

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва транспорту та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____2023р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Дослідження впливу роботи трансформаторів
струму та напруги на похибки системи обліку
електроспоживання”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-22М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»
_____Жупаненко В.В.
« ____ » _____2023р.
Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____Андрій КОТИШ
« ____ » _____2023р.
Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет Будівництва транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«_____» _____ 2023 р.

**ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА
ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ
ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

Жупаненка Володимира Валентиновича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Дослідження впливу роботи трансформаторів
струму та напруги на похибки системи обліку електроспоживання

Investigation of the influence of current and voltage transformers on the errors of
the electricity metering system

2. Керівник роботи (проекту)

Котили Андрій Іванович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1.Загальні проблеми функціонування системи обліку електроенергії;

2.Теоретичні дослідження умов роботи систем обліку
електроспоживання; 3.Дослідження особливостей роботи

трансформаторів струму та напруги в процесі експлуатації; 4.Методика та
розрахунок похибок системи вимірювання електроспоживання; 5.Охорона
праці; Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Іван САВЕЛЕНКО</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>07.10.23</i>	
2	<i>Загальні проблеми функціонування системи обліку електроенергії</i>	<i>12.10.23.</i>	
3	<i>Теоретичні дослідження умов роботи систем обліку електроспоживання</i>	<i>20.10.23.</i>	
4	<i>Дослідження особливостей роботи трансформаторів струму та напруги в процесі експлуатації</i>	<i>01.11.23.</i>	
5	<i>Методика та розрахунок похибок системи вимірювання електроспоживання</i>	<i>10.11.23.</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>20.11.23</i>	
7	<i>Висновки</i>	<i>30.11.23.</i>	

Дата видачі завдання

«____» _____ 2023 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«____» _____ 2023 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 111 с.; 37 рис.; 10 табл.; 20 джерел.

Жупаненко В.В. Дослідження впливу роботи трансформаторів струму та напруги на похибки системи обліку електроспоживання. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральнотехнічний національний технічний університет. Кропивницький, 2023 р.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення точності вимірювань систем обліку електроенергії.

Великі погрішності вимірювань електроенергії і потужності приводять до нерационального використання пропускної спроможності ліній електропередач, резервів потужності на електростанціях, затрудняють контроль режимів роботи мереж і приводять до фінансових втрат як виробників і постачальників, так і споживачів електроенергії.

Результати магістерської роботи, можуть бути використані при проведенні досліджень з підвищення точності систем обліку електроспоживання, визначення вкладу складових в сумарну похибку вимірювального каналу при спорудженні АСКОВ.

Ключові слова: трансформатор струму, трансформатор напруги, система обліку електроспоживання, похибка вимірювання

SUMMARY

Zupanenko V.V. Investigation of the influence of current and voltage transformers on the errors of the electricity metering system. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electrical power consumption systems". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2023.

The method of qualified work is to improve the accuracy of power supply systems.

Large errors in the fluctuation of electricity and power lead to an irrational reduction in the throughput capacity of power lines, power reserves at power plants, complicate the control of operating modes and lead to finances of expenditures of both generators and post-consumers, as well as the consumption of electricity.

The results of the master's work may be seen in the study of the increased accuracy of electrical systems, the contribution of warehouses to the total loss of the vibrating canal in the case of ASCOE.

Key words: power transformer, voltage transformer, electrical supply system, extinction

Зміст

Вступ	7
1. Загальні проблеми функціонування системи обліку електроенергії	9
1.1 Поняття про енергооблік	9
1.2 Види і методи вимірювання	14
1.4 Похибки вимірювання	18
Висновки по розділу.....	23
2. Теоретичні дослідження умов роботи систем обліку електроспоживання ..	25
2.1 Метрологічні проблеми вимірювальних систем для комерційного та технічного обліку на оптовому ринку електроенергії	25
2.2 Вплив похибки трансформаторів струму і напруги на комерційні втрати в енергосистемах	36
2.3 Пошкодженість трансформаторів напруги в мережах 10-35 кВ. і заходи щодо їхнього захисту	42
2.4 Цифрові електронні лічильники для обліку електроенергії	48
Висновки по розділу.....	57
3. Дослідження особливостей роботи трансформаторів струму та напруги в процесі експлуатації	59
3.1 Підвищення точності обліку електроенергії	59
3.2 Аналіз впливу струмів короткого замикання на погрішності трансформаторів струму	73
3.3 Аналіз стійкості роботи трансформаторів напруги 6–35 кВ	78
3.4 Особливості перевірки АСКОЕ	83
Висновки по розділу.....	87
4. Методика та розрахунок похибок системи вимірювання електроспоживання ..	89
4.1 Розрахунок похибки вимірювального комплексу обліку електроенергії	89
4.2 Кутові погрішності	93
4.3 Електричні лічильники	94
Висновки по розділу.....	100

5. Охорона праці на підстанціях закритого та вбудованого типу при випробовуванні, монтажі та дослідженні вимірювальних трансформаторів	101
5.1 Аналіз небезпечних і шкідливих факторів при випробовуванні, монтажі та дослідженні вимірювальних трансформаторів	101
5.2 Розрахунок контура заземлення	105
Висновки	108
Перелік посилань	110

ВСТУП

В теперішній час надзвичайно важливим стає точний облік електроенергії на всіх етапах її виробництва, передачі та споживання. Довгий час в Україні не було підприємств, які виробляли б необхідне обладнання для вимірювання, збору, передачі та обробки інформації. В даний момент багато промислових підприємств країни пропонують різноманітні пристрої та системи для вимірювання та обробки інформації.

Під засобами обліку розуміється "сукупність пристроїв, які забезпечують вимірювання і облік електроенергії (вимірювальні трансформатори струму і напруги, лічильники електричної енергії, телеметричні датчики, інформаційно-вимірювальні системи і їх лінії зв'язку) і сполучених між собою по встановленій схемі". Таким чином, при передачі, отриманні і обробці інформації для комерційного та технічного обліку важливі всі перераховані технічні засоби, у тому числі електричні ланцюги, що сполучають трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН) з лічильниками електроенергії.

Нажаль, експлуатаційний персонал суб'єктів оптового і роздрібного ринків електроенергії дотепер не приділяють належної уваги стану електричних ланцюгів струму і напруги, що використовується при вимірюваннях з метою комерційного і технічного обліку. Підтвердженням цьому служать численні спроби пристосувати наявні системи обліку до вимог оптового ринку і збільшити точність вимірювань тільки шляхом установки лічильників підвищеного класу точності, ігноруючи необхідність проведення ревізії і реконструкції електричних ланцюгів в цілому, включаючи ТС і ТН.

Оскільки єдиним джерелом напруги в ланцюзі, який сполучає ТН, лічильник, інші вимірювальні прилади (іноді і пристрої релейного захисту і автоматики), служить ТН, а єдиним джерелом струму у відповідному струмовому ланцюзі — ТС, метрологічні характеристики вимірювального компоненту вимірювальної системи (ІС) майже повністю (без урахування впливу

лічильника) визначаються цими первинними вимірювальними перетворювачами. При цьому всі елементи ланцюгів струму і напруги складають навантаження ТС і ТН.

В даний час частка електроенергії в собівартості промислової продукції неухильно зростає. Якщо в кінці восьмидесятих років частка електроенергії вона складала декілька відсотків, то в даний час в машинобудуванні вона перевищує 20%, а в енергоємних виробництвах досягає 60 % і вище.

Існуючі системи обліку електроенергії далеко не завжди відповідають вимогам точності, необхідним у сучасних ринкових умовах. Більшість з них були розроблені десятки років тому, коли електроенергія не розглядалася як товар і точність її обліку приділялася меншою увагою.

Великі погрішності вимірювань електроенергії і потужності приводять до нераціонального використання пропускної спроможності ліній електропередач, резервів потужності на електростанціях, затрудняють контроль режимів роботи мереж і приводять до фінансових втрат як виробників і постачальників, так і споживачів електроенергії. Недостатня точність вимірювань обумовлена поряд недоліків існуючих систем обліку електроенергії, оскільки вимірювальні комплекси (ВК) створювалися раніше, а також створюються і в даний час за типовими проектами, розробленими ще в 70-80-х роках ХХ століття, в яких не передбачалися рішення для забезпечення високої точності ВК.

Погрішності тих, що існують ВК нерідко перевищують 5 - 10 %, що абсолютно неприпустимо в сучасних ринкових умовах.

Причиною таких значних погрішностей ВК є те, що умови роботи ВТ, встановлюваних на електричних станціях і в електричних мережах, характеризуються численними чинниками, що впливають на погрішності ВТ.

При випуску ВТ з виробництва, погрішності визначаються в нормованих діапазонах первинних струмів, напруги, потужності вторинного навантаження згідно стандартів на ТС і ТН, проте в експлуатації нерідко ВТ працюють в умовах, для яких похибки не нормовані.

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.1 Поняття про енергооблік

Метою створення системи комерційного та технічного обліку (КО та ТО) на оптовому ринку електроенергії (ОРЕ) є забезпечення його суб'єктів повним, своєчасним, достовірним і узаконеним діючими нормативними документами інформацією про оборот товарної продукції, необхідної для проведення розрахунків між суб'єктами оптового ринку відповідно до правил його роботи.

Товарною продукцією на оптовому ринку є електроенергія і потужність. Для проведення розрахунків між суб'єктами ринку в кожній точці на елементі мережі, вказаної у відповідному договорі (точці обліку), слід виміряти [1]:

- прирости електроенергії за інтервали часу, протягом яких зберігаються постійними ціни (тарифи) на електроенергію;
- середні потужності за інтервали часу, тривалість і кількість яких визначаються правилами роботи ринку (тільки у разі розрахунків суб'єкта ринку за двоставочним тарифом).

Дискретність обліку задається якнайменшим з інтервалів часу, за які вимірюється електроенергія або середня потужність згідно правилам роботи ринку.

Дані комерційного та технічного обліку товарної продукції суб'єкта оптового ринку можуть бути використані також для вирішення технічних, економічних і статистичних задач іншими його суб'єктами, органами управління енергетикою, органами оперативно-диспетчерського і державного управління відповідно до діючих нормативних документів і договорів, регулюючих відносини між ними в області обміну інформацією.

Мета створення системи КО та ТО, виконуваних нею функції повинні відповідати обліковій політиці на оптовому ринку.

Облікову політику – набір публічно заявлених методик і форм ведення комерційного обліку (включаючи бухгалтерський облік), а також конкретних чинів збору необхідної інформації виходячи зі встановлених правил роботи ринку і особливостей діяльності органу адміністрування торговою системою.

Одним з найважливіших і неврегульованих питань при організації СКО ОРЕ, що стосуються облікової політики, є розміщення вимірювальних комплексів засобів обліку для об'єктивного вимірювання обороту товарної продукції суб'єкта ринку. З ним тісно зв'язано розуміння терміну "облік", службовця основним елементом семантики всіх документів, що регламентують створення СКО оптового і роздрібного ринків електроенергії.

Розрізняють три види обліку — оперативний, статистичний і бухгалтерський. Останній визначається як детальний економічний облік всіх подій і операцій на підприємстві, що проводиться безперервно і по певній встановленій державними органами методиці, що використовує різних вимірників і різноманітні форми документів.

Облік і опис різних по характеру предметів і процесів проводиться на основі інформації, отриманої в результаті вимірювань за допомогою вимірників. Ними є трудовий, натуральний і грошовий (узагальнений) вимірники. Нас цікавить натуральний вимірник електричної енергії, тобто тис. кВт · год (млн. кВт · год).

По що склалася в енергетиці термінології технічний облік з погляду господарської діяльності відповідає оперативному і статистичному, а комерційний облік — бухгалтерському.

Виходячи з вищезгаданого, під комерційним обліком електроенергії пропонується розуміти систему реєстрації інформації для проведення фінансових розрахунків на оптовому або роздрібному ринку про її виробництво і реалізацію з використанням встановлених державними органами методики і форм документів. Інформацією для комерційного обліку можуть служити результати вимірювань або інші передбачені договорами величини, розмірність яких визначається регламентованим натуральним вимірником. Останнє можливо при згодженій сторонами оплаті електроенергії по заданому об'єму

електроспоживання (наприклад, за відсутності лічильника у абонента в побутовому секторі). Разом з тим безглуздо називати обліком ситуацію, коли відпущена споживачу електроенергія вимірюється лічильником, але не оплачується, і результати вимірювання не знаходять віддзеркалення в звітності збутової організації.

Іншими словами, облік і як дія (процес), і як система документування включає в широкому значенні вимірювання, збір і передачу інформації, а також в обов'язковому порядку реєстрацію інформації за заданими правилами.

Специфіка єдиного в часі процесу виробництва, передачі, перетворення, що територіально і електрично рознесеного розподілу і споживання електроенергії вимагає створення особливої системи обліку, що відповідає потребам різних суб'єктів відносин, що виникають в цьому процесі. Система обліку повинна відповідати існуючій економічній ситуації, а також бути пристосованою до технологічного середовища (схемі електричної мережі, режимам і інфраструктурі ЕЕС), де функціонують оптовий і роздрібний ринки.

Головним критерієм правильного функціонування фінансово-розрахункової системи оптового ринку служить чітке дотримання фінансового балансу по торгових операціях з товарною продукцією за період розрахунку (наприклад, 1 міс, 1 година):

$$\Delta\P = \Pi_E - \Pi_\Pi \quad (1.1)$$

Де $\Delta\P$ — фінансовий небаланс, що складається; Π_E — платежі, одержувані електричними станціями — суб'єктами оптового ринку; Π_Π — платежі, що проводяться споживачами — суб'єктами оптового ринку.

Досягнення критерію (1.1) можливо шляхом проведення комплексу організаційних і технічних заходів, що включають:

- підвищення точності планування продажу (покупки) електроенергії виходячи з реальних технологічних можливостей суб'єктів ринку;
- побудова системи вимірювань, збору і передачі результатів для комерційного обліку, представляючої до органу адміністрування торговою

системою інформацію належної якості (вимоги до її якості повинні бути предметом договірних відносин);

- розробку і реалізацію правил розноситься $\Delta\Pi$, що виникло через погрішності планування цін і погрішностей вимірювання обороту товарної продукції.

Звідси витікає, що система вимірювань для комерційного обліку на оптовому ринку, включаючи розстановку вимірювальних комплексів, повинна забезпечувати:

- технологічну можливість зведення до нуля фінансового небаланса оптового ринку згідно комерційним правилам його роботи;
- фінансові інтереси кожного суб'єкта ринку;
- максимальну адекватність вимірювань об'ємів обороту товарної продукції кожного суб'єкта оптового ринку способам їх планування.

Найвірогіднішою необхідною і достатньою умовою технологічної повноти системи комерційного обліку суб'єкта оптового ринку є розстановка вимірювальних комплексів. Взагалі при розстановці вимірювальних комплексів повинен діяти зрозумілий всім принцип "розділяй своє і чуже". Як показує багатовіковий досвід ринкових відносин, справжній господар ніколи не візьме чуже, але і своє не віддасть. І це повною мірою торкається такого товару, як електроенергія.

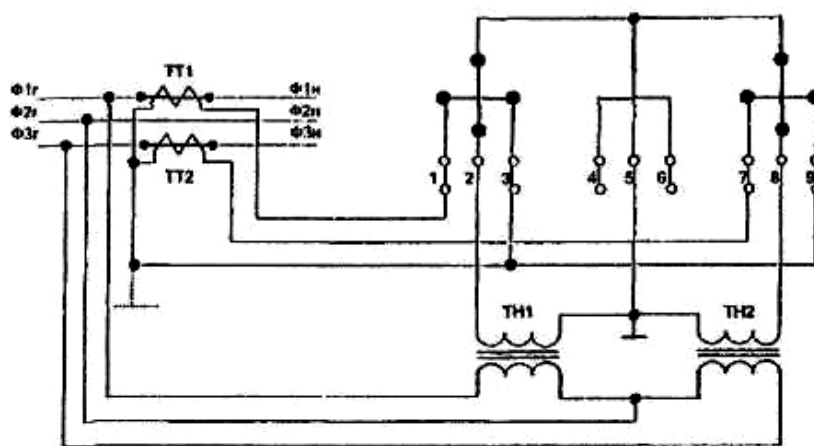


Рис. 1.1 Схема підключення лічильника в трьохфазну трипроводну мережу через трансформатори струму та напруги.

Всі практичні питання так званої розстановки лічильників електричної енергії для комерційного обліку у суб'єктів оптового ринку пов'язані з поєднанням місць розташування ТС і ТН в розподільних пристроях електричних станцій і підстанцій. Ці питання є наслідком такої відомої властивості електричної мережі, як неможливість в реальних умовах по технічних або економічних міркуваннях здійснювати контроль електричних параметрів в будь-якій наперед певній точці на її елементах (ПЛ, КЛ, трансформатори). Первинні датчики (ТС, ТН) встановлюються в розподільних пристроях електричних станцій і підстанцій, виконаних за типовими проектами або на їх основі. В них із об'єктивних причин до останнім часом не враховувалися вимоги до вимірювань для розрахунку на оптовому ринку. Зокрема, компоновка електротехнічного і допоміжного устаткування не дозволяла розміщувати додаткові ТС і ТН.

Необхідність резервування вимірювань, результати яких використовуються для розрахунків на оптовому ринку, повинна визначатися правилами його роботи. В основі вимог до резервування лежать періоди проміжних і остаточних розрахунків між продавцями і покупцями електроенергії, а також способи зведення до нуля фінансового небалансу ринку.

Хоча в даний час правила конкурентного ринку ще не розроблені остаточно, у фахівців немає сумнівів, що резервування в тому або іншому вигляді необхідне, і ця проблема пов'язана з проблемою контролю достовірності інформації, яка поступає для розрахунків до органу адміністрування торговою системою. В умовах розвитку ринкових відносин рішення названих проблем повинне бути засновано на техніко-економічному підході.

Виходячи з головного критерію ефективності системи комерційного обліку на конкурентному ринку — створення умов для виключення його фінансового небалансу, а також враховуючи технологічні особливості енергетичних систем, слід вирішувати проблеми резервування і контролю достовірності вимірювань, поєднуючи економічний і нормативний підходи (з

пріоритетом економічного підходу). Причому у міру вдосконалення ринкових відносин все більше значення буде мати економічне стимулювання продавців, покупців електроенергії і мережних компаній по розвитку автоматизованих вимірювальних систем, що відповідають потребам фінансових розрахунків.

1.2 Види і методи вимірювання

Вимірювання як експериментальні процедури визначення значень величин, що вимірюються, вельми різноманітні, що пояснюється безліччю величин, що вимірюються, різним характером їх зміни в часі, різними вимогами до точності вимірювань і т.д.

Вимірювання залежно від способу обробки експериментальних даних для знаходження результату відносять до прямих, непрямих, сумісних або сукупних [2].

Пряме вимірювання — вимірювання, при якому шукане значення величини знаходять безпосередньо з досвідчених даних в результаті виконання вимірювання.

Непряме вимірювання — вимірювання, при якому шукане значення величини знаходять на підставі відомої залежності між цією величиною і величинами, що піддаються прямим вимірюванням. При непрямому вимірюванні значення величини, що вимірюється, набувають шляхом рішення рівняння:

$$x = F(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \quad (1.2)$$

де — значення величин, отриманих прямими вимірюваннями.

Сумісні вимірювання — одночасні вимірювання декількох неоднойменних величин для знаходження залежності між ними. При цьому вирішують систему рівнянь:

них що вимірюється повинна бути миттєва величина — величина, відповідна певному моменту часу. Якщо на заданому інтервалі часу число миттєвих величин, що вимірюється кінцеві, то говорять про дискретні вимірювання, а якщо нескінченні, — то це аналогові вимірювання.

Залежно від точності оцінки похибки вимірювання бувають з точною оцінкою і з наближеною оцінкою похибки. При вимірюваннях з точним оцінюванням похибки і враховують індивідуальні властивості засобів вимірювань і контролюють умови вимірювань. При вимірюваннях з наближеним оцінюванням похибки враховують нормативні дані про засоби вимірювань і приблизно оцінюють умови вимірювань. Останніх вимірювань переважне число.

Взаємодія засобів вимірювань з об'єктом заснована на фізичних явищах, сукупність яких складає принцип вимірювань, а сукупність прийомів використання принципу і засобів вимірювань називають методом вимірювань.

Як вже вказувалося, числове значення величини, що вимірюється, виходить шляхом її порівняння з відомою величиною, відтворюю певним видом засобів вимірювань — мірою.

Залежно від способу застосування міри відомої величини виділяють метод безпосередньої оцінки і методи порівняння з мірою.

При методі безпосередньої оцінки значення величини, що вимірюється, визначають безпосередньо по відліковому пристрою вимірювального приладу прямого перетворення, шкала якого наперед була градуйована за допомогою багатозначної міри, відтворюючої відомі значення величини, що вимірюється. В приладах прямого перетворення в процесі вимірювання оператором проводиться порівняння положення покажчика відлікового пристрою і шкали, по якій проводиться відлік. Вимірювання сили струму за допомогою амперметра — приклад вимірювання по методу безпосередньої оцінки. Метод порівняння з мірою — методи, при яких проводиться порівняння величини і величини, що вимірюється, відтворюю мірою. Порівняння може бути безпосереднім або опосередкованим через інші величини, однозначно що зв'язані з першими.

Відмінною рисою методів порівняння є безпосередня участь в процесі вимірювання міри відомої величини, однорідної з тією, що вимірюється.

Група методів порівняння з мірою включає наступні методи: нульовий, диференціальний, заміщення і збіги.

При нульовому методі вимірювання різниця виміряної величини і величини, що вимірюється, або різниця ефектів, що виробляється виміряною і відомою величинами, зводиться в процесі вимірювання до нуля, що фіксується високочутливим приладом — Нуль – індикатором. При високій точності заходів, відтворюючих відому величину, і високій чутливості нуль-індикатора може бути досягнута висока точність вимірювань.

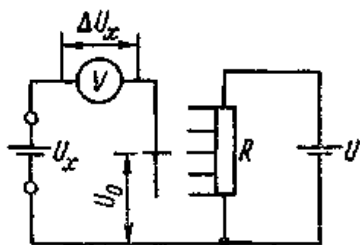


Рис. 1.2 Схема вимірювання напруги при використуванні диференціального методу.

При диференціальному методі різниця величини і величини, що вимірюється, відомою, відтворною мірою, вимірюється за допомогою вимірювального приладу. Невідома величина визначається по відомій величині і зміряній різниці. В цьому випадку урівноваження величини, що вимірюється, відомою величиною проводиться не повністю і в цьому полягає відмінність диференціального методу від нульового. Диференціальний метод також може забезпечити високу точність вимірювання, якщо відома величина відтворюється з високою точністю і різниця між нею і невідомою величиною мала.

При методі заміщення проводиться почергове підключення на вхід приладу величини і відомої величини, що вимірюється, і за двома свідченнями приладу оцінюється значення невідомої величини. Як найменша погрішність вимірювання виходить у тому випадку, коли в результаті підбору відомої величини прилад дає

той же вихідний сигнал, що і при невідомій величині. При цьому методі може бути отримана висока точність вимірювання при високій точності міри відомої величини і високої чутливості приладу.

При методі збіги виміряють різницю між величиною і величиною, відтворною мірою, що вимірюється, використовуючи збіг відміток шкал або періодичних сигналів.

1.4 Похибки вимірювання

Проведення вимірювань включає кілька основних етапів: ухвалення моделі об'єкта вимірювання, вибір методу вимірювань, вибір відповідних засобів вимірювань та проведення експерименту для отримання числового значення вимірюваної величини. Недоліки, які можуть виникнути на будь-якому з цих етапів, можуть спричинити відхилення результату вимірювання від його істинного значення [2, 3].

Похибки в вимірюваннях можуть виникати з різних причин. Вони базуються на використанні різних фізичних явищ для перетворення вимірюваної величини в вихідний сигнал вимірювального пристрою. Однак точне встановлення цього співвідношення завжди складне через обмежену або неточну модель досліджуваного об'єкта, складності точного обліку зовнішніх впливів, неповноцінної теоретичної бази фізичних явищ, що лежать в основі вимірювання, і використання простих, але наближених аналітичних залежностей замість більш складних, але точних. Така прийнята залежність завжди відрізняється від реальної, що призводить до методичної похибки вимірювання.

Розглянемо приклад, що ілюструє методичну похибкою вимірювання.

Об'єктом дослідження є джерело змінної напруги, амплітудне значення якої U_m потрібно зміряти. На основі попереднього вивчення об'єкту дослідження за його модель прийнятий генератор напруги синусоїдальної форми. Використовуючи вольтметр, призначений для вимірювань діючих значень

змінних напруг, і знаючи співвідношення між діючим і амплітудним значенням синусоїдальної напруги, одержуємо результат вимірювання у вигляді:

$$U_m = \sqrt{2}U_v \quad (1.4)$$

де U_v — свідчення вольтметра. Більш ретельне вивчення об'єкту могло б виявити, що форма напруги, що вимірюється, відрізняється від синусоїдальної і більш правильне співвідношення між значенням величини, що вимірюється, і свідченням вольтметра, де таким чином, недосконалість прийнятої моделі об'єкту дослідження приводить до методичної похибки вимірювання.

Цю похибку можна зменшити, або розрахувавши значення k на основі аналізу форми кривої напруги, що вимірюється, або замінивши засіб вимірювань, узявши вольтметр, призначений для вимірювань амплітудних значень змінних напруг.

В похибку вимірювання включається похибка, пов'язана із застосуванням вимірювальних засобів під час експерименту. Головні похибки, які можуть бути допущені вимірювальними засобами, вказані в нормативно-технічній документації для цих засобів і можуть бути вказані безпосередньо на них. У випадку проведення експерименту використані засоби вимірювань можуть додатково піддаватися впливу зовнішніх факторів (наприклад, температури навколишнього середовища, зовнішнього магнітного поля) та невірному налаштуванню пристрою (наприклад, неправильне вертикальне або нахиле встановлення приладу, який має бути встановлений горизонтально).

Необхідно також мати на увазі, що включення засобу вимірювань в ланцюг, де безпосередньо проводиться вимірювання, може змінити його режим за рахунок їхньої взаємодії. Вказані похибки, обумовлені недосконалістю властивостей засобів вимірювань, які використовуються, утворюють інструментальну складову погрішності вимірювань.

В процесі вимірювання часто бере участь людина. Вона може внести суб'єктивну похибку, яка є наслідком її індивідуальних властивостей, обумовлених фізіологічними особливостями організму, швидкістю реакції або укоріненими неправильними навичками. Наприклад, якщо кільком експериментаторам доручити встановити одне і те ж значення струму в ланцюзі по аналоговому амперметру, то при всій ретельності установки значення струму буде відрізнятися одне від одного.

При проведенні експерименту може з'явитися необхідність в обробці проміжних результатів вимірювань. Для цієї мети зручно використовувати засоби обчислювальної техніки (мікрокалькулятори, мікро- або міні-ЕОМ). Вони можуть внести свою складову похибку, обумовлену неточністю виконання обчислювальних операцій.

Таким чином, похибка вимірювання утворюється із методичної похибки, інструментальної похибки, похибки обчислень та похибки, що вноситься оператором.

В основу приведеної класифікації похибок встановлені їх причини виникнення.

В залежності від режиму роботи (статичного або динамічного) засобу вимірювань, що використовується, розрізняють відповідно похибки в статичному режимі (статичні похибки) і похибки в динамічному режимі. В статичному режимі величина і вихідний сигнал (наприклад, відхилення покажчика), по якому оцінюють результат вимірювання, є незмінними в часі. В динамічному режимі вихідний сигнал змінюється в часі. Типовим прикладом динамічного режиму роботи засобу вимірювань є вимірювання величини, яке змінюється в часі. При вимірюванні постійної величини динамічний режим виникає при підключенні засобу вимірювань до досліджуваного об'єкту й продовжується до тих пір, поки вихідний сигнал не досягне постійного сталого значення. Особливістю динамічного режиму є те, що, крім перерахованих вище похибки, характерних для статичного режиму, тут виникає похибки, обумовлена інерційними властивостями засобу виміру. Інерція (теплова,

механічна, електрична) спорідненості вимірювань призводить до того, що вихідний сигнал не зможе встигати правильно реагувати на швидкі зміни початкової величини, що вимірюється, спотворюючи таким чином уявлення про характер цих змін. Похибку, обумовлену інерційними властивостями, називають динамічною похибкою і визначають її як різниця між похибкою в динамічному режимі і статичною похибкою, яка відповідає значенню величини, що вимірюється, в даний момент часу. Пояснимо це на прикладі. Для вимірювання постійної температури деякого середовища в це середовище вносять термочутливий вимірювальний перетворювач, що є складовою частиною засобу вимірювань температури, що використовується. Внаслідок теплової інерції термочутливий перетворювач не зможе відразу прийняти температуру навколишнього середовища, а поступово прогріватиметься до цієї температури. Припустимо, що процес прогрівання відбувається по експоненціальному закону. Тоді свідчення засобу вимірювань змінюватимуться по такому ж закону (крива 1 на рис. 1.3), тобто:

$$x(t) = x_y(1 - e^{-t/\tau}). \quad (1.5)$$

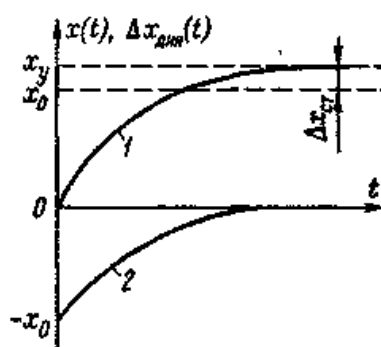


Рис. 1.3 Зміна вихідного сигналу в динамічному режимі (крива 1) і динамічна погрішність (крива 2).

де x_y — стале свідчення засобу вимірювань, коли термочутливий перетворювач прогріється до температури, що вимірюється; τ — постійна часу, характеризуюча теплову інерцію термочутливого перетворювача.

Якщо істинне значення температури x_o , що вимірюється, то статична погрішність, а погрішність в динамічному режимі:

$$\Delta x(t) = -x_o = -x_o e^{-t/\tau} + \Delta x_{cm} (1 - e^{-t/\tau}). \quad (1.6)$$

З цього виразу видно, що другий доданок характеризує частку похибки в динамічному режимі, обумовлену статичною похибкою в даний момент часу. Отже, за даному вище визначенням динамічна похибки:

$$\Delta x_{дин}(t) = \Delta x(t) - \Delta x_{cm} (1 - e^{-t/\tau}) = -x_o e^{-t/\tau} \dots \quad (1.7)$$

Графік цієї динамічної похибки зображений на рис. 1.5 (крива 2).

Залежно від способу виразу похибки вимірювання розрізняють абсолютну і відносну похибки. Абсолютну похибку $\Delta x = x - x_o$ виражають в одиницях величини, що вимірюється. Більш наочною характеристикою точності при порівнянні різних результатів вимірювання є відносна погрішність

$$\delta = \Delta x / x_o \approx \Delta x / x. \quad (1.8)$$

Знак відносної погрішності визначається знаком Δx . Відносна похибка може бути виражена у відсотках.

