

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Коберник Владислав Анатолійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Оцінка впливу різних факторів на значення опорів і провідностей
високовольтної лінії електропередач
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Коберник В.А.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Соколовський Олег Феліксович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,

автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2024

АНОТАЦІЯ

Коберник А.В. Оцінка впливу різних факторів на значення опорів і провідностей високовольтної лінії електропередач. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2024.

Метою кваліфікаційної роботи є оцінка впливу різних факторів на значення опорів і провідностей високовольтної лінії електропередач.

Основним завданням яке вирішувалося в роботі проведення аналізу залежності погонних поздовжніх та поперечних параметрів ПЛ від погодних умов та питомого опору землі.

Ключові слова: лінія електропередачі, параметри схеми заміщення, провідність землі.

ABSTRACT

Kobernyk A.V. Assessment of the influence of various factors on the values of resistances and conductances of high-voltage power lines. Qualifying work for obtaining a bachelor's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2024.

The purpose of the qualification work is to assess the influence of various factors on the values of resistances and conductances of high-voltage power lines.

The main task that was solved in the work was the analysis of the dependence of the linear longitudinal and transverse parameters of the PL on weather conditions and the specific resistance of the earth.

Key words: power transmission line, parameters of the substitution circuit, ground conductivity.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ПАРАМЕТРИ ТА СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	6
1.1 Активний опір лінії електропередачі.	7
1.2 Індуктивний опір лінії електропередачі	9
1.3 Ємнісна та активна провідності лінії електропередачі	11
Висновки по розділу 1	16
РОЗДІЛ 2 ВПЛИВ КЛІМАТИЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЗМІНУ ПАРАМЕТРІВ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ	17
2.1 Вплив кліматичних факторів на активний опір проводу	17
2.2 Вплив кліматичних факторів на поперечні параметри лінії	22
Висновки по розділу 2	26
РОЗДІЛ 3 ВПЛИВ ПРОВІДНОСТІ ЗЕМЛІ НА ЗМІНУ ПАРАМЕТРІВ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ	27
Висновки по розділу 3	34
ВИСНОВКИ	35
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	36

ВСТУП

Повітряна лінія електропередачі характеризуються наступними параметрами: питомий активний опір R , питомий реактивний опір X , питома активна провідність G і питома реактивна провідність B , як правило, ці параметри відносять до одиниці довжини повітряної лінії і в розрахунках приймають погонні значення відповідно R_0 , X_0 , G_0 , B_0 . При аналізі ліній електропередачі використовуються табличні наближені значення поздовжніх і поперечних параметрів у схемах заміщення, хоча рішення задач у неспрощеному вигляді призводить до суттєвих уточнень відомих рішень .

Питомий активний опір визначається перетином провідника та питомим опором матеріалу. Дані, що наводяться в довідковій літературі, розраховані на температуру повітря 20°C , не враховують сезонні зміни температури навколишнього середовища, властиві практично для більшої частини України.

Температура проводів повітряної лінії електропередачі залежить від умов охолодження в навколишньому середовищі (температури повітря, швидкості вітру) і струму, що протікає по них.

При малих і середніх струмах від допустимого, що проходять по повітряній лінії і невеликих вітрових навантаженнях значні зміни температури проводу відбуваються в основному через коливання температури навколишнього середовища.

Питомий реактивний опір залежить від потокозчеплення, яке у свою чергу залежить від взаємного розташування проводів при врахуванні пронизування магнітним потоком поверхні землі.

При наближеному аналізі параметрів повітряної лінії електропередачі провідність землі береться як нескінченна величина і внаслідок цього припущення передбачається, що весь струм зосереджений на поверхні. Насправді струм проникає на певну глибину, що залежить від опору ґрунту і при обліку, що ґрунт однорідний, зменшується в міру віддалення від дроту вглиб та в обидва боки.

Відповідно до вище сказаного **метою кваліфікаційної роботи** є оцінка впливу різних факторів на значення опорів і провідностей високовольтної лінії електропередач.

Об'єктом дослідження являються поперечні та подовжні параметри повітряних ліній електропередачі.

Основним завданням яке вирішувалося в роботі проведення аналізу залежності погонних подовжніх та поперечних параметрів ПЛ від погодних умов та питомого опору землі.

При виконанні роботи були **використані методи** аналізу та математичного моделювання.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

Коберник В.А. ВПЛИВ КЛІМАТИЧНИХ ФАКТОРІВ НА АКТИВНИЙ ОПІР ПРОВОДУ

Студентські наукові читання : збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками I-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 20 березня 2024 р. Житомир: Поліський національний університет, 2024. 129 с.

Соколовський О. Ф., Коберник В.А. ВПЛИВ КЛІМАТИЧНИХ ФАКТОРІВ НА ПОПЕРЕЧНІ ПАРАМЕТРИ ЛІНІЇ

Студентські наукові читання : збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками I-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 20 березня 2024 р. Житомир: Поліський національний університет, 2024. 134 с.

РОЗДІЛІ

ПАРАМЕТРИ ТА СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЛІНІЙ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Лінії електропередачі характеризуються параметрами (опорами і провідностями), рівномірно розподіленими по довжині лінії. Розрахунок ЛЕП з урахуванням розподіленості параметрів складний, і застосовується тільки для дуже протяжних електропередач надвисокої напруги, довжина яких можна порівняти з довжиною хвилі.

Переважає більшість ЛЕП в електричних енергосистемах (ЕЕС) мають довжини, значно менші довжини хвилі. Врахування розподіленості параметрів цих ліній значно ускладнює розрахунки при несуттєвому підвищенні точності (1-2%). Тому розрахунок ЛЕП довжиною до 300 км виконують за умови припущення про зосередженість її параметрів [1].

Подання елемента електричної мережі його параметрами називається схемою заміщення. При розрахунках симетричних режимів схеми заміщення складаються однієї фази.

Повітряні та кабельні ЛЕП при розрахунках електричних мереж є у загальному випадку П-подібною схемою заміщення (рис. 1.1). Така схема є найбільш зручною розрахунковою моделлю лінії, що відображає основні характеристики процесів, що відбуваються в ній.

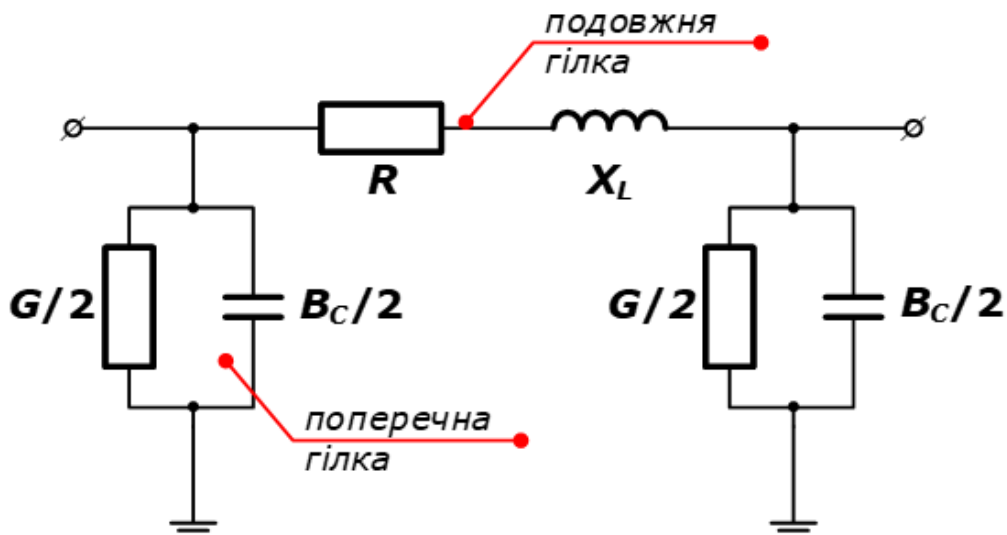


Рисунок 1.1. Схема заміщення високовольтної ЛЕП

Схема заміщення ЛЕП (див. рис. 1.1) складається з однієї поздовжньої гілки та двох поперечних гілок. Відповідно до цього розрізняють подовжні і поперечні параметри ліній. Поздовжні параметри це активний R і індуктивний X_L опори однієї фази лінії, поперечні - активна G і ємнісна B_C провідності між фазою і землею (точкою нульового потенціалу). Поздовжні параметри R і X_L представлені зосередженими в середині лінії, поперечні B_C і G - зосередженими по кінцях лінії, тому провідність кожної поперечної гілки буде в два рази менше повної провідності лінії.

Оскільки довжини ЛЕП різні, вводять поняття погонних параметрів, тобто параметрів, наведених до одиниці довжини лінії, – до одного кілометра. Погонні параметри ЛЕП різної конструкції, різних напружень, з різними перерізами провідників фаз наводяться в довідковій літературі, наприклад, в [2].

1.1 Активний опір лінії електропередач.

Провідникові матеріали (алюміній, мідь, сплави на їх основі), що використовуються для проводів повітряних ліній і жил кабельних ліній, мають електричний опір. При протіканні по лінії струму в цьому опорі втрачається активна потужність, що йде на нагрівання матеріалу провідника.

Розрізняють два види електричного опору: омичний та активний. Омичний опір це опір провідника постійному струму, активний - змінному струму. Активний опір більший за омичний через поверхневий ефект, проте для промислової частоти 50 Гц цей ефект проявляється незначно, відмінність омичного та активного опорів не перевищує 0,5 % і цією відмінністю зазвичай нехтують[4]. Для проводів великого перерізу (500 мм² і більше) явище поверхневого ефекту при промислових частотах значне.

Активний опір ЛЕП залежить від матеріалу, перерізу та температури проводу.

Активний погонний опір, Ом/км, визначають за формулою[5]:

$$R_0 = \frac{\rho}{s}, \quad (1.1)$$

де ρ – питомий активний опір матеріалу проводу, Ом·мм²/км; s – переріз фазного проводу (жили), мм². Для технічного алюмінію в залежності від марки ρ становить від 29,5 до 31,5 Ом·мм²/км, для міді – від 18 до 19 Ом·мм²/км. Значення R_0 для проводів повітряних ЛЕП та жил кабельних ЛЕП різних перерізів із різних матеріалів наводиться у довідниках.

Залежність R_0 від s , побудована за формулою (1.1), обернено пропорційна перерізу проводу, яскраво виражена при малих перерізах, коли R_0 має великі значення, і мало помітна при великих перерізах проводів (рис. 1.2). Поздовжній активний опір ЛЕП (R на рис. 1.1) становить [2]:

$$R = R_0 \cdot l,$$

де l - довжина лінії, км.

Для повітряних ЛЕП застосовуються, головним чином, сталевалю-міневі та алюмінієві проводи. У сталевалюмінієвих проводів не беруть до уваги опір сталевого сердечника - вважається, що струм протікає тільки по алюмінієвій частині проводу, отже активний опір алюмінієвого і сталевалюмінієвого проводів при однакових перерізах алюмінієвої частини рівні.

