf{J}_{\text{ГЕНГЕС}}, \mathbf{J}_{\text{ГЕНСЕС}}) = \dot{\mathbf{Y}}^{-1} \cdot (\mathbf{J}_{\text{НАВ}} - \mathbf{J}_{\text{ГЕНГЕС}} - \mathbf{J}_{\text{ГЕНСЕС}}) = \dot{\mathbf{Y}}^{-1} \cdot \mathbf{J} . \quad (1.11)$$

Вектор вузлових напруг з урахуванням (2.16) та напруги балансуєчого вузла:

$$\dot{U} = \dot{Y}^{-1} \cdot (\dot{J}_{\text{НАВ}} - \dot{J}_{\text{ГЕНГЕС}} - \dot{J}_{\text{ГЕНСЕС}}) + \dot{U}_0 = \dot{U}_B + \dot{U}_0, \quad (1.12)$$

де U_0 – напруга балансуєчого вузла (приймаємо припущення, що балансуєчий вузол співпадає з базисним вузлом і знаходиться в центрі живлення).

З урахуванням (2.17) вектор вузлових потужностей:

$$\dot{S} = \left[\dot{Y}^{-1} \cdot (\dot{J}_{\text{НАВ}} - \dot{J}_{\text{ГЕНГЕС}} - \dot{J}_{\text{ГЕНСЕС}}) + \dot{U}_0 \right] \cdot \text{diag}(\hat{J}) = \dot{U} \cdot \text{diag}(\hat{J}), \quad (1.13)$$

де \hat{J} – вектор-стовпець комплексно-спряжених значень вузлових струмів. З урахуванням (2.18) вектор перетоків потужності у вітках схеми:

$$\dot{S}_B = \xi \cdot \left[\dot{Y}^{-1} \cdot (\dot{J}_{\text{НАВ}} - \dot{J}_{\text{ГЕНГЕС}} - \dot{J}_{\text{ГЕНСЕС}}) + \dot{U}_0 \right] \cdot \text{diag}(\hat{J}) = \xi \cdot \dot{S}, \quad (1.14)$$

де ξ – матриця взаємозв'язку вузлових потужностей і перетоків потужності в системі (рядки цієї матриці відповідають віткам схеми, а стовпці – вузлам ділянки, що розглядається. Якщо вузол отримує живлення від відповідної вітки, то значення відповідного елемента матриці дорівнює 1, якщо вузол не отримує живлення від вітки, що розглядається, то елемент матриці дорівнює нулю).

Втрати потужності в МЛРМ, що містить ГЕС [23] та СЕС:

$$\Delta \dot{S}(\dot{J}_{\text{НАВ}}, \dot{J}_{\text{ГЕС}}, \dot{J}_{\text{СЕС}}) = \sum_{k=1}^{n-1} \frac{[\dot{S}_{\text{Вк}}(\dot{J}_{\text{НАВ}}, \dot{J}_{\text{ГЕС}}, \dot{J}_{\text{СЕС}})]^2}{U_k^2} \cdot z_k, \quad (1.15)$$

де $\dot{S}_{\text{Вк}}(\dot{J}_{\text{НАВ}}, \dot{J}_{\text{ГЕС}}, \dot{J}_{\text{СЕС}}) = \dot{S}_{\text{Вij}}$ – перетоки потужності по ij вітці (k -ій), які залежать від відповідних вітці значень вузлових струмів навантажень, генерування СЕС та ГЕС та є елементами матриці перетікань потужності у вітках схеми (\dot{S}_B), U_k – напруга в k -ому вузлі, z_{ij} – опір ij -ої вітки; $i=1..n-1$ – номери початку віток МЛРМ, $j=i+1..n$ – номери кінця віток МЛРМ, k – порядковий номер вітки та елемента в матриці-стовпці перетоків потужності по ij вітці, n – порядковий номер вузла в МЛРМ.

При цьому втрати активної потужності знаходяться за виразом:

$$\Delta P(\dot{J}_{\text{НАВ}}, \dot{J}_{\text{ГЕС}}, \dot{J}_{\text{СЕС}}) = \text{Re} \left[\Delta \dot{S}(\dot{J}_{\text{НАВ}}, \dot{J}_{\text{ГЕС}}, \dot{J}_{\text{СЕС}}) \right], \quad (1.16)$$

де $\Delta \dot{S}(\dot{J}_{\text{НАВ}}, \dot{J}_{\text{ГЕС}}, \dot{J}_{\text{СЕС}})$ – втрати потужності в МЛРМ, кВА.

Розмикання магістралі мережі в точці поточкорозділу забезпечує мінімум втрат електроенергії [20]. Проте секціонування мережі в цій точці пов'язано з низкою проблем. По-перше, оптимальне за втратами електроенергії місце секціонування може не співпадати з місцем секціонування, визначеним з умов надійності. По-друге, точка поточкорозділу в мережі може «плавати» залежно від навантаження, до того ж точки поточкорозділу активної і реактивної потужності можуть не співпадати.

Завдання полягає в тому, щоб в електричній мережі, розімкненій згідно з вимогами надійності, забезпечити потоки потужності, які відповідають точці поточкорозділу в замкненій мережі. Тим самим досягається зменшення втрат електроенергії в РЕМ без зниження її надійності. У РЕМ з ВДЕ впливати на потоки потужності можливо, змінюючи генерування малих ГЕС і СЕС [18, 20, 22–25]. Однак, враховуючи, що оптимальна точка поточкорозділу і, відповідно, розрахункові оптимальні потоки потужності можуть змінюватися; реалізувати це завдання можливо тільки за допомогою АСК.

Для створення нормальних умов функціонування АСК необхідно встановити для неї зону нечутливості до вхідних параметрів, якими є потужності навантаження споживачів і генерування РДЕ. За своїм фізичним змістом ця зона нечутливості відповідає області оптимальності втрат електроенергії в РЕМ при зміні потужності навантаження споживачів і генерування РДЕ [18, 22].

2 ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ РАЦІОНАЛЬНОГО МІСЦЯ СЕКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З РДЕ

Для визначення раціонального місця секціонування електричної мережі з РДЕ розроблено програму, що дає змогу визначити, яким з наявних комутаційних апаратів (КА) доцільно розмикати контури в ЛЕС з урахуванням пошкоджуваності електрообладнання. У ній також встановлюються можливості зсуву точки поточкорозділу у вузол, де встановлені КА, та для зменшення втрат потужності шляхом зміни потужності генерування ГЕС. **Створено програму в середовищі *Delphi 10*.**

У програмі також передбачено можливість завантаження заздалегідь підготовлених файлів у форматі, зручному для редагування та використання в інших програмах з розрахунку режимів електричних мереж енергосистеми. Програма інтегрована в АСК генеруванням потужності ГЕС.

2.1 Приклад виконання лабораторної роботи

Розглянемо роботу програми на прикладі фрагмента схеми розподільних електричних Ямпільських РЕМ (рис. 2.1). Параметри схеми наведені в табл. 2.1 та 2.2.

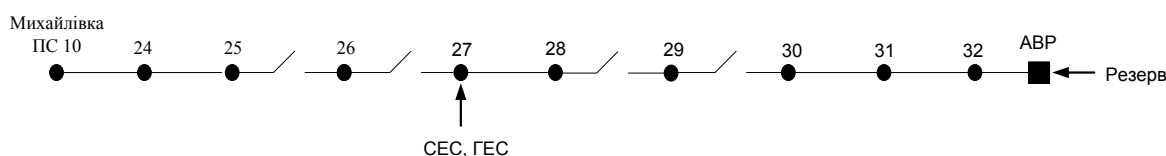


Рисунок 2.1 – Фрагмент схеми розподільних електричних Ямпільських РЕМ

Таблиця 2.1 – Параметри електричної мережі

ЛЕП		Марка проводу	Довжина ЛЕП, км	Наявність лінійного роз'єднувача
Початок	Кінець			
16	24	АС-50	1	
24	25	АС-50	1,12	
25	26	АС-50	1,12	+
26	27	АС-50	1,5	+
27	28	АС-35	0,7	
28	29	АС-50	0,7	+
29	30	АС-50	0,5	+
30	31	АС-50	1,13	
31	32	АС-50	1,23	
32	АВР	АС-50	1,21	

Таблиця 2.2 – Середньорічні навантаження вузлів схеми

Вузол умовної схеми	Відповідний вузол реальної схеми	Напруга, кВ	Навантаження, МВт	Генерування, МВт
ПС 10 Ми-	61, 63	10	0,2+0,11i	–
24	70, 71, 87	10	0,9+0,51i	–
25	72	10	0,6+0,34i	–
26	88	10	0,4+0,23i	–
27	68, Гл. СЕС, Гл. ГЕС	10	0,3+0,17i	0,95
28	115	10	0,4+0,23i	–
29	90, 91, 95	10	0,9+0,51	–
30	173, 100	10	0,5+0,28i	–
31	160	10	0,09+0,05i	–
32	150	10	0,09+0,05i	–

У табл. 2.2 позначені: Гл. СЕС, Гл. ГЕС – Гальжбіївські ГЕС та СЕС.

