

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Запорізький національний технічний університет

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до лабораторних робіт

з дисципліни «Сучасні методи обліку в електроенергетиці» для
студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка» денної та заочної форм навчання
(друга частина)

2016

Методичні вказівки до лабораторних робіт з дисципліни «Сучасні методи обліку в електроенергетиці» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання (друга частина) / Укл. : П.В. Махлін, О.І. Кузьменко – Запоріжжя: ЗНТУ, 2016. – 30 с.

Укладачі:

Махлін П.В., доцент,
к.т.н.
Кузьменко О.І., зав.лаб.

Рецензент:

Метельський В.П.,
професор, к.т.н.

Відповідальний за
випуск:

Метельський В.П.,
професор, к.т.н.

Затверджено
на засіданні НМК
«Електротехнічного
факультету»
Протокол №1 від 20.08.16

Затверджено
на засіданні кафедри
“Електропостачання
промислових
підприємств”

Протокол № 1 від 19.08.16

1 ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №3

„Вимірювання показників якості електроенергії”

1.1 Мета роботи

Вивчити показники якості електроенергії (ПЯЕ) та методи і засоби їх вимірювання

1.2 Програма роботи

1.2.1 Ознайомлення з ПЯЕ та їх допустимими границями

1.2.2 Ознайомлення з методиками та засобами вимірювання ПЯЕ

1.2.3 Проведення експериментальних досліджень – вимірювання ПЯЕ на лабораторному стенді

1.2.4 Обробка експериментально отриманих результатів, оформлення протоколів вимірів ПЯЕ.

1.3 Загальні відомості

1.3.1 Якість електроенергії.

Під якістю електроенергії (ЯЕ) розуміють сукупність її параметрів (властивостей), що задовольняють потребам різних електроприймачів відповідно до їх призначення. Забезпечення якості електроенергії на необхідному рівні - одна з найважливіших задач електроенергетики. У зв'язку з нерозривністю виробництва і споживання електроенергії її якість визначається не тільки виробником (його генеруючим, трансформуючим, передаючим та розподіляючим устаткуванням), але і споживачем електроенергії, характеристиками електроприймачів. Тому, унаслідок різноманітності характеристик електроприймачів, якість електроенергії в різних частинах, навіть однієї енергосистеми може бути різною. Більш того, зміна якості електроенергії, що виникає у даного електроприймача унаслідок його особливих характеристик, може впливати на якість електроенергії інших ділянок мережі, до яких приєднані електроприймачі.

Оскільки електроприймачі, електроустаткування і системи електропостачання проектується і конструюються виходячи з того, що споживачі повинні мати на затисках електроприймачів електроенергію певної якості, необхідне нормування якості електроенергії.

1.3.2 Нормування якості електроенергії.

Нормування значень показників якості електроенергії (ПЯЕ) належить до головних питань ЯЕ. Систему ПЯЕ утворюють кількісні характеристики повільних (відхилення) і швидких (коливання) змін діючого значення напруги, його форми і симетрії в трифазній системі, а також змін частоти. Персонал енергетичних служб підприємств не може впливати на рівень частоти мережі (виняток становлять випадки живлення від автономних джерел, не пов'язані електрично з енергосистемою). Принципи нормування ПЯЕ по напрузі ґрунтуються на техніко-економічних передумовах і полягають в наступному.

1. ПЯЕ по напрузі має енергетичний сенс, тобто характеризує вплив енергосистеми і споживача один на одного: ступінь негативного впливу енергії спотворення на ілектроустаткування і технологічні процеси.

2. ПЯЕ нормуються по статистичних характеристиках, тобто протягом певного інтервалу часу із заданою вірогідністю для набуття достовірних значень.

3. Гранично допустимі значення ПЯЕ вибираються з техніко-економічних міркувань.

4. Допустимі значення ПЯЕ указуються в ГОСТ 13109-97 залежно від класу напруги, де проводяться вимірювання.

При проектуванні або модернізації системи електропостачання важливим є визначення ПЯЕ і правильний вибір методів і засобів нормалізації ПЯЕ, а також місця їх установки з метою зниження втрат потужності електроенергії, підвищення рівня технологічних процесів і дотримання нормованих показників на межі балансової приналежності з енергосистемою.

1.3.3 Показники якості електричної енергії.

Відповідно до ГОСТ 13109-97 ПЯЕ є:

- стале відхилення напруги δU_y ;
- розмах зміни напруги δU_t ;
- доза Флікера P_t ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги K_u ;
- коефіцієнт n-ої гармонійної складової кривої напруги $K_u(n)$;
- коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності K_{2u} ;
- коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності K_{0u} ;
- відхилення частоти Δf ;
- тривалість провалу напруги $U_{дп}$;
- імпульсна напруга $U_{имп}$;

- коефіцієнт тимчасового перенапруження $K_{\text{пер} u}$.

1.3.4 Вимоги до якості електроенергії.

1.3.4.1 Значення ПЯЕ в нормальному режимі роботи електричної мережі повинні не виходити за значення нормально допустимих відхилень, вказаних в ГОСТ 13109-97 в перебіг не менше 95% часу кожної доби, і не повинні виходити за гранично допустимі значення.

1.3.4.2 Значення ПЯЕ в післяаварійному режимі роботи електричної мережі повинні не виходити за гранично допустимі значення, вказані в ГОСТ 13109-97.

1.3.4.3 При аварійних порушеннях електропостачання допускається короточасний вихід значень ПЯЕ за встановлені межі, зокрема зниження напруги аж до нульового рівня, відхилення частоти до ± 5 Гц, з подальшим їх відновленням до значень ПЯЕ, встановлених для післяаварійного режиму.

1.3.4.4 На входах приймачів електричної енергії, що є джерелом електромагнітних перешкод, допускаються значення ПЯЕ в ширших діапазонах, ніж встановлені в стандарті, якщо це не приводить до порушення стандарту у інших приймачів електричної енергії, і на межі балансової приналежності підприємства-споживача.

1.3.5 Норми якості електроенергії.

1.3.5.1 Відхилення напруги.

