

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Виробництво та розподіл електроенергії

методичні рекомендації до виконання практичних робіт для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спеціальності G3 «Електрична інженерія»

Кропивницький
2026

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

"Виробництво та розподіл електроенергії"

методичні рекомендації до виконання практичних робіт для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спеціальності G3 «Електрична інженерія»

*Затверджено на засіданні
кафедри електротехнічних
систем та енергетичного
менеджменту Протокол №
11 від 08.01.2026 р.*

Кропивницький
2026

Виробництво та розподіл електроенергії: метод. рекомендації до виконання практичних робіт для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти за спеціальністю G3 Електрична інженерія ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад.: А. Ю. Орлович, О. В. Співак], Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2026 – 61 с.

Укладачі: А.Ю. Орлович – проф., к.т.н. кафедри ЕТС та ЕМ, О. В. Співак – асистент каф.ЕТС та ЕМ.

Рецензент: **О.К. Дідик** – доцент, к.т.н., завідувач кафедри АВП ЦНТУ

© Орлович А.Ю., Співак О.В. 2026
© Центральноукраїнський
національний технічний
університет, 2026

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП	5
МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ОСВІТНЬОЇ КОМПОНЕНТИ	6
ПРАКТИЧНА РОБОТА 1. <i>Оцінка енергетичного потенціалу нетрадиційних джерел енергії на території України.</i>	7
ПРАКТИЧНА РОБОТА 2. <i>Приливні електростанції, малі гес: принцип роботи і розрахунок.</i>	14
ПРАКТИЧНА РОБОТА 3. <i>Електричні характеристики хімічних джерел струму.</i>	18
ПРАКТИЧНА РОБОТА 4. <i>Розрахунок зосереджених параметрів схеми заміщення однофазної лінії електропередачі з неізолюваними проводами та нерозщепленою фазою.</i>	22
ПРАКТИЧНА РОБОТА 5. <i>Розрахунок параметрів схеми заміщення силових двообмоткових та триобмоткових трансформаторів.</i>	29
ПРАКТИЧНА РОБОТА 6. <i>Розрахунок характеристик графіків електричного навантаження та обсягів спожитої електричної енергії.</i>	39
ПРАКТИЧНА РОБОТА 7. <i>Розрахунок втрат потужності та енергії у повітряних та кабельних лініях електропередачі</i>	44
ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	50
ДОДАТКИ	52

ВСТУП

Сучасний етап розвитку електроенергетики характеризується глибокими технологічними та структурними змінами, зумовленими зростанням частки відновлюваних джерел енергії, впровадженням розподіленої генерації, цифровізацією електричних мереж та необхідністю забезпечення високого рівня надійності електропостачання. Для України ці процеси є особливо актуальними в умовах інтеграції Об'єднаної енергетичної системи з європейською мережею ENTSO-E, відновлення енергетичної інфраструктури та реалізації стратегій декарбонізації.

Практична робота здобувачів вищої освіти є важливою складовою освітнього процесу та спрямована на поглиблення і систематизацію знань, отриманих під час лекційних і самостійних занять, а також на формування навичок аналізу технічних рішень у галузі виробництва, передачі та розподілу електричної енергії.

Методичні вказівки до практичної роботи з навчальної дисципліни «Виробництво та розподіл електроенергії» розроблено для здобувачів спеціальності G3 Електрична інженерія ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка з метою забезпечення цілісного засвоєння теоретичних основ функціонування електроенергетичних систем, принципів роботи електростанцій різних типів, особливостей передачі електроенергії магістральними мережами та розподілу електроенергії в мережах різних рівнів напруги.

У процесі виконання практичних робіт здобувачі вищої освіти набувають компетентностей щодо аналізу схем електричних станцій і підстанцій, розрахунку електричних навантажень, визначення параметрів електричних мереж, оцінювання втрат електроенергії та вибору раціональних технічних рішень для забезпечення ефективного функціонування електроенергетичних систем.

Виконання практичних завдань сприяє розвитку у здобувачів умінь працювати з нормативно-технічною документацією, науково-технічними джерелами та статистичними матеріалами, формує здатність аналізувати режими роботи електричних мереж, оцінювати ефективність і надійність електропостачання, а також обґрунтовувати технічні рішення з урахуванням енергетичної безпеки та сталого розвитку. Використання цих методичних рекомендацій сприятиме систематизації знань здобувачів, підвищенню якості підготовки майбутніх фахівців у галузі енергетики та розвитку практичних компетентностей, необхідних для професійної діяльності в умовах сучасних викликів енергетичного сектору.

МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ОСВІТНЬОЇ КОМПОНЕНТИ

Метою навчальної дисципліни «**Виробництво та розподіл електроенергії**» є формування у здобувачів вищої освіти спеціальності G3 Електрична інженерія ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка системи теоретичних знань і практичних навичок щодо принципів виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, особливостей функціонування електроенергетичних систем України, сучасних технологій генерації, у тому числі відновлюваних і розподілених джерел, а також забезпечення надійності, ефективності та сталого розвитку електроенергетики в умовах інтеграції до європейського енергетичного простору.

Завдання навчальної дисципліни

Основними завданнями навчальної дисципліни є:

- ознайомлення здобувачів з структурою та принципами функціонування електроенергетичних систем;
- вивчення основних способів виробництва електроенергії на електростанціях різних типів (теплових, атомних, гідро- та відновлюваних);
- формування розуміння ролі електростанцій у покритті навантажень та балансуванні енергосистеми;
- опанування принципів передачі електроенергії магістральними електричними мережами та характеристик ліній електропередачі;
- вивчення особливостей розподілу електроенергії в мережах середньої та низької напруги;
- набуття знань щодо розподіленої генерації, мікромереж та систем накопичення електроенергії;
- формування уявлення про сучасні тенденції розвитку електроенергетики, зокрема цифровізацію, Smart Grid та інтеграцію ВДЕ;
- розвиток навичок аналізу режимів роботи електроенергетичних систем з урахуванням надійності, енергоефективності та екологічних вимог;
- підготовка здобувачів до практичного застосування отриманих знань у професійній діяльності в галузі електроенергетики.

Набути соціальних навичок (soft-skills):

- здійснювати професійну комунікацію, ефективно пояснювати і презентувати матеріал, взаємодіяти в проектній діяльності;
- небайдуже ставлення до участі у громадських суспільних заходах, спрямованих на підтримку здорового способу життя оточуючих.

Практичне заняття № 1

ОЦІНКА ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ТЕРИТОРІЇ УКРАЇНИ

Мета: Вивчити і дати оцінку енергетичному потенціалу нетрадиційних джерел енергії на території України.

Тривалість заняття - 2 години

Хід роботи :

1. На підставі теоретичної частини роботи дати характеристику енергетичному потенціалу того або іншого джерела енергії на території України.
2. Оформити графічну частину роботи відповідно до Додатка 1.
3. Зробити висновки по графічній частині.

ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА:

Вітроенергетика. Україна має потужні ресурси вітрової енергії: річний технічний вітроенергетичний потенціал дорівнює 30 млрд. кВт(рік).

У результаті обробки статистичних метеорологічних даних по швидкості та повторюваності швидкості вітру проведено районування території України по швидкостях вітру і визначено питомий енергетичний потенціал вітру на різній висоті відповідно до зон районування.

У умовах України за допомогою вітроустановок можливим є використання 15(19% річного об'єму енергії вітру, що проходить крізь перетин поверхні вітроколеса. Очікувані обсяги виробництва електроенергії з 1 м² перетину площі вітроколеса в перспективних регіонах складають 800(1000 кВт(рік/м² за рік.

Застосування вітроустановок для виробництва електроенергії в промислових масштабах найбільш ефективно в регіонах України, де середньорічна швидкість вітру > 5 м/з: на Азово-Чорноморському узбережжі, в Одеській, Херсонській, Запорізькій, Донецькій, Луганській, Миколаївській областях, АР Крим та в районі Карпат.

Експлуатація тихохідних багатолопатевих вітроустановок з підвищеним обертаючим моментом для виконання механічної роботи (помелу зерна, підняття та перекачування води і т.п.) є ефективною практично на всій території України.

Вітроенергетика України має достатній досвід виробництва, проектування, будівництва, експлуатації та обслуговування як вітроенергетичних установок, так і вітроенергетичних станцій; у країні є достатньо високий науково-технічний потенціал і розвинена виробнича база. У останній годину розвитку вітроенергетичного сектора сприяє державна підтримка, що забезпечує реалізацію ініціатив по удосконаленню законодавства, структури керування, створенню вигідних умов для внутрішніх і зовнішніх інвесторів.

Сонячна енергія

У результаті обробки статистичних метеорологічних даних по надходженню сонячної радіації визначено питомі енергетичні показники з надходження сонячної енергії та розподіл енергетичного потенціалу сонячного випромінювання для кожної з областей України.

Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що поступає на 1 м² поверхні, на території України знаходиться в межах: від 1070 кВт(рік/кв.м в північній частині України до 1400 кВт(рік/м² і вище в АР Крим.

Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях. Термін ефективної експлуатації геліоенергетичного обладнання в південних областях України - 7 місяців (з квітня по жовтень), в північних областях 5 місяців (з травня по вересень). Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися на протязі всього року.

У кліматометеорологічних умовах України для сонячного тепlopостачання ефективним є застосування плоских сонячних колекторів, які використовують як пряму, так і розсіяну сонячну радіацію. Концентруючі сонячні колектори можуть бути достатньо ефективними тільки в південних регіонах України.

Енергетичний потенціал малих рік України

Україна має потужні ресурси гідроенергії малих рік. Загальний гідроенергетичний потенціал малих рік України становить біля 12,5 млрд. кВт(рік., що складає біля 28% загального гідро потенціал у всіх рік України.

Головною перевагою малої гідроенергетики є дешевизна електроенергії, генерованої на гідроелектростанціях; відсутність паливної складової в процесі отримання електроенергії при впровадженні малих гідроелектростанцій дає позитивний економічний та екологічний ефект.

Первинним джерелом енергії для малої гідроенергетики з гідропотенціал малих річок; верхня межа потужності гідроенергетичного обладнання становить 30 МВт. Згідно міжнародної класифікації за нормативом ООН, до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 30 МВт, до мініГЕС - від 100 до 1000 кВт, до мікроГЕС - не більше 100 кВт.

При використанні гідропотенціалу малих річок України можна досягти значної економії паливно-енергетичних ресурсів, причому розвиток малої гідроенергетики сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, чим зніме ряд проблем як в енергопостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості, так і в керуванні гігантськими енергетичними системами; при цьому вирішуватиметься цілий комплекс проблем в економічній, екологічній та соціальній сферах життєдіяльності та господарювання в сільській місцевості, в тому числі і районних центрів.

Малі ГЕС, міні - та мікроГЕС можуть стати потужною основою енергозабезпечення для всіх регіонів Західної України, а для деяких районів

Закарпатської та Чернівецької областей - джерелом повного самоенергозабезпечення.

Енергетичний потенціал біомаси в Україні

Енергетична ефективність біоенергетики достатньо висока для того, щоб виділити її в окремий напрям енергетичного господарства. У Україні існує достатній енергетичний потенціал практично всіх видів біомаси і необхідна науково-технічна та промислова база для розвитку даної галузі енергетики.

Показники енергетичного потенціалу біомаси відрізняються від потенціалу інших відновлюваних джерел енергії тим, що, окрім кліматометеорологічних умов, енергетичний потенціал біомаси в країні в значній мірі залежить від багатьох інших факторів, в першу чергу від рівня господарської діяльності.

Енергетичний потенціал біомаси представлене такими її складовими - енергетичним потенціалом тваринницької сільськогосподарської і рослинної сільськогосподарської біомаси та енергетичним потенціалом відходів лісу.

Основними технологіями переробки біомаси, які можна рекомендувати до широкого впровадження в даний час є: пряме спалювання, піроліз, газифікація, анаеробна ферментація з утворенням бігазу, виробництво спиртів та масел для одержання моторного палива.

При обґрунтуванні впровадження біоенергетичних технологій забезпечення охорони оточуючого середовища знезараження відходів біомаси часто посідає перше місце; у процесі переробки тваринницьких відходів та міських стічних вод, окрім знешкодження небезпечної мікрофлори, гельмінтів та насіння бур'янів, які попадають в ґрунт, в поверхневі та підземні води, усувається забруднення повітря в зонах їх накопичення.

Економічна ефективність біоенергетичного обладнання в більшості випадків забезпечується правильним вибором технології переробки біомаси та розташуванням обладнання в місцях постійного її накопичення; важливим є також ефективне і, по можливості, комплексне використання всіх отриманих в процесі переробки продуктів.

Потенціал геотермальної енергії в Україні

Україна має значні ресурси геотермальної енергії, загальний потенціал яких в програмі державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- та теплоенергетики оцінюється величиною 438(10 кВт(рік на рік, що еквівалентно запасам палива в обсязі 50(106 т у.п.

Геотермальні ресурси України представляють собою перш за все термальні води і тепло нагрітих сухих гірських порід. Крім цього, до перспективних для використання в промислових масштабах можна віднести ресурси нагрітих підземних вод, які виводяться з нафтою та газом діючими свердловинами нафто-газових родовищ.

Досить перспективним напрямком енергозберігаючої технологічної політики, що дозволяє забезпечити значну економію традиційного палива, є

використання геотермальної енергії для опалення, водопостачання і кондиціонування повітря в житлових та громадських будинках і спорудах в містах і сільській місцевості, а також технологічне використання глибинного тепло Землі в різних галузях промисловості і сільського господарства.

Найбільш поширеним і придатним в даний годину до технічного використання джерелом геотермальної енергії в Україні є геотермальні води.

Подальша стратегія розвитку геотермальної енергетики в Україні полягає в першочерговому розвитку найбільш підготовлених до практичної реалізації технологій геотермального теплопостачання населених пунктів і сільськогосподарських підприємств та в частковому переорієнтуванні науково-технічної бази існуючих геологорозвідувальних та нафтодобувних організацій, завантаження яких знижено внаслідок виснаження в Україні запасів нафти та газу. Одним із перспективних напрямів розвитку геотермальної енергетики є створення комбінованих енерготехнологічних вузлів для отримання електроенергії, теплоти та цінних компонентів, що містяться в геотермальних теплоносіях.

З точки зору екології негативний вплив на оточуюче середовище при експлуатації геотермальних родовищ значно менший, ніж при застосуванні традиційних енергосистем. Новітні технології дозволяють звести негативний вплив, що виникає при експлуатації геотермальних джерел енергії, до мінімуму. Оцінки, зроблені поруч організацій, показали, що розвиток систем геотермального теплопостачання дозволить не тільки економити органічне паливо, але й спрощувати вирішення екологічних проблем для створення сприятливих санітарних та житлових умов життя і праці населення.

Енергетичний потенціал торфу в Україні

Торф - це своєрідне, відносно молоде геологічне утворення, що відноситься до палих корисних копалин і створюється в результаті природного відмирання та неповного розпаду болотної рослинності в умовах надлишкової вологості і недостатньому доступі повітря.

Торфові родовища зустрічаються майже по всій території України, за виключенням приморських і південних - областей (Кримська, Луганська, Одеська, Чернівецька).

Нерівномірність територіального розподілу торфових ресурсів в Україні обумовлена неоднорідністю кліматичних, геологічних та інших факторів, що визначають процеси торфоутворення і торфонагромадження.

За основу геолого- економічної оцінки ресурсів торфу в Україні покладений Державний облік запасів торфу, геологічна вивченість родовищ торфу і потреба в торфі народного господарства.

За даними Держкомгеології на території України виявлено і розвідано 3118 торфових родовищ з геологічними запасами біля 2,2 млрд. т. Загальна площа родовищ становить біля 3 млн.га, в промислових межах - біля 600 тис.га, балансові запаси торфу становлять біля 735 млн. т. Запаси торфу на відведених під промислову розробку родовищах становлять 22,6 млн. т., а підготовлені промислові потужності по його видобуванню - 2100 тис. т (по виробництву торфобрикетів - 700 тис. т).

Загальний енергетичний потенціал промислових запасів торфу в Україні, що являє собою енергетичний потенціал всіх його геологічних запасів, в перерахунку на умовне паливо становить 836,5 млн. т у.п.; доцільно - економічний потенціал або енергетичний потенціал балансових родовищ - біля 362 млн. т у.п.

Низькопотенціальні джерела енергії

Енергетичний потенціал теплової енергії стічних вод в Україні

Основними джерелами низько потенціальної скидної теплоти техногенного походження з вентиляційні викиди та охолоджуюча вода технологічного та енергетичного обладнання підприємств, промислові та комунально-побутові стоки. Досвід провідних країн свідчить, що найбільш ефективним є використання теплової енергії стічних вод за допомогою теплових насосів. У Україні каналізаційні системи централізованого відведення комунально-побутових стоків функціонують в 427 містах, 515 селах міського типу, 856 селах. Питомий обсяг комунально-побутових стоків становить 0,15-0,4 куб. м на одного жителя за добу. Цей показник значною мірою залежить від доступності води та соціально - економічних умів в окремих регіонах.