Залежно від характеру зміни розрізняють:

- систематичну похибку вимірювання - це частина похибки вимірювання, яка залишається незмінною або дотримується певного закону при повторних вимірюваннях однієї й тієї ж величини.

- випадкову похибку вимірювання — ту частину похибки вимірювання, що змінюється випадковим чином при повторних вимірюваннях однієї й тієї ж величини.

Окрім зазначених похибок вимірювання, зустрічається так звана груба похибка вимірювання, яка істотно перевищує очікувану похибку за даних умов. Результат вимірювання, що містить грубу похибку, іноді називають промахом. Він виникає при раптових короточасних змінах умов експерименту, наприклад при короточасному відключенні джерела живлення, механічному ударі, при неправильному відліку експериментатором свідчень засобів вимірювань тощо. Грубі похибки по своїй природі також мають випадковий характер і не можуть бути передбачені наперед. Промахи можна виявити шляхом обробки методами теорії ймовірності результатів повторних вимірювань одного і того ж значення вимірюваних величини. Після виявлення вони повинні бути виключені.

Результат вимірювання завжди містить як систематичну, так і випадкову похибки. Тому похибки результату вимірювання Δx в загальному випадку потрібно розглядати як випадкову величину, тоді систематична похибка Δx_c є математичне очікування цієї величини, а випадкова похибка Δx — випадкова величина. При цьому:

$$\Delta x = \Delta x_c + \Delta x. \quad (1.9)$$

Висновки по розділу

1. Система комерційного обліку оптового ринку створюється для проведення фінансових розрахунків між його суб'єктами і організації необхідної звітності відповідно до діючих нормативними документами.

2. При розробці правил роботи оптовогоринку і відповідної їм СКО слід врахувати питання контролю достовірності і резервування інформації, призначеної для здійснення фінансових розрахунків.

3. Дані комерційного обліку товарної продукції суб'єкта оптового ринку можуть бути використані також для вирішення технічних, економічних і статистичних задач іншими його суб'єктами, органами управління енергетикою, органами оперативно-диспетчерського і державного управління відповідно до діючих нормативних документів і договорів, регулюючих відносини між ними в області обміну інформацією.

4. Розстановка вимірювальних комплексів для отримання інформації, необхідної при обліку електроенергії на оптовому ринку, повинна задовольняти критеріям адекватності планування і звітності, дотримання фінансових інтересів суб'єктів ринку і представлення технологічної можливості зведення до нуля фінансового небалансу оптового ринку.

5. Завдяки впровадженню системи контролю та управління електроспоживанням зведуться до мінімуму всі невиробничі витрати енергоресурсів, а процес енергозберігання стане максимально гармонійним з процесом виробництва і розподілення енергоресурсів.

6. Вимірювання залежно від способу обробки експериментальних даних для знаходження результату відносять до прямих, непрямих, сумісних або сукупних, що пояснюється безліччю величин, що вимірюються, різним характером їх зміни в часі, різними вимогами до точності вимірювань і т.д.

7. Повністю виключити похибки неможливо, оскільки методи і засоби, за допомогою яких виявляються і оцінюються похибки, самі мають свої погрішності.

РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ УМОВ РОБОТИ СИСТЕМ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

2.1 Метрологічні проблеми вимірювальних систем для комерційного та технічного обліку на оптовому ринку електроенергії

Під засобами обліку розуміється "сукупність пристроїв, які забезпечують вимірювання і облік електроенергії (вимірювальні трансформатори струму і напруги, лічильники електричної енергії, телеметричні датчики, інформаційно-вимірювальні системи і їх лінії зв'язку) і сполучених між собою по встановленій схемі". Таким чином, при передачі, отриманні і обробці інформації для комерційного та технічного обліку важливі всі перераховані технічні засоби, у тому числі електричні ланцюги, що сполучають трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН) з лічильниками електроенергії.

На жаль, експлуатаційний персонал суб'єктів оптового і роздрібного ринків електроенергії дотепер не приділяють належної уваги стану електричних ланцюгів струму і напруги, що використовується при вимірюваннях з метою комерційного і технічного обліку. Підтвердженням цьому служать численні спроби пристосувати наявні системи обліку до вимог оптового ринку і збільшити точність вимірювань тільки шляхом установки лічильників підвищеного класу точності, ігноруючи необхідність проведення ревізії і реконструкції електричних ланцюгів в цілому, включаючи ТС і ТН [4].

Оскільки єдиним джерелом напруги в ланцюзі, сполучаючому ТН, лічильник, інші вимірювальні прилади (іноді і пристрої релейного захисту і автоматики), служить ТН, а єдиним джерелом струму у відповідному струмовому ланцюзі — ТС, метрологічні характеристики вимірювального компонента вимірювальної системи (ВС) майже повністю (без урахування впливу лічильника) визначаються цими первинними вимірювальними перетворювачами. При цьому всі елементи ланцюгів струму і напруги складають навантаження ТС і ТН.

Метрологічні характеристики ТН і ТС [5] встановлюються головним чином для робочих умов застосування, пов'язаних з первинними і вторинними режимними параметрами відповідних ланцюгів (за винятком температури навколишнього повітря і висоти установки над рівнем моря). Для мети комерційного обліку електроенергії основний інтерес представляють граничні значення відносних погрішностей вимірювань електроенергії, що допускаються, а також систематичні відносні погрішності по кожному вимірювальному каналу (ВК) ВС і по ВС суб'єкта ринку в цілому.

Погрішність вимірювання електроенергії визначається більше 30 складовими, з яких близько 20 є додатковими погрішностями [6]. Згідно "Типовій методиці виконання вимірювань кількості електричної енергії" враховуються межі відносних погрішностей ТС ($\pm\theta_1$), ТН, що допускаються ($\pm\theta_u$) лічильника ($\pm\theta_{лч}$), межі погрішності, обумовленої падінням напруги в лінії, що сполучає ТН і лічильник ($\pm\theta_l$), а також межі погрішності трансформаторної схеми підключення лічильника ($+\theta_\varphi$), залежні від коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ контролюваного приєднання. Позначимо відповідні відомі систематичні відносні погрішності як δ_1 , δ_u , $\delta_{лч}$, δ_l , δ_φ , а абсолютні погрішності — як Δ_1 , Δ_u , $\Delta_{лч}$, Δ_l , Δ_φ .

До первинних режимних параметрів, що характеризують робочі умови застосування ТС, відносяться частота f і первинний струм I_1 , а характеризуючим робочі умови застосування ТН — також f і підведена первинна напруга U_1 . В якості вторинних режимних параметрів ТС, що нормують умови їх застосування, в [5] встановлене вторинне навантаження у вигляді уявної потужності S_{12} (або повного опору Z_{12}) і її коефіцієнт потужності $\cos\varphi = 0,8$ (індуктивний). Межі погрішностей, що допускаються, гарантовані [5] при $S_{12} = 25 \div 100 \% S_{1ном}$, де $S_{1ном}$ - номінальне вторинне навантаження. Встановлені також нижні межі вторинного навантаження.

Наприклад, при $S_{1ном} = 60 \text{ В} \cdot \text{А}$ нижня межа S_{12} повинна бути $15 \text{ В} \cdot \text{А}$, при $S_{1ном} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$ — $3,75 \text{ В} \cdot \text{А}$ і т.д.

Вторинними режимними параметрами ТН є вторинне навантаження у вигляді уявної потужності S_{U2} і її коефіцієнт потужності. Тут робочі умови застосування

задані для потужності активно-індуктивного навантаження при коефіцієнті потужності $\cos\varphi_{U2} = 0,8$ [5] в діапазоні:

$$0.25S_{U_{ном}}\left(\frac{U_1}{U_{1ном}}\right)^2 \div S_{U_{ном}}\left(\frac{U_1}{U_{1ном}}\right)^2 \quad (2.1)$$

де $S_{U_{ном}}$ — номінальна потужність ТН.

Враховуючи вищезгадане, в математичній моделі, що описує межу відносної погрішності, що допускається $\pm\theta_w, \%$, відносно систематичну погрішність $\delta_w, \%$, і абсолютну погрішність Δ_w вимірювання електроенергії в ВК, доцільно виділити серед інших наступні складові. Одна з них відноситься до вторинних тільки струмових ланцюгів ($\pm\theta_l, \delta_l, \Delta_l$), інша — до ланцюгів напруги ($\pm\theta_u, \delta_u, \Delta_u$), а третя є в явному вигляді кутовою погрішністю трансформаторної схеми підключення лічильника ($+\theta_\varphi, \delta_\varphi, \Delta_\varphi$). Погрішності $\pm\theta_l, \delta_l, \Delta_l$ можна включити в погрішності $\pm\theta_u, \delta_u, \Delta_u$, оскільки вони визначаються не тільки опором Z_l від виводів ТН до лічильника, але і іншими вторинними режимними параметрами ТН.

Межі погрішностей і відносні систематичні погрішності залежать в основному від первинних режимних параметрів ТС і ТН і мають вигляд:

для струмових ланцюгів:

$$\left. \begin{aligned} \theta_1 &= F_{\theta 1}(I_1, S_{12}); \\ \delta_1 &= F_{\delta 1}(I_1, S_{12}); \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

для ланцюгів напруги:

$$\left. \begin{aligned} \theta_U &= F_{\theta U}(U_1, S_{U2}, \cos\varphi_{U2}, Z_n); \\ \delta_U &= F_{\delta U}(U_1, S_{U2}, \cos\varphi_{U2}, Z_n); \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

для трансформаторної схеми включення лічильника:

$$\left. \begin{aligned} \theta_{\varphi} &= F_{\theta_{\varphi}}(U_1, I_1, S_{12}, S_{U2}, \cos \varphi_{U2}, \operatorname{tg} \varphi) = \pm 0,0291 \operatorname{tg} \varphi \sqrt{\theta_{\varphi I}^2(I_1, S_{12}) + \theta_{\varphi U}^2(U_1, S_{U2}, \cos \varphi_{U2})}; \\ \delta_{\varphi} &= -0,0291 \Delta_{\varphi} \operatorname{tg} \varphi, \end{aligned} \right\} \quad (2.4)$$

Де $\theta_{\varphi I}(I_1, S_{12})$ — межі кутової погрішності ТС і ТН, що допускається.

При зміні навантаження фактичне значення погрішності кожного приладу змінюється. Для ТС поле припустимих погрішностей відповідно до ДЕСТу 7746-89 має вигляд, відображений на рис. 2.1 розтрубом, що має крапки: $\pm 1,0$ в. о. при коефіцієнті завантаження по первинному ланцюзі $k_{3I} = 1,0$; $\pm 1,5$ в. о. - $k_{3I} = 0,2$ і $\pm 3,0$ в. о. при $k_{3I} = 0,05$. Під відносною одиницею розуміється клас точності ТС. Це означає, що фактична погрішність ТС при малих завантаженнях може бути в 1,5 - 3,0 рази більше класу точності. Дане поле відповідає класам 0,5 й 1,0. Для класу 0,2 відповідні крапки мають рівні 1,0; 1,75 й 3,75.

У результаті робота ТС у зоні $k_{3I} = 0,05 - 0,2$ більшості випадків типовою ситуацією. З погляду вимог до системи обліку ця ситуація не може вважатися припустимою, однак при визначенні структури звітних втрат енергопостачальної організації важливо знати саме фактичні погрішності. Зокрема, при визначенні комерційних втрат (розкрадання й т.п.) необхідно враховувати фактичні погрішності систем обліку, тому що в протилежному випадку їхні підвищені погрішності будуть помилково розглядатися як розкрадання.

Реальні характеристики ТС мають вигляд кривих, що падають до початку координат. У цьому випадку характеристики ТС, використовуваних на об'єкті, більш щільно будуть заповнювати верхню частину діапазону в зоні більших навантажень і нижню — у зоні малих навантажень. Найбільше щільно використовувана область поля припустимих погрішностей обмежена на рис. 2.1 прямими лініями з переломом у крапці $k_{3I} = 0,2$. Лінія в середині цієї зони відбиває середню (систематичну) погрішність всіх ТС, а границі зони - діапазон випадкових погрішностей.

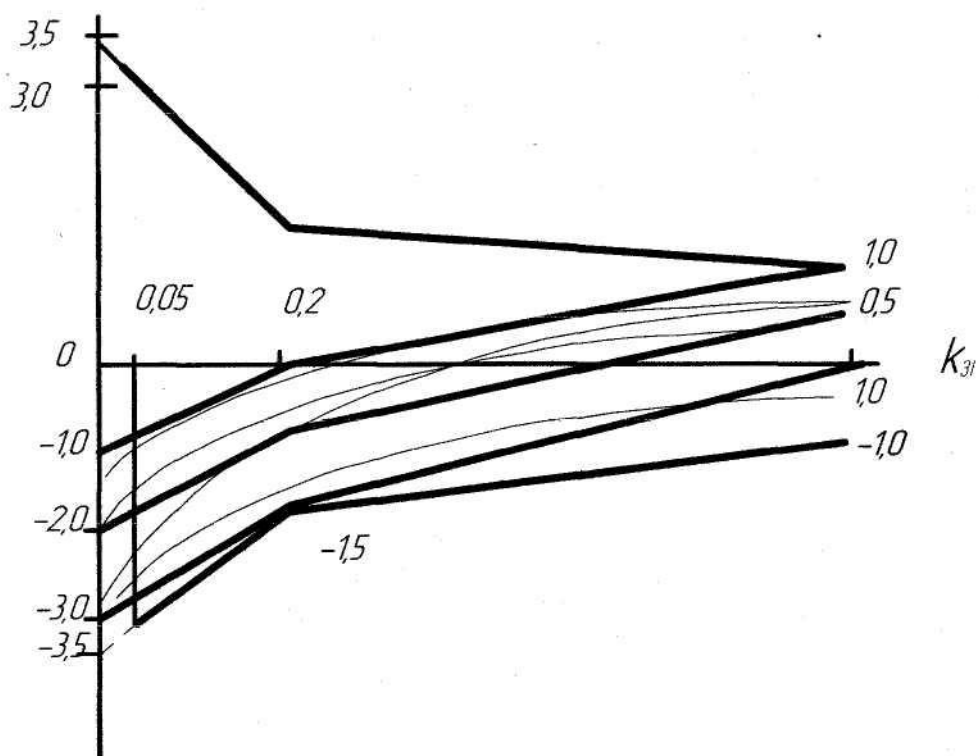


Рис 2.1 Поле допустимих струмових погрішностей ТС за ДЕСТ 7746 – 89 і фактично використовувана область.

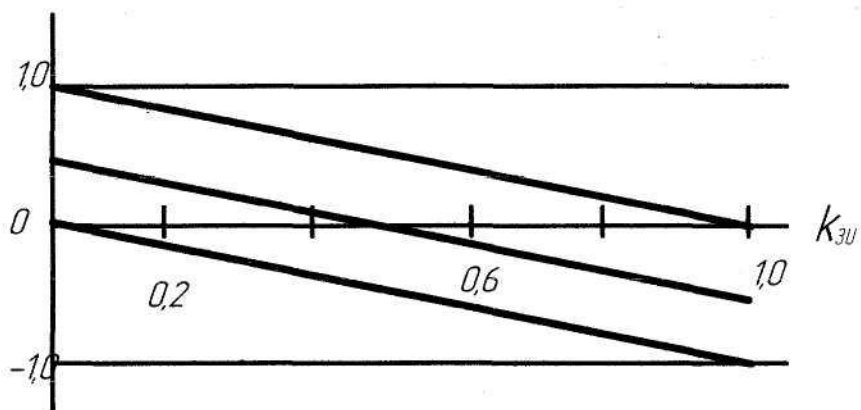


Рис 2.2 Поле допустимих погрішностей ТН по модулю напруги й фактично використовувана область.

Межа допустимої відносної погрішності ВК, записується таким чином:

$$\theta_w = \pm 1,1 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2 + \theta_\varphi^2 + \theta_{лч}^2 \sum \theta_{\delta,лчi}^2 + \sum \theta_{\delta,лj}^2 + \sum \theta_{\delta,лk}^2}, \quad (2.5)$$

Де $\theta_{\delta,лчi}$ — межа допустимої додаткової i -ї погрішності лічильника; $\theta_{\delta,лj}$ - і $\theta_{\delta,лk}$ — межі допустимих додаткових, j -х і k -х погрішностей ТС і ТН, не залежних від первинних і вторинних режимних параметрів.

Відомо, що $\delta_1(\Delta_1)$ і θ_1 зростають при зменшенні I_1 щодо номінального первинного струму ТС і при збільшенні S_{12} [6, 7, 8]. Конкретний вид даної залежності повинен бути приведений в експлуатаційній документації на ТС або визначений досвідченим шляхом. Для більшості ТС амплітудні і кутові погрішності вимірювань при малих I_1 негативні.

Погрішність δ_u негативна, якщо U_1 менше номінальної напруги, а відносна систематична кутова погрішність ТН $\delta_{\phi u}$ більше нуля, якщо вторинна напруга випереджає первинне [8]. В області малих навантажень δ_u позитивна, а в області навантажень, що перевищують номінальну, негативна. Погрішність $\delta_{\phi u}$ при великій уявній потужності S_{u2} негативна і зростає з її збільшенням. При зменшенні $\cos\phi_{u2}$ від значення, рівного 0,8 (активно-індуктивне навантаження), погрішність збільшується. Одним з найпоширеніших способів збільшення коефіцієнта потужності є компенсація реактивної потужності у вторинному ланцюзі ТН за допомогою конденсаторів. Проте при цьому спостерігаються істотні спотворення кривих лінійних напруг [8]. Як найменші погрішності ТН спостерігаються при його роботі на холостому ході, коли вони обумовлені тільки падіннями напруги в активному і реактивному опорах первинної обмотки від струму холостого ходу.

Аналіз складових погрішності θ_w показує, що в нормальних умовах експлуатації ВК найбільший внесок в неї при $\cos\phi > 0,8$ (індуктивний) надають (в порядку зменшення ступеня впливу) θ_1 , θ_φ , $\theta_{лч}$. При зменшенні $\cos\phi$ до 0,5 (індуктивний) і нижче вплив θ_φ стає переважаючим.

Вимірювання електроенергії в ВК відносяться до прямих однократних вимірювань в умовах, коли складові погрішності результатів вимірювання відомі,

випадкові погрішності складових розподілені нормально, а невиключені систематичні погрішності, представлені заданими межами $\pm \theta$, розподілені рівномірно. Виходячи з цього, [9] при визначенні межі відносної погрішності, що допускається, ВК всі її складові приймаються випадковими, що і відображено у формулі (4) при довірчій вірогідності $P = 0,95$.

Систематична погрішність розглядається як випадкова величина на безлічі засобів вимірювань даного типу. Частіше за все відомі, як указувалося вище, залежності δ_I , δ_U , δ_φ , δ_L , а також залежність відносної систематичної погрішності індукційних лічильників $\delta_{лч}$ від первинних і вторинних режимних параметрів (для мікропроцесорних лічильників $\delta_{лч} = 0$). Тоді [9]:

$$\delta_w = \delta_I + \delta_U + \delta_L + \delta_\varphi + \delta_{сч} \quad (2.6)$$

Отже, використовуючи формулу (2.5), результати вимірювання (виправлені) можна записати у вигляді:

$$W - \frac{\delta_w}{100} \tilde{W}, \pm \frac{\theta_w}{100} \tilde{W}, P = 0,95 \quad (2.7)$$

де $\tilde{W}$ — кількість електроенергії, визначена за свідченнями лічильника, — не виправлений результат вимірювання

В лічильнику електричної енергії реалізована математична модель, заснована на інтеграції миттєвої активної потужності:

$$P = UI \cos \varphi \quad (2.8)$$

Згідно відомому виразу для визначення систематичної відносної погрішності з використанням рівняння (2.8) можна записати:

$$\delta_p = \delta_U + \delta_I + \delta\varphi \quad (2.9)$$

Де $\delta_p = \Delta_p / P$ — відносна систематична погрішність непрямого вимірювання P ; $\delta_U = \Delta_U / U$ і $\delta_I = \Delta_I / I$ — відносні систематичні погрішності прямого вимірювання U і I ; $\delta_\varphi = \Delta(\cos \varphi) / (\cos \varphi)$ — відносна систематична погрішність, обумовлена кутовими погрішностями ТС і ТН і визначується відповідно до формули (2.4).

Погрішність, обчислювана по виразу (2.9), залишається постійною і при вимірюванні енергії на інтервалі dt . При визначенні інструментальних систематичних погрішностей в лічильнику складові цієї погрішності знаходять по формулах (2.2)-(2.4) згідно методиці [9]. Якщо всі відомі систематичні погрішності виключені, то залишаються межі не виключають систематичні погрішності результату вимірювання $\pm \theta_p$, також постійні на інтервалі dt .

При роботі лічильника електроенергії всі величини, що входять в рівняння (2.8), а отже, і у вираз (2.9), виявляються залежними від часу. Крім того $\theta_p = f(t)$. Тоді абсолютна систематична погрішність і межі абсолютної систематичної погрішності вимірювання електроенергії, що не виключається, матимуть вигляд:

$$\left. \begin{aligned} \Delta_w &= \int_0^T \delta_p(t) P(t) dt \\ \Delta_{w\theta} &= \int_0^T \theta_p(t) P(t) dt \end{aligned} \right\} \quad (2.10)$$

а відносна погрішність і межі систематичної погрішності, що не виключається:

$$\left. \begin{aligned} \delta_w &= \frac{\int_0^T \delta_p(t) P(t) dt}{\int_0^T P(t) dt} = \frac{\Delta_w}{W_T} \\ \theta_w &= \pm \frac{\int_0^T \theta_p(t) P(t) dt}{\int_0^T P(t) dt} = \frac{\Delta_{w\theta}}{W_T} \end{aligned} \right\} \quad (2.11)$$

Назвемо вирази (2.10) інтегральними абсолютними, а вирази (2.11) — інтегральними відносними погрішностями вимірювання електроенергії в тому, що розглядається ВК за час T .

В даний час в практичних розрахунках $\Delta_w(\delta_w)$ або $\Delta_{w\theta}(\theta_w)$ обчислюють, використовуючи при інтеграції теорему про середнє. Наприклад:

$$\Delta_w = \delta_p(t_{cp}) \int_0^T P(t) dt = \delta_p(t_{cp}) W_T \quad (2.12)$$

де $\delta_p(t_{cp})$ — значення погрішності, обчислюваної по виразу (2.9), в деякий момент t_{cp} . Найбільш просто аналітичні вирази (2.10) - (2.12) виходять, якщо всі складові формул (2.2)-(2.4) не залежать від первинних режимних параметрів U_1, I_1 і $\cos\varphi$, тобто $\delta_w = \text{const}$ ($\theta_w = \text{const}$). Проте в реальних умовах обміну електроенергією по мережних елементах на оптовому ринку таке допущення справедливо тільки для $\delta_U(\theta_U)$, які залежать головним чином від S_{U2} , $\cos\varphi_{U2}$ і Z_2 . Становлячі $\delta_1(\theta_1)$ і $\delta_\varphi(\theta_\varphi)$ не є функціями первинних параметрів режиму тільки у виняткових випадках, і, отже, розрахунки по виразах (2.10) і (2.11) вимагають більш точних методів. Такий універсальний метод — це чисельна інтеграція виразу (2.10) в реальному масштабі часу паралельно інтеграції рівняння (2.8) при визначенні W_T . Виходячи з наявних технічних засобів ВК і ВС, представляється доцільним здійснювати цю інтеграцію в мікропроцесорному лічильнику. Для виконання даної функції його слід оснастити

достатньо могутнім процесором і відповідним програмним забезпеченням. Крім точної чисельної інтеграції з кроком, рівним кроку інтеграції "миттєвої потужності", можливо визначення $\delta_w(\Delta_w, \theta_w)$ на інших достатньо тривалих інтервалах стаціонарності — $\delta_1(\theta_1)$ і $\delta_\varphi(\theta_\varphi)$ аж до інтервалів, співпадаючих з дискретністю обліку (30 мин) або навіть більших. Поставлена задача розв'язується з урахуванням особливостей електричних режимів в результаті досліджень у кожному конкретному випадку.

Наявність залежності погрішностей технічних засобів, що входять в ВК, від основних первинних і вторинних режимних параметрів дозволяє розробникам ВС і експлуатаційному персоналу енергооб'єктів оптимізувати витрати на приведення параметрів вторинних ланцюгів струму і напруги до яких підключені лічильники, в стан, що забезпечує необхідну точність вимірювання електроенергії.

В таблиці. 2.1 представлені метрологічні характеристики ВК, узяті з опису типу засобу вимірювань "Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії АСКОЕ-С" [10]. Значення погрішностей θ_{wh} , приведені в таблиці. 2.1, визначалися розрахунковим шляхом виходячи з вказаних там же умов застосування засобів обліку. Поєднання класів точності ТС, ТН і лічильників для використання в АСКОЕ, що рекомендуються, дані згідно експертним оцінкам і розрахункам погрішностей засобів обліку.

На деяких зарубіжних ринках електроенергії встановлюються аналогічні вимоги до погрішностей ВК і класам точності що входять в них засобів вимірювань. Так, в таблиці. 2.2 приведені нормовані погрішності ВК залежно від класу точності використовуваних лічильників, встановлені для ринку електроенергії Сінгапура.

В [11] зроблений висновок, що при використуванні високоточних засобів вимірювань (ТС і лічильників класу точності 0,2S, ТН класу точності 0,2) в нормальних умовах можна досягти якнайменшої погрішності вимірювання електроенергії, рівної $\pm 0,5\%$. При тій же апаратурі в найсприятливіших умовах вимірювань через вплив додаткових погрішностей сумарна погрішність ВК збільшується до $\pm 3,5\%$. В той же час у разі застосування ТС, ТН і лічильників

класу точності 1,0 мінімальна погрішність в нормальних умовах вимірювань складає $\pm 2,2\%$, а в найсприятливіших — $\pm 13,3\%$ [8].

Порівняння даних табл. 2.1-2.2 і показує, що різні фахівці приводять майже ідентичні оцінки нормованої погрішності ВК і рекомендують для їх досягнення практично одні і ті ж набори ТС, ТН і лічильників.

Таким чином, на основі експертних оцінок можна зробити висновок, що в нормальних умовах вимірювання щонайвищі межі відносної погрішності, що допускається, ВК, за допомогою яких виконуються вимірювання, необхідні для фінансових розрахунків між суб'єктами оптового ринку, повинні складати $\pm(0,5-1,0)\%$.

Таблиця 2.1 Нормована погрішність ВК при наборі ТС, ТН і лічильників.

$\theta_{Wh}, \%$	Классы точности			Примечание
	ТТ	ТН	Счетчик	
$\pm 0,5$	0,1	0,1	0,2S	$I_1 = (5 \div 120) \% I_{1ном}, \cos \varphi = 1 \div 0,5$
$\pm 1,0$	0,2S	0,2	0,2S	$I_1 = (1 \div 120) \% I_{1ном}, \cos \varphi = 1 \div 0,5$
$\pm 1,5$	0,2S	0,2	0,5S	$I_1 = (1 \div 120) \% I_{1ном}, \cos \varphi = 1 \div 0,5$
$\pm 1,0$	0,2	0,2	0,2S	$I_1 = (5 \div 120) \% I_{1ном}, \cos \varphi = 1 \div 0,5$
$\pm 1,0$	0,2	0,2	0,5S	$I_1 = (5 \div 120) \% I_{1ном}, \cos \varphi = 1 \div 0,5$
$\pm 2,0$	0,5S	0,5	0,5S	$I_1 = (1 \div 120) \% I_{1ном}, \cos \varphi = 1 \div 0,5$
$\pm 2,0$	0,5	0,5	0,5S	$I_1 = (5 \div 120) \% I_{1ном}, \cos \varphi = 1 \div 0,5$

Враховуючи сьогоденний стан ланцюгів струму і напруги в електроустановках (включаючи класи точності і типи ТС і ТН) і реалії ринкових відносин в електроустановках (включаючи класи точності і типи ТС і ТН) і реалії ринкових відносин в енергетиці, представляється доцільним прийняти при створенні ВС за норматив в нормальних умовах застосування технічних засобів обліку і ті, що знаходяться в постійній експлуатації енергооб'єктах $\theta_{Wh} = \pm 1 \%$, а на знов що будуються або реконструюються — $\theta_{Wh} = \pm 0,5 \%$. В найсприятливіших умовах вимірювань цей норматив повинен складати $\pm 3,5\%$.

ВК часто функціонує, як указувалося вище, при різко, що змінюються протягом доби, значеннях I_1 і $\cos\varphi$, а отже, і θ_w . Крім того, як найгірші умови вимірювань бувають влітку, у вихідні і святкові дні, що характеризуються зниженими струмовими навантаженнями і мінімальними $\cos\varphi$, які часто носять характер ємності.

Таблиця 2.2 нормовані погрішності ВК залежно від класу точності використовуваних лічильників, встановлені для ринку електроенергії Сінгапура.

$\theta_{\text{нн}}, \%$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
Клас точности счетчика	0,2S	0,5S	0,5	1,0	2,0

2.2 Вплив похибки трансформаторів струму і напруги на комерційні втрати в енергосистемах

Спад виробництва за останні роки привів до зменшення навантажень у ряді вузлів енергосистеми, а також зниженню споживання електроенергії промисловістю, що в свою чергу викликало виникнення негативної погрішності в автоматизованих системах контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ). Причиною тому стало виникнення негативної погрішності у первинних датчиках струму і напруги, за які використовуються ТС та ТН.

Погрішності трансформаторів струму (струмова і кутова) обумовлені наявністю струму намагнічення і розраховуються по формулах [12]:

струмова погрішність:

$$f_{In} = \frac{33,8 l_m z_2^{0,6} I_{2n}^{1,2}}{(I_1 / I_{1n})^{0,4} f^{0,6} F_{1n}^{1,6} S_m^{0,6}} \cos(\psi + \alpha) 100\% \quad (2.13)$$

де f_m - середня довжина магнітного потоку в магнітопроводі, м; z_2 - опір гілки вторинного струму (повний опір вторинного ланцюга і вторинної обмотки),

Ом; f - частота змінного струму, Гц; S_M дійсний перетин магнітопровода, м²; ψ - кут втрат, а α - кут зсуву фаз між вторинною Е.Р.С. E_2 і вторинним струмом I_2 , град.;

кутова погрішність:

$$\delta = \frac{119332 I_M Z_2^{0,6} I_{2H}^{1,2}}{(I_1 / I_{1H})^{0,4} f^{0,6} F_{1H}^{0,6} S_M^{0,66}} \cos(\psi + \alpha) \quad (2.14)$$

Основний вплив на величини погрішностей трансформаторів струму надають їх завантаження по струму і величина опору вторинного ланцюга. В умовах зниження споживання електроенергії промисловими підприємствами завантаження трансформаторів струму часто не перевищує 5-15 %, що приводить до значного збільшення погрішностей.

