

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

Факультет
будівництва, транспорту та
енергетики

Кафедра електротехнічних
систем та енергетичного
менеджменту

**ЕНЕРГОМОНІТОРИНГ ТА АВТОМАТИЗАЦІЯ
УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ**

*методичні рекомендації до виконання практичних робіт
для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі
спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка"*

Кропивницький
2023

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

Факультет
будівництва, транспорту та
енергетики

Кафедра електротехнічних
систем та енергетичного
менеджменту

**ЕНЕРГОМОНІТОРИНГ ТА АВТОМАТИЗАЦІЯ
УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ**

*методичні рекомендації до виконання практичних робіт
для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі
спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка"*

Затверджено
на засіданні кафедри
електротехнічних систем та
енергетичного менеджменту
Протокол № 13 від 13.02.2023 р.

Кропивницький 2023

Енергомоніторинг та автоматизація управління енерговикористанням: метод. рекомендації до виконання самост. роб. / [уклад. : Л. Г. Віхрова, П. Г. Плешков, В.В. Зінзура]; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023.— 41 с.

Укладачі:

Л. Г. Віхрова – канд. техн. наук, проф., професор ЕТС та ЕМ

П. Г. Плешков – канд. техн. наук, проф., завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

В. В. Зінзура – канд. техн. наук, доцент кафедри ЕТС та ЕМ

Рецензент: В. М. Каліч – канд. техн. наук, професор кафедри АВП ЦНТУ

© Віхрова Л. Г., Плешков П.Г.,
Зінзура В.В. 2023
© Центральноукраїнський
національний технічний університет,
2023

ЗМІСТ

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1. Методика вибору вимірювальних трансформаторів струму	4
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2. Методика вибору вимірювальних трансформаторів напруги	9
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3. Методика вибору технічних засобів для системи обліку та контролю електроенергії	12
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4. Розробка технічного завдання на АСКОЕ.....	13
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5. Порядок розробки проекту на впровадження АСКОЕ	15
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6. Вимоги до вимірювального комплексу та засобів комерційного обліку	16
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 7. Організація захисту інформації та вимоги до каналів зв'язку АСКОЕ	28
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 8. Вимоги до ЛУЗОД та до режимів функціонування АСКОЕ.....	34
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	40

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1

МЕТОДИКА ВИБОРУ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ

Трансформатори струму ТС служать для зменшення первинних струмів до величин найбільш зручних для підключення приладів виміру й обліку, реле захисту, пристроїв автоматики. Крім того, трансформатори струму і напруги забезпечують безпеку персоналу, що обслуговує електроустановку, через розділ кіл вищої і нижчої напруги.

Для підключення приладів слід використовувати трансформатори струму, вбудовані у вводи будівель і силових трансформаторів. Окремо трансформатори струму встановлюють для живлення системи автоматизованого обліку електроенергії і вимірювальних приладів.

Вибір трансформаторів струму виконується за:

1. Класом точності;

Для комерційного обліку використовують прилади клас точності який не менший 0,5 (0,5S). Для технічного обліку дозволяється використовувати прилади з класом точності більше 1,0.

Клас точності трансформаторів струму визначається їхнім призначенням і класом точності приладів. Клас точності ТС, який буде використовуватися, при підключенні до нього приладів з вказаним класом точності приведений в таблиці 1.

Таблиця 1. Вибір ТС в залежності від класу точності приладів

Клас точності приладів	0,5	1,0	1,5	2,5	4
Клас точності ТС	0,5	0,5	0,5	1	3

Якщо до ТС приєднуються тільки щитові вимірювальні прилади, достатньо класу точності (1,0), у деяких випадках амперметри у колі секційного або шиноз'єднувального вимикача приймають ТС з класом точності 3, для релейного захисту - 10,

Слід зауважити, що клас точності вибраного ТС забезпечується при виконанні двох умов:

$$1) Z_2 \leq Z_{2ном}$$

- 2) $\left(I_{розр} / I_{1н} \right) \cdot 100 \geq 100-120\%$ для класу точності до 0,5 і 1-3
де, $I_{роб}$ – робоче значення струму первинної обмотки ТС.
2. Номінальною напругою:

$$U_m \leq U_{1н} \quad (1.1)$$

де $U_{1н}$ - номінальна напруга, на яку розрахована ізоляція, трансформатора струму, кВ; U_m - номінальна напруга мережі, в якій встановлюється ТС, кВ.

3) Розрахунковим тривалим струмом кола, в яке вмикається трансформатор струму, А:

$$I_{розр} \leq I_{1н} \quad (1.2)$$

де $I_{1н}$ – номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму, його величина вибирається найближчою до значення $I_{розр}$ (тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибки); $I_{розр}$ - максимальний струм робочого режиму приєднання, для якого вибирається ТС, А;

При виборі номінального струму первинної обмотки ТС - $I_{1н}$ слід враховувати можливість перевантаження деяких типів трансформаторів струму на 10-20%, згідно довідникової літератури або каталогів на ТС.

Значення номінального вторинного струму $I_{2н}$ уніфіковано і дорівнює 5 А, в деяких випадках можуть бути значення 1 і 10 А.

3. Динамічною стійкістю обладнання до струмів короткого замикання:

4.

$$\begin{aligned} i_{y0} &\leq \sqrt{2} k_{дин} \cdot I_{н0}; \\ i_{y0} &\leq i_{дин} \end{aligned} \quad (1.3)$$

де $k_{дин}$ – коефіцієнт кратності електродинамічної стійкості.

Шинні трансформатори струму, за цією умовою не перевіряються.

5. Термічною стійкістю:

$$\begin{aligned} B_{\kappa} &\leq k_m \cdot I_{1n}^2 \cdot t_m; \\ B_{\kappa} &\leq I_m^2 \cdot t_m \end{aligned} \quad (1.4)$$

де k_m – коефіцієнт кратності термічної стійкості.

При відсутності в каталожних даних ТС $k_{дин}$ та k_m , необхідно використовувати значення $I_{дин}$ і I_m .

6. Вторинним навантаженням:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (1.5)$$

де $Z_{2ном}$ – номінальне навантаження ТС в заданому класі точності, Ом.

Так як індуктивний опір кіл струму невеликий, допускається приймати $Z_2 \approx R_2$. Вторинне навантаження складається з опору приладів $Z_{прил}$, з'єднувальних проводів $R_{пр}$ та перехідного опору контактів ТС R_{κ} .

$$Z_2 = Z_{прил} + R_{пр} + R_{\kappa} \quad (1.6)$$

Опір приладів визначають за виразом, Ом:

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2}, \quad (1.7)$$

де $S_{прил}$ – потужність, спожита приладами, що підключені до трансформатора, ВА;

I_2 – вторинний номінальний струм приладу ($I_2 = 5$ А).

Розрахунок $S_{прил}$ рекомендується вести в табличній формі (додаток 3). Потужність, яку споживають прилади вимірювання і обліку $S_{прил}$, визначають для найбільш завантаженої фази. Розрахунок потужності рекомендується виконувати в табличній формі (див додаток 3). Значення потужності, спожитої окремими приладами, можна прийняти по згідно таблиць Д7-Д8.

Опір контактів R_{κ} приймають рівним 0,05 Ом при двох-трьох приладах і 0,1 Ом при більшому числі приладів.

Щоб ТС працював в обраному класі точності необхідно дотримуватися умови:

$$Z_{прил} + R_{пр} + R_{\kappa} \leq Z_{2ном}$$

Звідки, опір з'єднувальних проводів, Ом:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - Z_{прил} - R_{\kappa}$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$F_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{R_{пр}}$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу (для мідних проводів

$$\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \times \text{мм}^2}{\text{м}}, \text{ для алюмінієвих - } \rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \times \text{мм}^2}{\text{м}}).$$

$l_{розр}$ - розрахункова довжина проводів, що залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму. При включенні приладів в одну фазу $l_{розр} = 2 \cdot l$; при включенні в неповну зірку $l_{розр} = 3 \cdot l$; при включенні в повну зірку $l_{розр} = l$. Де l – відстань від місця розташування ТС до вимірювальних приладів, м. Вона може бути прийнята для ліній 6-10 кВ споживачів 3,5÷5 м, для кіл РУ 35 кВ – 25÷55 м, для всіх кіл РУ 110 кВ – 60÷85 м.

