

**«Втрати»**  
(шифр)

**«ДОСЛІДЖЕННЯ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ НА ВІДКРИТОМУ РОЗПОДІЛЬЧОМУ  
ПРИСТРОЇ ПІДСТАНЦІЇ»**

**Галузь:**  
Енергетика

**Секція:**  
Енергетичні системи та комплекси

2020

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	3
1 ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖІ. ТЕХНІЧНІ ВТРАТИ. ....	4
2 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕНЕРГІЇ У ВІДКРИТОМУ РОЗПОДІЛЬНОМУ ПРИБОРІ .....	13
2.1 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕНЕРГІЇ В ІЗОЛЯЦІЙНИХ ЕЛЕМЕНТАХ ВР .....	18
2.2 ЗАГАЛЬНІ ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ У ВРП 35 КВ.....	21
2.3 ЗАГАЛЬНІ ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ У ВРП 150 КВ.....	21
2.4 ЗАГАЛЬНІ ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ У ВРП 330 КВ.....	21
ВИСНОВКИ.....	28
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	28

## ВСТУП

Електричні втрати енергії при передачі від джерела генерації до споживача неминучі оскільки це єдиний вид продукції, що витрачає частину себе при переміщені. На втрати останнім часом приділяють багато часу, тому що вони є частиною тарифу за який доводиться платити.

У роботі були розглянуті технічні втрати, що виникають в процесі передачі електроенергії в окремих елементах та електричній мережі в цілому. Велика частка втрат енергії в окремих елементах електричної мережі, а саме у відкритих розподільних пристроях (ВРП), припадає на втрати через струми витоку в ізоляції обладнання та коронування. Застаріле обладнання промислових об'єктів, що потребує модернізації, та збільшення відходів виробництва призводить до того, що зростає ступінь забрудненості атмосфери. Ця обставина сприяє збільшенню забруднення ізоляції окремих частин розподільних пристроїв, що призводить до росту втрат енергії.

Актуальність теми обумовлена тим, що розрахунок втрат та розробка і впровадження додаткових заходів по їх зменшенню призведе до врахування цього виду втрат у балансі потужності електричної станції.

Метою дослідження є дослідження втрат енергії від струмів витоку в ізоляції електрообладнання підстанції.

## 1 ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖІ. ТЕХНІЧНІ ВТРАТИ.

Втрати енергії можуть досягати значних величин, що і є одним з основних фактів, що впливають на економічність мереж. Їх величина регламентується постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) в мережах напругою до 35 кВ і в мережах напругою 35 кВ і вище.

В даному дослідженні зроблено акцент на розрахунок втрат енергії від струмів витоку в ізоляції електрообладнання ВРП ПС. Мета розрахунку полягає в тому, щоб врахувати обчислені втрати при формуванні тарифів на електроенергію.

Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями: характером втрат (постійні, змінні), класами напруги, групам елементів, виробничим підрозділам і т.д. Для цілей аналізу і нормування втрат доцільно використовувати укрупнену структуру втрат електроенергії, в якій втрати розділені на складові виходячи з їх фізичної природи і специфіки методів визначення їх кількісних значень [1].

На основі такого підходу фактичні втрати можуть бути розділені на чотири складові:

1) Технічні втрати потужності. Це ті втрати, які зумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах і виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах мереж. Теоретично технічні втрати можуть бути виміряні при встановленні відповідних приладів, які фіксують надходження і відпуск електроенергії на даному об'єкті. Практично ж оцінити дійсне їх значення з прийнятною точністю за допомогою засобів вимірювання не можна. Для окремого елемента це пояснюється дещо малим значенням втрат, порівняно з похибкою приладів обліку. Наприклад, вимірювання втрат в лінії, в якій фактичні втрати енергії складають 2%, за допомогою приладів, що мають похибку  $\pm 0,5\%$ , може привести до результату від 1,5 до 2,5%. Для об'єктів, що

мають велику кількість точок надходження і відпуску електроенергії (наприклад електрична мережа), установка спеціальних приладів в усіх точках і забезпечення синхронного зняття їх показань практично нереальна (особливо для визначення втрат потужності). У всіх цих точках лічильники електроенергії і так встановлені, однак неможливо сказати, що різниця їх показань і є дійсним значенням технічних втрат. Це пов'язано з територіальною розкиданістю багаточисельних приладів і неможливістю забезпечення повного контролю правильності їх показань і відсутності випадків впливу на них іншими особами. Різниця показань цих приладів являє собою фактичні втрати, з яких слід виділити потрібну складову. Тому можна стверджувати, що виміряти технічні втрати на реальному мережевому об'єкті не можна. Їх значення можна отримати тільки розрахунковим шляхом на основі відомих законів електротехніки;

2) Втрата електроенергії на власні потреби ПС. Ці втрати необхідні для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу. Ця втрата реєструється лічильниками, встановленими на трансформаторах ВП підстанцій.

3) Втрати електроенергії, зумовлені похибками її вимірювання (недооблік електроенергії, метрологічні втрати). Ці втрати отримують розрахунковим шляхом на основі даних про метрологічні характеристики та режими роботи приладів, що використовуються для вимірювання енергії (ТС, ТН і самих електрولیчильників). У розрахунок метрологічних втрат включають всі прилади обліку відпуску електроенергії з мережі, в тому числі й прилади обліку витрати електроенергії на ВП підстанції.

4) Комерційні втрати. Втрати, зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників оплати електроенергії побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. Комерційні втрати не мають самостійного математичного опису і, як наслідок, не можуть бути розраховані автоматично. Їх значення визначають як різницю між фактичними втратами і сумою перших трьох

складових. Три перші складові укрупненої структури втрат обумовлені технологічними потребами процесу передачі електроенергії по мережах і інструментального обліку її надходження та відпуску. Сума цих складових добре описується терміном «технологічні втрати». Четверта складова – комерційні втрати – являє собою вплив «людського фактору» і включає в себе всі прояви такого впливу: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, споживання енергії крім лічильників, несплату або неповну оплату показань лічильників, визначення надходження і відпуску електроенергії за деякими точкам обліку розрахунковим шляхом (при розбіжності меж балансової приналежності мереж і місць установки приладів обліку) і т.п. Наочна структура втрат, в якій укрупнені складові втрат згруповані за різними критеріями, наведена на рисунку 1.1

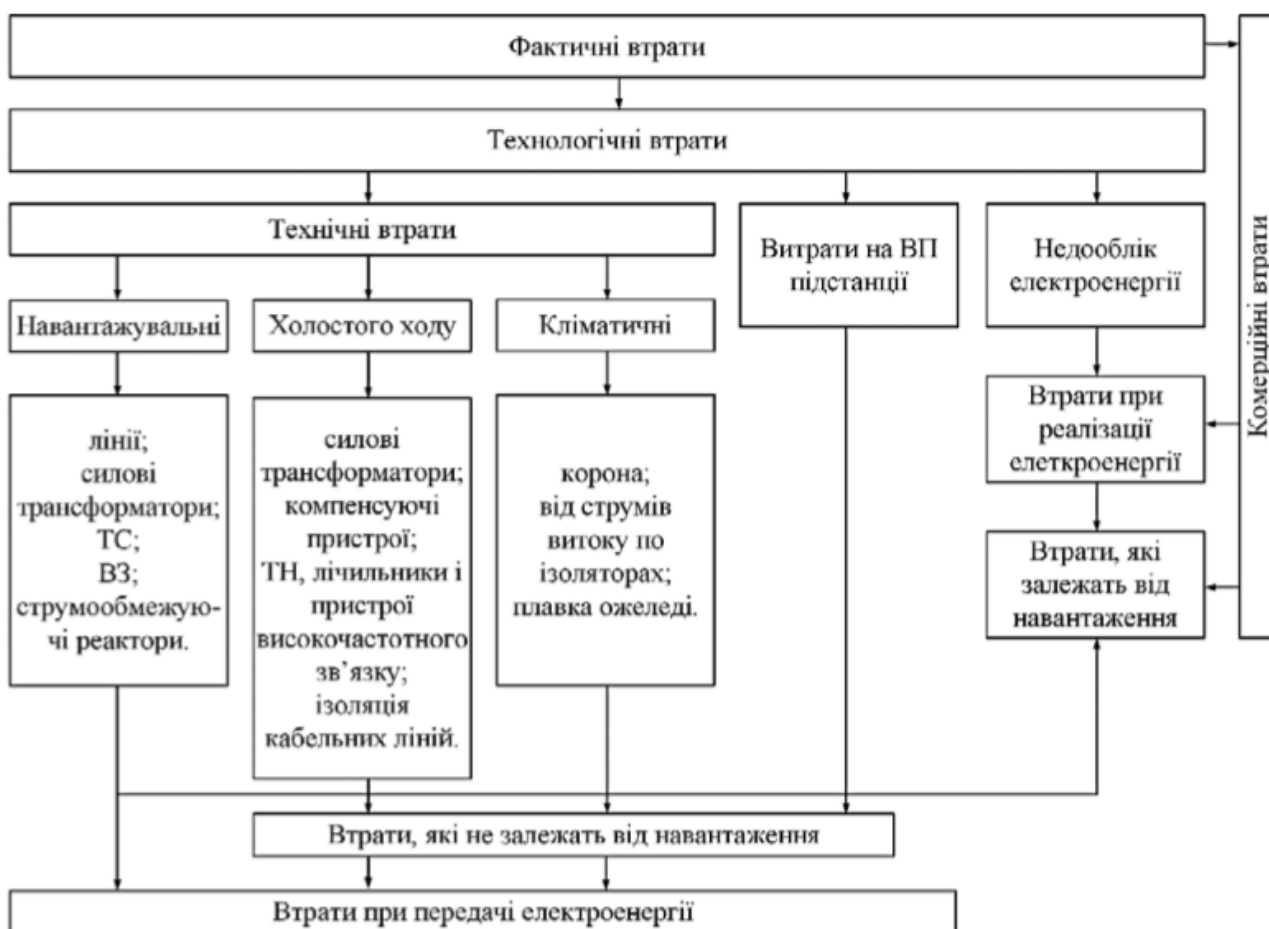


Рисунок 1.1 – Структура втрат електроенергії

Кожна складова втрат має свою більш детальну структуру. Навантажувальні втрати включають в себе втрати:

- в проводах ліній передачі;
- силових трансформаторах і автотрансформаторах;
- струмообмежуючих реакторах;
- загороджувачах високочастотного зв'язку;
- трансформаторах струму;
- сполучних проводах і шинах розподільних установок підстанцій.