Відхилення напруги (δU) у відсотках обчислюють за формулою:

$$\delta U = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100. \quad (1.1)$$

Відхилення напруги характеризується показниками сталого відхилення напруги:

- нормально допустимі значення сталого відхилення напруги δU у на входах приймачів електричної енергії складають $\pm 5\%$ від номінальної напруги;

- гранично допустимі значення сталого відхилення напруги δU на виводах приймачів електричної енергії складають $\pm 10\%$ від номінальної напруги електричної мережі;

- нормально і гранично допустимі значення сталого відхилення напруги в точках загального приєднання споживачів електроенергії до електричних мереж енергосистеми встановлюються в договорах на

постачання електроенергії. Нормальне допустиме відхилення напруги $\pm 5\%$, граничне допустиме відхилення напруги $\pm 10\%$.

Якість електричної енергії по сталому відхиленню напруги вважається відповідним вимогам, якщо всі зміряні за кожну хвилину протягом 24 годин значення сталого відхилення напруги не перевищують $\pm 10\%$, а 95% зміряних за той же період часу значень знаходиться в межах $\pm 5\%$.

1.3.5.2 Коливання напруги.

Коливання напруги характеризуються:

- розмахом вимірювання напруги;
- дозою Флікера.

Гранично допустимі значення розмаху напруги δU_t при коливаннях напруги залежать від частоти повторення змін напруги або інтервалу між змінами напруги. Методика визначення гранично допустимого розмаху напруги приведена в ГОСТ 13109-97.

Гранично допустимі значення для короточасної дози Флікера P_{st} при коливаннях напруги рівне 1,38, а для тривалої дози Флікера P_{lt} при тих же коливаннях напруги рівне 1,0.

Метод розрахунку короточасних і тривалих доз Флікера при коливаннях напруги приведений в ГОСТ 13109-97.

1.3.5.3 Несинусоїдальність напруги.

Несинусоїдальність напруги характеризується наступними показниками.

- коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги;
- коефіцієнт n-ой гармонійної складової напруги.

Нормально допустимі і гранично допустимі значення коефіцієнта спотворення синусоїдальної кривої напруги відповідно рівні 5% і 8%.

Нормально гранично допустимі значення коефіцієнта n-ой гармонійної складової напруги приведені в таблиці 1.1

Якість електричної енергії по коефіцієнту n-ой гармонійної складової напруги вважається відповідним вимогам, якщо найбільше зі всіх зміряних протягом 24 годин значення коефіцієнта n-ой гармонійної складової напруги не перевищує гранично допустимого значення (табл. 1.1), а значення n-ой гармонійної складової напруги з вірогідністю 95% не перевищує нормально допустиме значення (табл. 1.1).

Якість електричної енергії по коефіцієнту спотворення синусоїдальності кривої напруги вважається відповідним вимогам, якщо найбільше зі всіх зміряних протягом 24 годин значення коефіцієнта спотворення синусоїдальної кривої напруги не перевищує 8%, і з вірогідністю 95% не перевищує 5%.

Таблиця 1.1 - Значення n-ой гармонійної складової напруги.

Номер гармонійної складової	Нормально допустиме значення, %	Гранично допустиме значення, %	Номер гармонійної складової	Нормально допустиме значення, %	Гранично допустиме значення, %
2	1,5	2,25	22	0,20	0,30
3	1,5	2,25	23	1,00	1,50
4	0,7	1,05	24	0,20	0,30
5	4,0	6,00	25	1,00	1,50
6	0,3	0,45	26	0,20	0,30
7	3,0	4,50	27	0,20	0,30
8	0,3	0,45	28	0,20	0,30
9	0,5	0,75	29	0,89	1,33
10	0,3	0,45	30	0,20	0,30
11	2,0	3,00	31	0,85	1,27
12	0,2	0,30	32	0,20	0,30
13	2,0	3,00	33	0,20	0,30
14	0,2	0,30	34	0,20	0,30
15	0,3	0,45	35	0,77	1,16
16	0,2	0,30	36	0,20	0,30
17	1,5	2,25	37	0,74	1,11
18	0,2	0,30	38	0,20	0,30
19	1,0	1,50	39	0,20	0,30
20	0,2	0,30	40	0,20	0,30
21	0,2	0,30			

1.3.5.4 Несиметрія напруги.

Несиметрія напруги характеризується наступними показниками:

- коефіцієнтом несиметрії напруги по зворотній послідовності;
- коефіцієнтом несиметрії напруги нульової послідовності.

Нормальне допустиме і гранично допустиме значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності рівні відповідно 2% і 4%.

Якість електричної енергії по коефіцієнту несиметрії напруги по зворотній послідовності вважається відповідним вимогам, якщо найбільше зі всіх зміряних протягом 24 годин значень не перевищує 4%, а значення коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності, відповідне вірогідності 95%, не перевищує 2%.

1.3.5.5 Відхилення частоти.

Нормальне допустиме значення відхилення частоти - $\pm 0,2$ Гц.

Граничне допустиме значення відхилення частоти - $\pm 0,4$ Гц.

Якість електричної енергії по відхиленню частоти вважається відповідним вимогам, якщо всі зміряні протягом 24 годин значення відхилення частоти не перевищує $\pm 0,4$ Гц, а не менше 95% всіх зміряних значень відхилення частоти не перевищує $\pm 0,2$ Гц.

1.3.5.6 Провал напруги.

Граничне допустиме значення тривалості провалу напруги -30с.

При вимірюваннях визначається час різкого спаду напруги на кожному напівперіоді основної частоти до рівня нижче 0,9 Уном.

Якість електричної енергії по тривалості провалів напруги вважається відповідним вимогам, якщо найбільше зі всіх зміряних значень протягом року тривалості провалів напруги не перевищує гранично допустимого значення.

Характеристики провалів напруги в електричних мережах напругою 6-10 кВ приведено в ГОСТ 13109-97.

1.3.5.7 Імпульс напруги.

Імпульс напруги характеризується показником імпульсної напруги. Значення імпульсної напруги для грозових і комутаційних імпульсів, що виникають в мережах електрозабезпечуючої організації приведено в ГОСТ 13109-97.

1.3.5.8 Тимчасове перенапруження.

Тимчасове перенапруження характеризується показником коефіцієнта тимчасового перенапруження.