Розрахунковий переріз проводів $F_{пр}$, заокруглюється до найближчого більшого стандартного перерізу ($F_{ст}$) жил контрольних кабелів, а саме 1,5; 2,5; 4; 6; 10 мм². Слід зауважити, що контрольні кабелі, якими з'єднуються ТС з вимірювальними приладами, повинні відповідати вимогам механічної стійкості. Через це переріз мідних проводів при наявності в колі розрахункових лічильників має бути не меншим від 2,5 мм², алюмінієвих проводів - не меншим від 4 мм². У разі відсутності лічильників найменшим перерізом за умовою механічної стійкості для мідних проводів може бути 1,5 мм², для алюмінієвих - 2,5 мм².

Тоді, опір з'єднувальних проводів залежить від їхньої довжини і стандартного перерізу:

$$R_{np.cm} = \frac{\rho \cdot l_{розр.}}{F_{cm}}, \quad (1.8)$$

Переріз більший за 6 мм², як правило, не застосовується.

Для електроустановок напругою 6...10 кВ з розподільними пристроями, виконаними шафами КРУ, рекомендуються трансформатори струму типу ТЛМ, ТШЛ, ТЛ, ТПЛ, ТПОЛ. Для відкритих розподільних пристроїв напругою 35 кВ і вище приймаються трансформатори струму типу ТФЗМ, ТФРК, НКФ та оптико-електронні трансформатори струму, що можуть контролювати не тільки струм і потужність, а і інші параметри.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2

МЕТОДИКА ВИБОРУ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ

Трансформатори напруги виготовляються різних типів на різні класи напруг. Вони можуть бути однофазному (НОЛ, НКФ) або трифазному виконанні (ЗНОМ, ЗНОЛ, НАМИ, НАМИТ) у зв'язку з цим трансформатори напруги вибирають за:

- 1) Призначенням
- 2) Схемою з'єднання між собою
- 3) Класом точності
- 4) Умовою роботи у заданому класі точності

$$S_{2p} \leq S_{2н} \quad (2.1)$$

де, $S_{2н}$ - номінальна повна потужність ТН, максимальне значення повної потужності електроенергії, що віддається вторинною обмоткою у зовнішнє коло, при якій трансформатор буде працювати у заданому класі точності, ВА; S_{2p} - розрахункова повна потужність електроенергії, що споживається контрольно-вимірювальними приладами, ВА(див. таблицю Д8).

- 5) Номінальними параметрами:

$$U_{\text{м}} \leq U_{1н} \quad (2.2)$$

де $U_{1н}$ - номінальна напруга первинної обмотки ТН, кВ; $U_{\text{м}}$ - номінальна напруга мережі, для роботи в якій вибирається ТН, кВ.

Трансформатори напруги встановлюються на кожній секції збірних шин розподільних пристроїв усіх класів напруг і вони є джерелом напруги для всіх паралельних котушок контрольно-вимірювальних приладів кожного приєднання даної секції. Крім того, ТН встановлюються на лініях 330 кВ та вище. У зв'язку з цим для обчислення S_{2p} необхідно знати число приєднань даної секції розподільного пристрою, в також дані приладів з паралельними котушками.

Якщо високовольтний розподільний пристрій виконаний без збірних шин і немає потреби в у вимірюваннях потужності та напруг, трансформатори напруг у даних схемах не передбачаються.

Вибір типу трансформаторів напруги, а також схема їх з'єднання у трифазній системі визначаються за їх призначенням. Якщо до ТН приєднані: лічильники електроенергії, по яких ведеться комерційний взаєморозрахунок, доцільно використати два однофазні трансформатори напруги типу НОМ для напруг від 6 до 35 кВ включно, або типу НОС для напруг 0,5 та 3 кВ, які з'єднані за схемою неповного трикутника. Для цього можна використати ТН типу НАМИТ, який має обмотку для компенсації кутової похибки.

Для вимірювання потужностей та енергії в лініях з напругою 110 кВ та вище використовують каскадні трансформатори напруги типу НКФ, обмотки яких з'єднані за схемою (зірка з нулем/зірка з нулем/розімкнутий трикутник). Такі самі типи трансформаторів застосовують для вимірювань лінійних і фазних напруг у мережах 110 кВ та вище.

Лінійні та фазні напруги в мережах 6...35 кВ включно вимірюють за допомогою трьох однофазних ТН типу ЗНОМ, ЗНОЛ, що мають схему з'єднання обмоток (зірка з нулем/зірка з нулем/розімкнутий трикутник) з обов'язковим заземленням нейтральних точок обмоток ВН та НН.

Для живлення приладів контролю стану ізоляції потрібно або група із трьох однофазних трансформаторів напруги типу ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.09 або один трифазний п'ятистріжневий ТН типу НАМИТ з схемою з'єднання (зірка з нулем/зірка з нулем/розімкнутий трикутник) Трансформатори ЗНОЛ. 06, ЗНОЛ.09 широко застосовуються у шафах комплектних розподільних пристроїв та в комплектних струмопроводах замість трансформаторів НАМИ та ЗНОМ, а трансформатори НОЛ.08 - для зміни та НОМ-10.

Через те, що схеми з'єднань обмоток трансформаторів напруг і котушок напруги приладів розрізняються, при визначенні S_{2p} визначають сумарне трифазне навантаження від паралельних котушок усіх приладів, що контролюють режим роботи всіх приєднань даної секції збірних шин:

$$S_{2\delta} = \sqrt{P_{\Sigma 2}^2 + Q_{\Sigma 2}^2} \quad (2.3)$$

$P_{\Sigma 2}$, $Q_{\Sigma 2}$ - сумарне значення відповідно активної (Вт) та реактивної (вар) потужності електроенергії, яка споживається приладами секції збірних шин.

Значення S_{2p} порівнюється з номінальною потужністю ТН в класі точності 0,5(0,5S) - S_{2n} при наявності лічильників комерційного обліку електроенергії. Для решти щитових приладів достатньо класу точності одиниця (1).

За номінальну потужність ТН (S_{2n}) приймають потроєну номінальну потужність однофазного трансформатора напруги при їх з'єднанні за схемою зірки, подвоєну потужність при їх з'єднанні за схемою неповного трикутника та номінальну потужність трифазного трансформатора.

Якщо S_{2p} перевищує номінальну потужність ТН (S_{2n}) у вибраному класі точності, то частину приладів приєднують до додатково встановлюваних однофазних трансформаторів напруги типу НОМ (зі схемою з'єднання обмоток неповний трикутник).

При визначенні повної розрахункової потужності S_{2p} втрати потужності у з'єднувальних провідниках не враховуються через їхню незначну величину, проте опір провідників призводить до додаткових втрат напруги. Згідно вимог нормативної літератури втрати напруги у провідниках від ТН до лічильників електроенергії не повинні перевищувати 0,5%, а в провідниках до щитових приладів - 3,0. Тому переріз провідника в колі ТН, який визначається допустимою втратою напруги, може бути прийнятий за умовою механічної стійкості: 1,5 мм² для мідних жил; 2,5 мм² для алюмінієвих.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3
МЕТОДИКА ВИБОРУ ТЕХНІЧНИХ
ЗАСОБІВ ДЛЯ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТА КОНТРОЛЮ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

В даній роботі необхідно вибрати трансформатори струму і напруги на збірних шинах НН та ВН знижувальної розподільчої підстанції з двома трансформаторами, що приведена на рисунку 2. На рис. 2, від секцій збірних шин розподільного пристрою (РП) 10 кВ відходять кабельні приєднання споживачів. У відповідності до заданого варіанту з додатку 2 вибирається число приєднань споживачів (N_1 та N_2) та приєднані трансформатори власних потреб T_2 для кожної секції збірних шин. Потужність електричних навантажень приєднань N_1 та N_2 визначається за наступним алгоритмом. Для всіх приєднань, що є парними потужність навантаження складає $S_n = 0,75 \cdot S_{н.тр}$, для непарних - $S_n = 0,5 \cdot S_{н.тр}$. Номінальна потужність - $S_{н.тр}$ відповідає вибраному трансформатору T_3 .