Останні дві складові в силу відсутності практики їх поелементних розрахунків і незначної величини зазвичай визначають на основі питомих втрат, розрахованих для середніх умов, і включають до складу умовно постійних втрат (втрати холостого ходу).

Втрати холостого ходу включають в себе постійні (які не залежать від навантаження) втрати:

- в силових трансформаторах (автотрансформаторах);
- компенсуючих пристроях (синхронних і тиристорних компенсаторах, батареях конденсаторів і шунтувальних реакторах);
- обладнанні системи обліку електроенергії (ТС, ТН, лічильниках і з'єднувальних проводах);
- вентильних розрядниках і обмежувачах перенапруги;
- пристроях приєднання високочастотного зв'язку;
- ізоляції кабелів.

Втрати, зумовлені погодними умовами (кліматичні втрати) включають в себе три складові:

- втрати на корону в повітряних лініях електропередачі (ПЛ) 110 кВ і вище;
- втрати від струмів витоку по ізоляторах ПЛ;
- витрата електроенергії на плавку ожеледі.

Витрата електроенергії на ВП підстанцій обумовлена режимами роботи різних (до 23) типів електроприладів. Ці витрати можна розбити на шість складових:

- на обігрів приміщень;
- вентиляцію і освітлення приміщень;
- системи управління підстанцією і допоміжні пристрої синхронних компенсаторів;
- охолодження і обігрів обладнання;
- роботу компресорів повітряних вимикачів та пневматичних приводів масляних вимикачів;
- поточний ремонт обладнання, пристрої регулювання напруги під навантаженням, дистилятори, вентиляцію закритої розподільного установки, обігрів і освітлення прохідної (інша витрата).

Похибки обліку електроенергії включають складові, обумовлені похибками вимірювальних ТС, ТН і електричних лічильників.

Комерційні втрати також можуть бути розділені на численні складові, що відрізняються причинами їх виникнення.

З усіх перерахованих складових втрат, далі трохи більш докладно будуть розглядатися тільки навантажувальні втрати, причому більш докладно кліматичні. А вже в кліматичних втратах розглянемо докладніше утворення розряду на різних поверхнях ізоляторів.

Навантажувальні втрати електроенергії – це втрати в електрообладнанні і лініях електропередач та інших елементах електричної мережі, що залежать від величини навантаження [2].

Струмові навантаження елементів мережі визначаються на основі даних диспетчерських відомостей, оперативних вимірювальних комплексів і автоматизованих систем обліку і контролю електроенергії.

Навантажувальні втрати активної потужності в елементі мережі з опором  $R$  при напрузі  $U$  визначають за формулою [3]:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R$$

де  $P$  і  $Q$  – активна і реактивна потужності, що передаються по елементу.

У більшості випадків значення  $P$  і  $Q$  на елементах мережі спочатку невідомі. Як правило, відомі навантаження в вузлах мережі (на підстанціях). Метою електричного розрахунку (розрахунку усталеного режиму) в будь-якій мережі є визначення значень  $P$  і  $Q$  в кожній гілці мережі за даними їх значень в вузлах. Після цього визначення сумарних втрат потужності в мережі є просте завдання підсумовування значень, визначених за формулою вище.

Відповідно до структури втрат (див. рис. 1.1) до навантажувальних втрат, крім втрат в лініях і силових трансформаторах відносяться втрати в вимірювальних трансформаторах струму, високочастотних загороджувачів (ВЗ) високочастотного зв'язку і струмообмежуючих реакторах. Всі ці елементи включаються в «розтин» лінії, тобто послідовно, тому втрати в них залежать від потужності що протікає через них. Втрати в цих елементах складають невелику частину загальних втрат, проте простота їх розрахунку не дає підстав ігнорувати їх облік в сумарному значенні втрат [3].

Розглянемо кожне обладнання окремо:

1) Втрати в трансформаторах струму. Втрати активної потужності в ТС і його вторинному ланцюзі визначають сумою трьох складових: втрат в первинній та вторинній обмотках і втрат в навантаженні вторинної ланцюга.

При номінальному струмі втрати активної потужності в первинній обмотці одного трансформатора струму напругою 6-35 кВ в середньому складають 40 Вт, а ТС напругою 110 кВ і вище – 100 Вт.

Втрати активної потужності у вторинній обмотці трансформаторі струму будь-якої напруги при номінальному струмі складають близько 6 Вт. У кожному ТС напругою 6-35 кВ знаходяться дві вторинні обмотки, а в трансформаторі струму напругою 110 кВ і вище – чотири.

Нормування значення навантаження вторинного ланцюга більшості ТС напругою 10 кВ і номінальним струмом менше 2 кА, становить 10 Вт, для трансформатору струму напругою 10 кВ і номінальним струмом 2 кА і вище і

для ТС напругою 35 кВ становить 20 Вт, а для трансформатору струму напругою 110 кВ і вище – 30 Вт.

2) Втрати в високочастотних загороджувачах зв'язку. По проводах ЛЕП, крім струму промислової частоти, передають сигнали високочастотного зв'язку. Устаткування підстанції робить сильний шунтувальний вплив на ці сигнали. Для ослаблення цього впливу перед шинами приймальні і передавальної підстанцій встановлюють ВЗ, що представляють собою реактори з невеликим активним опором, «замикають» сигналами високочастотного зв'язку шлях на шини підстанції. Перед реактором до фазного проводу приєднують конденсатор зв'язку і фільтр приєднання, через які сигнали зв'язку, «очищені» від основної частоти, потрапляють в апаратуру зв'язку та телемеханіки.

Ці пристрої, які називаються пристроями приєднання високочастотного зв'язку, приєднують між фазою і землею, тобто поперечно. Для передачі сигналів високочастотного зв'язку використовують і грозозахисні троси. Апаратура отримує живлення від робочої напруги 220 В. Витрата електроенергії на апаратуру зв'язку та телемеханіки входить в витрата на власні потреби підстанції, тому окремий розрахунок цієї складової не має сенсу.

Пристрої приєднання високочастотного зв'язку споживають невелику потужність в постійному режимі, тому ці втрати відносяться до втрат холостого ходу.

Втрати потужності в високочастотних загороджувачах різних типів при номінальному струмі складають від 0,14 до 40 кВт. Струм, що проходить через загороджувач, дорівнює струму лінії і, як правило, відрізняється від номінального струму ВЗ. Так як значення струму в лінії визначають в результаті розрахунку режиму мережі, то найбільш правильним способом обліку втрат в високочастотному загороджувачі є включення його опору в розрахункову схему.

3) Втрати в струмообмежуючих реакторах. За своєю конструкцією струмообмежуючі реактори мало відрізняються від високочастотних

загороджувачів зв'язку. У паспортних даних втрати в реакторах наводяться у вигляді питомих втрат потужності, при номінальному струмі.

До втрат, обумовлених погодними умовами, належать три види втрат: втрати на корону, втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній та підстанцій і витрата на плавку ожеледі [1].

Існують складові втрат, значення яких визначається не стільки температурою, скільки видом погоди. До них, перш за все, слід віднести втрати на корону, яка виникає на проводах високовольтних ліній електропередачі через велику напруженість електричного поля на їх поверхні. Значення напруженості визначається не тільки робочою напругою і конструкцією фази лінії, а й впливом на геометрію дроти зовнішніх утворень (крапель дощу, голок паморозі тощо). Змінюються і електричні характеристики самого повітря. В якості типових видів погоди при розрахунку втрат на корону прийнято виділяти хорошу погоду, сухий сніг, дощ і паморозь (у порядку зростання втрат).

Зволоження забрудненого ізолятора створює на його поверхні провідне середовище (електроліт), що сприяє суттєвому зростанню струму витоку. Ці втрати відбуваються в основному при вологій погоді (туман, роса, дощів).

Слід зазначити, що струми витоку, як і втрати на корону, мають чисто активний характер і тому є складовими втрат електроенергії.

Струми витоку досліджувалися фахівцями з ізоляції з метою забезпечення надійності ізоляторів. Втрати на корону досліджувалися фахівцями з техніки високих напруг з метою забезпечення технічної можливості (перешкоди радіозв'язку і інші проблеми електромагнітної сумісності) та економічної конкурентоспроможності ліній електропередачі надвисоких і ультрависоких напружень. І в тій, і іншій області досліджень піддавалися критичні ситуації. Існують, наприклад, численні дослідження струмів витоку в умовах надмірного забруднення ізоляторів в передрозрядних ситуаціях, однак практично неможливо виявити експериментальні дані струмів витоку в більш легких умовах. З точки зору вимог до ізоляції легші умови не представляють інтересу для дослідження.

З цих же причин мало інтересу виявлялося до визначення рівнів втрат на корону на лініях 220 і особливо 110 кВ, так як корона на цих лініях практично не позначалася на їх порівняльних техніко-економічних показниках. В даний час, коли втрати електроенергії в мережах енергопостачальних організацій є однією зі складових, що визначають значення тарифу на електроенергію, з економічних позицій більш важливим стає розрахунок втрат на корону в сотнях ліній 110 кВ, ніж в одній лінії 500 кВ. Очевидно, що коли розрахункам піддаються навіть малі складові втрат – в вимірювальних трансформаторах, лічильниках прямого включення, струмообмежуючих реакторах, пристроях приєднання високочастотного зв'язку і в ізоляції кабельних ліній, нехтувати втратами на корону на лініях 110 кВ нелогічно

Втрати на корону залежать від перерізу проводу і робочої напруги (що менше переріз і вище напруга, то більше питома напруженість на поверхні проводу і тим більше втрати), конструкції фази, а також від погоди. Питомі втрати при різних погодних умовах визначають на підставі експериментальних досліджень [1].

Найбільш поширеними в Україні є ПЛ 110-220 кВ. Тому становить інтерес оцінити частку втрат на корону на ПЛ цих класів напруги в сумарних втратах на корону на всіх повітряних лініях 110 кВ і вище.

У табл. 1.1 наведені значення питомих втрат потужності на корону, розраховані на основі [4].

З вищевказаної таблиці можна побачити, що втрати на корону при поганій погоді істотно зростають. При паморозі їх значення в 25-40 разів більше, ніж при гарній погоді. Тривалості різних видів погоди в різних регіонах також істотно відрізняються [1].