Амплітудне значення перенапруження визначається на кожному напівперіоді основної частоти при різкому перевищенні рівня напруги рівного $1,1 \sqrt{2} U_{ном}$. Коефіцієнт тимчасового перенапруження визначається:

$$K_{перU} = \frac{U_{amax}}{\sqrt{2} U_{ном}}, \quad (1.2)$$

де U_{amax} - амплітуда напруги в період перенапруження.

Критерії оцінки якості електроенергії в по тимчасових перенапруженнях приведені ГОСТ 13109-97.

1.4 Прилади для вимірів показників якості електроенергії.

На лабораторному стенді для вимірів показників якості електроенергії використовувались наступні прилади:

1.4.1 Вимірювач відхилення напруги 43203, призначений для вимірювання відхилення напруги основної частоти 50 Гц в фазах одно і трифазних мереж 380/220 В, 3х100 В, а також реєстрації показників відхилення напруги.

1.4.2 Вимірювач несиметрії цифровий 43204, призначений для вимірювання коефіцієнтів напруги і сили струму зворотної і нульової послідовності відносно напруги прямої послідовності. В приладі передбачена одночасна видана вимірюного значення на цифровий рахувальний пристрій в вигляді каналового сигналу напругою (0-5 В) для підключення к реєструючому пристрою.

1.4.3 Аналізатор гармонік електричної мережі цифровий 43250 призначений для контролю якості електроенергії в електричних мережах загального призначення. Прилад забезпечує вимірювання коефіцієнта несинусоїдальності напруги. У приладі передбачено аналогове виведення інформації про вимірювану величину у вигляді напруги постійного струму в діапазоні 0 - 5 В для подачі на зовнішній реєструючий пристрій.

1.4.4 Прилад цифровий для вимірювання статистичних характеристик 43401 призначений для вимірювання вірогідності попадання сигналу в задані інтервали, середнього значення, середньоквадратичного відхилення і вірогідності одночасного попадання сигналів в задані інтервали їх значень. Областю

застосування приладу є підстанції енергосистем і споживачів електроенергії, де він повинен працювати в комплекті із спеціальними переносними приладами контролю якості електроенергії 43203, 43204, 43250. Одночасно може бути відключено до чотирьох таких приладів. Статистичні характеристики визначаються в цілому за час вимірювання в трьох тимчасових інтервалах, межі яких протягом доби встановлюються на пульті приладу.

Передбачена можливість індикації статичних характеристик у будь-який момент часу в перебігу першої, другої, третьої доби за дві і три доби і у всіх тимчасових інтервалах.

1.4.5 Тривалість і періодичність вимірів показників якості електроенергії.

Мінімальна подовженість виміру ПЯЕ для оцінювання відповідності їх значень нормам ГОСТ 13109-97 і договірним обов'язкам дорівнює одній добі.

Рекомендується, щоб загальна тривалість вимірювань показників якості електроенергії складала не менше 7 діб, виходячи з тижневої періодичності зміни навантаження мережі.

Допускається зміна загальній тривалості вимірювань якщо відомо, що подальші вимірювання не приведуть до зміни результатів.

1.5 Спеціалізований прилад для вимірювання показників якості електроенергії.

В теперішній час розроблені та знаходяться в іспитово-промисловій експлуатації сучасні прилади вимірювання ПЯЕ на мікропроцесорній базі. Одним з таких приладів є реєстратор РК 3.01 (Росія, Санкт-Петербург).

Реєстратор РК 3.01 призначений для вимірювання і реєстрації ПЯЕ, оцінки відповідності якості вимірюваної електроенергії нормам, встановленим ГОСТ 13109-97 і видачі протоколу відповідності.

У реєстраторові ПЯЕ реалізовано визначення перевищень нормально і граничнодопустимих значень вимірюваних величин за період реєстрації, а також виділяються максимальні і мінімальні значення вимірюваних ПЯЕ. Є можливість щохвилинного перегляду зареєстрованих значень вимірюваних величин, визначення поточних значень. Величинами, контрольованими за допомогою реєстратора ПЯЕ під час проведення вимірювань, є:

- значення напруги змінного струму фазної або лінійної напруги (залежно від підключення приладу), - U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} , приведені до

вторинної обмотки трансформатора напруги в діапазоні від 0 до 520 В;

- значення напруги основної частоти $U(1)$, приведене до вторинної обмотки трансформатора напруги в діапазоні від 30 до 520 В;

- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_u - в діапазоні від 0 до 30%;

- коефіцієнт n -ої гармонійної складової напруги $K_u(n)$ (де $n = 2-40$) - в діапазоні від 0 до 30%;

- коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності K_{2u} - від 0 до 100%;

- коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності K_{0u} - від 0 до 100%;

- частота напруги f - від 40 до 70 Гц.

Після проведення вимірювань на кожному тимчасовому інтервалі і за кожну добу йде статистична обробка отриманих зміряних величин.

- інформація про нештатні ситуації (відключення живлення, аварійні ситуації і т.д.);

- середнє, максимальне і мінімальне значення за часовий інтервал або добу значення вищеперелічених величин;

- відносний час виходу зміряних величин за гранично допустимі значення протягом тимчасового інтервалу або доби;

- висновок про відповідність кожного ПЯЕ протягом даного тимчасового інтервалу або доби;

- шістнадцять зареєстрованих провалів напруги або перенапруження за кожну хвилину.

Тимчасові інтервали реєстрації можуть бути нерівномірними і при необхідності можна виділити окремий час доби для реєстрації ПЯЕ і при кожному інтервалу можна задати свій набір уставок.

Набір уставок для кожного ПЯЕ задається або стандартний, або встановлюється розрахунковий.

У реєстраторові реалізована можливість вибору номінальної напруги або при трансформаторному включенні - 57,7 В, 100 В, або при прямому включенні в мережу 0,4 кВ - 220В, 380В.

У концепції «особливі ситуації» реєстратора фіксуються наступні значення: коливання напруги, провал напруги, перенапруження, вихід за межі вимірювання. Ці величини

реєструються окремо і не відображаються в щохвилинному перегляді реєстратора і не включаються в статистику.