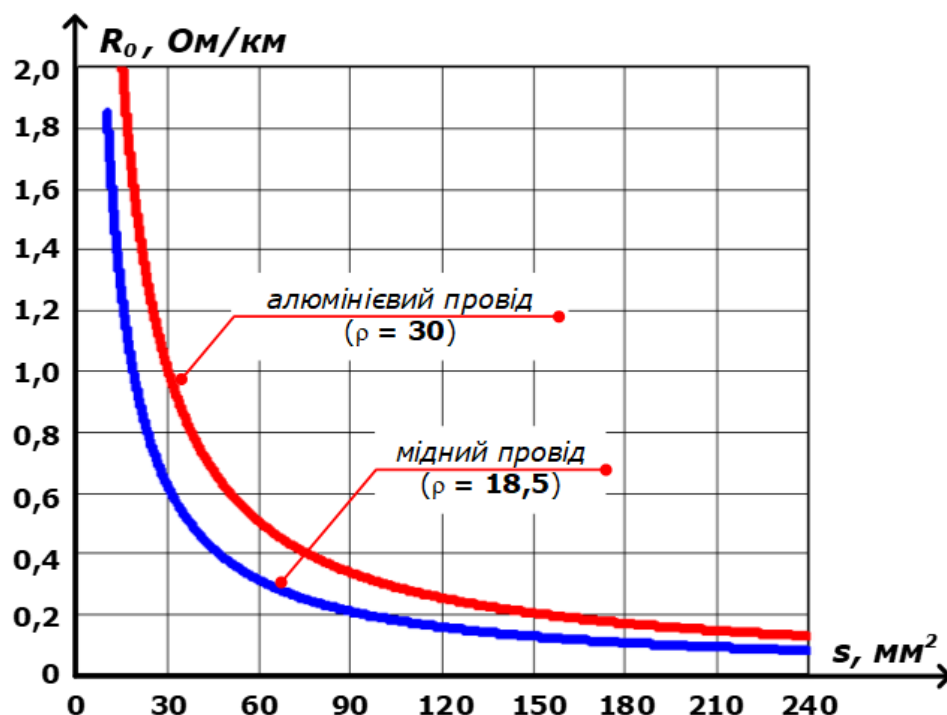


Рисунок 1.2. Залежність активного опору проводів ЛЕП від їх поперечного перерізу

Залежність активного опору провідника від його температури T має вигляд[8]:

$$R_{T^{\circ}} = R_{20^{\circ}} \left[1 + \alpha (T^{\circ} - 20^{\circ}) \right], \quad (1.1)$$

де α – температурний коефіцієнт зміни опору, $1/^{\circ}\text{C}$ (для мідних, алюмінієвих та сталевих $\alpha = 0,00403$, для сталевих $\alpha = 0,00455$); – нормативний опір провідника при 20°C .

Фактична температура проводу T° визначається температурою навколишнього повітря (середовища), швидкістю вітру (інтенсивністю охолодження) і значенням струму, що проходить по провіднику. У реальному діапазоні зміни температури провідника його опір змінюється незначно, тому при виконанні інженерних розрахунків температурною зміною, як правило, нехтують. Необхідність уточнення активного опору за формулою (1.1) може виникнути при розрахунку сезонних електричних режимів.

1.2 Індуктивний опір лінії електропередачі

Індуктивний опір лінії електропередачі одиночного провідника визначається електрорушійною силою (е.р.с.) самоіндукції, що наводиться в цьому провіднику змінним магнітним полем, яке виникає всередині та поза провідником при протіканні по ньому змінного струму. Е.Р.С. самоіндукції спрямована, згідно з правилом Ленца, протилежно е.р.с. джерела. Протидія, яку чинить е.р.с. самоіндукції зміни е.р.с. джерела відповідно зумовлює виникненню опору провідника.

У трифазній системі змінного струму в кожному фазному проводі додатково наводяться е.р.с. взаємоіндукції від проводів двох інших фаз, тобто. індуктивний опір проводу однієї фази визначається результуючої е.р.с. При симетричному розташуванні фазних проводів, наприклад, по вершинах рівностороннього трикутника, що результує е.р.с. у всіх фазах однакова, а

отже, однакові пропорційні їй індуктивні опори фаз. При горизонтальному розташуванні фазних проводів е.р.с. взаємоіндукції проводів крайніх фаз відрізнятимуться від е.р.с. взаємоіндукції середнього проводу. Відповідно будуть відрізнятися і індуктивні опори фазних проводів, що при досить великій довжині лінії призведе до несиметрії напруг фаз. Щоб уникнути цього, виконується транспозиція проводів повітряних ЛЕП – зміна їх взаємного розташування з метою вирівнювання індуктивних опорів і, отже, напруг різних фаз. Зміна розташування проводів виконується через кожен третину довжини лінії.

Поганий індуктивний опір, Ом/км, для проводів повітряних ЛЕП з немагнітного матеріалу (алюміній, мідь) при частоті струму 50 Гц визначається за емпіричною формулою [7]:

$$X_{L_0} = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{d_{cp}}{r}\right) + 0,016, \quad (1.3)$$

де d_{cp} - середньгеометрична відстань між проводами, м; r – радіус дроту, м.

Середньгеометрична відстань між проводами фаз А, В та С при їх довільному розташуванні визначається як:

$$d_{cp} = \sqrt[3]{d_{AB} \cdot d_{AC} \cdot d_{BC}},$$

де d_{AB} , d_{AC} , d_{BC} – відстані між відповідними фазами.

При розташуванні фаз у вершинах рівностороннього трикутника зі стороною d величина d_{cp} дорівнює d . При горизонтальному розташуванні фаз при відстані між сусідніми фазами величина d_{cp} дорівнює $d \cdot \sqrt[3]{2}$.

Зі зменшенням відстані між фазами зростає вплив е.р.с. взаємоіндукції та індуктивний опір знижується. У кабельних ліній з малими відстанями між струмопровідними жилами (на два порядки менше, ніж у повітряних) індуктивний опір у 3-5 разів менше, ніж у повітряних. Тому визначення кабельних ліній формула (1.3) не застосовується, так як вона не враховує

конструктивних особливостей кабелів. При розрахунках користуються заводськими та довідковими даними про індуктивний опір кабелів.

Індуктивний опір ЛЕП (X_L на рис. 1.1) становить [7]:

$$X_L = X_{L0} \cdot l.$$

Слід зазначити, що відстань між фазами ЛЕП у кожному класі напруги, особливо для повітряних ліній, практично однакова. Тому для ліній традиційного виконання (без глибокого розщеплення фаз та спеціальних конструкцій опор) реактивні параметри мало залежать від конструктивних характеристик ліній. Відношення відстані між фазами і радіусом проводів у формулі (1.3) практично незмінне, через те що при виконанні повітряних ліній 35-220 кВ одиночними проводами їх погонний індуктивний опір змінюється у вузьких межах: $X_{L0} = 0,40-0,44$ Ом/км. Вплив зміни радіусу жил кабелю на X_{L0} більш помітно, ніж у повітряних ЛЕП, для кабельних ліній маємо ширший діапазон зміни індуктивного опору: $X_{L0} = 0,06-0,15$ Ом/км. Для кабельних ліній всіх марок і перерізів напругою 0,38-10 кВ індуктивний опір лежить у вужчому інтервалі ($X_{L0} = 0,06-0,10$ Ом/км) і визначається з таблиць фізико-технічних даних кабелів.

1.3 Ємнісна та активна провідності лінії електропередачі

Ємнісна провідність лінії електропередачі обумовлена ємностями між фазами, а також між фазними проводами (жилами) та землею. Ємності трифазних ЛЕП, повітряної та кабельної, показані на рис. 1.3-а та рис. 1.3-б відповідно. У схемі заміщення однієї фази ЛЕП використовується ємнісна провідність (див. B_C на рис. 21), що відповідає робочій ємності плеча еквівалентної зірки, отриманої з перетворення трикутника ємнісних провідностей (рис. 1.4) [1]:

$$C = C_{A0} + 3 \cdot C_{AB}$$

У практичних розрахунках погонну ємність повітряної ЛЕП, Ф/км, визначають за такою формулою:

$$C_0 = \frac{0,024}{\lg\left(\frac{d_{cp}}{r}\right)} \cdot 10^{-6} \quad (1.4)$$

де d_{cp} - середньгеометрична відстань між проводами, м; r - радіус проводу, м.

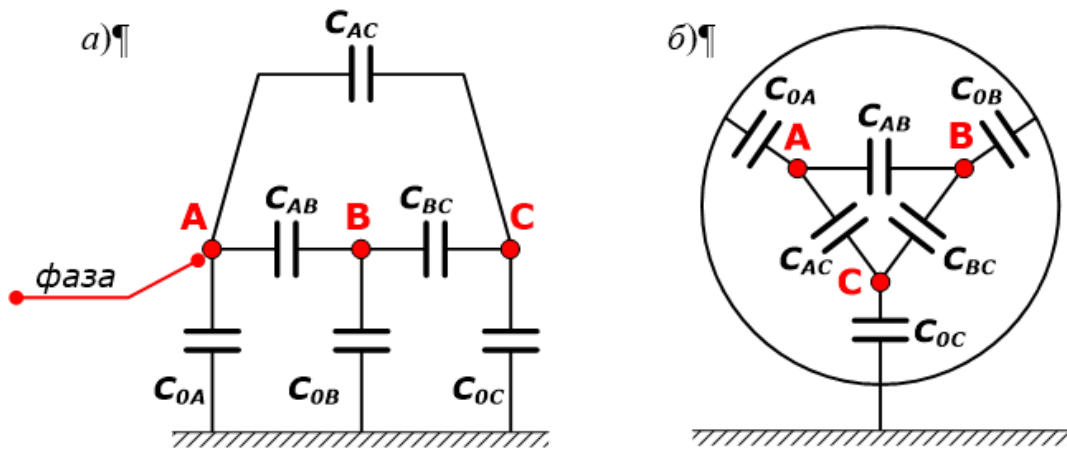


Рисунок 1.3. Ємності трифазної лінії електропередач

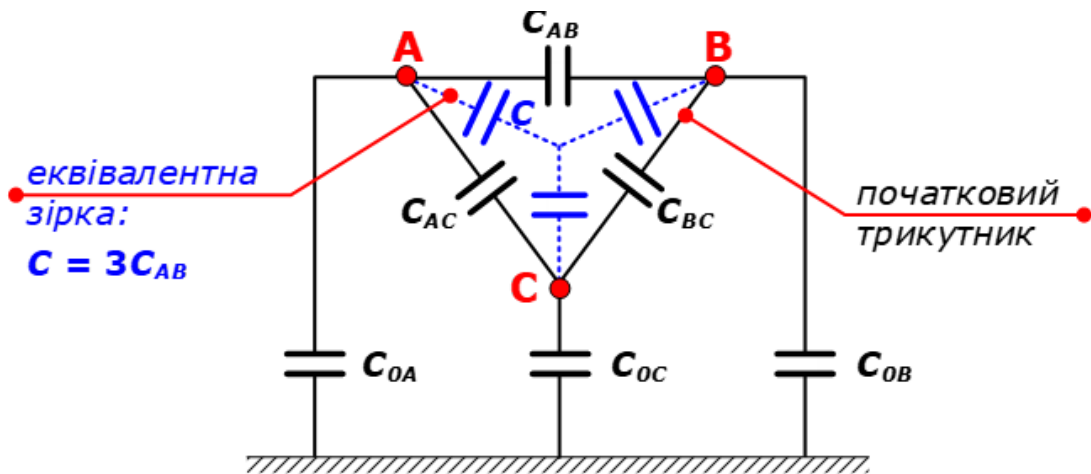


Рисунок 1.4.Схема заміщення ємностей однієї фази.