У Україні загальний річний об'єм комунально-побутових стоків становить близько 3740 млн. м³. Температура стоків становить 12 - 20 °С від сезону покладу.

Потужні теплонасосні станції теплопостачання можуть розміщатися біля відвідних каналів очищених комунально-побутових вод. Можливим є створення окремих теплонасосних установок для утилізації теплоти умовно чистих стоків басейнів, спортивних комплексів, пральних комбінатів та інших об'єктів побутового і промислового призначення.

Для розрахунку ресурсів низькопотенціальної теплової енергії стічних вод прийнято, що температура стоків в літній період становить 20 °С, а в зимовий період 12 °С. В ідеальному випадку в тепловому насосі стічні води можна охолодити до 0 °С, але в реальних умовах досягається охолодження до 0,5 °С.

Економічно - доцільні обсяги використання низькопотенціальної теплової енергії стічних вод розраховуються, виходячи з половини обсягу очищених стоків від міських поселень відповідної області (враховуються обмеження, пов'язані з нерівномірністю надходження стоків).

Завдяки роботі теплонасосних станцій можна зменшити споживання високоякісного палива в комунальних системах теплопостачання міст; при використанні теплових насосів з приводом від двигунів внутрішнього згорання, паро- або газотурбінних установок значно збільшуються можливі обсяги виробництва товарної теплової енергії, а ефективність теплонасосних станцій зростає майже у два вражай.

Енергетичний потенціал теплоти ґрунту та ґрунтових вод в Україні

Температура ґрунту та гірських порід біля поверхні Землі визначається балансом теплової енергії, що надходить від Сонця та тепловим випромінюванням земної поверхні. Теплова енергія, що надійшла від Сонця,

акумулюється в шарі ґрунту осадових та гірських порід на глибинах до ізотермічної поверхні. Шар ґрунту між глибиною промерзання та ізотермічною поверхнею може розглядатися як природний сезонний акумулятор теплової енергії, причому енергія, відведена в зимовий період буде відновлюватись в теплий період року; це стосується і ґрунтових вод, що насичують вищевказаний куля ґрунту та осадових порід.

Теплова енергія ґрунту та ґрунтових вод може використовуватися для обігріву та вентиляції приміщень. Відбір теплової енергії від ґрунту може здійснюватися за допомогою ґрунтових теплообмінників різних типів. Температура теплоносія в ґрунтовому теплообміннику становить від мінус 5-7 до плюс 10-12°С і є придатною для виробництва теплоносія з температурою 40-70°С за допомогою теплових насосів. Досвід провідних країн свідчить, що енергію ґрунту найчастіше використовують в теплонасосних установках потужністю до 70-100 кВт, які обслуговують окремі невеликі будинки, головним чином садибні житлові будинки. У умовах України це можуть бути садибні будинки міст та сіл.

У Україні експлуатується 9,3 млн. садибних будинків із загальною площею 515,8 млн. м². Для їх теплопостачання можна влаштувати ґрунтові теплообмінники з теоретичним запасом теплової енергії 525855 тис. МВт.год. на рік. Це і є теоретичні ресурси теплової енергії ґрунту та ґрунтових вод, що значно перевищують споживи енергії для опалення садибних житлових будинків.

Для оцінки енергетичного потенціалу енергії відновлюваних та нетрадиційних джерел і для встановлення можливих обсягів його практичного використання та обсягів заміщення традиційних паливно-енергетичних ресурсів проведено розподіл на три різновиди - загальний, технічний і доцільно - економічний. Загальний потенціал - це уся кількість енергії, якою характеризується кожне з розглянутих джерел енергії. Технічний потенціал - це частка енергії загального потенціалу, якої можна реалізувати за допомогою сучасних технічних засобів; доцільно - економічний потенціал - кількість енергії, якої доцільно використовувати, враховуючи при цьому наступні фактори : економічний, екологічний, технічно - технологічні, соціальні та політичні.

ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

На підставі цих таблиць і карт (Додаток 1) на контурній карті України необхідно відбити розподіл економічно обґрунтованого потенціалу того або іншого виду енергії, розбити територію України на 3 зони, відносно цього потенціалу і обґрунтувати закономірність розподілу того або іншого параметра на території України. Оформлення графічної частини здійснюється відповідно до призначеного кожному студентіві варіантом завдання.

Варіанти завдань :

1. Охарактеризувати потенціал сонячної енергії України.
2. Охарактеризувати енергетичний потенціал торфу в Україні.
3. Охарактеризувати енергетичний потенціал низькопотенціальної теплоти ґрунту і ґрунтових вод в областях України.
4. Охарактеризувати енергетичний потенціал низькопотенціальної теплової енергії стічних вод в областях України.
5. Охарактеризувати потенціал геотермальної енергії в Україні.
6. Охарактеризувати потенціал енергії тваринницької сільськогосподарської біомаси в Україні.
7. Охарактеризувати потенціал енергії рослинної сільськогосподарської біомаси в Україні.
8. Охарактеризувати енергетичний потенціал відходів лісу в Україні.
9. Охарактеризувати енергетичний потенціал вітрової енергії в Україні.
10. Охарактеризувати гідроенергетичний потенціал малих річок України.

ОФОРМЛЕННЯ ВИСНОВКІВ

Відповідно до варіанту завдання кожен здобувач повинен зробити висновок про закономірність розподілу того або іншого параметру по території України і обґрунтувати причини цього розподілу.

Практичне заняття № 2

ПРИЛИВНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, МАЛІ ГЕС: ПРИНЦИП РОБОТИ І РОЗРАХУНОК

Мета: ознайомитися з принципом роботи приливних електростанцій і малих ГЕС, а також з методикою їх розрахунку.

Тривалість заняття - 2 години

Хід роботи :

1. На підставі теоретичної частини роботи ознайомиться і законспектувати принципи роботи приливних електростанцій і малих ГЕС.
2. Відповідно до індивідуального завдання вирішити практичні завдання.

1. ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Малі гідроелектростанції (МГЕС)

Гідроелектростанції малої потужності - це устаткування, яке засноване на гідроенергетичних установках потужністю від 1 до 3000 кВт. Установки для малої гідроенергетики класифікують по потужності на:

- устаткування для міні гідроелектростанції потужністю до 100 кВт;
- устаткування для мікро гідроелектростанцій потужністю до 1000 кВт.

Конструкція малої ГЕС базується на гідроагрегаті, який включає енергоблок, водозабірний пристрій і елементи управління. Залежно від того, які гідроресурси використовуються малими гідроелектростанціями, їх ділять на декілька категорій:

- руслові або пригребельні станції з невеликими водосховищами;
- стаціонарні міні ГЕС, використовуючі енергію вільної течії річок;
- ГЕС, що використовують існуючі перепади рівнів води на різних об'єктах водного господарства;
- мобільні міні ГЕС в контейнерах, із застосуванням як напірний дериват пластикових труб або гнучких армованих рукавів.

Принцип роботи турбіни в усіх конструкціях практично ідентичний: вода під натиском поступає на лопаті турбіни, які починають обертатися. Енергія обертання передається на гідрогенератор, який відповідає за вироблення електроенергії. Турбіни для об'єктів підбираються відповідно до деяких технічних характеристик, серед яких головним залишається натиск води. Крім того, турбіни вибираються залежно від виду камери яка йде в комплекті - сталеву або залізобетонною.

Потужність ГЕС залежить від натиску і витрати води, а також від ККД використовуваних турбін і генераторів. Через те, що за природними законами рівень води постійно міняється, залежно від сезону, а також ще з ряду причин, як вираження потужності гідроелектричної станції прийнято брати

циклічну потужність. Приміром, розрізняють річний, місячний, тижневий або добовий цикли роботи.

Приливні електростанції

Принцип роботи приливної електростанції (ПЕС) такий: в затоці будується гребля, що відділяє частину його від океану. Під час приливу і відливу по різні сторони греблі утворюється перепад рівнів води, вода спрямовується через греблю у бік нижнього рівня і приводить в рух реверсивні турбіни, що обертаються то в одну (під час приливу), то в інший бік (рис. 1).

В порівнянні із звичайною ГЕС приливна електростанція має ряд переваг :

1. Окрім відсутності необхідності створення водосховища виробітку ПЕС не залежить від водності року.
2. Приливи і відливи, змінюючи один одного, мають постійну для кожного місяця енергію.
3. Привабливі приливні електростанції і тим, що капітальні вкладення на їх будівництво не перевищують витрат на спорудження гідроелектростанцій.
4. При цьому собівартість будівництва електростанції на 1 МВт електроенергії, ПЕС, що виробляється, може обійтися у п'ятеро дешевше, ніж на ТЕС

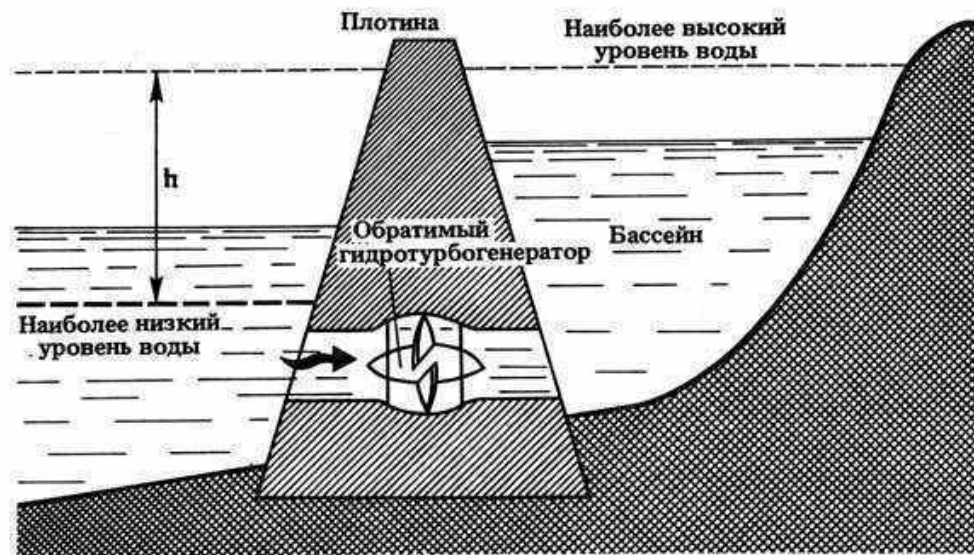


Рис. 1 - Принцип роботи приливної електростанції

Практика експлуатації підтвердила екологічну безпеку приливних електростанцій :

греблі ПЕС біологічно проникні: пропуск риби через ПЕС відбувається практично безперешкодно, основна кормова база рибного стада - планктон: на ПЕС гине 5-10 % планктону, а на ГЕС - 83-99 %;

зниження солоності води в басейні ПЕС, що визначає екологічний стан морської фауни і льоду складає 0,05-0,07 %, тобто практично невідчутно;

льодовий режим в басейні ПЕС лагідніє: в басейні зникають тороси і передумови до їх освіти, не спостерігається нажимного дії льоду на споруду, розмив дна і рух наносів повністю стабілізуються протягом перших двох років експлуатації

наплавний спосіб будівництва дає можливість не зводити в створах ПЕС тимчасові великі будбази, споруджувати перемички і інше, що сприяє збереженню довкілля в районі ПЕС;

виключений викид шкідливих газів, золи, радіоактивних і теплових відходів, здобич, транспортування, переробка, спалювання і поховання палива, запобігання спалюванню кисню повітря, затоплення територій, загроза хвилі прориву;

ПЕС не погрожує природі і людині, а зміни в районі її експлуатації мають лише локальний характер, причому, в основному, в позитивному напрямі.

2. ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

Завдання 1. Як зміниться потужність малої ГЕС, якщо натиск водосховища H в посушливий період зменшиться в n разів, а витрата води V скоротиться на m % ? Втрати в гідротехнічних спорудах, водоводах, турбінах і генераторах вважати постійними.

Завдання 1 присвячена оцінці зміни потужності малою ГЕС при коливаннях витрати води і натиску. Відомо, що потужність ГЕС (Вт) можна визначити по простому рівнянню:

$$N=9,81 \cdot V \cdot H \cdot \eta$$

де V - об'ємна витрата води в м³/з ;

H - натиск ГЭС в м ;

η - ККД ГЭС, що враховує втрати в гідравлічних спорудах водоводах, турбінах, генераторах. Для малих ГЭС $\eta \approx 0,5$.

ККД гідротурбін змінюється в межах 0,5 ÷ 0,9.

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
n	3	2	1,2	1,5	3	2	1,2	1,5	3	2
m	30		20	30	50	30	10	20	40	20

Завдання 2. Визначити потужність малою ГЭС, якщо витрата води Q , натиск H . Коефіцієнт втрат натиску у відкритому гідроканалі $L=0,85$, ККД гідротурбіни η_T , ККД гідрогенератора η_G . Як зміниться потужність, якщо затвором зменшити витрату води до 70% від номінального? Буде вона більше або менше, ніж 70% від номінальної потужності?

Електрична потужність гідроенергетичної установки розраховується по формулі:

$$N = K \eta_T \eta_G \rho g H V, \text{ Вт}$$

Де K - коефіцієнт втрат натиску в гідроканалі

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$Q, \text{ м}^3/\text{з}$	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
$H, \text{ м}$	17	15	13	11	9	8	7	6	7	8
$\eta_T, \%$	76	78	79	80	81	82	83	84	85	84
$\eta_G, \%$	94	95	96	93	94	95	95	96	95	96

Завдання 3 Використовуючи формулу Л. Б. Бернштейна, оцінити приливний потенціал басейну \mathcal{E} піт (кВт·ч), якщо його площа F км², а середня величина приливу $R_{\text{ср}}$ м

Завдання 3 присвячена оцінці енергетичного потенціалу $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ (кВт·ч) приливної енергії океанічного басейну, що має площу F км², якщо відома середня величина приливної хвилі $R_{\text{ср}}$ м. У науковій літературі існує декілька рівнянь, що дозволяють визначити приливний потенціал басейну. Одне з них запропоноване вітчизняним ученим Л. Б. Бернштейном :

$$\mathcal{E}_{\text{пот}} = 1,97 \cdot 10^6 \cdot R_{\text{ср}}^2 \cdot F$$

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
$F, \text{ км}^2$	400	700	1000	1500	2000	2200	2500	3000	3500	4000
$R_{\text{ср}}, \text{ м}$	8,0	7,5	7,2	7,0	6,8	6,5	6,0	5,4	5,2	5,0

ПРАКТИЧНА РОБОТА 3.

Електричні характеристики хімічних джерел струму.

Задача № 1

Хлор–срібно–магнієва батарея розряджається струмом 1,1 А/см³ об'єму батареї при середній напрузі 1,35 В. Яка питома ємність розряду батареї?

Розв'язання:

$$N_V = \frac{\overline{I_{\text{розр}}} \cdot \overline{U_{\text{сп}}}}{V} = 1,1 \cdot 1,35 = 1,485 \text{ Вт} \cdot \text{год}/\text{см}^3 = 1,485 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{л}$$

Відповідь: 1,485 кВт·год/л.

Задача № 2

Батарея свинцевих акумуляторів типу ЗСТ–80 заряджена струмом 7,4 А впродовж 14 год при середній напрузі 6,8 В. При розряді струмом 8,0 А батарея віддала свою ємність за 10 год 30 хв при середній напрузі 5,95 В. Яка віддача батареї за струмом і енергією?

Розв'язання:

$$1) \text{ віддача за струмом: } \gamma_c = \frac{Q_{\text{розр}}}{Q_{\text{зар}}} \cdot 100\% = \frac{8,0 \cdot 10,5}{7,4 \cdot 14} \cdot 100\% = 81,1\%$$

$$2) \text{ віддача за енергією: } \gamma_e = \gamma_c \frac{U_{\text{розр}}^{\text{ср}}}{U_{\text{зар}}^{\text{ср}}} = 81,1 \frac{5,95}{6,8} = 70,9\%$$

Відповідь: 81,1 %; 70,9 %.

Задача № 3

При заряді струмом 15 А нікель–залізного акумулятора, обмежувачем ємності якого є окисно–нікелевий електрод, за перші 3 год процесу виділилось 5,1 л газу (об'єм приведений до н.у.) з парціальним тиском кисню 0,192 атм і

водню 0,808 атм. За наступні 3 год заряду виділилось 11,2 л газу з парціальним тиском кисню 0,395 атм і водню 0,605 атм.

Розрахувати віддачу акумулятора за перші і наступні 3 год розряду, а також загальну віддачу за струмом (глибину розряду прийняти однаковою за циклами) .