Згідно таблиці 1, для розрахункової схеми на рис. 2 необхідно вибрати контрольно-вимірювальні прилади: для кіл ВН та НН трансформатора T_1 ; для приєднань кабельних ліній до споживачів T_3 ; для приєднань трансформаторів власних потреб T_2 . Розрахункові струми, для вибору ТС, визначаються за потужністю обраних трансформаторів з додатку 2 та даними таблиці Д1 з додатку 1.

Секція ЗРП 10 кВ, що має більшу кількість приєднань, а відповідно і контрольно-вимірювальних приладів, виступає розрахунковим навантаженням для вибору ТН. Приклади вибору ТС та ТН приведені на додатках 3,5. У випадку, якщо вибір трансформаторів струму буде не можливий без порушення вимог комерційного обліку, необхідно виконати обґрунтування умов виконання технічного завдання (з приведенням розрахунків і пояснень).

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4

РОЗРОБКА ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ НА АСКОЕ

ТЗ на АСКОЕ є основним документом, який визначає вимоги і порядок створення (розвитку або модернізації) АСКОЕ, у відповідності з якими здійснюються її розробка та приймання при вводі в експлуатацію. Розробка ТЗ на АСКОЕ регламентується ГОСТ 34.602-89, технічними умовами (рекомендаціями), які видає енергопостачальна організація за письмовим запитом Споживача в термін до 10 днів та відповідно до [1] з обов'язковим визначенням:

- вимог до вимірювального комплексу;
- вимог до ланцюгів вимірювальних комплексів засобів комерційного обліку;
- вимог до точності обладнання комерційного обліку;
- вимог до класу точності обладнання комерційного обліку;
- вимог до точок та приладів обліку;
- правил зберігання даних;
- часових вимог;
- вимог до засобів моніторингу та діагностування;
- правил безпеки обладнання вимірювального комплексу;
- організації захисту інформації;
- вимог до ЛУЗОД;
- вимог до режимів функціонування АСКОЕ;
- вимог до каналів зв'язку та передаваних даних;
- вимог до видів забезпечення;
- вимог до програмних засобів;
- вимог до легалізації програмного забезпечення та боротьби з нелегальним його використанням (викладені в [5]);
- вимог та порядок атестації програмного забезпечення засобів вимірювальної техніки (викладені в [6]);
- вимог (не обов'язкові) до порядку реєстрації в Україні виробників та розповсюджувачів програмного забезпечення викладені в [7];
- порядку розробки, погодження та затвердження ТЗ на АСКОЕ.

Технічне завдання повинно бути погоджене в енергопостачальній організації та з суміжними суб'єктами (якщо такі існують). Енергопостачальна організація повинна в термін п'яти днів погодити технічне завдання (п.11 [1]) з видачею зауважень (якщо такі мають місце) строго з посиланням на нормативні документи. Зауваження, надані без посилання на нормативні документи, не враховуються та розгляду не підлягають. Енергопостачальній організації забороняється примушувати Споживача до встановлення приладів обліку, локального устаткування збору та обліку даних (ЛУЗОД), програмних засобів конкретних виконавців.

Згідно п. 8 в [1] Технічне завдання повинно пройти метрологічну експертизу. Метрологічна експертиза технічного завдання проводиться органами Укртестметрстандарту.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5

ПОРЯДОК РОЗРОБКИ ПРОЕКТУ НА ВПРОВАДЖЕННЯ АСКОЕ

Розробка ескізного та робочого проектів регламентується ГОСТ 24.62-86 і проводиться після погодження та метрологічної експертизи технічного завдання на АСКОЕ. Після розроблення технічного проекту він повинен бути погоджений в Енергопостачальній організації. Термін погодження регламентується [1] і не повинен перевищувати п'ятнадцяти робочих днів з дня його отримання енергопостачальною організацією.

Технічне рішення енергопостачальної організації щодо Технічного проекту повинне містити згідно [1]:

- Легітимність програмного забезпечення в складі ЛУЗОД (АСКОЕ), що використовується для комерційних розрахунків;
- Легітимність протоколів обміну з багатофункціональними лічильниками у складі програмного забезпечення ЛУЗОД (АСКОЕ);
- Відповідність проектних рішень технічним умовам (рекомендаціям), згідно з п.4 [1].

Після затвердження технічного проекту приймається рішення щодо підготовки об'єкта автоматизації до впровадження АСКОЕ, закупівлі обладнання та програмного забезпечення.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6

ВИМОГИ ДО ВИМІРЮВАЛЬНОГО КОМПЛЕКСУ ТА ЗАСОБІВ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ

Вимоги до вимірювального комплексу

Вимірювальний комплекс системи комерційного обліку складають: трансформатори струму (ТС), трансформатори напруги (ТН), їх вторинні кола, лічильники електроенергії (ЛЕ), які з'єднані за допомогою кабелів згідно електричної схеми. Для АСОЕ, що використовують багатофункціональні лічильники електричної енергії з цифровим виходом, вимірювальні канали закінчуються на інформаційному виході електролічильника. При використанні індукційних електролічильників з телеметричним приставками або статичних електролічильників з імпульсним виходом у вимірювальні канали входять телеметричні лінії зв'язку та ЛУЗОД.

Відповідно до “Порядку затвердження та використання коштів на встановлення систем (приладів) обліку ліцензіатами з передачі електричної енергії” рівень вузлів обліку АСОЕ повинен охоплювати всі вимірювальні системи (ВС), встановлені в розрахункових вузлах обліку і мати можливість розширення шляхом підімкнення нових ВС в обсязі не менше 10% від первісної чисельності.

Елементи вимірювального комплексу повинні бути внесені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки України і мати дійсні свідоцтва про повірку. Кожен вимірювальний комплекс комерційного обліку повинен мати паспорт –протокол який має переоформлятися при всіх змінах у вимірювальному комплексі та при проведенні планових робіт з періодичної повірки засобів вимірювань.

Вимоги до ланцюгів вимірювальних комплексів засобів комерційного обліку

Перед розробкою ТЗ на створення АСОЕ споживача має бути проведена паспортизація всіх вимірювальних комплексів засобів комерційного обліку. За результатами паспортизації необхідно:

- усунути причини, які не дозволяють забезпечити необхідну точність обліку електроенергії (наприклад, перевантаження (недовантаження) вимірювальних трансформаторів і т. ін.);

- переформити за необхідності паспорти-протоколи на вимірювальні комплекси засобів комерційного обліку;

- вжити заходів, що забезпечують захист засобів комерційного обліку від несанкціонованого доступу (встановити спеціалізовані шафи обліку, спеціалізовані блоки, коробки, панелі тощо .

- виключити з вимірювальних струмових ланцюгів пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА);

- виконувати підключення електролічильників до вимірювальних трансформаторів напруги окремим кабелем;

- вивести вимірювальні ланцюги обліку на спеціальні випробувальні блоки (випробувальні коробки), що встановлюються в безпосередній близькості від електролічильників і забезпечити можливість їх пломбування;

- усі ТС мають відповідати вимогам ІЕС60044-1:2008. Усі поєднані блоки ТН/ТС мають відповідати вимогам ІЕС 60044-3, або ДСТУ ІЕС 60044- 3:2009. Загальне навантаження на вторинну обмотку ТН або ТС ні в якому випадку не має перевищувати номінального навантаження цієї обмотки.

Там, де необхідні окремі ТС або ТН, достатньо встановити ТС або ТН з окремими вторинними обмотками та спільною первинною обмоткою. Для мінімізації втрат в колах ТС і ТН кабельні сполучення повинні бути мінімальної довжини. У випадках наявності більше ніж одного належного ТН, слід запровадити схему їх перемикавання, щоб напруга не втрачалась у випадку втрати напруги від

одного ТН. Якщо необхідні окремі ТН, схема перемикавання має передбачати використання різних ТН окремо для основного та дублюючого лічильників.

Виводи ТН у складі вимірювального комплексу повинні бути обладнані захисним автоматом, розташованим якомога ближче до контактів вторинної обмотки. Там, де основний та дублюючий лічильники використовують єдине джерело опорної напруги, а довжина кабелю від захисних автоматів змонтованих на затискачах ТН, до лічильника

перевищує 30 метрів, відбір напруги для основного та дублюючого лічильників слід виконувати окремо, через окремі захисні автомати, встановлені якомога ближче до контактів ТН. Якщо нормативами вимагається вимірювання якості постачання в точці приєднання, загальний вимірювальний комплекс проектується таким чином, щоб реєструвати як кількість, так і якість електричної енергії.