Погонна ємність кабельних ЛЕП істотно вище, ніж у повітряних: жили кабелю дуже близькі одна до одної і до заземлених металічних оболонок. Крім того, діелектрична проникність кабельної ізоляції значно більша за одиницю – діелектричної проникності повітря. Велика різноманітність конструкцій кабелів ускладнює визначення погонної ємності, через що на практиці

користуються даними експлуатаційних або заводських вимірів (див., наприклад в [9]).

Ємнісна погонна провідність повітряних та кабельних ЛЕП, См/км, визначається за загальною формулою [1]:

$$B_{C_0} = \omega \cdot C_0,$$

звідки, з урахуванням (1.4), для повітряної лінії при частоті 50 Гц маємо [2]:

$$B_{C_0} = 2 \cdot \pi \cdot \omega \cdot \frac{0,024}{\lg\left(\frac{d_{cp}}{r}\right)} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg\left(\frac{d_{cp}}{r}\right)} \cdot 10^{-6}, \quad (1.5)$$

Як уже зазначалося, ємнісна провідність КЛ залежить від конструкції кабелю і вказується заводом виробником, але для орієнтовних розрахунків вона може бути оцінена за формулою (1.5).

Під дією прикладеної до лінії напруги через ємності ліній протікають ємнісні (зарядні) струми. Погонне значення ємнісного струму, кА/км, становить:

$$I_{C_0} = U_\phi \cdot B_{C_0} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot U \cdot B_{C_0},$$

де U_ϕ - діючі значення напруги трифазної мережі; U - лінійне (міжфазне) значення напруги. Погонна реактивна потужність трифазної ЛЕП, що відповідає ємнісному струму, частіше звана *погонною зарядною потужністю*, складе (Мвар/км) [1]:

$$Q_{C_0} = 3 \cdot U_\phi \cdot I_{C_0} = 3 \cdot U_\phi^2 \cdot B_{C_0} = U^2 \cdot B_{C_0}. \quad (1.6)$$

Погонна зарядна потужність залежить від напруги в кожній точці лінії, тому значення зарядної потужності для всієї ЛЕП, Мвар, визначається через дійсні (розрахункові) напруги початку і кінця лінії [7]:

$$Q_C = \frac{1}{2}(U_H^2 + U_K^2) \cdot B_{C_0} \cdot l = \frac{1}{2}(U_H^2 + U_K^2) \cdot B_C,$$

або приблизно за номінальною напругою лінії:

$$Q_C \approx U_{ном}^2 \cdot B_C.$$

ЛЕП з поперечною ємнісною провідністю, що споживає з мережі ємнісний струм випереджає напругу, слід розглядати як джерело реактивної (зарядної) потужності. Маючи ємнісний характер, зарядна потужність зменшує індуктивну складову навантаження, що передається по лінії до споживача.

Як зазначалося для індуктивного опору, реактивні параметри ЛЕП мало залежить від конструктивних показників ліній, т.к. відношення відстані між фазами і радіусом проводів практично незмінне. Тому, при виконанні повітряних ліній 35-220 кВ одиночними проводами їх погонна ємнісна провідність, що розраховується за формулою (13), лежить в межах $B_{C_0} = (2,6-2,8) \cdot 10^{-6}$ См / км [7].

Середнє значення зарядної потужності на 100 км для повітряних ЛЕП 110 кВ становить близько 3,5 Мвар, для 220 кВ – 13,5 Мвар, для 500 кВ – 95 Мвар [7]. Облік цих показників дозволяє виключити значні помилки при розрахунку параметрів ліній або використовувати вказані параметри в наближених розрахунках.

Активна провідність лінії електропередач. Крім втрат на нагрівання провідників, лінії електропередачі мають місце втрати активної потужності, обумовлені:

- струмами витоку через ізоляцію внаслідок її недосконалості;
- іонізацією повітря навколо проводу (явище коронного розряду).

Названі фактори зумовлюють активну провідність G (рис. 1.1) лінії електропередачі.

Струми витоку через ізоляцію повітряних ЛЕП незначні і ними, як правило, нехтують. Струми витоку через ізоляцію кабельних ЛЕП мають помітну величину при напругах 110 кВ і вище, а в техніко-економічних

розрахунках, пов'язаних з урахуванням вартості втрат електроенергії, діелектричні втрати кабельних ЛЕП враховують починаючи з напруги 35 кВ.

Погонна активна провідність кабельної ЛЕП, См/км, при розрахунках діелектричних втрат визначається через ємнісну провідність лінії B_{C_0} за формулою:

$$G_0 = B_{C_0} \cdot \operatorname{tg} \delta \quad (1.7)$$

де $\operatorname{tg} \delta$ - тангенс кута діелектричних втрат, що приймається за даними заводу-виробника.

Нагадаємо, що при протіканні змінного струму через конденсатор струм випереджає напругу на величину зсуву фаз φ , який, з урахуванням діелектричних втрат, дорівнює:

$$\varphi = \frac{\pi}{2} - \delta,$$

де δ – кут діелектричних втрат, тангенс кута якого дорівнює відношенню активної потужності P до реактивної Q . Як уже зазначалося, в кабельних ЛЕП враховуються втрати реактивної (зарядної) потужності, що відповідає ємнісному струму.

З урахуванням (1.7) струм витоку в ізоляції кабелю, А складе[1]:

$$I_y = G \cdot U_\phi = B_{C_0} \cdot \operatorname{tg} \delta \cdot l \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} U,$$

а діелектричні втрати потужності у матеріалі ізоляції кабельної ЛЕП, МВт:

$$\Delta P_{uz} = 3 \cdot U_\phi \cdot I_y = 3 \cdot U_\phi^2 \cdot G = U^2 \cdot G.$$

Коронування виникає за високої напруженості електричного поля лежить на поверхні провідника і супроводжується характерним потріскуванням і видимим світінням. Критична величина напруженості біля поверхні проводу становить 17-19 кВ/см і виникає в повітряних ЛЕП 220 кВ і більше [8]. Процеси іонізації повітря навколо коронуючого проводу призводять до втрат

активної потужності. Чим більша робоча напруга і менше радіус проводів, тим більша напруженість електричного поля. Втрати залежать і від погодних умов: за дощу, мокрого снігу, зниження атмосферного тиску втрати на коронування збільшуються.

Значення втрат на коронування для повітряних ЛЕП різної напруги з різними перерізами проводів визначаються, як правило, експериментально. Погонні значення величини втрат активної потужності на коронування ΔP_0 , кВт/км, наводяться в довідкових матеріалах, наприклад, [20]. За цією величиною через номінальну напругу лінії, кВ визначається погонна активна провідність, См/км [8]:

$$G_0 = \frac{\Delta P_0}{U_{ном}^2} \cdot 10^{-3},$$

та повна активна провідність лінії:

$$G = G_0 \cdot l$$

Висновки по першому розділу

Повна П-подібна схема заміщення ЛЕП (див. рис. 1.1) використовується не завжди - для оцінки доцільності обліку в схемі заміщення ЛЕП всіх розглянутих параметрів потрібно мати уявлення про співвідношення величин погонних параметрів ліній різних напруг і конструкцій.

Величина погонного активного опору проводів повітряних ЛЕП і жил кабельних ЛЕП зменшується із збільшенням перерізу дроту. Так, для перерізів сталелегалюмінієвого дроту 10 – 500 мм² погонний активний опір R_0 становить 2,8 – 0,06 Ом/км.

РОЗДІЛ 2

ВПЛИВ КЛІМАТИЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЗМІНУ ПАРАМЕТРІВ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

2.1 Вплив кліматичних факторів на активний опір проводу

Активний питомий опір проводу залежить від температури проводу і за її підвищення збільшується. Дані, що наводяться в довідковій літературі, розраховані на температуру проводу 20 °С. Сонячне випромінювання нагріває провід на 10...20 °С залежно від марки проводу та його геометричних параметрів, ступеня окислення поверхні проводу (ступінь чорноти поверхні проводу) та інтенсивності сонячної радіації. Вітер безпосередньо впливає на зміну температури проводу повітряної лінії, проте важливим є його напрямок.

При наближеному аналізі параметрів повітряної лінії електропередачі провідність землі береться як нескінченна величина і внаслідок цього припущення передбачається весь струм зосереджений на поверхні.

Залежність активного опору від температури проводу визначається [4]:

$$R_{0t} = R_{020} \cdot (1 + \alpha(t_{np} - 20^0)), \quad (2.1)$$

де R_{020} - табличне значення питомого опору при температурі дроту 20⁰С, t_{np} - температура проводу, °С; α – температурний коефіцієнт електричного опору, Ом/град.

Проведемо аналіз залежності опору проводу повітряної лінії електропередачі від температури $R_{0t} = f(t_{навк.})$ у вказаному діапазоні (рис. 2.1). З графіка видно, що підвищення температури проводу на 10 °С призводить до збільшення опору проводу на 4%.

Температура проводів повітряної лінії електропередачі залежить від умов охолодження в навколишньому середовищі (температури повітря) і струму, що протікає по них. При граничних за умовами нагрівання струмових навантажень температура проводу може досягати +70 °С, а при низькій

температурі навколишнього середовища і малих навантаженнях до -50°C , отже, питомий активний опір може збільшитися на 20% і зменшитися на 30%[9].