Розв'язання:

1) Так як обмежувачем ємності є окисно-нікелевий електрод, то віддачу за струмом розраховуємо за кількістю кисню, що виділилась при цьому на електроді. Електрохімічний еквівалент кисню:

$$k_c = \frac{22,4}{4 \cdot 26,8} = 0,209 \text{ л/А} \cdot \text{год}$$

2) кількість кисню, що виділилась за перші 2 год:

$$V_1 = V \cdot P_{(O_2)} = 5,1 \cdot 0,192 = 0,978 \text{ л}$$

3) віддача за струмом за цей період розряду:

$$\gamma_c = \frac{Q_{\text{розр}}}{Q_{\text{зар}}} \cdot 100\% = \frac{15 \cdot 3 - \frac{0,978}{0,209}}{15 \cdot 3} \cdot 100\% = 89,6 \%$$

4) кількість кисню, що виділилась за останні 3 год розряду:

$$V_2 = V \cdot P_{(O_2)} = 11,2 \cdot 0,395 = 4,42 \text{ л}$$

5) віддача за струмом за останні 3 год розряду:

$$\gamma_c = \frac{Q_{\text{розр}}}{Q_{\text{зар}}} \cdot 100\% = \frac{15 \cdot 3 - \frac{4,42}{0,209}}{15 \cdot 3} \cdot 100\% = 53,0 \%$$

5) середня віддача за струмом:

$$\gamma_c = \frac{\gamma_{c1} + \gamma_{c2}}{2} = \frac{89,6 + 53,0}{2} = 71,3 \%$$

Відповідь: 89,6 %; 53,0 %; 71,3 %.

Задача № 4

Батарея свинцевих акумуляторів типу ЗСТ–70 має габарити 194×257×230 мм і масу 19,2 кг. При розряді струмом 7,0 А батарея повинна працювати не менше 10 год; при цьому середня напруга батареї дорівнює 6,0 В. Які питомі ємність і енергія батареї?

Розв'язання:

Ємність:

$$Q = 10,0 \cdot 7 = 70 \text{ А} \cdot \text{год},$$

Енергія:

$$W = 70 \cdot 6 = 420 \text{ Вт} \cdot \text{год},$$

Питомі вагові:

$$Q_m = 70/19,2 = 3,65 \text{ А} \cdot \text{год/кг};$$

$$W_m = 420 / 19,2 = 21,88 \text{ Вт} \cdot \text{год/кг}$$

Об'єм:

$$V = 1,94 \cdot 2,57 \cdot 2,30 = 11,47 \text{ (дм}^3\text{)}, \text{ л}$$

Питомі об'ємні:

$$Q_v = 70/11,47 = 6,1 \text{ А} \cdot \text{год/л},$$

$$W_v = 420/11,47 = 36,62 \text{ Вт} \cdot \text{год/л}.$$

Відповідь: 70 А·год, 420 Вт·год, 21,88 Вт·год/кг, 36,62 Вт·год/л.

Задачі для самостійного розв'язання:

Задача № 5

Лужний акумулятор типу НЖ–60, що має габарити 45×349×128 мм і масу 4,07 кг, віддав свою ємність за 8 год 52 хв при розряді струмом 7,5 А; середня розрядна напруга 1,18 В. Які питомі характеристики акумулятора?

Відповідь: 33,10 А·год/л; 16,35 А·год/кг.

Задача № 6

Батарея із 10 послідовно сполучених свинцево–кадмієвих резервних елементів $\text{Cd} \mid \text{H}_2\text{SO}_4 \mid \text{PbO}_2$ має об'єм 1,03 л і масу 2,22 кг. Напруга такої батареї у початковий момент розряду на опір 0,6 Ом складала 18,5 В, після віддачі 1,0 А·хв на 1 см³ об'єму батареї – 17,0 В та у кінці розряду – 10,0 В.

Яка питома потужність батареї на цих стадіях розряду?

Відповідь: на початку розряду: 553 Вт/л; 257 Вт/кг; в середині розряду 468 Вт/л; 217 Вт/кг; у кінці розряду 162 Вт/л; 75,2 Вт/кг.

Задача № 7

Батарея свинцевих акумуляторів типу ЗСТ–95 має номінальну розрядну ємність 95 А·год. Яка повинна бути тривалість її заряду струмом 9,0 А, якщо віддача батареї за струмом у цьому режимі дорівнює 80 %?

Відповідь: 13,2 год.

Задача № 8

При заряді відформованого нікель–кадмієвого акумулятора приблизно 70 % зарядної ємності приймається при середній напрузі 1,45 В і близько 30 % – при 1,85 В. Яка віддача за струмом і по енергії акумулятора типу НК–125, що заряджається струмом 25 А впродовж 6 год, якщо при наступному розряді струмом 12,5 А відпрацював 8 год 22 хв при середній напрузі 1,18 В?

Відповідь: за струмом 69,7 %, за енергією 52,3 %.

Задача № 9

Заряд нікель–залізного акумулятора типу НЖ–60 проводився впродовж 6 год струмом 15 А при середній зарядній напрузі 1,65 В. Яка віддача акумулятора за струмом і енергією, якщо його розряд струмом 7,5 А тривав 8 год 18 хв при середній розрядній напрузі 1,18 В?

Відповідь: за струмом 69,2 %, за енергією 50,0 %.

Практичне заняття №4. Розрахунок зосереджених параметрів схеми заміщення одноколової повітряної лінії електропередачі з неізольованими проводами та нерозщепленою фазою

Задача 2.1. Визначити питомі (на 1 км довжини) параметри П-подібної схеми заміщення ПЛ номінальною напругою 110 кВ, виконаною із застосуванням проміжних опор типу ПМ110-1Ф та проводу АС 150/24. Повітряна лінія проходить населеною територією, ступінь забруднення території проходження ПЛ – СЗ 2, тип ізоляторів ПЛ – ПС-70Е. Повітряна лінія виконана із транспозицією фаз.

Під час виконання електротехнічних розрахунків у сфері електричних мереж електроенергетичне обладнання в розрахункових моделях цих мереж подають за допомогою схем заміщення. За припущення, що конструкція електроенергетичного обладнання є фазосиметричною (що передбачає однаковість параметрів всіх трьох фаз), зазначене обладнання зазвичай може бути подане із застосуванням однолінійних схем заміщення. Типовою однолінійною схемою заміщення ліній електропередачі є симетрична П-подібна схема (рис. 4.1).

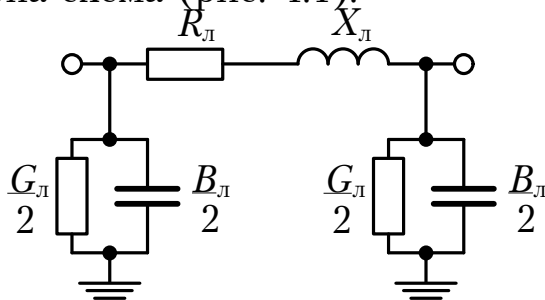


Рис. 4.1. Симетрична П-подібна схема заміщення ЛЕП

На рис. 4.1 позначено такі параметри симетричної П-подібної схеми заміщення ЛЕП:

- R_l – поздовжній активний опір;
- X_l – поздовжній реактивний (індуктивний) опір;
- G_l – поперечна активна провідність;
- B_l – поперечна реактивна (ємнісна) провідність.

Значення параметрів П-подібної схеми заміщення ЛЕП залежать від значень відповідних питомих (на 1 км довжини) параметрів r_0 , x_0 , g_0 і b_0 та фактичної довжини ЛЕП.

Питомий активний опір (резистанс) ПЛ із сталевалюмінієвими проводами визначають на основі значення її електричного опору постійному струму з урахуванням низки ефектів, які збільшують значення активного опору: поверхневого (скін) ефекту, гістерезису та ефекту близькості.

Визначимо питомий резистанс ПЛ з урахуванням скін-ефекту.

Проводи марки АС виготовляють відповідно до [2]. Параметри проводу АС 150/24 є такими:

- $\sigma_{20}=28.264 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$ – питомий електричний опір холодно-тягнутого алюмінієвого дроту, з якого виготовляють провід марки АС, за температури $+20 \text{ }^\circ\text{C}$ (табл. Б.5 [2]);

- $d_{\text{др Al}}=2.7 \text{ мм}$ – діаметр алюмінієвого дроту (ці та подальші дані взяті за табл. З [2]);

- діаметр сталевого дроту – 2.1 мм ;

- кількість алюмінієвих дротів – 26 ;

- кількість повивів алюмінієвих дротів – 2 ;

- кількість сталевих дротів – 7 ;

- кількість повивів сталевих дротів – 1 ;

- $K_1=0,03920$ – коефіцієнт укрупнення для проводу АС 150/24, взятий за даними табл. В.2 [2] відповідно до кількості алюмінієвих та сталевих дротів.

Площа поперечного перерізу алюмінієвого дроту, з якого виготовлений провід АС 150/24:

$$S_{\text{др Al}} := \frac{\pi \cdot d_{\text{др Al}}^2}{4} = 5.726 \text{ мм}^2$$

Питомий електричний опір проводу АС 150/24 постійному струму:

$$r_{DC} := \frac{\sigma_{20}}{S_{\text{др Al}}} \cdot K_1 = 0.1935 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Визначимо вплив на резистанс проводу скін-ефекту, пов'язаного із виникненням вихрового електромагнітного поля в його середині, що витісняє струм із внутрішніх шарів проводу.

Глибина скін-шару δ для алюмінію:

$$\delta := \sqrt{\frac{2 \cdot \sigma_{20}}{2 \pi \cdot f \cdot \mu_0 \cdot \mu_r}} = 12.0 \text{ мм}$$

де $f=50 \text{ Гц}$ – номінальне значення лінійної частоти електричного струму в ОЕС України;

$\mu_0=4\pi \cdot 10^{-4} \text{ Гн/км}$ – магнітна стала;

$\mu_r=1.000022$ – відносна магнітна проникність алюмінію.

За даними табл. А.4 [2] розрахунковий діаметр проводу АС 150/24 становить $D_{\text{нр}}=17.1 \text{ мм}$. Розрахункове значення радіусу проводу:

$$r_{\text{нр}} := 0.5 \cdot D_{\text{нр}} = 8.550 \text{ мм.}$$

Аргумент функції Бесселя для проводу АС 150/24 становитиме:

$$x := \frac{(1 - 1j) \cdot r_{\text{нр}}}{\delta} = 0.715 - 0.715j$$

Коефіцієнт збільшення опору через скін-ефект:

$$k_{sD} := \operatorname{Re} \left(\frac{x}{2} \cdot \frac{J_0(x)}{J_1(x)} \right) = 1.005$$

де J_0, J_1 – функції Бесселя першого роду нульового та першого порядку відповідно (значення функцій Бесселя може бути розраховане за допомогою офісного додатку «Microsoft Excel», системи комп'ютерної алгебри «MathCAD» або інших програм).

За даними табл. А.4 [1] розрахунковий діаметр сталевго осердя проводу типу АС 150/24 становить $D_{ст}=6.3$ мм. Відповідно, розрахункове значення радіусу сталевго осердя:

$$r_{cm} := 0.5 \cdot D_{cm} = 3.150 \text{ мм.}$$

Коефіцієнт k_s , який враховує вплив скін-ефекту:

$$k_s := 1 + (k_{sD} - 1) \cdot \left(1 - \frac{r_{cm}}{r_{np}} \right) = 1.003$$

Питомий резистанс проводу АС 150/24 з урахуванням впливу скін-ефекту:

$$r_0 := r_{DC} \cdot k_s = 0.1942 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Питомий реактивний опір (реактанс) ПЛ визначають на основі даних щодо габаритів опори та проводу. Схему опори типу ПМ110-1Ф наведено на рис. 2.2. Умовно позначимо фази 1, 2 та 3 в напрямку зліва направо і визначимо міжфазні відстані:

$$D_{1,2} := \sqrt{(2400 \cdot \text{мм} + 2400 \cdot \text{мм})^2 + (4000 \cdot \text{мм})^2} = 6248 \text{ мм};$$

$$D_{2,3} := \sqrt{(4700 \cdot \text{мм} - 2400 \cdot \text{мм})^2 + (4000 \cdot \text{мм})^2} = 4614 \text{ мм};$$

$$D_{3,1} := 2400 \cdot \text{мм} + 4700 \cdot \text{мм} = 7100 \text{ мм.}$$

Середньгеометрична відстань між фазами ПЛ, виконаної із застосуванням опор ПМ110-1Ф:

$$D_{с.г} := \sqrt[3]{D_{1,2} \cdot D_{2,3} \cdot D_{3,1}} = 5893 \text{ мм.}$$

Питомий реактанс ПЛ, виконаної із застосуваннями опор типу ПМ110-1Ф та проводу АС 150/24:

$$x_0 := 2 \pi \cdot f \cdot \left(\frac{\mu_0}{2 \pi} \cdot \left(\ln \left(\frac{D_{с.г}}{r_{np}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \right) = 0.4264 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

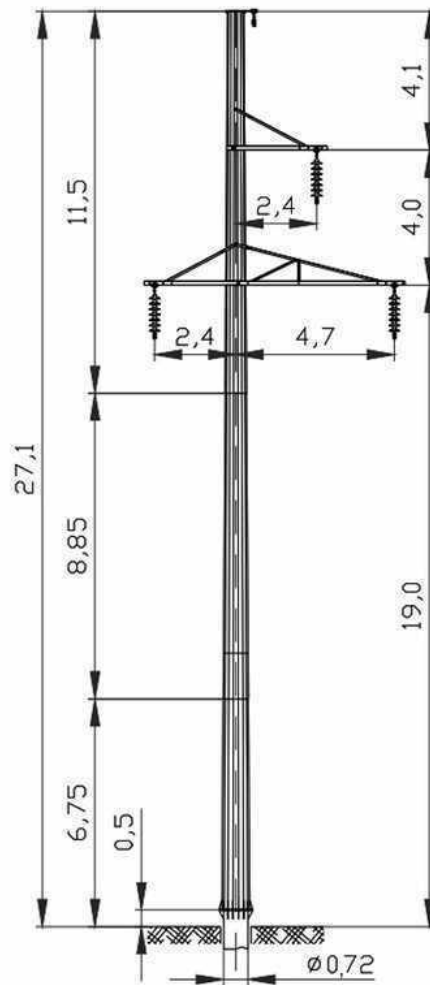


Рис. 4.2.Схема опори типу ПМ110-1Ф

Питому активну провідність (кондуктанс) ПЛ визначають на основі даних щодо питомої втрати активної потужності на корону ΔP_k . Відповідно до даних, наведених в [3], для одноколової ПЛ номінальною напругою $U_{ном}=110$ кВ зі сталевими опорами та проводами АС 150/24 середньорічне значення ΔP_k становить $0.07 \cdot 10^{-3}$ МВт/км.

Питомий кондуктанс становитиме:

$$g_0 := \frac{\Delta P_k}{U_{ном}^2} = (5.785 \cdot 10^{-9}) \frac{\text{СМ}}{\text{КМ}}$$

Питому активну провідність (сусцептанс) ПЛ визначають на основі даних щодо габаритів опори, гірлянд ізоляторів та проводу [6].

Визначимо кількість ізоляторів в гірлянді ПЛ відповідно до [1]. Технічні характеристики ізоляторів визначають за табл. 1-4 [4] відповідно до типу ізолятора. Для ізолятора типу ПС-70Е відповідно до табл. 1 та табл. 2 [4] маємо наступні технічні характеристики:

- будівельна висота $h_{із}=127$ мм;
- діаметр тарілки $d_{із}=255$ мм;
- довжина шляху витoku $L_{вит}=320$ мм.

Відношення $L_{\text{внт}}/d_{i3}= 1.255$, тому за табл. 1.9.2 [1] коефіцієнт використання довжини шляху витоку ізолятора $K_I=1.15$.

Гірлянди ізоляторів ПЛ номінальною напругою 110 кВ виконують з однією паралельною гілкою ізоляторів на проміжних опорах, тому за табл. 1.9.4 [1] коефіцієнт використання довжини шляху витоку складеної конструкції з паралельними або послідовно-паралельними гілками $K_K=1,0$.

Коефіцієнт використання ізоляторів:

$$K:=K_I \cdot K_K=1.15$$

Довжина шляху витоку ізоляторів та ізоляційних конструкцій:

$$L:=\lambda_n \cdot U_{\text{max}} \cdot K=1673 \text{ мм}$$

де $\lambda_n=20$ мм/кВ – питома нормована довжина шляху витоку для території зі ступенем забруднення СЗ 2 (табл. 1.9.1 [4]);

$U_{\text{max}}=126/\sqrt{3}$ кВ – максимальна допустима фазна напруга ПЛ номінальною напругою 110 кВ відповідно до [5].

Розрахункова кількість ізоляторів в одному колі гірлянди:

$$m:=\frac{L}{L_{\text{внт}}}=5.229$$

Якщо розрахунок m не дає цілого числа, то вибирають наступне ціле число. Крім того, на ПЛ напругою від 35 до 110 кВ із металевими, залізобетонними й дерев'яними опорами з заземленими кріпленнями гірлянд кількість тарілчастих ізоляторів у натяжних гірляндах усіх типів незалежно від СЗ слід збільшувати на один ізолятор у кожній гірлянді, тому $m=7$.