Граничні значення струмової і кутової погрішностей трансформаторів струму для вимірювань приведені в таблиці 2.3.

Таблица 2.3 Граничні значення струмової і кутової погрішності ТС для вимірювань.

Класс точности	Первичный ток, % номинального	Предельная погрешность			Вторичная нагрузка, % номинальной, при $\cos \varphi_2 = 0,8$
		токовая	угловая		
			мин	град	
0,2	5	±0,75	±30	±0,9	
	10	±0,50	±20	±0,6	
	20	±0,35	±15	±0,4	
	100-200	±0,20	±10	±0,3	
0,5	5	±1,5	±90	±2,5	25-100
	10	±1,0	±60	±1,7	
	20	±0,75	±45	±1,35	
	100-200	±0,5	±30	±0,9	

Результати розрахунку кутової і струмової погрішностей трансформаторів струму типу ТПОЛ 600/5, класу точності 0,5, проведені по формулах (2.13) і (2.14), показані на рис. 2.4 і 2.5 (тонка лінія - розрахункова крива, жирна лінія - апроксимація). Вид апроксимуючого виразу і критерій згоди розрахункової і апроксимуючої кривих представлений на малюнках.

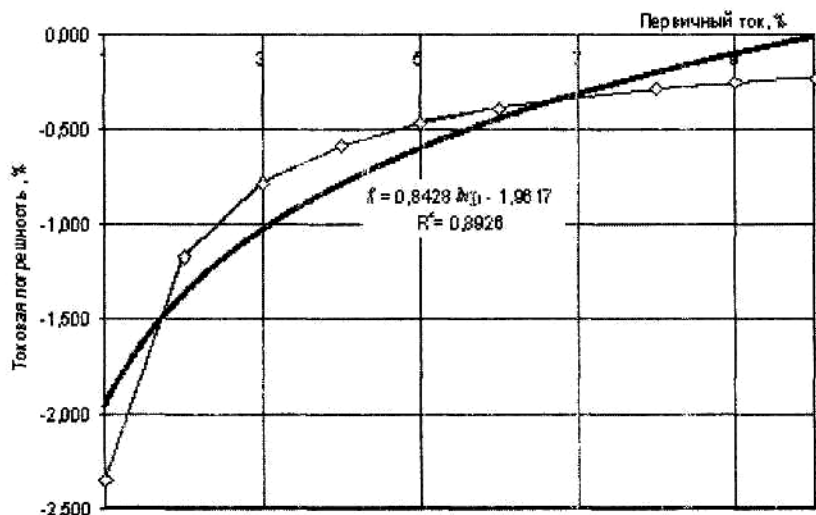


Рис. 2.4 Струмова погрішність ТС типу ТПОЛ 600/5, класу точності 0,5.

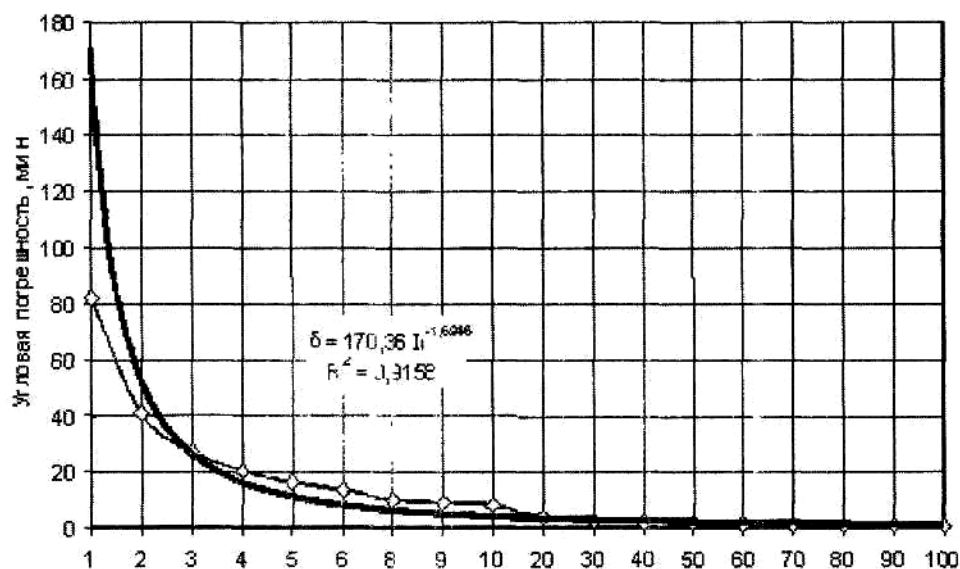


Рис 2.5 Кутова погрішність ТС типу ТПОЛ 600/5, класу точності 0,5.

Для діапазонів зміни (1 - 10 % і 10 - 100 %) первинного струму від номінального значення математичні моделі струмової погрішності найпоширеніших трансформаторів струму мають вигляд:

ТПОЛ 10- 600/5

$$Df [\%] = 0,8428 \cdot \ln I_1 - 1,9617 \text{ для } 1 < I_1 < 10\%$$

$$Df [\%] = 0,0841 \cdot \ln I_1 - 0,3919 \text{ для } 10 < I_1 < 100\%$$

Значення первинного струму I_1 трансформатора струму у формули слід підставляти у відсотках від номінального значення.

Дослідження погрішностей трансформаторів струму, показали прийнятну збіжність теоретичних і експериментальних результатів. На рис. 2.6 приведені результати експериментального дослідження ТС типу ТПЛМ 10-200/5, класу точності 0,5.

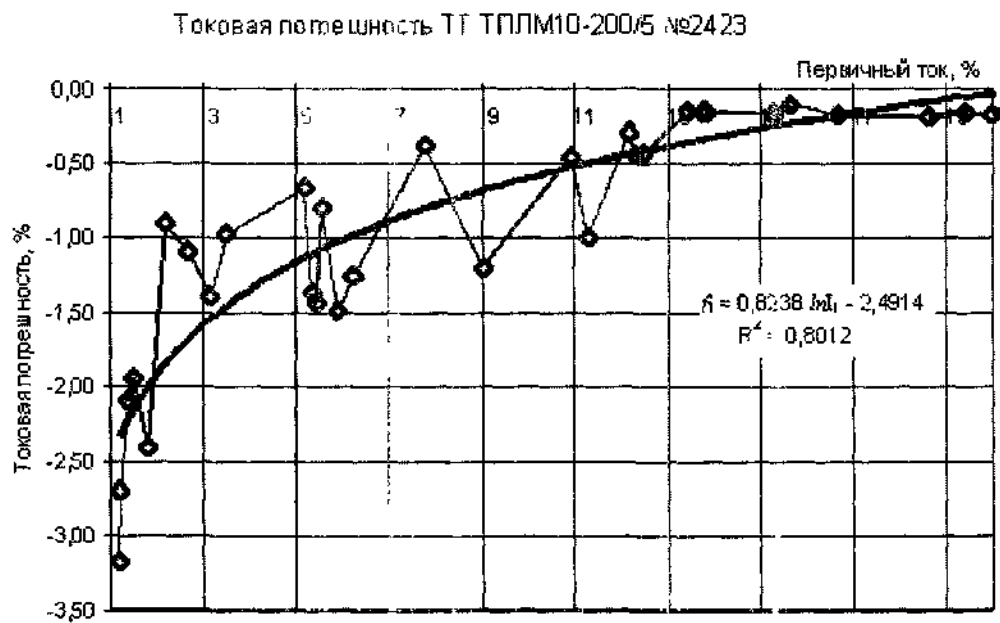


Рис 2.6 Стумова погрішність ТС ТПЛМ 10-200/5.

Другим джерелом погрішності вимірювання електроенергії є трансформатор напруги.

Згідно [12] погрішність по напрузі визначається таким чином:

$$D_U = D_{UH} + D_{UX} \quad (2.15)$$

де D_{UH} - погрішність по напрузі, обумовлена струмом навантаження %;

D_{UX} - погрішність по напрузі, обумовлена струмом холостого ходу %.

Використовуючи векторну діаграму, можна з достатньою точністю виразити складові погрішності трансформатора напруги таким чином:

$$\begin{aligned}\Delta U_x &= -100/U_2(I'_A \cdot r'_1 + I'_p \cdot x'_1) \\ \Delta U_H &= -100 \cdot I_2 / U_2 [(r'_1 + r'_2) \cdot \cos \varphi_2 + x \cdot \sin \varphi_2]\end{aligned}\quad (2.16)$$

де U_2 - напруга вторинної обмотки трансформатора, В; I_A - активна складова струму холостого ходу, приведена до вторинної обмотки трансформатора, А; r'_1 - приведений опір первинної обмотки трансформатора, до вторинної обмотки, Ом; I'_p - приведена реактивна складова струму холостого ходу, приведена до вторинної обмотки трансформатора, А; x'_1 - реактивний опір первинної обмотки трансформатора, приведений до вторинної обмотки, Ом; I_2 - струм навантаження трансформатора, А; r_2 - опір вторинної обмотки трансформатора, Ом; $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності навантаження, відн. од.; x - індуктивний опір трансформатора, Ом.

Кутова погрішність трансформатора напруги визначається як:

$$\delta' = \delta'_x + \delta'_H \quad (2.17)$$

де δ'_x - кутова погрішність, обумовлена струмом холостого ходу; δ'_H - кутова погрішність, обумовлена струмом навантаження.

Складові кутової погрішності визначаються як:

$$\left. \begin{aligned}\delta'_x &= 3440 / U_2 (I'_r - I'_a) \\ \delta'_H &= 3440 \cdot I_2 / U_2 [(r'_1 + r'_2) \cdot \sin \varphi_2 - x \cdot \cos \varphi_2]\end{aligned} \right\} \quad (2.18)$$

Результати розрахунку погрішностей трансформатора напруги показані на рис. 2.7 і 2.8. Основний вплив на погрішність трансформатора напруги надає величина вторинного завантаження I_2 . Залежність погрішності трансформатора напруги від коефіцієнта завантаження по потужності (відношення фактичного

навантаження вторинної обмотки трансформатора напруги до номінальної величини навантаження) має вигляд:

$$DU[\%] = -0,73 \cdot K_3 + 0,35 \quad (2.19)$$

де K_3 - завантаження трансформатора напруги по вторинній обмотці, відн. од.

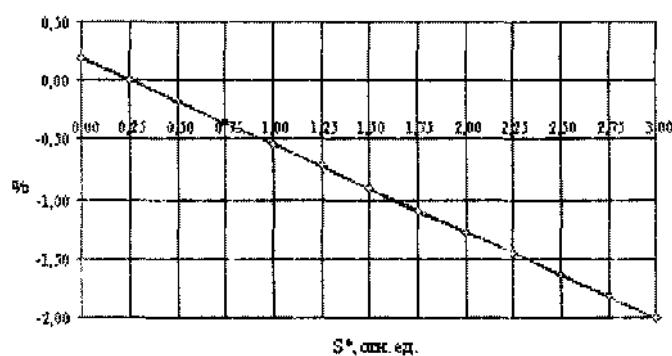


Рис. 2.7 Залежність погрішності від завантаження.

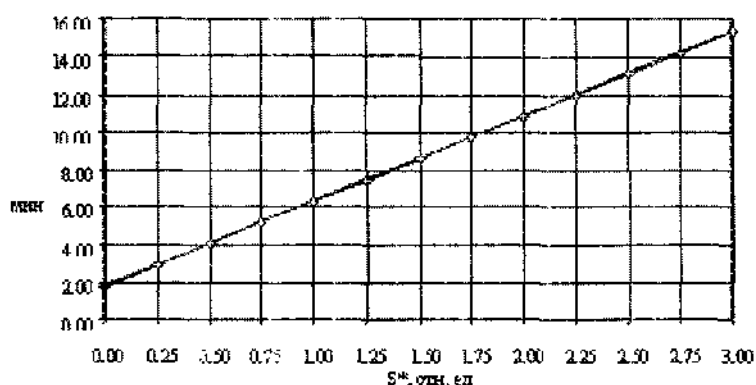


Рис. 2.8 Кутова похибка ТН.

Отримані вирази для погрішностей трансформаторів струму і трансформаторів напруги дозволяють збільшити точність обліку електроенергії на підстанціях.

Ефективність упровадження АСКОВЕ на підстанції залежить:

- від витрат на впровадження АСКОВЕ;

- від економічного ефекту, який отримано в результаті впровадження.

В теперішній час облік відпущеної електроенергії та розрахунок енергетичного балансу на більшості підстанцій ведеться за допомогою електромагнітних лічильників без врахування погрішностей ТС і ТН.

Часто трансформатори напруги працюють при значному завантаженні вторинної обмотки, яка перевищує номінальну у декілька разів, тобто з негативною погрішністю. Велику частину навантаження ТН складають вимірювальні прилади, які підключені до них, зокрема електромагнітні лічильники активної електроенергії.

В цьому випадку коефіцієнт завантаження трансформатора напруги знижується в 2 рази до значення 1,1 і, як наслідок, знижується погрішність трансформатора напруги з 1,15 % до 0,5 %. Зниження погрішності трансформатора напруги призведе до підвищення точності обліку відпущеної споживачам електроенергії.

2.3 Пошкодженість трансформаторів напруги в мережах 10-35 кВ. і заходи щодо їхнього захисту

В електричних мережах 10-35 кВ з ізольованою нейтраллю або нейтраллю, заземленою через дугогасящий реактор, постійно відбуваються процеси, які негативно відображаються на роботі електромагнітних трансформаторів напруги (ТН), що заземляються, незалежно від виду їх ізоляції.

З цієї причини за даними [13] середній термін служби ТН типів НТМІ-6, НТМІ-10, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35 часто не перевищує 3-5 років. Не краще йдуть справи і з ТН з литою ізоляцією. Особливо висока пошкодженість ТН фіксується в мережах 35 кВ [14].

- ферорезонансні перенапруження;
- комутаційні перенапруження;
- перехідні процеси;
- зсуви нейтралі;

- наявність постійної складової магнітного потоку в ТН при автоколивальних процесах в мережі.

Причинами, що викликають ці процеси, є:

- несприятливе поєднання ємності електричної мережі по відношенню до землі і нелінійної індуктивності ТН;
- короткі замикання;
- дугові замикання на землю;
- неповнофазна комутація;
- комутація ненавантажених трансформаторів;
- обриви дротів.

Проведене порівняння параметрів мережі і заземляючих ТН ЗНОЛЕ-35 і ЗНОЛ-35, оцінка режимів роботи мережі, після яких ТН виходили з ладу, свідчать про наявність значних перенапружень, оскільки:

- індуктивний опір насичення ТН і опір ємності мережі щодо землі одного порядку – X_{Lms} 13000 Ом; X_c 9000 Ом (при розрахунках не враховувалися параметри решти електроустаткування), що є передумовою ферорезонансних перенапружень;
- включення і відключення трансформатора ЕТЦН-32000/35 проводилося на холостому ходу вакуумними вимикачами, що викликає значні комутаційні перенапруження.

Існують різні схемні рішення по придушенню негативних процесів в електричних мережах 3-35 кВ. Наприклад:

- заземлення нейтралі обмоток високої напруги ТН через резистори різних значень опорів – від низькоомних до високоомних;
- включення резисторів в розімкнений трикутник обмоток ТН, призначених для контролю ізоляції мережі;
- включення високоомних резисторів між живлячою мережі і обмотками високої напруги ТН;
- застосування антирезонансних ТН типу НАМІ;

- інші технічні рішення, наприклад, заміна в НАМІ електромагнітної фази, що заземляється, дільником ємності;
- застосування електромагнітних ТН з магнітною системою, що не насичається;
- заземлення нейтралі заземляється ТН через первинну обмотку незаземленого ТН;
- заземлення нейтралі ТН через первинну обмотку трансформаторів струму (ТС) з підключеним до вторинної обмотки ТС низькоомним резистором.

Фахівцями також пропонується відмова від застосування електромагнітних ТН і використання інших принципів контролю ізоляції мережі. Нетрадиційний принцип контролю несиметрії приведений в [13], але із застосуванням електромагнітних ТН без обмоток контролю несиметрії. При цьому контроль здійснюється за допомогою трифазного дільника резистора напруги, підключеної до висновків первинних обмоток ТН. Проте перераховані вище заходи не дають належного ефекту, оскільки є боротьбою із слідством, а не з причиною. При застосуванні цих рішень, як правило, погіршуються метрологічні характеристики ТН. Згідно [15] застосування ТН типу НАМІ повністю не вирішує проблему, оскільки:

- перехідні процеси в мережі з ізолюваною нейтраллю, що містить трансформатори НАМІ-10, можуть приводити до глибокого насичення сердечника фазного ТН;
- найважчим режимом для НАМІ при дугових замиканнях є режим однополярної дуги, коли запалення дуги відбувається один раз в період промислової частоти;
- причинами пошкодження трансформаторів НАМІ-10 при тривалих дугових замиканнях в мережі з ізолюваною нейтраллю через нагрів первинної обмотки фазного трансформатора можуть бути:
 - різні напруги запалення дуги в позитивну і негативну напівхвилю прикладеної напруги

- виникнення режиму горіння дуги з гасінням її на другому періоді вимушеної складової струму замикання на землю в мережі із струмами замикання 5 А і більш.

Оскільки електромагнітні ТН, що заземляються, володіють достатньо високою нелінійною індуктивністю (від декількох одиниць генрі для ТН 6 і 10 кВ до декількох десятків генрі для ТН 35 кВ), негативні процеси в електричних мережах в першу чергу відображаються на роботі цих ТН. Однієї з основних причин високої пошкодженості ТН, якщо не найголовнішою причиною, є повна відсутність захисту ТН на виводах первинних обмоток. Вживані для мети захисту ТН запобіжники типів ПКН 001 і ПКТ непридатні, оскільки струми спрацьовування цих запобіжників значно перевищують гранично-допустимі тривалі струми первинних обмоток ТН. Запобіжники згорають тільки після пошкодження ТН [2], оскільки гранично-допустимі тривалі струми ТН складають десятки міліамперів, тоді як надструми, що протікають по первинній обмотці ТН при перенапруженнях, створюють густину струму неприпустимих значень – до декількох десятків ампер на квадратний міліметр. В таблиці 2.4 приведені гранично-допустимі тривалі струми в первинних обмотках ТН на стороні 10-35 кВ. На рисунках 2.9 і 2.10 приведені для прикладу ампер-секундні характеристики запобіжників ПКН 001 на стороні 10 і 35 кВ. Ці характеристики підтверджують неприпустимість застосування таких запобіжників для захисту ТН.

Таблиця 2.4 Результати метрологічних досліджень ТН 35 кВ з високоомними резисторами, включеними між мережею і первинними обмотками ТН.

Погрішність	Значення опору резистора, включеного на високовольтний висновок заземляється ТН, кОм			Норма
	0	15	45	
напруги %	-0,283	-0,802	-1,78	± 0,5
кутова	+9,2'	+22'	+48'	± 20'

Таблиця 2.5 Гранично-допустимі тривалі струми ТН 10-35 кВ.

Клас напруги, кВ	Гранично-допустимий тривалий струм в первинних обмотках ТН, А
3	0,144
6	0,115
10	0,109
35	0,049

Для того щоб знизити до мінімуму пошкодження ТН, потрібно створити високовольтний захист ТН із струмами спрацьовування не більше 0,5-0,7 А і часом спрацьовування не більше 20-30 хв. У ВАТ «СЗТС» освоєно промислове виробництво електромагнітних ТН, що заземляються, на 6 і 10 кВ (ЗНОЛП-6 і ЗНОЛП-10) з вбудованим захисним запобіжним пристроєм. На рисунку 2.11 приведена ампер-секундна характеристика такого пристрою. По суті, цей пристрій є високовольтним мінівимикачем. Після спрацьовування пристрою потрібна тільки його перезарядка із заміною плавкої вставки. Проведення інших операцій (чищення порожнини патрона і т.п.) не потрібне.

В даний час у ВАТ «СЗТС» проводяться кваліфікаційні випробування незаземляючого ТН на 6 і 10 кВ (НОЛП-6 і НОЛП-10) з вбудованими захисними запобіжними пристроями.

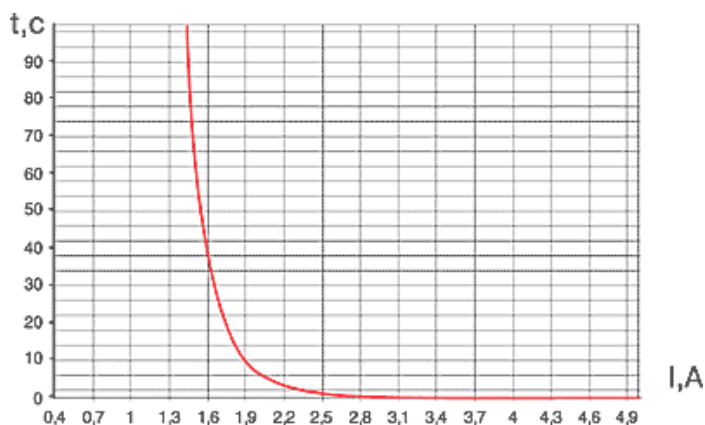


Рис. 2.9 Ампер-секундна характеристика запобіжника типу ПКН 001 10 кВ.

Для виключення в електричних мережах 10-35 кВ негативних процесів повинен бути переглянутий підхід до нейтралі цих мереж в частині її заземлення. В світовій практиці широко застосовується резистивне заземлення нейтралі в мережах середньої напруги, що підвищує надійність роботи електричних мереж, у тому числі і трансформаторів напруги, що заземляються. Фахівці також приходять до висновку про необхідність резистивне заземлення нейтралі [16]. Необхідно здійснити перехід на резистивне заземлення в мережах 10-35 кВ на практиці, що дозволить до мінімуму скоротити пошкодженості ТН. Звичайно, це зажадає певні матеріальні витрати, але, я вважаю, вони окупляться за досить недовгий термін.

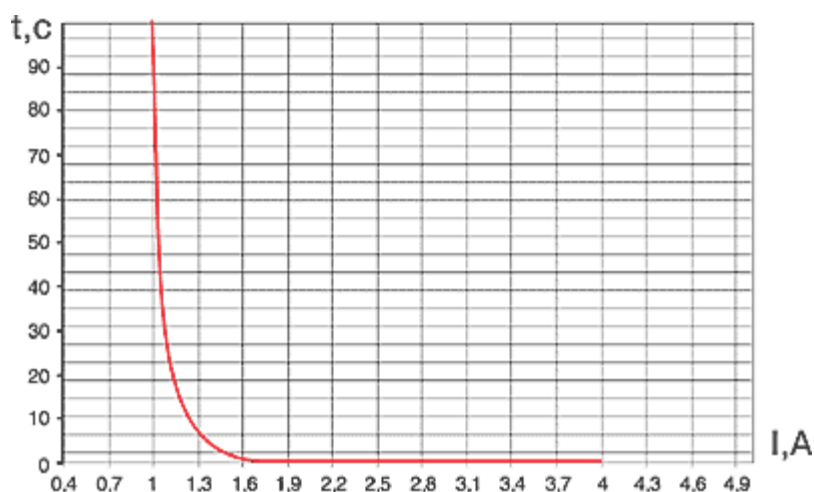


Рис. 2.10 Ампер-секундна характеристика запобіжника типу ПКН 001 35 кВ

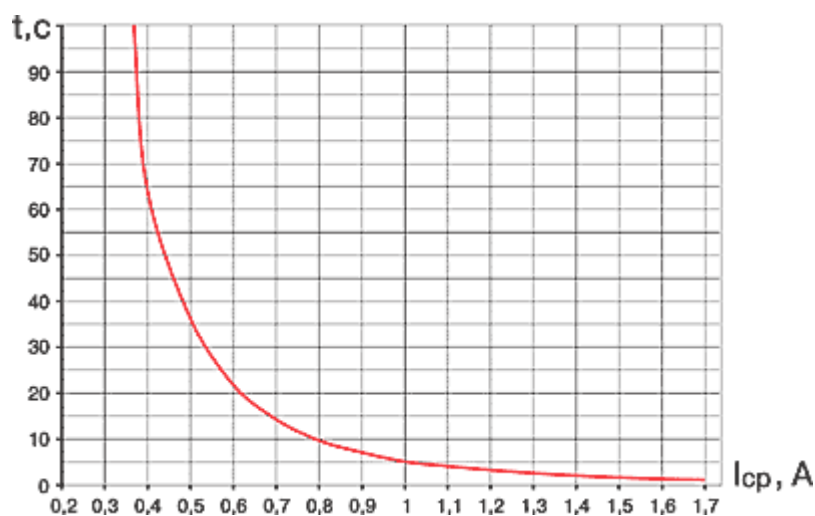


Рис. 2.11 Ампер-секундна характеристика вбудованого захисного запобіжного пристрою трансформаторів ЗНОЛП-6 і ЗНОЛП-10

2.4 Цифрові електронні лічильники для обліку електроенергії

Впровадження систем обліку необхідно для організації нових взаємовідносин зі споживачем енергоресурсів, безпосереднього доступу до інформації про енергоспоживання, що дозволить запропонувати нові послуги клієнтам, наприклад, надати абоненту постійний доступ до даних про його власне енергоспоживання у реальному масштабі часу, сприятиме поверненню абонентських заборгованостей, оптимізації функціонування, що призведе до зменшення вартості експлуатації системи, створення єдиних систем обліку газу, електроенергії, води, що збільшить конкурентоздатність постачальника енергоресурсів в умовах демонополізації ринку, забезпечить більш жорстке керування піковим навантаженням, що дозволить повніше використовувати потенціал розподілення мережі. Впровадження системного обліку дозволяє визначати, де виникають втрати енергії, та пропонувати способи їх усунення.

Сучасні системи комерційного обліку для дистанційного отримання інформації з лічильників використовують цифрові інтерфейси. Особливий інтерес викликають канали зв'язку, за якими може передаватись комерційна інформація про енергоспоживання. Канали зв'язку призначені для передавання інформації від АСКУЕ суб'єктів гуртового ринку, повинні задовольняти вимогам щодо пропускної здатності, надійності та інших експлуатаційних характеристик. Вони можуть бути побудованими на основі цифрових, аналогових, супутникових, радіо- або мобільних систем зв'язку. Технічні характеристики каналів повинні забезпечити швидкість передачі інформації у каналі не нижче 24 кБіт/сек при коефіцієнті надійності каналу 0,9. При використанні мобільних систем зв'язку допускається робота при швидкості 9,6 кБіт/сек.

Через зростання вартості енергоносіїв ресурсо - та енергозбереження стає дедалі важливішим завданням як для комерційних і державних підприємств, так і для побутових споживачів електроенергії. Головним методом вирішення цієї проблеми є впровадження сучасних приладів обліку. Використання електронних лічильників дозволяє відмовитись від оплати за розрахунковими показами

споживання та платити тільки за реально отриману електроенергію. Сучасні інтелектуальні лічильники можна інтегрувати у єдину інформаційну систему, що дозволяє проводити облік електроенергії автоматично, у тому числі – у випадку застосування обладнання, що регулює режими роботи енергомереж.

Не менш важливу роль відіграють різноманітні сервісні функції, такі як дистанційний доступ до лічильника, до інформації про спожиту енергію і багато інших. Наявність цифрового дисплея, який керується від мікроконтролера, дозволяє програмне встановлювати різні режими виводу інформації, наприклад, виводити на дисплей інформацію про спожиту енергію за кожен місяць, по різних тарифах і так далі.

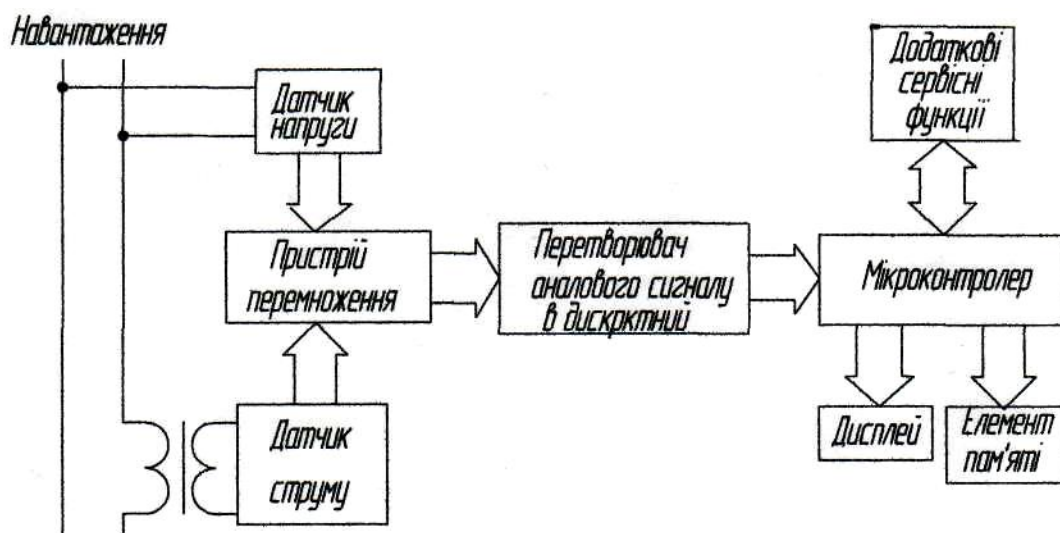


Рис 2.12 Блок – схема цифрового лічильника електричної енергії.

Для організації таких систем обліку застосовуються електронні багатотарифні лічильники, які прийшли на зміну електромеханічним лічильникам індукційного типу. Ці прилади компактні та надійні, забезпечують високу точність вимірювань та мають багато функцій.

Тарифи. У розвинених країнах діють блочні (ступінчаті) тарифи, складені з урахуванням того, що вартість електроенергії збільшується із зростанням питомого споживання на одиницю населення.

Блочна тарифікація. Передбачає встановлення норми споживання, наприклад, за 100 кВт споживач платить ціну у 2 рази нижчу від собівартості; при споживанні, припустимо, від 100 до 200 кВт ціна електроенергії прирівнюється до її собівартості, а при споживанні понад 200 кВт – ціна у 8 разів вища від собівартості. Окрім того тарифні ставки диференційовані залежно від часу доби, коли споживається електроенергія.

Споживання електроенергії протягом доби нерівномірне і має, звичайно, три режими: мале, середнє та максимальне.

Диференційована тарифікація. Передбачає використання різних тарифних ставок (тарифних коефіцієнтів) за електроенергію, які залежать від часу доби. Відповідно до цих режимів енергоспоживання, доба розбита на зони споживання електроенергії: мінімального – години нічної тарифної зони, середнього – години напівпікової тарифної зони, максимального – години пікової зони. Однією з основних підстав запровадження диференційних тарифів є вирівнювання графіку навантаження в енергосистемах, що дозволяє відкладати введення нових генеруючих потужностей за рахунок зменшення енергоспоживання у години максимуму.