Таблиця 1.1 – Питомі втрати потужності на корону ПЛ

Номінальна напруга, кВ	Номінальний переріз проводу, мм <sup>2</sup>	Питомі втрати активної потужності за типами погодних умов, кВт/км			
		ясно	сніг	Дощ	Паморозь
220	240	0,4	1,9	6,8	20,6
	300	0,3	1,5	5,4	16,5
330	2x300	1,0	4,5	15,0	44,0
	2x400	0,8	3,3	11,0	33,5
400	2x500	1,3	5,0	18,1	54,4
500	3x300	2,8	11,0	36,0	96,0
	3x400	2,4	9,1	30,2	79,2
	3x500	1,8	6,5	22,0	56,0
	8x300	0,1	0,5	1,5	4,5
750	4x600	4,6	17,5	65,0	130,0
	5x240	3,9	15,5	55,0	115,0

## 2 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕНЕРГІЇ У ВІДКРИТОМУ РОЗПОДІЛЬНОМУ ПРИБОРІ

Зовнішня ізоляція підстанції складається з повітряних проміжків, ізоляторів і ізоляційних елементів обладнання. У ВРП для кріплення на порталах проводів, шин, апаратів застосовують підвісні ізолятори. Для ізолюваного жорсткого кріплення шин або елементів апаратів, що знаходяться під ВН, застосовують опорні ізолятори або опорні ізоляційні конструкції, які встановлюються для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу на залізобетонних підніжках висотою 2,5 м. Оскільки напруга розподілена по поверхні ізолюючої частини більш-менш рівномірно, тому дотик до ізолятора є неприпустимим [5].

У конструкціях роз'єднувачів, вимірювальних трансформаторів струму та напруги застосовуються ізолятори різного типу, в залежності від прийнятого компонування. Одним з перспективних напрямків в створенні ізоляційних конструкцій є використання полімерних ізоляторів: опорностріжневих, оребрених порожнистих, довгострижневих з малим діаметром

склопластикового стрижня [5]. У даному випадку, у конструкції роз'єднувачів використовуються опорно-стрижневі, а саме:

- У ВРП 35 кВ застосовується ІОС-35/1000;
- У ВРП 150 кВ – по одному ІОС-110/600 та ІОС-35/1000;
- У ВРП 330 кВ – по 3 елементи або ІОС-110/600, або ІОС-110/1250, або ІОС-110/2000.

Технічні характеристики досліджуваних ізоляторів та ізоляційних елементів, які використовуються у ВРП, отримані з [6-8] і технічної документації обладнання, наведені у таблиці 2.1, а на рисунку 2.1 наведено схематичне зображення ізолятора зі вказаними розміщенням досліджуваних параметрів ізоляторів (опис параметрів подано у табл. 2.1).

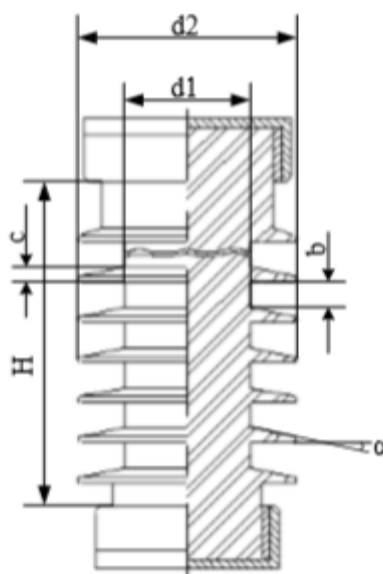


Рисунок 2.1 – Схематичне зображення ізолятора

Таблиця 2.1 Технічні характеристики досліджуваних ізоляторів

Параметр	Тип ізолятора		
	ІОС 35-1000	ІОС 110-600	ІОС 110/1250 ІОС 110/2000
Місце встановлення	РНДЗ-35 2000А РНДЗ-150 1000А РНДЗ-150 2000А	РНДЗ-150 1000А РНДЗ-150 2000А РНДЗ-330 3200А	РНДЗ-150 1000А РНДЗ-150 2000А РНДЗ-330 3200А
Номінальна напруга, кВ	35	110	110
Висота ізолятора (H), мм	360	910	880-900
Діаметр стержня (d1), мм	120	120	120
Діаметр юбки ізолятора (d2), мм	205-230	205	205-225
Товщина ребра (с), мм	25	25	25
Відстань між ребрами (b), мм	30	25	20
Кількість ребер, шт.	6-8	17-19	18-22
Кут нахилу ребра (a)	20-25°		

Закінчення таблиці 2.1

Параметр	Тип ізолятора						
	Фарфорова покришка						
Місце встановлення	ЗНОМ-35	НКФ-220	НКФ-330	ТФНД-35М	ТФНД-150-І	ТФЗМ-245-ІІ-ІУУХЛІ; ТФНД-220-ІУ	ТРН-330Б-УІ; ТФРМ-330Б-УІ; ІМВ-362; ТРН-330Б-ІІУІ; ТОМ-362ІІ-ІІ.ГУІ
Номинальна напруга, кВ	35	220	330	35	150	220	330
Висота ізолятора (Н), мм	250	190	190	80	165	250	270
Діаметр стержня (d1), мм	150	480	480	400	800	800	400
Діаметр юбки ізолятора (d2), мм	200	660	660	570	950	930	550
Товщина ребра (с), мм	30	30	30	30	30	30	30
Відстань між ребрами (b), мм	30	80	120	120	160	70	70
Кількість ребер, шт.	6	11	11	4	16	24	40
Кут нахилу ребра (a)	20°-25°						

Згідно з [4] опір одного ізолятора знаходять за наступною формулою:

$$R_{i3} = 1345 - 215 \cdot (N_p - 1), \quad (2.1)$$

де  $R_{i3}$  – електричний опір одного ізолятора, кОм,  $N_p$  – номер рівня СЗ, визначений відповідно до [9].

Оскільки досліджувана підстанція знаходиться на території 2 СЗ, то підставивши числа у формулу, отримуємо наступне значення опору:

$$R_{i3} = 1345 - 215 \cdot (2 - 1) = 1130 \text{кОм} = 1,13 \text{МОм}.$$

Але в розглянутій формулі враховується лише рівень СЗ атмосфери, що є недостатнім у визначенні точного опору. Тим паче, що отримане значення є однаковим незалежно від типу ізолятора. Тому скористаємося формулою з [10], оскільки вона враховує конструкцію та форму ізолятора, а саме кількість ребер, їх товщину, кут нахилу ребра і т.д.

$$R = \left( \frac{bm}{\pi \gamma d_1} + \frac{cm}{\pi \gamma d_2} + \frac{m}{\pi \gamma \cos \alpha} \ln \frac{d_2}{d_1} \right), \quad (2.2)$$

де  $b$  – відстань між ребрами ізолятора;  $m$  – число ребер ізолятора;  $\gamma$  – питома поверхнева провідність;  $c$  – товщина ребра ізолятора;  $d_1$  – діаметр стрижня ізолятора;  $d_2$  – діаметр ребра ізолятора;  $\alpha$  – кут нахилу ребра.

Оскільки в даній формулі враховуються конструктивні особливості ізолятора, то окремо розрахуємо опір для кожного ізолятора та ізоляційного елемента обладнання. Результати розрахунку зведемо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку загальних опорів обладнання

Тип ізолятора	Місце встановлення	Значення опору, МОм
ІОС-35/1000	РНДЗ-35 2000А	0,25
	РНДЗ-150 1000А	
	РНДЗ-150 2000А	
ІОС-110/600	РНДЗ-150 1000А	0,55
	РНДЗ-150 2000А	
	РНДЗ-330 3200А	
ІОС-110/1250 ІОС-110/2000	РНДЗ-35 1000А	0,65
	РНДЗ-150 1000А	
	РНДЗ-150 2000А	
Фарфорова покришка	ЗНОМ-35	0,15
	НКФ-220	0,4
	НКФ-330	0,45
	ТФНД-35М	0,1
	ТФНД-150-І	0,15
	ТФЗМ-245-ІІ-ІVУХЛІ; ТФНД-220-ІУ	0,22
	ТРН-330Б-УІ; ТФРМ- 330Б-УІ; ІМВ-362; ТРН- 330Б-ІІУІ; ТОМ-362ІІ- ІІ.ГУІ	0,73

## 2.1 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕНЕРГІЇ В ІЗОЛЯЦІЙНИХ ЕЛЕМЕНТАХ ВР

Втрати енергії в ізоляції обладнання визначаються за формулою:

$$\Delta W_i = \Delta P_i \cdot \tau_i \quad (2.3)$$

де  $\tau_n$  – погодинний розподіл типів погоди протягом одного року;  $\Delta P_i$  – втрати потужності в ізоляції, розраховані за формулою:

$$\Delta P_i = I^2 \cdot R \quad (2.4)$$

де  $I$  – сила струму, яка проходить через ізоляційний елемент;  $R$  – розрахований опір ізоляційного елемента.

Сила струму ( $I$ ) залежить від типу погоди, тобто при гарній погоді сила струму буде варіюватися від 1 до 15 мА, а при поганій погоді (при дощі, снігу і паморозі) – від 40 до 70 мА.

На підстанції, що досліджується, погодинний розподіл типів погоди ( $\tau_n$ ) протягом року виглядає наступним чином:

- 7850 годин становить ясна погода;
- 333 години – дощова погода;
- 430 годин – сніг;
- 147 годин – паморозь.

Поеднавши розраховані втрати потужності з числом годин роботи ПС при різних типах погоди, отримуємо значення втрат електроенергії.