Програма призначена для визначення раціонального місця секціонування електричної мережі, у якій експлуатуються розосереджені джерела енергії. За допомогою програми приймаються рішення, яким саме з наявних комутаційних апаратів розмикати мережу. Екранна заставка програми показана на рис. 2.2.

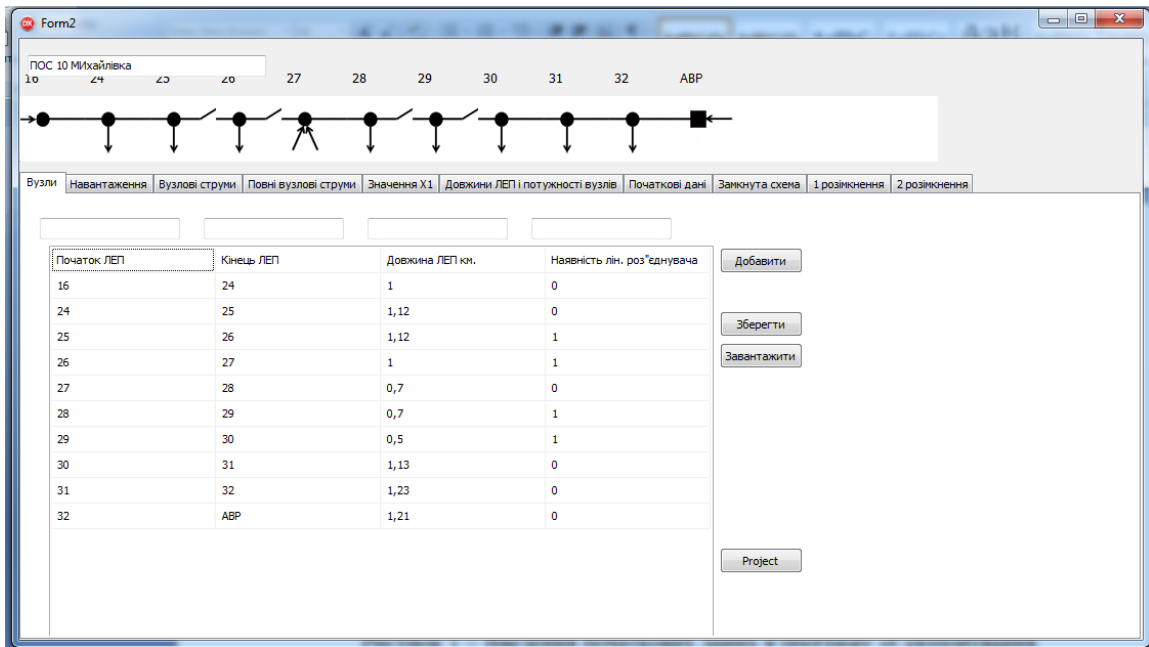


Рисунок 2.2 – Введення початкових даних у програму «Секціонування розподільних мереж з ВДЕ»

У вкладці «Вузли» вводяться початкові дані досліджуваної схеми. У програмі також передбачено можливість завантаження заздалегідь підготовлених файлів в форматі .txt (рис. 2.2), зручному для редагування та введення в інші програми, наприклад у програму «Втрати». У верхній частині екранної заставки будується графічне зображення схеми, з усіма введеними користувачем вітками, вузлами та комутаційними апаратами.

У вкладці навантаження відповідно вводяться номери початку та кінця вітки, навантаження вузлів (у МВт), та потужності генерування розосереджених джерел енергії (у МВт), як це показано на рис. 2.3.

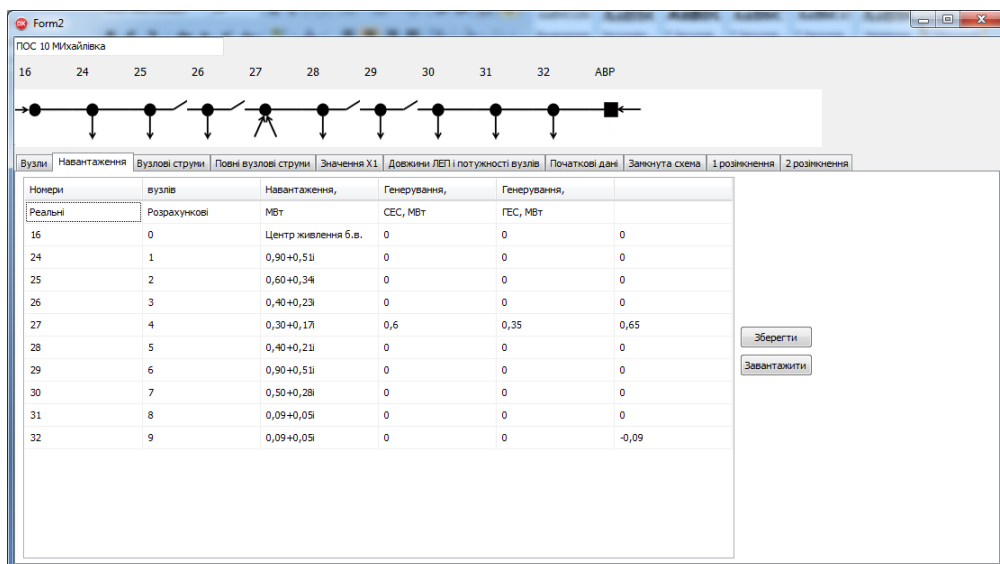


Рисунок 2.3 – Введення потужностей навантажень вузлів та потужностей генерування РДЕ

Потім необхідно виконати перерахунок потужностей навантажень та генерування у вузлові струми та заповнити таблицю вкладки «Вузлові струми» (рис. 2.4) з урахуванням того, що за початкових умов усі наявні ГЕС у мережі вимкнені.

У вкладці «Повні вузлові струми» необхідно ввести тільки активну складову струмів навантаження та генерування, так як надалі введені значення використовуватимуться для визначення втрат активної потужності в мережі, як це показано на рис. 2.5.

Також необхідно звернути увагу на те, що сонячні електростанції генерують лише активну потужність, тому для них вказується активна складова струму генерування.

Наступним кроком визначається критерій виду розподілу електричної потужності вздовж лінії електропередач, відповідно до методики наведеної у пункті 1.1 методичних вказівок.

Як показано на рис. 2.6, жовтим кольором виділено значення коефіцієнта x_1 , який надалі буде використовуватись для визначення раціонального місця секціонування лінії електропередачі.

Результатами розрахунку є: сумарна довжина ЛЕП, сумарна потужність навантажень з урахування потужності генерування РДЕ, абсолютні та відносні довжини зон від ввідного вимикача до місця встановлення наявного комутаційного апарату секціонування мереж, абсолютні та відносні потужності для кожної з цих зон.