Лічильники. Нині в Україні експлуатуються близько 20 млн. застарілих електромеханічних лічильників індукційного типу низького класу точності, системи дистанційного зняття показів широко не використовуються, система тарифів не є досконалою. Застарілі моделі лічильників мають велику похибку вимірювань, і цілком можливо, що споживач платить за електроенергію більше, ніж на її справді споживає. В нашій країні облік за диференційними тарифами застосовується рідко, і ввести його, не змінивши систему та прилади обліку, неможливо.

В останні роки у споживачів з'явилась можливість придбати за більш низькою ціною сучасні вимірювальні прилади – лічильники, що реєструють енергоспоживання за тарифними зонами. Це електронні прилади, які суміщають в одному корпусі багато функцій. Основними перевагами цих приладів є висока надійність та точність (класи точності 0,2; 0,5; 1,0; 2,0), низька чутливість до змін

температури навколишнього середовища (функціонують при температурі від -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$), можливість передачі інформації цифровими та імпульсними каналами, облік електроенергії за тарифними зонами. Лічильники вимірюють як активну, так і реактивну енергію. Вони можуть автоматично перераховувати споживання електроенергії на первинній стороні, тобто з урахуванням коефіцієнтів трансформації вимірювальних трансформаторів струму та напруги. За допомогою вбудованих внутрішніх годинників лічильники перемикаються на різні тарифні зони відповідно до заданого розкладу. Можливе завдання від одної до чотирьох тарифних зон. У приладах передбачено можливість автоматичного переходу із зимового на літній час і навпаки. Також є можливість завдання режимів для вихідних та святкових днів, що також вигідно для споживачів, якщо у вказані дні використовується пільговий тариф відносно робочих днів. Уся комерційна інформація знімається безпосередньо з рідкокристалічних індикаторів і зчитується з оптичного порту або за цифровим інтерфейсом. Крім розбиття споживаної електроенергії, лічильники фіксують максимальну потужність за розрахунковий період, наприклад, за місяць, на 30-хвилинному проміжку часу у кожній тарифній зоні з зазначенням дати та часу фіксації максимальної потужності. Це може бути корисним у випадку виникнення суперечливих ситуацій з енергопостачальною організацією.

Закордонні виробники. Elster Метроника – російське підприємство, що входить до складу концерну АВВ.

Лічильники Євро АЛЬФА та АЛЬФА цього виробника вимірюють такі параметри мережі: струми, напруги, потужності, частоту тощо. Користуються попитом прилади більш простого виконання - лічильники Дельта, А100 та А1000, які вимірюють енергію з великою точністю, з урахуванням тарифних зон, мають суттєво меншу ціну і застосовуються для технічного обліку електроенергії. Впровадження лічильників серії АЛЬФА завдяки їх високому класу точності 0,2S та 0,5S дозволяє отримувати більш достовірну інформацію про енергоспоживання, тому можливе точне зведення балансу та виявлення втрат. Тільки на цьому економія може складати від 2 до 5 %. Підприємства, що

використовують лічильники АЛЬФА, суттєво понижують витрати на електроенергію, які щомісяця можуть сягати 30%. Термін окупності лічильників - від одного до декількох місяців. Пониження витрат на електроенергію досягається як за рахунок переходу на диференційний тариф, так і за рахунок більш високої точності обліку електроенергії. Усі лічильники Elster Метроника мають число імпульсний інтерфейс з двома гальванічно розв'язаними виводами, а мікропроцесорні лічильники, крім цього, мають вбудовані годинники та пам'ять, призначену для запам'ятовування графіку зміни потужності. Такі лічильники мають свої недоліки: відсутність уніфікації протоколів та циклів доступу до інформації.

АТ Skaiteks – литовське підприємство, продукція якого представлена на українському ринку ЗАТ Elgama-electronika. До його продукції належать серії електронних лічильників EPQS, LZQM та EMS.

Лічильники EPQS класом точності 0,5 вимірюють повну, активну та реактивну енергію у чотирьох квадрантах. Точність вимірювань забезпечується електронним конвертером AC/DC. Лічильник вмикається через трансформатор струму та напруги у три- та чотирипровідну мережу. Кожній вимірювальній величині відповідає код, який вказує значення та параметр вимірювання. Прилади також реєструють усереднені максимуми потужності, накопичують профілі навантаження. Крім цих величин, лічильник може показувати на індикаторі та передавати через інтерфейси зв'язку накопичувані у вільно програмованих каналах значення фазної та лінійної напруги, струмів, миттєвих значень активної, реактивної та повної потужності, частоти мережі. Для тарифікації даних енергії потужності може бути активовано до восьми тарифів енергії та стільки ж максимумів потужності, структура тарифного модуля дозволяє використовувати лічильник практично для усіх існуючих тарифних програм. Для передачі даних лічильник має два незалежних інтерфейси зв'язку. Для локального зчитування даних призначений інтерфейс оптичного зв'язку. Виконуються різноманітні модифікації лічильника EPQS, вони можуть відрізнятися номінальним струмом,

напругою, типом вмикання, а також програмною та апаратною версією лічильника.

Електронний лічильник LZQM призначений для вимірювання використовуваної та поверненої активної та реактивної потужності, енергії у колах змінного струму, середньої потужності періодів інтегрування у три- та чотирипровідних мережах, а також у системах автоматизованого обліку електроенергії. Електронний лічильник з вбудованим мікроконтролером вимірює, обробляє та передає на зовнішній пристрій інформацію про значення струму, потужності, енергії, коефіцієнта потужності та частоту мережі. Параметризація та збір показів лічильника здійснюється персональним комп'ютером через оптичний інтерфейс програмою LZPEMS, яка працює у середовищі Microsoft Windows. Інтерфейс “струмова петля” дозволяє отримувати дані через двопровідні лінії зв'язку, включаючи міжмодемний телефонний зв'язок. Лічильник має дворядовий рідкокристалічний індикатор, який призначений для виводу даних. На цьому індикаторі регулярно виводяться вимірювані параметри. За допомогою довгих та коротких світлових імпульсів здійснюється підсвічування фототранзистора, який розміщено на передній стінці лічильника, і на індикатор послідовно виводяться вимірювальні дані, які зберігаються у лічильнику чи вимірюються у реальному часі.

Електронний лічильник EMS збирає, обробляє та зберігає дані про споживання активної, а також споживання та генерацію реактивної електричної енергії, максимуми потужності періодів інтегрування, профіль навантаження для обліку в одно- та багатотарифному режимах у трифазних мережах змінного струму. Аналогові сигнали струму та напруги у кожній фазі, які отримуються через прецизійні трансформатори та резистивні подільники напруги, потрапляють у шість каналів перетворювача. З перетворювача цифрові сигнали потрапляють у мікроконтролер, який помножує миттєві значення струму та напруги кожної з фаз та забезпечує середню потужність $P(t)$ як часову функцію. Реактивна потужність $Q(t)$ розраховується перед помноженням сигналів при повороті фази напруги на 90° . Інтегруються отримувані значення активної та реактивної енергії $P(t)$ та $Q(t)$,

які обробляються тарифним модулем. Мікроконтролер лічильника керує також і рідкокристалічним індикатором, інтерфейсом зв'язку, світлодіодами метрологічних імпульсів, фотодатчиками перемикання вікна рідкокристалічного індикатора, датчиком зовнішнього магнітного поля, годинником, релейним виходом. Програма керування лічильника зберігається у внутрішній пам'яті. Константи лічильника: коефіцієнти калібрування потужності та зсуву фаз, межа чутливості, константа виходу зберігаються у програмованій пам'яті EEPROM. У пам'яті EEPROM також зберігаються дані обліку, константи параметризації. У нормальних умовах дані, які накопичуються у лічильнику, будуть зберігатися у лічильнику не менше 10 років при вимкненні мережі.

EMS вимірює споживану активну енергію, реактивну енергію в обох напрямках, індукуює миттєву потужність незалежно від напрямку протікання струму у вимірюваних колах. Має вбудований автономно функціонуючий годинник, який визначає реальний час вимірювання.

Лічильник ION-8500 є розробкою концерну ABB та канадської компанії Power Measurement.

Лічильники ION-8500 призначені для вимірювання активної та реактивної енергії та потужності у двох напрямках з класом точності 0,2S. За деякими оцінками, нині це доволі досконалий лічильник, має потужну мікропроцесорну систему, пам'ять до 4 МБ для збереження до 320 вимірювальних параметрів, два цифрових інтерфейси для одночасного віддаленого доступу до лічильника з 2 різних місць, гнучку тарифну систему. Вимірювальний прилад відповідає усім вимогам ринку електроенергії. Лічильники вимірюють енергію та потужність у двох напрямках, вищі гармоніки (до 63 включно), струм у нульовому проводі і проводять розрахунки для компенсації втрат у трансформаторі. Найбільшою мірою відповідають вимогам ДЕСТу 13109-97 і можуть використовуватись не тільки для обліку, а також з метою аудиту електроенергії. Технологія ION виводить аналіз та контроль якості електроенергії на принципово новий рівень. Лічильники цієї серії аналізують усі параметри якості електроенергії (крім флікеру) та роботи електромережі. Цей прилад не тільки аналізує параметри

електроенергії, але й контролює їх та сигналізує про усі зміни та відхилення параметрів мережі від нормальних допусків. Прилади можуть використовуватись також як аварійні осцилографи з роздільною здатністю до 160 мкс для фіксації параметрів під час аварії.

Прилади обліку електроенергії M2X, Centron MC3, Indigo+, SL7000 французької компанії Schlumberger Industries.

Електронні лічильники Indigo+ - одна з останніх розробок компанії, мають максимальну універсальність застосування, розроблені для задоволення зростаючих потреб як енергопостачальних організацій, так і кінцевих споживачів електроенергії. Для уникнення аварійних ситуацій та спроб розкрадання електроенергії лічильник має набір спеціальних функцій. Завдяки розширеним комунікаційним можливостям та відкритості протоколів інформаційного обміну, лічильник легко адаптується у інформаційно-вимірювальні системи АСКУЕ. Лічильники мають класи точності 0,5S або 1,0S.

Багатофункційні трифазні лічильники електричної енергії серії SL7000 компанії Schlumberger Industries - це програмовані електронні прилади, що дозволяють, крім вимірювання параметрів енергоспоживання, проводити ряд додаткових вимірювань якості електричної енергії. Лічильники мають розширені функційні можливості, які дозволяють організовувати багатотарифний облік на підприємствах енергетики та промисловості, автоматичне зчитування та архівацію розрахункових параметрів. Лічильники серії SL7000 виготовляються з класами точності 0,2S; 0,5S або 1,0.

Лічильники серії M2X - це однофазні лічильники активної енергії, класу точності 2,0. Прилади призначені для обліку споживання активної енергії у двопровідних колах змінного струму. Лічильники мають покращену конструкцію пристрою відліку та повністю відповідають вимогам стандарту МЕК 521 та ДЕСТ 6570. Конструкція лічильника розроблена з врахуванням необхідності роботи у складних умовах експлуатації. Лічильник може мати двотарифний пристрій відліку який керується сигналом зовнішнього тарифікаційного блоку.

Centron MC3 – новий трифазний електронний лічильник активної енергії класу точності 2,0 або 1,0. Має вивід інформації у стандартні системи АСКУЕ, пристрій відліку барабанного типу та захист від розкрадання електроенергії. Вимірювальний прилад призначений для обліку споживання активної енергії. Також розроблений для складних умов експлуатації. Повністю відповідає вимогам МЕК 61036. Може мати двотарифний пристрій відліку, який керується сигналом зовнішнього тарифікаційного блоку.

Вітчизняні виробники. Лічильники МГК “ОБЛІК” (м. Дніпропетровськ) реалізовані з принципово новою технологією дискретних вимірювань трифазних струмів та напруг, яка отримала назву “принцип подвійного сканування”. Ця технологія вимірювань дозволяє повністю усунути похибки, пов’язані з неодночасністю замірів. Лічильники призначені для вимірювання спожитої та генерованої активної і реактивної електроенергії, проводять реєстрацію імпульсів за 8-ма чисельно-імпульсними вимірювальними каналами, реєстрацію спожитої електроенергії за поточними календарними періодами. Вимірюють та передають у реальному масштабі часу параметри електромережі: діючі значення струмів, фазні та лінійні напруги, частоту змінного струму. Прилади здатні діагностувати власні несправності, автоматично реєструвати стан приєднань: обриви фаз, вимкнення напруги живлення, фіксувати дати несправностей.

На базі таких лічильників можна ефективно реалізувати автоматизовану систему диспетчерського керування (АСДК) режимами енергоспоживання підприємства. Застосування таких лічильників дозволяє отримати економію на 1,5 % за рахунок збільшення точності вимірювань, за рахунок оперативного керування перетоками електроенергії - на 5 % та на 12 % за рахунок тарифів, диференційованих по часу доби. Термін окупності капітальних витрат споживача при впровадженні в експлуатацію даної системи залежить від потужності установлених енергоспоживачів та умов експлуатації і складає від 0,8 до 2,5 року. Питомі витрати електроенергії при цьому понижуються від 1,5 до 5 разів.

Трифазні електронні лічильники “Каскад”, виробництва ВО “Київприлад”, застосовуються у мережах трифазного змінного струму напругою від 0,4 до 110

кВ, локальних та дистанційних системах комерційного обліку перетоків електроенергії. Прилади збирають уніфіковану вимірювальну інформацію і ретранслюють її у системи керування енергоспоживанням. Пам'ять лічильників зберігає усереднені на заданому інтервалі значення активної та реактивної потужності з глибиною 15 - хвилинних значень за 4-ма каналами не менше 80 діб. Лічильники оснащені рідкокристалічними індикаторами, які дають можливість переглядати поточну та архівну інформацію протягом різних періодів. Індикатор може працювати як у нормальному, так і в допоміжному режимах, які різняться відображуваними величинами, що задаються при програмуванні. Прилад також може виконувати синхронні вимірювання з іншими лічильниками, самодіагностування та індикації відхилень від нормального режиму роботи, захист даних від несанкційного доступу.

Електронні багатотарифні лічильники “Енергія-9”, виробництва ТзОВ “ТЕЛЕКАРТ ПРИЛАД” (м. Одеса), дозволяють організовувати комерційний та технічний облік споживання електроенергії в умовах диференційних тарифів. Лічильники вимірюють активну, реактивну та повну потужність, енергію у мережах однофазного та трифазного змінного струму в одному та у двох напрямках. Прилади можуть використовуватись автономно або у складі автоматизованої системи контролю електроенергії.

Висновки по розділу

1. На точність вимірювання електроенергії істотно впливають характеристики всіх засобів обліку, включаючи електричні ланцюги ТС і ТН;
2. Згідно експертним оцінкам в якості нормативів точності ВК доцільно прийняти межі відносної погрішності, що допускається, в нормальних умовах вимірів $\pm 1 \%$ (для що знаходяться в експлуатації електроустановок) або $\pm 0,5 \%$ (для знов що будуються або реконструюються електроустановок), а в найбільш несприятливих умовах — $\pm 3,5\%$ (для всіх електроустановок);
3. Зменшення навантаження у ряді вузлів енергосистеми, а також

зменшення споживання електричної енергії промисловістю призвели до виникнення негативної погрішності у трансформаторів струму й відповідно до комерційного недообліку спожитої енергії;

4. Часто трансформатори напруги працюють при значному завантаженні вторинної обмотки, що перевищує номінальне у декілька разів, тобто з негативною погрішністю. Велику частину навантаження ТН складають вимірювальні прилади, підключені до них, зокрема електромагнітні лічильники активної енергії. У цьому випадку коефіцієнт завантаження трансформатора напруги знижується у 2 рази до значення 1,1 і, отже, знижується погрішність трансформатора напруги з 1,15 % до 0,5 %. Зниження погрішності трансформатора напруги призводить до підвищення точності обліку відпущеної споживачам електроенергії.

5. В електричних мережах 10-35 кВ з ізолюваною нейтраллю або нейтраллю, заземленою через дугогасящий реактор, постійно відбуваються процеси, які негативно відображаються на роботі електромагнітних трансформаторів напруги (ТН), що заземляються, незалежно від виду їх ізоляції.

6. Для організації точних систем обліку потрібно застосовувати електронні багатотарифні лічильники, які прийшли на зміну електромеханічним лічильникам індукційного типу. Ці прилади компактні та надійні, забезпечують високу точність вимірювань та мають багато функцій.

РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА НАПРУГИ В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

3.1 Підвищення точності обліку електроенергії

В даний час частка електроенергії в собівартості промислової продукції неухильно зростає. Якщо в кінці восьмидесятих років частка електроенергії в собівартості промислової продукції складала декілька відсотків, то в даний час частка електроенергії в машинобудуванні перевищує 20 %, а в енергоємних виробництвах досягає 60 % і вище.

Існуючі системи обліку електроенергії не забезпечують потрібної в умовах ринкових відносин точності обліку, оскільки вони створювалися в основному десятки років назад, коли електроенергія не була товаром і на точність її обліку не зверталось належної уваги.

Великі погрішності вимірювань електроенергії і потужності приводять до нераціонального використання пропускної спроможності ліній електропередач, резервів потужності на електростанціях, утрудняють контроль режимів роботи мереж і приводять до фінансових втрат як виробників і постачальників, так і споживачів електроенергії. Недостатня точність вимірювань обумовлена поряд недоліків існуючих систем обліку електроенергії, оскільки вимірювальні комплекси (ВК) створювалися раніше, а також створюються і в даний час за типовими проектами, розробленими ще в 70-80-х роках ХХ століття, в яких не передбачалися рішення для забезпечення високої точності ВК.

У вимірювальні комплекси засобів обліку електричної енергії (ВК) входять трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН), лічильники електричної енергії і ланцюга зв'язку між ними.

Погрішності тих, що існують ВК нерідко перевищують 5 - 10 %, що абсолютно неприпустимо в сучасних ринкових умовах.

Причиною таких значних погрішностей ВК є те, що умови роботи ВТ, встановлюваних на електричних станціях і в електричних мережах, характеризуються численними чинниками, що впливають на погрішності ВТ.

При випуску ВТ з виробництва під час приймально-здавальних випробувань, погрішності визначаються в нормованих діапазонах первинних струмів, напруги, потужності вторинного навантаження і $\cos\varphi$ вторинного навантаження згідно стандартів на ТС і ТН, проте в експлуатації нерідко ВТ працюють в умовах, для яких погрішності не нормовані.

Основними чинниками є:

для ТС - первинний струм, потужність вторинного навантаження, $\cos\varphi$ вторинного навантаження, струми короткого замикання в первинних ланцюгах.

для ТН - потужність навантаження у вторинних ланцюгах, $\cos\varphi$ навантаження у вторинних ланцюгах, первинна напруга.

Загальними чинниками для ТС і ТН є: частота мережі, температура навколишнього повітря, коефіцієнт гармонік мережі, вібраційні навантаження при роботі ВТ, транспортне трясіння при транспортуванні ВТ і термін експлуатації.

При вимірюваннях, що вимагають сумісного використання ТС і ТН чинниками, що впливають на погрішність ВК, є коефіцієнт потужності і характер навантаження контрольованого приєднання.

Із-за конструктивних особливостей ТС залежності погрішностей від первинного струму і потужності вторинного навантаження носять нелінійний характер і мають розкид навіть для ТС одного типовиконання.

Погрішності ТС визначають по наступних виразах:

$$\delta_I = -100 \cdot \frac{L_{CP} \cdot K_F}{K_I^{1-\gamma} \cdot W_1^{1+\gamma} \cdot I_{1H}^{1+\gamma}} \left(\frac{I_{2H}^2 \cdot Z_2}{4,44 \cdot f_H \cdot S_M} \right)^\gamma \cdot \sin(\psi + \alpha) \quad (3.1)$$

$$\theta_I = 3440 \cdot \frac{L_{CP} \cdot K_F}{K_I^{1-\gamma} \cdot W_1^{1+\gamma} \cdot I_{1H}^{1+\gamma}} \left(\frac{I_{2H}^2 \cdot Z_2}{4,44 \cdot f_H \cdot S_M} \right)^\gamma \cdot \cos(\psi + \alpha) \quad (3.2)$$

де δ_I - струмова погрішність ТС %; θ_i - кутова погрішність ТС, мин; K_I - кратність первинного струму I_1 по відношенню до номінального первинного струму I_{1H} ; I_{2H} - номінальний вторинний струм; f_H - номінальна частота змінного струму; W_1 - кількість первинних витків; L_{cp} - середня довжина магнітного шляху в магнітопроводі; Z_2 - повний опір вторинному ланцюгу, визначають по формулі:

$$Z_2 = \sqrt{(R_2 + Z_H \cdot \cos \varphi)^2 + (X_2 + Z_H \cdot \sin \varphi)^2} \quad (3.3)$$

де R_2 - активний опір вторинної обмотки; X_2 - реактивний опір вторинної обмотки; R_{2H} - активний опір вторинного навантаження; X_{2H} - реактивний опір вторинного навантаження; φ - кут між вторинним струмом і вторинною напругою, що визначає коефіцієнт потужності вторинного навантаження ТС ($\cos \varphi$); α - кут між вторинною ЕРС E_2 і вторинним струмом I_2 визначають по формулі:

$$\alpha = \arctg \frac{X_2 + Z_H \cdot \sin \varphi}{R_2 + Z_H \cdot \cos \varphi} \quad (3.3)$$

ψ - кут втрат, що характеризує співвідношення активних і реактивних втрат в матеріалі магнітопровода, визначають по формулі:

$$\psi = K_\psi \cdot \left(\frac{K_i \cdot I_{2H}^2 \cdot Z_2}{4,44 \cdot f_H \cdot S_M \cdot I_{1H} \cdot W_1} \right)^\lambda + \psi_0 \quad (3.4)$$

де K_ψ , K_F , γ , λ і ψ_0 - коефіцієнти, залежні від індукції в магнітопроводі ТС і від використовуваної марки сталі, отримані експериментально.

З формул (3.1) і (3.2) видно, що погрішності ТС залежать як від впливу зовнішніх параметрів мережі, так і від конструктивних особливостей ТС.

За наслідками аналітичних досліджень і експериментів зовнішні чинники по ступеню впливу на погрішності ВТ можна розділити на три групи (таблиця 3.1).

Перша група охоплює чинники, що роблять значний вплив на точносні характеристики ТС і ТН, тобто погрішності ВТ при дії цих впливаючих чинників змінюються більш ніж на 80 % від похибки, що припускається.

До другої групи відносяться чинники, що не роблять істотного впливу на точні характеристики ТС і ТН, тобто погрішності ВТ при дії цих чинників змінюються на 10-80 % від похибки, що припускається.

До третьої групи відносяться чинники, що практично не роблять впливу на точні характеристики ВТ. До них відносяться чинники, погрішності при дії яких змінюються менш, ніж на 10 % від похибки, що припускається.

Таблиця 3.1 Класифікація чинників, що впливають на метрологічні характеристики вимірювальних ТС і ТН.

Номер групи	ТС	ТН
Перша	Первинний струм, потужність вторинного навантаження, $\cos\varphi$	Первинна напруга, потужність, $\cos\varphi$
Друга	Температура навколишнього повітря, струми КЗ	Температура навколишнього середовища
Третя	Частота мережі, дія вібрацій і транспортування, строк експлуатації.	

Розглянемо детальніше вплив двох чинників на метрологічні характеристики ТС - потужності вторинного навантаження і кратності первинного струму.

При збільшенні потужності (опори) вторинного навантаження $Z_{2н}$ більш номінального погрішності ТС зростають. При подальшому збільшенні $Z_{2н}$ вторинного навантаження кутова погрішність починає зменшуватися і при значному перевищенні $Z_{2н}$ (у декілька разів) може набувати негативного значення [5].

Для ТС згідно стандарту [5] задаються межі струмової і кутової погрішностей, що допускаються, залежно від первинного струму I_1 :

- для класів точності 0,2 і 0,5 в діапазоні 5 - 120 % номінального первинного струму;
- для класів точності 0,2S і 0,5S в діапазоні 1 - 120 % номінального первинного струму.

Межі похибок, що припускаються, згідно стандарту [5] для вказаних класів точності приведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 Межі похибок трансформаторів струму, що припускаються.

Клас точності ТС	Первинний струм I_1 , % номінального значення	Границя допустимої похибки	
		Струмової, δ_i , %	Кутової, θ_i , % мин.
0,2	5	$\pm 0,75$	± 30
	20	$\pm 0,35$	± 15
	100 – 120	$\pm 0,2$	± 10
0,2S	1	$\pm 0,75$	± 30
	5	$\pm 0,35$	± 15
	20	$\pm 0,2$	± 10
	100	$\pm 0,2$	± 10
	120	$\pm 0,2$	± 10
0,5	5	$\pm 1,5$	± 90
	20	$\pm 0,75$	± 45
	100 – 120	$\pm 0,5$	± 30
0,5S	1	$\pm 1,5$	± 90
	5	$\pm 0,75$	± 45
	20	$\pm 0,5$	± 30
	100	$\pm 0,5$	± 30
	120	$\pm 0,5$	± 30

На рис. 3.1 і 3.2 приведені діапазони погрішностей згідно стандарту [5].

Згідно стандарту [5] потужність вторинного навантаження повинна знаходитися в діапазоні від 25 до 100 % номінального вторинного навантаження, а коефіцієнт потужності вторинного навантаження 0,8 або 1.3 графіків на рис.3.1 і 3.2 видно, що ТС класів точності 0,2S і 0,5S мають вужчі діапазони погрішностей в області струмів менше 20 % номінального первинного струму, чим ТС класів 0,2 і 0,5 відповідно.

У роботі [17] показано, що перевищення потужності вторинного навантаження приводить до значного погіршення метрологічних характеристик ТС аж до того, що погрішності ТС класу точності 0,5 можуть відповідати класу точності 1,0.

На Рис. 3.3. і 3.4. приведені графіки погрішностей (математичне очікування) ТС типа ТПОЛ-10 класу точності 0,5 при різній потужності вторинного навантаження. У зв'язку з широким впровадженням електронних лічильників для систем комерційного обліку електроенергії, що мають менше енергоспоживання в порівнянні з індукційними, особливу актуальність придбало питання про відповідність погрішностей ТС класу точності при потужності вторинного навантаження менше нижньої межі вторинного навантаження.

За стандартом на електронні лічильники, потужність, споживана паралельним ланцюгом (напруга) електронних лічильників активної енергії не повинна перевищувати $10 \text{ В} \cdot \text{А}$, а послідовною (струмовою) - $1 \text{ В} \cdot \text{А}$ [5].

Насправді потужність лічильників може бути ще менше.

Найбільш поширені типи ТС класу напруги 10 кВ розраховані на номінальну потужність вторинного навантаження $10 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Потужність струмового ланцюга електронного лічильника в $1 \text{ В} \cdot \text{А}$ набагато нижче за нижню межу потужності вторинного навантаження, яке згідно [5] складає $3,75 \text{ В} \cdot \text{А}$.

У більшості типів ТС струмова погрішність негативна у всьому діапазоні первинного струму, проте у деяких типів ТС струмова погрішність може приймати позитивне значення при струмах близьких до номінального і при зменшенні потужності вторинного навантаження менш нижньої межі струмова погрішність може вийти за верхню межу струмової похибки, що припускається стандартом [5].

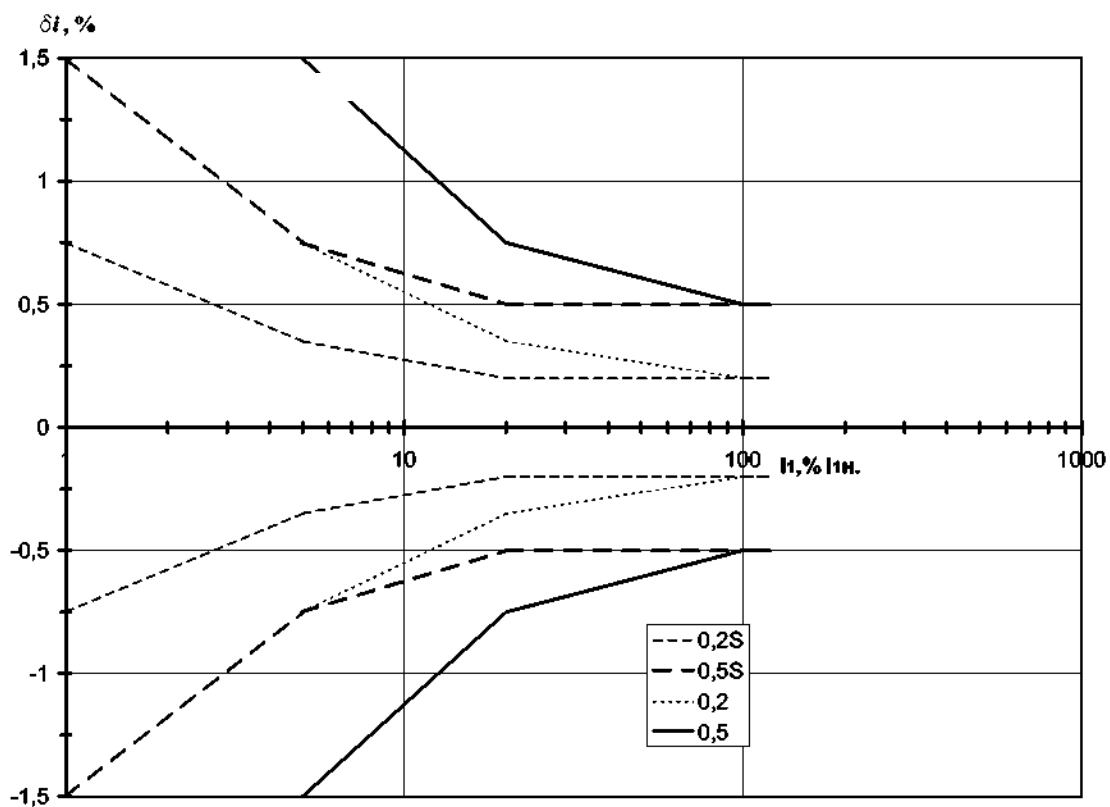


Рис. 3.1 Діапазон струмової похибки, що припускається, для трансформаторів струму різних класів точності по ДЕСТу 7746-2001.

