

ТИПОВІ ТЕХНІЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

на встановлення засобів автоматизованої системи збору даних та керування лічильниками (далі - АСЗД) для організації погодинного обліку електричної енергії на об'єкті споживача _____, розташованому за адресою: _____

Згідно п. 5.2.1 гл. 5.2 р. V Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі - НКРЕКП) від 14 березня 2018 року № 311 (далі – ККОЕЕ) зі змінами, електроустановки споживачів та інших учасників ринку мають бути забезпечені повіреними, введеними в експлуатацію та прийнятими до розрахунків (введеними в облік) вузлами обліку, а також (за потреби) засобами вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії, а саме:

1. Для розрахункового обліку електричної енергії мають використовуватися засоби обліку, які пройшли перевірку або державну метрологічну атестацію.

2. Розрахункові лічильники електричної енергії повинні бути встановлені на межі балансової належності відповідно до п.1.5.11 Правил улаштування електроустановок (далі – ПУЕ).

3. Засоби вимірювальної техніки (далі – ЗВТ) повинні встановлюватися відповідно до вимог гл. 5.2 р. V ККОЕЕ, а саме: постачальник послуг комерційного обліку повинен ввести в експлуатацію наданий споживачем ЗВТ з підтвердженням наявної перевірки та його відповідності вимогам цього Кодексу. Послуги з облаштування електроустановки новим вузлом вимірювання або його реконструкції надаються споживачу постачальником послуг комерційного обліку (далі – ППКО) відповідно до договору та цього Кодексу. Надання споживачу замовлених ним послуг з облаштування або реконструкції вузла обліку електричної енергії здійснюється за рахунок споживача. Встановлення лічильників та підготовка під пломбування обладнання повинно бути виконано відповідно до вимог п.1.5.26, п.1.5.29, п.1.5.31 ПУЕ.

4. Лічильники електричної енергії перед встановленням необхідно здати на вхідний контроль та параметризацію (перевірку параметризації) до АТ «Миколаївобленерго» (далі – Товариство).

5. Параметризація лічильників електричної енергії для всіх точок комерційного обліку (далі – ТКО) на ринку електричної енергії виконується ОСР (в ролі ППКО) відповідно до вимог, встановлених адміністратором комерційного обліку (далі – АКО) (гл. 5.18 р. V ККОЕЕ).

На ринку електричної енергії України в залежності від рівня напруги (характеристики точки комерційного обліку) застосовуються різні технічні вимоги до вузла обліку електроенергії (далі – ВОЕ) та ЗВТ (лічильники, вимірювальні трансформатори та допоміжне обладнання, їх клас точності, умови щодо забезпечення дистанційного зчитування результатів вимірювання та синхронізації часу тощо).

Рівень напруги, як характеристика ТКО, встановлюється відповідно до таблиці наведеної нижче в залежності від величин номінальної напруги «Uп» у точці вимірювання (у разі застосування вимірювальних трансформаторів – у точці

підключення високовольтної обмотки трансформатора струму), до якої відноситься ТКО:

Рівень напруги	Напруга ($U_{п}$)
4 (надвисока напруга)	$U_{п} > 154 \text{ кВ}$
3 (висока напруга)	$35 \text{ кВ} < U_{п} \leq 154 \text{ кВ}$
2 (середня напруга)	$1 \text{ кВ} < U_{п} \leq 35 \text{ кВ}$
1 (низька напруга)	$U_{п} \leq 1 \text{ кВ}$

6. Мінімальні вимоги до класу точності та функціональності ЗВТ (лічильників електричної енергії і вимірювальних трансформаторів), що встановлюються у ВОЕ в залежності від рівня напруги для ТКО, вказано нижче в наведеній таблиці. Класи точності А, В, С лічильників встановлені згідно з класифікацією визначеною Директивою 2014/32/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 26 лютого 2014 року. За погодженням з ВТКО дозволяється використання ЗВТ вищого класу точності та функціональності.