Довжина гірлянди ізоляторів:

$$L_z:=m \cdot h_{i3}=889 \text{ мм.}$$

Висоти точок закріплення гірлянди ізоляторів на опорі (відповідно до схеми опори): $h_{3.2.1}=19000$ мм, $h_{3.2.2}=19000+4000=23000$ мм, $h_{3.2.3}=19000$ мм.

Висоти точок закріплення проводів над поверхнею землі:

$$h_{3.нр.1}:=h_{3.2.1}-L_z=18111 \text{ мм;}$$

$$h_{3.нр.2}:=h_{3.2.2}-L_z=22111 \text{ мм;}$$

$$h_{3.нр.3}:=h_{3.2.3}-L_z=18111 \text{ мм.}$$

Найменша відстань від проводів ПЛ номінальною напругою 110 кВ до поверхні землі в населеній місцевості відповідно до табл. 2.5.33 [1] (для ненаселеної місцевості – відповідно до табл. 2.5.30 [1]) становить $h_{\text{min}}=7000$ мм.

Максимальні стріли провисання (відповідно до [1] та схеми опори):

$$f_{max1} := h_{з.нр.1} - h_{min} = 11111 \text{ мм};$$

$$f_{max2} := h_{з.нр.2} - (h_{min} + 4000 \cdot \text{мм}) = 11111 \text{ мм};$$

$$f_{max3} := h_{з.нр.3} - h_{min} = 11111 \text{ мм}.$$

Висоти центрів мас проводу (відповідно до [1]):

$$h_1 := h_{з.нр.1} - \frac{2}{3} \cdot f_{max1} = 10704 \text{ мм};$$

$$h_2 := h_{з.нр.2} - \frac{2}{3} \cdot f_{max2} = 14704 \text{ мм};$$

$$h_3 := h_{з.нр.3} - \frac{2}{3} \cdot f_{max3} = 10704 \text{ мм}.$$

Середня геометрична висота розташування центру мас проводів трифазної системи електропередачі:

$$h_g := \sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3} = 11899 \text{ мм}.$$

Відстань між фазними проводами та віддзеркаленнями проводів суміжних фаз (рис. 2.3):

$$D_{1.2} := \sqrt{(2100 \cdot \text{мм} + 2100 \text{ мм})^2 + (h_{з.нр.1} + h_{з.нр.2})^2} = 40441 \text{ мм};$$

$$D_{2.3} := \sqrt{(4200 \cdot \text{мм} - 2100 \text{ мм})^2 + (h_{з.нр.2} + h_{з.нр.3})^2} = 40277 \text{ мм};$$

$$D_{3.1} := \sqrt{(4200 \cdot \text{мм} + 2100 \text{ мм})^2 + (2 \cdot h_{з.нр.3})^2} = 36766 \text{ мм}.$$

Середня геометрична відстань між фазними проводами та віддзеркаленнями проводів суміжних фаз:

$$D'_{с.з} := \sqrt[3]{D_{1.2} \cdot D_{2.3} \cdot D_{3.1}} = 39124 \text{ мм}.$$

Питомий суццептанс ПЛ номінальною напругою 110 кВ, виконаної із застосуванням опор типу ПМ110-1Ф та проводу АС 150/24 становитиме:

$$b_0 := 2 \pi \cdot f \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r}{\ln \left(\frac{2 \cdot h_g \cdot D_{с.з}}{r_{нр} \cdot D'_{с.з}} \right)} = (2.896 \cdot 10^{-6}) \frac{\text{СМ}}{\text{КМ}}$$

де $\varepsilon_0 = 8.854 \cdot 10^{-9}$ Ф/кВ – електрична стала;

$\varepsilon_r = 1.00052$ – відносна діелектрична провідність повітря за температури +20 °С.

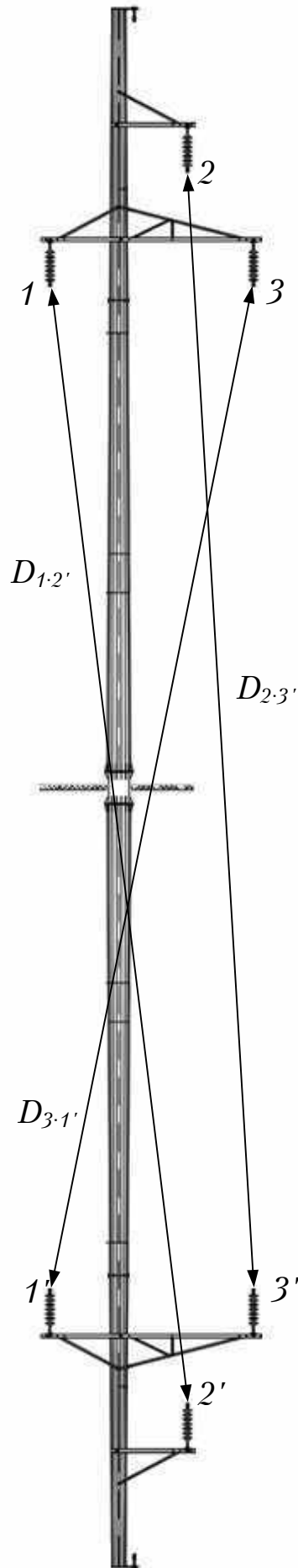


Рис. 4.3. Відстані між фазними проводами та віддзеркаленнями проводів суміжних фаз опори ПМ110-1Ф

Практичне заняття № 5. Розрахунок параметрів схеми заміщення силових двообмоткових та триобмоткових трансформаторів

Задача 5.1. Визначити параметри Г-подібної схеми заміщення силового двообмоткового трансформатора типу ТМН-1600/35.

Г-подібна схема заміщення (рис. 5.1) є типовою однолінійною схемою заміщення силового двообмоткового трансформатора.

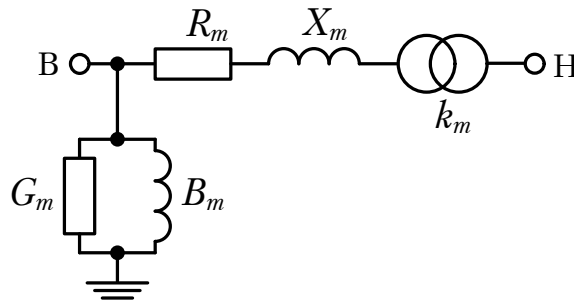


Рис. 5.1. Однолінійна Г-подібна схема заміщення силового двообмоткового трансформатора

На рис. 5.1 позначено такі параметри Г-подібної схеми заміщення силового двообмоткового трансформатора:

- R_T – поздовжній активний опір;
- X_T – поздовжній реактивний (індуктивний) опір;
- G_T – поперечна активна провідність;
- B_T – поперечна реактивна (індуктивна) провідність.

Відповідно до табл. 1, 13 та 16 [13] двообмотковий трансформатор типу ТМН-1600/35 характеризується такими паспортними даними:

- номінальна потужність: $S_{ном} = 1600$ кВА;
- номінальна напруга обмоток: $U_{ном\ B} = 35$ кВ, $U_{ном\ H} = 11$ кВ;
- схема з'єднання обмоток: $Y-\Delta-11$;
- регулятор напруги на стороні ВН: РПН $\pm 4 \times 2.5\%$;
- втрати активної потужності в режимі холостого ходу: $\Delta P_x = 2.9$ кВт;
- втрати активної потужності в режимі короткого замикання на основному відгалуженні РПН: $\Delta P_k = 16.5$ кВт;
- напруга режиму короткого замикання:
 - у положенні РПН, яке відповідає номінальній напрузі: $U_{к\ ном} = 6.5\%$;
 - у положенні РПН -10% : $U_{к\ min} = 6.2\%$;
 - у положенні РПН $+10\%$: $U_{к\ max} = 6.8\%$;
- струм режиму холостого ходу: $I_x = 1.30\%$.

Визначимо параметри Г-подібної схеми заміщення двообмоткового трансформатора відповідно до рис. 5.1.

Повна поперечна провідність (адмітанс) трансформатора:

$$Y_m := \frac{I_x \cdot S_{ном} \cdot 10^{-5}}{U_{ном\ B}^2} = 16.980 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Активна поперечна провідність (кондуктанс) трансформатора [14]:

$$G_m := \frac{\Delta P_x \cdot 10^{-3}}{U_{ном\cdot B}^2} = 2.367 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Реактивна поперечна провідність (сусцептанс) трансформатора:

$$B_m := -\sqrt{(Y_m)^2 - (G_m)^2} = -16.814 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Втрати активної потужності в магнітопроводі в режимі короткого замикання:

$$\Delta P_{к\cdot м} := G_m \cdot (U_{к\cdot ном} \cdot U_{ном\cdot B})^2 \cdot 10^{-1} = 0.01 \text{ кВт.}$$

Втрати активної потужності в обмотках в режимі короткого замикання:

$$\Delta P_{к\cdot об} := \Delta P_k - \Delta P_{к\cdot м} = 16.49 \text{ кВт.}$$

Зважаючи, що значення $\Delta P_{к\cdot м}$ є дуже малим в порівнянні з ΔP_k , під час розрахунку активного опору трансформатора значенням $\Delta P_{к\cdot м}$ можна нехтувати.

Відповідно до паспортних параметрів РПН трансформатора маємо:

- крок регулювання напруги РПН: $\omega_{0 \text{ РПН}} = 0.025$;
 - номер відгалуження РПН, що відповідає мінімальній напрузі: $N_{min} = -4$;
 - номер відгалуження РПН, що відповідає максимальній напрузі: $N_{max} = 4$;
- Еквівалентний активний поздовжній опір (резистанс) двохобмоткового трансформатора залежно від положення РПН:

- на відгалуженні, що відповідає номінальній напрузі:

$$R_{m\cdot ном} := \frac{\Delta P_{к\cdot об} \cdot U_{ном\cdot B}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^3 = 7.890 \text{ Ом;}$$

- на відгалуженні, що відповідає мінімальній напрузі:

$$R_{m\cdot min} := \frac{\Delta P_{к\cdot об} \cdot (U_{ном\cdot B} \cdot (1 + |N_{min} \cdot \omega_{РПН\cdot 0}|))^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^3 = 9.546 \text{ Ом;}$$

- на відгалуженні, що відповідає максимальній напрузі:

$$R_{m\cdot max} := \frac{\Delta P_{к\cdot об} \cdot (U_{ном\cdot B} \cdot (1 + |N_{max} \cdot \omega_{РПН\cdot 0}|))^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^3 = 9.546 \text{ Ом.}$$

Визначимо падіння напруги на еквівалентному резистансі двохобмоткового трансформатора в режимі короткого замикання залежно від положення РПН:

- на відгалуженні, що відповідає номінальній напрузі:

$$U_{к.а'ном} := \frac{S_{ном} \cdot R_{т'ном}}{U_{ном \cdot B}^2} \cdot 10^{-1} = 1.03 \text{ \%};$$

- на відгалуженні, що відповідає мінімальній напрузі:

$$U_{к.а'min} := \frac{S_{ном} \cdot R_{т'ном}}{(U_{ном \cdot B} \cdot (1 + N_{min} \cdot \omega_{РПН \cdot 0}))^2} \cdot 10^{-1} = 1.27 \text{ \%};$$

- на відгалуженні, що відповідає максимальній напрузі:

$$U_{к.а'max} := \frac{S_{ном} \cdot R_{т'ном}}{(U_{ном \cdot B} \cdot (1 + N_{max} \cdot \omega_{РПН \cdot 0}))^2} \cdot 10^{-1} = 1.27 \text{ \%}.$$

Падіння напруги на еквівалентному поздовжньому реактивному опорі (реактансі) двохобмоткового трансформатора в режимі короткого замикання залежно від положення РПН становитиме:

- на відгалуженні РПН, що відповідає номінальній напрузі:

$$U_{к.р'ном} := \sqrt{U_{к'ном}^2 - U_{к.а'ном}^2} = 6.42 \text{ \%};$$

- на відгалуженні РПН, що відповідає мінімальній напрузі:

$$U_{к.р'min} := \sqrt{U_{к'min}^2 - U_{к.а'min}^2} = 6.07 \text{ \%};$$

- на відгалуженні РПН, що відповідає максимальній напрузі:

$$U_{к.р'max} := \sqrt{U_{к'max}^2 - U_{к.а'max}^2} = 6.68 \text{ \%}.$$

Реактанс трансформатора:

- на відгалуженні РПН, що відповідає номінальній напрузі:

$$X_{т'ном} := \frac{U_{к.р'ном} \cdot U_{ном \cdot B}^2}{S_{ном}} \cdot 10 = 49.136 \text{ Ом};$$

- на відгалуженні РПН, що відповідає мінімальній напрузі:

$$X_{т'min} := \frac{U_{к.р'min} \cdot U_{ном \cdot B}^2}{S_{ном}} \cdot 10 = 46.459 \text{ Ом};$$

- на відгалуженні РПН, що відповідає максимальній напрузі:

$$X_{т'max} := \frac{U_{к.р'max} \cdot U_{ном \cdot B}^2}{S_{ном}} \cdot 10 = 51.143 \text{ Ом}.$$

Задача 5.2. Визначити параметри схеми заміщення силового трансформатора з розщепленою обмоткою типу ТРДН-25000/110 на відгалуженні РПН, яке відповідає номінальній напрузі.

Типовою однолінійною схемою заміщення для трансформаторів з розщепленою обмоткою є схема виду «трипроменева зірка» (рис. 5.2).

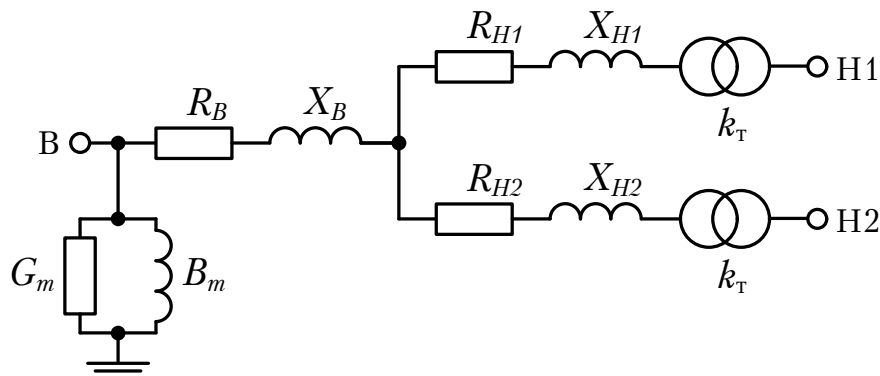


Рис. 5.2. Однолінійна схема заміщення силового трансформатора із розщепленою обмоткою

Відповідно до табл. 2 та 22 [15] трансформатор із розщепленою обмоткою типу ТРДН-25000/110 характеризується такими паспортними даними:

- номінальна потужність: $S_{ном} = 25000$ кВА;
- номінальна напруга обмоток: $U_{ном\ B} = 115$ кВ, $U_{ном\ H1} = U_{ном\ H2} = 11.0$ кВ;
- схема з'єднання обмоток: $Y_H - \Delta - \Delta - 11 - 11$;
- регулятор напруги на стороні ВН: РПН $\pm 9 \times 1.78\%$;
- втрати активної потужності в режимі холостого ходу: $\Delta P_x = 25$ кВт;
- втрати активної потужності в режимі короткого замикання на основному відгалуженні РПН: $\Delta P_k = 120$ кВт;
- напруга режиму короткого замикання: $U_{к\ В-Н} = 10.5\%$, $U_{к\ В-Н1} = U_{к\ В-Н2} = 20.0\%$, $U_{к\ Н1-Н2} = 30\%$ (не менше);
- струм режиму холостого ходу: $I_x = 0.55\%$.

Визначимо параметри схеми заміщення трансформатора із розщепленою обмоткою відповідно до рис. 5.2.

Адмітанс трансформатора:

$$Y_m := \frac{I_x \cdot S_{ном} \cdot 10^{-5}}{U_{ном\ B}^2} = 10.397 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Кондуктанс трансформатора:

$$G_m := \frac{\Delta P_x \cdot 10^{-3}}{U_{ном\ B}^2} = 1.890 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Суццептанс трансформатора:

$$B_m := -\sqrt{(Y_m)^2 - (G_m)^2} = -10.224 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Повний еквівалентний опір (імпеданс) обмоток трансформатора:

$$Z_m := \frac{U_{к.В\cdot Н} \cdot U_{ном\cdot В}^2}{S_{ном}} \cdot 10 = 55.545 \text{ Ом.}$$

Втрати активної потужності в магнітопроводі в режимі короткого замикання:

$$\Delta P_{к\cdot м} := G_m \cdot (U_{к.В\cdot Н} \cdot U_{ном\cdot В})^2 \cdot 10^{-1} = 0.28 \text{ кВт.}$$

Втрати активної потужності в обмотках в режимі короткого замикання:

$$\Delta P_{к\cdot об} := \Delta P_k - \Delta P_{к\cdot м} = 119.72 \text{ кВт.}$$

Зважаючи, що значення $\Delta P_{к\cdot м}$ є дуже малим в порівнянні з ΔP_k , під час розрахунку активного опору трансформатора значенням $\Delta P_{к\cdot м}$ можна нехтувати. Зважаючи на аналогічний висновок, зроблений в рамках розв'язання Задачі 5.1, можна стверджувати, що подібне нехтування є можливим для силових трансформаторів широкого діапазону номінальних потужностей.