Вимоги до точності обладнання комерційного обліку

Таблиця 6.1 - Допустимі межі похибки для вимірювального комплексу, що реєструє активну енергію

Загальна точність комерційного обліку	Струм (відносно номінального струму)	Коеф. потужн.	Межі похибки
Приєднання між магістральними та іншими мережами й генеруючими блоками – [100]МВт та вище	Від [120]% до [10]%	[1]	±[0.5]%
	Від [10]% до [5]%	[1]	±[0.7]%
	Від [5]% до [1]%	[1]	±[1.5]%
	Від [120]% до [10]%	[0.8] ємн.	±[1.0]%
		[0.5] інд.	±[1.0]%
Приєднання між розподільними мережами, та генеруючими блоками нижче [100]МВт Точками постачання понад [10]МВт	Від [120]% до [10]%	[1]	±[1.0]%
	Від [10]% до [5]%	[1]	±[1.5]%
	Від [5]% до [1]%	[1]	±[2.5]%
	Від [120]% до [10]%	[0.8] ємн.	±[2.0]%
		[0.5] інд.	±[2.0]%
Точки постачання від [1]МВт до [10]МВт	Від [120]% до [10]%	[1]	±[1.5]%
	Від [120]% до [10]%	[1]	±[2.0]%

Загальна точність комерційного обліку	Струм (відносно номінального струму)	Коеф. потужн.	Межі похибки
	Від [120]% до [10]%	[0.8] ємн.	±[2.5]%
		[0.5] інд.	±[2.5]%
Точки постачання від [150]кВт до [1]МВт	Від [10]% до [5]%	[1]	±[1.5]%
	Від [20]% до [5]%	[1]	±[2.5]%
	Від [120]% до [10]%	[0.8] ємн.	±[2.5]%
		[0.5] інд.	±[2.5]%
Інші точки постачання	Від [100]% до [5]%	[1]	±[2.5]%
Усі приєднання між мережами, генеруючими блоками та точки постачання [1] МВт та вище	Від [120]% до [10]%	[0]	±[4.0]%
	Від [100]% до [20]%	[0.87] інд.	±[5.0]%
		[0.87] ємн.	±[5.0]%
Точки постачання між [150]кВт та [1]МВт, та інші точки постачання, де вимагається тарифом на доступ до мережі	Від [100]% до [20]%	[0]	±[5.0]%
	Від [100]% до [20]%	[0.87] інд.	±[5.0]%
		[0.87] ємн.	±[5.0]%

Вимоги до класу точності обладнання комерційного обліку

Таблиця 6.2. Класи точності встановленого обладнання комерційного обліку

Точність обладнання комерційного обліку	Активний лічильник	Реактивний лічильник	ТС	ТН
Приєднання між магістральними мережами та іншими мережами та генеруючими блоками [100]МВт та вище	0.2S	2.0	0.2S	0.2
Приєднання між розподільними мережами , генеруючими блоками нижче 100 МВт та точками постачання [10] МВт та вище	0.2S	2.0	0.2S	0.5
Точки постачання [1] МВт та вище	0.5	3.0	0.5	1.0
Точки постачання вище [150] кВт та точки постачання , де регуляторним органом визначено необхідність інтервальних лічильників	1.0	3.0	0.5	1.0
Інші точки постачання	2.0	3.0	0.5	-

Вимоги до точок та приладів обліку

Обладнання комерційного обліку встановлюється в точці приєднання між мережами різних операторів мереж (ОМ), або у точці приєднання між мережею ОМ та мережею користувача системи, або між мережею споживача і субспоживача. Ця точка визначається як точка комерційного обліку.

У разі неможливості встановити обладнання комерційного обліку на межі між мережами, в точці приєднання, обладнання комерційного обліку слід встановлювати в точці вимірювання настільки близько до межі мереж, наскільки це є розумно можливим, та погодити коригувальні коефіцієнти або алгоритм розрахунку втрат у мережі між сторонами, відповідальними за мережі з обох боків точки приєднання, та РР. У випадку, коли сторони не можуть домовитися про відповідні коригувальні коефіцієнти або алгоритм розрахунку втрат в мережі, це питання слід винести на процедуру вирішення суперечок.

Розрахунок необхідних коригувальних коефіцієнтів має виконуватися згідно з відповідною методикою (розробляється). У випадках, коли застосовуються коригувальні коефіцієнти, вони повинні, по можливості, застосовуватися безпосередньо у лічильниках так, щоб дані, які показує лічильний механізм, відображали зобов'язання сторін. У випадках, коли неможливо застосувати коригувальні коефіцієнти до лічильників, вони можуть бути застосовані до даних комерційного обліку у будь-якій зовнішній станції пристрою зберігання первинних даних, що належать до лічильника, або у системах оператора даних комерційного обліку (ОДКО).

Прилади комерційного обліку електроенергії, що працюють у складі АСОЕ Споживача, які є джерелами первинної інформації для АСОЕ, повинні відповідати наступним вимогам:

- Лічильники активної енергії мають відповідати вимогам ДСТУ ІЕС 60687:2004, ДСТУ ІЕС 61036:2001 та відповідним розділам ІЕС 62052, ІЕС 62054, залежно від конкретного випадку.

- Лічильники реактивної енергії повинні відповідати вимогам ДСТУ ІЕС 61268-2001 та відповідним розділам ДСТУ ІЕС 62503, залежно від конкретного випадку.

- ЛЕ повинні включати енергонебезпечний лічильний механізм накопичувальної енергії для кожної величини, що вимірюється.

- ЛЕ повинні забезпечувати вимірювання електроенергії з наростаючим підсумком обчислення усередненої потужності за півгодинні інтервали часу (за необхідності - мати значення усередненої потужності за більш короткі проміжки часу);

- В ЛЕ повинен вестись «журнал подій» (фіксація кількості перерв живлення, кількості та дат зв'язків з лічильником, що призвели до будь-яких змін даних і т. ін.);

- ЛЕ повинні мати захист від несанкціонованої зміни параметрів, функцію автоматичної діагностики, забезпечувати збереження інформації, а також забезпечувати роботу внутрішнього таймера і ведення календаря при втраті живлення не менш 1 року;

- ЛЕ повинні забезпечувати облік активної та реактивної енергії в прямому і зворотному напрямках, вимірювання активної і реактивної потужності, мати можливість здійснення зовнішньої синхронізації ходу внутрішнього таймера та забезпечувати похибка ходу внутрішнього таймера не більше 0,5 секунд на добу;

- ЛЕ повинні виконувати автоматичний перехід на літній/зимовий час, забезпечувати період інтеграції вимірюваних величин з інтервалом 1, 3, 5, 15, 30 і т.д., забезпечувати формування бази даних результатів обліку з обов'язковою прив'язкою величин до часу вимірювань і зберігати їх в енергонебезпечній пам'яті, підтримувати функцію підімкнення зовнішнього резервного електроживлення та зберігання графіка навантаження не менше ніж за останні 40 діб;

- Для забезпечення можливості автоматичного знімання інформації ЛЕ повинен мати імпульсний вихід типу "сухий контакт" і послідовний інтерфейс RS-232 або RS-485 (RS-422) із можливістю зовнішньої синхронізації ходу внутрішнього таймера;

- Забезпечення працездатності при температурі навколишнього повітря від -20 до +55 С0, середнє напруцювання на відмову – не менше 53000 годин, міжповірочний інтервал - 6 років.

Зберігання даних

Дані комерційного обліку інтервальних лічильників мають зберігатися у точці вимірювання, (споживання менш ніж 1кВт·год у будь-якому розрахунковому періоді має переноситися у наступний розрахунковий період). Відповідальна сторона має забезпечити, щоб оператор обладнання комерційного обліку (ООКО) і ОДКО, яких вона призначила, використовували сумісне обладнання і процедури, а ООКО має забезпечити, щоб установлений пристрій зберігання первинних даних був опитаний системами з використанням ОДКО.