Рівень напруги*	Приєднана потужність S (повна) / P (активна)	Наявність функції інтервального обліку та дистанційного зчитування	Наявність зовнішнього джерела резервного живлення для лічильника	Клас точності				Період формування та передачі даних
				лічильники		вимірювальні трансформатори		
				активна енергія	реактивна енергія	ТС	ТН	
4	понад 63МВА/50МВт	так	так	0,2S	2	0,2S	0,2	щодоби
	до 63МВА/50МВт	так	так	C(0,5S)	2	0,2S	0,2	щодоби
3	понад 63МВА/50МВт	так	так	0,2S	2	0,2S	0,2	щодоби
	до 63МВА/50МВт	так	так	C(0,5S)	2	0,2S	0,2	щодоби
2	понад 1МВА(1МВт)	так	так	C(0,5S)	2	0,5S	0,5	щодоби
	від 160кВА(150кВт) до 1МВА(1МВт)	так	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5	щодоби
	до 160кВА(150кВт)	так	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5	щодоби
1	понад 160кВА(150кВт)	так**	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5	щодоби/щомісяця***
	до 160кВА(150кВт)	ні/так**	ні	A(2,0)	3	0,5S	0,5	щомісяця/щодоби**

* рівень номінальної напруги в точці вимірювання (у разі застосування вимірювальних трансформаторів – рівень номінальної напруги на первинній обмотці або у первинному колі вимірювального трансформатора струму);

** для точок вимірювання об'єктів (крім багатоквартирних житлових будинків та колективних побутових споживачів) з середньомісячним обсягом споживання електричної енергії понад 50 тис. кВт·год (фактичним за попередні 12 місяців або заявленим для нових електроустановок), генеруючих електростанцій (зокрема генеруючих установок приватних домогосподарств) або якщо це необхідно для забезпечення комерційного обліку електричної енергії відповідно до вибраного споживачем тарифного плану електропостачання;

*** для точок вимірювання об'єктів багатоквартирних житлових будинків та колективних побутових споживачів.

7. Дозволено застосовувати трансформатори струму із завищеним коефіцієнтом трансформації (за умов електродинамічної та термічної стійкості або захисту шин), якщо:

- у разі застосування трансформаторів струму класу точності 0,5 S за максимального навантаження в точці обліку струм у вторинній обмотці трансформатора струму становитиме не менше ніж 40 % номінального струму лічильника, а за мінімального навантаження – не менше ніж 5 %;
- у разі застосування трансформаторів струму класу точності 0,2 S за максимального навантаження в точці обліку струм у вторинній обмотці трансформатора струму становитиме не менше ніж 20 % номінального струму лічильника, а за мінімального навантаження – не менше ніж 1 % (п. 1.5.17 ПУЕ).

Коефіцієнт трансформації ТС визначити проектом.

8. Приєднання струмових ланцюгів лічильників до вторинних ланцюгів трансформаторів струму необхідно виконати окремо від ланцюгів захисту (п.1.5.18 ПУЕ).

9. Навантаження вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів струму не повинне перевищувати номінальних значень. Перетин та довжина дротів та кабелів в ланцюгах напруги розрахункових лічильників повинні обиратися такими, щоб втрати напруги в цих колах не перевищували 0,25% номінальної напруги трансформатора напруги (п.1.5.19 ПУЕ).

10. Трансформатори напруги (ТН) мають бути розраховані на робочу напругу приєднання, та первинна обмотка підключена безпосередньо з боку вищої напруги приєднання.

11. Провести розрахунок завантаження ТН, при необхідності встановити окремий ТН на потреби розрахункового обліку та релейного захисту по кожній секції шин.

12. Трансформатори напруги, які використовуються для обліку електричної енергії та захищені з боку вищої напруги запобіжниками має бути обладнані контролем цілісності запобіжників, який видає сигнал (світловий, звуковий, телемеханіки) (п.1.5.24 ПУЕ).

13. В ланцюгах обліку необхідно встановити випробувальну колодку, яка має забезпечувати закорочення вторинних кіл трансформаторів струму, відключення струмових ланцюгів лічильника та ланцюгів напруги в кожній фазі лічильників при проведенні їх заміни або перевірки, а також включення зразкового лічильника без відключення дротів і кабелів. Конструкція випробувальної колодки повинна забезпечувати можливість пломбування та відсутність доступу до вторинних ланцюгів розрахункових лічильників (п. 1.5.23 ПУЕ).

14. Забезпечити доступ до первинної бази даних всіх розрахункових засобів обліку електричної енергії.

15. Лічильник електричної енергії має бути додатково встановленим в окремий прозорий пластиковий бокс з можливістю опломбування. Пластиковий бокс має бути такої конструкції, щоб забезпечити простір між лічильником і всіма стінками боксу (в т. ч. задньої) не менше 0,05 м (п.1.5.30 ПУЕ), для забезпечення:

- умов експлуатації вимірювального комплексу (ВК) обліку у відповідності з вимогами заводських інструкції та нормативних документів;
- можливості безпечного встановлення, заміни та перевірки лічильників (п.1.5.23, 1.5.36 ПУЕ);

– забезпечення можливості опломбування ланцюгів обліку електроенергії (п.1.5.23 ПУЕ).