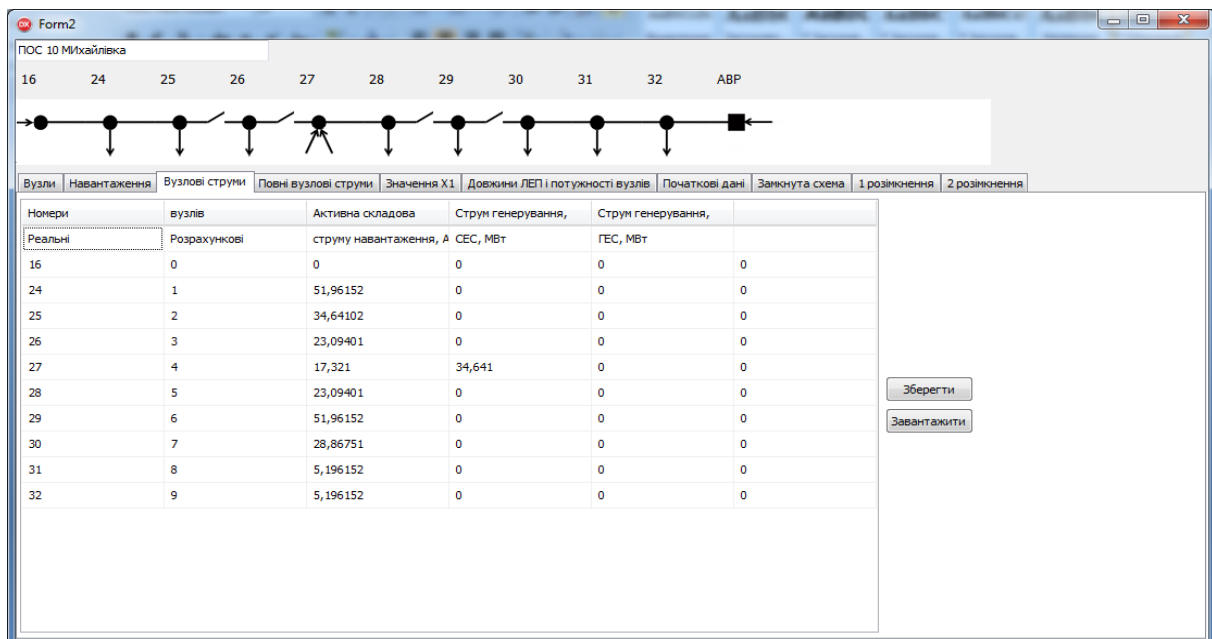


Рисунок 2.4 – Введення вузлових струмів навантаження та генерування РДЕ

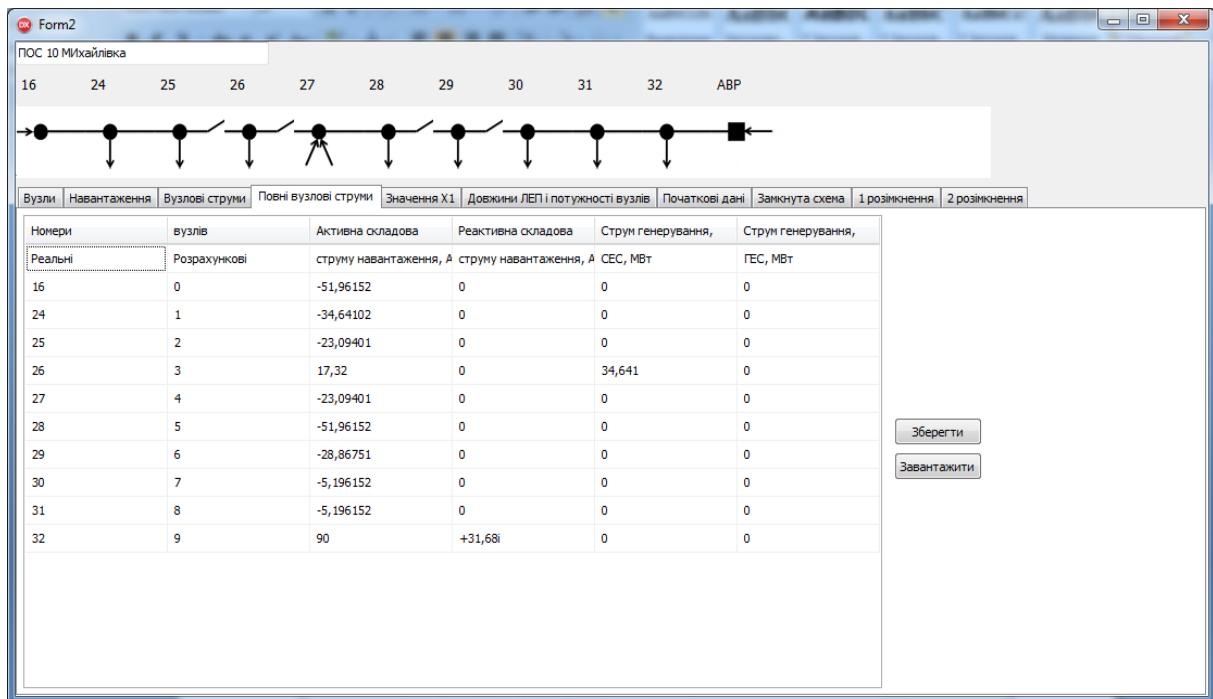


Рисунок 2.5 – Введення активної складової вузлових струмів навантаження та генерування РДЕ

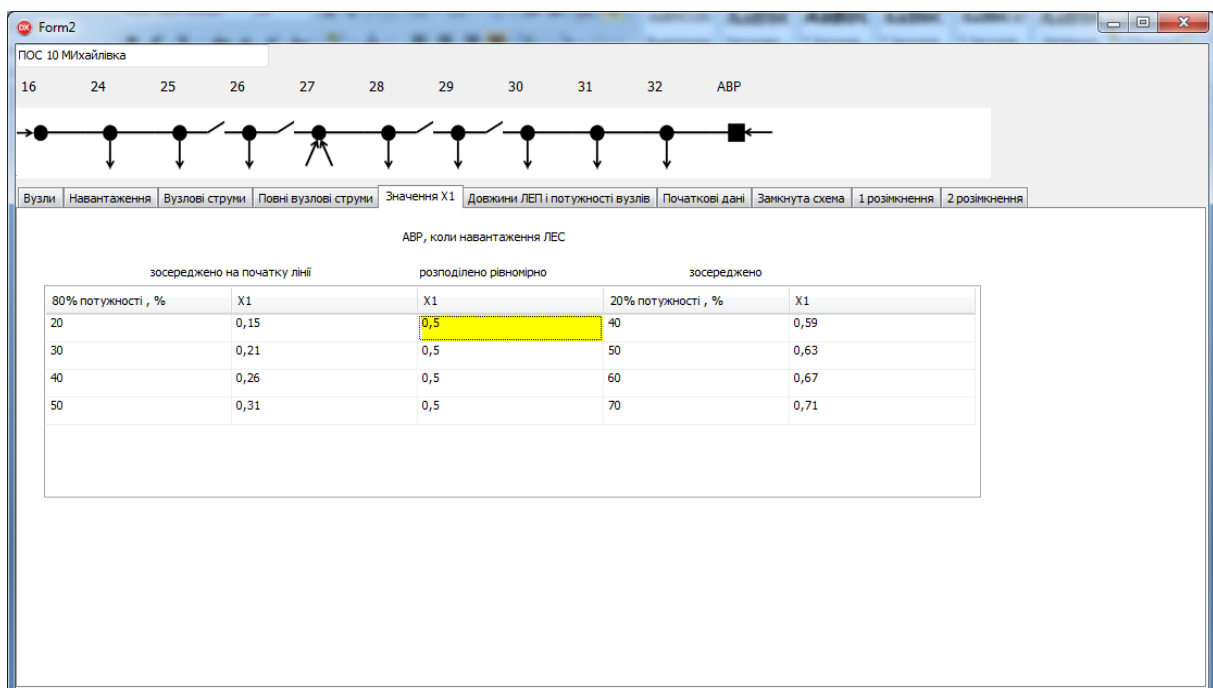


Рисунок 2.6 – Визначення критерію виду розподілу електричної потужності вздовж лінії електропередач

За результатами розрахунку визначається вид розподілу електричної потужності вздовж ЛЕП. Як видно з рис. 2.2 для розглянутої вище схеми вид розподілу електричної потужності вздовж ЛЕП – рівномірний.

У вкладці «Довжина ЛЕП і потужності вузлів» необхідно натиснути кнопку «Розрахунок потужності». У результатах розрахунку вказується довжина зони, рекомендованої для встановлення комутаційного апарату, тобто раціональне розрахункове місце. Відомо, що з вимог по надійності електропостачання, коли відсутні КАСМ у рекомендованому місці, можна використовувати ті КАСМ, що знаходяться ближче до центра живлення. Тому в програмі порівнюються довжини зон кожного наявного в схемі КАСМ з рекомендованою довжиною та повідомляється, якими з наявних КАСМ можна роботи розмикання, не погіршуючи показники надійності електропостачання. Результати розрахунку в програмі показано на рис. 2.7.

Також у вкладці «Довжина ЛЕП і потужності вузлів» необхідно, відповідно до початкових даних, вибрати марку проводу кожної ділянки ЛЕП, для формування вектора-стовпця опорів віток схеми, який надалі буде використаний для розрахунку втрат активної потужності в мережі.

Мережі 6-10 кВ переважно виконуються такими марками проводів, як: АС-35, АС-50, АС-120.