Зазвичай, ОДКО опитуватиме пристрої зберігання первинних даних та збиратиме дані комерційного обліку щоденно. Однак, упродовж періоду зберігання даних у пристрої зберігання первинних даних має бути можливим повторний збір даних комерційного обліку. Функції “зчитування” не повинні стирати або змінювати будь-які отримані дані комерційного обліку, які зберігаються. Пристрій зберігання первинних даних на запит ОДКО повинен надавати будь-яку частину записаних даних.

У разі відсутності електричного живлення пристрої зберігання первинних даних мають видавати сигнал тривоги, який буде отриманий ОДКО при наступному опитуванні цих пристроїв. По можливості, цей сигнал має бути прив’язаний до тих даних, інтервалів яких стосується стан відсутності живлення. Для забезпечення функціонування за тривалої відсутності живлення,

годинник, календар та всі дані мають підтримуватися впродовж періоду (45) днів без приєднання зовнішнього живлення.

Часові вимоги

Вимоги до точного часу ОДКО та локальних вимірювальних комплексів споживачів є такими. Усі виміряні розрахункові періоди мають відноситися до часової точки 00:00:00 відповідно до національного стандарту часу. Синхронізація часу центральних систем ОДКО має виконуватися за допомогою будь-якого засобу, який давав би змогу

ОДКО підтримувати свої системи у межах ± 1 с відносно стандартного часу в Україні, а синхронізація має проводитися кожні 6 годин.

Якщо ОДКО в разі несправності зв'язку використовує портативне обладнання для збору даних з пристрою зберігання первинних даних, синхронізація часу портативного обладнання рекомендується виконуватися синхронізуючим еталонним сигналом з основних систем ОДКО. Синхронізація часу має виконуватися безпосередньо перед та безпосередньо після збору даних або, якщо ці події розділяє понад 24 години, принаймні один раз кожні 24 години.

Синхронізація часу пристрою зберігання первинних даних має зазвичай виконуватися синхронізуючим еталонним сигналом від ОДКО. Щоразу, коли (локальні або дистанційні) системи ОДКО опитують пристрій зберігання первинних даних, час, зареєстрований цим пристроєм, звірятиметься з часом, зареєстрованим системами ОДКО. Якщо різниця перевищує 2 секунди, але менша ніж 10 хвилин, системи ОДКО мають скоригувати час, зареєстрований пристроєм зберігання первинних даних. У випадках, коли різниця у часі перевищує 10 хвилин, зареєстрований пристроєм зберігання первинних даних час не має коригуватися, а будь-які зібрані дані не повинні обробляти доти, доки причини розбіжностей не будуть розслідувані ООКО, та не стане зрозумілим вплив цих розбіжностей на зібрані дані.

Початок кожного розрахункового періоду повинен знаходитись у діапазоні допуску ± 5 секунд. Точність тривалості кожного розрахункового періоду має бути у межах $\pm 0,1\%$, за винятком випадків, коли у цей період мала місце синхронізація часу. Загальні межі похибки точного часу, з урахуванням відмови зв'язку з пристроєм зберігання первинних даних упродовж періоду 10 днів, мають бути такими:

- час завершення кожного розрахункового періоду має бути у діапазоні допуску ± 10 секунд;
- тривалість кожного розрахункового періоду має бути у межах $\pm 0,1\%$, за винятком випадків, коли у цей розрахунковий період мала місце синхронізація часу;
- кожний ООКО та ОДКО мають синхронізувати у часі свої основні системи, принаймні, один раз за кожні 6 годин, а будь-який локальний пристрій збору даних або портативне обладнання, що

використовується для програмування лічильників або збирання даних з лічильників2),- принаймні один раз на кожні 24 години;

- один час, використовуваний у всіх лічильниках і пристроях зберігання первинних даних , має завжди відповідати стандартному (зимовому) часу в Україні, який на 2 години випереджає УКЧ. Упродовж будь-якого періоду застосування літнього часу, дані комерційного обліку коригуються до часу за годинником у системах ОДКО, які враховують 23- та 25-годинні дні для забезпечення правильного застосування всіх даних.

Вимоги до засобів моніторингу та діагностування

Вимоги до засобів моніторингу. Мають забезпечуватися засоби моніторингу кожної з таких умов:

- збій у роботі пристрою зберігання первинних даних;
- обертання лічильника у зворотному напрямку (якщо це можливо); Контроль заряду акумуляторної батареї та наявності електричного живлення;
- Перевірка пам'яті;
- Проблема отримання напруги від ТН, доступ до локального порту опитування та інших осіб, крім ОДКО.

Про будь-яку з вище зазначених несправностей або випадків має повідомляти, щонайменше, звичайний індикатор подій при знятті даних ОДКО, та при доступі до локального порту опитування. Де це реально, відповідний розрахунковий період має бути позначений ознакою події, яка включала позначку часу, щоб показати, коли подія мала місце й коли нормальне функціонування було відновлене.

ОДКО повинні забезпечити проведення регулярних перевірок зазначених подій, а також вживання належних заходів.

Система повинна мати власні засоби моніторингу за станом елементів виконання регламентних дій, а також реєстрацію подій на довготривалих носіях. Система повинна забезпечувати видачу попереджувальної інформації (звукової та візуальної сигналізації) з використанням внутрішніх (монітор, звукова карта) і зовнішніх (інформаційне табло, незалежна звукова сигналізація, дзвінок по телефону, сигнальний лист по E-mail ...) можливостей.

Вимоги до діагностування системи

У процесі експлуатації АСОЕ повинна виконуватися автоматична діагностика технічних і програмних засобів. Діагностування повинно забезпечувати контроль технічного стану технічних і програмних засобів АСОЕ та виявлення місць виникнення несправностей обладнання.

Діагностика АСОЕ повинна проводитись відповідно до регламенту, встановленого в експлуатаційній документації в автоматичному фоновому режимі, з обов'язковим записом діагностичних повідомлень в «Журнал подій». Доступ до діагностичної інформації повинен забезпечуватися автоматично, за запитом.

В автоматичному режимі АСОЕ повинна забезпечувати:

- контроль функціонування технічних і програмних засобів АСОЕ; контроль наявності зв'язку між рівнями АСОЕ.
- тестування програмно-апаратних засобів АСОЕ для перевірки їх
- працездатності повинно проводитись: при кожному включенні АСОЕ, періодично, при нормальному режимі функціонування, згідно з регламентом технічного обслуговування.

АСОЕ повинна забезпечувати можливість діагностування в ручному режимі при плановому регламентному обслуговуванні, без порушення функціонування системи. В автоматичному режимі повинна забезпечуватися діагностика таких збоїв та відказів технічних засобів і каналів зв'язку системи: рівень енергооб'єкта, локальний центр збору даних обліку, відсутність інформаційного обміну по каналу «лічильник-засіб обліку» (інформація про збій повинна передаватися на верхній рівень АСОЕ, на рівень енерговузла, іншим заінтересованим сторонам), відсутність інформаційного обміну по каналу «засіб обліку – АСОЕ суб'єкта ОРЕ, АСОЕ користувача».

Рівень вузла ЕК: відсутність інформаційного обміну по каналу «ЛУЗОД-масив некоректованих даних» (повідомлення про збій повинно передаватися на верхній рівень АСОЕ ЕК, на рівень участка ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «масив даних – користувач» (повідомлення про збій повинно передаватися на верхній рівень АСОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «масив некоректованих даних» АСОЕ суб'єкта ОРЕ, АСОЕ споживача,

відсутність інформаційного обміну по каналу «масив некоректованих даних верхній рівень»(повідомлення про збій повинно передаватися на верхній рівень АСОЕ ЕК).

Верхній рівень: відсутність інформаційного обміну по каналу «прилад обліку-верхній рівень» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «засіб обліку (об'єкта обліку) – верхній рівень» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «ЛІУЗОД- масив некоректованих даних» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «масив некоректованих даних- користувач» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСОЕ ЕК), відхилення поточного часу (календарної дати) в технічних засобах АСОЕ від системного на величину, що не перевищує допустиме значення. Діагностичні повідомлення повинні відображатися на АРМ і сервері збору даних АСОЕ у вигляді відповідних екранних форм (поточний стан системи, «журнал подій» і т. ін.) і накопичування в базі даних (глибина зберігання визначається при конфігурації АСОЕ ЕК).