Лічильники електричної енергії, які використовуються для розрахункового обліку спожитої (відпущеної) електроенергії обов'язково повинні забезпечувати:

- облік активної, реактивної і повної енергії та потужності в одному або двох напрямках (у разі якщо є генерація);
- діапазоном напруг від $3 \cdot 57,7/100\text{В}$ до $3 \cdot 240/415\text{В}$ з автоматичною настройкою;
- 4-х провідним типом підключення;
- миттєві, мінімальні, максимальні, середньоквадратичні значення частоти, фазової напруги і струмів;
- період інтеграції програмується: 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 30, 60 хвилин; глибина зберігання інформації (при періоді інтеграції 30 хвилин) не менше 90 діб, а при періоді інтеграції 60 хвилин – 180 діб;
- ведення пофазного профілю навантаження або величини струмів і напруги;
- зберігання енергонезалежній пам'яті профілю навантаження та журналу події не менше 60 діб;
- наявність двох (без врахування оптичного інтерфейсу з можливістю пломбування – він обов'язковий) незалежних електричних інтерфейсів RS232 та RS485;
- межа допустимої основної похибки не більше 0,5 с;
- підтримувати хоча б один з перелічених стандартів комунікаційного обміну MEK 61107, RS-232, RS-485, DLMS-Cosem, MEK 62056;
- клас точності 0,5S (якщо інший клас точності не обумовлений вимогами нормативних документів);
- точність ходу вбудованого годиннику має повністю відповідати вимогам стандарту IEC61038, IEC60687, IEC61036 та не повинна залежати від частоти опитування лічильника та інших зовнішніх факторів;
- підтримку протоколу, відповідно до стандарту IEC 62056 (DLMS/COSEM).
- наявність зовнішнього джерела резервного живлення.

Крім того, відповідно до п. 5.11.4 р. 5.11. гл. V ККОЕЕ передбачено, що у разі можливого зустрічного перетікання електричної енергії на межі електричних мереж суміжних власників лічильники, встановлені в ТКО, мають забезпечувати вимірювання електричної енергії в обох напрямках.

Відповідно до вимог «Концепції побудови автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в умовах енергоринку», затвердженої наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду, Держпромполітики від 17.04.2000 № 32/28/28/276/75/54 і «Технічних вимог до систем комерційного обліку електроенергії» ГКД 34.35-97, затверджених наказом Мінпаливенерго від 27.04.1998 № 618, ККОЕЕ, листа НКРЕ № 6170/19/17-07 від 23.10.2007, ДСТУ 5003.(1:2008; 2:2008; 3-1:2008; 4-1:2008) 2008, АСЗД повинні створюватися, проходити свій подальший розвиток (нарощування розширення, модернізацію, реконструкцію, технічне переоснащення) тільки згідно з технічним завданням та відповідним робочим проектом. Передбачені наступні етапи впровадження АСЗД:

1. На підставі наданих технічних рекомендацій розробляється технічне завдання на створення АСЗД та надається на погодження до АТ «Миколаївобленерго». Технічне завдання погоджується відповідно до вимог ГОСТ 34.602-89 «Технічне завдання на створення автоматизованої системи».

2. Технічне завдання на створення автоматизованої системи обліку електроенергії має пройти метрологічну експертизу.

3. Розробка проекту організації АС: проект повинен відповідати вимогам ПУЕ, ККОЕЕ та інших нормативних документів по проектуванню та експлуатації систем обліку спожитої електроенергії. В проекті повинно бути передбачено:

– пояснювальну записку, яка включає дані по енергоспоживанню об'єкта (схема зовнішнього електропостачання з зазначенням точок обліку електроенергії та межі балансової належності, характер та особливості навантаження, наявність лімітів, електротермічного обладнання, режиму його роботи, приладів компенсації реактивної потужності);

– організацію каналів зв'язку, якими має забезпечуватися передача інформації від АС.

Виходячи з міркувань технічної політики Товариства рекомендовано застосовувати в якості основного каналу зв'язку – GPRS передачу даних, що надаються операторами мобільного зв'язку із застосуванням комунікаційних модулів Sparklet, COM900, Robustel або IRZ.

У разі організації АСКОЕ необхідно проектом передбачити VPN доступ АСКОЕ Товариства до IP-адреси GPRS-картки, яка входить в домен _____, або використати картку з «білою» IP-адресою та використати резервний канал передачі даних. В якості резервного каналу використовувати GPRS передачу даних із застосуванням GPRS модемів, що підтримують стандартний набір АТ команд, при цьому передача даних повинна надаватися іншим оператором мобільного зв'язку відміним від оператора, що використовується для основного каналу зв'язку.