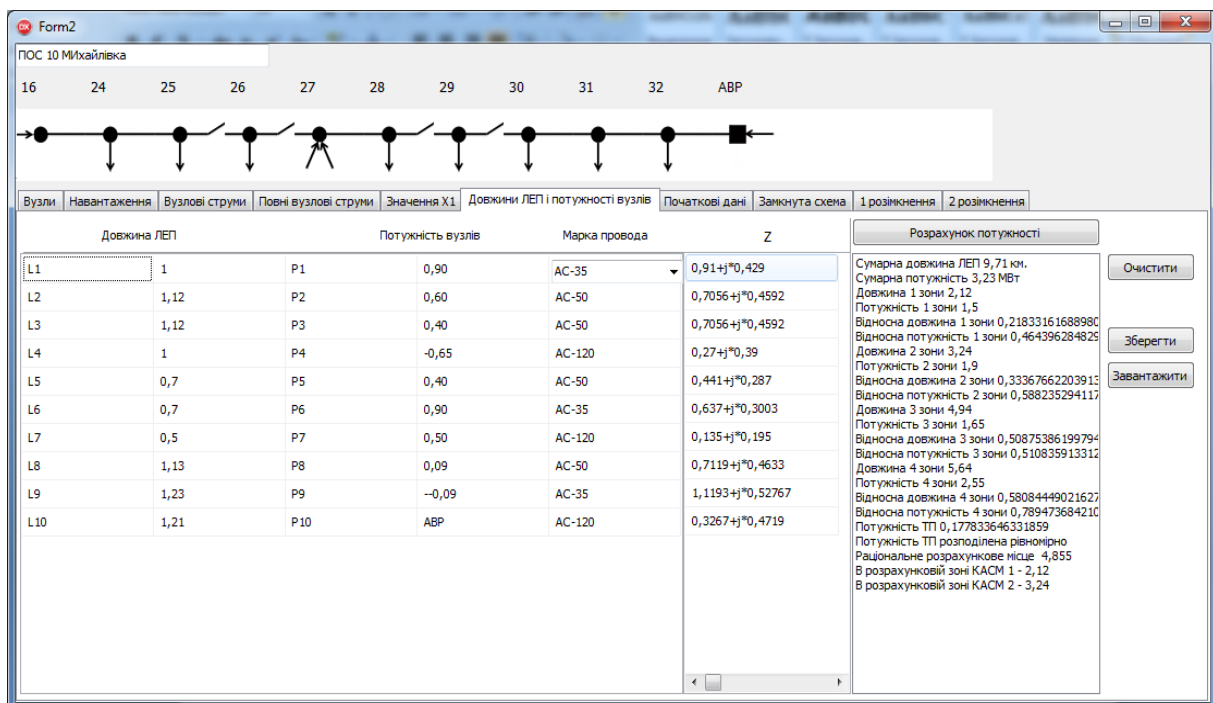


Рисунок 2.7 – Результати розрахунку рекомендованого місця секціонування розподільної електричної мережі

Далі необхідно визначити, яким КАСМ потрібно робити розмикання з метою зменшення втрат активної потужності. Тому у вкладку «Початкові дані» вводимо, згідно з математичною моделлю, описаної в пункті 1.2, першу матрицю інциденцій, вектор-стовпець вузлових струмів, як показано на рис. 2.8.

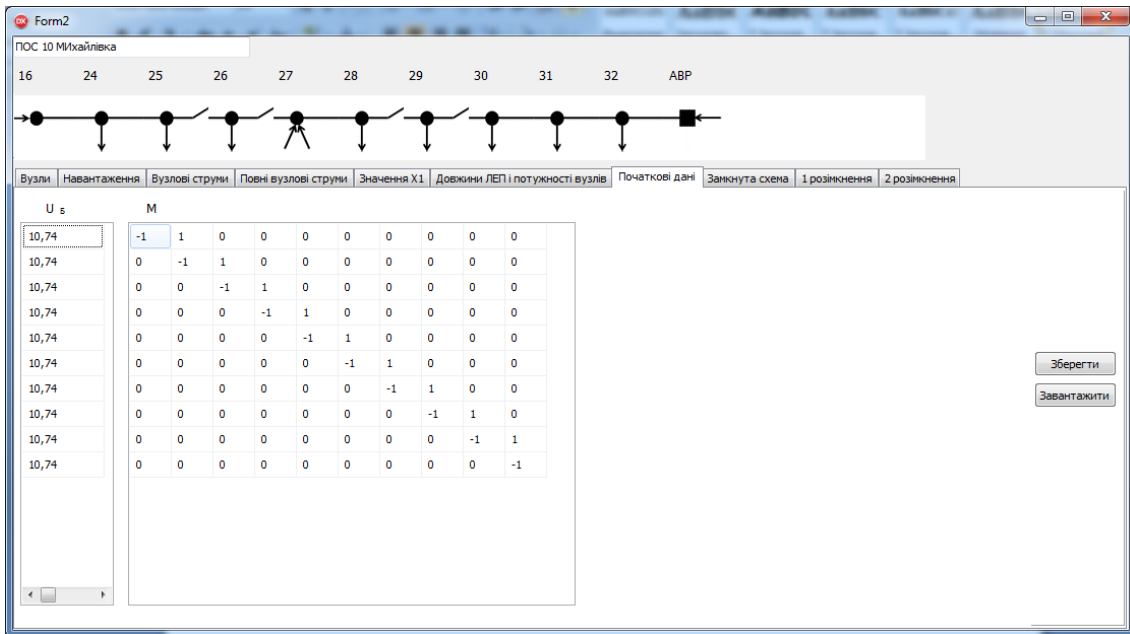


Рисунок 2.8 – Введення початкових даних

У вкладці «Замкнута схема» необхідно натиснути кнопку «Обчислення». Після чого будуть відображені результати розрахунку втрат потужності в замкненій мережі. У жовтій комірці активна складова втрат потужності, у білій – реактивна (у Вт), а в червоній – активна складова втрат потужності в кВт (рис. 2.9). У програмі передбачено можливість перегляду проміжних результатів розрахунку з метою визначення розрахункової точки потокорозділу. Якщо в попередніх вкладках почати змінювати потужність генерування РДЕ, наприклад, гідроелектростанцій, то ця точка буде зміщуватись. Якщо потужності генерування ГЕС буде достатньо для зміщення точки потокорозділу у вузол секціонування, то таке розмикання дасть найменші втрати активної потужності.

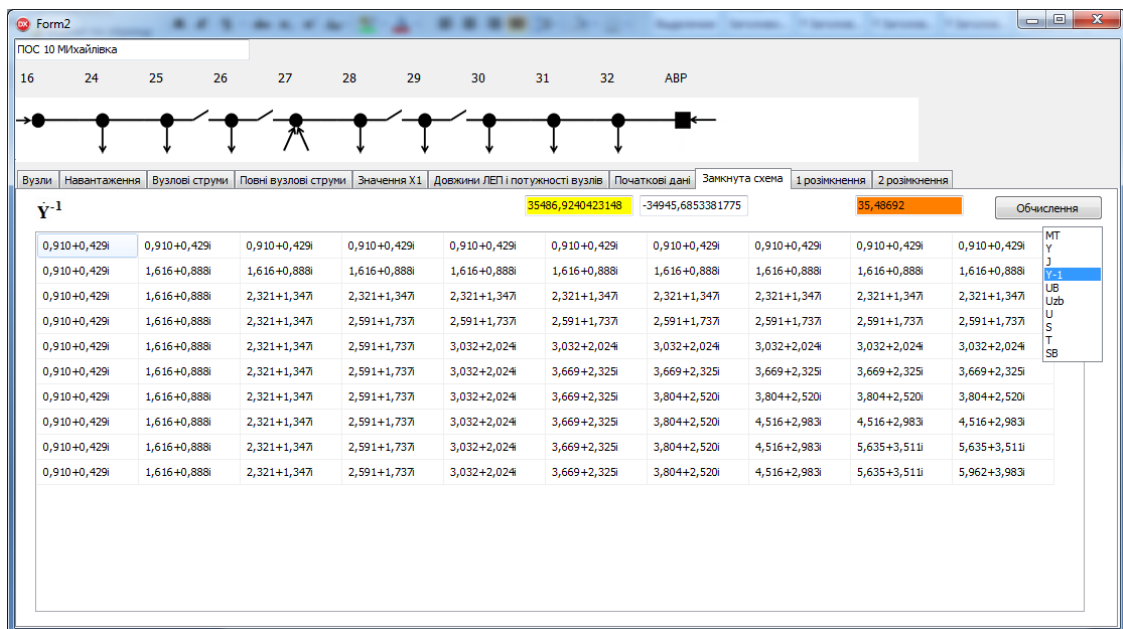
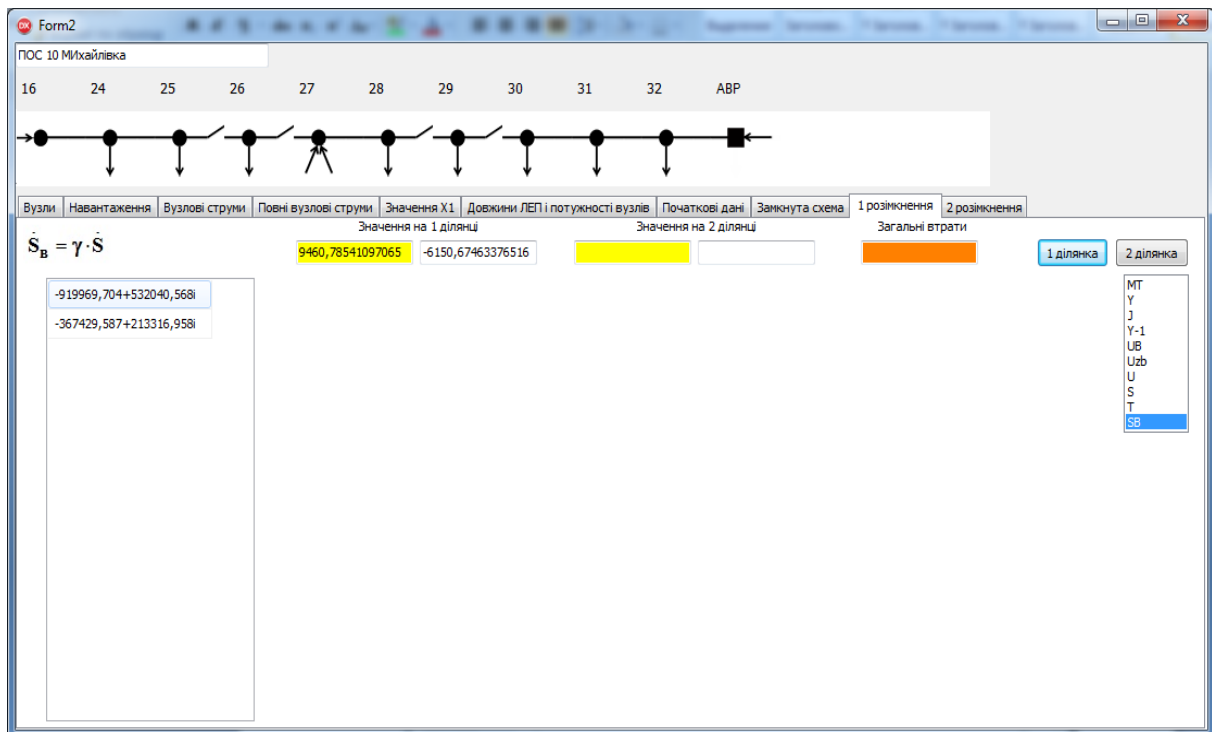