Реєстратор має послідовний канал, при якому реалізований фізичний інтерфейс RS232, до якого можна підключити будь-який пристрій і обмін відбуватиметься по логічному протоколу ModBus.

Обробка результатів проведених вимірювань проводиться як безпосередньо реєстратором ПЯЕ, як це описано вище, так і за допомогою персонального комп'ютера за програмою Trans Data. Програмне забезпечення дозволяє прочитувати результати вимірювань з пам'яті реєстраторів, відображати їх у вигляді таблиць, графіків і зберігати у файлах власного формату.

Програмне забезпечення дозволяє:

- одночасно зчитувати свідчення з одного реєстратора за різні інтервали часу;
- одночасно працювати з декількома реєстраторами незалежно від способу їх підключення;
- управляти процесом зчитування;
- проглядати ПЯЕ у вигляді графіків, як в процесі зчитування інформації, так і після зчитування;
- відображення на графіках екстремальних точок, проглядання графіків в тривимірному просторі, тривимірне обертання графіків;
- автоматичний контроль за якістю передачі даних;
- можливість створення «бази даних» реєстраторів.

Примітка: в даний час лабораторний стенд приладами на мікропроцесорній базі не обладнаний.

1.6 Виконання вимірів показників якості електроенергії

1.6.1 Підключення приладів вимірювання ПЯЕ здійснюється до установки У1134М (стенда для перевірки лічильників) за допомогою спеціального електричного розмножувача. Опис установки У1134М та її технічні характеристики приведені в методичних вказівках до лабораторної роботи №2.

1.6.2 Вимірювання відхилення напруги за допомогою приладів 43203 та 43401.

1.6.2.1 Встановити діапазон вимірювань приладу 43203, що перебиває напругу, що виставляється на стенді в перебігу всього періоду вимірювань.

1.6.2.2 Встановити на приладі 43401 годинні інтервали часу. Крок дискретизації встановити рівним 30 с.

1.6.2.3 Включити прилади вимірювань відповідно до технічного опису і інструкцій з експлуатації.

1.6.2.4 Провести запис результатів вимірювань в кінці кожного тимчасового інтервалу, в кінці доби і за весь період вимірювань в протокол.

1.6.3 Виконання вимірювань коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги, гармонійних складових напруги і фазових кутів зрушення.

1.6.3.1 Встановити межу вимірювання приладу 43250, що перекриває можливий діапазон зміни вимірюваної величини.

1.6.3.2 Встановити крок дискретизації вимірювань приладу 43401 рівним 30 с.

1.6.3.3 Провести далі операції з приладом 43401 у відповідності с п. 1.6.2.3 – 1.6.2.4.

1.6.4 Виконання вимірювань коефіцієнтів зворотної послідовності напруги, струмів зворотної послідовності і фазових кутів зрушення.

1.6.4.1 Встановити межу вимірювання приладу 43204, що перекриває можливий діапазон вимірювання величини.

1.6.4.2 Встановити крок дискретизації приладу 43401 рівним 30 с.

1.6.4.3 Провести операції з приладом 43401 у відповідності с п. 1.6.2.3 – 1.6.2.4.

1.6.5 Вимірювання статистичних характеристик.

При вимірюванні статистичних характеристик показників якості електроенергії за допомогою приладів 43401. Прилад здійснює вимірювання вхідних сигналів по всіх чотирьох каналах в заданих тимчасових інтервалах протягом часу до трьох діб і визначає по запиту оператора значення відповідної статистичної характеристики за будь-який з тимчасових інтервалів кожної доби роботи. При цьому ж роді роботи здійснюється по запиту оператора вимірювання миттєвого значення вхідного сигналу і часу, що пройшов з початку поточного тимчасового інтервалу.

1.7 Обробка результатів вимірювань.

1.7.1 Обробка результатів вимірювань відхилень напруги

1.7.1.1 Побудувати гістограми відхилень напруги по результатам вимірювань за допомогою приладів 43203 і 43401 після кожного

часового інтервалу часу протягом встановленої тривалості вимірювань.

При побудові гістограм інтервал відхилень напруги, відповідний діапазону вимірювань встановленому на приладі 43203 і номеру інтервалу вимірювань, встановленому на приладі 43401 визначають з табл. 1.2

По побудованих гістограмах відхилень напруги розрахувати вірогідність попадання поза допустимого діапазону для режимів найбільших і найменших навантажень центру живлення.

1.7.1.2 Визначимо $m\delta U$ і $\sigma\delta U$ з формули:

$$m\delta U = 0,2 m^*\delta U - \delta U_{\text{н.пред}}, \% \quad (1.3)$$

$$\sigma\delta U = 0,1 \sigma^*\delta U, \%$$

де $m^*\delta U$, $\sigma^*\delta U$ – математичне очікування і стандартне значення напруги.

$\delta U_{\text{н.пред}}$ – нижня межа діапазону вимірювання приладу.

Таблиця 1.2 - Інтервал вимірювання напруг на приладі 43203

Діапазон виміру приладу 43203	Інтервал відхилення напруг, відповідний номеру інтервалу виміру на приладі 43401							
	1	2	3	4	5	6	7	8
± 10	10,00 8,75	8,75 7,50	7,5 6,25	6,25 5,00	5,00 3,75	3,75 2,50	2,50 1,25	1,25 0,00
- 20 – 0	0,00 -1,25	-1,25 -2,50	-2,50 -3,75	-3,75 -5,00	-5,00 -6,25	-6,25 -7,50	-7,50 -8,75	-8,75 -10,00
0 – 20	20,00 18,75	18,75 17,50	17,50 16,25	16,25 15,00	15,00 13,75	13,75 12,50	12,50 11,25	11,25 10,00

Продовження таблиці 1.2

Діапазон виміру приладу 43203	Інтервал відхилення напруг, відповідний номеру інтервалу виміру на приладі 43401							
	9	10	II	12	13	14	15	16
+ 10	0,00 -1,25	-1,25 -2,50	-2,50 -3,75	-3,75 -5,00	-5,00 -6,25	-6,25 -7,50	-7,50 -8,75	-8,75 -10,00
-20 - 0	-10,00 -11,25	-11,25 -12,50	-12,50 -13,75	-13,75 -15,00	15,00 -16,25	-16,25 -17,50	-17,50 -18,75	18,75 -20,00
0 - 20	10,00 8,75	8,75 7,50	7,5 6,25	6,25 5,00	5,00 3,75	3,75 2,50	2,50 1,25	1,25 0,00

Провести розрахунки по інтервалах часу в перебігу всього часу вимірювань.