Інформаційний обмін між компонентами системи на верхньому рівні та інформаційну сумісність з суміжними системами рекомендовано забезпечити на основі архітектури «клієнт-сервер» з використання протоколів SPX/IP, TSP/IP та стандартної мови запитів до бази даних (SQL). На фізичному рівні рекомендовано використовувати структуровану кабельну систему локальної обчислювальної мережі зі швидкістю обміну 10 (100) Мбіт/с. АСЗД повинна забезпечувати можливість підключення віддалених терміналів та АРМ з використанням TSP/IP та швидкістю передачі не менше 19200 бод.

Інформаційний обмін між суміжними АСЗД споживача та АСЗД Товариства має відбуватися шляхом передачі погоджених з АТ «Миколаївобленерго» макетів, які повинні надсилатися електронною поштою в автоматичному режимі почасово. Також необхідно передбачити безпосередній доступ для АСЗД АТ «Миколаївобленерго» по зчитуванню первинної бази даних кожного лічильника системи.

Спільне використання АСЗД має бути побудоване на таких основних принципах:

- власник АСЗД забезпечує передачу даних згідно погодженого макету щодоби в автоматичному режимі;
- оператор системи розподілу має безпосередній доступ до первинної бази даних (далі - ПБД) лічильників;
- власник АСЗД узгоджує з оператором системи розподілу час доступу до ПБД лічильників та відображає це в робочому проекті окремим пунктом або розділом;

• пріоритет доступу до ЗВТ має власник ВТКО (далі - стороною, відповідальною за точку комерційного обліку).

Логічна структура БД повинна містити наступні розділи:

- масив необроблених даних;
- масив даних ручного введення і розрахункових величин;
- масив звітних даних;
- масив нормативно-довідкової інформації (НДІ).

Для приведення даних вимірювань з лічильників до даних, що будуть використовуватися для проведення комерційних розрахунків, має застосовуватись наступний алгоритм:

– У масиві необроблених даних (МНД) зберігається початкова інформація, що збирається з об'єктів обліку програмою автоматичного і ручного збору даних. Ці дані не можуть бути змінені, допускається тільки вивантаження цих даних в архів і видалення з бази даних (далі – БД) по закінченню терміну зберігання. При необхідності ці дані повинні завантажуватися в БД з архіву.

– Процедура збереження даних і їх подальше відновлення з архіву повинна повністю виключати можливість зміни в порівнянні з оригіналом, а також забезпечити їх резервування.

– Всі суб'єкти можуть мати регламентований доступ до необроблених даних тільки для читання.

– Масив даних ручного введення і розрахункових величин служить для зберігання інформації, яка вводиться оператором системи обліку вручну або розраховується на основі необроблених даних і даних ручного введення. У разі, якщо лічильники встановлені не на межі балансової належності електричних мереж, програмним шляхом мають бути розраховані втрати в елементах мереж і приведені до межі балансової належності, відповідно до методики розрахунку втрат по узгодженому з енергопостачальником алгоритму.

– Масив звітних даних служить для складання необхідних вихідних документів. Інформація, що зберігається в цьому масиві ділиться на:

- оперативну звітну інформацію;
- узгоджену звітну інформацію.

Оперативна звітна інформація формується на основі масиву необроблених даних і масиву даних ручного введення і розрахункових величин. Ця інформація використовується для оперативних звітів і попередніх розрахунків між суб'єктами. Всі суб'єкти можуть мати регламентований доступ до неї тільки для читання.

Узгоджена звітна інформація формується на основі масиву необроблених даних і узгодженої звітної інформації, введеної вручну. Узгодження повинно відбуватися по розробленій процедурі, зі всіма необхідними суб'єктами. Результати узгодження повинні вводиться в ІБД. Всі суб'єкти можуть мати регламентований доступ до неї тільки для читання.

Масив нормативно-довідкової інформації (НДІ) містить необхідну для нормального функціонування системи обліку інформацію. Введення її здійснюється згідно зі спеціальною процедурою з фіксацією дій, що виконуються. Всі суб'єкти можуть мати регламентований доступ до неї тільки для читання.

Термін зберігання інформації бази даних повинен визначатися нормативним документом і забезпечувати проведення розрахунків, вирішення спірних питань, виконання функцій перспективного планування і прогнозування, а також статистичної звітності.

Макети передачі даних, що використовуються, повинні забезпечувати час доставки звітної комерційної інформації (для суб'єктів енергоринку України) до 8-00 наступних за звітними діб.