На рисунку 2.2, в якості прикладу, представлена залежність втрат енергії від сили струму при різних типах погоди для ІОС-35/1000

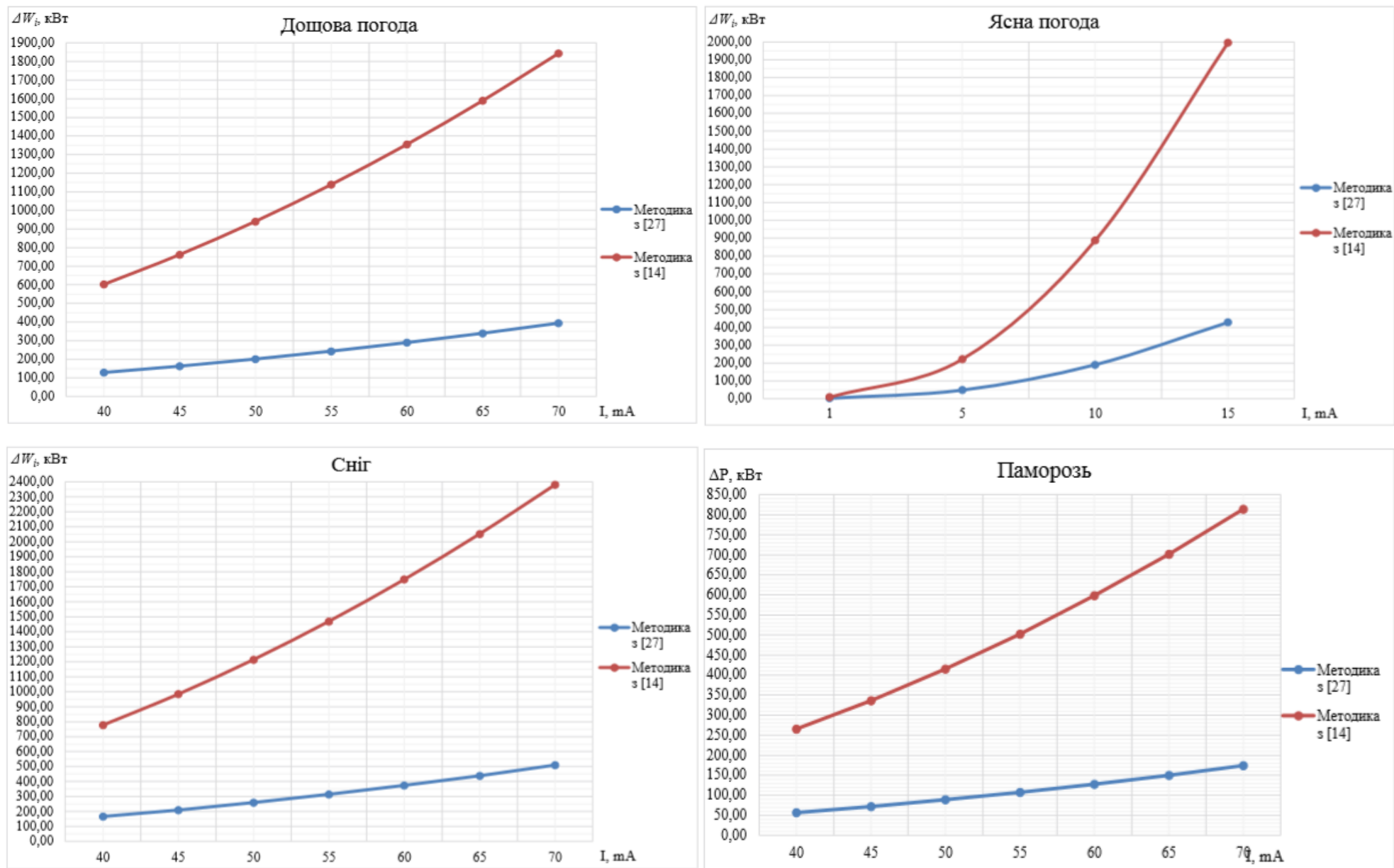


Рисунок 2.2 – Залежність втрат енергії від сили струму при різних типах погоди, розрахована за різними методиками для ІОС-35/1000

## 2.2 ЗАГАЛЬНІ ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ У ВРП 35 КВ

У ВРП 35 кВ встановлено 6 роз'єднувачів РНДЗ-35 2000А, 6 трансформаторів струму ТФНД-35М та 6 вимірювальних трансформаторів напруги ЗНОМ-35. На рисунках 2.3 та 2.4 представлені залежності втрат енергії, розраховані різними методиками, для ВРП в цілому.

## 2.3 ЗАГАЛЬНІ ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ У ВРП 150 КВ

У ВРП 150 кВ встановлено 35 роз'єднувачів РНДЗ-150 1000А та 21 РНДЗ-150 2000А, 24 трансформатори струму ТФНД-150-І, 12 ТФЗМ-245-ШІУУХЛІ і 6 ТФНД-220-ІУ, а також 9 вимірювальних трансформаторів напруги НКФ-220. На рисунках 2.5 та 2.6 представлені залежності втрат енергії, розраховані різними методиками, для ВРП в цілому.

## 2.4 ЗАГАЛЬНІ ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ У ВРП 330 КВ

У ВРП 330 кВ встановлено 63 роз'єднувачі РНДЗ-330 3200А, 39 вимірювальних трансформаторів напруги НКФ-330, а також 11 трансформаторів струму ТРН-330Б-УІ, 23 ТФРМ-330Б-УІ, 20 ТРН-330Б-ІІУІ і по 6 штук ТОМ-362ІІ-ІІ.ГУІ та ІМВ-362. На рисунках 2.7 та 2.8 представлені залежності втрат енергії, розраховані різними методиками, для ВРП в цілому.

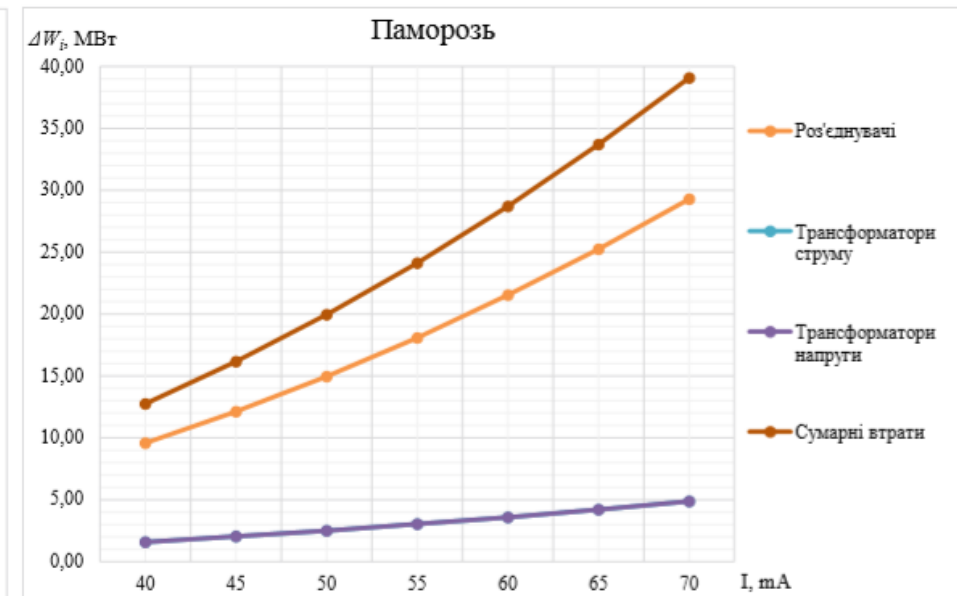
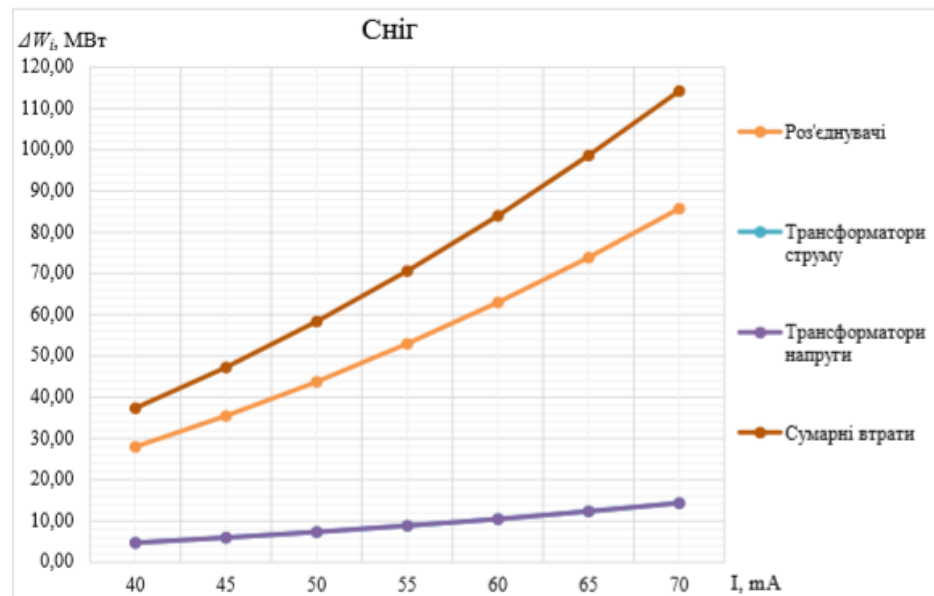
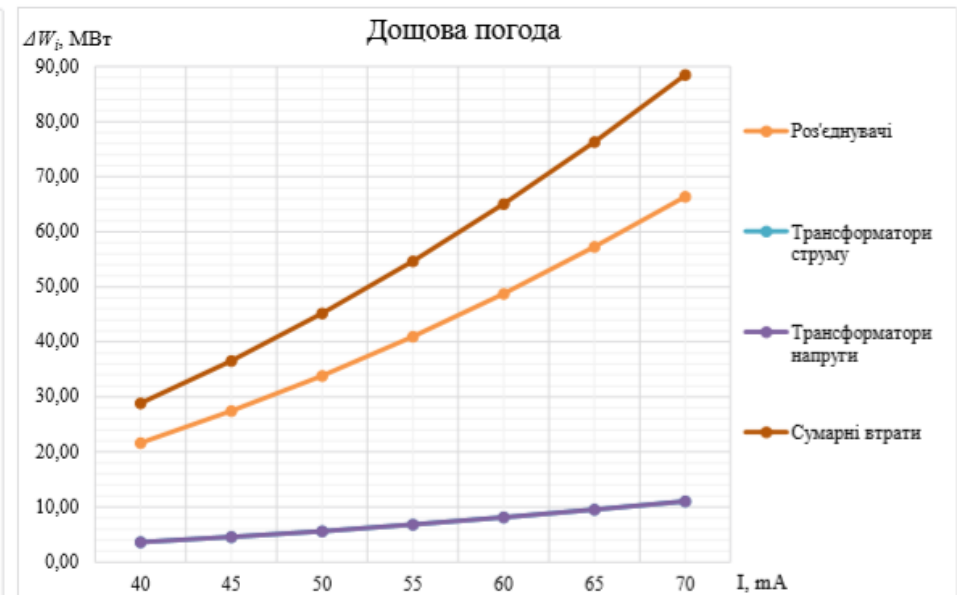
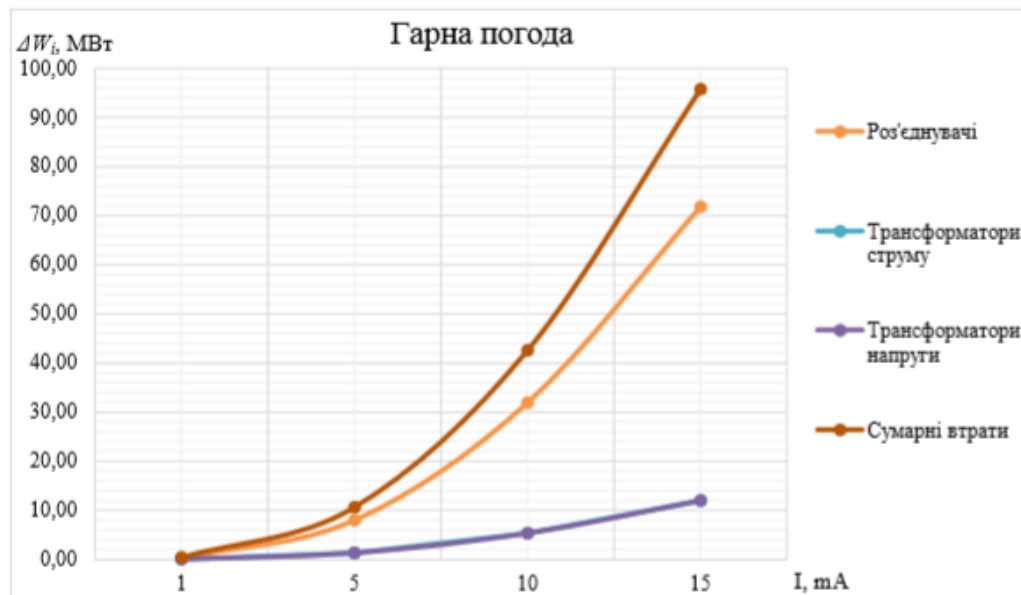