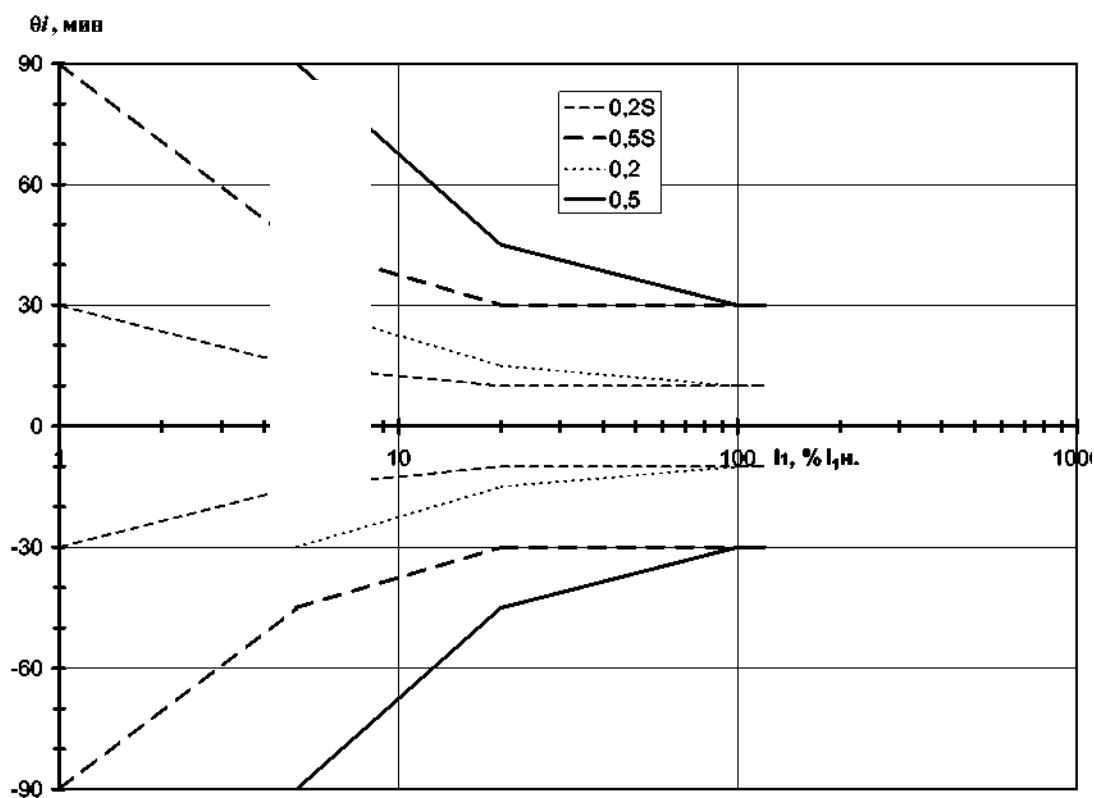


Рис. 3.2 Діапазон кутової похибки, що припускається, для трансформаторів струму різних класів точності по ДЕСТу 7746-2001.

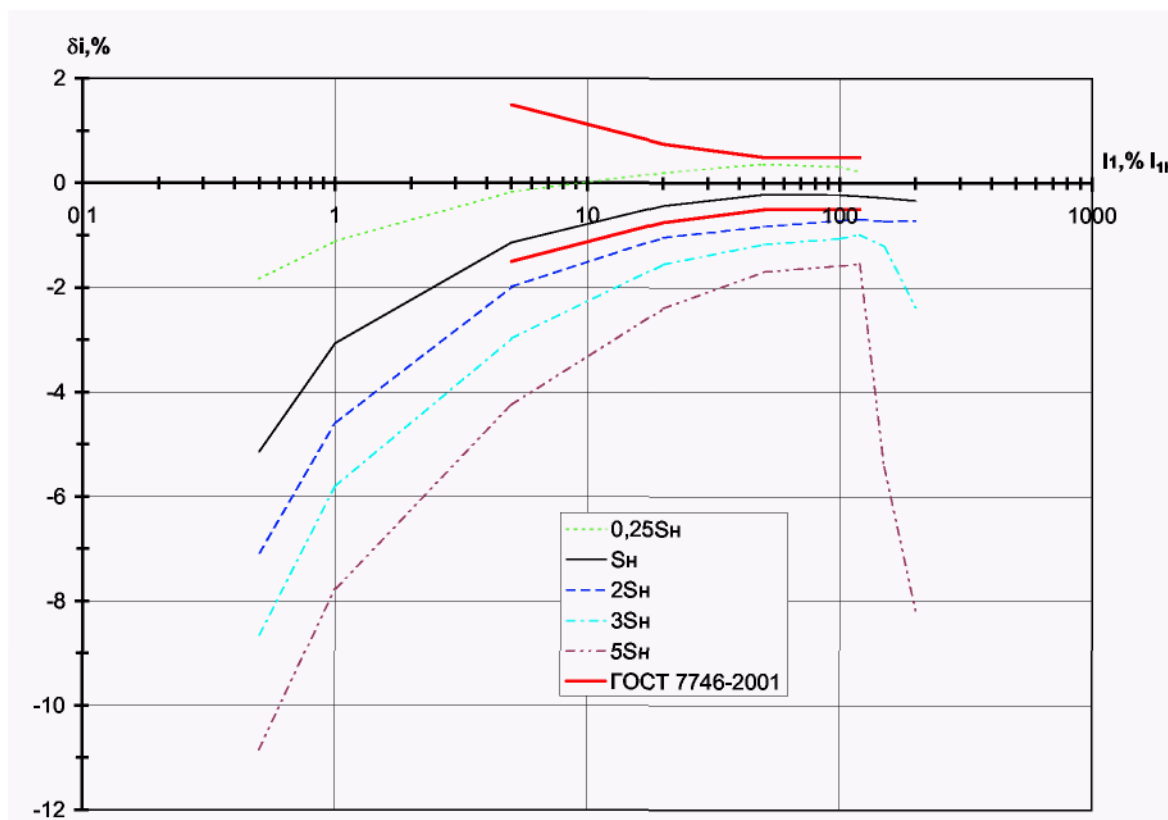


Рис. 3.3 Залежність струмової погрішності ТС ТПОЛ-10-300/5 від первинного струму при різній потужності вторинного навантаження.

На Рис. 3.5 і 3.6 приведені графіки погрішностей ТС типа ТПОЛ 10 класу точності 0,5 при номінальній потужності вторинного навантаження і без навантаження.

З графіків видно, що без підключення вторинного навантаження струмова погрішність може виходити з верхньої межі струмової похибки, що припускається, для класу точності 0,5.

На Рис. 3.7 і 3.8 приведені графіки погрішності ТС типа ТПОЛ 10 класу точності 0,5S при номінальній потужності вторинного навантаження і без навантаження.

Наступний чинник - кратність первинного струму.

При зменшенні кратності первинного струму струмова і кутова погрішності зростають. Зростання погрішностей нелінійне унаслідок нелінійної залежності коефіцієнтів K_{ψ} , K_F , γ і λ від індукції в магнітопроводі.

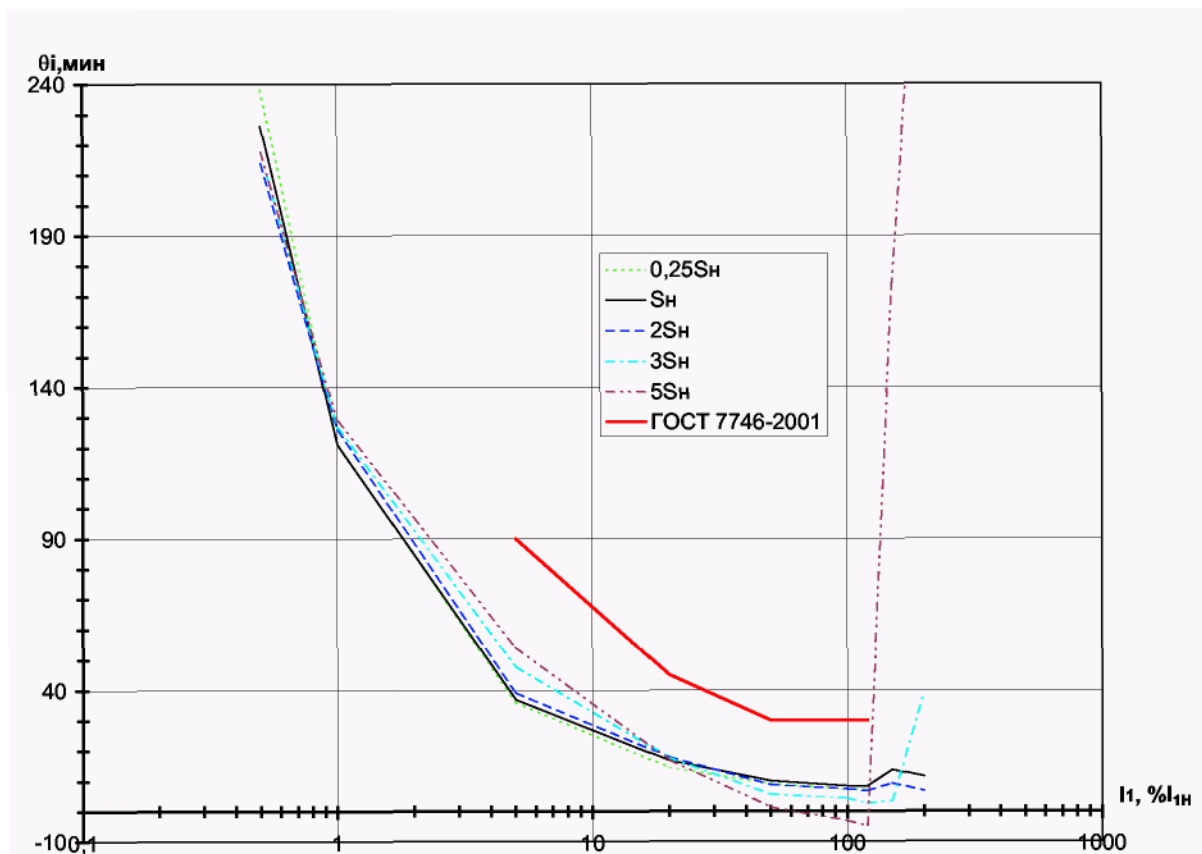


Рис. 3.4 Залежність кутової погрішності ТС ТПОЛ-10-300/5 від первинного струму при різній потужності вторинного навантаження.

ТС, як правило, працюють при недовантаженні по первинному струму. Нерідко трансформатори класів точності 0,5 і 1 працюють при первинному струмі менше 5 % номінального первинного струму.

Це пояснюється наступними причинами:

- коефіцієнти трансформації ТС вибиралися завищеними виходячи з проектної потужності електроустановок;
- ТС вибиралися виходячи з вимог стійкості до дії до струмів короткого замикання.

Нерідко вимагають, щоб стійкість до струму термічної стійкості збільшилася в десятки разів, причому при збереженні існуючих габаритів, або запрошують трансформатори з обмоткою для вимірювань з номінальним первинним струмом у декілька разів менше, ніж номінальний первинний струм обмотки для захисту.

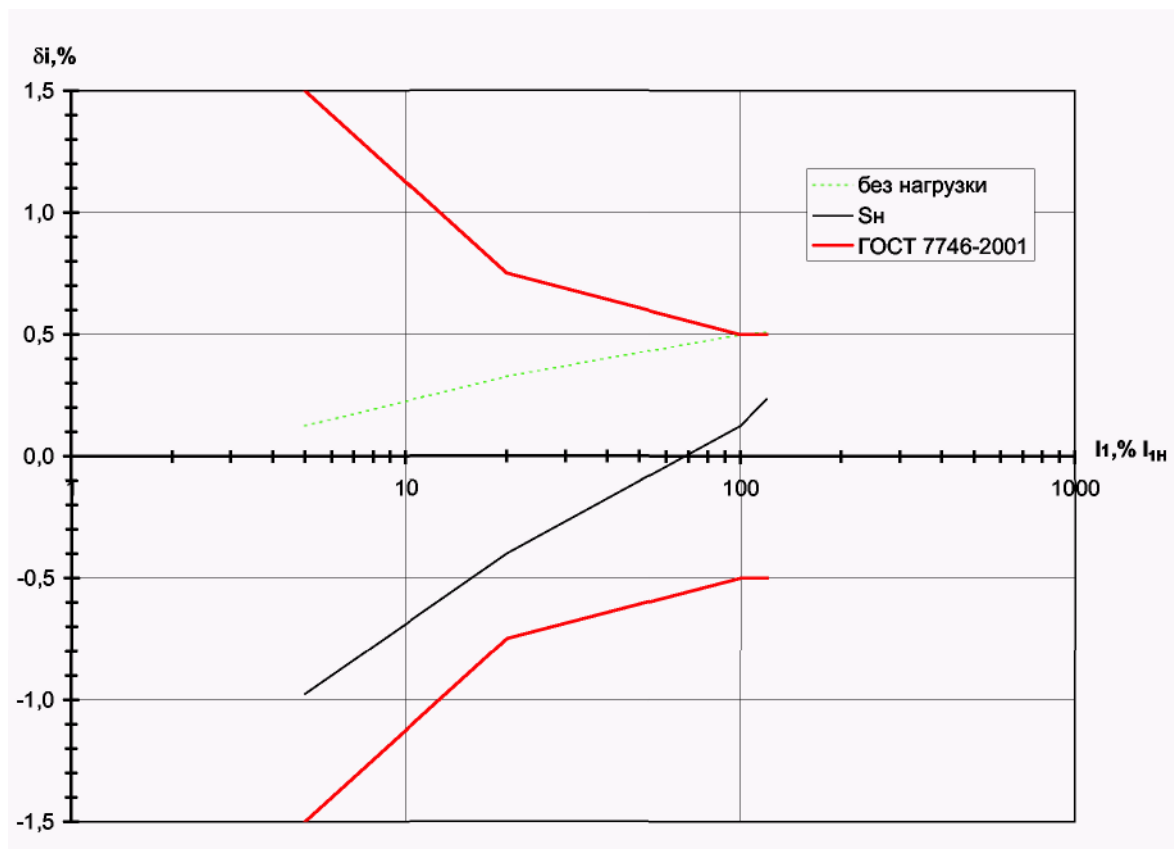


Рис. 3.5 Струмові погрішності ТС ТПОЛ-10- 300/5 класу точності 0,5.

Проте стійкість до струмів термічної і динамічної стійкості у такого ТС визначається первинною обмоткою, розрахованою на менший струм. Дана вимога по мінімальному струму у вторинній обмотці не меншого 5 % не враховує той факт, що для ТС класів точності 0,5S і 0,2S при 1 % номінального первинного струму нормуються погрішності такі ж, як при 5% для ТС класів точності 0,5 і 0,2 відповідно.

Тому ТС класів точності 0,2S і 0,5S необхідно застосовувати, коли струм контрольованого приєднання менше 5 % номінального.

На Рис. 3.9 і 3.10 приведені графіки погрішностей ТС типу ТПОЛ 10 класів точності 0,5 і 0,2S з яких видно, що погрішності ТС класу точності 0,2S у декілька разів менше, ніж у ТС класу точності 0,5.

Наступним моментом на користь ТС класів точності 0,5S і 0,2S є те, що вони мають набагато менші кутові погрішності в порівнянні з ТС з магнітопроводами з електротехнічної сталі.

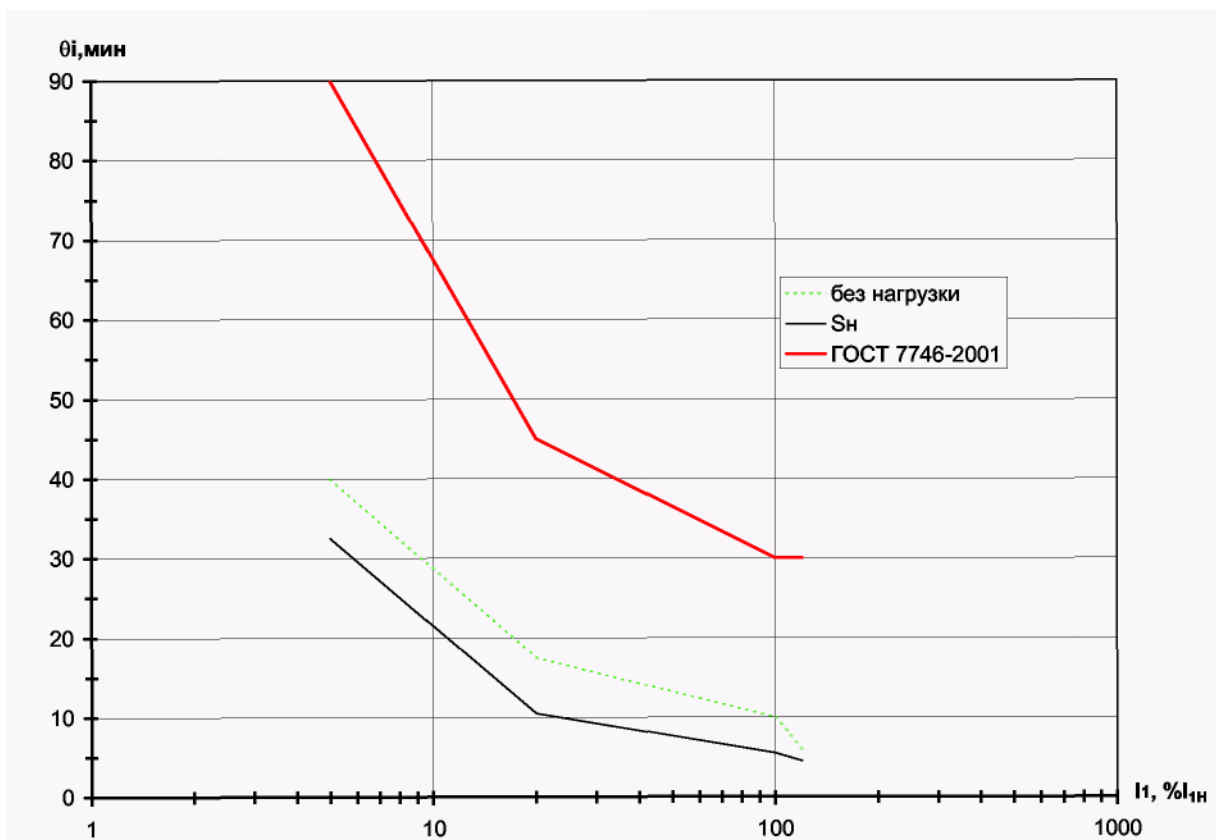


Рис. 3.6 Кутові погрішності ТС ТПОЛ-10- 300/5 класу точності 0,5.

Для випадку активно-індуктивного навантаження зменшення кута на вторинній стороні ВТ призводить до того, що активна електроенергія при малих первинних струмах вимірюється з позитивною погрішністю, а реактивна - з негативною і відповідно до завищення $\cos\varphi_i$ контрольованого приєднання [27].

При зменшенні $\cos\varphi_i$ контрольованого приєднання вплив кутових погрішностей ВТ стає визначальним чинником, і позитивна погрішність трансформаторної схеми підключення лічильника $\delta\epsilon$ для активної електроенергії у декілька разів перевищує негативну погрішність напруги ТН δu і струмову погрішність ТС δi .

Таким чином, кутові погрішності ВТ призводять до того, що погрішність ВК залежить не тільки від чинників, що безпосередньо впливають на метрологічні характеристики ВТ, але і від характеру навантаження і коефіцієнта потужності контрольованого приєднання.

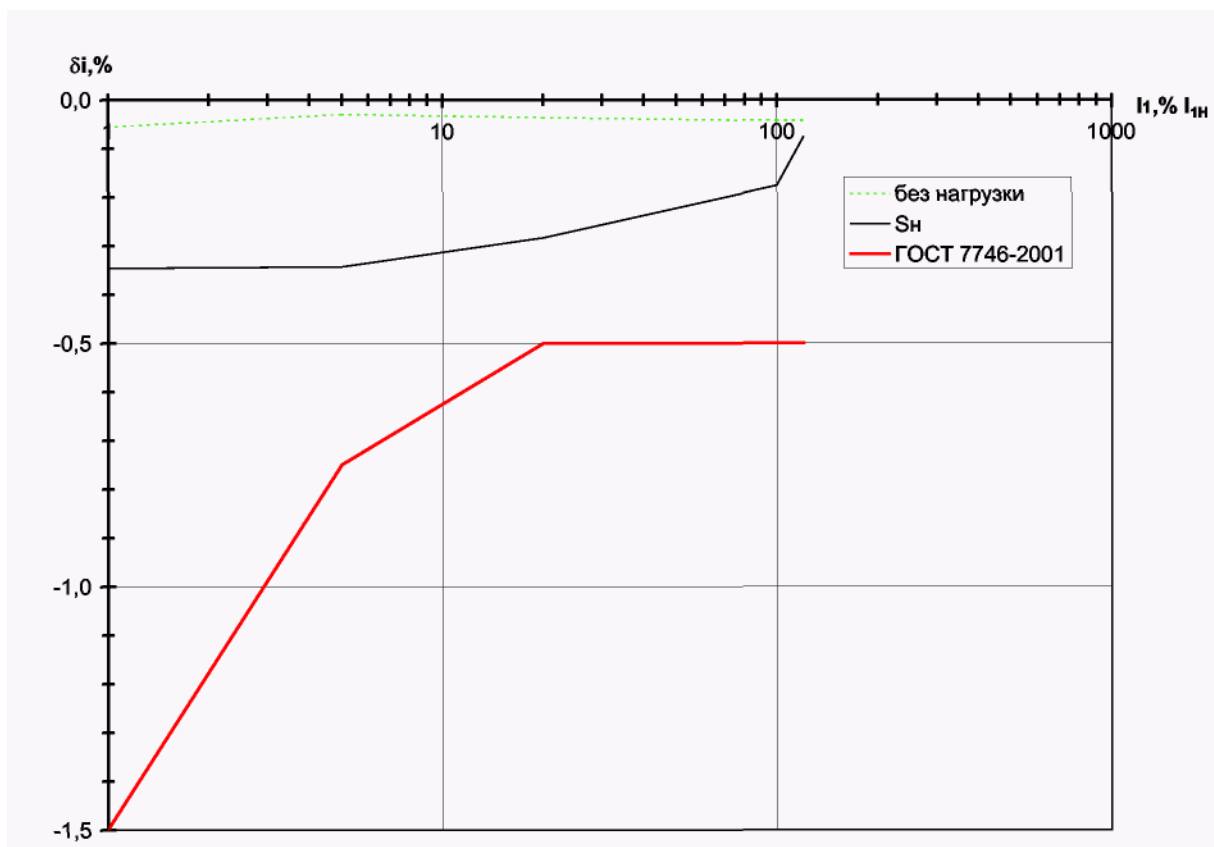


Рис. 3.7 Струмові погрішності ТС ТПОЛ-10- 300/5 класу точності 0,5S.

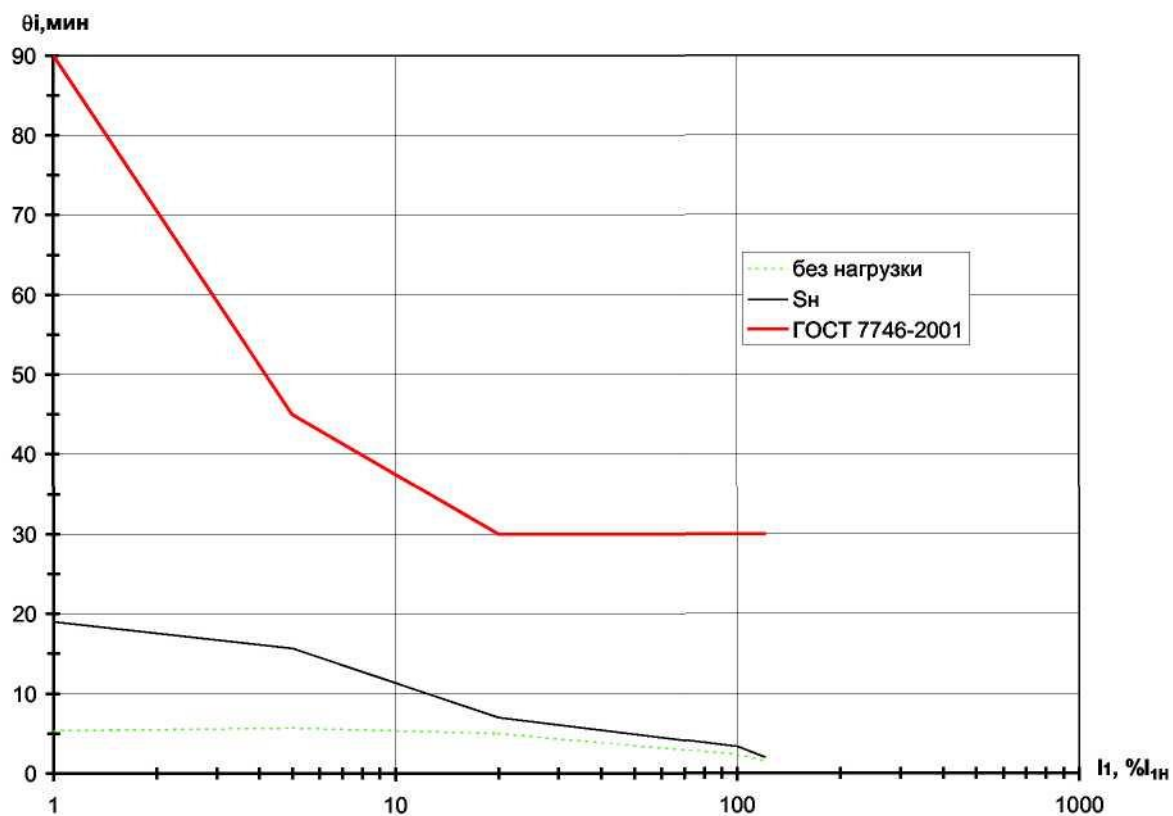


Рис. 3.8 Кутові погрішності ТС ТПОЛ-10- 300/5 класу точності 0,5S.

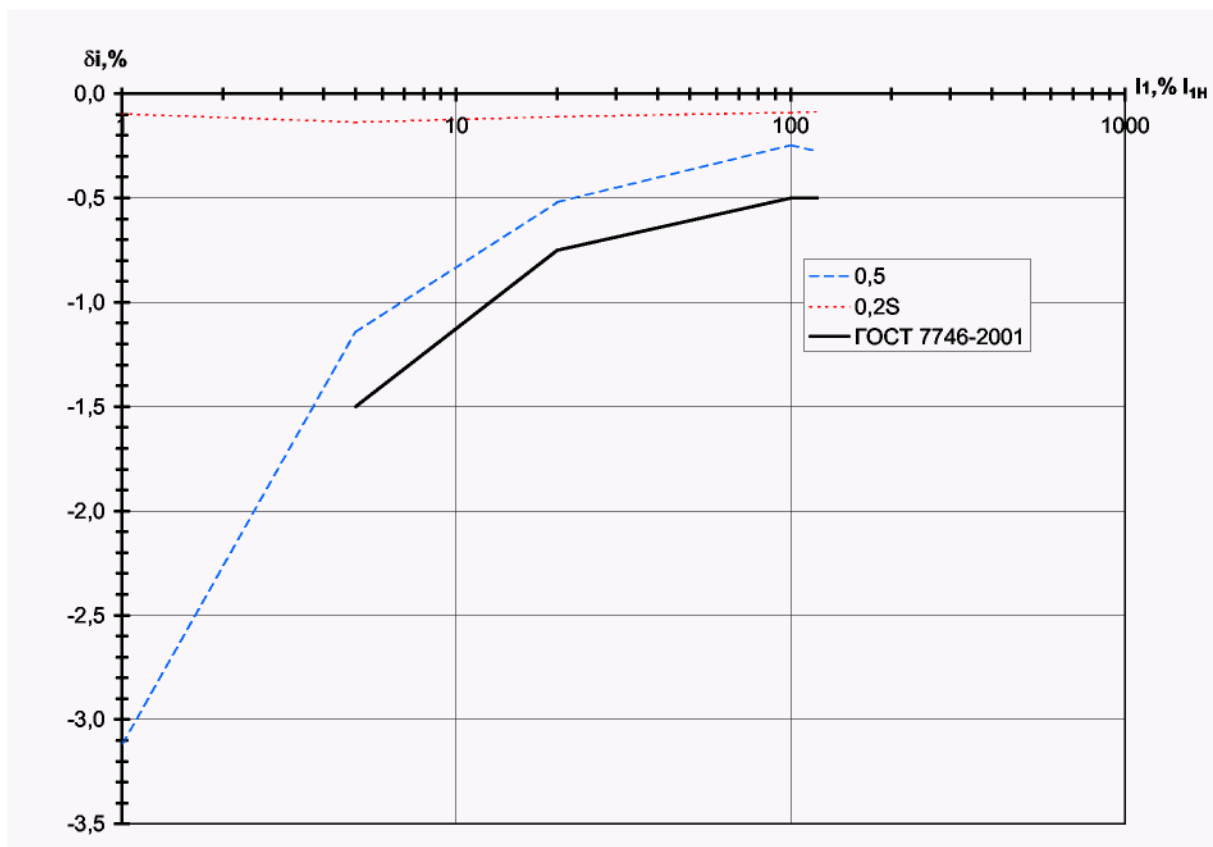


Рис. 3.9 Струмові погрішності ТС ТПОЛ-10- 300/5 класів точності 0,5 і 0,2S.

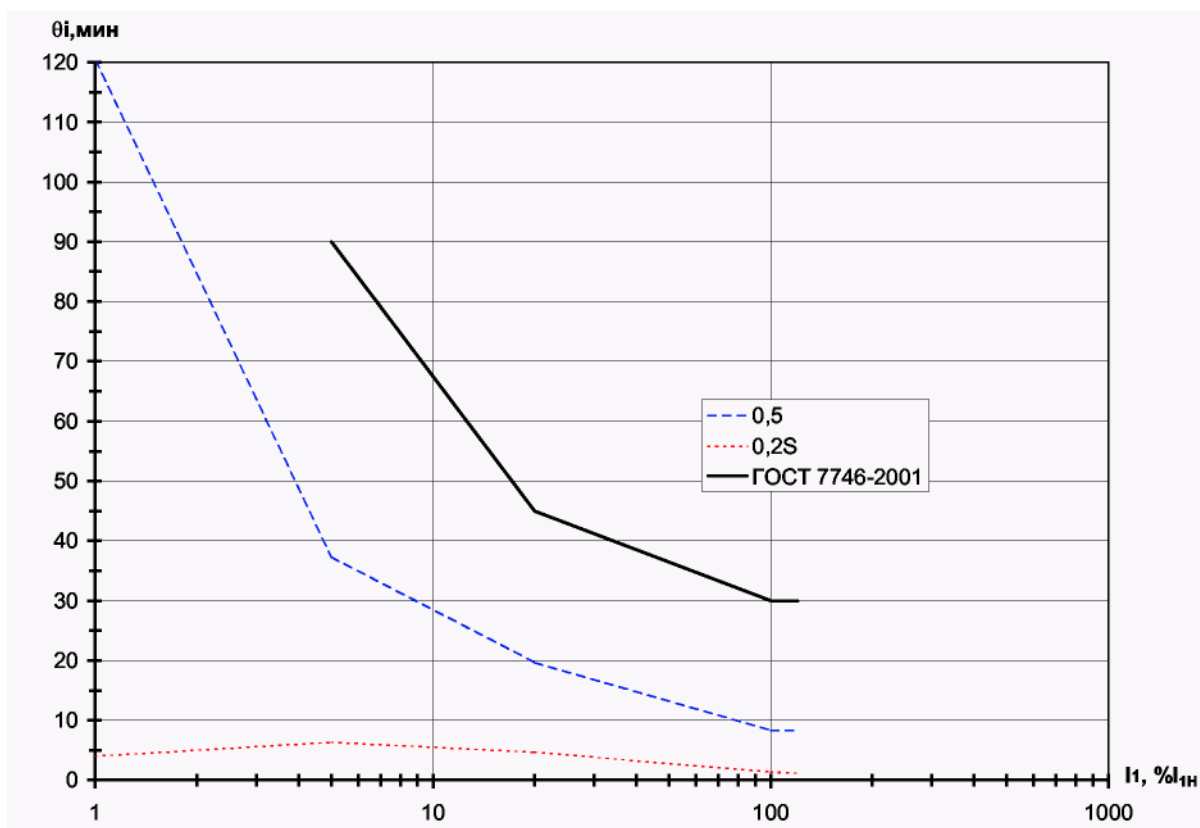


Рис. 3.10 Кутові погрішності ТС ТПОЛ-10- 300/5 класів точності 0,5 і 0,2S.