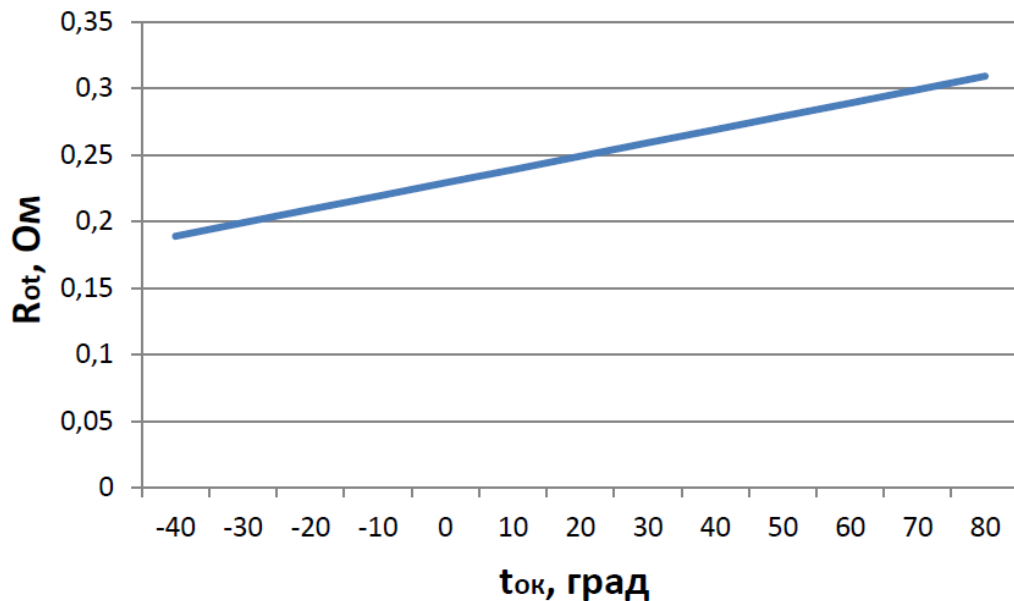


Рисунок 2.1 – Графік залежності опору проводу марки АС-120 завдовжки 1 км від температури навколишнього середовища

Температура проводу за різних режимів роботи лінії електропередач знаходиться з умови рівноваги[9]:

$$I^2 R_{020} \cdot (1 + \alpha(t_{np} - 20^{\circ})) = \sigma F (t_{np} - t_{наек}), \quad (2.2)$$

де I – струм який проходить по проводу, А; σ – коефіцієнт теплоотдачі, який дорівнює кількості тепла, яке відиться за 1 сек з 1 см^2 поверхні проводу при різниці температур проводу і навколишнього середовища в 1°C , Вт/м² . град; F – поверхня охладження проводу, см²; $t_{наек}$ – температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$.

Коефіцієнт теплоотдачі σ знаходиться[11]:

$$\sigma = \sigma_l + \sigma_k = 2,8(100 + 0,6(T_{np} - 273)) \cdot 10^{-2} + 8,95 \sqrt{\frac{p \cdot v}{d}} \quad (2.3)$$

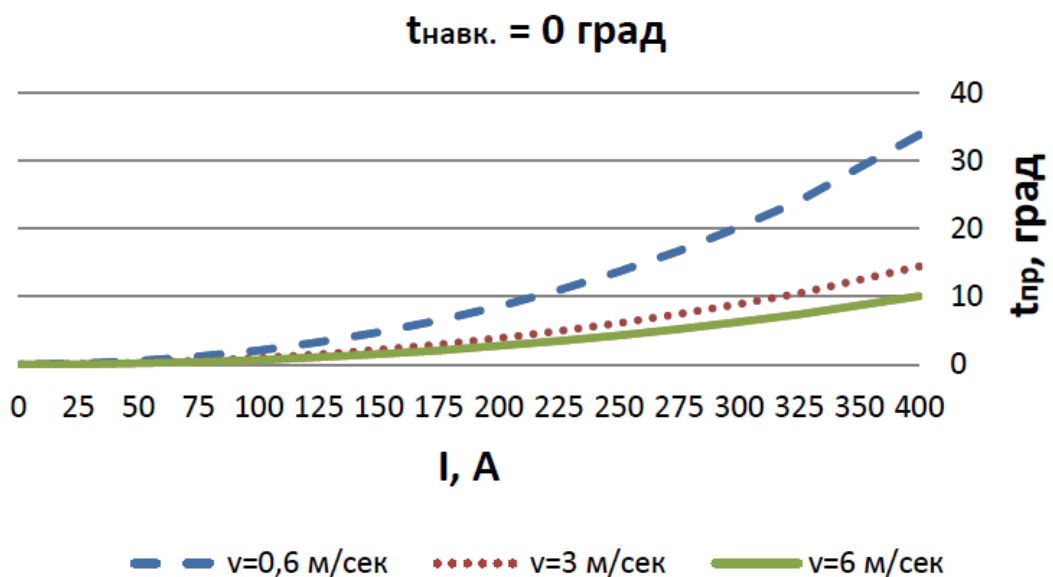
де p - тиск повітря, Па; T_{np} - температура проводу, К.

Згідно (2.3) температура проводу у повітряній лінії електропередачі залежить тільки від швидкості вітру, значення струму, що проходить по проводу та температури повітря навколо повітряної ЛЕП.

З урахуванням виразу (2.3) знайдемо з рівняння (2.1) температура проводу повітряної лінії визначається як[8]:

$$t_{np} = \frac{I^2 R_{020} + \sigma F t_{навк} - 20 \sigma F}{\sigma F - I^2 R_{020} \cdot \alpha} + 20 . \quad (2.4)$$

Побудуємо на підставі виразу (2.4) залежність температури проводу АС - 120 від температури навколишнього повітря, швидкості вітру і струму, що протікає по ньому (рис.2.2), враховуючи атмосферний тиск який дорівнює 1, температуру навколишнього середовища в діапазоні то +40°С до -40 °С, швидкість вітру від 0,6 м/сек, що відповідає переміщенню повітряних мас лише за рахунок нагрівання до 6 м/сек. Так як $I_{дон}$ - це величина струму проходить по повітряній лінії при нормальній температурі (+25 ° С) і при відсутності вітру, здатна зробити нагрівання проводу до гранично допустимого значення (+70 ° С), то вплив струмового навантаження оцінювалося в діапазоні від 0 до $I_{доп}$.



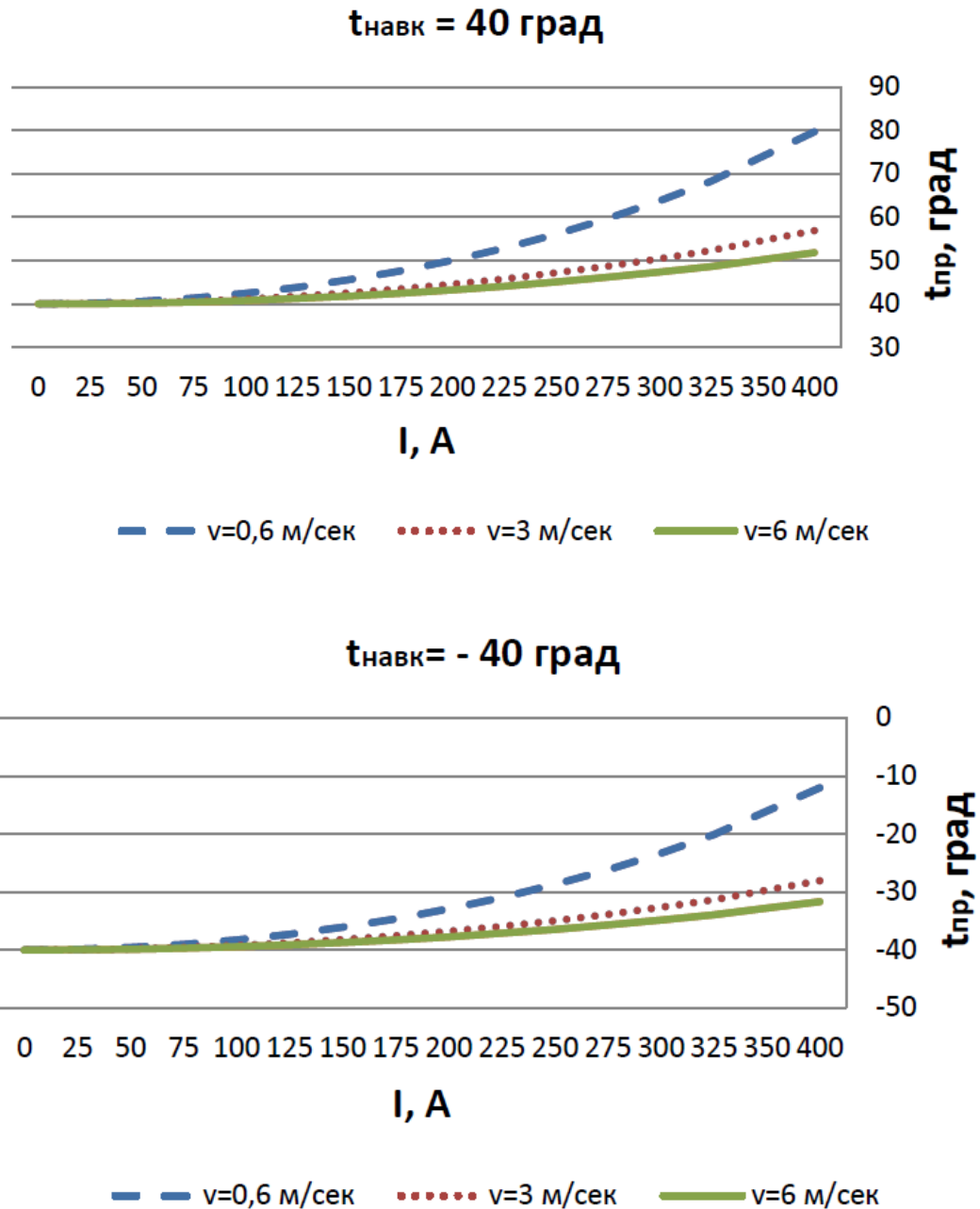


Рисунок 2.2 – Залежність температури проводу марки АС-120 від струму, температури навколишнього середовища, швидкості вітру

З рис.2.2 випливає, що при малих і середніх струмах від допустимого, що проходять по повітряній лінії і невеликих вітрових навантаженнях значні зміни температури проводу відбуваються в основному через коливання температури навколишнього середовища. Якщо струмове навантаження більше 30% від допустимого струму лінії і швидкість вітру невелика, то струм, що проходить по провіднику, помітно впливає на його нагрівання. При

збільшенні швидкості вітру значно покращується відведення тепла навіть при великому значенні струму, що протікає (рис.2.3).

Виходячи із залежностей, представлених на рис. 2.2 і 2.3 випливає, що температура провідника не опускається нижче -40°C і не піднімається вище 70°C , навіть при малій швидкості вітру і струму, що проходить по лінії рівному струму допустимому.

З проведеного аналізу функцій впливу різних факторів на температуру і відповідно опір проводу лінії електропередачі слідує, що температура проводу залежить від температури зовнішнього середовища, струму, вітру, опадів і ожеледкової муфти. Визначити температуру і опір проводу за цими факторами досить складно.