Рисунок 2.9 – Розрахунок втрат активної потужності при замкненій мережі

Вкладки «1 розімкнення» (розімкнення першим КАСМ), «2 розімкнення» (розімкнення другим КАСМ) відображаються результати розрахунку втрат у схемі після розмикання першим та другим КАСМ. Є можливість перегляду результатів розрахунку параметрів режиму у кожній з двох ділянок, що утворюються в результаті розмикань.

Втрати потужності визначаються відповідно у першій ділянці (до КАСМ) та другій (після КАСМ), потім активні складові цих втрат сумуються. Також є можливість переглянути проміжні результати розрахунку, математичні вирази, за якими були виконані розрахунки. Результати розрахунків показано на рис. 2.10.

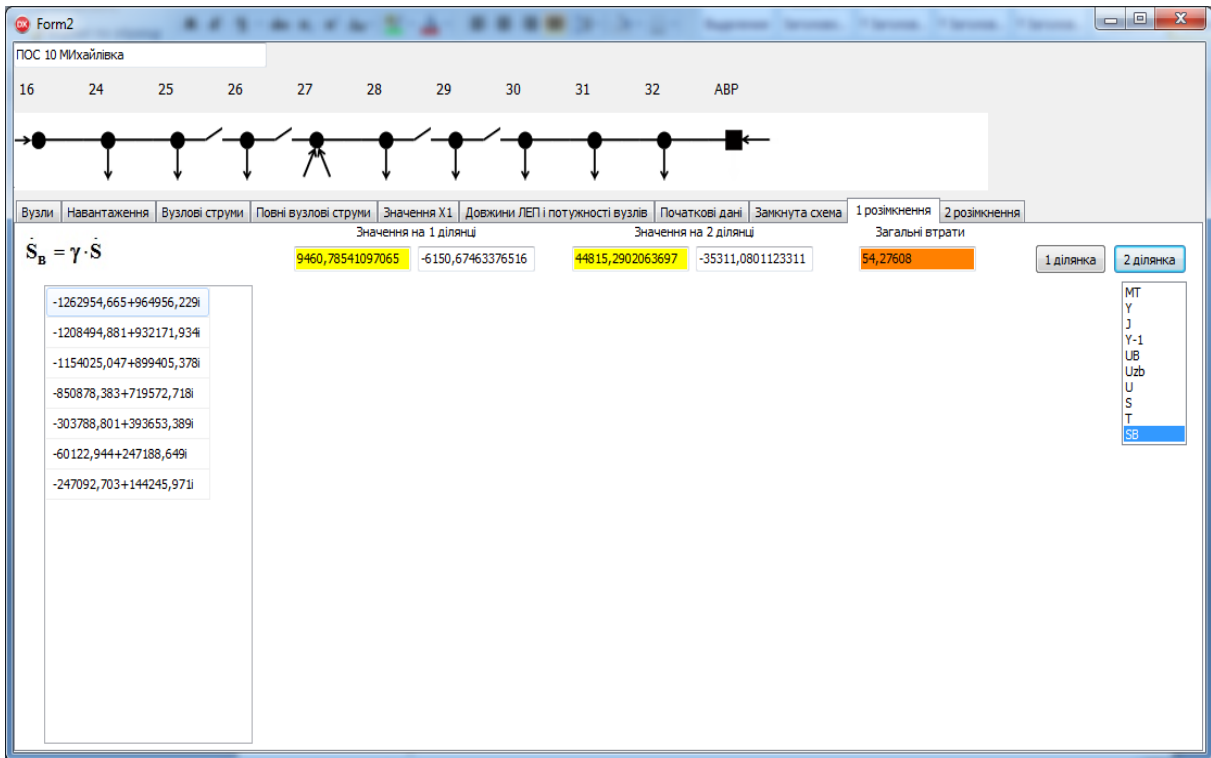
Отже, як результат роботи програми отримуємо значення втрат активної потужності при розмиканні схеми різними КАСМ, а порівнявши ці результати, можна визначити, яким саме КАСМ потрібно робити розмикання з покращення надійності електропостачання та зменшення втрат активної потужності.



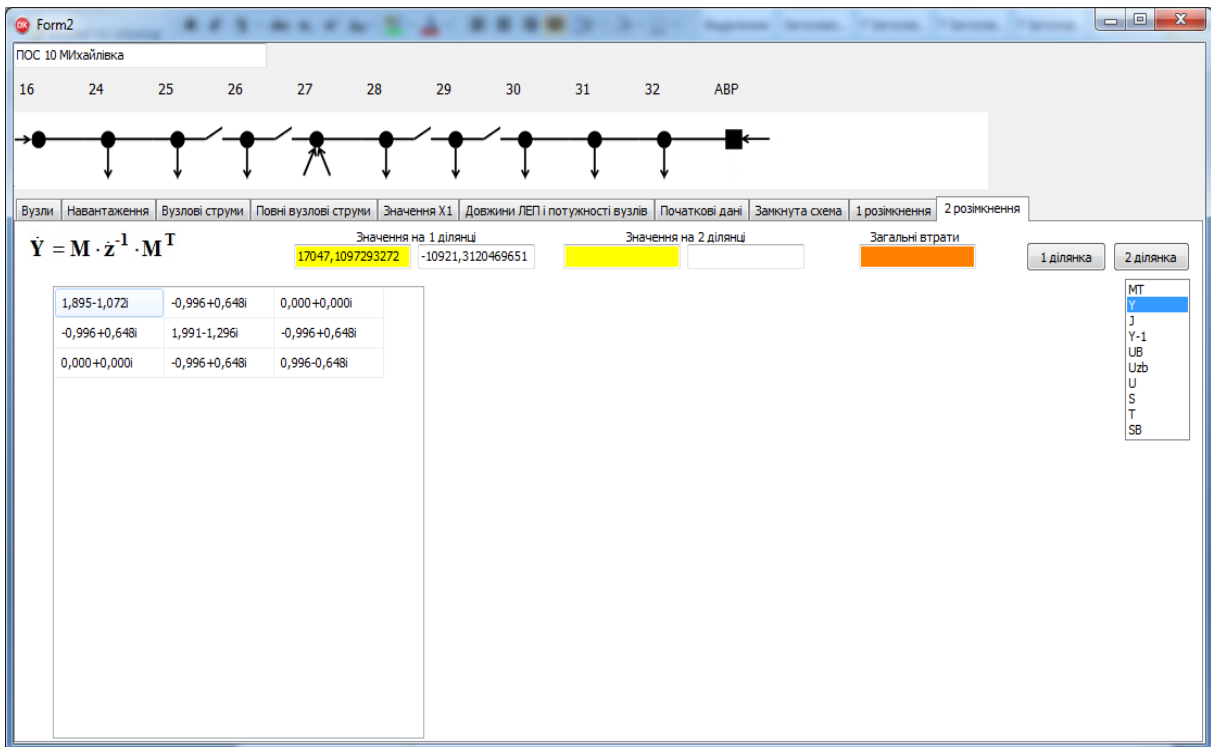
a)

Рисунок 2.10 – Розрахунок втрат активної потужності при розмиканні КАСМ:

- а) втрати потужності у першій ділянці при розмиканні КАСМ1;
- б) втрати потужності у другій ділянці при розмиканні КАСМ1;
- в) втрати потужності у першій ділянці при розмиканні КАСМ2;
- г) втрати потужності у другій ділянці при розмиканні КАСМ2

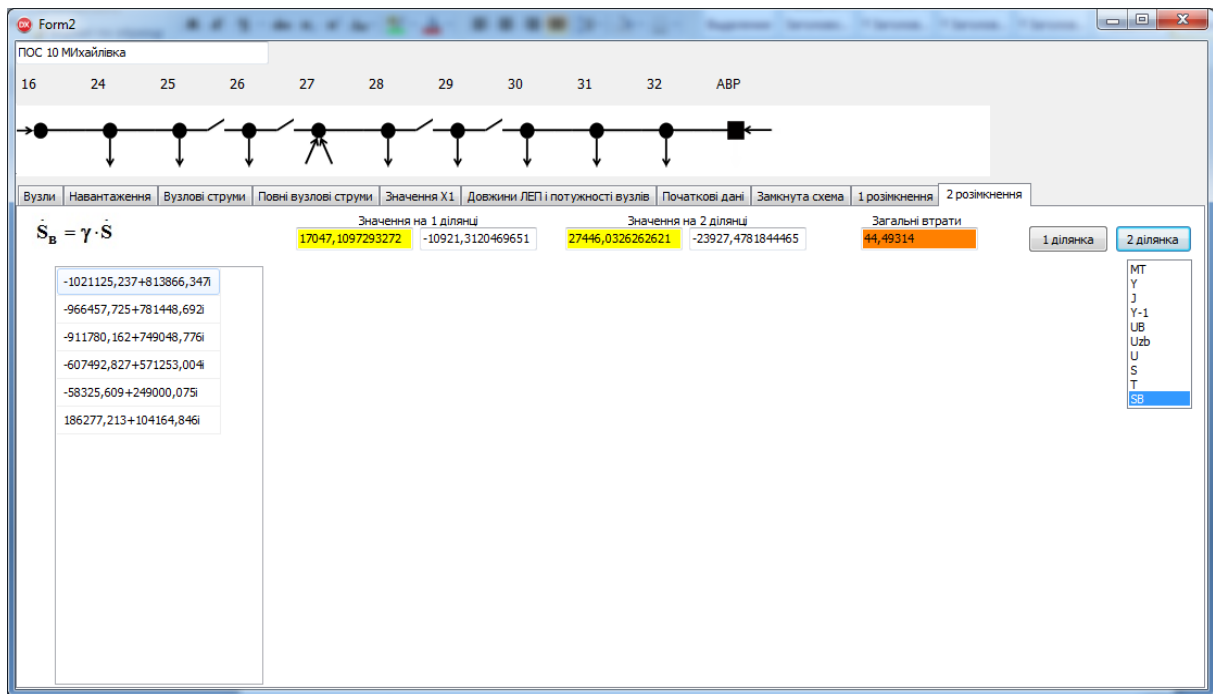


б)



в)

Рисунок 2.10, аркуш 2



г)

Рисунок 2.10, аркуш 3

Розрахунок двох частин схеми після розмикання необхідний з метою визначення такої потужності ВДЕ, що експлуатуються в мережі, за яких показники якості електричної енергії, а саме напруги у вузлах схеми, будуть у межах установлених нормативних значень і втрати потужності будуть найменшими.

3 ЗАВДАННЯ ДО ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

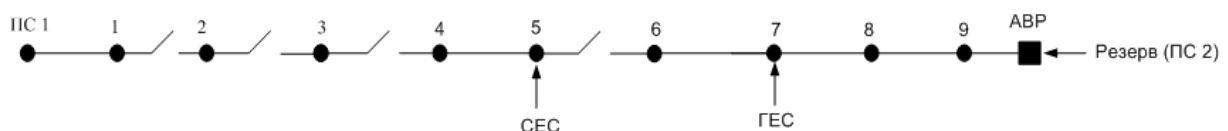
Студенти денної та заочної форми навчання виконують завдання відповідності до номера варіанта (табл. 3.1).

Номер варіанта до лабораторної роботи студента відповідає номеру студента у списку підгрупи, який є у старости групи і має бути узгоджений з викладачем.

3.1 Завдання 1

Дано

1. Схема розподільної електричної мережі (див. рис. 3.1), в якій передбачено двостороннє живлення. Також в мережі експлуатуються різнотипні розосереджені джерела енергії.



2. Потужності генерування розосереджених джерел енергії та напруга базисного вузла наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Потужності генерування розосереджених джерел енергії

№ варіанта	Напруга базисного вузла, кВ	Потужність генерування СЕС, МВт	Потужність генерування ГЕС, МВт
1	10,1	3,4	0,25
2	10,2	2,5	0,36
3	10,3	3,1	0,2
4	10,4	6,5	0,27
5	10,5	8,85	0,38
6	10,6	5,42	0,45
7	10,7	6,85	0,34
8	10,8	5,87	0,6
9	10,75	6,9	0,85
10	10,55	6,7	0,4
11	10,35	4,5	612
12	10,4	3,8	0,34
13	10,65	5,8	0,44
14	10,77	6,87	0,37

2. Параметри схеми наведені в табл. 3.2 та 3.3.

Таблиця 3.2 – Середньорічні навантаження вузлів схеми

ЛЕП		Марка проводу	Довжина ЛЕП, км	Наявність лінійного роз'єднувача
Початок	Кінець			
ПС1	1	АС-120	1,5	
1	2	АС-50	1,17	+
2	3	АС-50	1,15	+
3	4	АС-35	1,15	+
4	5	АС-35	1,27	
5	6	АС-35	1,2	+
6	7	АС-35	0,75	
7	8	АС-50	0,53	
8	9	АС-50	1,15	
9	АВР	АС-120	1	

Таблиця 3.3 – Параметри вузлів навантажень

Вузол умовної схеми	Навантаження, МВт
ПС1	0,2+0,11i
1	0,3+0,17i
2	0,4+0,23i
3	0,4+0,23i
4	0,6+0,34i
5	0,09+0,05i
6	0,9+0,51i
7	0,5+0,28i
8	0,5+0,28i
9	0,09+0,05i

Завдання

1. Визначити раціональне місце встановлення КАСМ.
2. Визначити, яким з наявних КАСМ доцільно робити розмикання за критерієм мінімуму втрат активної потужності в мережі.

3.2 Завдання 2

Дайте письмові відповіді на запитання:

1. Що Вам відомо про локальні електричні системи?
2. Які типи розосереджених джерел генерування Вам відомі?
3. Поясніть необхідність секціонування ліній електропередачі з двостороннім живленням.
4. Назвіть основні види комутаційних апаратів для електричних мереж середніх напруг.
5. Що Вам відомо про секційні реклоузери? Які їхні переваги?
6. Алгоритм визначення раціонального місця секціонування розподільної мережі.
7. Яким чином може бути розподілена потужність уздовж лінії електропередач?
8. Що характеризує коефіцієнт λ ? Яких значень може набувати?
9. За яким виразом визначається розрахункове значення очікуваного недовідпуску електричної енергії ΔW_{Σ} для мережі безкомутаційних апаратів?
10. Наведіть приклад розрахунку втрат активної потужності в мережі, якщо відомо: вектор-стовпець задаючих струмів у вузлах, перша матриця інциденцій та вектор стовпець опорів віток схеми.
11. Що Вам відомо про точку поточкорозділу? Яким чином вона може бути визначена?

ЛІТЕРАТУРА

1. Кириленко О. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7.
2. Тугай Ю. І. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів / Ю. І. Тугай, В. В. Козирський, О. В. Гай, В. М. Бодунов // Технічна електродинаміка. – 2011. – № 5. – С. 63–67.
3. Кудря С. О. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні / С. О. Кудря // Вісник НАН України. – К. : 2015. – № 12. – С. 19–26.
4. Лежнюк П. Д. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах : монографія / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. – Вінниця : ВНТУ, 2014. – 204 с.
5. Ngamroo I. Robust coordinated control of electrolyzer and PSS for stabilization of microgrid based on PID-based mixed H_2/H_∞ control / I. Ngamroo // Renewable Energy. – 2012. – № 45. – Pp. 16–23.
6. Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію для суб'єктів господарювання та надбавки до «зелених» тарифів за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва : постанова НКРЕКП від 30.06.2016 № 1187 [Електронний ресурс] / Офіційний вісник України. – К. : Парлам. вид-во, 2016. – № 62. – С. 2127. – Режим доступу : <http://www.nerc.gov.ua/web/printable.php?id=20976&lang=UA>.
7. Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України : Типова фінансова модель СЕС приватного домогосподарства [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://saee.gov.ua/uk/newsletter/subscriptions>.
8. Реклоузер вакуумный РВА\TEL. [Электронный ресурс] / ООО "МК "Возрождение" – Режим доступа : http://tiu.ru/p96026382-reklouzer-pbatel.html#description_block.
9. Разъединители наружной установки на 10 кВ: каталог / ЗАО «ЗЭТО», Великие луки, 2010. – 18 с.
10. Auto Link. Single or three-phase electronic sectionaliser / Product offerings and features. ABB. – 2011.
11. Воротницкий В. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ / В. Воротницкий, С. Бузин // Новости электротехники. – 2005. – №3 (33). – С. 28–31.
12. Буйний Р. О. Методичні рекомендації з побудови схем секціонування розподільних електричних мереж напругою 6–10 кВ / Р. О. Буйний, В. В. Зорін, А. О. Квицинський // Электрические сети и системы. – К. : – 2015. – № 6. – С. 22–32.