Еквівалентний резистанс трансформатора:

$$R_m := \frac{\Delta P_{к\cdot об} \cdot U_{ном\cdot В}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^3 = 2.533 \text{ Ом.}$$

Резистанс обмоток ВН та НН1 (НН2):

$$R_B := 0.5 \cdot R_m = 1.267 \text{ Ом;}$$

$$R_{Н1} := R_m = 2.533 \text{ Ом.}$$

Еквівалентний реактанс трансформатора:

$$X_m := \sqrt{Z_m^2 - R_m^2} = 55.487 \text{ Ом.}$$

Еквівалентний імпеданс обмоток ВН і НН1 (НН2):

$$Z_{В\cdot Н1} := \frac{U_{к.В\cdot Н1} \cdot U_{ном\cdot В}^2}{S_{ном}} \cdot 10 = 105.800 \text{ Ом.}$$

Еквівалентний реактанс обмоток ВН і НН1 (НН2):

$$X_{В\cdot Н1} := \sqrt{Z_{В\cdot Н1}^2 - (R_B + R_{Н1})^2} = 105.732 \text{ Ом.}$$

Резистанс обмоток ВН і НН1 (НН2):

$$X_B := 2 \cdot X_m - X_{В\cdot Н1} = 5.243 \text{ Ом;}$$

$$X_{Н1} := X_{В\cdot Н1} - X_B = 100.489 \text{ Ом.}$$

Задача 5.3. Визначити параметри схеми заміщення силового триобмоткового трансформатора типу ТДТН-16000/150 на відгалуженні РПН, яке відповідає номінальній напрузі.

Типовою однолінійною схемою заміщення для триобмоткових трансформаторів є схема виду «трипроменева зірка» (рис. 5.3).

Відповідно до табл. 5 та 23 [15] триобмотковий трансформатор типу ТДТН-16000/150 характеризується такими паспортними даними:

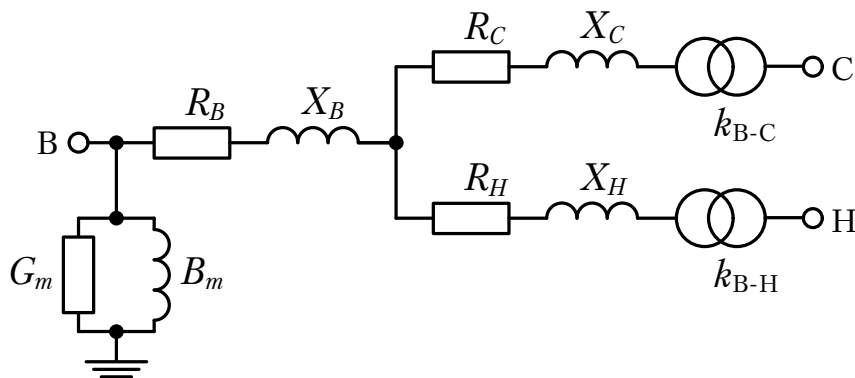


Рис. 5.3. Однолінійна схема заміщення силового триобмоткового трансформатора

- номінальна потужність: $S_{ном\ B}=S_{ном\ C}=S_{ном\ H}=16000$ кВА;
- номінальна напруга обмоток: $U_{ном\ B}=158$ кВ, $U_{ном\ C}=38.5$ кВ, $U_{ном\ H}=11.0$ кВ;
- схема з'єднання обмоток: $Y_H-Y_H-\Delta-0-11$;
- регулятор напруги на стороні ВН: РПН $\pm 8 \times 1.5\%$;
- регулятор напруги на стороні СН: ПБЗ $\pm 2 \times 2.5\%$;
- втрати активної потужності в режимі холостого ходу: $\Delta P_x=21$ кВт;
- втрати активної потужності в режимі короткого замикання на основному відгалуженні РПН: $\Delta P_k=100$ кВт;
- напруга режиму короткого замикання: $U_{к\ B-C}=10.5\%$, $U_{к\ B-H}=17.5\%$, $U_{к\ C-H}=6.5\%$;
- струм режиму холостого ходу: $I_x=0.66\%$.

Визначимо параметри схеми заміщення триобмоткового трансформатора відповідно до рис. 5.3.

Адмітанс трансформатора:

$$Y_m := \frac{I_x \cdot S_{ном} \cdot 10^{-5}}{U_{ном\ B}^2} = 4.230 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Кондуктанс трансформатора:

$$G_m := \frac{\Delta P_x \cdot 10^{-3}}{U_{ном\ B}^2} = 841.2 \cdot 10^{-9} \text{ См.}$$

Суццептанс трансформатора:

$$B_m := -\sqrt{(Y_m)^2 - (G_m)^2} = -4.146 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Втратами активної потужності в магнітопроводі в режимі короткого замикання можна знехтувати, оскільки (як було показано в задачах 5.1 та 5.2) значення цих втрат потужності є значно меншим за загальне значення втрат активної потужності в режимі короткого замикання. Тоді резистанс обмоток ВН, СН та НН триобмоткового трансформатора (з урахуванням однаковості потужності обмоток) становитиме:

$$R_B := \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{ном} \cdot B}^2}{2 \cdot S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^3 = 4.876 \text{ Ом};$$

$$R_C = R_H = R_B = 4.876 \text{ Ом.}$$

Фіктивні значення напруги короткого замикання для обмоток:

$$U_{\kappa \cdot B} := 0.5 \cdot (U_{\kappa \cdot B \cdot H} + U_{\kappa \cdot B \cdot C} - U_{\kappa \cdot C \cdot H}) = 10.75 \%;$$

$$U_{\kappa \cdot C} := U_{\kappa \cdot B \cdot C} - U_{\kappa \cdot B} = -0.25 \%;$$

$$U_{\kappa \cdot H} := U_{\kappa \cdot B \cdot H} - U_{\kappa \cdot B} = 6.75 \%.$$

Імпеданс обмоток ВН, СН та НН трансформатора:

$$Z_B := \frac{U_{\kappa \cdot B} \cdot U_{\text{ном} \cdot B}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot 10 = 167.727 \text{ Ом};$$

$$Z_C := \frac{U_{\kappa \cdot C} \cdot U_{\text{ном} \cdot B}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot 10 = -3.901 \text{ Ом};$$

$$Z_H := \frac{U_{\kappa \cdot H} \cdot U_{\text{ном} \cdot B}^2}{S_{\text{ном}}} \cdot 10 = 105.317 \text{ Ом.}$$

Від'ємне або дуже мале додатне значення імпедансу обмотки є характерним для триобмоткового трансформатора, що має обмотку зі схемою з'єднання «трикутник». Для такого випадку реактивний опір обмотки прирівнюють нулю.

Реактанс обмоток трансформатора ВН, СН та НН трансформатора:

$$X_B := \sqrt{Z_B^2 - R_B^2} = 167.656 \text{ Ом};$$

$$X_C = 0.000 \text{ Ом};$$

$$X_H := \sqrt{Z_H^2 - R_H^2} = 105.204 \text{ Ом.}$$

Задача 5.4. Визначити параметри схеми заміщення силового триобмоткового трансформатора зі зменшеними потужностями обмоток типу ТДТН-25000/110 на відгалуженні РПН, яке відповідає номінальній напрузі. Потужність обмоток СН та НН становить 67% та 33% від номінальної потужності трансформатора.

Триобмотковий трансформатор ТДТН-25000/110 зі зменшеними потужностями обмоток характеризується такими паспортними даними:

- номінальна потужність обмоток: $S_{ном\ B}=25000$ кВА, $S_{ном\ C}=16750$ кВА, $S_{ном\ H}=8250$ кВА;
- номінальна напруга обмоток: $U_{ном\ B}=115$ кВ, $U_{ном\ C}=38.5$ кВ, $U_{ном\ H}=6.6$ кВ;
- схема з'єднання обмоток: $Y_H-Y_H-\Delta-0-11$;
- регулятор напруги на стороні ВН: РПН $\pm 9 \times 1.78\%$;
- регулятор напруги на стороні СН: ПБЗ $\pm 2 \times 2.5\%$;
- втрати активної потужності в режимі холостого ходу: $\Delta P_x=25$ кВт;
- втрати активної потужності в режимі короткого замикання на основному відгалуженні РПН: $\Delta P_{к\ B-C}=86$ кВт, $\Delta P_{к\ B-H}=39$ кВт, $\Delta P_{к\ C-H}=60$ кВт;
- напруга режиму короткого замикання: $U_{к\ B-C}=10.5\%$ (значення віднесено до $S_{ном\ C}$), $U_{к\ B-H}=8.3\%$ (значення віднесено до $S_{ном\ H}$), $U_{к\ C-H}=13.2\%$ (значення віднесено до $S_{ном\ H}$);
- струм режиму холостого ходу: $I_x=0.45\%$.

Визначимо параметри схеми заміщення триобмоткового трансформатора відповідно до рис. 5.3.

Адмітанс трансформатора:

$$Y_m := \frac{I_x \cdot S_{ном\ B} \cdot 10^{-5}}{U_{ном\ B}^2} = 8.507 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Кондуктанс трансформатора:

$$G_m := \frac{\Delta P_x \cdot 10^{-3}}{U_{ном\ B}^2} = 1.890 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Суццептанс трансформатора:

$$B_m := -\sqrt{(Y_m)^2 - (G_m)^2} = -8.294 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Фіктивні значення втрат активної потужності в режимі короткого замикання для обмоток становитимуть:

$$\Delta P_{к\ B} := 0.5 \cdot (\Delta P_{к\ B\ C} + \Delta P_{к\ B\ H} - \Delta P_{к\ C\ H}) = 32.50 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{к\ C} := \Delta P_{к\ B\ C} - \Delta P_{к\ B} = 53.50 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{к.Н} := \Delta P_{к.В\cdot Н} - \Delta P_{к.В} = 6.50 \text{ кВт.}$$

Втратами активної потужності в магнітопроводі в режимі короткого замикання можна знехтувати, оскільки (як було показано в задачах 5.1 та 5.2) значення цих втрат потужності є значно меншим за загальне значення втрат активної потужності в режимі короткого замикання. Тоді резистанс обмоток ВН, СН та НН триобмоткового трансформатора становитиме:

$$R_B := \frac{\Delta P_{к.В} \cdot U_{ном\cdot В}^2}{S_{ном\cdot В}^2} \cdot 10^3 = 0.688 \text{ Ом;}$$

$$R_C := \frac{\Delta P_{к.С} \cdot U_{ном\cdot В}^2}{S_{ном\cdot В}^2} \cdot 10^3 = 1.132 \text{ Ом;}$$

$$R_H := \frac{\Delta P_{к.Н} \cdot U_{ном\cdot В}^2}{S_{ном\cdot В}^2} \cdot 10^3 = 0.138 \text{ Ом.}$$

Перерахуємо значення напруги режиму короткого замикання до номінальної потужності обмотки ВН трансформатора:

$$U'_{к.В\cdot С} := U_{к.В\cdot С} \cdot \left(\frac{S_{ном\cdot В}}{S_{ном\cdot С}} \right) = 15.67 \text{ \%};$$

$$U'_{к.В\cdot Н} := U_{к.В\cdot Н} \cdot \left(\frac{S_{ном\cdot В}}{S_{ном\cdot Н}} \right) = 25.15 \text{ \%};$$

$$U'_{к.С\cdot Н} := U_{к.С\cdot Н} \cdot \left(\frac{S_{ном\cdot С}}{S_{ном\cdot Н}} \right) = 26.80 \text{ \%}.$$

Фіктивні значення напруги короткого замикання для обмоток:

$$U'_{к.В} := 0.5 \cdot (U'_{к.В\cdot С} + U'_{к.В\cdot Н} - U'_{к.С\cdot Н}) = 7.01 \text{ \%};$$

$$U'_{к.С} := U'_{к.В\cdot С} - U'_{к.В} = 8.66 \text{ \%};$$

$$U'_{к.Н} := U'_{к.В\cdot Н} - U'_{к.В} = 18.14 \text{ \%}.$$

Імпеданс обмоток ВН, СН та НН трансформатора:

$$Z_B := \frac{U'_{к.В} \cdot U_{ном\cdot В}^2}{S_{ном\cdot В}} \cdot 10 = 37.091 \text{ Ом;}$$

$$Z_C := \frac{U'_{к.С} \cdot U_{ном\cdot В}^2}{S_{ном\cdot В}} \cdot 10 = 45.812 \text{ Ом;}$$

$$Z_H := \frac{U'_{\kappa.H} \cdot U_{\text{ном} \cdot B}^2}{S_{\text{ном} \cdot B}} \cdot 10 = 95.960 \text{ Ом.}$$

Реактанс обмоток трансформатора ВН, СН та НН трансформатора:

$$X_B := \sqrt{Z_B^2 - R_B^2} = 37.085 \text{ Ом;}$$

$$X_C := \sqrt{Z_C^2 - R_C^2} = 45.798 \text{ Ом;}$$

$$X_H := \sqrt{Z_H^2 - R_H^2} = 95.960 \text{ Ом.}$$

Практичне заняття № 6. Розрахунок характеристик графіків електричного навантаження та обсягів спожитої електричної енергії

Задача 6.1. За даними графіків активного та реактивного навантажень енергорайону (табл. 7.1) визначити:

- середню споживану потужність впродовж доби $P_{сер}$ та $Q_{сер}$;
- коефіцієнти нерівномірності навантаження α_P та α_Q ;
- коефіцієнти щільності навантаження β_P та β_Q ;
- коефіцієнти максимуму графіку споживання $k_{max P}$ та $k_{max Q}$;
- коефіцієнти форми графіку споживання $k_{ф P}$ та $k_{ф Q}$.

Вважаючи, що графіки активного та реактивного навантажень є однаковими для всіх днів року, визначити:

- обсяги активної енергії W_P та реактивної енергії W_Q , спожитої енергорайоном за добу та за рік за середньою потужністю години та за середнім значенням активної (реактивної) потужності навантаження впродовж доби;

- час використання максимуму навантаження $T_{max P}$ та $T_{max Q}$;

- час максимальних втрат активної енергії τ_P та реактивної енергії τ_Q за середньою квадратичною потужністю та за емпіричним виразом.

Таблиця 6.1. Добовий графік активного та реактивного навантажень енергорайону

Година	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P , кВт	13830	13225	12932	12625	12537	12769	13337	14575	15232	15905	15936	15788	15900
Q , кВАр	4320	4122	3955	3841	3756	3733	3922	4672	4778	4897	4953	4935	4988
Година	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
P , кВт	15817	15971	16015	15908	15709	15875	16159	16080	16703	16195	15063	14020	
Q , кВАр	4952	4955	4896	4854	4877	4981	4993	5064	5321	5122	5033	4870	

Добовий графік активного та реактивного навантажень енергорайону наведений на рис. 6.1 Зазначимо, що для зручності сприйняття графік реактивного навантаження відображений з напівплощини від'ємних значень на додатну напівплощину; зазначена дія не має впливу на результати розрахунків.

Визначимо середнє за годину значення активної потужності навантаження енергорайону впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$P_{сер}^{(0-1)} = \frac{P^{(0)} + P^{(1)}}{2} = \frac{13830 + 13225}{2} = 13527.5 \text{ кВт.}$$

Середні за годину значення активної потужності навантаження енергорайону впродовж інших часових інтервалів, а також середні за годину значення реактивної потужності навантаження визначатимуться аналогічно. Результати розрахунків середніх за годину значень активної та реактивної потужностей навантаження енергорайону наведені в табл. 6.2, відповідні графіки – на рис 6.2 та рис. 6.3.