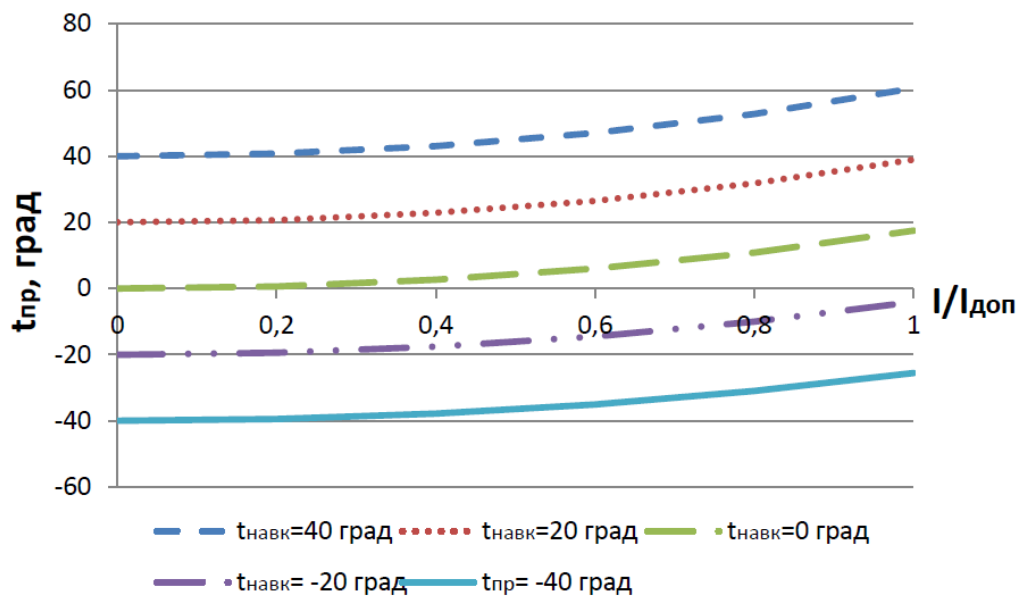


Рисунок 2.3 – Залежність температури проводу повітряної лінії електропередачі від температури навколишнього середовища за середньої швидкості вітру ($v = 2$ м/сек)

Повітряна лінія характеризується не тільки вище розглянутими поздовжніми параметрами (погонний активний та індуктивний опір), а й поперечними – погонна активна провідність та ємність.

Погонна провідність утворюється внаслідок недосконалості ізоляції, струмів витоку та іонізації повітряного проміжку при коронному розряді. Для зменшення втрат активної потужності на повітряних лініях 330-500 кВ використовують розщеплення фаз, що зменшує напруженість біля поверхні провідника ВЛЕП і зменшує ймовірність утворення корони. На ЛЕП напругою 110-220 кВ втрати активної потужності невеликі і їх можна знехтувати.

2.2 Вплив кліматичних факторів на поперечні параметри лінії

Повітряна лінія характеризується не тільки вище розглянутими поздовжніми параметрами (погонний активний та індуктивний опір), а й поперечними – погонна активна провідність та ємність.

Погонна провідність утворюється внаслідок недосконалості ізоляції, струмів витоку та іонізації повітряного проміжку при коронному розряді. Для зменшення втрат активної потужності на повітряних лініях 330-500 кВ використовують розщеплення фаз, що зменшує напруженість біля поверхні провідника повітряної ЛЕП і зменшує ймовірність утворення корони. На ЛЕП напругою 110-220 кВ втрати активної потужності невеликі і їми можна знехтувати.

Схема опору ділянки ланцюга з ємностями може бути перетворена в ланцюг з однією еквівалентною ємністю, яка залежить від погодних умов через діелектричну проникність.

Так само при розрахунку ємності повітряної лінії приймають припущення і нехтують ємністю землі і взаємною ємністю між проводами, проведемо обчислення, враховуючи вище перелічені фактори.

Обчислення відносної діелектричної проникності повітря за різних температур, тиску і вологості може бути виконано за формулою А.Р. Вольперта[6].

$$\varepsilon_r = 1 + \frac{p}{T} \cdot \left[28 + \frac{\varphi p_n}{p} \cdot \left(\frac{135}{T} - 0,0039 \right) \right] \quad (2.5)$$

де p – тиск повітря, φ – відносна вологість повітря, T - абсолютна температура, p_n – пружність насичених водяних парів при денній температурі, котра вчислюється по формулі [10]

$$\lg p_n = 7,45 \cdot \frac{T - 273}{T - 38,3} + 2,78. \quad (2.6)$$

Для трифазної лінії без торосів реальна система наводиться до симетричної, введенням середніх власних α_c та взаємних потенціальних $\alpha_{вз}$ коефіцієнтів фазних проводів, що відповідає застосуванню транспозиції на лінії.

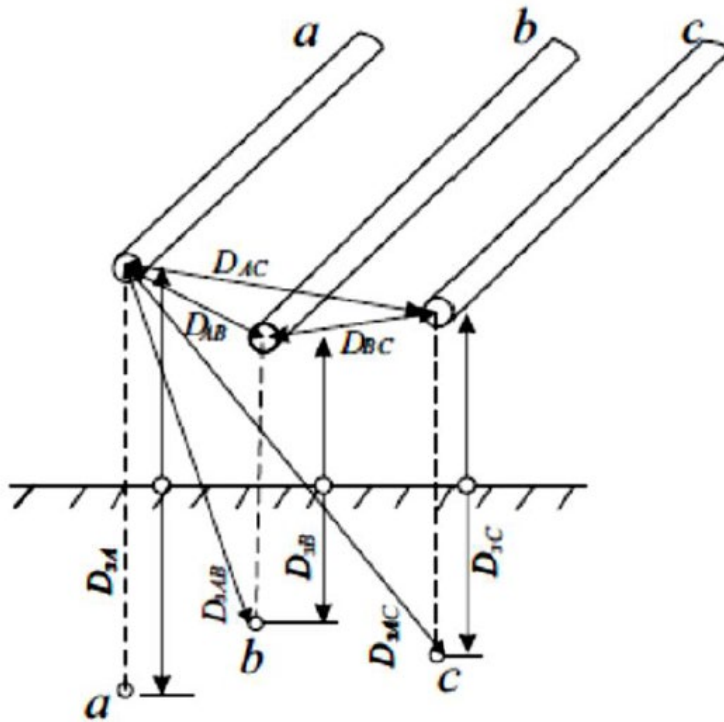


Рисунок 2.4 – Три фазні проводу та їх дзеркальне зображення[9]

$$\alpha_c = \frac{1}{3 \cdot 2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \cdot \left(\ln \frac{D_{3A}}{r_{np}} + \ln \frac{D_{3B}}{r_{np}} + \ln \frac{D_{3C}}{r_{np}} \right) \quad (2.7)$$

$$\alpha_{вз} = \frac{1}{3 \cdot 2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \cdot \left(\ln \frac{D_{3AB}}{D_{AB}} + \ln \frac{D_{3BC}}{D_{BC}} + \ln \frac{D_{3AC}}{D_{AC}} \right)$$

Следовательно, емкость прямой последовательности равна

$$C_1 = \frac{q_1}{\dot{U}_1} = \frac{1}{\alpha_1} = \frac{1}{\alpha_c - \alpha_{\text{вз}}} = \frac{0,0241 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_m D_{3L}}{r_{np} D_M}} \quad (2.8)$$

де

$$D_{3L} = \sqrt[3]{D_{3AA} \cdot D_{3BB} \cdot D_{3CC}}$$

$$D_{3M} = \sqrt[3]{D_{3AB} \cdot D_{3BC} \cdot D_{3AC}}$$

За відомою ємності визначаються ємнісна провідність та ємнісний опір.

$$B_C = \frac{2\pi f}{\alpha} = 2\pi fC \quad (2.9)$$

$$X_C = \frac{\alpha}{2\pi f} = \frac{1}{2\pi fC} \quad (2.10)$$

Ємність нульової послідовності[10]

$$C_0 = \frac{1}{\alpha_0} = \frac{1}{\alpha_c + 2\alpha_{\text{вз}}} = \frac{0,0241 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{3L}}{r_{np}} \cdot \left(\frac{D_M}{D_m} \right)^2 \right)} \quad (2.11)$$

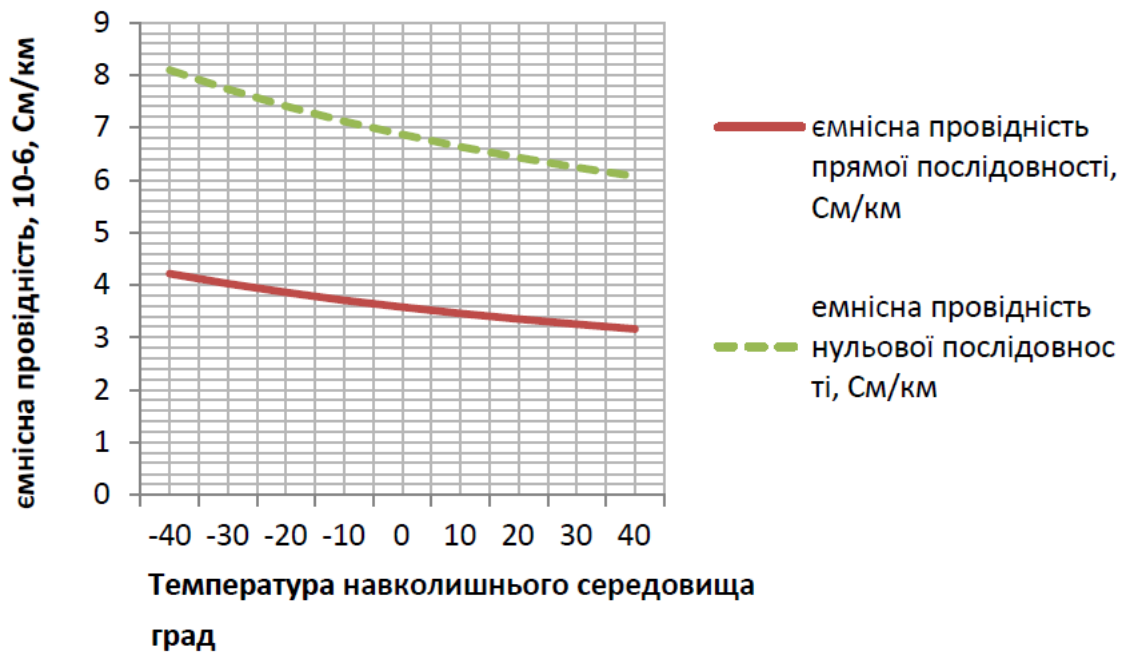


Рисунок 2.5 – Залежність відносної діелектричної проникності середовища та ємнісної провідності від зміни температури навколишнього середовища

Діелектрична проникність повітря від температури, вологості та дощу практично не залежить і тому вплив цих факторів на струм короткого замикання може не враховуватися. Діелектрична проникність залежить від вологості та товщини шару снігу. Сніг – форма атмосферних опадів, що складається із дрібних кристалів льоду. Діелектрична проникність льоду менше проникності води. Тому сніг у повітрі менш впливає на діелектричну проникність повітря, ніж дощ [9]. Діелектрична проникність льоду $\epsilon_2 \approx 3,2$, а повітря $\epsilon_1 \approx 1$. Мокрий сніг складається із сухого снігу та води. Діелектрична проникність мокрого снігу більша ніж сухого снігу [14] і залежить від кількості води в мокрому снігу.