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 7

ОРГАНІЗАЦІЯ ЗАХИСТУ ІНФОРМАЦІЇ ТА ВИМОГИ ДО КАНАЛІВ ЗВ'ЯЗКУ АСКОВЕ

Для збереження вимірювальних комплексів від фізичних пошкоджень вони повинні встановлюватися згідно ПУЕ , а також у місці, яке має бути завжди: захищеним від доступу сторонніх осіб, тварин або комах, які можуть спричинити пошкодження, вільним від займистих матеріалів на відстані 1,5 метри в усіх напрямках, вільно та безпечно доступним для представників ОМ, ООКО або ОДКО з місця, в якому вони здійснюють доступ на територію, чистим та сухим, за винятком випадків, коли обладнання призначене для використання на відкритому повітрі, відповідати вимогам ПУЕ та інших доречних нормативних документів.

Пломбування обладнання комерційного обліку

На додаток до пломби (встановленої Укртестметрстандартом , від імені Укртестметрстандарту), мають бути встановлені охоронні пломби з метою забезпечення виявлення можливого втручання до цілісності обладнання комерційного обліку.

Усе обладнання комерційного обліку має бути опломбоване безпосередньо перед першим вмиканням живлення та після будь-яких наступних робіт, які вимагають зняття пломб. З метою забезпечення неможливості повторного встановлення та обладнання старих пломб з метою приховати недозволене втручання, усі старі пломби мають вилучатися з об'єкта та знищуватися ОМ або ООКО, відповідальним за їх вилучення.

У цьому контексті необхідно, щоб усі кришки затискачів лічильників, кришки блоку випробувань, додаткові клеми та канали, перемикачі часу, що використовуються для контролю тарифних значень, з'єднувальні блоки, кришки комунікаційних портів, кришки терміналів ТС та ТН були опломбовані. У випадках , коли деякі з цих компонентів розташовані в одній шафі, дозволяється опломбовувати кришки цієї шафи замість опломбування кожного окремого компонента.

У випадках, коли користувач системи вимагає зняття пломб з лічильників для виконання роботи, не пов'язаної з комерційним обліком, зацікавлений учасник повинен викладеним нижче способом надіслати

запит про явку представника ОМ чи ООКО, щоб зняти пломби або засвідчити виконану на об'єкті роботу чи провести інспектування обладнання.

Організація захисту інформації

Обладнання АСОЕ має відповідати вимогам до програмно-апаратних засобів захисту, які повинні включати в себе : розмежування доступу до інформації, реєстрацію подій, що мають відношення до захищеності інформації, забезпечення доступу тільки після ідентифікації та введення особистого пароллю, заборона на несанкціоновану зміну конфігурації, захист від можливості зміни даних через локальну мережу або модем, конструкцію апаратури, яка передбачає можливість пломбування, що унеможливорює доступ всередину корпусу і до клемних колодок.

Вимоги до захисту та достовірності даних

Вимоги до безпеки повинні бути відображені в експлуатаційних документах і забезпечувати їх виконання при експлуатації АСОЕ, 2 конструкція технічних засобів обліку всіх рівнів АСОЕ повинна забезпечувати захист від несанкціонованого доступу до їх пам'яті, всі випадки коригування дати і часу в приладах і пристроях обліку повинні фіксуватися в пам'яті з відміткою дати та часу коректування, структура бази даних (БД) і процедури роботи з системою управління базою даних (СУБД) на центральному рівні АСОЕ повинні бути захищені від несанкціонованого доступу системою паролів і повноважень.

Доступ до калібрування і зміни конфігурації лічильників, зміни літнього/зимового часу, тарифних зон і облікових даних повинен мати захист у вигляді механічного блокування, зняти який можна тільки порушивши цілісність пломби ліцензіата, доступ до зміни метрологічних характеристик лічильника повинен мати захист у вигляді механічного блокування, зняти яке, не порушивши цілісності пломби ліцензіата неможливо, у пам'яті приладів і пристроїв обліку повинні зберігатися дата й час останнього перепрограмування їх функцій і параметрів, дані, які вводяться або коригуються ручним способом, на всіх рівнях АСКОЕ повинні мати позначку «ручного введення».

У випадку зникнення основного електроживлення комп'ютерне обладнання системи має перейти на живлення від блоків безперебійного живлення та виконати безпечну зупинку в автоматичному режимі.

У разі втрати зв'язку з іншими елементами системи кожен вузол системи повинен бути здатний функціонувати автономно, виконуючи свої функції в мінімальному обсязі. Інформація про події повинна накопичуватися в локальній пам'яті вузла системи. Після відновлення зв'язку дані з локальної пам'яті (пристроїв і приладів обліку) повинні бути передані в базу даних АСКОВЕ.

Відновлення після збоїв та аварій в системі має відбуватися в автоматичному або автоматизованому режимі. При цьому: для захисту даних комерційного обліку електричної енергії від несанкціонованого доступу та з метою забезпечення можливості внесення змін до налаштування лічильника лише відповідними уповноваженими особами, локальний та дистанційний доступ, який не вимагає зняття кришки, опломбованої згідно з вимогами розділу 11.2., має бути можливий лише після вводу відповідного контролю, протокол обміну даними має забезпечувати надання доступу лише до тих зон, які визначені введеним паролем.

Обладнання має рахувати кількість випадків спроб отримання доступу до даних комерційного обліку через локальні порти або порти дистанційного доступу та введення невірної паролю, а якщо кількість неуспішних спроб досягає 5, відключати процес автоматизації (до кінця даної години) на період 1 год. Має бути створено щонайменше 4 рівні безпеки. Паролі мають вибиратися з використанням набору літер, цифр та символів, що підтримуються обладнанням комерційного обліку. Паролі не повинні вибиратися з використанням будь-якої системи, що дозволяє вирахувати пароль. В системах які використовуються для отримання даних, паролі Першого та Другого рівнів повинні зберігатися таким чином, щоб унеможливити їх прочитання оперативному працівнику, який отримує дані.

Рівень 1

Пароль 1 рівня надаватиме доступ виключно для зчитування: ідентифікаційного коду пристрою зберігання первинних даних або лічильника, значень потужності за кожний розрахунковий період, значень

сумарного перетоку електроенергії, значення максимальної потужності (кВт та /або кВАр·г) для програмованого періоду нарахування плати або статистичного розгляду, якщо є, та/або необхідне для потреб нарахування плати за користування мережею, сумарної кількості активної енергії, необхідної для цілей тарифікації між користувачем системи та постачальником, коефіцієнтів трансформації вимірювальних трансформаторів, індикації сигналів тривоги, дати та часу пристрою зберігання первинних даних.

У випадках, коли пристрій зберігання первинних даних та лічильник об'єднані, до застосовуваних коригувальних коефіцієнтів.

Рівень 2

На додаток до попереднього рівня доступу, пароль другого рівня надаватиме доступ до: зчитування та коригування дати та часу пристрою зберігання первинних даних, зчитування та перевстановлення значення максимальної потужності (кВт та /або кВАр·г).

Рівень 3

E10.1 На додаток до попереднього рівня, пароль третього рівня надаватиме доступ до екранів програми, механізмів тарифікації та паролів 1,2 та 3 рівнів.

Рівень 4

На додаток до попереднього рівня доступу, пароль 4 рівня надаватиме доступ до: калібрування обладнання комерційного обліку, якщо воно може використовуватися без порушення пломби, встановленої Укртестметрстандартом, від імені Укртестметрстандарту, встановлення коефіцієнтів вимірювальних трансформаторів, встановлення коригувальних коефіцієнтів, паролі 1,2,3 та 4 рівнів.

Вимоги до каналів зв'язку та передаваних даних

Вимоги до каналів зв'язку. Вбудована система передачі даних повинна мати резервні канали зв'язку і забезпечувати автоматичну маршрутизацію запитів. Канали зв'язку повинні забезпечувати встановлення прямого і безпосереднього з'єднання між АСОЕ і центром збору інформації. Технічні характеристики каналів зв'язку повинні забезпечувати швидкість передачі інформації у каналі не менше 9600 бод.