13. Побудова схем секціонування розподільної електричної мережі напругою 6–10 кВ. Методичні рекомендації: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-99:2014. – Офіц. вид. – К. : ТОВ «Торговий дім – «ЕЛВО-Україна», 2014. – 42 с.
14. Лежнюк П. Д. Оптимізація секціонування в локальних електричних мережах з різнотипними розподіленими джерелами енергії / П. Д. Лежнюк, І. О. Гунько, О. Є. Рубаненко, Ю. В. Малогулко // Техніка, енергетика, транспорт АПК. – Вінниця : ВНАУ. – 2016. – № 3 (95). – С. 74–82.
15. Лежнюк П. Д. Оптимізація секціонування в локальних електричних системах за критерієм втрат електричної потужності з урахуванням відмов / П. Д. Лежнюк, І. О. Гунько, О. Є. Рубаненко // Техніка, енергетика, транспорт АПК. – Вінниця : ВНАУ. – 2016. – № 2 (94). – С. 74–82.
16. Лежнюк П. Д. Оптимізація місць секціонування в локальних електричних системах енергопостачальних компаній / П. Д. Лежнюк, І. О. Гунько // Матеріали XIII Міжнар. конф. «Контроль і управління в складних системах». – Вінниця. – 2016. – С. 191–193.
17. Мусаев Т. Методика выбора оптимальной точки деления городской распределительной сети напряжением 6(10) кВ / Т. А. Мусаев // Энергетика Татарстана. – 2013. – № 2 (30). – С. 38–41.
18. Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических сетей / Н. А. Мельников. – М. : «Энергия», 1996. – 120 с.
19. Тугай Ю. І. Оптиміальне секціонування схем розподільних електричних мереж / Ю. І. Тугай, О. В. Гай // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2011. – № 28. – С. 10–14.
20. Лежнюк П. Д. Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом : монографія / П. Д. Лежнюк. – Вінниця : Універсум-Вінниця, 2003. – 131 с.
21. Дьяконов В. П. Mathcad 2000: учебный курс / Дьяконов В. П. – СПб. : Питер, 2000 – 592 с.
22. Лежнюк П. Д. Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом : монографія / Лежнюк П. Д. – Вінниця : Універсум-Вінниця, 2003. – 131 с.
23. Лежнюк П. Д. Оптимізація потужності гідроелектростанцій в локальній електричній системі з урахуванням чутливості втрат потужності в ній / П. Д. Лежнюк, І. О. Гунько, О. Є. Рубаненко, О. І. Казьмірук // Sciences of Europe. Technical science (Praha). – 2016. – №. 6 (6) – Рр. 28–38.
24. Лежнюк П. Д. Вплив розосереджених джерел енергії на оптимальний потокорозподіл в електричних мережах / П. Д. Лежнюк, І. О. Гунько // Вісник НТУ «ХП». – Харків : НТУ «ХП». – 2016. – № 18 (1190). – С. 86–91. – (Серія: Нові рішення в сучасних технологіях).
25. Лежнюк П. Д. Дослідження впливу ВДЕ та секціонування на режими роботи локальних електричних систем / П. Д. Лежнюк, І. О. Гунько // Наукові праці ВНТУ. – Вінниця : ВНТУ. – 2016. – № 2 – С. 74–82.

Додаток А

Розрахунок втрат активної потужності в Mathcad

$$z_b := \begin{pmatrix} 0.63 + 0.418i \\ 0.706 + 0.468i \\ 0.706 + 0.468i \\ 0.945 + 0.627i \\ 0.637 + 0.3i \\ 0.441 + 0.293i \\ 0.315 + 0.209i \\ 0.712 + 0.472i \\ 0.775 + 0.514i \\ 0.762 + 0.506i \end{pmatrix} \quad J_{\omega} := \begin{pmatrix} -51.962 - 29.445i \\ -34.641 - 19.63i \\ -23.094 - 13.279i \\ 37.528 - 21.278i \\ -23.094 - 13.279i \\ -51.962 - 29.445i \\ -28.868 - 16.166i \\ -5.196 - 2.944i \\ -5.196 - 2.944i \\ 90 + 31.68i \end{pmatrix}$$

$$z := \text{diag}(z_b)$$

$$Y_y := M \cdot z^{-1} \cdot M^T$$

$$J_y := J$$

$$U_y := Y_y^{-1} \cdot J_y$$

$$U_{z_b} := M^T \cdot U_y$$

$$U_1 := U_y + U_0$$

$$T_{\omega} := \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

	1
1	$1.073 \cdot 10^4 - 113.871i$
2	$1.074 \cdot 10^4 - 196.331i$
3	$1.076 \cdot 10^4 - 248.72i$
4	$1.081 \cdot 10^4 - 291.821i$
5	$1.08 \cdot 10^4 - 320.199i$
6	$1.081 \cdot 10^4 - 329.298i$
7	$1.082 \cdot 10^4 - 315.661i$
8	$1.087 \cdot 10^4 - 259.722i$
9	$1.092 \cdot 10^4 - 193.862i$
10	$1.097 \cdot 10^4 - 124.182i$

$$S_5 := \text{diag}(J) \cdot U_1$$

	1
1	$-9.885 \cdot 10^5 + 1.285i \cdot 10^6$
2	$-4.344 \cdot 10^5 + 9.633i \cdot 10^5$
3	$-6.634 \cdot 10^4 + 7.457i \cdot 10^5$
4	$1.789 \cdot 10^5 + 5.971i \cdot 10^5$
5	$-2.329 \cdot 10^5 + 3.781i \cdot 10^5$
6	$1.23 \cdot 10^4 + 2.272i \cdot 10^5$
7	$5.642 \cdot 10^5 - 1.082i \cdot 10^5$
8	$8.715 \cdot 10^5 - 2.922i \cdot 10^5$
9	$9.272 \cdot 10^5 - 3.256i \cdot 10^5$
10	$9.834 \cdot 10^5 - 3.587i \cdot 10^5$

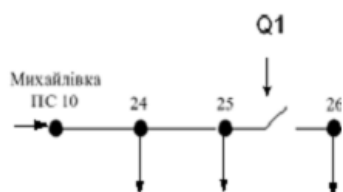
$$S_B := T \cdot S_5 =$$

$$\Delta P := \sum_{i=1}^{10} \left[(S_{B_i})^2 \cdot \frac{z_{b_i}}{(U_{1_i})^2} \right]$$

$$\Delta P = 2.125 \times 10^4 - 2.985i \times 10^4$$

Розмикаємо КАСМ2

Розраховуємо першу ділянку



$$M1 := \begin{pmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & -1 \end{pmatrix} \quad z_{b1} := \begin{pmatrix} 0.63 + 0.418i \\ 0.706 + 0.468i \\ 0.706 + 0.468i \end{pmatrix} \quad J1 := \begin{pmatrix} -51.962 - 29.445i \\ -34.641 - 19.63i \\ -23.094 - 13.279i \end{pmatrix}$$

$$z1 := \text{diag}(z_{b1})$$

$$Y_{y1} := M1 \cdot z1^{-1} \cdot M1^T$$

$$J_{y1} := J1$$

$$U_{y1} := Y_{y1}^{-1} \cdot J_{y1}$$

$$\Delta P = 1.469 \times 10^4 - 7.161i \times 10^3$$

$$U_{zb1} := M1^T \cdot U_{y1}$$

$$U_{11} := U_{y1} + U_0$$

$$U_{11} = \begin{pmatrix} 1.07 \times 10^4 - 85.136i \\ 1.067 \times 10^4 - 135.39i \\ 1.066 \times 10^4 - 155.573i \end{pmatrix}$$

$$T1 := \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

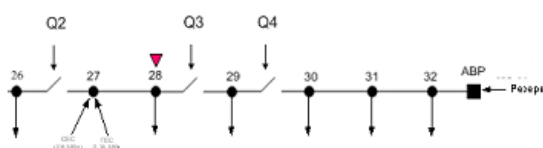
$$S6 := \text{diag}(J1) \cdot U_{11}$$

$$SB1 := T1 \cdot S6$$

$$SB1 = \begin{pmatrix} -1.164 \times 10^6 + 6.787i \times 10^5 \\ -6.112 \times 10^5 + 3.593i \times 10^5 \\ -2.442 \times 10^5 + 1.452i \times 10^5 \end{pmatrix}$$

$$\Delta P := \sum_{i=1}^3 \left[(SB1_i)^2 \cdot \frac{z_{b1_i}}{(U_{11_i})^2} \right]$$