Середні значення активної та реактивної потужностей навантаження енергорайону впродовж доби:

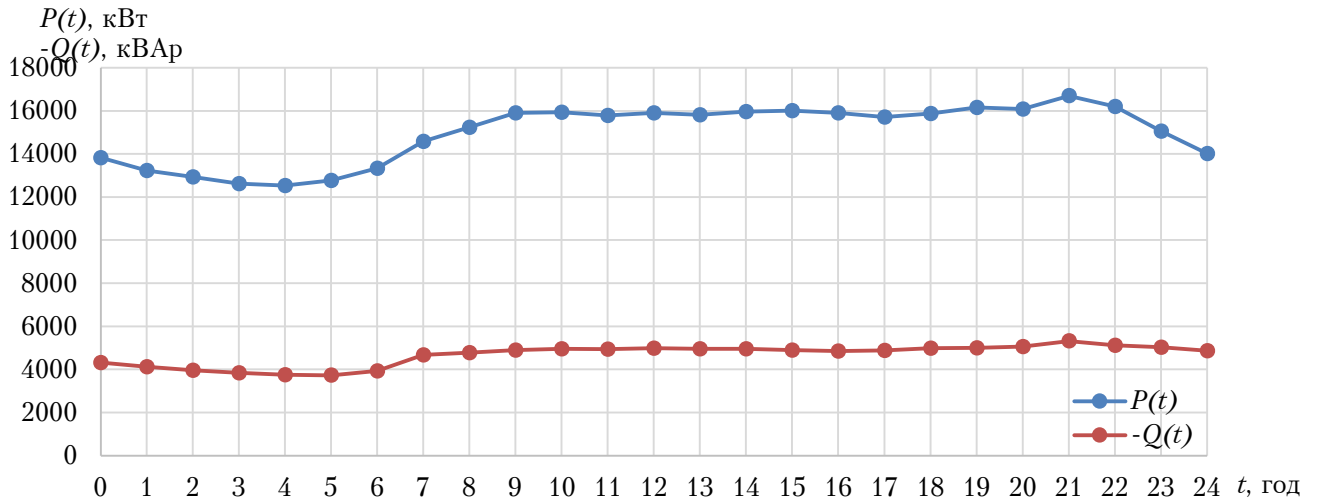


Рис. 6.1. Добовий графік споживання активної та реактивної потужностей

Таблиця 6.2. Середні за годину значення активної та реактивної потужностей навантаження енергорайону впродовж доби

Інтервал часу	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8	8–9	9–10	10–11	11–12
$P_{сер}, \text{кВт}$	13527.5	13078.5	12778.5	12581.0	12653.0	13053.0	13956.0	14903.5	15568.5	15920.5	15862.0	15844.0
$Q_{сер}, \text{кВАр}$	-4221.0	-4038.5	-3898.0	-3798.5	-3744.5	-3827.5	-4297.0	-4725.0	-4837.5	-4925.0	-4944.0	-4961.5
Інтервал часу	12–13	13–14	14–15	15–16	16–17	17–18	18–19	19–20	20–21	21–22	22–23	23–24
$P_{сер}, \text{кВт}$	15858.5	15894.0	15993.0	15961.5	15808.5	15792.0	16017.0	16119.5	16391.5	16449.0	15629.0	14541.5
$Q_{сер}, \text{кВАр}$	-4970.0	-4953.5	-4925.5	-4875.0	-4865.5	-4929.0	-4987.0	-5028.5	-5192.5	-5221.5	-5077.5	-4951.5

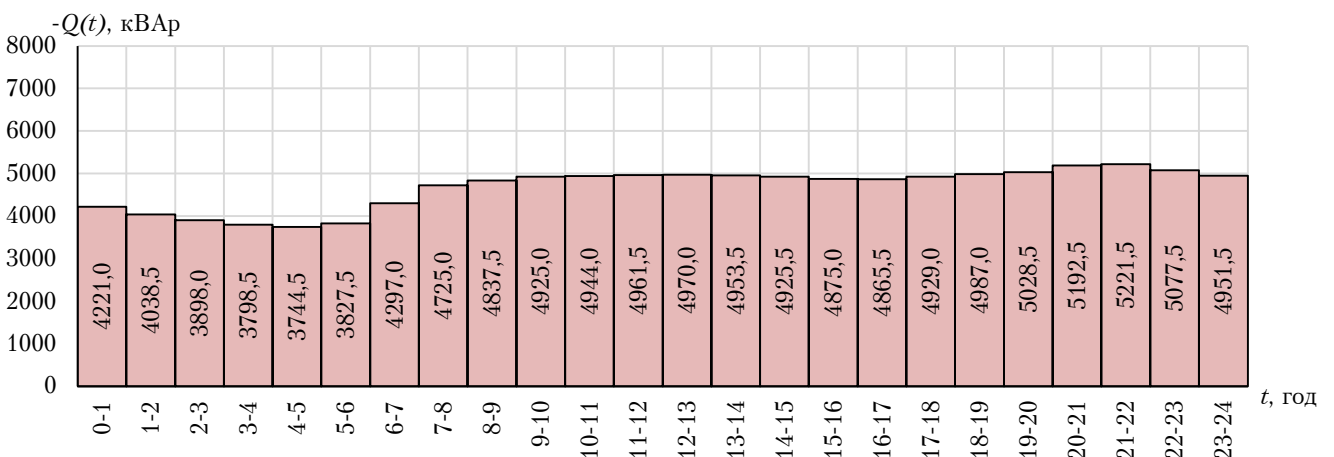
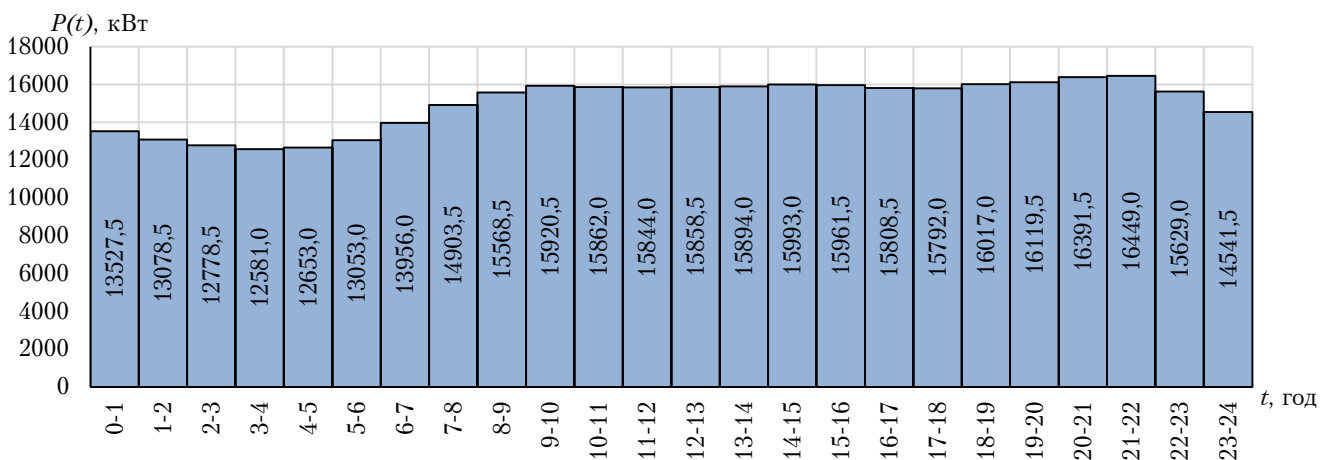


Рис. 6.2. Добовий графік активної та реактивної потужностей навантаження енергорайону за середніми потужностями години

$$P_{сер}^{доб} = \frac{\sum_{i=0}^{i=23} P^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}]}{t_{доб}} = 15007.5 \text{ кВт};$$

$$Q_{сер}^{доб} = \frac{\sum_{i=0}^{i=23} Q^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}]}{t_{доб}} = -4674.8 \text{ кВАр},$$

де $t_{доб}=24$ год – тривалість доби в годинах;

$P^{(i-(i+1))}$, $Q^{(i-(i+1))}$ – середня за годину активна та реактивна потужності навантаження за табл. 7.2.

Коефіцієнти нерівномірності добового графіку споживання :

$$\alpha_{доб P} = \frac{P_{мин}^{доб}}{P_{max}^{доб}} = \frac{12581.0}{16449.0} = 0.765;$$

$$\alpha_{доб Q} = \frac{Q_{мин}^{доб}}{Q_{max}^{доб}} = \frac{-3744.5}{-5221.5} = 0.717,$$

де $P_{max}^{доб}$, $Q_{max}^{доб}$ – максимальне значення середньої потужності години за добовим графіком споживання відповідно до даних табл. 6.2.

Коефіцієнти щільності добового графіку споживання:

$$\beta_{доб P} = \frac{P_{сер}^{доб}}{P_{max}^{доб}} = \frac{15007.5}{16449.0} = 0.912;$$

$$\beta_{доб Q} = \frac{Q_{сер}^{доб}}{Q_{max}^{доб}} = \frac{-4674.8}{-5221.5} = 0.895.$$

Коефіцієнт максимуму добового графіку споживання:

$$k_{max доб P} = \beta_{доб P}^{-1} = 1.096;$$

$$k_{max доб Q} = \beta_{доб Q}^{-1} = 1.117.$$

Середньоквадратична потужність за графіком навантаження, відповідно до даних табл. 6.2:

$$P_{сер.кв} = \sqrt{\frac{\left(\sum_{i=0}^{i=23} P^{(i-(i+1))}\right)^2}{t_{доб}}} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = 15064.8 \text{ кВт};$$

$$Q_{сер.кв} = \sqrt{\frac{\left(\sum_{i=0}^{i=23} Q^{(i-(i+1))}\right)^2}{t_{доб}}} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = -4698.6 \text{ кВАр}.$$

Коефіцієнт форми графіку за активною потужністю:

$$k_{\phi P} = \frac{P_{\text{сер.кв}}}{P_{\text{сер}}} = \frac{15064.8}{15007.5} = 1.004;$$

$$k_{\phi Q} = \frac{Q_{\text{сер.кв}}}{Q_{\text{сер}}} = \frac{-4698.6}{-4674.8} = 1.005.$$

Обсяги активної та реактивної електроенергії, спожитої енерго-районом впродовж доби:

- за середньою потужністю години:

$$W'_{\text{доб}P} = \sum_{i=0}^{i=23} P^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = 360181.0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W'_{\text{доб}Q} = \sum_{i=0}^{i=23} Q^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = -112195.0 \text{ кВАр} \cdot \text{год}.$$

- за середнім значенням активної та реактивної потужностей навантаження впродовж доби:

$$W''_{\text{доб}P} = P_{\text{сер}}^{\text{доб}} \cdot t_{\text{доб}} = 15007.5 \cdot 24 = 360181.0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W''_{\text{доб}Q} = Q_{\text{сер}}^{\text{доб}} \cdot t_{\text{доб}} = -4674.8 \cdot 24 = -112195.0 \text{ кВАр} \cdot \text{год}.$$

Значення обсягів спожитої активної та реактивної енергії, розраховані за різними способами, є абсолютно ідентичними.

Визначимо обсяг спожитої активної та реактивної електричної енергії впродовж року, вважаючи, що графік споживання активної та реактивної потужностей є однаковим для всіх днів року:

$$W_{\text{рiч}P} = W'_{\text{доб}P} \cdot N_{\text{д}} = 360181.0 \cdot 365 = 131466065 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W_{\text{рiч}Q} = W'_{\text{доб}Q} \cdot N_{\text{д}} = -112195.0 \cdot 365 = -40951175 \text{ кВАр} \cdot \text{год},$$

де $N_{\text{д}}=365$ – кількість дiб у році.

Кількість годин використання максимуму навантаження:

$$T_{\text{max}P} = \frac{W_{\text{рiч}P}}{P_{\text{max}}^{\text{доб}}} = \frac{131466065}{16449.0} = 7992.3 \text{ год};$$

$$T_{\text{max}Q} = \frac{W_{\text{рiч}Q}}{Q_{\text{max}}^{\text{доб}}} = \frac{40951175}{5221.5} = 7842.8 \text{ год}.$$

Час максимальних втрат активної та реактивної енергії в електричній мережі енергорайону:

$$\tau'_P = \frac{\sum_{i=0}^{i=23} [P^{(i-(i+1))}]^2 \cdot (t^{(i+1)} - t^{(i)})}{(P_{\text{max}}^{\text{доб}})^2} \cdot N_{\text{д}} = 7347.7 \text{ год};$$

$$\tau'_Q = \frac{\sum_{i=0}^{i=23} [Q^{(i-(i+1))}]^2 \cdot (t^{(i+1)} - t^{(i)})}{(Q_{\max}^{\text{доб}})^2} \cdot N_{\text{д}} = 7093.3 \text{ год.}$$

Порівняємо знайдену величину τ'_P з її значенням, розрахованим за емпіричним виразом:

$$\begin{aligned} \tau''_P &= \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10\,000} \right)^2 \cdot 8\,760 = \left(0,124 + \frac{7\,992.3}{10\,000} \right)^2 \cdot 8\,760 = \\ &= 7\,466.7 \text{ год.} \end{aligned}$$

Відхилення значення часу максимальних втрат активної енергії в електричній мережі енергорайону, розрахованого за емпіричним виразом:

$$\Delta_{\tau_P} = \frac{\tau'_P - \tau''_P}{\tau'_P} \cdot 100 = \frac{7347.7 - 7\,466.7}{7347.7} \cdot 100 = -1.62 \%$$

Порівняння значень часу максимальних втрат активної енергії, розрахованих двома різними способами, вказує на допустимість розрахунку цього значення за емпіричним виразом у випадку відсутності деталізованої інформації щодо графіку активного навантаження. Емпіричний вираз для визначення часу максимальних втрат реактивної енергії не застосовується.

Практичне заняття № 7. Розрахунок втрат потужності та енергії у повітряних та кабельних лініях електропередачі

Задача 7.1. Визначити погодинні та добові втрати активної та реактивної потужності та енергії в ПЛ номінальною напругою 110 кВ, виконаний із застосуванням проміжних опор типу ПМ110-1Ф та проводу АС 150/24. Довжина ПЛ становить 30 км. Добовий графік активної та реактивної потужностей, які передає ПЛ, наведено в табл. 6.1.

Питомі параметри ПЛ номінальною напругою 110 кВ, виконаної із застосуванням проміжних опор типу ПМ110-1Ф та проводу АС 150/24, визначені в рамках розв'язання Задачі 2.1. Визначимо параметри П-подібної схеми заміщення ПЛ довжиною $L_{ПЛ}=30$ км:

$$R_{ПЛ} := r_0 \cdot L_{ПЛ} = 5.83 \text{ Ом};$$

$$X_{ПЛ} := x_0 \cdot L_{ПЛ} = 12.79 \text{ Ом};$$

$$G_{ПЛ} := g_0 \cdot L_{ПЛ} = (173.55 \cdot 10^{-9}) \text{ См};$$

$$B_{ПЛ} := b_0 \cdot L_{ПЛ} = (86.88 \cdot 10^{-6}) \text{ См}.$$

Втрати енергії та потужності в ПЛ та КЛ визначають відповідно до [8].

Визначимо середнє діюче значення сили струму, який протікав фазою ПЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години (відповідно до даних табл. 7.2):

$$I_{\text{сєр.0-1}} := \sqrt{\frac{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}{3 \cdot U_{\text{ном}}^2}} = 74.4 \text{ А}.$$

Втрати активної потужності в резистансі ПЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta P_{R,0-1} := 3 \cdot I_{\text{сєр.0-1}}^2 \cdot R_{ПЛ} \cdot 10^{-3} = 96.67 \text{ кВт}.$$

Втрати реактивної потужності в реактансі ПЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta Q_{X,0-1} := -3 \cdot I_{\text{сєр.0-1}}^2 \cdot X_{ПЛ} \cdot 10^{-3} = -212.27 \text{ кВАр}.$$

Втрати активної потужності в кондуктансі ПЛ (втрати на корону) впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta P_{G,0-1} := \Delta P_k \cdot L_{ПЛ} = 2.10 \text{ кВт}.$$

де $\Delta P_k = 0,07$ кВт/км – питомі втрати ПЛ на корону відповідно до [3].

Середні втрати активної потужності в ізоляції ПЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta P_{iz.0-1} := \frac{103 \cdot \Delta W_{iz.cerp.0-1}}{8760^2} \cdot L_{ПЛ} = 0.07 \text{ кВт.}$$

де $\Delta W_{iz.cerp.0-1} = 1680$ кВт·год/км – питомі середньорічні втрати активної потужності в ізоляції ПЛ для Київської області).

Втрати реактивної потужності в суццептансі ПЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta Q_{B.0-1} := V_{ПЛ} \cdot U_{ном}^2 \cdot 10^3 = 1051.26 \text{ кВАр.}$$

Сумарні втрати активної потужності в ПЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta P_{\Sigma 0-1} := \Delta P_{R.0-1} + \Delta P_{G.0-1} + \Delta P_{iz.0-1} = 98.84 \text{ кВт.}$$

Сумарні втрати реактивної потужності в ПЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta Q_{\Sigma 0-1} := \Delta Q_{X.0-1} + \Delta Q_{B.0-1} = 838.99 \text{ кВАр.}$$

Результати розрахунків втрат активної та реактивної потужностей в ПЛ за рештою часових інтервалів наведені в табл. 7.1.