1.7.1.3 Визначити вірогідність попадання поза допустимим діапазоном для режимів найбільших і найменших навантажень.

1.7.1.4 Якщо відомо, що форма побудованої гістограми близька до нормального закону розподілу, то допускається на підставі даних про математичне очікування відхилень напруги δU і стандартного значення відхилень напруги $\sigma \delta U$ для інтервалів часу, розрахувати діапазони відхилень напруга, відповідна 95 % вірогідність по формулах (1.4), (1.5).

$$dU_B^{I(II)} = dU^{+I(II)} - 2s dU^{1(II)}, \quad (1.4)$$

$$dU_H^{I(II)} = dU^{I(II)} - 2s dU^{I(II)}, \quad (1.5)$$

де $dU_B^{I(II)}$, $dU_H^{I(II)}$ - верхня і нижня границя діапазону відхилення напруги, відповідні 95% вірогідності потрапляння в них в режимах найбільшого та найменшого навантаження, %.

Отримані значення $dU_B^{I(II)}$, $dU_H^{I(II)}$ повинні бути зіставлені з відповідними значеннями нормальних відхилень напруги.

1.7.2 Обробка результатів вимірювань коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги.

1.7.2.1 Обробку результатів вимірювань коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги за допомогою спеціалізованих приладів по вимірюванню ПЯЕ 43250 і 43401 слід виконувати способами, аналогічними описаним в п. 1.6.1.1 – 1.6.1.4.

Для побудови гістограм інтервал, відповідний встановленому на приладі 43250 діапазону вимірювань і встановленому на приладі 43401 номеру інтервалу вимірювань визначають з табл. 1.3.

1.7.2.2 Визначити математичне очікування $\bar{K}_{иск}$, середньоквадратичне відхилення $\sigma_{иск}$ або вірогідність виходу за допустимі межі за період, відповідний тривалості вимірювань.

1.7.3 Обробка результатів вимірювань коефіцієнта зворотної послідовності

1.7.3.1 Обробку результатів вимірювань коефіцієнтів зворотної послідовності за допомогою приладу 43204 і 43401 слід виконувати способами, аналогічними описаним в п. 1.6.1.1 – 1.6.1.4.

Таблиця 1.3 - Інтервал спотворення коефіцієнта синусоїдальності напруги на приладі 43250

Діапазон вимірювання приладу 43250, %	Інтервал коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги, відповідний номеру інтервалу виміру напруги на приладі 43401					
	1	2	3	4	5	6
0 - 5 %	5,00	4,685	4,375	4,06	3,75	3,435
	4,69	4,380	4,065	3,755	3,44	3,13
0 - 10 %	10,00	9,37	8,75	8,12	7,50	6,87
	9,38	8,76	8,13	7,51	6,88	6,26
0 - 20 %	20,00	18,75	17,50	16,25	15,00	13,75
	18,75	17,50	16,25	15,00	13,75	12,50
0 - 40 %	40,00	37,50	35,00	32,50	30,00	27,50
	37,50	35,00	32,50	30,00	27,50	25,00

Продовження таблиці 1.3

Діапазон вимірювання приладу 43250, %	Інтервал коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги, відповідний номеру інтервалу виміру напруги на приладі 43401					
	7	8	9	10	11	12
0 - 5 %	3,125 2,815	2,81 2,505	2,50 2,19	2,185 1,880	1,875 1,565	1,56 1,255
0 - 10 %	6,25 5,63	5,62 5,01	5,00 4,38	4,37 3,76	3,75 3,13	3,12 2,51
0 - 20 %	12,50 11,25	11,25 10,00	10,00 8,75	8,75 7,50	7,50 6,25	6,25 5,00
0 - 40 %	25,00 22,50	22,50 20,00	20,00 17,50	17,50 15,00	15,00 12,50	12,50 10,00

Продовження таблиці 1.3

Діапазон вимірювання приладу 43250, %	Інтервал коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги, відповідний номеру інтервалу виміру напруги на приладі 43401			
	13	14	15	16
0 - 5 %	1,25 0,94	0,935 0,63	0,625 0,30	0,31 0,00
0 - 10 %	2,50 1,88	1,87 1,26	1,25 0,63	0,62 0,00
0 - 20 %	5,00 3,75	3,75 2,50	2,50 1,25	1,25 6,00
0 - 40 %	10,00 7,50	7,50 5,00	5,00 2,50	2,50 0,00

1.8 Зміст звіту

1.8.1. Мета роботи.

1.8.2. Основні відомості про показники якості електроенергії.

1.8.3. Опис проведення експериментальних досліджень.

1.8.4. Результати експериментальних досліджень.

1.8.5. Висновки про виконану роботу.

2 ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 4

„Метрологічна атестація трансформаторів струму.”

2.1 Мета роботи

Вивчити методику метрологічної атестації трансформаторів струму для системи комерційного обліку електроенергії.

2.2 Програма роботи

2.2.1 Ознайомлення з програмою метрологічної атестації.

2.2.2 Ознайомлення з методикою проведення метрологічних випробувань.

2.2.3 Проведення метрологічних випробувань – визначення метрологічних характеристик трансформатора струму.

2.2.4 Обробка експериментально отриманих результатів, оформлення протоколів атестації.

2.3 Загальні відомості

2.3.1 Галузь використання.

Методика метрологічної атестації (ММА) поширюється на трансформатори струму (ТС) класів точності 0,1; 0,2; 0,5; 1,0 за ГОСТ 7746-89, які призначені для роботи в системі комерційного обліку електроенергії. За результатами метрологічної атестації встановлюються індивідуальні метрологічні характеристики ТС, що дає можливість перевірити їх відповідність характеристикам, що для них нормуються, а також дозволяє використання їх з меншими похибками ніж регламентується класом точності.

2.3.2 Розгляд технічної документації.

При розгляді технічної документації ТС виконується наступне.