4. Розробити АС наступним чином: у разі, Якщо до технологічних електричних мереж основного споживача приєднані електроустановки інших суб'єктів господарювання, власників мереж тощо, розрахунковий облік має бути організований основним споживачем таким чином, щоб забезпечити складення балансу електричної енергії у власних технологічних електричних мережах для проведення комерційних розрахунків відповідно до обраної основним споживачем комерційної пропозиції електропостачальника в розрахунковому періоді (п. 5.9.4 ККОЕЕ).

5. Згідно з р. 3 Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії (далі – ІКО) (Додаток 10 до ДЧОРЕ) на електростанціях розрахунковий облік електричної енергії встановлюється на сонячних батареях (групі сонячних батарей), генераторах (групі генераторів) вітрових електростанцій та інших електростанціях альтернативної енергетики, включаючи мікро-, міні- та малі ГЕС (перелік відповідно до Закону України «Про альтернативні джерела енергії»).

6. Вимоги п.1.5.7. ПУЕ: «Розрахункові лічильники активної електроенергії на електростанції повинні встановлюватися для кожного генератора з таким розрахунком, щоб враховувалася вся вироблена генератором електроенергія».

7. На стадії виконання проекту узгодити з АТ «Миколаївобленерго»:

- організацію каналів передачі інформації;
- тип вибраних лічильників електричної енергії;
- тип, кількість, клас точності ТН і ТС, $K_{тн}$, $K_{тс}$ зі сторони вищої чи нижчої напруги;
- обсяг інформації по розрахунковим точкам обліку електроенергії, яка має передаватися до АТ «Миколаївобленерго»;
- передбачити можливість розвитку АСЗД в напрямку збільшення кількості та номенклатури приєднаних лічильників.

8. Передбачити роботи по:

- вимірюванню навантаження ТС, ТН розрахункових обліків електроенергії;
- вимірюванню падіння напруги в колах ТН розрахункових обліків електричної енергії. У разі позитивних результатів вимірювань по результатах складаються паспорти-протоколи вимірювальних комплексів та протоколи вимірювання вторинних ланцюгів ТС і ТН.

9. Проект узгодити з відповідними службами АТ «Миколаївобленерго».

10. Всі роботи в ланцюгах приладів обліку провести в присутності уповноважених представників або з письмового дозволу представників АТ «Миколаївобленерго».

11. Після закінчення приймально-здавальних робіт і проведення перевірки функціонування АСЗД на рівні об'єктів обліку та перед вводом в промислову експлуатацію АСЗД повинна пройти:

- попередні іспити;
- дослідну експлуатацію (акт комісії про завершення дослідної експлуатації) повинен підтвердити технічну та організаційну готовність введення в роботу АСЗД;
- приймально-здавальні випробування.

12. Прийомка АСЗД в експлуатацію повинна проводитися згідно вимог затверджених програм та методик дослідної експлуатації і приймально-здавальних

випробувань, відповідно до вимог ГОСТ 34.603-92 «Інформаційна технологія. Види випробувань автоматизованих систем».

13. Пункти 10-12 повинні виконуватися за участю всіх зацікавлених сторін, в тому числі представників АТ «Миколаївобленерго».

14. За результатами приймально-здавальних випробувань комісія, в складі представників всіх зацікавлених сторін, складає акт про проведення приймально-здавальних випробувань.

15. Один примірник виконавчої документації необхідно направити до АТ «Миколаївобленерго».

16. Технічні рекомендації можуть бути скориговані у разі введення у дію нових нормативних документів або внесення змін в існуючі нормативні документи, які змінюють вимоги до АСЗД споживачів.

17. АСЗД повинні створюватися, проходити свій подальший розвиток (наращування розширення, модернізацію, реконструкцію, технічне переозброєння) тільки згідно з технічним завданням та відповідним робочим проектом. Експлуатація АСЗД або її складових, які розміщуються в електроустановці, повинна здійснюватися за договором на експлуатацію АСЗД, який укладається між власником електроустановки і власником АСЗД.

18. АСЗД споживача має забезпечити можливість інформаційної взаємодії з автоматичною системою ППКО. При проектуванні АСЗД повинні бути використані розрахункові засоби обліку електричної енергії та комунікаційне обладнання, які враховують рекомендації ОСР, що дозволить організувати інформаційну взаємодію (збір даних щодо обліку електричної енергії) АСЗД споживача з автоматичною системою ОСР.

Додаток: Структура інформаційного макету, вимоги до листа та файлу – на 2 арк. в 1 прим.