Рисунок 2.3 – Залежність втрат енергії від сили струму при різних типах погоди, розрахована за методикою [4]

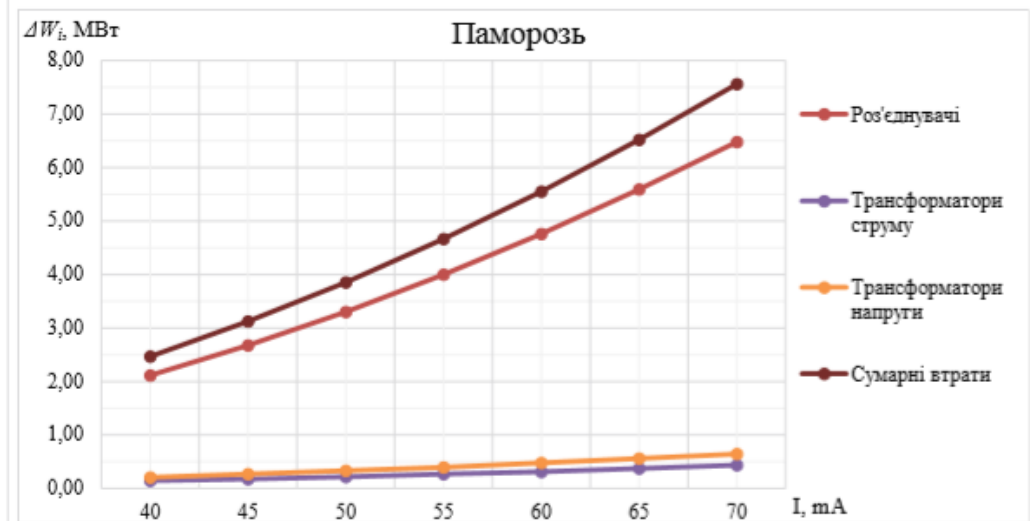
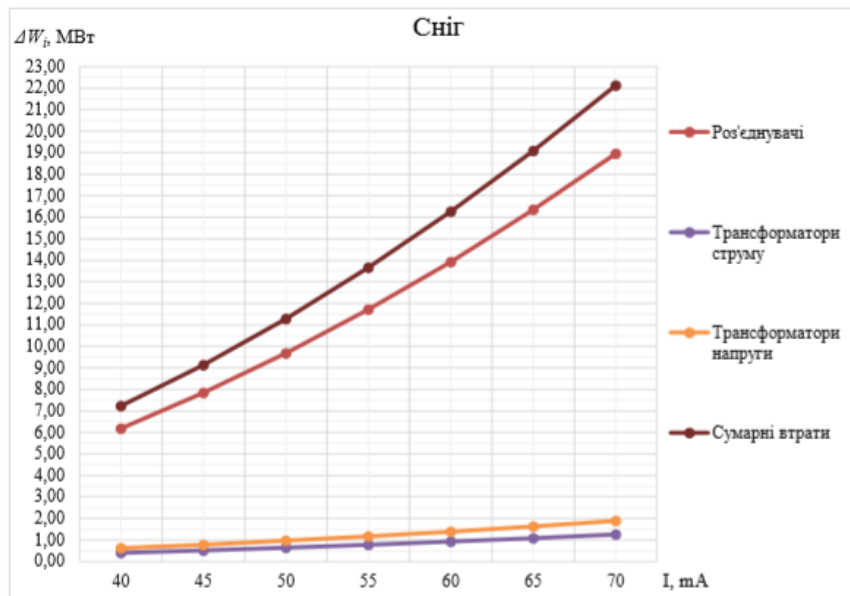
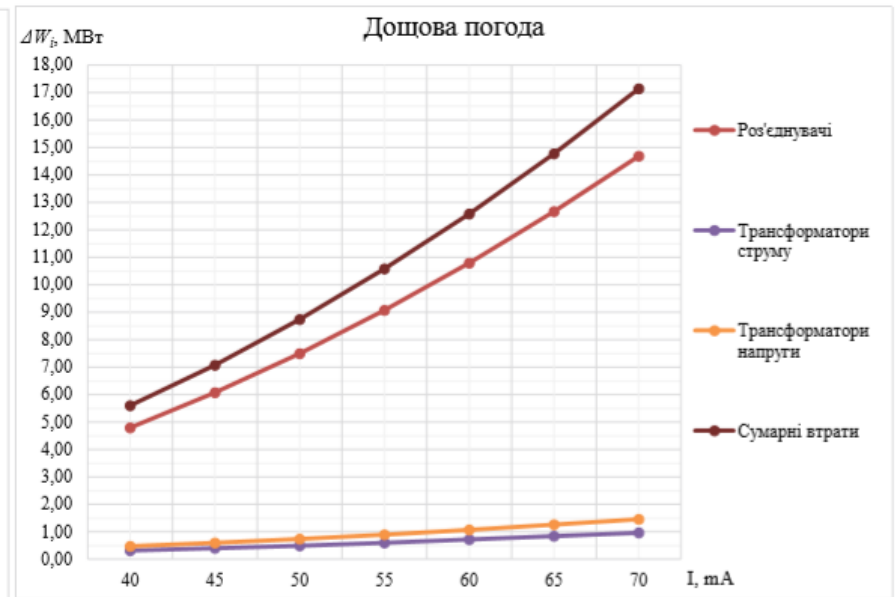
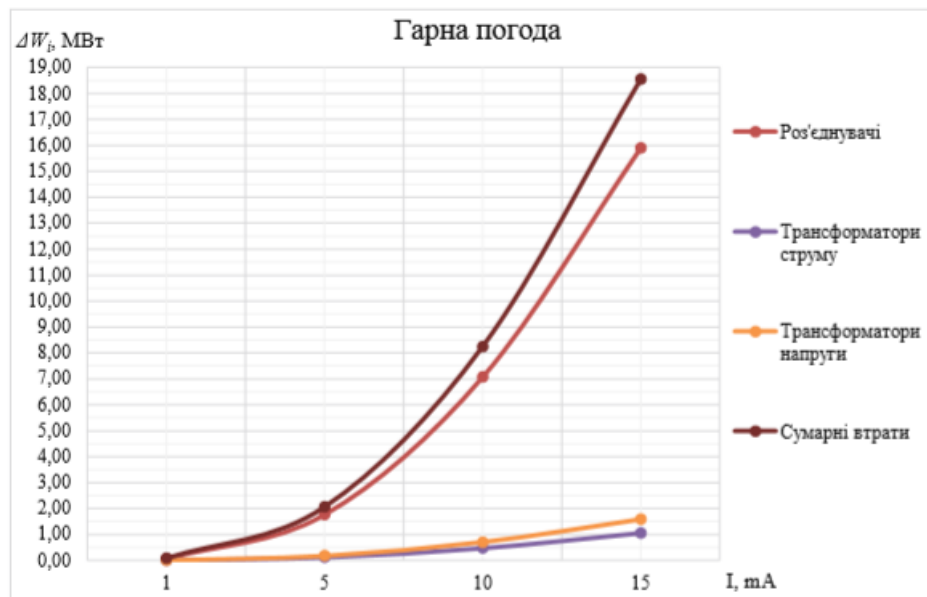


Рисунок 2.4 – Залежність втрат енергії від сили струму при різних типах погоди, розрахована за методикою [7]