1 Перевірка відповідності наведених у документації метрологічних характеристик вимогам нормативної документації.

2 Перевірка повноти, правильності та способу вираження метрологічних характеристик.

3 Перевірка повноти, правильності вибраних методів та засобів повірки.

4 Оцінка експлуатаційної документації.

2.3.3 Метрологічна атестація.

При проведенні метрологічної атестації ТС повинні виконуватись операції:

- 1 Зовнішній огляд.
- 2 Перевірка комплектності.
- 3 Розмагнічування.
- 4 Перевірка правильності позначень виводів.
- 5 Визначення метрологічних характеристик.
- 2.3.4 Умови проведення метрологічної атестації.

1 Похибки вимірювання при метрологічній атестації не повинні перевищувати 20% похибок, що допускаються для ТС, який атестується.

2 Засоби вимірювальної техніки, що застосовується при метрологічній атестації, повинні бути справними, повірені, та мати свідоцтво, чи відмітки в паспорті про перевірку, чи повірочне тавро.

3 Допускається застосовувати при атестації інші засоби вимірювальної техніки, характеристики яких задовольняють п. 2.1, п. 2.2

- 4 Температура навколишнього повітря, $C 20 \pm 10$;
- 5 Відносна вологість повітря, % 30 – 80;
- 6 Частота живлення мережі, Гц $50 \pm 0,4$;
- Напруга живлячої мережі, В 220 ± 22 ;
- 7 Коефіцієнт несинусоїдальності, % не більше 5.

2.4 Підготовка до проведення метрологічної атестації.

2.4.1 Зовнішній огляд.

При проведенні зовнішнього огляду повинна бути встановлена відповідність ТС наступним вимогам:

- контактні притискачі або виводи первинної та вторинної обмоток повинні бути справні;
- окремі частини ТС повинні бути міцно закріплені;
- болт заземлення повинен бути позначений;
- бак для масла не повинен мати дефектів, що причиняють течі масла;
- повинне бути передбачено місце для клеймування та опломбування;

На таблиці ТС повинно бути:

- найменування підприємства, що його виготовило, найменування ТС;
- заводський номер;
- номінальний первинний та вторинний струми;
- номінальні вторинні навантаження;

- позначення стандарту або технічних умов, по яким виготовлений ТС.

У вбудованих ТС табличка може бути відсутня.

2.4.2 Контроль відповідності ТС вимогам комплектності проводиться згідно його супроводжуючої документації.

2.4.3 Розмагнічування ТС.

ТС розмагнічується одним з указаних способів:

а) вторинні обмотки замикаються на опір:

$$R = \frac{250}{I_H^2}, \quad (2.1)$$

де I_H – номінальний вторинний струм ТС, що повіряється.

Через первинну обмотку пропускають номінальний струм та плавно його зменшують до нуля.

б) через первинну обмотку ТС при розімкнутій вторинній обмотці пропускають струм 10 % від номінального значення первинного струму, а потім плавно знижують до нуля.

в) через вторинну обмотку ТС при розімкнутій первинній обмотці пропускають струм, що дорівнює 10 % номінального значення вторинного струму, а потім плавно знижують до нуля.

Напруга на виводах вторинної обмотки не повинна перевищувати 75 % від допустимого значення при випробуваннях ізоляції.

Розмагнічування проводиться при номінальній частоті – 50 Гц.

2.4.4 Перевірку правильності позначень виводів ТС проводять пристроєм К507 при зібрані схеми метрологічної атестації перед операцією визначення похибок. Пристрій К507 забезпечений сигналізацією неправильного включення ТС.

2.5 Визначення метрологічних характеристик.

2.5.1 Визначення метрологічних характеристик ТС проводять диференційно-нульовим методом з використанням зразкового ТС (ТСЗ) та пристрою К507. Схема лабораторної установки для визначення похибки ТС показана на рис. 2.1

2.5.2 Похибки ТС класом точності від 0,02 до 1,0, визначаються при первинному струмі 10, 20 та 100% від номінального значення та номінальному навантаженні, а також при струмі 100, 120 % від

номінального значення та навантаженні, що дорівнює нижній межі діапазону навантажень ТС згідно супроводжуючої документації.

Значення струмів і повної потужності, яка видається ТС, що атестується у ланцюгу навантаження вторинних обмоток, при яких відбувається метрологічна атестація приведені в табл. 2.1. В табл. 2.1 прийняті наступні позначення:

$S_{ном}$ – номінальна потужність навантаження;

S_{min} – нижня межа діапазону потужності навантажень, що допускається (як правило для більшості ТС $S_{min}=0,25S_{ном}$);

S_0 – нульова потужність – при замкнутій вторинній обмотці накоротко;

$\cos\varphi_{ном}$ – номінальний коефіцієнт потужності.

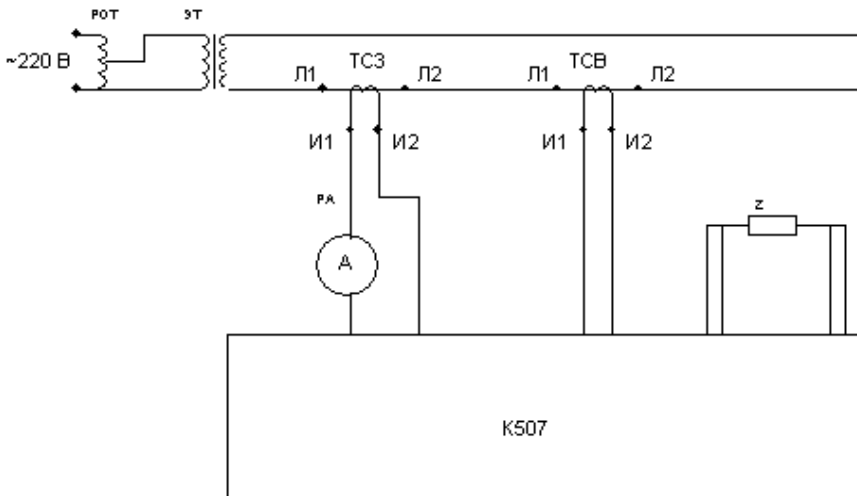


Рисунок 2.1 - Схема визначення похибок ТС

ТСЗ – ТС зразковий,

ТСВ – ТС, що випробується,

Р0Т – регулювальний однофазний трансформатор (ЛІАТР),

ЗТ – знижувальний трансформатор,

К507 – пристрій для повірки ТС.