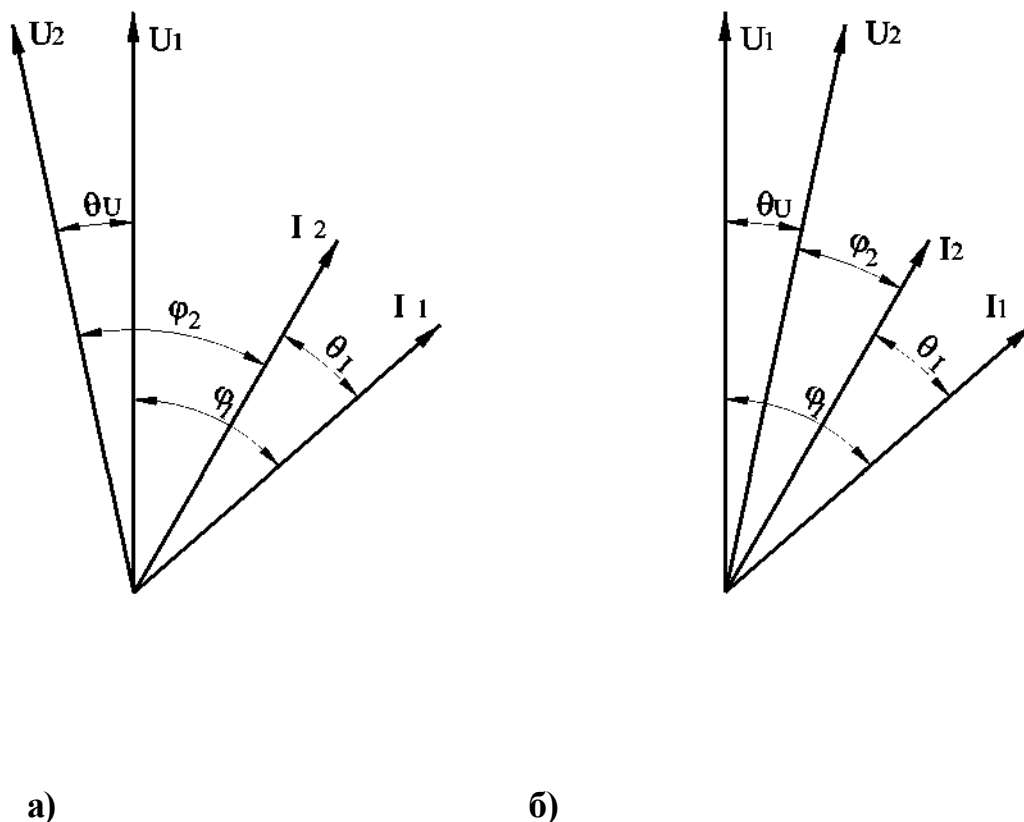


Рис. 3.11 Векторна діаграма струмів і напруги при активно-індуктивному навантаженні приєднання: а - погрішності ТС і ТН позитивні; б - погрішність ТС позитивна, погрішність ТН- негативна.

Нижче показаний вплив залишкового намагнічення після протікання струмів КЗ, яке може приводити до значного збільшення погрішностей ТС і виходу з класу точності.

ТС класів точності 0,5S і 0,2S із-за характеристик матеріалу магнітопровода практично не схильні до впливу струмів КЗ.

На даний момент заводах виготівниках серійно випускаються ТС класів напруги від 0,66 до 35 кВ класів точності 0,2S і 0,5S. При використанні спеціальних сплавів виявилося можливим отримати ТС класів точності 0,2S і 0,5S, не збільшуючи габаритні розміри і масу ТС.

Проте ТС класів точності 0,5S і 0,2S вимагають строгого дотримання вимог стандартів по потужності вторинного навантаження.

У зв'язку з широким впровадженням систем комерційного обліку була проведена наступна модернізація ТС класу напруги 10-35 кВ:

- Введено пломбування виводів вимірювальних обмоток ТС захисною кришкою, що оберігає від несанкціонованого доступу;
- Освоєно серійне виробництво ТС з трьома і чотирма вторинними бмотками, з яких одна обмотка призначена для комерційного обліку має клас точності 0,5S або 0,2S; решта обмоток призначена для технічного обліку або релейного захисту;
- ТС класів точності 0,5S і 0,2S випускаються залежно від вимог замовника з потужністю вимірювальних обмоток від 1 до 30 В-А.

3.2 Аналіз впливу струмів короткого замикання на погрішності трансформаторів струму

Активне впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в Україні супроводжується безліччю питань про точність цього обліку, на яке впливає велике число найрізноманітніших чинників. Вимірювальні трансформатори струму (ТС) в процесі експлуатації піддаються дії численних зовнішніх чинників, які роблять вплив на їх метрологічні характеристики. Одним з таких чинників є струми короткого замикання. При короткому замиканні струм, що протікає через ТС, характеризується наступними особливостями:

- велика кратність струму, що протікає через первинну обмотку. Струм короткого замикання може перевищувати номінальний первинний струм в сотні разів;
- наявність аперіодичної складової в кривій струму;
- при відключенні струму короткого замикання струм, що протікає через ТС, відключається не у момент переходу струму через нуль.

Всі ці особливості можуть привести до насичення магнітопровода ТС аж до максимальної індукції насичення. Після ліквідації короткого замикання, при роботі в мережі змінного струму магнітопровід ТС через деякий час

розмагнітяться і погрішності відновляться. Час розмагнічування залежить як від зовнішніх чинників – значення первинного струму, потужності вторинного навантаження, так і від конструктивних особливостей ТС – матеріалу магнітопровода, числа первинних витків і ін.

Дослідження проводилися на ТС типу ТОП-0,66-100/5 класу напруги 0,66 кВ і ТПОЛ-10-300/5 класу напруги 10 кВ. ТС класу точності 0,5 мають магнітопроводи з електротехнічної сталі, а класу точності 0,2S – магнітопроводи з аморфного сплаву. Випробовувалося по п'ять ТС класу точності 0,5 і по троє ТС класу точності 0,2S кожного типу для випадку максимально можливого насичення магнітопровода. Дослідження впливу залишкового намагнічування після протікання струмів КЗ проводилося по наступній методиці:

1. Магнітопровід ТС розмагнічувався згідно [5], і визначалися струмові і кутові погрішності ТС в діапазоні первинного струму від 0,5 до 120% номінального первинного струму при номінальній потужності вторинного навантаження з $\cos j = 0,8$.

2. Від джерела постійного струму через вторинну обмотку ТС, при розімкненій первинній обмотці, подавався постійний струм, відповідний максимальній індукції насичення. Потім струм відключався вимикачем і магнітопровід ТС залишався в насиченому стані.

3. Визначалися струмові і кутові погрішності ТС з намагніченим магнітопроводом по методиці [5].

4. Магнітопровід знову насичувався. На установці для визначення погрішностей ТС встановлювався первинний струм, рівний 120% номінального первинного струму, і визначався час, при якому погрішності намагніченого ТС відновляться до погрішностей розмагніченого ТС.

Час розмагнічування визначався також при струмі 100, 50, 20 і 5% номінального первинного струму. Якщо час відновлення погрішностей перевищував 8 ч, то експерименти припинялися.

Результати випробовувань. На малюнках 3.12.–3.13. приведені графіки залежності струмової і кутової погрішності від первинного струму (математичне

очікування) для вищезазначених ТС класу точності 0,5. Після аналізу цих графіків видно, що при намагнічуванні ТОП-0,66 струмова погрішність стає більш негативною і виходить з меж похибки, що припускається стандартом [5], для класу точності 0,5. При намагнічуванні ТПОЛ-10 струмова і кутова погрішності виходять з меж похибок, що припускаються стандартом [5], для класу точності 0,5. Дослідження показали, що залишкове намагнічування надає значний вплив на погрішності ТС з магнітопроводом з електротехнічної сталі. Погрішності всіх випробуваних ТС в стані намагнічування не відповідають класу точності 0,5. Найбільший вплив намагнічування робить на погрішності ТС в області малих первинних струмів (менше 20% номінального). При роботі ТС при первинному струмі 100 і 120% номінального первинного струму і при номінальній потужності вторинного навантаження час розмагнічування складає приблизно 1 хвилину для ТС ТОП -0,66 і 30 хвилин для ТПОЛ-10. При первинному струмі 50% номінального первинного струму струмова погрішність протягом зразкового 10 секунд різко зменшується, після чого процес сповільнюється і надалі погрішність в часі міняється поволі і доходить до первинної за 30 хвилин для ТОП-0,66 і 3 години для ТПОЛ-10. При струмах 20 і 5% номінального первинного струму розмагнічування практично не відбувається і погрішності не відновлюються за час більше 8 годин.

Методи розмагнічування. Для розмагнічування магнітопровода ТС за стандартом [5] застосовуються три основні методи:

1. Вторинну обмотку замикають на резистор потужністю 250 Вт і опором 10 Ом і пропускають через первинну обмотку номінальний струм (рис 3.16), який потім плавно зменшують до значення не більше 2% номінального.
2. Через первинну обмотку при розімкненій вторинній пропускають струм 10% номінального і плавно знижують до значення не більше 0,2% номінального.

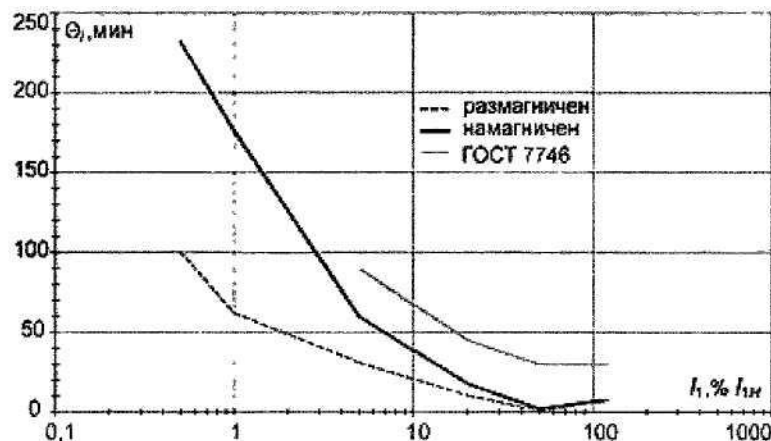


Рис 3.12 Залежність струмової похибки ТС ТСП-0,66-100/5 від первинного струму при намагнічуванні.

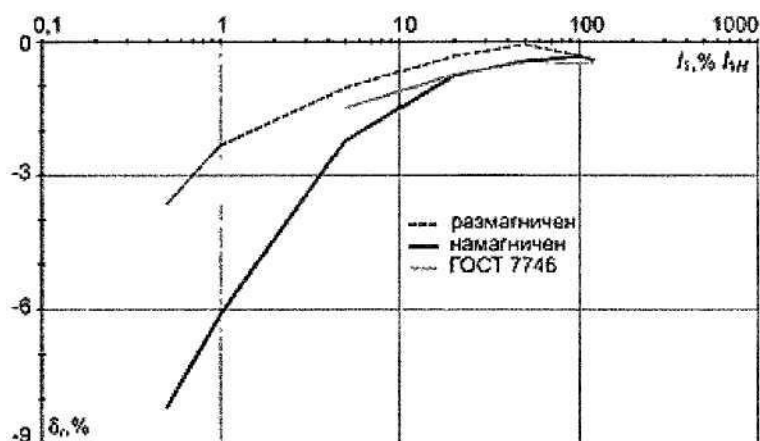


Рис. 3.13 Залежність кутової похибки ТС ТСП-0,66-100/5 від первинного струму при намагнічуванні.

3. Через вторинну обмотку при розімкненій первинній пропускають струм 10% номінального і плавно знижують до значення не більше 0,2% номінального.

Всі ці методи не реалізуються при експлуатації ТС, оскільки або вимагають розмикання вторинної обмотки, що може привести до пошкодження ТС, або не забезпечують розмагнічування, оскільки первинний струм, як правило,

не досягає номінального. Третій метод взагалі вимагає відключення ТС і застосування додаткового джерела живлення.

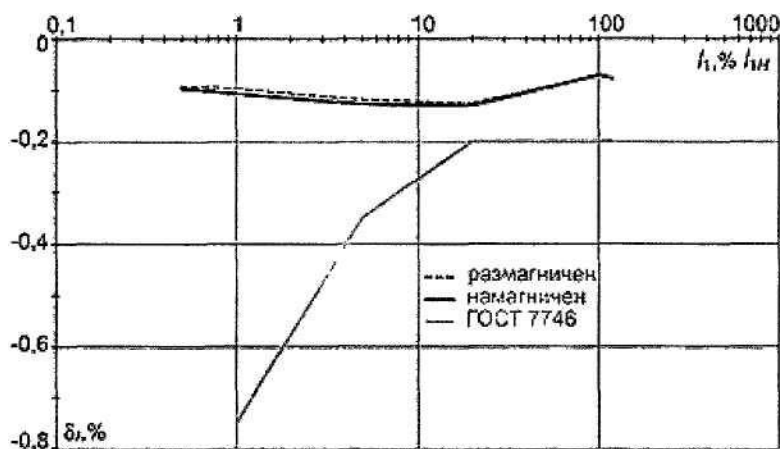


Рис 3.14 Залежність струмової похибки ТС ТОВ-0,66-100/5-0,2S від первинного струму при намагнічуванні.

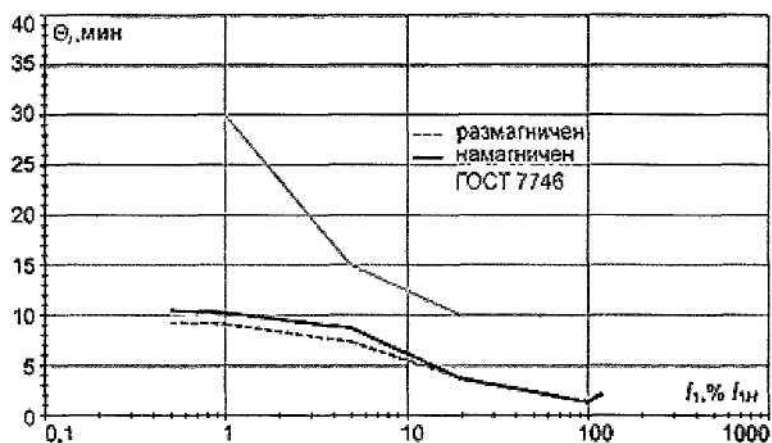


Рис. 3.15 Залежність кутової похибки ТС ТОВ-0,66-100/5-0,2S від первинного струму намагнічування.

Стає очевидно, що для виключення впливу намагнічування після протікання струмів короткого замикання необхідно застосовувати ТС класів точності 0,5S і 0,2S з магнітопроводами з аморфних або нанокристалічних сплавів. На малюнках 5–8 приведені графіки залежності струмової і кутової погрішності від первинного

струму (математичне очікування) для вищезазначених ТС класу точності 0,2S з магнітопроводами з аморфного сплаву.

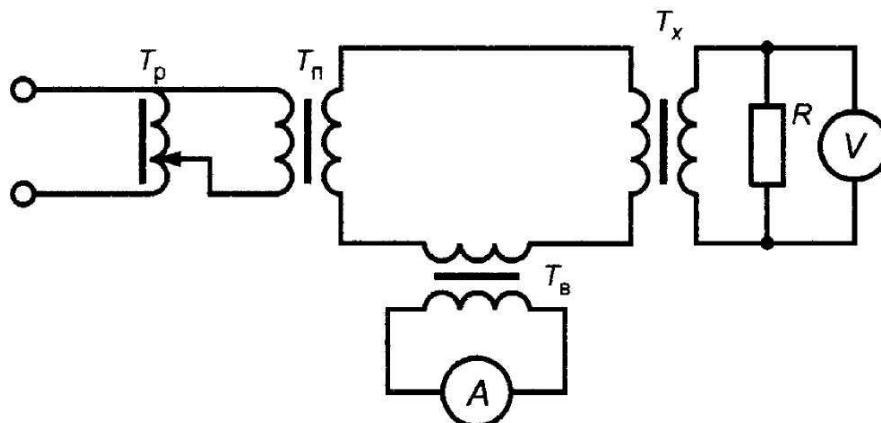


Рис. 3.16 Приклад схеми розмагнічування трансформатора струму.

T_p — регулюючий пристрій (автотрансформатор);

T_n — знижувальний силовий трансформатор; T_x — трансформатор струму, що повіряється;

T_v — допоміжний трансформатор струму; R — резистор.

На графіках лінією показані межі похибки, що припускається, за стандартом [5] для класу точності 0,2S. З малюнків видно, що на погрішності ТС класу точності 0,2S залишкове намагнічування практично не впливає.

3.3 Аналіз стійкості роботи трансформаторів напруги 6–35 кВ

Для підвищення стійкості роботи до резонансних явищ розроблена велика кількість варіантів трансформаторів напруги (ТН), в якій застосовуються різні способи підвищення надійності роботи ТН, нерідко в збиток вимірюванням — основній функції ТН. «Призначення ТН — метрологічне забезпечення електричних мереж, а не вплив на процеси в них», мовиться в [14]. Згідно стандарту [5], ТН призначені для того, щоб передавати сигнал «вимірювальної інформації приладам вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації і управління». ТН в мережах 6–35 кВ виконують два основні завдання:

1. використовуються в системах технічного і комерційного обліку електроенергії;
2. передають сигнал пристроям релейного захисту про виникнення аварійних режимів, зокрема для контролю ізоляції мережі в мережах 6–35 кВ.
3. ТН можуть бути призначені як для вирішення одного з цих завдань, так і для вирішення обох завдань.

Різновиди ТН. У мережах класів напруги 6–35 кВ застосовуються ТН в основному трьох типів:

1. однофазні трансформатори, що не заземляються;
2. однофазні трансформатори, що заземляються;
3. трифазні трансформатори.

Трансформатори напруги, що не заземляються, включаються на лінійну напругу і тому застосовуються тільки для обліку електроенергії. Що заземляються однофазні ТН, як правило, мають додаткову вторинну обмотку, вживану для контролю ізоляції мережі. Трифазні ТН також можуть мати додаткову вторинну обмотку для контролю ізоляції мережі.

Метрологія. Метрологічні характеристики ТН для вимірювань встановлюються згідно [5] для первинної напруги в діапазоні від 80 до 120% номінальної первинної напруги. Перевірка ТН при випуску з виробництва проводиться згідно методики [18] в діапазоні від 80 до 120% номінальної первинної напруги, проте в експлуатації нерідко ТН працюють при напрузі, що виходить з діапазону ДЕСТу 1983-2001. У мережах класів напруги 3–35 кВ найбільш поширеним випадком аварійного режиму є однофазні дугові замикання (ОДЗ). При виникненні ОДЗ в мережі з ізольованою нейтраллю напруга на непошкоджених фазах підвищується з фазного до лінійного і ТН працюють практично при подвійній номінальній напрузі. Згідно [5] ТН повинен витримати режим роботи при 1,9 номінальної напруги протягом 8 годин.

На рис. 3.17. і 3.18. приведені графіки погрішностей ТН ЗНОЛ.06 класу напруги 10 кВ в діапазоні первинної напруги від 5 до 190% номінальної первинної напруги. З графіків видно, що погрішності що заземляються однофазних ТН в

діапазоні від 5 до 190% номінальної первинної напруги не виходять з класу точності.

Схеми підключення. Згідно стандарту [5] є два основні варіанти схем підключення ТН:

1. два ТН, що не заземляються, включених в неповний трикутник;
2. схеми, що мають зв'язок нейтралі ТН із землею.

Перший варіант забезпечує достовірний облік тільки в симетричних режимах. Гідністю схеми є те, що ТН не схильні до резонансних явищ. Схеми по другому варіанту можуть забезпечувати достовірний облік в несиметричних режимах, але из-за зв'язки із землею схильні до резонансних явищ. Тому для комерційного обліку електроенергії рекомендується застосування схеми з використанням трьох що не заземляються однофазних ТН, три ТС і трьохелементного лічильника електроенергії.

Обмотки ТН по високій стороні з'єднуються в трикутник, так само як і низьковольтні обмотки. Ця схема володіє поряд переваг:

1. трикутник напруги на вторинній стороні ТН подібний до трикутника напруги в мережі у всіх режимах;
2. при ОДЗ лічильники і ТН працюють в нормованих діапазонах напруги;
3. підвищується надійність обліку електроенергії, оскільки ТН практично не схильні до резонансних явищ;
4. несиметрія напруги не позначається на точності обліку.

Ця схема призначена тільки для обліку електроенергії.

Надійність ТН. Основною причиною виходу з ладу ТН є те, що при резонансних явищах через обмотку ТН починають протікати струми, що допускаються, що набагато перевищують.

Спеціальним пристроєм імітувалося дугове замикання фази на землю, і перевірявся нагрів обмоток ТН при різних номіналах резисторів R_n .

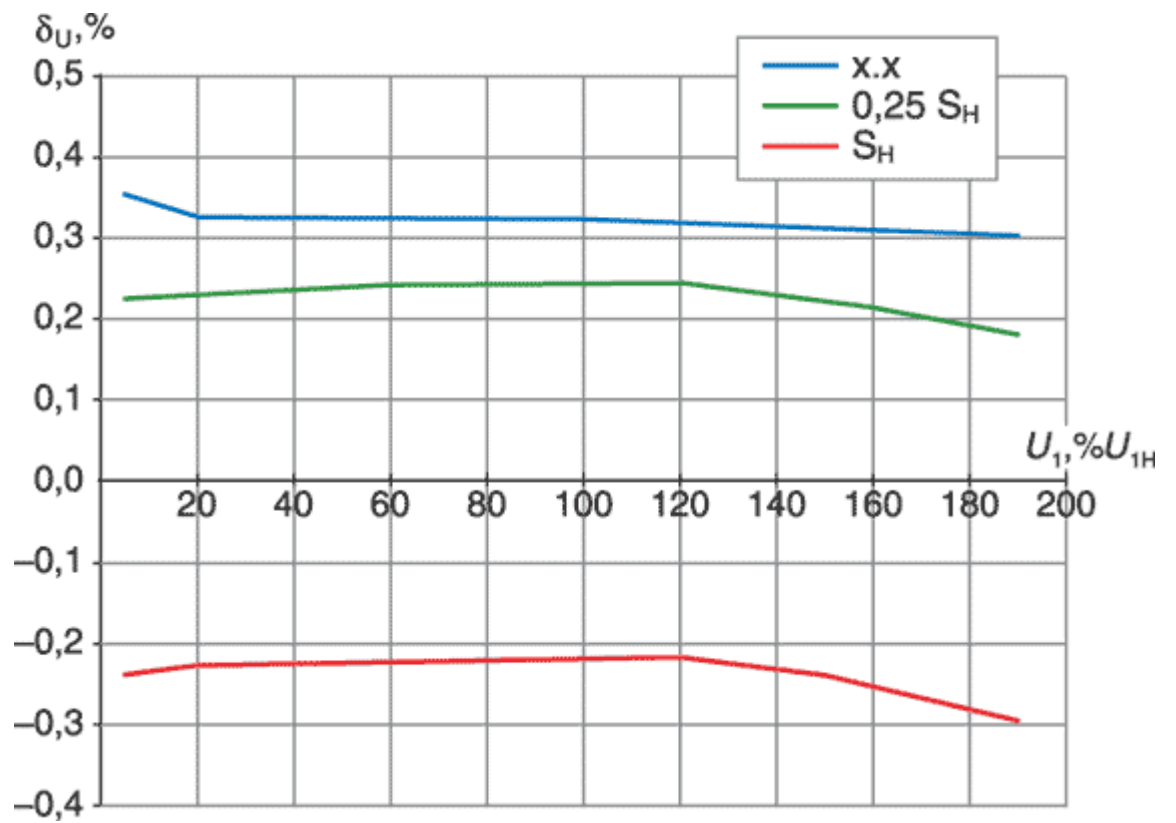


Рис .3.17 Залежність погрішності напруги ТН ЗНОЛ.06 від первинної напруги.

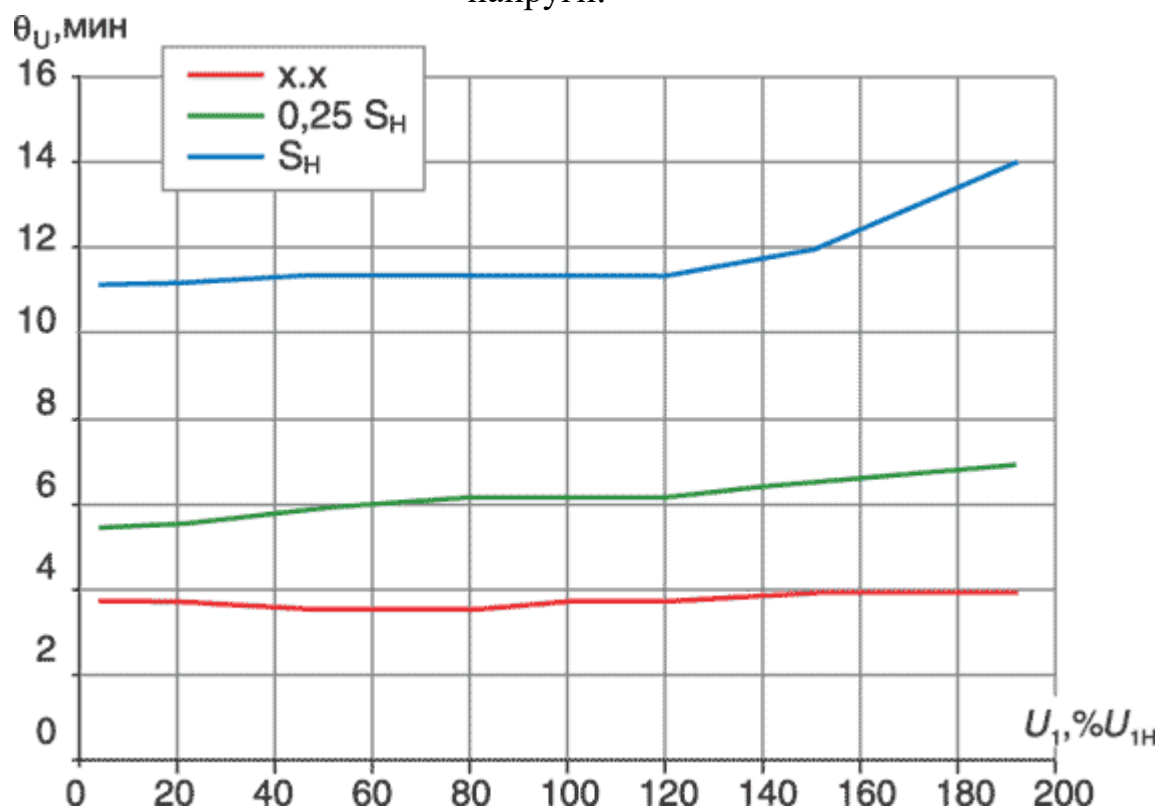


Рис. 3.18 Залежність кутової погрішності ТН ЗНОЛ.06 від первинної напруги.

За наслідками випробувань виявилось, що найменший нагрів обмоток ТН відбувається при певному опорі резистора в нейтралі, причому при більшому і при меншому номіналі резистора нагрів різко зростає.

Було рекомендовано включення в ланцюг заземлення високовольної обмотки ТН резистора опором 1000 Ом для ТН типу ЗНОЛ.06 класу 6 кВ, 800 Ом для ТН класу 10 кВ.

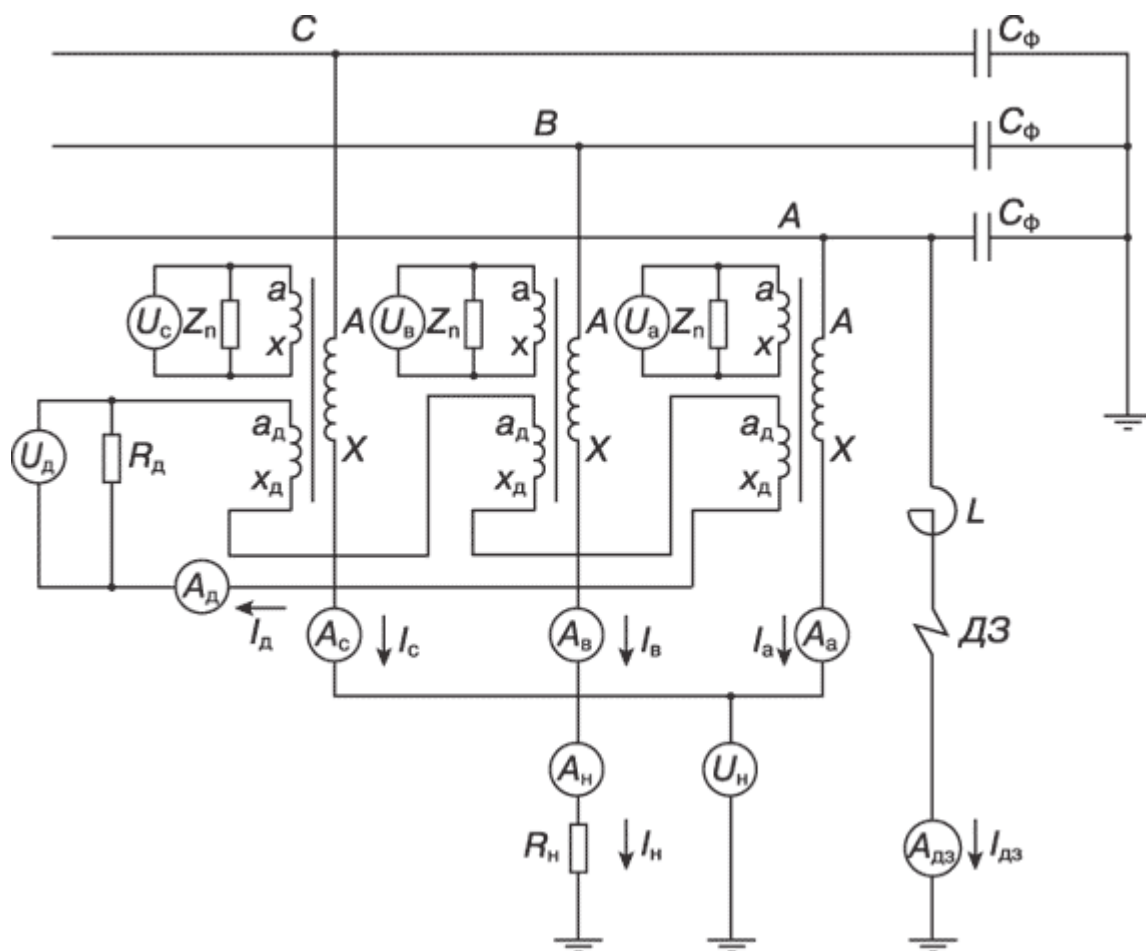


Рис. 3.19 Схема випробувань на перемежающую дугу.