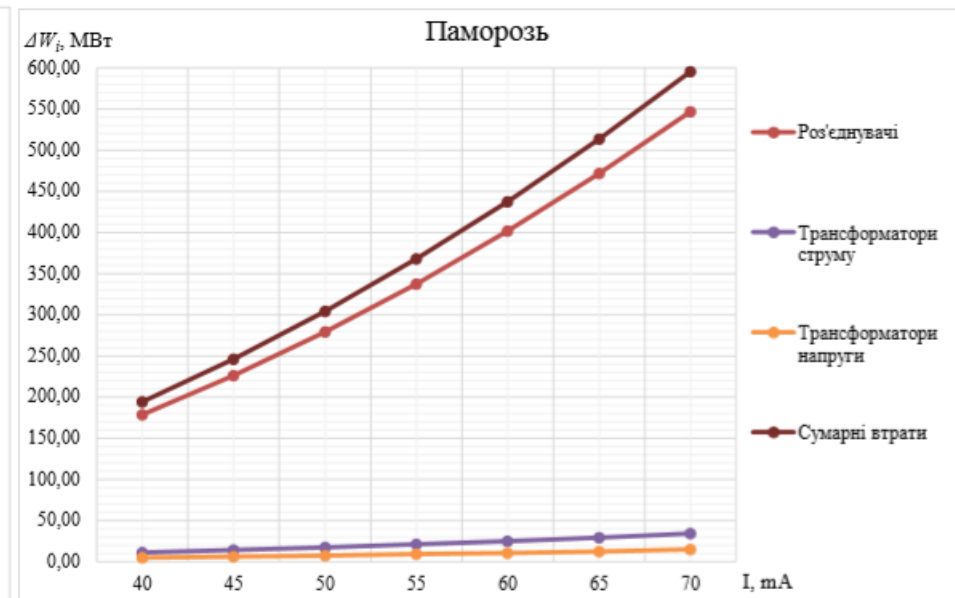
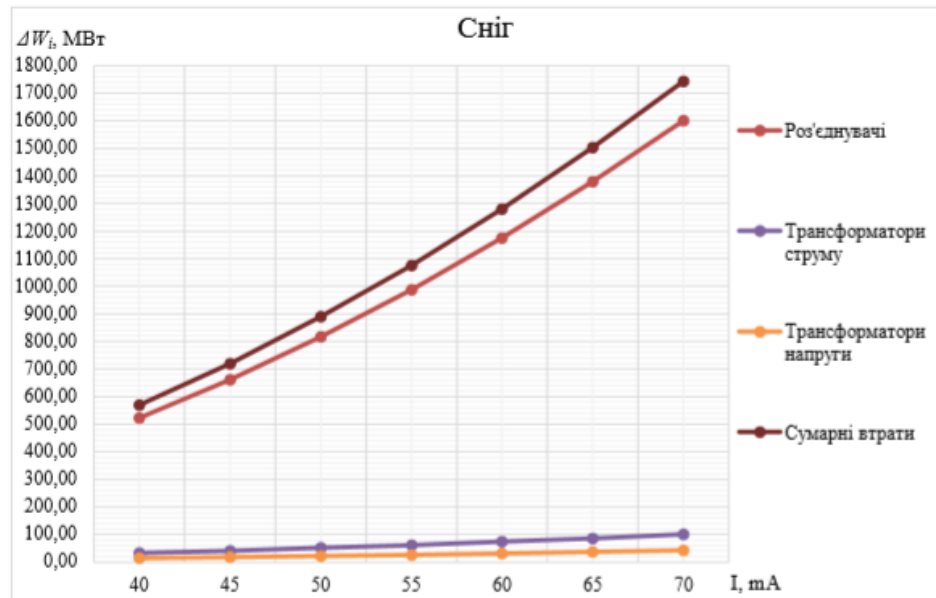
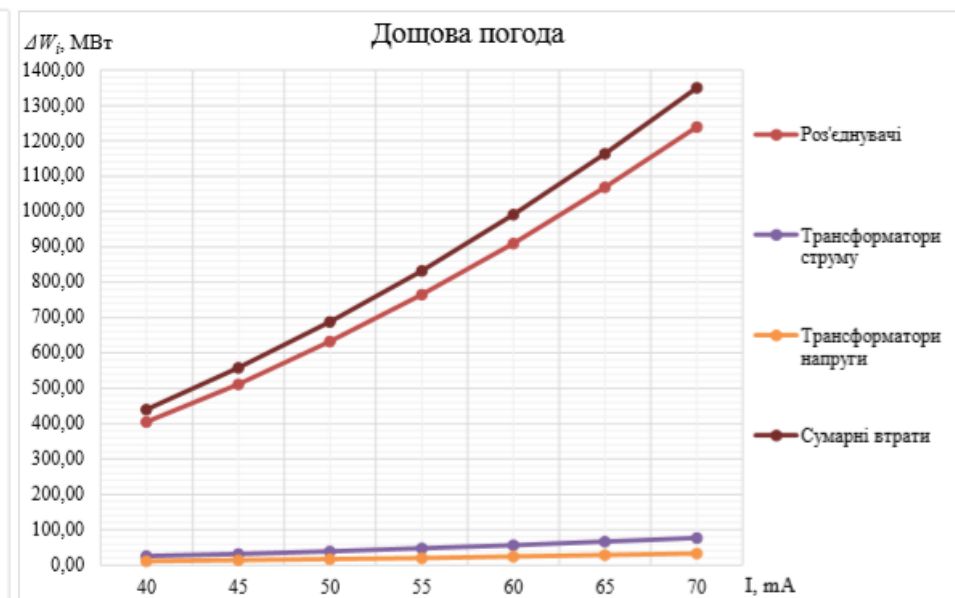
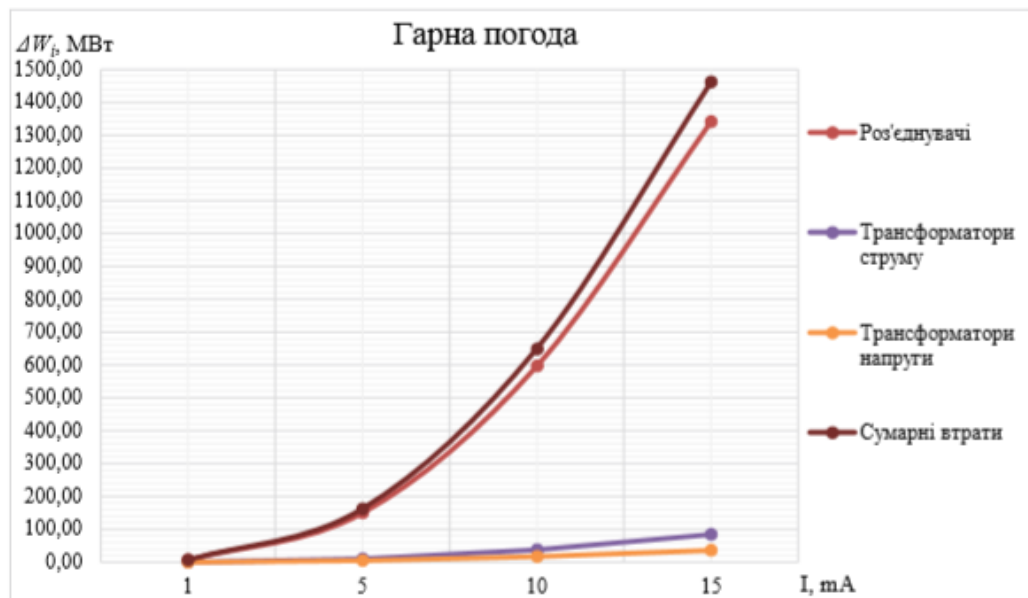


Рисунок 2.5 – Залежність втрат енергії від сили струму при різних типах погоди, розрахована за методикою [4]

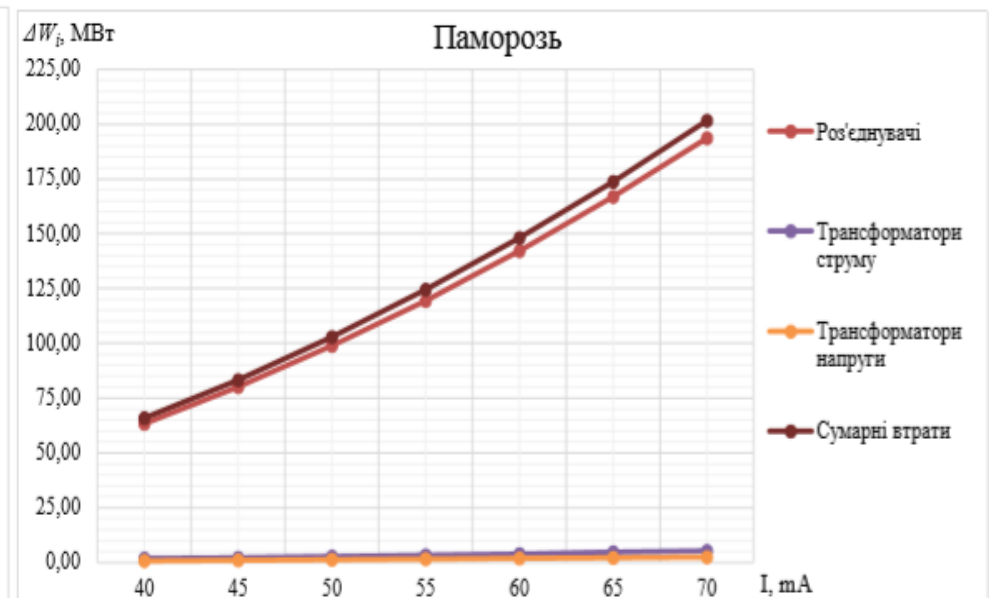
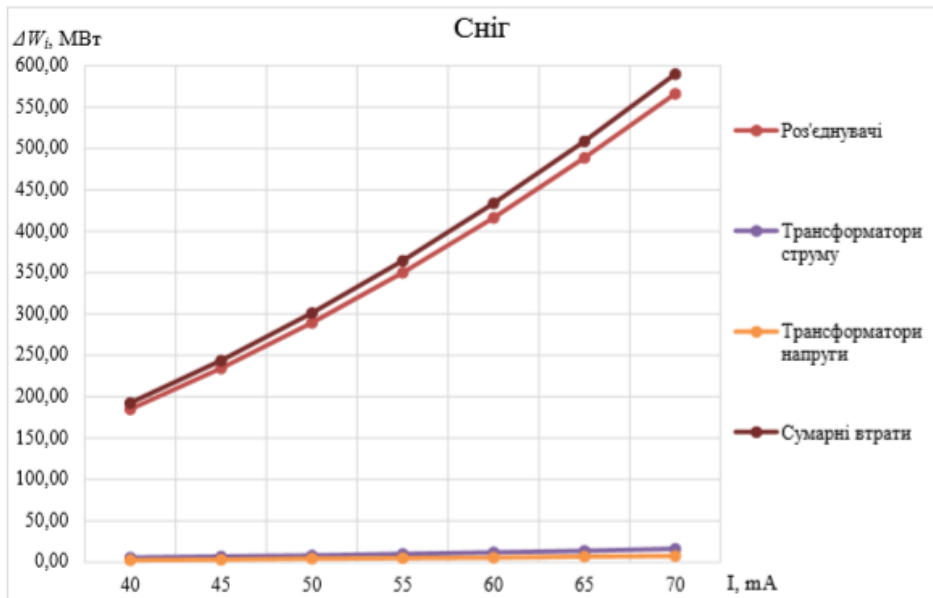
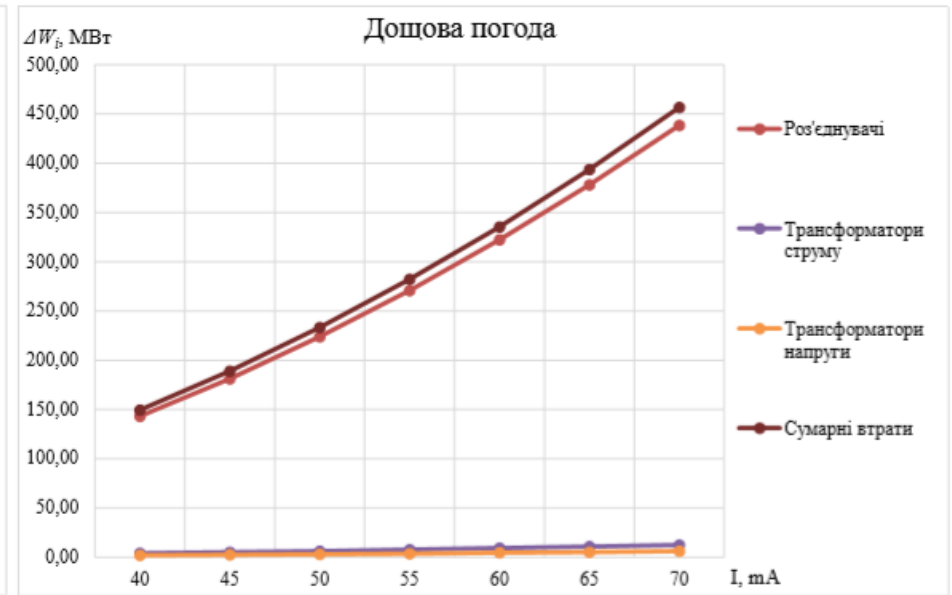
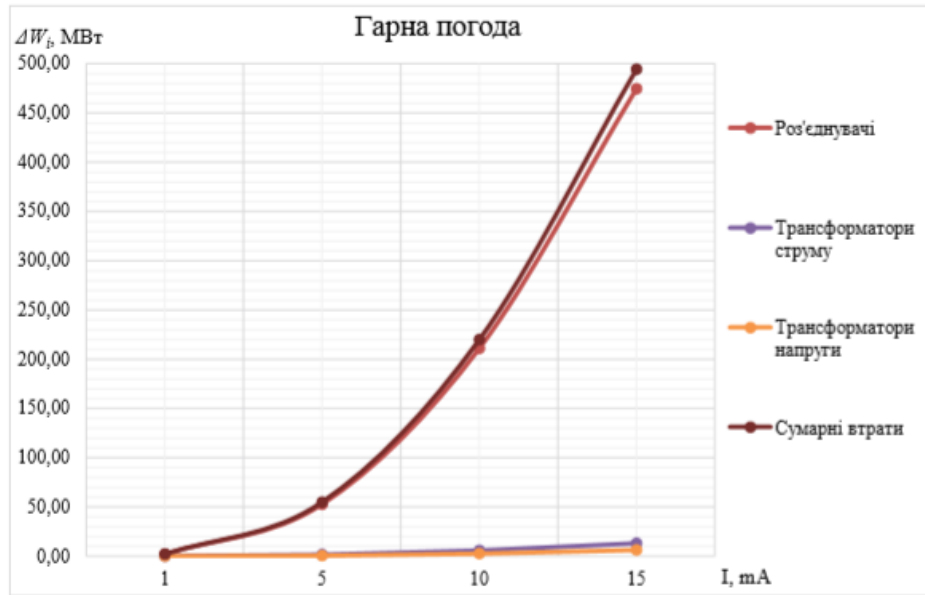