З рисунка 2.6 залежною діелектричної проникності мокрого і сухого снігу, впливає, що для снігу ϵ відносно невелика, але вона зростає при плавлі снігу, тобто. зі збільшенням його щільності.

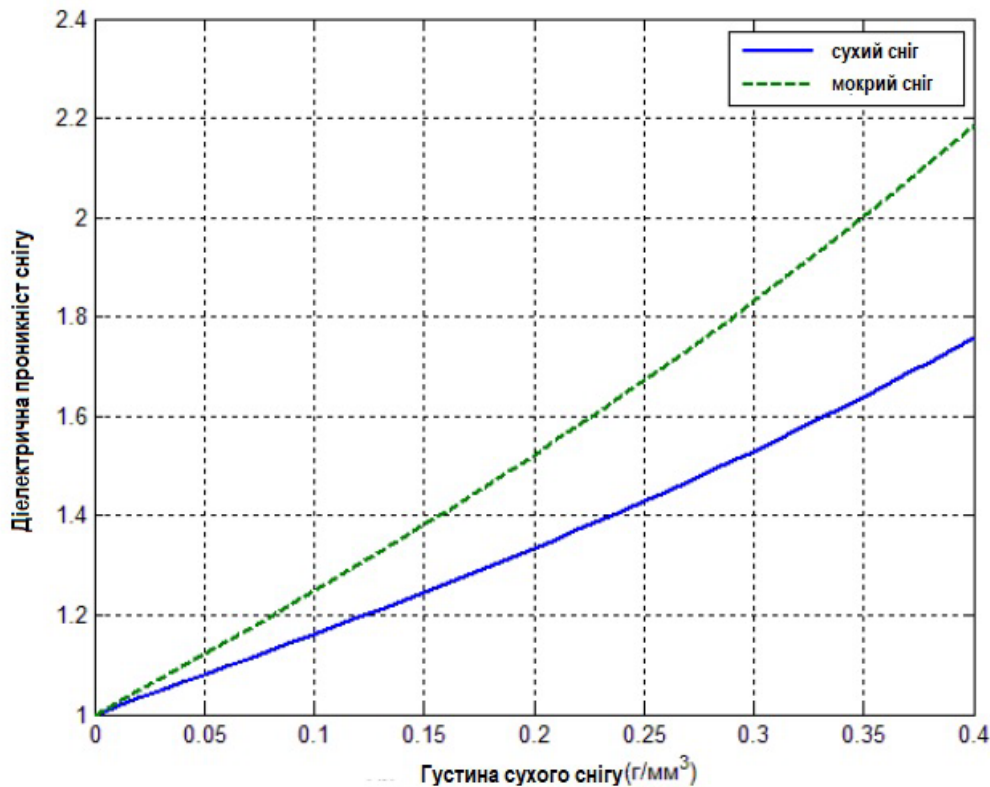


Рисунок 2.6 – Залежність діелектричної проникності від сухого снігу та мокрого снігу при $W = 0.1\rho_c$, де $W = \rho_m - \rho_c$ - вологість мокрого снігу; ρ_m – щільність мокрого снігу ρ_c – щільність сухого снігу

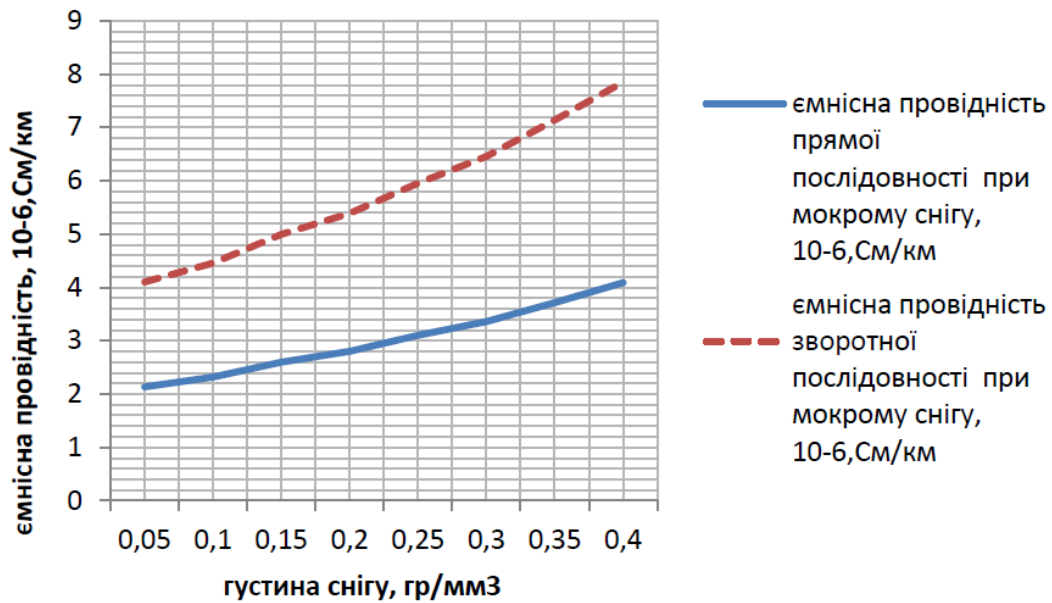


Рисунок 2.7 – Залежність ємнісної провідності від відносної діелектричної проникності мокрого снігу

Висновки по другому розділу

З проведеного аналізу функцій впливу різних факторів на температуру і відповідно опір проводу лінії електропереда слідує, що температура проводу залежить від температури зовнішнього середовища, струму, вітру, опадів і ожеледкової муфти.

З аналізу ємнісного опору лінії електропередачі випливає, діелектрична проникність середовища не істотно впливає на ємність лінії, а опади у вигляді снігу, ожеледиці і дощу впливають на ємність лінії і тому пристрій корекції струму уставки повинен містити датчики ожеледиці і опадів.

РОЗДІЛ 3

ВПЛИВ ПРОВІДНОСТІ ЗЕМЛІ НА ЗМІНУ ПАРАМЕТРІВ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

При наближеному аналізі параметрів повітряної лінії електропередачі провідність землі береться як нескінченна величина і внаслідок цього припущення передбачається весь струм зосереджений на поверхні.

Активний опір контуру провід-земля з урахуванням втрат активної потужності землі від розподіленого в ній струму має вигляд [4]:

$$R_{np} = R_{020} \cdot (1 + \alpha(t_{np} - 20^0)) + 10^{-4} \pi^2 f; \quad (3.1)$$

де R_{020} – табличне значення питомого опору при температурі дроту 20°C ; α – температурний коефіцієнт електричного опору матеріалу дроту, $1/^\circ\text{C}$; t_{np} – температура дроту, $^\circ\text{C}$.

Погонний індуктивний опір контуру провід-земля (Ом/км), що залежить від величини питомої провідності землі має вигляд [9]:

$$X_{0L} = 2.9 \cdot 10^{-3} f \lg \frac{6593}{0.779 r \sqrt{f\gamma}} = 2.9 \cdot 10^{-3} f \lg \frac{8463}{r \sqrt{f\gamma}} \quad (3.2)$$

де f - частота мережі, Гц; r – дійсний радіус поперечного перерізу проводу, см; γ - питома провідність землі, См/см.

Комплексне рівняння повного опору проводу (Ом/км) з урахуванням ємності лінії між лінією та землею має вигляд [9]:

$$R_{np} = R_{020} \cdot (1 + \alpha(t_{np} - 20^0)) + 10^{-4} \pi^2 f + j \left(2.9 \cdot 10^{-3} \lg \frac{8463}{r \sqrt{f\gamma}} - \frac{1}{2\pi f C_0} \right) \quad (3.3)$$

Питому ємність проводу щодо землі C_0 , пФ/м можемо розрахувати за відомою формулою:

$$C_0 = \frac{2\pi\varepsilon \cdot \varepsilon_0}{\ln\left(\frac{4h}{d_{np}}\right)} \cdot 10^{12} \quad (3.4)$$

де ε – діелектрична проникність повітря $\varepsilon = 1$ Ф/м; ε_0 – електрична стала $\varepsilon_0 = 8,854 \cdot 10^{-12}$ Ф/м; h – висота підвісу лінії на опорі м (висота підвісу лінії на

опорах П10-1 $h = 9,15$ м); $d_{пр}$ – діаметр проводу, м (для марки АС-50/8 $d_{пр} = 0,0096$ м) [4].

Однак на ємність лінії впливають також величини зовнішніх факторів, таких як провисання проводу, рельєфу місцевості, форми пагорбів і впадин, ступеня наповненості снігом, водою, льодом, заліснення траси, ожеледних відкладень, об'ємного заряду повітряного проміжку навколишнього проводу. Це особливо важливо при ОЗЗ, коли струм замикання визначається сумарним ємнісним струмом лінії.

Провисання проводів ЛЕП. Врахувати викривлення проводу дозволяє розрахунок еквівалентної висоти підвісу проводу $h_{екв}$ - висоти підвісу проводу, який не провисає, має аналогічну ємність. Для цього використовується наступний вираз [4]:

$$h_{екв} = h \cdot e^{-0,67 \frac{f}{h}} \quad (3.5)$$

де f - стріла провисання, м; h – висота підвісу лінії опори, м.

Очевидно, що стріла провісу проводу визначається величиною габариту лінії до землі Γ . Цей параметр строго нормується ПУЕ і залежить від класу напруги лінії, так і типу місцевості, по якій вона проходить, причому $f = h - \Gamma$. Наприклад, для важкодоступної місцевості ($\Gamma = 5$ м) стріла провісу складе 4,15 м, еквівалентна висота підвісу дроту по (5) $h_{екв} = 6,752$ м [3]. Отже, підставляючи в (4) величину $h_{екв}$, отримаємо значення питомої ємності на рівні $C_{0прівіс} = 7,005$ пФ/м, тобто. не облік провисання дроту призводить до похибки розрахунку:

$$\delta C_0 = \frac{(7,005 - 6,746)}{7,005} \cdot 100\% = 3,68\%$$

Рельєф місцевості. Врахувати рельєф місцевості можна, визначаючи висоту проводу, що провисає над землею на елементарному проміжку dx :

$$C_{0рельєф}(\Gamma) = \frac{\int_0^L \frac{2\pi\epsilon\epsilon_0}{\ln \left[\frac{4(\gamma(x, \Gamma)g(x))}{d_{пр}} \right]} dx}{L} \cdot 10^{12}, \quad (3.6)$$

де $\gamma(x, \Gamma)$ – функція, що описує криву провисання проводу і залежить у тому числі від габариту проводу до землі, що змінюється внаслідок нагрівання/охолодження проводу, ожеледі і т.д.; $g(x)$ – функція, що описує поздовжній профіль рельєфу місцевості; L - довжина прольоту лінії, м.