C_ϕ – конденсатор місткістю 0,8 мкФ, що імітує місткість лінії; L – котушка індуктивністю 80 мГн, що імітує індуктивність лінії; R_d – опір 25 Ом, включене в ланцюг неповного трикутника додаткових обмоток ТН; R_n – додатковий опір, підбирається за наслідками нагріву трансформаторів; Z_n – опір навантаження основної обмотки ТН; ДЗ – пристрій для комутації перемежающей дуги; A і U – вимірювальні прилади.

Наступним етапом підвищення надійності ТН з'явилася розробка ТН з вбудованими запобіжними пристроями.

При ОДЗ через високовольтну обмотку ТН протікають імпульси струму з частотою запалення дуги, що приводять до перегріву обмоток і виходу ТН з ладу на декілька годинників. Запобіжники традиційної конструкції не забезпечують захисту трансформаторів від руйнування при протіканні струму при резонансних процесах, оскільки не встигають спрацювати [14, 15].

Розроблений запобіжний пристрій розрахований так, що при короткому замиканні на висновках вторинної обмотки повинно спрацювати менш ніж за 1 с, а при роботі при напрузі 1,9 номінального і максимальній потужності вторинного навантаження не повинно спрацювати. Воно дозволило налагодити випуск як ТН, що заземлялися, на 6 і 10 кВ, так і ТН, що не заземляються. Після початку виробництва трифазних груп кількість пошкоджених ТН в їх складі складає 0,4%, а ТН із запобіжним пристроєм – менше 0,1%, причому, як правило, з ладу виходить один з ТН, а решта ТН у складі групи придатні до експлуатації.

3.4 Особливості перевірки АСКОЕ

Як відомо, автоматизовані інформаційно-вимірювальні системи комерційного обліку електричної енергії і потужності (АСКОЕ), як правило, мають ієрархічну структуру. На низькому рівні розташовуються інформаційно-вимірювальні комплекси точок обліку (ІВКТО), обов'язковим компонентом яких є лічильник електроенергії. Для розширення діапазону вимірювань до складу ІВК можуть включатися вимірювальні трансформатори струму і напруги. Більш високі рівні АСКОЕ утворюються пристроями збору і передачі даних (ПЗПД), які об'єднують окремі ІВКТО в групи обліку і передають результати вимірювань на вищі рівні АСКОЕ. На самому верхньому рівні АСКОЕ розташований інформаційно-обчислювальний комплекс, забезпечуючий збір результатів вимірювань від всіх ІВКТО системи, обробку і довготривале зберігання цих результатів. Звичайно на цьому ж рівні розташовані технічні засоби, що

забезпечують синхронізацію годинника реального часу окремих компонентів АСКОЕ з системою єдиного часу. Комерційний облік є сферою застосування засобів вимірювань, на яку, відповідно розповсюджується державний метрологічний контроль і нагляд (ДМКН). Це означає, що АСКОЕ піддаються обов'язковим випробуванням для мети затвердження типу, первинній перевірці при виготовленні і періодичній перевірці в процесі експлуатації.

Підхід, що склався, через особливості використання і побудови АСКОЕ, оцінити межі погрішностей вимірювальних каналів і всієї системи в цілому в рамках випробувань для мети затвердження типу можливо тільки шляхом композиції погрішностей компонентів системи з урахуванням реальних умов їх експлуатації. При цьому під умовами застосування компонентів вимірювального каналу, окрім кліматичних умов, слід розуміти:

- значення навантажень вторинних ланцюгів для масштабних перетворювачів – трансформаторів струму (ТС) і трансформаторів напруги (ТН);
- значення втрат напруги в лініях приєднання до лічильників електричної енергії для ТН;
- значення напруженості магнітного поля в місцях установки лічильників електричної енергії;
- власні характеристики об'єкту вимірювання – частота і напруга мережі, в якій відбувається вимірювання потужності і енергії.

Визначення меж погрішностей вимірювальних каналів при перевірці АСКОЕ також можливо тільки поелементним методом. При цьому, на відміну від випробувань, для підтвердження значення сумарної межі погрішності вимірювання електроенергії вимірювальним каналом немає необхідності в обліку залежності погрішності компонентів і всього вимірювального каналу АСКОЕ від впливаючих величин (умов застосування). При перевірці достатньо переконатися, що значення всіх впливаючих величин в реальних умовах експлуатації не виходять за межі, визначені для цих величин при випробуваннях для мети затвердження типу. Перевірка цих умов при проведенні перевірки повинна бути обов'язковою.

Проте, як показує досвід, при розробці методик перевірки АСКОЕ операції перевірки умов експлуатації вимірювальних компонентів каналів АС часто ігноруються. Методика перевірки АСКОЕ, як правило зводиться до перевірки наявності діючих свідоцтв про повірку на трансформатори струму, напруги і лічильники. Інструментальній перевірці піддаються в основному зв'язуючі і допоміжні компоненти системи.

Аналіз впливу умов експлуатації. З діаграми (рис.3.20), яка ілюструє внесок кожної складової в сумарну межу погрішності вимірювального каналу, видно, що в області малих струмів основний внесок в сумарну межу погрішності вимірювального каналу вносить складова за рахунок трансформаторної схеми включення лічильників електричної енергії. Цей внесок може досягати 90%. Межі амплітудної погрішності ТС і ТН, межі основної і додаткових погрішностей лічильника електричної енергії можуть вносити до 10% кожна. Незначну частку вносять складові, викликані втратами напруги в лінії приєднання лічильника до ТН і передачею даних з лічильників в ПЗПД.

Навантаження вторинних ланцюгів ТС і ТН, втрати напруги в лініях приєднання лічильника до ТН в рамках перевірки майже ні в одній з методик перевірки АСКОЕ не перевіряються. Слід підкреслити той факт, що перевірки значень навантаження вторинних ланцюгів ТС і ТН і втрат напруги в лініях приєднання лічильника до ТН проводяться в рамках ревізій вторинних ланцюгів ТС і ТН, які проводять спеціалізовані організації. Проте помічені в результаті ревізії недоліки часто залишаються не усуненими. В результаті стає можливою експлуатація технічних засобів АСКОЕ за межами допустимих умов і відповідно вихід сумарної погрішності за допустиму межу.

На рис. 3.21. приведена діаграма порушення вимог експлуатації систем АСКОЕ. З неї видно, що в 10–20% випадків навантаження вторинних ланцюгів ТС і ТН виявляються зовні допустимих меж. При цьому навантаження в більшості випадків знаходиться нижче за допустиме значення, рівне 25% номінальній потужності навантаження. Важливо помітити, що зниження навантаження вторинного ланцюга нижче за допустиме значення приводить до позитивних

значень погрішності і викликає переплату за електричну енергію з боку споживача.

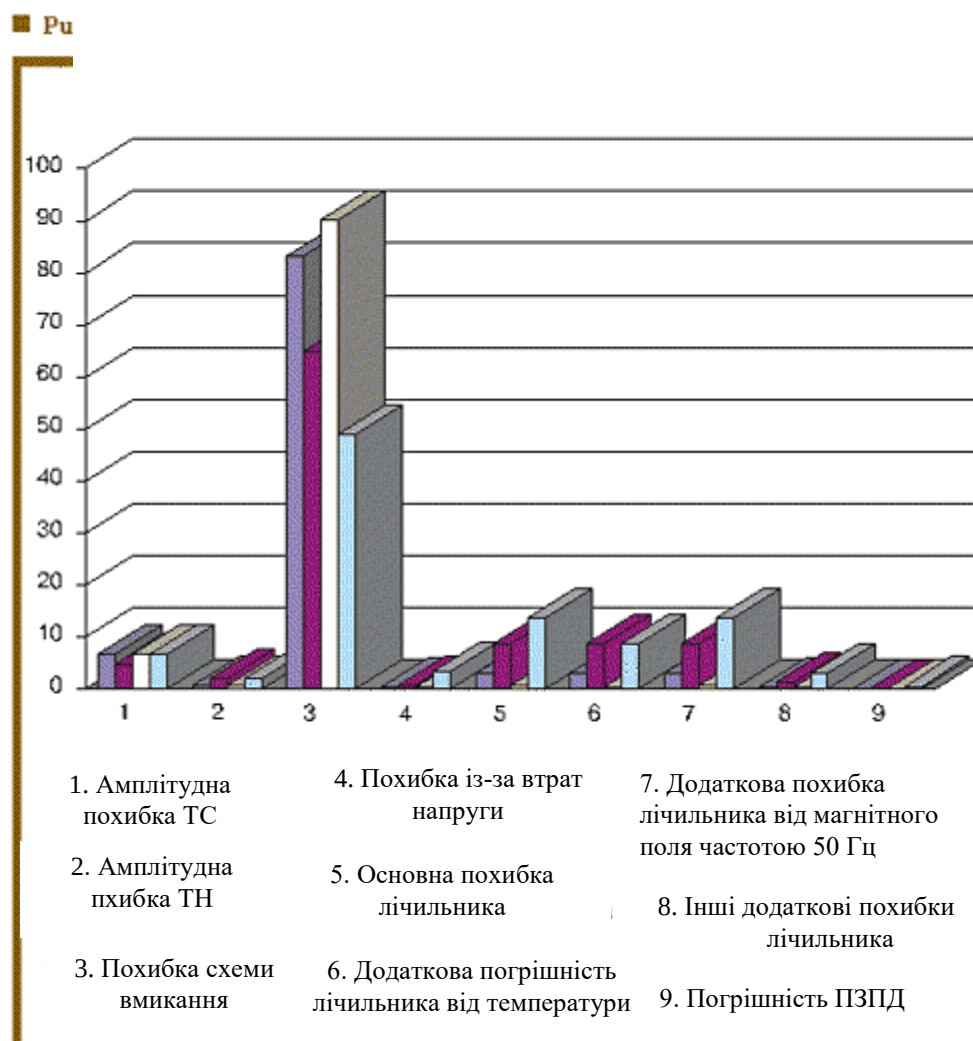


Рис. 3.20 Вклад складових в сумарну похибку вимірювального каналу.

Це приводить до зростання сумарної погрішності вимірювального каналу, хоча зростання це і передбачене, оскільки межі допустимої додаткової погрішності від температури нормовані для всього робочого діапазону температур (більш широкого, ніж передбачений ПУЕ) лічильників електричної енергії. А зростання сумарної погрішності вимірюючого каналу призводить, як уже вказувалось раніше, до недообліку електричної енергії як енергопостачальної організації так і споживачів електроенергії.

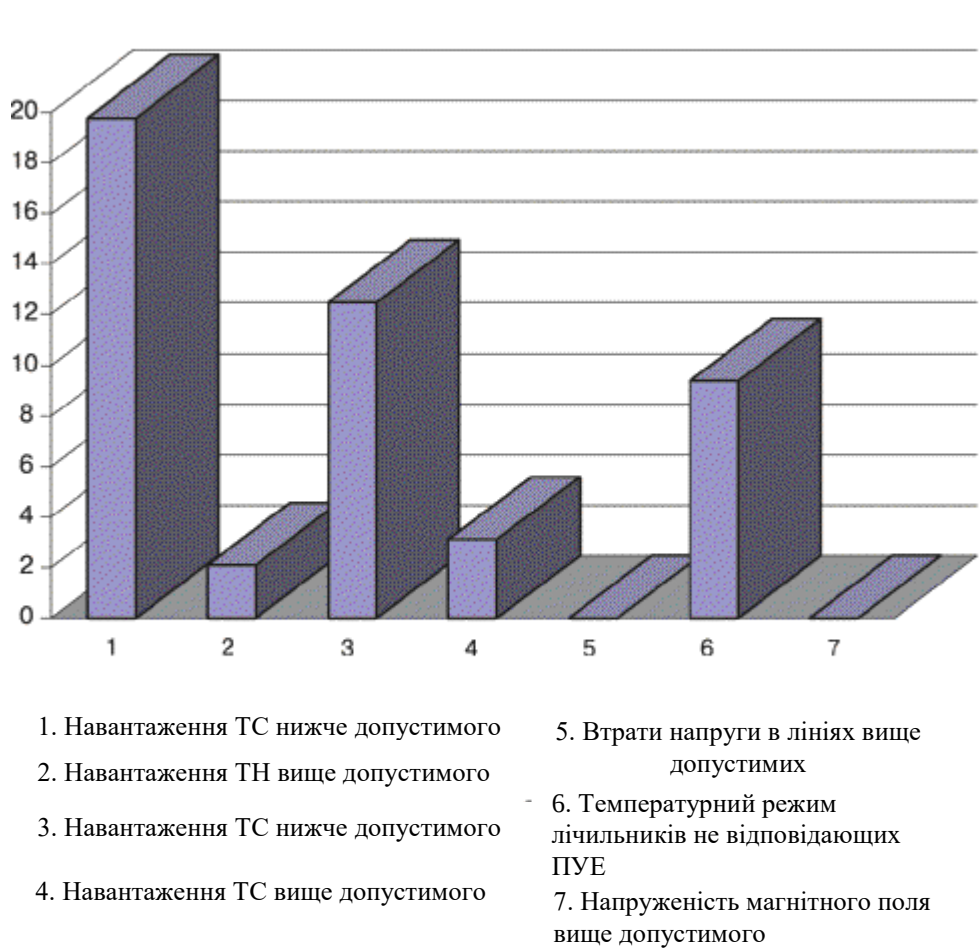


Рис. 3.21 Випадки порушення умов експлуатації систем АСКОЕ.

Висновки по розділу

1. Великі погрішності вимірювань електроенергії і потужності приводять до нераціонального використання пропускної спроможності ліній електропередач, резервів потужності на електростанціях, утрудняють контроль режимів роботи мереж і приводять до фінансових втрат як виробників і постачальників, так і споживачів електроенергії;

2. Перевищення потужності вторинного навантаження ТС приводить до значного погіршення метрологічних характеристик ТС аж до того, що погрішності класу точності 0,5 можуть відповідати класу точності 1,0;

3. Якщо навантаження має активно-індуктивний характер, то зменшення кута на вторинній стороні ВТ призводить до того, що активна електроенергія при малих первинних струмах вимірюється з позитивною погрішністю, а реактивна - з негативною і відповідно до завищення $\cos\varphi_i$ контрольованого приєднання;

4. Залишкове намагнічення магнітопровода, що виникає після протікання струмів КЗ, може приводити до значного збільшення погрішностей ТС і виходу з класу точності.

5. При однофазних дугових замиканнях ТН працюють поза діапазоном первинної напруги, для якої за стандартом встановлюються метрологічні характеристики. Оскільки виникає несиметрія магнітного потоку, трифазний трансформатор також вносить великі погрішності до системи вимірювань електроенергії.

РОЗДІЛ 4. МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ПОХИБОК СИСТЕМИ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

4.1 Розрахунок похибки вимірювального комплексу обліку електроенергії

Для вимірювального комплексу обліку електроенергії, щоскладається з вимірювальних трансформаторів струму (ТС), напруги (ТН) і лічильника. Межі припустимих погрішностей такого комплексу визначають по формулі:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_L^2 + \delta_C^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\phi\Sigma}^2} \quad (4.1)$$

де δ_I , δ_U , δ_C відносні погрішності ТС, ТН, і лічильника; δ_L – втрата напруги у вторинному ланцюзі ТН; δ_θ — відносна погрішність виділення з обмірюваного значення повного струму його активної складової, обумовлена кутовими погрішностями ТС і ТН; $\delta_{\phi\Sigma}$ — сумарна додаткова погрішність, викликана факторами, що впливають (відхиленнями напруги, частоти, температури навколишнього повітря, магнітного поля й т.п. від нормальних значень, при яких гарантується знаходження, погрішності усередині діапазону, що відповідає класу точності): 1,1 - коефіцієнт, що враховує особливості метрологічної перевірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, що мають свої погрішності, і інші причини. Є зазначити чотири аспекти застосування формули (4.1):

1) по формулі визначають не фактичні, а припустимі погрішності, тому, що в якості δ_I , δ_U , δ_C використовують класи точності приладів, а вони визначають граничні значення погрішностей лише в зонах навантажень близьких до номінального;

2) запис δ у вигляді середньоквадратичного значення й знак $\pm$ говорять про те, що визначається значення випадкової (симетричної) погрішності при нульовій систематичній складовій;

3) по формулі визначають граничні значення діапазону припустимих погрішностей у той час, як у більшості практичних завдань необхідно визначити найбільш імовірні значення погрішностей обліку (очевидно, що ймовірність того, що в реальних системах погрішність буде на рівні максимальних значень мала);

4) застосування класів точності приладів у формулі (4.1) відбиває не факт реальної флуктуації погрішності конкретного приладу усередині діапазону відповідному класу точності, а факт незнання для розглянутого приладу конкретної погрішності усередині цього діапазону.

Погрішність будь-якого елемента комплексу має своє конкретне значення, що при стабільному навантаженні може незначно флуктувати біля свого рівня через вплив факторів $\delta_{\phi\Sigma}$. Клас приладу, наприклад 1,0, не означає, що погрішність конкретного екземпляра такого приладу флуктує у зоні $\pm 1,0\%$. Комплектуючі деталі, використовувані при виготовленні приладів, мають розкид параметрів, технологічний процес виробництва не може забезпечити ідеально однакових параметрів зборки всіх приладів, тому при перевірці на заводі – виготовлювачі кожного приладу засвідчує, що його погрішність попадає в припустимий діапазон, а не визначається її конкретне значення. Тому клас приладу означає що погрішності даного екземпляра приладу не виходить за межі $\pm 1,0\%$, але в якій крапці діапазону перебуває не відомо.

При зміні навантаження фактичне значення погрішності кожного приладу змінюється. Для ТС поле припустимих погрішностей відповідно до ДЕСТу 7746-89 має вигляд, відображений на рис. 2.1. розтрубом, що має крапки: $\pm 1,0$ в. о. при коефіцієнті завантаження по первинному ланцюзі $k_{3I} = 1,0$; $\pm 1,5$ в. о. - $k_{3I} = 0,2$ і $\pm 3,0$ в. о. при $k_{3I} = 0,05$. Під відносною одиницею розуміється клас точності ТС. Це означає, що фактична погрішність ТС при малих завантаженнях може бути в 1,5 - 3,0 рази більше класу точності. Дане поле відповідає класам 0,5 й 1,0. Для класу 0,2 відповідні крапки мають рівні 1,0; 1,75 й 3,75.

У реальних умовах завантаження первинних ланцюгів ТС набагато нижче номінальних по трьох причинах:

1) середнє навантаження завжди нижче максимальної, а погрішність виміру електроенергії - це погрішність, що відповідає середньому навантаженню;

2) споживання електроенергії підприємствами в цей час набагато менше, ніж було в той період, коли будувалися мережі й установлювалися ТС;

3) навіть у той період, коли будувалися мережі, ТС вибиралися із запасом по пропускній здатності з розрахунку росту навантажень у перспективі.

У результаті робота ТС у зоні $k_{3I} = 0,05 - 0,2$ більшості випадків типовою ситуацією. З погляду вимог до системи обліку ця ситуація не може вважатися припустимою (а формула (4.1) визначає саме припустимі, а не фактичні погрішності), однак при визначенні структури звітних втрат енергопостачальної організації важливо знати саме фактичні погрішності. Зокрема, при визначенні комерційних втрат (розкрадання й т.п.) необхідно враховувати фактичні погрішності систем обліку, тому що в протилежному випадку їхні підвищені погрішності будуть помилково розглядатися як розкрадання.

Наявність симетричного розтруба припустимих погрішностей ТС не означає, що фактичні погрішності рівномірно заповнюють припустиму зону.

Реальні характеристики ТС мають вигляд кривих, що падають до початку координат. У цьому випадку характеристики ТС, використовуваних на об'єкті, більш щільно будуть заповнювати верхню частину діапазону в зоні більших навантажень і нижню — у зоні малих навантажень, як показано пунктирними лініями на рис. 2.1.

Таблиця 4.1 залежність похибки ТС від його коефіцієнта завантаження.

k_{3I}	1,0	0,2	0
Δ_1 в. о.	+0,5	-0,75	-2,0
δ_1 в. о.	$\pm 0,5$	$\pm 0,75$	$\pm 1,0$

Примітка: Значення в точці $k_{3I} = 0$ отримані лінійною екстраполяцією прямих (див. рис. 2.1.) для полегшення наступного одержання математичного виду залежності погрішностей від k_{3I} .

Найбільше щільно використовувана область поля припустимих погрішностей обмежена на рис. 2.1 прямими лініями з переломом у крапці $k_{3I} = 0,2$. Лінія в середині цієї зони відбиває середню (систематичну) погрішність всіх ТС, а границі зони - діапазон випадкових погрішностей. У розглянутих крапках вони мають наступні значення (далі для систематичної погрішності використовується символ Δ , а для випадкової δ . Якщо формула використовується для обох складових, використовується символ d):

Таблиця 4.2 Залежності струмових погрішностей ТС від коефіцієнта завантаження.

Вид погрішності	Діапазон значень k_{3I}	
	0 - 0,2	0,2 - 1,0
Δ_I в. о.	$-2,0 + 6,25 k_{3I}$,	$-1,0625 + 1,5625 k_{3I}$,
δ_I в. о.	$\pm(1,0-1,25) k_{3I}$	$\pm(0,8125- 0,3125 k_{3I})$

Поле припустимих погрішностей ТН на відміну від ТС має однакову ширину у всьому діапазоні k_{3U} . Залежність погрішності ТН від завантаження вторинного ланцюга має вигляд, наведений на рис. 2.1.2. Середня лінія являє собою систематичну погрішність всіх ТН, використовуваних на об'єкті, а бічні - найбільше щільно використовувану область поля припустимих погрішностей.

Апроксимуючі формули для погрішностей ТН мають вигляд, в.о.:

$$\Delta_U = 0,5 - k_{3U} \quad (4.2)$$

$$\delta_U = \pm 0,5 \quad (4.3)$$

На практиці вторинні ланцюги ТН завантажені досить сильно. Разом з малим завантаженням ТС це приводить до систематичної погрішності у бік недообліку електроенергії.

Варто сказати про спосіб обліку погрішності, що викликана втратою напруги у вторинному ланцюзі ТН — δ_d . У формулі (4.1) вона відбита нарівні з іншими погрішностями, що мають симетричний характер (+/-). Однак втрати напруги не можуть мати негативних значень. Тому спосіб їх обліку в (4.1) представляється помилковим. Особливо це очевидно для технічного обліку, у якому δ_d допускається до 1,5% (для розрахункового обліку 0,5 класу точності ТН). Середнє значення припустимих втрат напруги варто прийняти як систематичну погрішність (теж у бік недообліку енергії), а ± 0.5 припустимих втрат - у вигляді випадкової погрішності, симетричної щодо середнього значення.

4.2 Кутові погрішності

Додаткову погрішність виміру активного струму d_θ , %, обумовлену впливом кутової погрішності ТС або ТН d_θ , хв, визначають по формулі:

$$d_\theta = 0,0291 \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (4.4)$$

де $\cos \varphi$ — коефіцієнт потужності контролюваного приєднання.

При підстановці в (4.4) типового значення $\cos \varphi = 0,85$:

Відповідно до ДЕСТу 7746-89 поле припустимих кутових погрішностей ТС має такий же вид, як і поле припустимих струмових погрішностей (мал. 2.1.). Під 1 в.о. у цьому випадку розуміється кутова погрішність в 60 хв для класу 1,0 й 30 хв для класу 0,5. Однак, розташування снопа характеристик кутових погрішностей у середині поля дзеркально стосовно струмових погрішностей - найбільш заповненими областями є нижня в зоні й верхня - у зоні малих значень $k_{3I} = 1,0$ й верхня - у зоні малих значень k_{3I} .

Випадкову кутову погрішність ТС (d_θ в. о.) визначають по тим же формулам, що й кутову, а систематичну кутову (Δ_θ , в. о) — по формулах таблиці 4.1 зі зміною знака.

Характеристики кутових погрішностей ТН розташовуються аналогічно характеристикам погрішностей виміру модуля напруги (мал .1.2). Нормовані кутові погрішності ТН відповідно до ДЕСТу 1983-89 становлять ± 40 хв для класу 1,0 й ± 20 хв для класу 0,5.

При малих навантаженнях ТС погрішність виміру кута θ_1 збільшується в плюс, при більших навантаженнях ТН погрішність виміру кута θ_U збільшується в мінус, у результаті обоє фактора (мале завантаження ТС і більше завантаження ТН) збільшують різницю $\theta_1 - \theta_U$ привести до зменшення P й збільшення Q (тобто теж до недообліку активної енергії). Класи точності ТС і ТН у крапках обліку надходження енергії в мережу звичайно істотно вище, ніж у крапках її відпустки споживачам, тому різниця систематичних кутових погрішностей також спричиняється недооблік (додаткові втрати електроенергії) на об'єкті.

4.3 Електричні лічильники

Перевірка більше 1000 індукційних лічильників показали, що вони мають низьку метрологічну надійність і виходять за межі класів точності навіть протягом міжповірочного інтервалу. Із загального числа перевірених лічильників 50% однофазних й 25% трифазних мали погрішність зі знаком «мінус» в 2-5 разів більше нормованої. Приймаючи для оцінного розрахунку в середньому 3-кратне перевищення, одержимо середнє значення систематичної погрішності всієї маси однофазних лічильників Δ_C , в. о. = $-0,5 \cdot 3,0 = -1,5$, а трифазних Δ_C , в. о. = $-0,25 \cdot 3,0 = -0,75$. З огляду на, те що нормативні міжповірочні інтервали однофазних і трифазних лічильників становлять відповідно 16 й 8 років, середній тренд систематичної погрішності становить приблизно - 0,1 в.о. у рік для обох типів лічильників. При оцінці цього фактора на втрати електроенергії варто враховувати, що лічильники на надходженні в мережу, як правило, повіряються частіше споживчих і більшість їхніх електронних типів, тому недооблік електроенергії індукційними, лічильниками це, в основному, недооблік її відпуску споживачам.

У викладеному вище алгоритму розрахунку результуючої погрішності, має наступну послідовність:

- за заданим значенням k_{3I} і k_{3U} визначають систематичні й випадкові складові погрішностей вимірювальних трансформаторів (по модулю) у відносних одиницях;
- множать погрішності по модулі на класи точності трансформаторів, а кутові погрішності додатково на 60 для ТС і на 40 для ТН;
- по формулі (4.4) визначають систематичну складову додаткової погрішності виміру активної потужності d_θ , обумовлену кутовими погрішностями ТС і ТН, підставляючи в якості d_θ різниця систематичних складових $\theta_U - \theta_I$

Таблиця 4.3 Залежність основної погрішності (5%) вимірювання активної енергії при симетричному і однофазному навантаженні ($U_{ном} = U_A = U_B = U_C$) від зміни струму (I) і зсуву фаз між струмом і напругою (U) для лічильників класу 0,5S при НКУ.

I/I _{ном}	0,01		0,02		0,05		0,1		1						1,2			
cos φ	1	0,5 инд	0,8 емк	1	0,5 инд	0,8 емк	1			0,5инд			1	-1	0,5 инд	0,8 емк		
Угол φ	0	60	323	0	60	323	0			60			0	180	60	323		
Ток в фазе	ABC						A	B	C	A	B	C	ABC					
δ, % ГОСТ	± 1	± 1	± 1	± 0,5	± 0,6	± 0,6	± 0,6	± 0,6	± 0,6	± 1	± 1	± 1	± 0,5	± 0,5	± 0,5	± 0,5		
СЭТ-4ТМ	0,01	0,03	0,06	0,01	0,02	-0,03	-0,04	-0,03	-0,02	-0,04	-0,03	-0,04	0,00	-0,02	-0,03	0,01		
ПСЧ-4ТА	-0,12	-0,54	-0,09	0,12	0,33	0,06	0,12	0,08	0,04	-0,22	-0,22	-0,19	0,06	—	-0,17	0,16		
ЦЭ6850	-0,12	-0,16	-0,13	-0,07	-0,08	-0,08	-0,04	-0,06	-0,09	-0,03	-0,06	-0,07	-0,06	-0,06	-0,04	-0,05		
ЦЭ6823М	0,02	0,00	-0,10	0,03	-0,04	-0,12	0,19	-0,02	-0,06	0,30	0,28	0,02	0,04	—	0,13	0,25		
СТКЗ-05Q	-0,30	-0,22	0,11	0,06	-0,16	0,16	0,07	0,29	0,20	0,18	0,20	0,02	0,16	0,16	0,17	0,47		
ЕРQM	0,04	-0,09	0,03	-0,05	-0,05	-0,05	-0,03	0,06	0,05	-0,16	0,06	-0,04	-0,05	—	-0,15	-0,09		
СС-301	-0,08	0,24	-0,06	0,06	0,14	0,03	0,10	0,07	0,07	0,01	0,05	0,00	0,12	0,11	0,03	0,12		
Евро Альфа	0,02	0,05	-0,02	0,04	0,11	0,01	-0,01	0,03	-0,04	-0,08	-0,01	0,18	0,04	-0,06	-0,06	0,05		
АЛЬФА ПЛЮС	-0,08	-0,09	-0,07	0,00	-0,04	-0,01	0,02	0,00	0,00	-0,04	-0,04	-0,06	0,01	-0,10	-0,10	-0,05		

- випадкову складову додаткової погрішності виміру активної отужності δ_θ , обумовлену кутовими погрішностями ТС і ТН, визначають по формулі:

$$\delta_\theta = 0,018 \sqrt{\delta\theta_1^2 + \delta\theta_U^2} \quad (4.5)$$

- систематичну погрішність обліку електроенергії по об'єкті, надходження енергії на який фіксується в n точках обліку, а відпустка - в m точках обліку визначають по формулі, тис. кВт*ч :

$$\Delta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} \cdot W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} \cdot W_j \quad (4.6)$$

де $W_{i(j)}$ — кількість енергії, тис. кВт*ч , що пройшло через відповідну точку обліку; $\Delta_{i(j)}$ — систематична погрішність вимірювального комплексу в $i(j)$ - ой точці, певна з урахуванням формул табл. 4.1, формули (4.2) і систематичних погрішностей лічильників.