Рисунок 2.6 – Залежність втрат енергії від сили струму при різних типах погоди, розрахована за методикою [7]

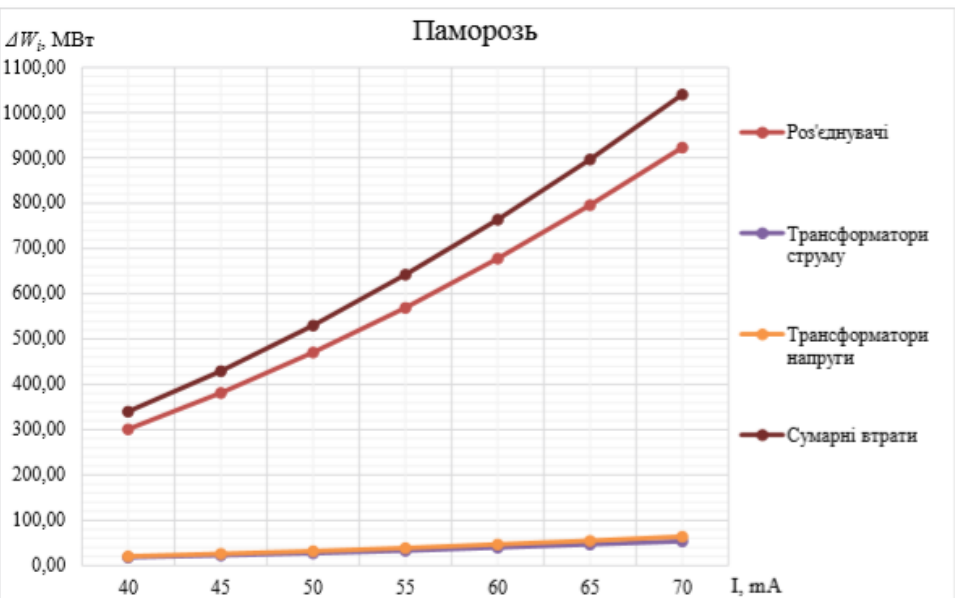
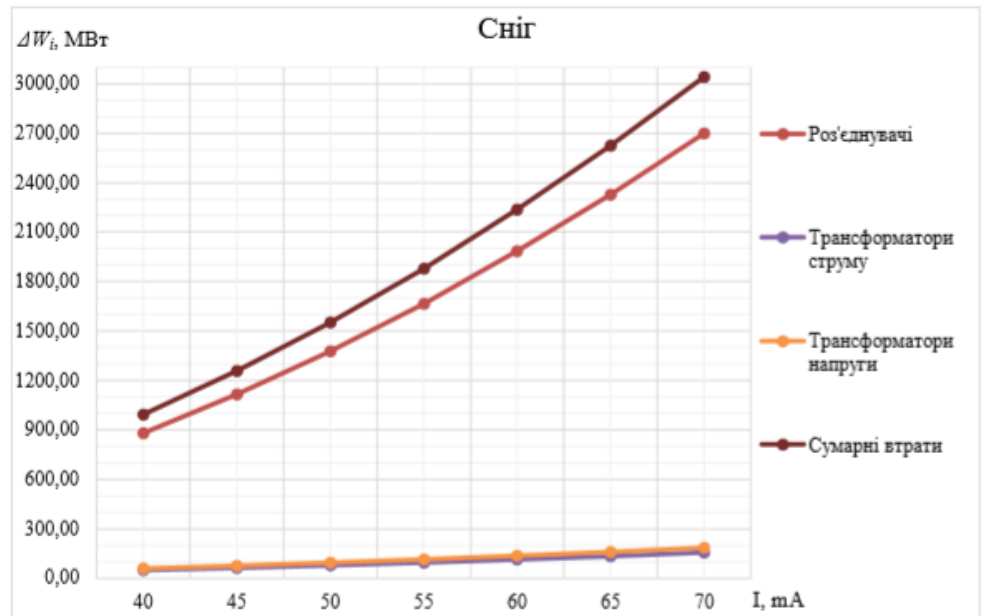
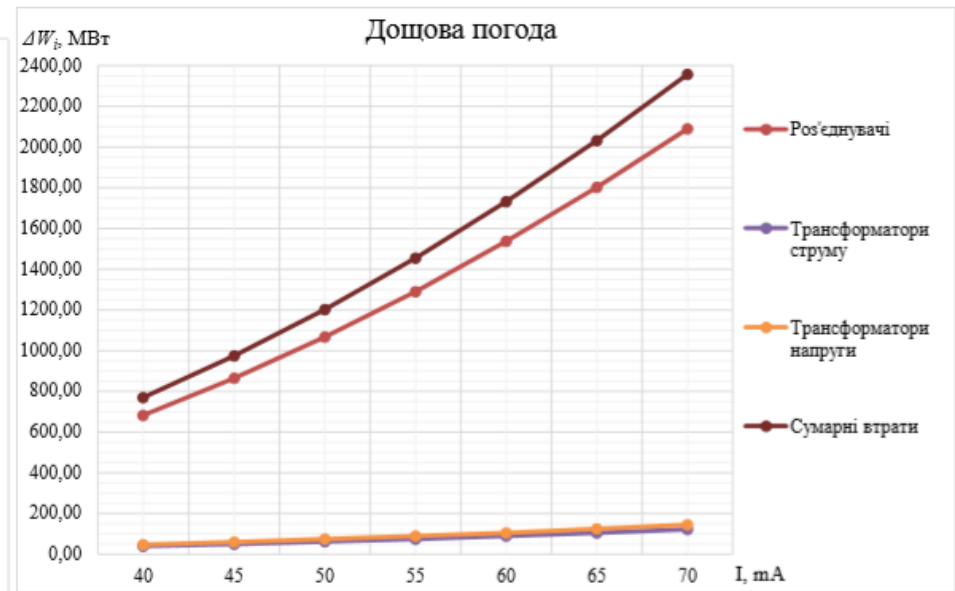
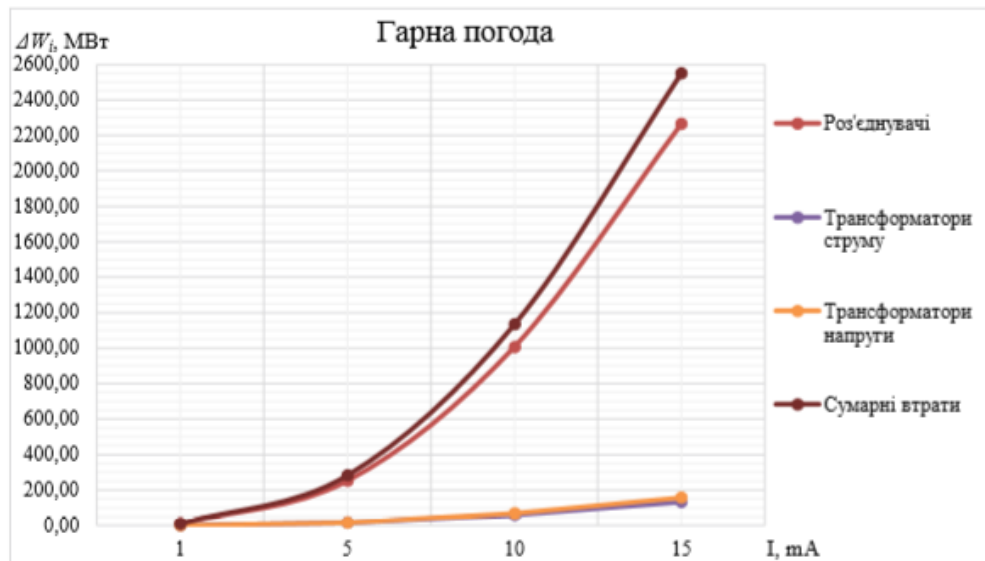