Канали зв'язку повинні бути постійно підімкнені до АСОЕ і не повинні використовуватися для інших цілей. Згідно з ПКЕЕ та передавання інформації в ЕК відбувається за рахунок ЕК

Вимоги до поновлення роботи АСКОЕ після збою. Для забезпечення швидкого поновлення роботи АСКОЕ власних має експлуатувати її таким чином, щоб забезпечити правильне поновлення даних та якомога швидше поновлення обробки цих даних.

Зокрема власник АСКОЕ повинен: архівувати та резервувати дані таким чином, щоб вони могли бути поновлені з мінімальною ретроспективною обробкою, зберігати всі оброблені дані таким чином, щоб вони могли бути повторно оброблені з мінімальною затримкою, запровадити та періодично випробувати методики ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій, забезпечити збереження цілісності даних у своїх оперативних системах у випадку системного збою, включаючи запровадження реєстрації операцій.

Вимоги до передачі даних.

Усі сторони узгоджують механізм передачі /отримання даних. Це узгодження повинно здійснюватись у письмовій формі. Дані комерційного обліку, що передаються до РР для введення розрахунку, передаються з використанням протоколу та механізму передачі даних зазначеної РР. У випадку електронної передачі даних з використанням державної системи зв'язку, або приватної системи, до якої мають доступ інші сторони, вони, як мінімум, передаються з контрольною цифрою, що дозволяє стороні – одержувачу підтвердити автентичність одержаних даних.

Вибір механізму передачі даних повинен сприяти безперешкодному функціонуванню АСКОЕ. Щоразу, коли надсилаються або отримуються дані, повідомлення про отримання має надсилатися та зберігатися стороною, що надіслала дані. Дані вважаються відправленими після отримання повідомлення про отримання, згенерованого АСОЕ іншої сторони.

Вимоги до складу передаваних даних

Не члени оптового ринку електричної енергії передають наступну інформацію від первинних приладів обліку (з масиву даних, що не підлягає коригуванню): щомісяця, 1-го числа – обсяг електроенергії за попередній місяць (враховуючи особливості електrolічильника), зафіксований розрахунковими приладами обліку. Активна електроенергія (споживання, генерація, вироблення), реактивна електроенергія (споживання, генерація), сумарні і з розбивкою по зонах доби. Обсяг електроенергії повинен передаватися по кожній точці розрахункового обліку, відповідно до додатків 3.1, 3.2, 3.3 до договору на користування електроенергією, укладеного енергопостачальною організацією, щомісяця ,11-го і 21-го числа – покази розрахункових приладів обліку: активна електроенергія (споживання, генерація, вироблення), реактивна електроенергія (споживання, генерація), сумарні і з розбивкою по зонах доби. Покази повинні передаватися по кожній точці розрахункового обліку, відповідно до додатків 3.1, 3.2, 3.3 до договору на користування електроенергією, укладеного з енергопостачальною організацією, інформацію яка міститься в «журналі подій».

Вимоги до збереження даних

Усі сторони мають зберігати дані комерційного обліку та дані про розрахунки, якими вони володіють, або отримали, впродовж 3 років від дня, до якого відносяться дані.

Зняті з лічильника покази (зібрані та отримані оціночним шляхом) мають зберігатися в ОДКО у такій формі, щоб вони могли бути використані для системи у термін 61 робочого дня після повідомлення впродовж 3 місяців від дня, до якого вони відносяться. Усі інші дані мають зберігатися у такій формі, щоб вони могли бути використані для підтримки процесу вирішення суперечок упродовж 30 робочих днів. Якщо одна сторона повідомляє про виникнення суперечки, всі інші сторони (сторона) повинні зберігати всі дані відповідного розрахункового дня доти, доки не буде повідомлено, що суперечка була вирішена або відхилена.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 8

ВИМОГИ ДО ЛУЗОД ТА ДО РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ АСКОЕ

В залежності від виду системи повинні бути наведені вимоги до математичного, інформаційного, лінгвістичного, програмного, технічного, метрологічного, організаційного, методичного та інших видів забезпечення системи. Дані вимоги регламентуються ГОСТ 34.003-90 з наступними доповненнями.

Програмні засоби повинні бути достатніми для виконання всіх функцій АСКОЕ, що реалізуються із застосуванням засобів обчислювальної техніки, а також мати засоби організації всіх необхідних процесів обробки даних, що дозволяють виконувати всі автоматизовані функції в усіх регламентованих нормативно технічною документацією (НТД) режимах функціонування АСКОЕ.

Програмне забезпечення повинно бути легалізоване згідно [4,6].

Програмні засоби АСКОЕ повинні забезпечувати:

- безвідмовну роботу протягом всього терміну служби, а при оновленні версій повну сумісність і збереження всіх раніше встановлених і збережених параметрів;
- автозавантаження операційної системи або програми управління, автоматичне збереження усіх встановлених параметрів і даних, що підлягають зберіганню, за будь-яких збоїв в роботі;
- автоматичне само тестування за всіма параметрами;
- обчислення всіх необхідних показників енергоспоживання, можливість зміни в процесі роботи складу і кількості врахованих параметрів, а також механізмів їх обчислень;
- ведення «журналу подій», що фіксує всі входи в програмне забезпечення, його зміни, а також всі порушення нормального функціонування пристрою (збої живлення, втрата інформації від електролічильника, зникнення каналу зв'язку тощо) з обов'язковою фіксацією дати і часу;
- верифікацію даних (в т.ч. на основі порівняння показів основного і дублюючого приладу обліку).

Програмні засоби АСОЕ повинні мати механізм програмного захисту (система паролів) від несанкціонованого доступу. Математичне забезпечення АСОЕ повинно бути реалізовано на основі типових математичних методів і алгоритмів розрахунків необхідних параметрів і техніко-економічних показників, регламентованих чинною НД, а формати і протоколи передачі даних АСОЕ повинні бути побудовані на основі «відкритих» промислових стандартів, тобто повинні бути сумісні з АСОЕ різних розробників, мати можливість транспортувати дані в різні СУБД, електронні таблиці та інші види програмних додатків для подальшої обробки та зберігання інформації.

У нормальному режимі роботи обмін інформацією з системою верхнього рівня АСОЕ проводиться за сигналами запиту цієї системи, при цьому повинні передаватися будь-які запитувані і збережені в ЛУЗОД параметри. При порушеннях в роботі або фіксації несанкціонованого втручання, програмне забезпечення повинне забезпечити автоматичний перехід ЛУЗОД в режим передачі інформації на верхній рівень збору інформації.

Після запуску ЛУЗОД в роботу процеси передачі інформації на верхній рівень, взаємодії із зовнішніми пристроями, відображення інформації, підключення нових каналів обліку та передачі інформації не повинні впливати на процес збирання, накопичення і зберігання інформації в ЛУЗОД.

ПЗ АСОЕ споживача має бути русифіковане (включаючи допоміжні і сервісні функції), сертифіковане Укртестметрстандартом України, або самостійно, або в складі типу засобів вимірювання.

База даних споживача повинна бути захищена від втрати інформації при апаратних відмовах і при несанкціонованому доступі. Інформаційний обмін на верхньому рівні АСОЕ має здійснюватися на основі архітектури «клієнт – сервер» з використанням протоколів TCP/IP і стандарту структурної мови запитів до бази даних - 804.

Інформація про витрату електроенергії та величину потужності в АСОЕ споживача повинна бути прив'язана до єдиного астрономічного часу. Коригування часу повинне здійснюватися автоматично. Усі дані повинні бути забезпечені ознаками якості.

Вимоги до локальних пристроїв збору та передачі даних

ЛУЗОД в комплексі з програмним забезпеченням має бути метрологічно атестовано для застосування в комерційних розрахунках, мати відповідний сертифікат Держстандарту України та бути включеним до Держреєстру засобів вимірювальної техніки України, а також мати дозвіл до застосування на території України.

ЛУЗОД повинно мати захист від несанкціонованого доступу, як до апаратної частини ЛУЗОД (роз'ємів, функціональних модулів і т.п.), так і до програмно-інформаційного забезпечення.