Таблиця 7.1. Погодинні втрати активної та реактивної потужностей в ПЛ впродовж доби

Інтервал часу	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8	8–9	9–10	10–11	11–12
$I_{сер}, A$	96.67	90.20	85.92	83.14	83.82	89.08	102.65	117.68	127.95	133.70	132.89	132.70
$\Delta P_R, кВт$	-212.27	-198.05	-188.67	-182.57	-184.06	-195.59	-225.41	-258.39	-280.95	-293.57	-291.80	-291.38
$\Delta Q_X, кВАр$	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
$\Delta P_G, кВт$	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
$\Delta P_{iz}, кВт$	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26
$\Delta Q_B, кВАр$	98.84	92.36	88.09	85.31	85.99	91.24	104.82	119.84	130.12	135.86	135.06	134.87
$\Delta P_{\Sigma}, кВт$	838.99	853.21	862.59	868.69	867.20	855.67	825.85	792.87	770.31	757.69	759.46	759.88
$\Delta Q_{\Sigma}, кВАр$	96.67	90.20	85.92	83.14	83.82	89.08	102.65	117.68	127.95	133.70	132.89	132.70
Інтервал часу	12–13	13–14	14–15	15–16	16–17	17–18	18–19	19–20	20–21	21–22	22–23	23–24
$I_{сер}, A$	132.96	133.43	134.81	134.09	131.71	131.75	135.48	137.26	142.33	143.38	130.00	113.60
$\Delta P_R, кВт$	-291.96	-292.98	-296.02	-294.43	-289.20	-289.30	-297.48	-301.40	-312.52	-314.83	-285.46	-249.44
$\Delta Q_X, кВАр$	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
$\Delta P_G, кВт$	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
$\Delta P_{iz}, кВт$	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26	1051.26
$\Delta Q_B, кВАр$	135.13	135.59	136.98	136.26	133.87	133.92	137.64	139.43	144.49	145.55	132.17	115.77
$\Delta P_{\Sigma}, кВт$	759.30	758.28	755.24	756.83	762.06	761.96	753.78	749.86	738.74	736.43	765.80	801.82
$\Delta Q_{\Sigma}, кВАр$	132.96	133.43	134.81	134.09	131.71	131.75	135.48	137.26	142.33	143.38	130.00	113.60

Втрати активної та реактивної енергії в ПЛ впродовж часових інтервалів тривалістю в 1 год чисельно будуть дорівнювати втратам активної та реактивної потужностей в ПЛ за цей же часовий інтервал.

З метою розрахунку добових втрат активної та реактивної енергії в ПЛ потрібно підсумувати відповідні втрати енергії на часовому інтервалі 0-24 год.

Добові втрати активної енергії в резистансі ПЛ:

$$\Delta W_{P_R}^{\text{доб}} = \sum_{i=0}^{i=23} \Delta P_R^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = 2877.21 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Добові втрати реактивної енергії в реактансі ПЛ:

$$\Delta W_{Q_X}^{\text{доб}} = \sum_{i=0}^{i=23} \Delta Q_X^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = -6317.76 \text{ кВАр} \cdot \text{год.}$$

Добові втрати активної енергії в кондуктансі ПЛ (втрати на корону):

$$\Delta W_{P_G}^{\text{доб}} = \sum_{i=0}^{i=23} \Delta P_G^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = 50.40 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Добові втрати активної енергії в ізоляції ПЛ:

$$\Delta W_{P_{iz}}^{\text{доб}} = \sum_{i=0}^{i=23} \Delta P_{iz}^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = 1.62 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Добові втрати реактивної енергії в сусцептансі ПЛ:

$$\Delta W_{Q_B}^{\text{доб}} = \sum_{i=0}^{i=23} \Delta Q_B^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = 25230.24 \text{ кВАр} \cdot \text{год.}$$

Сумарні втрати активної енергії в ПЛ:

$$\Delta W_{P_{\Sigma}}^{\text{доб}} = \Delta W_{P_R}^{\text{доб}} + \Delta W_{P_G}^{\text{доб}} + \Delta W_{P_{iz}}^{\text{доб}} = 2929.24 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Сумарні втрати реактивної енергії в ПЛ:

$$\Delta W_{Q_{\Sigma}}^{\text{доб}} = \Delta W_{Q_X}^{\text{доб}} + \Delta W_{Q_B}^{\text{доб}} = 18912.48 \text{ кВАр} \cdot \text{год.}$$

Задача 7.2. Визначити погодинні та добові втрати активної та реактивної потужності та енергії в КЛ номінальною напругою 110 кВ, виконаний із застосуванням кабелю типу ХУНАКXS-64/110-1×300/35. Відомо, що температура струмопровідних жил та жил екрану КЛ становить +30°C, фазні кабелі розташовані за схемою «в площині» із відстанню між проєкціями сусідніх кабелів, що дорівнює діаметру кабелю. Кабельна лінія виконана із транспозицією фаз. Довжина КЛ становить 30 км. Добовий графік активної та реактивної потужностей, які передає ПЛ, наведено в табл. 6.1.

Питомі параметри КЛ номінальною напругою 110 кВ, виконаної із застосуванням проміжних опор типу ПМ110-1Ф та проводу АС 150/24, визначені в рамках розв'язання. Визначимо параметри П-подібної схеми заміщення КЛ довжиною $L_{ПЛ}=30$ км:

$$R_{KL} := r_0 \cdot L_{KL} = 3.15 \text{ Ом};$$

$$X_{KL} := x_0 \cdot L_{KL} = 6.18 \text{ Ом};$$

$$G_{KL} := g_0 \cdot L_{KL} = (1.53 \cdot 10^{-6}) \text{ См};$$

$$B_{KL} := b_0 \cdot L_{KL} = (1.53 \cdot 10^{-3}) \text{ См}.$$

Резистанс та реактанс екрану КЛ становитимуть:

$$R_{KL,\epsilon} := r_{0,\epsilon} \cdot L_{KL} = 16.34 \text{ Ом};$$

$$X_{KL,\epsilon} := x_{0,\epsilon} \cdot L_{KL} = 1.34 \text{ Ом}.$$

Втрати енергії та потужності в ПЛ та КЛ визначають.

Визначимо середнє діюче значення сили струму, який протікав фазою КЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години (відповідно до даних табл. 6.2):

$$I_{\text{сєр.0-1}} := \sqrt{\frac{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}{3 \cdot U_{\text{ном}}^2}} = 74.4 \text{ А}.$$

Втрати активної потужності в резистансі КЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta P_{R,0-1} := 3 \cdot I_{\text{сєр.0-1}}^2 \cdot R_{KL} \cdot 10^{-3} = 52.21 \text{ кВт}.$$

Втрати реактивної потужності в реактансі КЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta Q_{X,0-1} := -3 \cdot I_{\text{сєр.0-1}}^2 \cdot X_{KL} \cdot 10^{-3} = -102.54 \text{ кВАр}.$$

Втрати активної потужності в кондуктансі КЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta P_{G,0-1} := G_{KL} \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^3 = 18.51 \text{ кВт}.$$

Втрати реактивної потужності в сусцептансі КЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta Q_{B,0-1} := B_{KL} \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^3 = 18509.42 \text{ кВАр}.$$

Питомий резистанс екрану КЛ за температури $\theta = 70^\circ\text{C}$ становить:

$$r_{0,\epsilon,70} := r_{DC\epsilon} \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20 \cdot ^\circ\text{C})) = 0.6270 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

де $\alpha_{20} = 3.93 \cdot 10^{-3} \text{ 1/K}$ – температурний коефіцієнт опору для міді .

Середнє діюче значення сили струму, який протікає по екрану фазного кабелю КЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години :

$$I_{\text{сєр.є.0-1}} := I_{\text{сєр.0-1}} \cdot \sqrt{0.75 \cdot \frac{0.017}{r_{0.є.70}^2 + 0.017} + 0.25 \cdot \frac{0.010}{r_{0.є.70}^2 + 0.010}} = 14.4 \text{ А.}$$

Втрати активної потужності в резистансі екрану КЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta P_{\text{є.Р.0-1}} := 3 \cdot I_{\text{сєр.є.0-1}}^2 \cdot R_{\text{КЛє}} \cdot 10^{-3} = 10.11 \text{ кВт.}$$

Втрати активної потужності в реактансі екрану КЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$Q_{\text{є.Х.0-1}} := -3 \cdot I_{\text{сєр.є.0-1}}^2 \cdot X_{\text{КЛє}} \cdot 10^{-3} = -0.83 \text{ кВАр.}$$

Сумарні втрати активної потужності в КЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta P_{\Sigma 0-1} := \Delta P_{\text{Р.0-1}} + \Delta P_{\text{Г.0-1}} + \Delta P_{\text{є.Р.0-1}} = 80.83 \text{ кВт.}$$

Сумарні втрати реактивної потужності в КЛ впродовж часового інтервалу з 0 по 1 години:

$$\Delta Q_{\Sigma 0-1} := \Delta Q_{\text{Х.0-1}} + \Delta Q_{\text{В.0-1}} + Q_{\text{є.Х.0-1}} = 18406.06 \text{ кВАр.}$$

Результати розрахунків втрат активної та реактивної потужностей в КЛ за рештою часових інтервалів наведені в табл. 7.2.

Таблиця 7.2. Погодинні втрати активної та реактивної потужностей в КЛ впродовж доби

Інтервал часу	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$I_{\text{сєр}}$, А	74.38	71.84	70.12	68.98	69.26	71.40	76.64	82.06	85.57	87.47	87.20	87.14
$\Delta P_{\text{Р}}$, кВт	52.21	48.71	46.40	44.90	45.27	48.11	55.44	63.55	69.10	72.20	71.77	71.67
$\Delta Q_{\text{Х}}$, кВАр	-102.54	-95.67	-91.14	-88.19	-88.91	-94.48	-108.88	-124.82	-135.71	-141.81	-140.95	-140.75
$\Delta P_{\text{Г}}$, кВт	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51
$\Delta Q_{\text{В}}$, кВАр	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513
$I_{\text{сєр.є}}$, А	14.34	13.85	13.52	13.30	13.36	13.77	14.78	15.82	16.50	16.87	16.82	16.80
$\Delta P_{\text{Р.є}}$, кВт	10.08	9.41	8.96	8.67	8.74	9.29	10.71	12.27	13.34	13.94	13.86	13.84
$\Delta Q_{\text{Х.є}}$, кВАр	-0.82	-0.77	-0.73	-0.71	-0.71	-0.76	-0.87	-1.00	-1.09	-1.14	-1.13	-1.13
ΔP_{Σ} , кВт	80.80	76.63	73.88	72.09	72.52	75.91	84.66	94.34	100.96	104.66	104.14	104.02
ΔQ_{Σ} , кВАр	18410	18417	18421	18424	18423	18418	18403	18387	18376	18370	18371	18371
Інтервал часу	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$I_{\text{сєр}}$, А	87.23	87.38	87.83	87.60	86.81	86.83	88.05	88.63	90.25	90.58	86.25	80.63
$\Delta P_{\text{Р}}$, кВт	71.81	72.06	72.81	72.42	71.13	71.16	73.17	74.13	76.86	77.43	70.21	61.35
$\Delta Q_{\text{Х}}$, кВАр	-141.03	-141.52	-142.99	-142.23	-139.70	-139.75	-143.70	-145.59	-150.96	-152.08	-137.89	-120.49
$\Delta P_{\text{Г}}$, кВт	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51	18.51
$\Delta Q_{\text{В}}$, кВАр	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513	18513
$I_{\text{сєр.є}}$, А	16.82	16.85	16.94	16.89	16.74	16.74	16.98	17.09	17.40	17.47	16.63	15.55
$\Delta P_{\text{Р.є}}$, кВт	13.87	13.91	14.06	13.98	13.74	13.74	14.13	14.32	14.84	14.95	13.56	11.85
$\Delta Q_{\text{Х.є}}$, кВАр	-1.13	-1.14	-1.15	-1.14	-1.12	-1.12	-1.15	-1.17	-1.21	-1.22	-1.11	-0.97
ΔP_{Σ} , кВт	104.19	104.49	105.38	104.91	103.38	103.41	105.81	106.96	110.22	110.90	102.28	91.71
ΔQ_{Σ} , кВАр	18371	18370	18369	18370	18372	18372	18368	18366	18361	18360	18374	18392

Втрати активної та реактивної енергії в КЛ впродовж часових інтервалів тривалістю в 1 год чисельно будуть дорівнювати втратам активної та реактивної потужностей в КЛ за цей же часовий інтервал.

З метою розрахунку добових втрат активної та реактивної енергії в КЛ потрібно підсумувати відповідні втрати енергії на часовому інтервалі 0-24 год.

Добові втрати активної енергії в резистансі КЛ:

$$\Delta W_{P_R}^{\partial ob} = \sum_{i=0}^{i=23} \Delta P_R^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = 1553.87 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Добові втрати реактивної енергії в реактансі КЛ:

$$\Delta W_{Q_X}^{\partial ob} = \sum_{i=0}^{i=23} \Delta Q_X^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = -3051.77 \text{ кВАр} \cdot \text{год.}$$

Добові втрати активної енергії в кондуктансі КЛ:

$$\Delta W_{P_G}^{\partial ob} = \sum_{i=0}^{i=23} \Delta P_G^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = 444.31 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Добові втрати реактивної енергії в susceptансі КЛ:

$$\Delta W_{Q_B}^{\partial ob} = \sum_{i=0}^{i=23} \Delta Q_B^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = 444312.00 \text{ кВАр} \cdot \text{год.}$$

Добові втрати активної енергії в резистансі екрану КЛ:

$$\Delta W_{P_{R.e}}^{\partial ob} = \sum_{i=0}^{i=23} \Delta P_{R.e}^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = 300.06 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Добові втрати реактивної енергії в реактансі екрану КЛ:

$$\Delta W_{Q_{X.e}}^{\partial ob} = \sum_{i=0}^{i=23} \Delta Q_{X.e}^{(i-(i+1))} \cdot [t^{(i+1)} - t^{(i)}] = -24.52 \text{ кВАр} \cdot \text{год.}$$

Сумарні втрати активної енергії в КЛ:

$$\Delta W_{P_{\Sigma}}^{\partial ob} = \Delta W_{P_R}^{\partial ob} + \Delta W_{P_G}^{\partial ob} + \Delta W_{P_{R.e}}^{\partial ob} = 2298.24 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Сумарні втрати реактивної енергії в ПЛ:

$$\Delta W_{Q_{\Sigma}}^{\partial ob} = \Delta W_{Q_X}^{\partial ob} + \Delta W_{Q_B}^{\partial ob} + \Delta W_{Q_{X.e}}^{\partial ob} = 441235.71 \text{ кВАр} \cdot \text{год.}$$

ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. / [Клименко В. В., Солдатенко В. П., Плешков С. П., Скрипник О. В., Саченко А.І.]; за редакцією доктора технічних наук, професора Клименка В. В. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ПП Ексклюзив-Систем, 2023. – 268с.
2. Альтернативні енергоресурси. Вступ до спеціальності: навчальний посібник / С.В. Бойченко, А.В. Яковлева, О.О. Вовк, Казимир Лейда, С.Й. Шаманський; за заг. редакцією С.В. Бойченка. – К.: НАУ, 2021. – 397 с.
3. Відновлювані джерела електричної енергії в структурах систем електропостачання залізрудних підприємств (аналіз, перспективи, проекти). Монографія / Бойко С.М., Сінчук І.О., Караманиць Ф.І. [та ін.]; під ред. Сінчука О.М. – Кривий Ріг, 2017. – 152 с.
4. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с.
5. Енергетична стратегія України до 2035 року: «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». // Сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua>.
6. Енергозбереження та використання поновлюваних джерел енергії. Частина I / Уклад.: О.П. Голик, Р.В. Жесан, І.В. Волков [та ін.]. – Кропивницький: Видавець Лисенко В.Ф., 2020 – 192 с.
11. Ковальов, І.О. Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії України: навч. посіб. / І.О. Ковальов, О.В. Ратушний. – Суми: СумДУ, 2016. - 201 с.
7. Комплексне використання відновлюваних джерел енергії [Текст] : підручник / Бойко С. М. [та ін.] ; під ред. д-ра техн. наук, проф. Сінчука О. М.-Кременчук : Щербатих О. В. [вид.], 2021. - 202 с.
8. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: Підручник С.О. Кудря. – К.: НТУУ «КПІ», 2012. – 492 с.
9. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія. У 8 кн. Кн. 1. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми / [Кудровець І.М. та ін.] ; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін.. – К. : Ніка-Центр, 2014. –208 с.
10. Оніпко О.Ф. Вітроенергетика та енергетична стратегія / О.Ф. Оніпко, Б.П. Коробко, В.М. Миханюк. – К.: УАН, Фенікс, 2008. – 168 с.
11. Основи вітроенергетики: підручник / Г. Півняк, Ф. Шкрабець, Н.

Нойбергер, Д. Циленков. – Дніпропетровськ: НГУ, 2015. – 335 с.

12. Сиротюк С.В. Альтернативні джерела енергії. Енергія вітру: Навч. посіб. / С.В. Сиротюк, В.М. Боярчук, В.П. Гальчак. – Львів: «Магнолія 2006», 2018. – 182 с.