- випадкову погрішність визначають по формулі, тис. кВт*ч:

$$\delta_{\Sigma} = \pm 0,925 \sqrt{\sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i}{100} \cdot W_i \right)^2} \quad (4.7)$$

де δ_i — випадкова погрішність i -го вимірювального комплексу, визначена по формулі (4.1); 0,925 - коефіцієнт, що відповідає визначенню погрішності з 95% - й імовірністю для закону рівномірного розподілу погрішностей.

Приклад. Порівняємо діапазон фактичної погрішності обліку електроенергії на Знам'янській підстанції 35/10 кВ:

Класи точності ТС, ТН і лічильників рівні 0,5; $k_{3I} = 0,5$; $k_{3U} = 1,0$, споживаюча електроенергія за добу $W_i = 63,7$ тис. кВт*ч, лічильники електронні і індукційні.

Рішення. 1. Визначаємо погрішності для точок обліку, що фіксують надходження енергії на об'єкт з використанням даних таблиці 4.1-4.2 і формул (4.1), (4.2):

1.1. Погрішності ТС:

$$\Delta_I = (-1,0625 + 1,5625 * 0,5) * 0,5 = -0,141\%$$

$$\Delta\theta_I - \Delta_I \cdot 60 = 0,0625 \cdot 60 = 8,46_{\text{мин}}$$

$$\delta_I = \pm(0,8125 - 0,3125 \cdot 0,5) \cdot 0,5 = \pm 0,328\%$$

$$\delta\theta_I = \pm 0,328 \cdot 60 = 19,68_{\text{мин}}$$

1.2. Погрішності ТН:

$$\Delta_U = (0,5 - 1,0) \cdot 0,5 = -0,25\%$$

$$\Delta\theta_U = \Delta_U \cdot 40 = -0,25 \cdot 40 = -10_{\text{мин}}$$

$$\delta_U = \pm 0,5 \cdot 0,5 = \pm 0,25\%$$

$$\delta\theta_U = \delta_U \cdot 40 = \pm 10_{\text{мин}}$$

1.3. Погрішності, обумовлена втратою напруга у вторинному ланцюзі ТН:

$$\Delta_{\text{Л}} = -0,5 \cdot 0,5 / 2 = -0,125\%$$

$$\delta_{\text{Л}} = \pm 0,125\%$$

1.4. Вплив кутових погрішностей ТС і ТН на систематична і випадкова погрішності вимірювання активної енергії, що становить:

$$\Delta_{\theta} = 0,018(-10 - 8,46) = -0,332\%$$

$$\delta_{\theta} = \pm 0,018 \sqrt{10^2 + 19,68^2} = \pm 0,397\%$$

1.5. У зв'язку з тим, що лічильники електронного типу

$$\delta_c = \pm 0,5\% \quad \Delta_c = 0;$$

2. Визначаємо аналогічні погрішності для точок обліку, що фіксують відпустку електроенергії з об'єкту:

2.1. Погрішності ТС:

$$\Delta_I = (-1,0625 + 1,5625 \cdot 0,4) \cdot 0,5 = -0,218\%$$

$$\Delta\theta_I = -\Delta \cdot 60 = 0,218 \cdot 60 = 13,08_{\text{мин}}$$

$$\delta_I = \pm(0,8125 - 0,3125 \cdot 0,4) \cdot 0,5 = \pm 0,3438\%$$

$$\delta\theta_I = 0,3438 \cdot 60 = \pm 20,63_{\text{мин}}$$

2.2. Погрішності ТН:

$$\Delta_U = (0,5 - 1,0) \cdot 0,5 = -0,25\%$$

$$\Delta\theta_U = \Delta_U \cdot 40 = -0,25 \cdot 40 = -10 \text{ мін}$$

$$\delta_U = \pm 0,5 \cdot 0,5 = \pm 0,25\%$$

$$\delta\theta_U = 0,25 \cdot 40 = 10 \text{ мін}$$

2.3. Погрішності, обумовлена втратою напруга у вторинному ланцюзі ТН:

$$\Delta_{\mathcal{L}} = -0,5 \cdot 1,0 / 2 = -0,25\%$$

$$\delta_{\mathcal{L}} = \pm 0,25\%$$

2.4. Вплив кутових погрішностей ТС і ТН на систематична і випадкова погрішності вимірювання активної енергії, що становить:

$$\Delta_{\theta} = 0,018(-10 - 13,08) = -0,415\%$$

$$\delta_{\theta} = \pm 0,018 \sqrt{20^2 + 20,63^2} = \pm 0,413\%$$

2.5. Погрішності електролічильників (індукційні, трьохфазні):

$$\Delta_C = -0,75 \cdot 0,5 = -0,375\%$$

$$\delta_C = \pm 0,5\%$$

3. Визначаємо систематична і випадкова погрішності обліку електроенергії по об'єкту в цілому:

3.1. Сумарні погрішності по кожній точці обліку надходження енергії (4.1):

Електронні лічильники:

$$\Delta_i = \Delta_l + \Delta_U + \Delta_{\mathcal{L}} + \Delta_{\theta} + \Delta_C = -0,141 - 0,25 - 0,125 - 0,332 + 0 = -0,848\%$$

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{0,328^2 + 0,25^2 + 0,125^2 + 0,332^2 + 0,5^2} = \pm 0,81\%$$

Індукційні лічильники (трифазні):

$$\Delta_i = -0,218 - 0,25 - 0,125 - 0,415 - 0,375 = -1,383\%$$

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{0,3438^2 + 0,25^2 + 0,125^2 + 0,413^2 + 0,5^2} = \pm 0,863\%$$

3.3. Сумарні погрішності по об'єкту в цілому по формулах (4.6) і (4.7):

Електронні лічильники:

$$\Delta_{\Sigma} = -0,848 \frac{63,7}{100} \cdot 8 = -4,32 \text{ тис. кВт.ч}$$

$$\delta_{\Sigma} = \pm 0,975 \sqrt{\left(\frac{0,861}{100} \cdot 63,7\right)^2} \cdot 8 = \pm 1,51 \text{ тис.кВт.ч}$$

Індукційні лічильники (трифазні):

$$\Delta_{\Sigma} = -1,383 \frac{63,7}{100} \cdot 8 = -7,07 \text{ тис.кВт.ч}$$

$$\delta_{\Sigma} = \pm 0,975 \sqrt{\left(\frac{0,863}{100} \cdot 63,7\right)^2} \cdot 8 = \pm 1,51 \text{ тис.кВт.ч}$$

У відсотках від надходження енергії на об'єкт

а) при застосуванні електронних лічильників:

$$\Delta_{\Sigma} = -0,8\%; \quad \delta_{\Sigma} = \pm 0,3\%$$

б) при застосуванні індукційних лічильників:

$$\Delta_{\Sigma} = -2,1\%; \quad \delta_{\Sigma} = \pm 0,3\%$$

Розрахунок похибки вимірювального каналу на кожному фідері по активній і реактивній потужності зведемо у таблиці 4.3 і 4.4.

Таблиця 4.3 Розрахунок похибки вимірювального каналу по активній потужності на кожному фідері.

№ ячейки	P_p , кВт	Q , кВА	$I_{p,A}$	K_{mm}	$I_{2p,A}$	$I_{2H,A}$	K_3	δ_a сч, %	d_{TT} , %	δ_{TT} , %	δ_{TH} , %	d_{TH} , %	$K_{зTH}$	δ_{Σ} , %
ввід	141	110	81,7	20	4,08	5	0,81	0,50	0,59	0,215	-0,015	0,392	0,50	0,99
2	500	320	34,3	8	4,28	5	0,85	0,59	1,01	0,278	-0,015	0,784	0,50	1,59
3	360	170	23,0	6	3,83	5	0,76	0,56	1,01	0,136	-0,015	0,784	0,50	1,55
4	120	30,0	7,15	6	1,19	5	0,23	0,52	1,01	-0,510	-0,015	0,784	0,50	1,63
5	100	160	10,9	6	1,81	5	0,36	0,78	1,01	-0,494	-0,015	0,784	0,50	1,74
6	100	50	6,46	6	1,07	5	0,21	0,56	1,01	-0,654	-0,015	0,784	0,50	1,70
7	141	110	81,7	20	4,08	5	0,81	0,50	1,01	0,215	-0,015	0,784	0,50	1,54
8	80,0	70,0	4,62	6	0,77	5	0,15	0,65	1,01	-1,037	-0,040	0,784	0,53	1,96

Таблиця 4.4 Розрахунок похибки вимірювального каналу по реактивній потужності на кожному фідері

№ ячейки	Q, кВа	I_{p,A}	K_{mm}	I_{2,A}	I_{2,A}	K_{3TT}	d_{p_сч},%	d_{TT},%	d_{TT},%	d_{TH},%	K_{3TH}	d_{TH},%	d_s,%
ввід	110	6,36	20	0,32	5	0,064	3,34	0,2149	0,59	-0,015	0,500	0,392	3,802
2	500	28,9	8	3,61	5	0,723	2,42	0,2779	1,01	-0,015	0,500	0,784	3,054
3	360	20,8	6	3,47	5	0,694	2,65	0,1361	1,01	-0,015	0,500	0,784	3,264
4	120	6,94	6	1,16	5	0,231	3,01	0,5104	1,01	-0,015	0,500	0,784	3,678
5	100	5,78	6	0,96	5	0,193	1,80	0,4945	1,01	-0,015	0,500	0,784	2,513
6	100	5,78	6	0,963	5	0,193	2,61	0,6536	1,01	-0,015	0,500	0,784	3,301
7	110	6,36	40	0,159	5	0,032	1,50	0,2149	1,01	-0,015	0,500	0,784	2,199
8	70,0	4,05	41	0,082	6	0,014	1,50	1,0366	1,01	-0,015	0,500	0,784	2,024

Таким чином: Систематична погрішність обліку електроенергії на Знам'янській підстанції 35/10 кВ (недооблік електроенергії) може складати 0,8 – 1,94% (при застосуванні електронних лічильників) і 2,1% (при застосуванні індукційних лічильників), а випадкова $\pm 0,3$.

Висновки по розділу

1. Погрішність будь-якого елемента вимірюючого комплексу має своє конкретне значення, що при стабільному навантаженні може незначно коливатися біля свого рівня через вплив факторів.

2. Клас приладу, наприклад 0,5, не означає, що погрішність конкретного екземпляра такого приладу змінюється у зоні $\pm 0,5\%$, а те, що погрішності даного екземпляра приладу не виходить за межі $\pm 0,5\%$, але в якій крапці діапазону перебуває не відомо.

3. Як показує практика більшість індукційних лічильників показали, що вони мають низьку метрологічну надійність і виходять за межі класів точності навіть протягом міжповірного інтервалу.

4. З розрахунку можливої систематичної похибки видно, що при застосуванні електронних лічильників погрішність зменшується в порівнянні з індукційними.

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ НА ПІДСТАНЦІЯХ ЗАКРИТОГО ТА ВБУДОВАНОГО ТИПУ ПРИ ВИПРОБОВУВАННІ, МОНТАЖІ ТА ДОСЛІДЖЕННІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

5.1 Аналіз небезпечних і шкідливих факторів при випробовуванні, монтажі та дослідженні вимірювальних трансформаторів

При аналізі об'єкту де виконується випробовування, монтаж та дослідження ВТ можна виділити такі небезпечні і шкідливі фактори, які впливають на організм людини [19]:

- Освітлення приміщень, де виконуються роботи;
- Повітря робочої зони;
- Виробничі шкідливості;
- Шуми і вібрації досліджувальних об'єктів;
- Електромагнітні випромінювання

Проаналізуємо їхню дію на організм людини.

Освітлення. Із загального об'єму інформації чоловік отримує через зоровий канал близько 80 %. Якість інформації, що поступає, багато в чому залежить від освітлення: незадовільне кількісно або якісно воно не тільки стомлює зір, але і викликає стомлення організму в цілому. Нераціональне освітлення може, крім того, з'явитися причиною травматизму: погано освітлені небезпечні зони, сліпучі джерела світла і відблиски від них, різкі тіні погіршують видимість настільки, що викликають повну втрату орієнтування тих, що працюють. Неправильна експлуатація, так само як і помилки, допущені при проектуванні і пристрої освітлювальних установок в пожаро- і вибухонебезпечних цехах (неправильний вибір джерел світла, світильників, проводів, захисних заходів), можуть привести до вибуху, пожежі і нещасних випадків. При незадовільному освітленні, крім того, знижується продуктивність праці і збільшується брак продукції.

В даний час існує три види освітлення — природне, штучне і суміщене (природне і штучне разом).

Природне освітлення. Сонячне випромінювання в оптичній області спектру разом з видимою частиною дає невидиму — ультрафіолетову і інфрачервону. Ультрафіолетові випромінювання мають довжини хвиль від 0,1 до 0,38 мкм, видимі, — від 0,38 до 0,78 мкм, інфрачервоні, — від 0,78 до 3,4 мкм.

Ультрафіолетові випромінювання (УФ) надають біологічно позитивну дію на організм людини, одночасно викликаючи потемніння шкіри — еритемний ефект (загар). При високих інтенсивностях УФ можуть викликати опіки шкіри, проникаючи в очі і фокусуючись кристаликом на світлочутливій оболонці ока — сітчатці, можуть викликати її опік, що веде до часткової або, у важких випадках, до повної втрати зору.

Інфрачервоні випромінювання виявляються в основному їх тепловою дією.

Видимі випромінювання, що займають інтервал спектру від 38-108 до 78-108м. При великих яркостях вони викликають зниження гостроти зору.

Мікроклімат робочого приміщення включає в себе кілька основних параметрів: температуру повітря (вимірювану в градусах Цельсія), відносну вологість (виражену у відсотках), швидкість руху повітря (вимірювану в метрах за секунду) та рівень радіації, переважно в інфрачервоному та частково ультрафіолетовому діапазонах електромагнітного випромінювання (вимірюваний в джоулях на квадратний сантиметр в хвилину). Ці параметри, окремо та взаємодіючи між собою, впливають на самопочуття та комфорт людини під час роботи.

Температура повітря є одним із головних чинників, що визначають метеорологічні умови.

Другим важливим параметром мікроклімату є вологість повітря.

Відносна вологість визначається як відношення концентрації водяної пари в повітрі до максимально можливого значення при даній температурі, виражене у відсотках. Рівень вологості впливає на загальний фізичний стан людини, впливаючи на теплообмін між її організмом і навколишнім середовищем. При високій вологості повітря, випаровування вологи з поверхні тіла ускладнюється, що може призвести до надмірного нагріву організму та теплового удару.

Мікроклімат виробничих приміщень включає в себе і параметр швидкості руху повітря. Вплив цього фактору на організм людини може мати як позитивні, так і негативні аспекти. Невеликі швидкості руху повітря сприяють випаровуванню вологи з поверхні тіла, що поліпшує теплообмін між організмом і навколишнім середовищем. У той же час, при високих швидкостях руху повітря можуть виникати протяги, що сприяють поширенню простудних захворювань серед працюючих осіб.

Різкі порушення теплового балансу можуть привести до теплового удару. Температура тіла в таких випадках досягає 40—41 °С і вище, настає рясне потовиділення, значно частішають пульс і дихання, з'являється шум у вухах, іноді запаморочення свідомості.

Виробничі шкідливості. Багато виробничих процесів супроводжуються значним виділенням пороши. Пороши — це тонкодисперсні частинки, які утворюються при різних виробничих процесах — дробленні, розмелюванні і обробці твердих тіл, при просіюванні і транспортуванні сипких матеріалів і т.п. Проникаючи в організм при диханні, при заковтуванні і через пори шкіри, пил може викликати професійні захворювання.

Наприклад, свинець, проникаючи в організм у вигляді пилу в місці з вдихаючим повітрям, викликає ураження нервової мегеми, органів кровотворення, шлунково-кишкового тракту.

Неотруйний пил, впливаючи на організм, дратує шкіру, слизисті оболонки, кон'юнктиву очей, а проникаючи в легені, викликають професійні захворювання — пневмоконіози, в основі яких лежать органічні зміни в легенів і зниження їх функціональної здатності, що приводить до кисневого голодувань' всього організму.

Шуми і вібрації. В результаті гігієнічних досліджень встановлено, що шум і вібрації погіршують умови праці, надаючи шкідливу дію на організм людини. При тривалій дії шуму на організм відбуваються небажані явища: знижується гострота зору і слуху, підвищується кров'яний тиск, знижується увага. Сильний тривалий шум може бути причиною функціональних змін серцево-судинної і нервової систем.

Вібрації також несприятливо впливають на організм людини, вони можуть бути причиною функціональних розладів нервової і серцево-судинної систем, а також опорно-рухового апарату. Це, захворювання супроводжується головними болями, запамороченням, підвищеною стомлюваністю. При дії вібрацій на руки спостерігається їх оніміння. Тривала дія вібрацій приводить до розвитку вібраційної хвороби, успішне лікування якої можливо тільки на ранній стадії її розвитку.

Звук як фізичний процес є хвильовий рух пружного середовища. Механічні коливання пружного середовища (газ, рідина, тверде тіло) з частотами 20—20 000 Гц сприймаються слуховим апаратом людини у вигляді звуку. Коливання з частотою нижче 20 і вище 20 000 Гц не викликають слухових відчуттів, але надають шкідливу біологічну дію на організм.

Шум — це безладне поєднання звуків різної частоти і інтенсивності. Джерела виробничого шуму і вібрацій — різні машини і механізми, вентиляційні установки, електричні машини і трансформатори, пневмо- і електроінструменти і ін.

Вібрації — це коливання твердих тіл — машин, апаратів, устаткування, будівельних конструкцій і споруд, сприймані організмом людини як струси. Часто вібрації супроводжуються чутним шумом.

Електромагнітні випромінювання. Результат опромінювання організму людини в діапазоні радіочастот приблизно однаковий, але найрізкіше всі симптоми виявляються в діапазоні 105—108 Гц, а особливо при 108—109 Гц (діапазон ВЧ—СВЧ);.

Енергія електромагнітного поля, що поглинається тканинами, перетворюваний на теплоту, Якщо механізм терморегуляції тіла не здатний розсіяти надмірне тепло, можливе підвищення температури тіла. Органи і тканини людини, що володіють слабо вираженою терморегуляцією, чутливіші до опромінювання (мозок, очі, нирки, кишечник). Перегрів окремих тканин і органів веде до їх захворювань, а підвищення температури тіла на 1°C і вище неприпустимо із-за можливих необоротних змін. Крім того, віддзеркалення від

граничних поверхонь тканин тіла і областей розташування кісткового мозку за певних умов приводить до утворення стоячих хвиль. Надмірне зростання температури в окремих ділянках дії стоячих хвиль може викликати пошкодження тканини. Вплив електромагнітних полів полягає не тільки в їх тепловій дії. Мікропроцеси під дією полів полягають в поляризації макромолекул тканин і орієнтації їх паралельно електричним силовим лініям, що може приводити до зміни їх властивостей.

Негативна дія електромагнітних полів викликає оборотні, в також необоротні зміни в організмі: гальмування рефлексів, пониження кров'яного тиску, уповільнення скорочень серця, зміна складу крові у бік збільшення числа лейкоцитів і зменшення еритроцитів, помутніння кришталика ока.

Суб'єктивні критерії негативної дії електромагнітних полів — головні болі, підвищена стомлюваність, дратівливість, сонливість, задишка, погіршення зору, підвищення температури тіла.

5.2 Розрахунок контура заземлення

Струм замикання на землю приймаємо 35 А.

Грунт -суглінок, другий кліматичний район.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної полоси з розміщенням на плані.

Визначаємо норму на опір заземлення R_3^H .

Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище, знаходимо його опір [20]:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{35} = 3,57 \text{ А} \quad (5.1)$$

Згідно ПУЕ, так як сумарна потужність токоприймачів більш 100 кВА то R_3 повин бути не більше 4 Ом. Приймаємо $R_3 = 3,57 \text{ Ом}$.

Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_P = \rho_{ТАБЛ} \cdot \psi = 150 \cdot 1,3 = 195 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (5.2)$$

де $\rho_{табл}$ - табличне значення, для суглінка $\rho_{табл} = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

ψ - підвищуючий коефіцієнт, для України, для стержньових заземлювачів $\psi = 1,2-1,4$.

Відстань від поверхні землі до середини заземлювача:

$$t = h + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{4,5}{2} = 2,75 \text{ м} \quad (5.3)$$

де h - глибина прокладки полос (згідно ПУЕ - 0,5...0,8 м).

Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_0 &= \left(\frac{\rho_{розр}}{2\pi l} \right) \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) = \\ &= \left(\frac{195}{2\pi \cdot 4,5} \right) \left(\ln \frac{2 \cdot 4,5}{0,04} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2,75 + 4,5}{4 \cdot 2,75 - 4,5} \right) = 40,371 \text{ Ом} \end{aligned} \quad (5.4)$$

l - довжина заземлювача, приймаємо 4,5 м; d - діаметр заземлювача (приймаємо стержні діаметром 4 см).

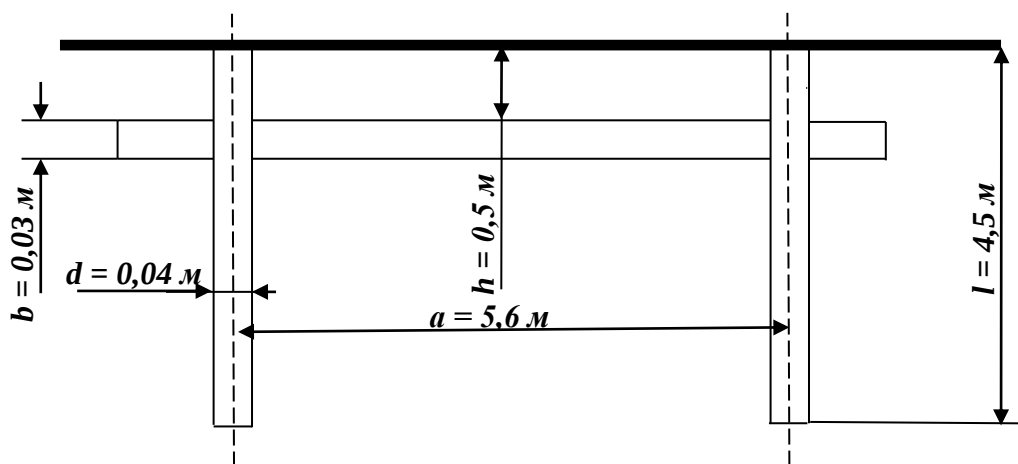


Рис.5.1. Схема прокладки заземлення.

Приймаємо електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану і знаходимо орієнтовну кількість заземлювачів:

$$n_0 = \frac{R_e}{R_3^H \cdot \eta_0} = \frac{40,371}{3,57 \cdot 0,59} = 19,1 \approx 20 \text{ шт.} \quad (5.5)$$

Де η_0 – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l = 5,6/4,5 = 1,24$, $\eta = 0,59$ по таблицях [20].

Де $a=5,6$ м – відстань між електродами.

Довжина горизонтальної з'єднувальної полоси:

$$l_{\Pi} = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 5,6 \cdot 20 = 117,6 \text{ м} \quad (5.6)$$

Опір полоси з урахуванням екранування:

$$R_{\Pi} = 0,366 \cdot \frac{\rho_{\text{розр}}}{l_n \cdot \eta_n} \cdot \ln \frac{2 \cdot l_n}{b \cdot n} = 0,366 \cdot \frac{195}{117,6 \cdot 0,32} \ln \frac{2 \cdot 117,6}{0,03 \cdot 20} = 11,33 \text{ Ом} \quad (5.7)$$

де η_n - коефіцієнт використання з'єднувальної полоси шириною $b=30$ мм та товщина 5мм.

Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної полоси:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_3}{R_n - R_3} = \frac{11,33 \cdot 3,57}{11,33 - 3,57} = 5,21 \text{ Ом} \quad (5.8)$$

Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_0}{R_{mp} \cdot \eta_0} = \frac{40,371}{5,21 \cdot 0,59} = 13,1 \approx 14 \text{ штук} \quad (5.9)$$

Проводимо перевірку опору заземлювача і порівнюємо отримане значення з нормуємим:

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{5,21} + \frac{1}{11,33}} = 3,56 \text{ Ом} \quad (5.10)$$

$$3,56 < 3,57 \text{ Ом}$$

Тобто даний заземлювач задовольняє умовам вибору і може бути використаний.

ВИСНОВКИ

1. Великі погрішності вимірювань електроенергії і потужності приводять до нераціонального використання пропускної спроможності ліній електропередач, резервів потужності на електростанціях, затрудняють контроль режимів роботи мереж і приводять до фінансових втрат як виробників і постачальників, так і споживачів електроенергії;

2. Недостатня точність вимірювань обумовлена поряд недоліків існуючих систем обліку електроенергії, оскільки вимірювальні комплекси (ВК) створювалися раніше, а також створюються і в даний час за типовими проектами, розробленими ще в 70-80-х роках ХХ століття, в яких не передбачалися рішення для забезпечення високої точності ВК.

3. Перевищення потужності вторинного навантаження ТС приводить до значного погіршення метрологічних характеристик ТС аж до того, що погрішності класу точності 0,5 можуть відповідати класу точності 1,0;

4. При однофазних дугових замиканнях ТН працюють поза діапазоном первинної напруги, для якої за стандартом встановлюються метрологічні характеристики. Оскільки виникає несиметрія магнітного потоку, трифазний трансформатор напруги вносить великі погрішності до системи вимірювань електроенергії.

5. Залишкове намагнічення магнітопровода, що виникає після протікання струмів КЗ, приводить до значного збільшення погрішностей ТС і виходу його з класу точності.

6. Погрішність будь-якого елемента вимірювального комплексу має своє конкретне значення, що при стабільному навантаженні може незначно коливатися біля свого рівня через вплив факторів.

7. Клас приладу, наприклад 0,5, не означає, що погрішність конкретного екземпляра такого приладу змінюється у зоні $\pm 0,5\%$, а те, що погрішності даного

екземпляра приладу не виходить за межі $\pm 0,5\%$, але в якій крапці діапазону перебуває не відомо.

8. З розрахунку можливої систематичної похибки видно, що при застосуванні електронних лічильників погрішність зменшується в порівнянні з індукційними лічильниками, але це не означає, що непотрібно звертати увагу на вимірювальні системи загалом, тому що, як показують дослідження раціональна заміна вимірювальних трансформаторів призводить до ще більшого зменшення результуючої похибки, і відповідно до зменшення недообліку електроенергії.

Перелік посилань

1. Л. К. Осика. Критерии расстановки измерительных комплексов для коммерческого учета на оптовом рынке электроэнергии // Промислова енергетика. - 2003. №4. с. 6 – 20.
2. Лавренова Д.Л., Хлистов В.М. Основы метрології та електричних вимірювань [Електронне видання]: навч. посіб. / Д.Л. Лавренова, В.М. Хлистов. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 123 с.
3. Жихарев В.М., Павлишин Р.Є. Основы метрології та стандартизації. Цикл лекційних і практичних занять. Навчально-методичний посібник. – Ужгород: ТОВ “РІК-У“, 2020. – 280 с.
4. Осика Л. К. Метрологические проблемы создания измерительных систем для целей коммерческого учета на оптовом рынке электроэнергии // Промислова енергетика. - 2003. №9. с. 2 – 11.
5. ДСТУ ІЕС 60044-1:2008. Трансформатори вимірювальні.
6. Електронний ресурс. Похибки вимірювань електроенергії, вимоги до вимірювальних трансформаторів <https://uadepe.ru/interier/4540-pohibki-vimirjuvan-elektroenergii-vimogi-do.html>
7. Електронний ресурс Трансформатори струму та їх похибки <http://um.co.ua/8/8-2/8-23648.html>
8. С.А. Приведенный, В.Ф. Рой Вплив похибок вимірювальних трансформаторів на точність обліку електроенергії // Електроенергетика. – 2009. №1. с. 73-76.
9. Ю.С. Железко. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения. // Електричні станції. - 2001, №8.
10. Праховник А.В, Коцар О.В. Концептуальні положення побудови АСКОВЕ в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України // Енергетика та електрифікація, 2009. –№2 –С.45 –50.
11. Колпак Б.Д. Метод розрахунково-експериментальної оцінки похибок вимірювальних каналів інформаційно-вимірювальних систем //Методи та прилади контролю якості -2000. –№5. -С.29-34.

12. Електронний ресурс Вимірювальні трансформатори струму та напруги
http://ni.biz.ua/13/13_13/13_13_130490_izmeritelnie-transformatori-toka-i-napryazheniya.html
13. П.Д. Нагорный, В.В. Назаров. Измерительные трансформаторы напряжения и контроль изоляции в сетях 6-35 кВ // Промислова енергетика. – 2002 №3. с. 22-23.
14. А.І. Котиш До питання пошкодження трансформаторів напруги контролю ізоляції в сільських розподільних мережах // Збірник наукових праць Кіровоградського державного технічного університету/ техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація./-Вип.6.-Кіровоград: КДТУ, 2000.-С.139-141.
15. А.І. Котиш, П.Г. Плешков Визначення умов розвитку ферорезонансу в повітряних мережах з трансформаторами напруги типу НАМИ // Електротехніка і Електромеханіка. – 2003, №4 С. 46-47
16. Б.С. Стогний, В.В. Масляник, В.В. Назаров, П.Д. Нагорный, Н.А. Демченко, А.А. Жереб О необходимости изменений режимов нейтралы в сетях 3-35 кВ // Энергетика та електрифікація. - 2001 № 4. - с. 27-29.
17. Гнатов А. В. Похибки приладів обліку електричної енергії / А.В. Гнатов, Щ.В. Аргун, О.А. Дзюбенко, В.В. Тарасова, С.М. Новічонок, О.В. Войт // Автомобіль і електроніка. Сучасні технології: електронне наукове спеціалізоване видання. – Х.: ХНАДУ, 2018. – № 13. – С. 66–74.
18. ГОСТ 8.216-88 Державна система забезпечення єдності вимірювань. Трансформатори напруги. Методика повірки.
19. Жидецький В.Ц. Основи охорони праці. Підручник. – Львів: УАД, 2009.- 336с.
20. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у дипломному проекті для студентів енергетичних спеціальностей за освітньокваліфікаційним рівнем «спеціаліст» / Укл.: Л. Д. Третьякова. – К.: НТУУ «КПІ», ІЕЕ, 2013. – 52 с.