Таблиця - 2.1 Значення струмів та навантаження вторинної обмотки ТС, що випробується

№ п/п	Струм в процентах номінального значення	Навантаження вторинної обмотки	
		Потужність	Коефіцієнт потужності
1	1*, 5, 20, 100, 120*	S _{ном}	Cosφ
2	120*	S _{мін}	Cosφ
3	1*, 5, 20, 100, 120*	S ₀	-

* - проводиться метрологічна атестація при нормуванні ТС (у супроводжуючій документації).

2.5.3 При неможливості виміряти похибки ТС f_0 та δ_0 при нульовому навантаженні, вони можуть бути розраховані за формулами:

$$f_0 = \frac{1}{3}(4f_{\min} - f_{\text{ном}});$$

$$d_0 = \frac{1}{3}(4d_{\min} - d_{\text{ном}}), \quad (2.3)$$

де $f_{\min}$, $\delta_{\min}$ – струмові та кутові похибки ТС при нижній межі допустимого навантаження вторинної обмотки – $S_{\min}$;

$f_{\text{ном}}$, $\delta_{\text{ном}}$ - струмові та кутові похибки ТС при номінальному навантаженні обмотки - $S_{\text{ном}}$;

f_0 , δ_0 - струмові та кутові похибки ТС при нульовому навантаженні.

У цьому випадку вимірюються похибки при всіх струмах за табл.. 4.1, при навантаженні вторинної обмотки, рівному значенні $S_{\min}$ замість нульового значення S_0 .

2.5.4 Похибки ТС визначають при збільшенні струму. При проведенні випробувань струм плавно збільшується від нуля (мінімально можливого значення) до точок виміру згідно табл. 2.1, починаючи з 5 % (1 %) до 120 % від номінального струму.

2.5.5 Похибки вбудованих та шинних ТС визначаються при всіх значеннях коефіцієнту трансформації.

2.5.6 Похибки вбудованих та шинних ТС визначаються з первинною обмоткою, яку створюють пропусканням витків проводу через центральний отвір при всіх значеннях номінальних ампер-витків. Вони повинні розташовуватись у відповідності з прикладеною технічною документацією до ТС, що випробується.

2.5.7 Похибки ТС визначені згідно табл. 2.1 (рядки 1 та 2) не повинні перевищувати допустимих похибок встановлених ГОСТ 7746-89, та приведених в табл. 2.2, 2.4, інакше ТС бракується.

2.5.8 Допускається проводити метрологічну атестацію ТС при інших, відмінних від вказаних в п. 2.5.2 значеннях струму та навантаження вторинної обмотки ТС при наявності таких вимог в нормативній документації до ТС, що атестується.

Таблиця 2.2 – Границі допустимої похибки ТС

Клас точності	Первинний струм в % від номінального	Границі допустимої похибки			Границі вторинного навантаження cosφ=0.8 % від Uном
		Струмової, %	Кутової		
			Хвилин	с рад	
0,2	5	±0,75	±30	±0,9	25-100
	20	±0,35	±15	±0,45	
	100-120	±0,20	±10	±0,3	
0,5	5	±1,5	±90	±2,7	25-100
	20	±0,75	±45	±1,35	
	100-120	±0,5	±30	±0,9	
1,0	5	±3,0	±180	±5,4	25-100
	20	±1,5	±90	±2,7	
	100-120	±1,0	±60	±1,8	
3	50-120	±3,0	Не нормується		50-100
5	50-120	±5,0	Не нормується		50-100
10	50-120	±10,0	Не нормується		50-100

Таблиця 2.3 – Нижня границя вторинного навантаження при номінальному навантаженні ТС, що менше 15 ВА

Номінальне вторинне навантаження, $S_{ном}$, ВА	2,5	5	10
Нижня границя вторинного навантаження при $\cos\varphi=0.8$, %	50	75	37,5

Таблиця 2.4 – Границі допустимої похибки ТС для релейного захисту

Клас точності	Границі допустимої похибки			
	При номінальному струмі			При струмі граничної кратності
	Струмова похибка, %	Кутова похибка		
		хвилин	с рад	
5Р	±1	+60	+1,8	5
10Р	±3	-	-	10

2.6 Обробка результатів вимірювань

2.6.1 Дійсне значення струмової похибки f_H (в відсотках) та кутової похибки d_H (в хвилинах) при дійсному опорі навантаження Z_H визначається за формулою:

$$f_H = f_0 + \frac{Z_H}{Z_{НОМ}}(f_{НОМ} - f_0) \cos(j_H - j_{НОМ}) - 0.0291(d_{НОМ} - d_0) \sin(j_H - j_{НОМ}) \quad (2.4)$$

$$d_H = d_0 + \frac{Z_H}{Z_{НОМ}}[(d_{НОМ} - d_0) \cos(j_H - j_{НОМ}) + \frac{1}{0.0291}(f_{НОМ} - f_0) \sin(j_H - j_{НОМ})] \quad (2.5)$$

де $Z_{\text{НОМ}}$, $Z_{\text{н}}$ – номінальне і дійсне значення вторинного навантаження, Ом,

$\varphi_{\text{НОМ}}$, $\varphi_{\text{н}}$ – фазове зрушення номінального і дійсного навантаження, градусів.

2.6.2 Номінальний вторинний опір навантаження в омах визначається за формулою:

$$Z_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{I_{\text{НОМ}}^2}, \quad (2.6)$$

де $I_{\text{НОМ}}$ – номінальний вторинний струм, А.

2.6.3 Фазове зрушення номінального вторинного навантаження в градусах визначається за формулою:

$$\varphi_{\text{НОМ}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{НОМ}}), \quad (2.7)$$

де $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ – значення, взяті з таблиці 4.1

2.6.4 Визначення дійсного значення вторинного навантаження ТС.

2.6.4.1 За допомогою пристрою К535 чи К507 або іншими відомими методами вимірюється дійсне значення активної $R_{\text{н}}$ в омах і реактивної $X_{\text{н}}$ в омах складових вторинного навантаження ТС.