Рисунок 2.7 – Залежність втрат енергії від сили струму при різних типах погоди, розрахована за методикою [4]

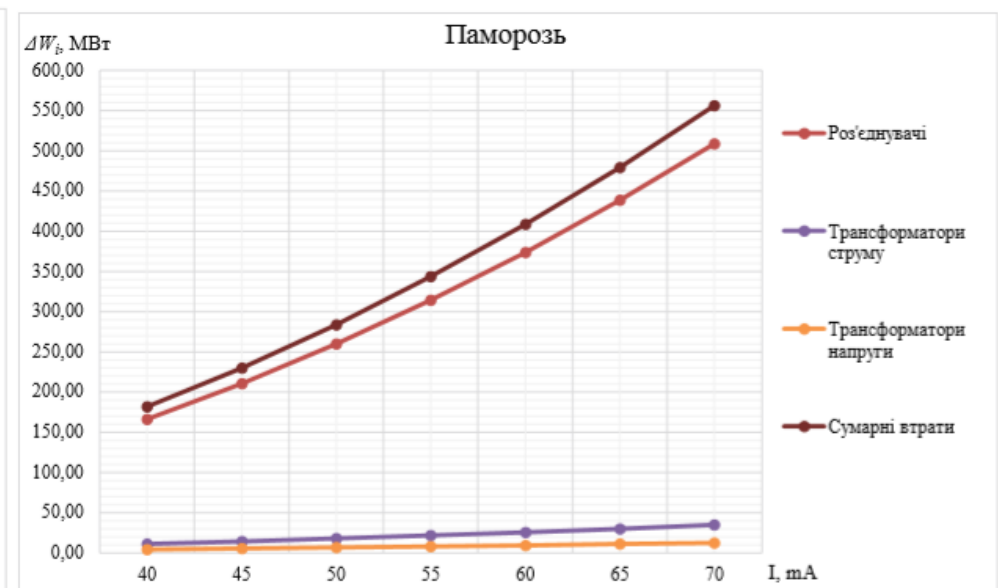
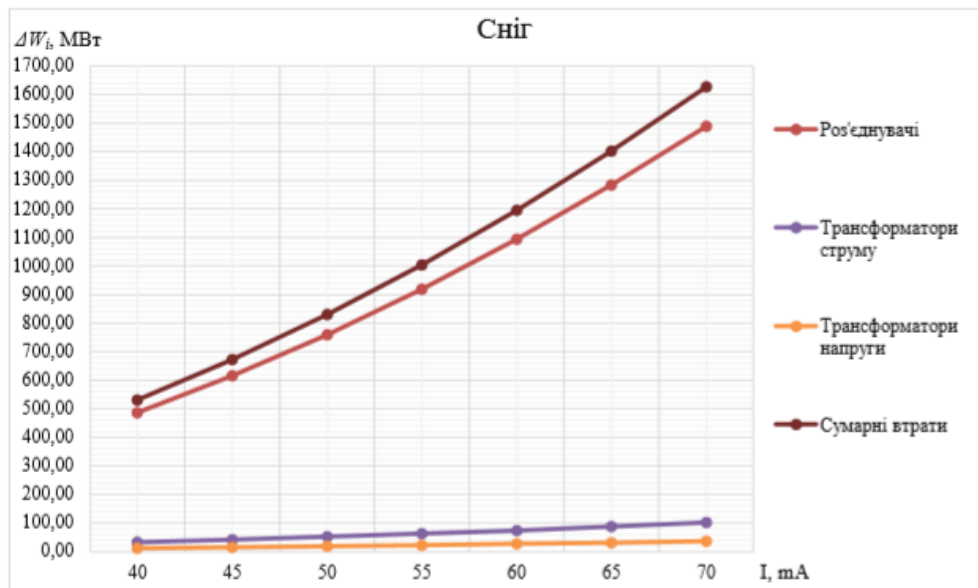
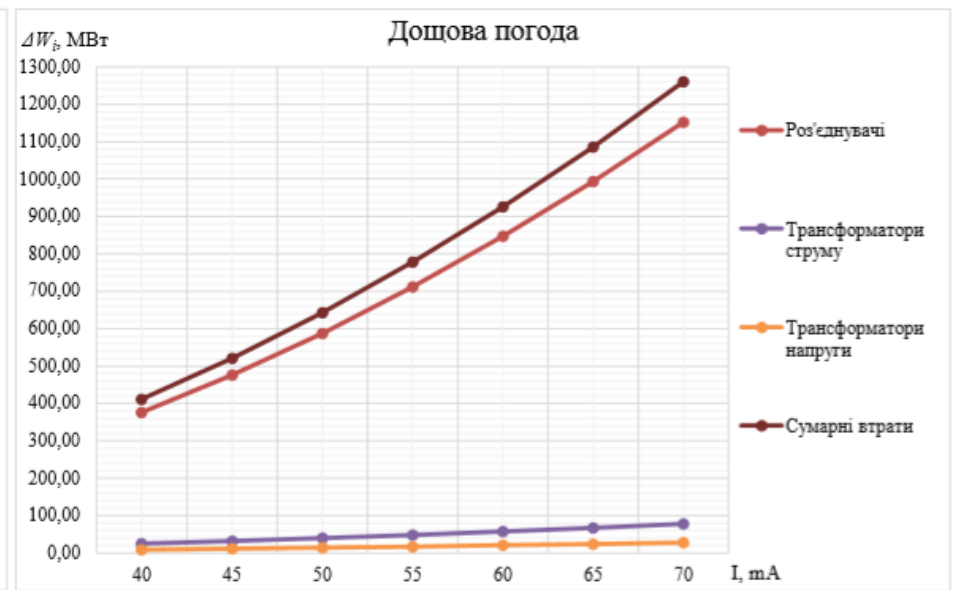
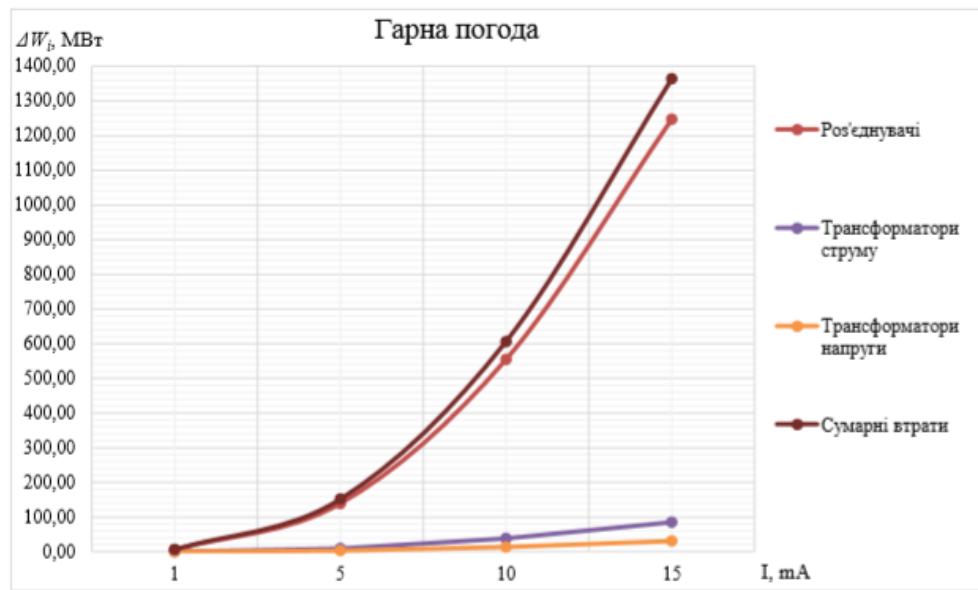


Рисунок 2.8 – Залежність втрат енергії від сили струму при різних типах погоди, розрахована за методикою [7]

## ВИСНОВКИ

В результаті виконання наукової роботи було зроблено наступне:

1. Проаналізовано нормативні документи України та міжнародні стандарти щодо розрахунку втрат електричної енергії по ізоляційним конструкціям. Відображено їх відмінності та недосконалість у питаннях впливу навколишнього середовища на розрахунок струмів витоку.
2. Розроблено метод визначення опору ізоляційних конструкцій складних форм, що враховує конструктивні особливості кожного ізолятора.
3. Для розрахунку втрат було розглянуто реально існуючу підстанцію 330/150/35, та розраховані втрати різними методиками за різних погодних умов.
4. Розроблений метод виконано у вигляді програмного коду, що дозволяє розраховувати втрати активної енергії в залежності від вхідних параметрів та візуалізувати отримані результати графічним способом.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко – М.: ЭНАС, 2009. – 456с.
2. Черных В.Н. Энергетические потери в электрических сетях и причины их возникновения / В.Н. Черных // Точная наука, 2017, №7, С.13–17. 11 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03.02.2005, №21. 12 Условно-постоянные потери электроэнергии
3. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: НУ ЭНАС, 2002. – 280 с.

4. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання: додаток №1 затверджено наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22.09.2011 2013 № 532.

5. Электрические аппараты высокого напряжения / Г.Н. Александров, А.И. Афанасьев, В.В. Борисов и др.; под ред. Г.Н. Александрова. Изд. 2-е, доп. СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2000. – 503 с.

6. ДСТУ ІЕС 60168:2009. Ізолятори керамічні та скляні опорні для зовнішніх і внутрішніх систем на номінальну напругу понад 1000 В. Випробування. – дата початку дії 01.01.2012

7. ІЕС 60815:1986. Guide for selection of insulators in respect of polluted conditions (Настанова щодо вибирання ізоляторів для роботи в умовах забруднення).

8. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. – введ. 01.01.1999. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1998. – 54 с.

9. ПУЕ: 2017 Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

10. Обмежувачі перенапруг нелінійні: застосування, монтаж та вибір: моногр. / Шевченко С.Ю., П.В. Петров, Г.М. Катренко та ін.; за ред. С.Ю. Шевченка. – Х.: вид-во Форт, 2015. – 288 с.