Визначимо функцію кривої провисання $\gamma(x, \Gamma)$ (рис.1а). Задамо функцію похибки дрельєф(Γ) і побудуємо графіки функцій відповідних похибок (рис.1б).

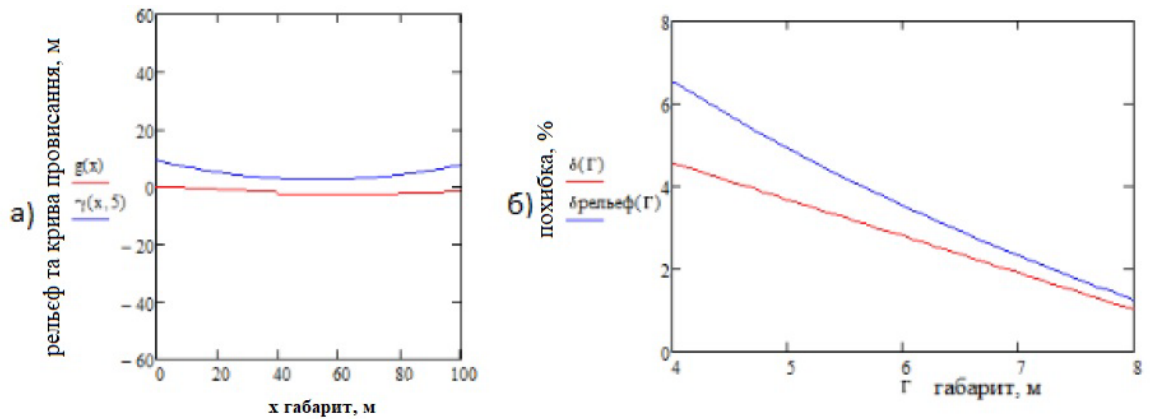


Рисунок 3.1 –а) рельєф (червона лінія) та крива провисання дроту при $\Gamma=5$ м (синя лінія);

Таким чином, можна стверджувати, що рельєф навіть рівнинної місцевості помітно позначається на похибки розрахунку ємності проводу, причому зі збільшенням провисання проводу (зменшенням габариту до землі) вплив рельєфу також майже збільшується.

Перетин яру, заповненого снігом (водою, льодом). Розглянемо випадок, коли проліт лінії перетинає великий яр, заповнений снігом, водою (зокрема з надмірним зволоженням - болото) чи льодом.

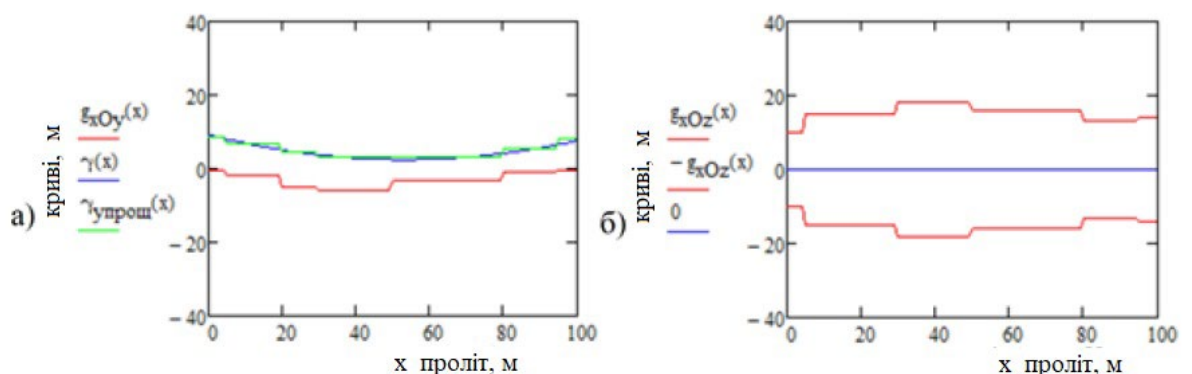


Рисунок 3.2 – Проліт лінії, що перетинає яр: а) у поздовжній площині (червона лінія – поздовжній профіль рельєфу, синя лінія – крива провисання проводу, зелена лінія – спрощена форма кривої провисання); б) у поперечній площині (червона лінія – поперечний профіль рельєфу, синя лінія – орієнтація проводу)

Отже, знаходження сумарної ємності проводу на аналізованому прольоті можливе, як це проілюстровано на малюнку 3, за допомогою послідовного обчислення ємності проводу, паралельного плоскій межі розділу двох середовищ (повітря-сніг/вода і т.д.) на кожній N виділених ділянок, з подальшим додаванням паралельних ємностей, тобто. $C_{0\text{яр.сум}} = \sum C_{0\text{оврагі}}$, де $i=1 \dots N$ ($N=7$).

За допомогою програми *Elcut* [12] вирішуючи 7 завдань з глибиною моделювання, що дорівнює довжині кожної з 7 ділянок (тобто змінюючи щоразу геометрію задачі (рисунок 3.4), але виділяючи навколо проводу повітряну оболонку діаметром 50 м, вважаючи, що провід повністю ізолюваний від землі, має по всій своїй довжині однаковий невідомий потенціал, а діелектрична проникність повітря та середовища яру, який заповнюється (води/снігу/льоду та ін.) 1 і 100 відповідно).

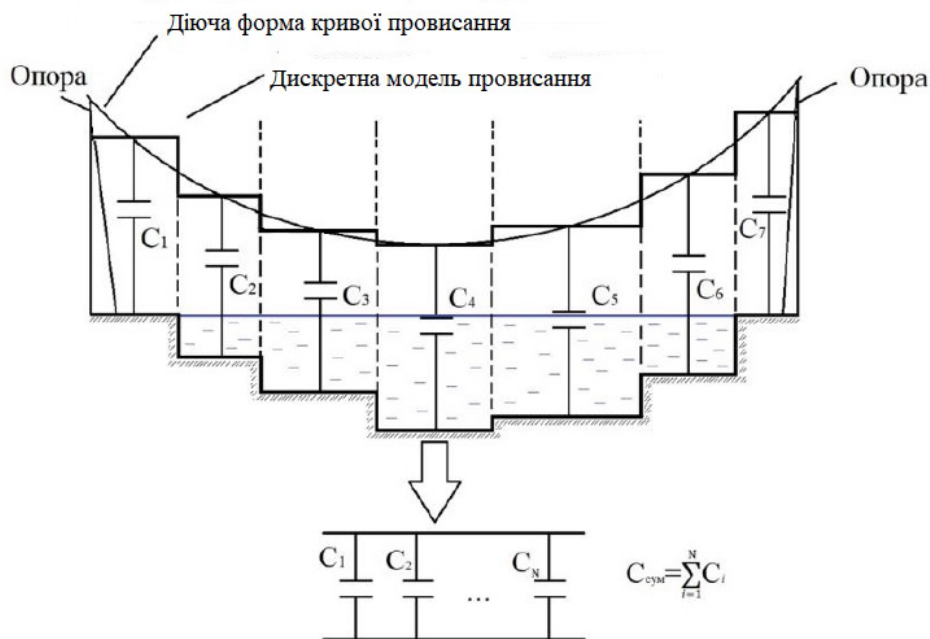


Рисунок 3 – Схема розрахунку ємності проводу, що проходить через яр, заповнений до країв снігом/водою/льодом/іншими сумішами з водою

За допомогою вбудованого калькулятора CMatrix (калькулятор матриці ємностей) були отримані наступні значення ємностей на кожній з ділянок яру: 32,941, 103,600, 73,577, 157,480, 235,550, 106,830. Отримані значення відповідають питомій ємності $S_{0\text{яр}i}/L=7,431$ пФ/м, тобто. не врахування наявності яру та провисання проводу призводить до похибки визначення ємності проводу 9,21% [13].

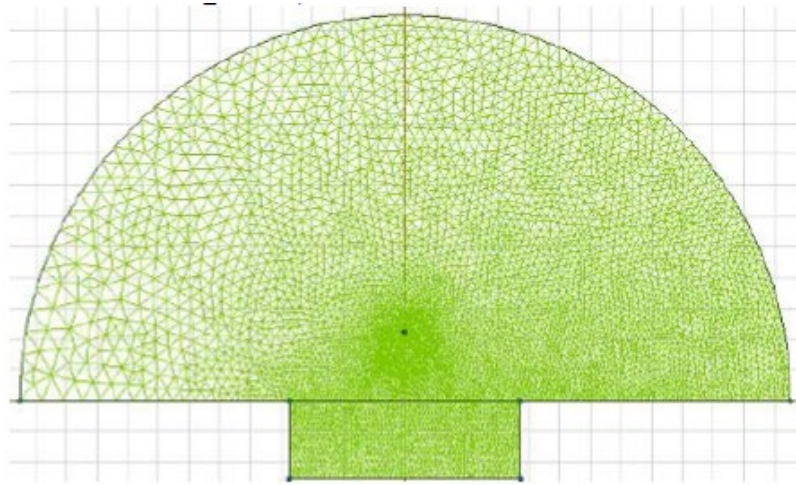


Рисунок 3.4 – Геометрія задачі з розрахунку ємності дроту на i -ій ділянці яру

Перетин із залісною місцевістю. Для дослідження впливу рослинності на ємність проводу щодо землі спочатку розглянемо випадок, при якому провід проходить над місцевістю, покритою густим шаром рослинності - наприклад, очеретів заввишки 1,8 м, що розташовані з кроком 0,4 м один від одного (рисунок 3.5).

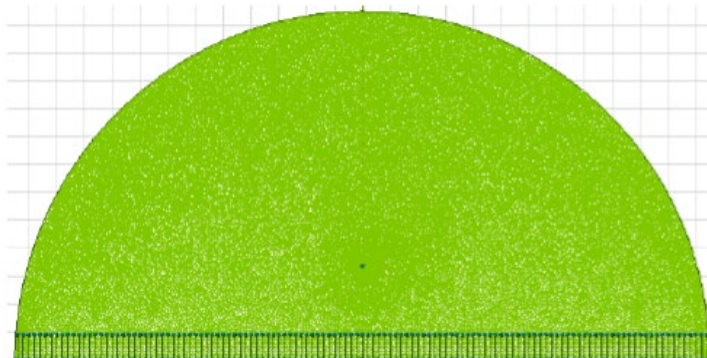


Рисунок 3.5– Геометрія задачі в *Elcut*: проходження дроту над шаром густої рослинності [15]

З результатів розрахунку слід, що з облік шару густої рослинності під проводом призводить до похибки 1,95 %. Далі розглянуто випадок проходження дроту по залісненій місцевості за недотримання вимог ПУЕ щодо ширини охоронної просіки (рис. 3.6,а).