13. Сонячна енергетика: теорія та практика : монографія / Й. С. Мисак, О. Т. Возняк, О. С. Дацько, С. П. Шаповал ; Нац. ун-т «Львівська політехніка». – Львів: Вид-во Львів. політехніки, 2014. – 340 с.

14. І.О. Сінчук, С.М. Бойко Системи накопичення електричної енергії. Підручник / І.О. Сінчук, С.М. Бойко; під ред. доктора технічних наук, професора О.М. Сінчука. – Кривий Ріг, 2020. – 219 с.

15. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с.

16. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. / [Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П.Г. та ін.] ; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Черкаси: видавець Чабаненко Ю., 2015. – 316 с.

17. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / [Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.

18. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.

19. Особливості роботи генераторів ВЕС та міні-ГЕС. Контрольні питання, розрахункове завдання і методичні вказівки з дисципліни «Електричні генератори ВЕС та міні-ГЕС» для магістрантів за фахом 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка» за спеціалізацією «Електричні машини» / Укладачі: Шевченко В. В., Єгоров А. В. – Харків: НТУ «ХП», 2020. – 28 с.

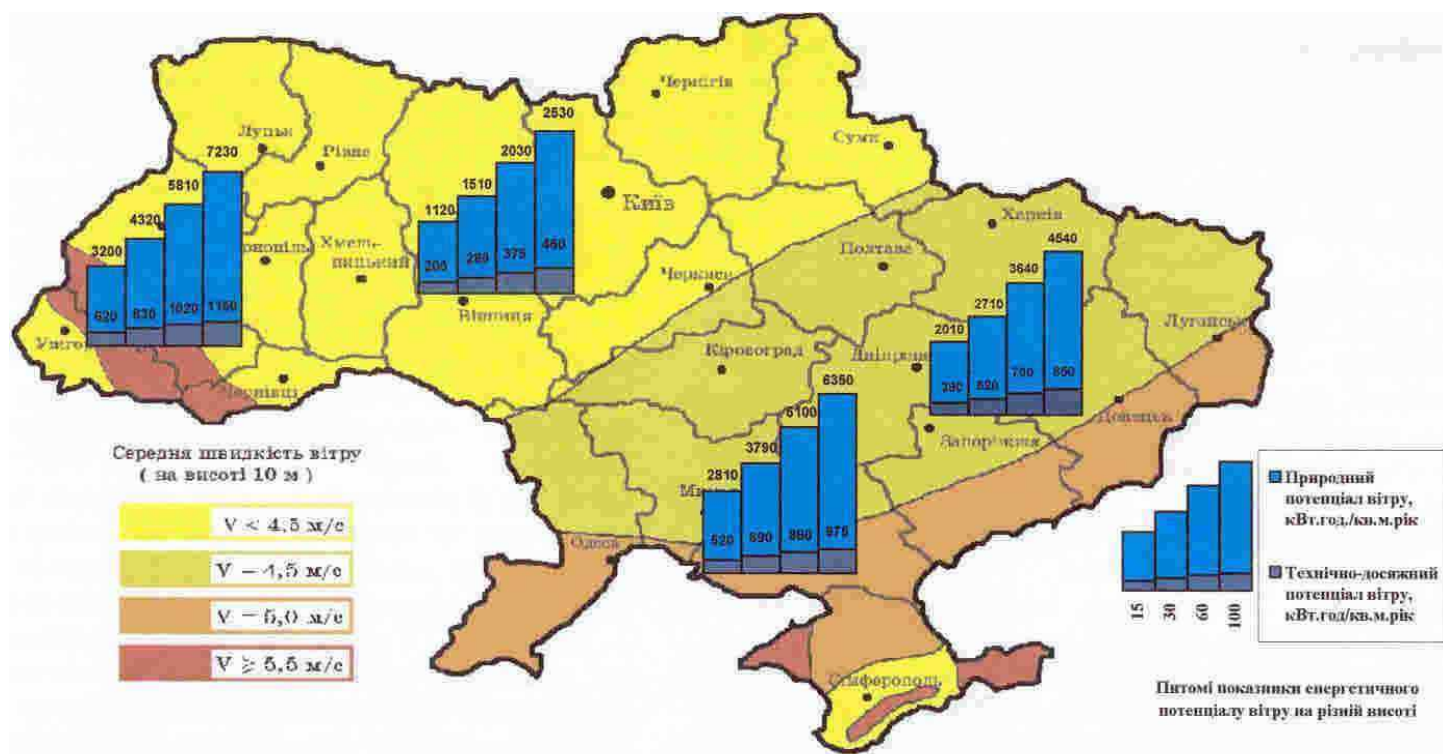
20. Альтернативні джерела енергії та технології їх використання: підруч. / [Клименко В. В., Солдатенко В. П., Плешков С. П., Скрипник О. В., Саченко А.І.]; за редакцією доктора технічних наук, професора Клименка В. В. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ПП Ексклюзив-Систем, 2023. – 268с.

Сумарний річний потенціал сонячної енергії на території України

№ п/п	Області	Потенціал сонячної енергії МВт•год/рік		
		Загальний потенціал (•10 ⁹)	Технічний потенціал (•10 ⁷)	Дорцільно- економічний потенціал (•10 ⁵)
1	Вінницька	30,8	14,8	2,3
2	Волинська	21,8	10,5	1,6
3	Дніпропетровська	37,6	18	2,8
4	Донецька	33	15,8	2,5
5	Житомирська	32,3	15,5	2,4
6	Закарпатська	15,5	7,5	1,2
7	Запорізька	34,8	16,7	2,6
8	Івано-Франківська	16,4	7,9	1,2
9	Київська	31,5	15,5	2,4
10	Кіровоградська	28,8	13,8	2,2
11	Луганська	34	16,3	2,5
12	Львівська	25,4	12,2	1,9
13	Миколаївська	32,5	15,6	2,4
14	Одеська	45,4	21,8	3,4
15	Полтавська	31,9	15,3	2,4
16	Рівненська	21,8	10,5	1,6
17	Сумська	26	12,5	2,0
18	Тернопільська	16,3	7,8	1,2
19	Харківська	35,4	17	2,7
20	Херсонська	38,4	18,4	2,9
21	Хмельницька	24,3	11,6	1,8
22	Черкаська	24,2	11,6	1,8
23	Чернівецька	9,6	4,6	0,7
24	Чернігівська	34,2	16,4	2,6
25	АР Крим	36,5	17,5	2,7
	Всього	718,4	345,1	53,8

Питомий енергетичний потенціал вітрової енергії в Україні

№ району	Середньорічна швидкість вітру, V_{cp} , м/с	Висота, м	Природний потенціал вітру, кВт·год/м ² рік	Технічно-досяжний потенціал вітру, кВт·год/м ² рік
1	<4,25	15	1120	200
		30	1510	280
		60	2030	375
		100	2530	460
2	4,5	15	2010	390
		30	2710	520
		60	3640	700
		100	4540	850
3	5,0	15	2810	520
		30	3790	690
		60	5100	860
		100	6350	975
4	5,5	15	3200	620
		30	4320	830
		60	5810	1020
		100	7230	1150



Енергетичний потенціал вітру на території України

Гідроенергетичний потенціал малих рік України

№ п/п	Області	Потенціал сонячної		
		Загальний потенціал	Технічний потенціал	Дорцільно- економічний потенціал
1	Вінницька	360	238	108
2	Волинська	115	76	35
3	Дніпропетровська	101	67	30
4	Донецька	189	125	57
5	Житомирська	336	222	101
6	Закарпатська	4532	2991	1357
7	Запорізька	51	33	15
8	Івано-Франківська	399	263	120
9	Київська	200	132	60
10	Кіровоградська	170	112	51
11	Луганська	436	288	131
12	Львівська	1814	1197	544
13	Миколаївська	157	104	47
14	Одеська	38	25	11
15	Полтавська	396	261	119
16	Рівненська	304	201	91
17	Сумська	298	197	89
18	Тернопільська	427	282	128
19	Харківська	268	177	80
20	Херсонська	2	2	1
21	Хмельницька	304	200	91
22	Черкаська	331	219	99
23	Чернівецька	884	583	265
24	Чернігівська	178	118	54
25	АР Крим	211	139	63
	Всього	12501	8252	3747

Сумарний річний потенціал тваринницької сільськогосподарської біомаси в Україні

№ п/п	Області	Кількість гною, млн. т/рік	Вихід біогазу, млн. м ³ /рік.	Заміщення орг. палива, т у.п./рік
1	Вінницька	17,9	891	713
2	Волинська	11,0	527	422
3	Дніпропетровська	20,8	110	880
4	Донецька	15,3	794	635
5	Житомирська	15,1	725	580
6	Закарпатська	4,7	243	194
7	Запорізька	15,4	771	617
8	Івано-Франківська	7,3	358	287
9	Київська	16,8	864	692
10	Кіровоградська	11,8	589	471
11	Луганська	11,4	557	454
12	Львівська	13,5	665	532
13	Миколаївська	10,5	518	414
14	Одеська	14,1	733	587
15	Полтавська	17,5	868	694
16	Рівненська	10,4	498	398
17	Сумська	13,0	640	512
18	Тернопільська	11,6	561	449
19	Харківська	18,1	906	725
20	Херсонська	12,7	627	501
21	Хмельницька	16,5	790	632
22	Черкаська	13,6	682	545
23	Чернівецька	6,1	304	243
24	Чернігівська	17,7	856	685
25	АР Крим	12,3	639	511
	Всього	335,1	16706	13373

Потенціал рослинної сільськогосподарської біомаси в Україні

№ п/п	Області	Біомаса зерно-бобових культур, тис. МВт год/рік	Біомаса соняшника, тис. МВт год/рік	Рослинні відходи кукурудзи, тис. МВт год/рік	Рослиння відходи овочів відкритого і закритого ґрунту, тис. МВт год/рік
1	Вінницька	2400	1197	2780	440
2	Волинська	200	0	170	200
3	Дніпропетровська	1040	6232	5940	820
4	Донецька	360	5244	3330	1060
5	Житомирська	470	3	320	300
6	Закарпатська	70	23	710	210
7	Запорізька	660	5720	3180	580
8	Івано-Франківська	150	0	360	190
9	Київська	1140	88	1530	910
10	Кіровоградська	950	4346	3580	310
11	Луганська	820	4320	2090	570
12	Львівська	270	0	270	310
13	Миколаївська	740	3598	1470	490
14	Одеська	1160	4484	3560	850
15	Полтавська	1830	2843	3660	500
16	Рівненська	200	0	310	230
17	Сумська	1120	488	1290	330
18	Тернопільська	1110	0	670	240
19	Харківська	1210	4466	2990	580
20	Херсонська	570	2260	2300	700
21	Хмельницька	1480	6	2490	330
22	Черкаська	1740	1466	3550	600
23	Чернівецька	290	7	1490	230
24	Чернігівська	700	71	950	360
25	АР Крим	130	1102	960	730
	Всього	21110	47964	49950	12070

Енергетичний потенціал відходів лісу в Україні

№ п/п	Області	Осереднений об'єм відходів для використання у вигляді палива, тис. м ³ /рік	Енергозбереження відходів для використання у вигляді палива, тис. т у.п./рік
1	Вінницька	36,4	7,1
2	Волинська	7,4	15,2
3	Дніпропетровська	0	0
4	Донецька	0	0
5	Житомирська	65,7	12,9
6	Закарпатська	0	0
7	Запорізька	0	0
8	Івано-Франківська	12,5	2,4
9	Київська	69,4	13,6
10	Кіровоградська	0	0
11	Луганська	0	0
12	Львівська	47,3	9,3
13	Миколаївська	0	0
14	Одеська	0	0
15	Полтавська	0	0
16	Рівненська	111	21,8
17	Сумська	30,5	6
18	Тернопільська	22,9	4,5
19	Харківська	0	0
20	Херсонська	0	0
21	Хмельницька	28,5	5,6
22	Черкаська	24,8	4,9
23	Чернівецька	20,8	2,1
24	Чернігівська	48,2	9,5
25	АР Крим	0	0
ВСЬОГО		585,4	114,9

Потенціал геотермальної енергії в Україні

№ п/п	Області	Кількість теплоносія, що видобувається при експлуатації з підтримкою пластового тиску, тис. м ³ /добу	Тепловий потенціал термальних вод, МВт	Річна економія, тис. т у.п.
1	Вінницька	0	0	0
2	Волинська	0	0	0
3	Дніпропетровська	0	0	0
4	Донецька	0	0	0
5	Житомирська	0	0	0
6	Закарпатська	239,4	490	510
7	Запорізька	0	0	0
8	Івано-Франківська	0	0	0
9	Київська	0	0	0
10	Кіровоградська	0	0	0
11	Луганська	0	0	0
12	Львівська	0	0	0
13	Миколаївська	1620	2820	1900
14	Одеська	1350	2350	1600
15	Полтавська	5,9	9,2	9,9
16	Рівненська	0	0	0
17	Сумська	4,2	15,8	17
18	Тернопільська	0	0	0
19	Харківська	0,4	1,3	1,4
20	Херсонська	2430	4230	2900
21	Хмельницька	0	0	0
22	Черкаська	0	0	0
23	Чернівецька	0	0	0
24	Чернігівська	37,2	58,3	62,7
25	АР Крим	21600	37600	25600
ВСЬОГО		585,4	47574,6	32601

Енергетичний потенціал торфу в областях України

№ п/п	Області	Загальний енергетичний потенціал торфу, млн. МВт•год	Доцільно-економічний потенціал, млн. МВт•год
1	Вінницька	136,4	34,6
2	Волинська	1378,1	761,8
3	Дніпропетровська	0,25	-
4	Донецька	2,4	-
5	Житомирська	290,5	159,2
6	Закарпатська	0,2	-
7	Запорізька	1,08	-
8	Івано-Франківська	45,2	17,19
9	Київська	716,5	146,5
10	Кіровоградська	8,7	-
11	Луганська	0,24	-
12	Львівська	690,6	244,1
13	Миколаївська	1,26	-
14	Одеська	-	-
15	Полтавська	364,3	143
16	Рівненська	1176,2	575,3
17	Сумська	331,0	575,3
18	Тернопільська	384,3	114,8
19	Харківська	15,7	-
20	Херсонська	11,3	7,96
21	Хмельницька	236,6	99,04
22	Черкаська	191,6	79,7
23	Чернівецька	-	-
24	Чернігівська	818,5	356
25	АР Крим	-	-
ВСЬОГО		6801,0	2941

**Енергетичний потенціал низькопотенціальної теплової енергії
стічних вод в областях України**

№ п/п	Області	Потенціал низькопотенціальної теплової енергії стічних вод, тис. МВт•год/рік		
		Загальний потенціал	Технічний потенціал	Доцільно- економічний потенціал
1	Вінницька	1170	636	239
2	Волинська	761	383	144
3	Дніпропетровська	9398	4825	1809
4	Донецька	8550	4089	1533
5	Житомирська	1155	499	187
6	Закарпатська	903	378	142
7	Запорізька	3091	1535	576
8	Івано-Франківська	1869	912	342
9	Київська	9608	5086	1907
10	Кіровоградська	836	451	169
11	Луганська	2971	1329	498
12	Львівська	4979	2616	981
13	Миколаївська	1232	653	245
14	Одеська	3879	1735	651
15	Полтавська	1683	853	320
16	Рівненська	1701	523	196
17	Сумська	1024	456	171
18	Тернопільська	744	376	141
19	Харківська	5273	2825	1059
20	Херсонська	870	448	168
21	Хмельницька	1135	542	203
22	Черкаська	2229	774	290
23	Чернівецька	487	264	99
24	Чернігівська	924	478	179
25	АР Крим	3312	1273	477
ВСЬОГО		69781	33939	12726

**Енергетичний потенціал низькопотенціальної теплоти ґрунту
та ґрунтових вод в областях України**

№ п/п	Області	Потенціал низькопотенціальної теплоти ґрунту та ґрунтових вод, тис. МВт•год/рік		
		Загальний потенціал	Технічний потенціал	Доцільно- економічний потенціал
1	Вінницька	4731	3379	513
2	Волинська	3321	2372	290
3	Дніпропетровська	15438	11027	424
4	Донецька	15422	11015	2656
5	Житомирська	3374	2410	428
6	Закарпатська	5093	3638	79
7	Запорізька	3833	2738	355
8	Івано-Франківська	5532	3951	51
9	Київська	12966	9262	192
10	Кіровоградська	3720	2657	833
11	Луганська	10571	7551	1958
12	Львівська	11941	8529	203
13	Миколаївська	3441	2458	117
14	Одеська	4015	2868	195
15	Полтавська	9163	6545	162
16	Рівненська	3106	2219	225
17	Сумська	4492	3208	239
18	Тернопільська	3819	2728	194
19	Харківська	12125	8661	153
20	Херсонська	2597	1855	172
21	Хмельницька	4438	3170	171
22	Черкаська	4286	3061	476
23	Чернівецька	2149	1535	123
24	Чернігівська	3930	2807	149
25	АР Крим	4027	2877	206
ВСЬОГО		157530	112521	10564