Розраховуємо другу ділянку



$$M3 := \begin{pmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix} \quad z_{b3} := \begin{pmatrix} 0.762 + 0.506i \\ 0.775 + 0.514i \\ 0.712 + 0.472i \\ 0.441 + 0.293i \\ 0.441 + 0.293i \\ 0.637 + 0.3i \end{pmatrix} \quad J3 := \begin{pmatrix} -5.196 - 2.944i \\ -5.196 - 2.944i \\ -28.868 - 16.166i \\ -51.962 - 29.445i \\ -23.094 - 13.279i \\ 37.528 - 21.278i \end{pmatrix}$$

$$z3 := \text{diag}(z_{b3})$$

$$Y_{y3} := M3 \cdot z3^{-1} \cdot M3^T$$

$$J_{y3} := J3$$

$$U18 := Uy8 + U0$$

$$U18 = \begin{pmatrix} 1.071 \times 10^4 - 126.234i \\ 1.069 \times 10^4 - 249.605i \\ 1.067 \times 10^4 - 358.379i \\ 1.067 \times 10^4 - 410.222i \\ 1.068 \times 10^4 - 433.855i \\ 1.07 \times 10^4 - 451.538i \\ 1.068 \times 10^4 - 478.566i \end{pmatrix}$$

$$S8 := \text{diag}(\overline{J8}) \cdot U18$$

$$S8 = \begin{pmatrix} -5.53 \times 10^4 + 3.22i \times 10^4 \\ -5.481 \times 10^4 + 3.277i \times 10^4 \\ -3.022 \times 10^5 + 1.828i \times 10^5 \\ -5.422 \times 10^5 + 3.354i \times 10^5 \\ -2.408 \times 10^5 + 1.518i \times 10^5 \\ 4.11 \times 10^5 + 2.107i \times 10^5 \\ -2.404 \times 10^5 + 1.529i \times 10^5 \end{pmatrix}$$

$$Uy3 := Yy3^{-1} \cdot Jy3$$

$$Uzb3 := M3^T \cdot Uy3$$

$$U13 := Uy3 + U0$$

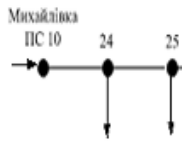
$$U13 = \begin{pmatrix} 1.073 \times 10^4 - 104.429i \\ 1.071 \times 10^4 - 205.639i \\ 1.07 \times 10^4 - 294.058i \\ 1.071 \times 10^4 - 333.279i \\ 1.072 \times 10^4 - 344.289i \\ 1.075 \times 10^4 - 346.585i \end{pmatrix}$$

$$S7 := \text{diag}(\overline{J3}) \cdot U13$$

$$S7 = \begin{pmatrix} -5.542 \times 10^4 + 3.212i \times 10^4 \\ -5.506 \times 10^4 + 3.261i \times 10^4 \\ -3.042 \times 10^5 + 1.815i \times 10^5 \\ -5.464 \times 10^5 + 3.325i \times 10^5 \\ -2.43 \times 10^5 + 1.503i \times 10^5 \\ 4.109 \times 10^5 + 2.158i \times 10^5 \end{pmatrix}$$

Розрахунок для КАСМ 1

Розрахунок першої ділянки



$$M4 := \begin{pmatrix} -1 & 1 \\ 0 & -1 \end{pmatrix} \quad z_{b4} := \begin{pmatrix} 0.63 + 0.418i \\ 0.706 + 0.468i \end{pmatrix} \quad J4 := \begin{pmatrix} -51.962 - 29.445i \\ -34.641 - 19.63i \end{pmatrix}$$

$$z4 := \text{diag}(z_{b4})$$

$$Y_{y4} := M4 \cdot z4^{-1} \cdot M4^T$$

$$J_{y4} := J4$$

$$U_{y4} := Y_{y4}^{-1} \cdot J_{y4}$$

$$U_{zb4} := M4^T \cdot U_{y4}$$

$$U_{14} := U_{y4} + U_0$$

$$U_{14} = \begin{pmatrix} 1.071 \times 10^4 - 67.117i \\ 1.069 \times 10^4 - 97.188i \end{pmatrix}$$

$$T4 := \begin{pmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 1 \end{pmatrix}$$

$$S7 := \text{diag}(\overline{J4}) \cdot U_{14}$$

$$SB4 := T4 \cdot S7$$

$$SB4 = \begin{pmatrix} -9.228 \times 10^5 + 5.319i \times 10^5 \\ -3.684 \times 10^5 + 2.132i \times 10^5 \end{pmatrix}$$

$$\Delta P := \sum_{i=1}^2 \left[(SB4_i)^2 \cdot \frac{z_{b4_i}}{(U_{14_i})^2} \right]$$

$$\Delta P = 7.958 \times 10^3 - 3.817i \times 10^3$$

$$0.035 \cdot 1000000 = 3.5 \times 10^4$$

Розрахунок другої ділянки



$$\mathbf{M8} := \begin{pmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix} \quad \mathbf{zb8} := \begin{pmatrix} 0.762 + 0.506i \\ 0.775 + 0.514i \\ 0.712 + 0.472i \\ 0.441 + 0.293i \\ 0.441 + 0.293i \\ 0.637 + 0.3i \\ 0.945 + 0.627i \end{pmatrix} \quad \mathbf{J8} := \begin{pmatrix} -5.196 - 2.944i \\ -5.196 - 2.944i \\ -28.868 - 16.166i \\ -51.962 - 29.445i \\ -23.094 - 13.279i \\ 37.528 - 21.278i \\ -23.094 - 13.279i \end{pmatrix}$$

$$\mathbf{z8} := \text{diag}(\mathbf{zb8})$$

$$\mathbf{Yy8} := \mathbf{M8} \cdot \mathbf{z8}^{-1} \cdot \mathbf{M8}^T$$

$$\mathbf{Jy8} := \mathbf{J8}$$

$$\mathbf{Uy8} := \mathbf{Yy8}^{-1} \cdot \mathbf{Jy8}$$

$$\mathbf{Uzb8} := \mathbf{M8}^T \cdot \mathbf{Uy8}$$

$$\mathbf{U18} := \mathbf{Uy8} + \mathbf{U0}$$

$$\mathbf{U18} = \begin{pmatrix} 1.071 \times 10^4 - 126.234i \\ 1.069 \times 10^4 - 249.605i \\ 1.067 \times 10^4 - 358.379i \\ 1.067 \times 10^4 - 410.222i \\ 1.068 \times 10^4 - 433.855i \\ 1.07 \times 10^4 - 451.538i \\ 1.068 \times 10^4 - 478.566i \end{pmatrix}$$

$$\mathbf{S8} := \text{diag}(\overline{\mathbf{J8}}) \cdot \mathbf{U18}$$

$$\mathbf{S8} = \begin{pmatrix} -5.53 \times 10^4 + 3.22i \times 10^4 \\ -5.481 \times 10^4 + 3.277i \times 10^4 \\ -3.022 \times 10^5 + 1.828i \times 10^5 \\ -5.422 \times 10^5 + 3.354i \times 10^5 \\ -2.408 \times 10^5 + 1.518i \times 10^5 \\ 4.11 \times 10^5 + 2.107i \times 10^5 \\ -2.404 \times 10^5 + 1.529i \times 10^5 \end{pmatrix}$$

Навчальне видання

Методичні вказівки
до виконання лабораторної роботи з дисципліни
«Комп'ютерні системи діагностування електрообладнання»
для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
на тему «Визначення місць секціонування розподільних
електричних мереж»

Укладачі: Петро Дем'янович Лежнюк,
Олександр Євгенійович Рубаненко,
Ірина Олександрівна Гунько

Рукопис оформлено І. Гунько

Редактор О. Ткачук

Оригінал-макет підготовлено О. Ткачуком

Підписано до друку 31.08.2018.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний. Ум. друк. арк. 1,8.
Наклад 40 (1-й запуск 1–20) пр. Зам. № 2018-147.

Видавець та виготовлювач
Вінницький національний технічний університет,
інформаційний редакційно-видавничий центр.

ВНТУ, ГНК, к. 114.
Хмельницьке шосе, 95,
м. Вінниця, 21021.
Тел. (0432) 65-18-06.
press.vntu.edu.ua;
E-mail: kivc.vntu@gmail.com.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.