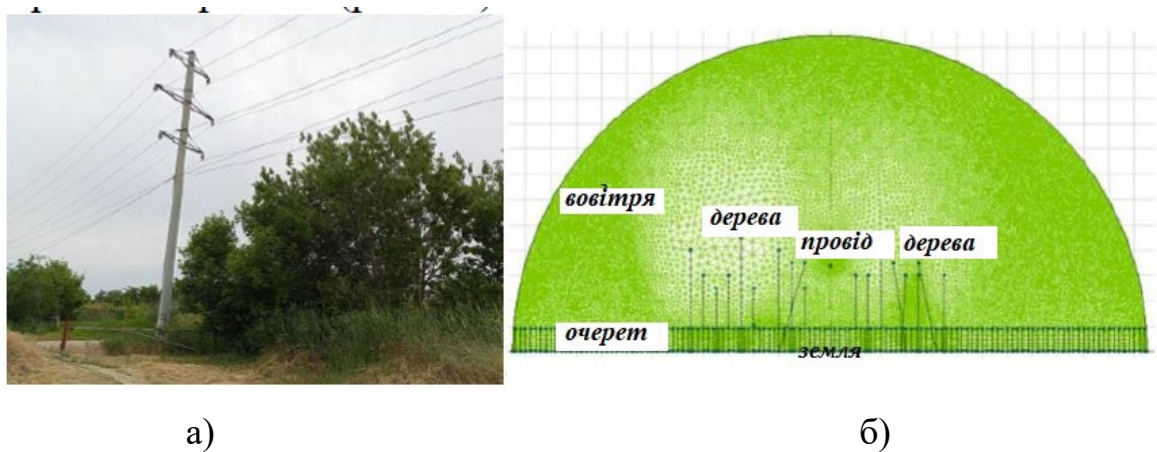


Рисунок 6 – а) проходження траси ПЛ через заліснену місцевість (очерети, лісові чащі), б) геометрична модель даної задачі в *Elcut* [15]

На рисунку 3.6б показана геометрична модель завдання *Elcut*, що імітує умови проходження траси лінії, зображені на рисунку 3.6а.

Згідно з отриманими результатами, відхилення значення ємності проводу (8,496 пФ/м), що проходить у зазначених умовах, досягає 17,56%, що свідчить про необхідність обліку залісненості траси ПЛ при оцінці її ємності.

Формування муфти ожеледі напроводі. Формування ожеледної муфти на проводу аналогічне утворенню додаткового ожеледного конденсатора, форму якого для простоти вважатимемо циліндричною.

Формула для розрахунку ємності проводу з ожеледною муфтою має вигляд [4,8]:

$$C_{\text{ожеледь}}(\Delta) = \frac{\int_0^L \frac{2\pi\epsilon\epsilon_0}{\epsilon_{\text{л}} \ln \left(\frac{\gamma(x) - g(x)}{\frac{d_{\text{нр}}}{2} + \Delta \cdot 10^{-3}} - 1 \right) + \epsilon \ln \left(1 + \frac{2(\Delta \cdot 10^{-3})}{d_{\text{нр}}} \right)} L \cdot 10^{12}, \quad (3.7)$$

де Δ - товщина стінки ожеледної муфти, мм.

На рисунку 3.7 наведено графік залежності похибки розрахунку ємності від товщини ожеледної муфти. Виникнення ожеледної муфти товщиною 5 мм вже призводить до похибки, що перевищує 20%.

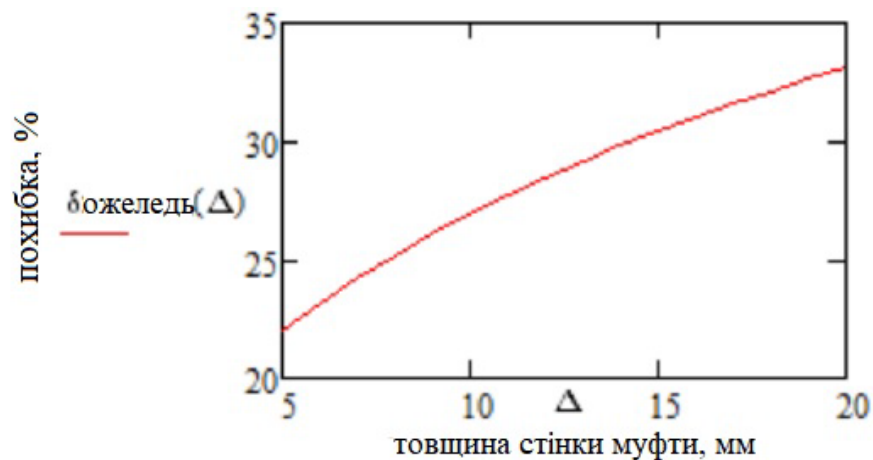


Рисунок 3.7 – Залежність похибки ємності від товщини ожеледь муфти

Снігові хуртовини та піщані бурі. При снігових завірюхах і піщаних бурях відзначається накопичення об'ємного заряду в повітряному проміжку, що оточує проводи ПЛ. Це пояснюється трибоелектричним ефектом, який у навколишньому середовищі може виявлятися в процесі інтенсивного тертя частинок снігу та кристалів льоду при сильних низових потоках вітру, що призводить до виникнення у земної поверхні сильних електричних полів, а поблизу об'єктів, що зарядилися таким чином, – коронних і навіть іскрових електричних розрядів. Причому об'ємний заряд, що накопичився в повітрі, і особливо за наявності свіжого снігу може досягати 10-8 Кл/м³.

У процесі моделювання завдання в Elcut проведено аналіз подібної наелектризованості повітряного проміжку навколо проводу, варіюючи об'ємний заряд у межах $\rho=0...5 \cdot 10^{-13}$ Кл/м³ [15]. Результати цього розрахунку ілюструються графіком, наведеним рисунку 3.8.

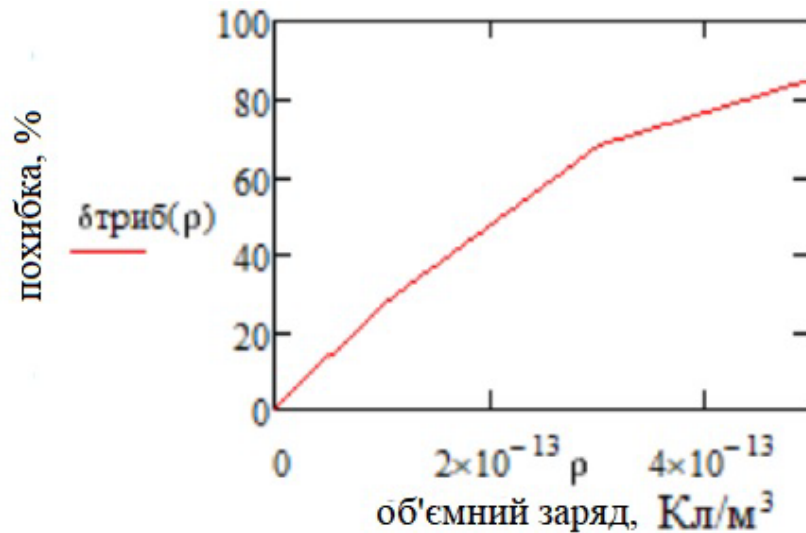


Рисунок 3.8 – Залежність похибки розрахунку ємності від об'ємного заряду

Не врахування подібної наелектризованості середовища навколо проводу призводить до похибки, що перевищує 79%. Як впливає зі всього сказаного, трибоелектричний ефект є значним фактором похибки щодо ємності проводу щодо землі.

Висновки по третьому розділу

Проведено аналіз залежності погонних поздовжніх та поперечних параметрів ПЛ від рельєфу місцевості (яри, низини тощо), залісненості, розливу води, рівня снігових опадів, наелектризованості повітряного середовища навколо лінії при хуртовинах внаслідок трибоефекту та ожеледоутворення на власну ємність проводу, а також ємності прямої та нульової послідовностей для трипровідної лінії з несиметричним розташуванням фаз.

ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі проведений аналіз функцій впливу різних факторів на температуру і відповідно опір проводу лінії електропередачі, з чого слідує, що температура проводу залежить від температури зовнішнього середовища, струму, вітру, опадів і ожеледкової муфти. Визначити температуру і опір проводу за цими факторами досить складно і тому на повітряних ЛЕП повинен ставитися контактний датчик температури.

З рівнянь індуктивного опору лінії випливає, що величина цього опору залежить від питомої провідності ґрунту і тому для його урахування повинен ставитися датчик питомої провідності ґрунту.

З аналізу ємнісного опору лінії електропередачі слідує, що діелектрична проникність середовища не надає істотного впливу на ємність лінії, а опади у вигляді снігу, ожеледиці і дощу впливають на ємність лінії і тому бажано на повітряних ЛЕП повинен ставит датчики ожеледиці та опадів.

Як випливає зі всіх розрахунків та аналізу, трибоелектричний ефект є значним фактором похибки щодо ємності проводу відносно землі.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський ; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2022. – 172 с.

2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові данні (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с.

3. Правила улаштування електроустановок/ МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.

4. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. — Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. — 488 с.

5. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електропостачання: Навчальний посібник. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2005. – 324 с.

6.Методика М00013184.5.023-01 Визначення теплових потоків крізь огорожувальні конструкції// Нормативний документ Державного комітету України з енергозбереження та Державного комітету України з будівництва та архітектури. - Київ: Логос, 2002. - 131 с.

7. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до вивчення курсу та самостійної роботи на тему «Неоднорідна замкнена електрична мережа і оптимізація її режимів» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/ Укл.: к.т.н., доц. А.П.Свіридов, ст.викл. Т.В.Величко. - Кропивницький: ЦНТУ, 2018 – 54 с..

8. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи: підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. — Київ: НТУУ «КПІ», 2008. — 456.

9 Поспелов, Г.Є. Вплив температури проводів на втрати електроенергії в активних опорах проводів повітряних ліній електропередачі / Г.Є. Поспелов, В.В. Єршевич. – Текст : безпосередній // Електричество. – 1973. – № 10. С. 81-83.

10. https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feem/9kulyk_modelyuvannya_zadacha_h_rozvytku_elektrsystem/4_3.htm

11. Буляндра О.Ф. Технічна термодинаміка: Підруч. для студентів енерг. спец.– К.:Техніка,2001.-320 с.:іл.

12. www.cad.dp.ua/news/category/elcut/

13. <http://www.cad.dp.ua/news/category/elcut/>

14. Денисенко М.А. Спеціальні питання електропостачання: навч. посіб. -: НТТУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2009-Ч.І.:Вибір елементів електропостачальних систем на основі стохастичного моделювання процесів, що відбуваються в них.-288 с.

15. https://www.youtube.com/watch?v=j2_89j_j_r0&ab_channel=elcut2010