2.6.4.2 За даними по п. 2.6.4.1 розраховують $Z_{\text{н}}$ і $\varphi_{\text{н}}$ за формулами:

$$Z_{\text{н}} = \sqrt{R_{\text{н}}^2 + X_{\text{н}}^2}, \quad (2.8)$$

$$j_{\text{н}} = \arctg \frac{X_{\text{н}}}{R_{\text{н}}}, \quad (2.9)$$

2.6.5 Одержані значення похибок f_0 , δ_0 та $f_{\text{НОМ}}$, $\delta_{\text{НОМ}}$ по п. 2.5.3 і обчислені значення $Z_{\text{НОМ}}$, $\varphi_{\text{НОМ}}$, $Z_{\text{н}}$, $\varphi_{\text{н}}$ по (2.6.3 – 2.6.6) підставляють у формули (2.1 – 2.2) для знаходження дійсних значень похибок $f_{\text{н}}$ та $\delta_{\text{н}}$.

2.6.6 Похибка дійсних значень $f_{\text{н}}$ та $\delta_{\text{н}}$ рівна відповідно $\pm 0,2 f_{\text{доп}}$ та $\pm 0,2 \delta_{\text{доп}}$,

де $0,2f_{\text{доп}}$, $0,2\delta_{\text{доп}}$ – допустима струмова похибка в відсотках і допустима кутова похибка в градусах для класу точності ТС, що атестується.

2.7 Оформлення результатів метрологічної атестації.

2.7.1 Розділ свідоцтва „результати метрологічних досліджень” оформляється згідно з додатком А.

2.7.2 Позитивні результати МА ТС засвідчуються відбитком повірного тавра та свідоцтвом про МА у відповідності з формою ДСТУ 3215-95, додаток Б.

2.7.3 Негативні результати МА ТС оформляються довідкою про непридатність ТС, в якій вказують підстави для визначення ТС неприпустимим до застосування.

2.8 Зміст звіту.

Звіт про проведену роботу повинен містити:

2.8.1 Мета роботи.

2.8.2 Опис проведених метрологічних досліджень.

2.8.3 Результати проведених досліджень по формі приведений в додатку А

2.8.4 Висновки про проведену роботу.

Додаток А
(обов'язковий)

Результати метрологічних досліджень

Номінальний первинний струм	$I_{1\text{ном}} =$	А
Номінальний вторинний струм	$I_{2\text{ном}} =$	А
Номінальне навантаження	$S_{\text{ном}} =$	ВА
Номінальний вторинний опір навантаження	$Z_{\text{ном}} =$	Ом
Номінальний коефіцієнт потужності	$\cos\varphi = 0.8$ $\varphi_{\text{ном}} = 36,89^\circ$	

Клас точності

I _{1ном} , А	I _{ном} , %	S _{ном}		So	
		f _{ном} , %	δ _{ном} , хвилин	f _о , %	δ _о , хвилин
	1				
	5				
	20				
	100				
	120				

де So – нульове навантаження ТС при його закороченій вторинній обмотці;

f_{ном} – струмова похибка при номінальному навантаженні;

δ_{ном} - кутова похибка при номінальному навантаженні;

f_о - струмова похибка при нульовому навантаженні;

δ_о - кутова похибка при нульовому навантаженні.

Дійсне значення коефіцієнта трансформації K_о визначається за формулою:

$$K_o = K_{\text{ном}} (1 - 0,01 f_n),$$

де K_{ном} - номінальний коефіцієнт трансформації;

f_n - значення струмової похибки в % при дійсному опорі навантаження на об'єкті експлуатації, яке визначається за ПМА 081/29-01.96.

Похибка визначення K_о не перевищує 0,2 f_{доп} %, де f_{доп} - межа допустимої струмової похибки за ГОСТ.

Додаток Б
(рекомендований)

Приклад розрахунку індивідуальних метрологічних характеристик ТС

1 На МА поданий трансформатор струму ТК-20 класу точності 0,5, первинний номінальний струм 200 А, вторинний номінальний струм $I_{ном}=5$ А, потужність номінального вторинного навантаження $S_{ном}=5$ ВА, номінальний коефіцієнт потужності $\cos\phi_{ном}=0,8$.

2 За формулами 2.6 – 2.7 знаходять $Z_{ном}=0,2$ Ом, $\phi_{ном}=36,89^\circ$.

3 За результатами експериментальних досліджень по п. 4.5.3. одержують результати, які зведені в таблицю Б.1

Таблиця Б.1 Результати експериментальних досліджень

Струм в відсотках номінального значення	$\Gamma_{ном}, \%$	$\delta_{ном},$ хвилин	$\phi_0, \%$	$\delta_0,$ хвилин
5	-1,43	43,0	+0,56	+34,0
20	-0,21	20,0	+0,94	+12,0
100	+0,17	11,0	+1,12	+6,0
120	+0,037	13,9	+1,12	+6,0

4 Дійсне значення складових вторинного навантаження знаходять по п 4.6.4.1.

$$R_n=0,2 \text{ Ом},$$

$$X_n=0 \text{ Ом}.$$

5 за формулами 1.5 – 1.6 обчислюють

$$Z_n=0,2 \text{ Ом},$$

$$\phi_n=0$$

6 Дійсні значення МХ ТС знаходять за формулами (2.4 – 2.5), які зведені в таблицю Б.2

Таблиця Б.2 Дійсне значення струмової та кутової похибки ТС

Іном, %	Fn, %	0,2 fдоп, %	δн, хвилин	0,2δдоп, хвилин
5	-0,82	±0,3	-82,2	±19
20	+0,16	±0,15	+42,1	±9
100	+0,45	±0,1	+29,6	±6
120	+0,39	±0,1	+34,6	±6

7 Дійсні значення коефіцієнта трансформації обчислюють за формулою (п. 1), які зведені в таблиці Б.3

Таблиця Б.3 Дійне значення коефіцієнта трансформації ТС

Іном, %	Ко	Похибка fдоп), %	Ко(0,2
5	40,33	±0,3	
20	39,94	±0,15	
100	39,82	±0,1	
120	39,84	±0,1	