ЛУЗОД повинно забезпечувати в автоматичному режимі: збір інформації від ЛЕ по цифровому інтерфейсу (типу RS-485, RS-232, ІРПС тощо), збір інформації від ЛЕ оснащених імпульсними телеметричними виходами, обробку прийнятої інформації у відповідності з початковою установкою ЛУЗОД, передачу даних за запитом на верхній рівень в центральне ЛУЗОД (при його наявності) або безпосередньо у центр збору й обробки даних АСОЕ, коректування часу та дати ЛЕ з цифровим інтерфейсом, прив'язку інформації від ЛЕ з імпульсним виходом до системного часу ЛУЗОД, самодіагностику, формати і протоколи передачі даних ЛУЗОД повинні бути побудовані на основі

«відкритих» промислових стандартів, тобто повинні дозволяти використовувати їх у складі АСОЕ різних розробників, мати можливість транспортувати дані в різні СУБД електронні таблиці та інші види програмних додатків для подальшої обробки та зберігання інформації;

Параметризація ЛУЗОД

При початковій установці (налаштуванні), а також у процесі експлуатації (при заміні електролічильників) тільки при знятті механічної пломби і введенні паролів, при цьому в пам'яті ЛУЗОД («журналі подій») автоматично повинен проводитися певний запис із зазначенням дати і часу.

Параметризація ЛУЗОД під конкретну схему обліку електроенергії енергооб'єкту повинна забезпечувати: введення розрахункових коефіцієнтів вимірювальних комплексів (коефіцієнти трансформації вимірювальних трансформаторів струму та напруги), формування в групи вимірювальних каналів обліку електроенергії для

розрахунку сумарних значень електроенергії за даними групами, завдання найпростішого алгоритму обчислення балансу електроенергії, як по шинам п/с, так і по енергооб'єкту в цілому (виділення власного споживання від споживання субабонентом), установку інтервалу опитування ЛЕ з цифровим виходом, установку тимчасових інтервалів для обробки інформації, що приймається від електроріչильників з імпульсними виходами (обчислення усереднених півгодинних значень потужностей, формування добових графіків), установку поточних значень часу і дати, автоматичну зміну сезонів (кількість сезонів визначається діючими НТД), автоматичний перехід на зимовий/літній час.

ЛУЗОД також повинен забезпечувати: вихід в локальну обчислювальну мережу, передачу даних по комунікаційних каналах до центрів збору і обробки інформації (основним та резервним), можливість безпосереднього параметрування із застосуванням переносного комп'ютера (через оптипорт) або через вбудовану клавіатуру і табло, вироблення поточного часу з похибкою не більше 5-и секунд на добу, збереження даних, фіксацію часу зникнення живлення як за наявності зовнішнього живлення, так і при повному знеструмлення пристрою (не менше 60 діб), а також мати можливість автоматичного переходу на джерело резервного живлення, Ж 4.3.5 сумарну внесену похибку обчислення енергії і потужності не більше 0.05% по каналу обліку і не по групі обліку 0.1%.

Вихідні дані повинні супроводжуватися позначкою часу і ознакою достовірності. Мінімальна глибина зберігання даних ЛУЗОД за поточний і попередній розрахунковий період – не менше 60 діб. Інформація про факти несанкціонованого доступу повинна бути ідентифікована та збережена.

У тому разі, коли учасник або користувач системи змушені за дійсно екстреної ситуації зірвати пломбу для отримання доступу до обладнання, це має бути повідомлено ОМ або ООКО за першої нагоди, проте у будь-якому разі не пізніше наступного робочого дня. Після цього ОМ або ООКО повинні домовитися про інспектування системи комерційного обліку й, пересвідчившись в її задовільному стані і в тому, що екстрена ситуація дійсно мала місце, знову опломбувати систему комерційного обліку й поінформувати РР і, якщо доцільно, - системного

оператора про ці обставини. ОМ або ООКО повинні виконати цю роботу за фіксовану плату, викладену в їх опублікованому розрахунку витрат.

Якщо ніякого повідомлення не було зроблено, а пломби пізніше будуть виявлені зірваними, то всі дані обліку, починаючи з останньої дати, коли пломби були зафіксовані наявним на своїх місцях, будуть позначені як підозрілі з подальшим проведенням розслідування.

Вимоги до режимів функціонування АСОЕ

Режим Функціонування АСОЕ – безперервний, круглодобовий, забезпечуючий автоматичне і оперативне (в масштабі реального часу) наповнення бази даних. Повинна бути передбачена робота в наступних режимах:

- штатний режим функціонування (режим 1) – всі компоненти системи справні і працюють (на всі компоненти, передбачаючи живлення, подається живлення з необхідними характеристиками: канали зв'язку працюють з передбаченими характеристиками і т.д.);

- аварійний режим (режим 2) – окремі компоненти, або частина компонентів вийшла з ладу, чи вийшла із ладу частина каналів зв'язку;

- повірочний режим (режим 3) – частина працюючого (і нормально функціонуючого) обладнання виводиться на термін із складу АСОЕ з метою перевірки і при необхідності заміни;

- режим модернізації (режим 4) – розширюється склад технічних і програмних засобів, або проводиться їх модернізація.

Робота АСОЕ в одному з вище перерахованих режимів (1 - 4), в цілому не повинна припинятися. Тобто вихід із ладу окремих компонентів системи не повинен впливати на роботу інших компонент. При цьому розуміються тільки ті випадки, коли про аварійний стан компонента можна судити по його системі діагностики, або на компонент не подається передбачене живлення.

У випадку виходу з каналів зв'язку (в режимах 2-4) первинна інформація щодо комерційного обліку повинна автоматично відновлюватися у всіх компонентах системи після відновлення працездатності каналів зв'язку.

Для повірочного режиму (режим 3) повинні бути передбачені механізми заміни лічильників і вимірювальних трансформаторів.

У випадку модернізації (режим 4) повинна зупинитися робота інших компонентів, якщо вона не передбачена відповідними інструкціями або вимогами техніки безпеки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Конспект лекцій з курсу «Енергомоніторинг та автоматизація управління енерговикористанням» : для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спец. 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" / уклад. Л. Г. Віхрова ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2023. – 139 с.
2. Автоматизовані системи обліку та якості електричної енергії в оптовому ринку [Праховник А.В., Тесік Ю.Ф., Жаркін А.Ф. та ін.]; під ред. О.Г.Гриба. Х.: ПП „Ранок-НТ”. 2012. 516 с.
3. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням [електронне видання] / О.В. Коцар // Навч. посібн. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, — Дніпро: Середняк Т.К., ISBN 978-617-7479-26-9, 2017. – 44 с. – Режим доступу: <http://tcem.iee.kpi.ua/en/handbooks>.
4. Грищенко В. Автоматизований облік енерго- і матеріальних ресурсів: Навчальний посібник / В. Грищенко. Київ: ЦП «КОМПРИНТ», 2023. 303 с.
5. Управління енерговикористанням / Під заг. ред. А. В. Праховника. –К.: Альянс за збереження енергії, 2001 – 568 с.
6. Черемсін М. М. Автоматизація обліку та управління енергоспоживання. Харків: Факт. 2005. 320 с.
7. Концепція Інформаційно-обчислювального комплексу Головного оператора Системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України / Розроб.: А.В.Праховник – керівн. розроб., О.В.Коцар, Ю.О.Расько // Затв. ДП «Енергоринок» 10.11.2011 р. – 68 с.
8. Smart Grid Reference Architecture: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, November, 2012. 107 p.
3. Коцар О.В. Формування інформаційного забезпечення функціонування ринку електричної енергії України. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2017. № 4. С. 29–47.
9. Коцар О.В. Забезпечення синхронності вимірювань та обліку в лібералізованих ринках електричної енергії: Енергетика: економіка, технології, екологія. 2018. № 3. С. 23 – 34.

10. Коцар О.В. Дорожня карта розвитку АСКОВ в Україні в рамках концепції Smart Grid (The Smart Metering Systems Development Roadmap in the Ukraine) // Енерг. та електрифікація, 2019. – № 2 – С. 16 – 30.

11. Праховник А.В., Денисюк С.П., Коцар О.В. Принципи організації взаємодії компонент смарт мереж: Технічна електродинаміка. 2012. № 3. С.51 – 52.