

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Державної інспекції
енергетичного нагляду України
від 05.06.25 № 89

**Перелік питань
щодо встановлення обґрунтованості заходів проєкту інвестиційної програми
оператора системи розподілу**

1. Чи всі заходи розділу 5.1 (в тому числі щодо телемеханізації ПС та РП), які заплановані проєктом інвестиційної програми (далі – проєкт ІП), передбачені планом розвитку системи розподілу оператора системи розподілу на прогнозний період?
2. Чи всі заходи з виконання будівельно-монтажних робіт (в тому числі щодо телемеханізації ПС та РП), які заплановано проєктом ІП, забезпечені затвердженою проєктно-кошторисною документацією або розроблення проєктно-кошторисної документації передбачено проєктом ІП?
3. Чи забезпечено ОСР обґрунтованість кожного заходу розділу 5.1 проєкту ІП (в тому числі щодо телемеханізації ПС та РП) відповідно до вимог підпункту 2.9.2 пункту 2.9 глави 2 Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП), від 04 вересня 2018 року № 955 (далі – Порядок), у тому числі в частині оформлення у вигляді таблиці 7 додатка 2 до Порядку?
4. Чи передбачено проєктом ІП заходи з переходу класу напруги в електричних мережах 3-35 кВ на вищий рівень класу напруги?
5. Чи передбачено проєктом ІП заходи з впровадження «розумних мереж», які передбачені розпорядженням Кабінету Міністрів України від 14 жовтня 2022 року № 908-р «Про схвалення Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року»?
6. Чи всі об'єкти електричних мереж, відносно яких проєктом ІП заплановані заходи з реконструкції чи технічного переоснащення, забезпечені технічними паспортами?
7. Чи внесена в технічні паспорти об'єктів електричних мереж, відносно яких проєктом ІП заплановані заходи, повна інформація про проведені роботи з

капітальних ремонтів, технічного обслуговування, профілактичних випробувань тощо?

8. Чи підтверджено ОСР забезпечення періодичності проведених планових ремонтів згідно з вимогами ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» (далі – ГКД 34.20.507-2003), затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року № 296 (у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 червня 2019 року № 271), та ГКД 34.20.661-2003 «Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж» (далі - ГКД 34.20.661-2003), затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 14 травня 2003 року № 228 (у редакції наказу Міністерства палива та енергетики України від 15 березня 2019 року № 124), на об'єктах електричних мереж, відносно яких проектом ІП заплановані заходи?

9. Чи відповідають обсяги планових ремонтів об'єктів електричних мереж, відносно яких проектом ІП заплановані заходи, вимогам ГКД 34.20.661-2003?

10. Чи підтверджено ОСР, що всі об'єкти електричних мереж, які згідно з проектом ІП підлягають заміні, дійсно знаходяться в експлуатації більше терміну визначеного їх технічними паспортами або рекомендаціями від заводу-виробника?

11. Чи забезпечено ОСР надання інформації щодо розрахунку величини потужності та зниження напруги, передбаченої заходами проекту ІП, які плануються з метою реалізації стандартних приєднань (встановлення розвантажувальних підстанцій або заміна трансформаторів)?

12. Чи достатній резерв потужності силових трансформаторів для забезпечення приєднання електроустановок замовників стандартного приєднання за заходами проекту ІП, які плануються з метою реалізації стандартних приєднань (встановлення розвантажувальних підстанцій або заміна трансформаторів)?

13. Чи здійснюється реконструкція обладнання підстанцій напругою 35-110 (150) кВ з метою реалізації технічних умов нестандартного приєднання?

14. Чи надано ОСР проектно-кошторисну документацію, розроблену органом місцевого самоврядування, та чи забезпечено виконання повного переліку вимог передбачених пунктом 4.1.15 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310 (далі – КСР), у тому числі оформлення прав користування (власності) на земельні

ділянки під об'єкти електроенергетики, стосовно здійснення електрифікації території, що підлягає комплексній забудові з індивідуальною забудовою житла (крім багатоквартирних житлових будівель) за рахунок складової тарифу на розподіл електричної енергії шляхом включення до інвестиційної програми ОСР?

15. Чи забезпечено виконання робіт щодо заміни магістральних проводів ПЛ-0,4 кВ перерізом 16 мм² на більший переріз, згідно з розділом 2 Правил улаштування електроустановок, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 липня 2017 року № 476?

16. Чи підтверджено комплексною кількісною та якісною оцінкою технічного стану об'єктів електричних мереж (у т.ч. дефектними актами, листками огляду, журналами дефектів, технічними паспортами, протоколами випробувань та вимірювань тощо) відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі», затверджені наказом Міністерства палива та енергетики України від 03 лютого 2005 року № 60 (далі – СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005), необхідність реконструкції або заміни ПЛ 0,4-20 кВ, які передбачені проектом ІП?»

Чи відповідає коефіцієнт дефектності цих ПЛ 0,4-20 кВ визначеній комплексній кількісній та якісній оцінці їх технічного стану відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005?

17. Чи підтверджено комплексною кількісною та якісною оцінкою технічного стану об'єктів електричних мереж (у т.ч. дефектними актами, листками огляду, журналами дефектів, технічними паспортами, протоколами випробувань та вимірювань тощо) відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 необхідність реконструкції або заміни ТП напругою 6 (10,20)/0,4 кВ, які передбачені проектом ІП?

18. Чи виявлено під час огляду дефекти, які використано при розрахунку значення коефіцієнту дефектності ПЛ 0,4-20 кВ та/або ТП напругою 6 (10, 20)/0,4 кВ, згідно з вимогами СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005?

19. Чи підтверджено під час огляду та аналізу результатів проведених профілактичних випробувань та вимірювань факти незадовільного технічного стану об'єктів, відносно яких заплановані заходи з реконструкції, технічного переоснащення або повної заміни?

20. Чи наявна інформація щодо величин напруги та навантаження, підтверджена протоколами вимірів в режимні дні зимового та літнього максимумів об'єднаної енергосистеми України (за попередній рік) відповідно до Порядку

організації проведення вимірів електричного навантаження в режимний день, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України 15 січня 2008 року № 7, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 лютого 2008 року за № 84/14775, а також вимірів рівнів напруги у найвіддаленіших точках ПЛ відповідно до ГКД 34.20.507-2003?

21. Чи забезпечено ОСР надання зареєстрованих звернень споживачів електричної енергії щодо невідповідності параметрів якості електричної енергії вимогам нормативно-технічних документів, а також інформації про результати їх розгляду та про факти приведення технічного стану ПЛ-0,4 кВ тощо до вимог нормативно-правових актів, норм та правил, у тому числі до вимог пункту 4.12.2 глави 4.12 та/або пункту 4.13.2 глави 4.13 розділу IV КСР, а також переліку заходів та термінів їх виконання для забезпечення покращення відповідних показників якості електричної енергії?

22. Чи забезпечено ОСР надання протоколів вимірювання параметрів якості електричної енергії, в тому числі оформлених при розгляді скарги/звернення/претензії споживача, які проведені відповідно до вимог глави 13.2 розділу XIII КСР, протягом не менше 7 календарних днів, а також заходів з реконструкції ТП та ПЛ?

23. Чи виконано ОСР прості роботи із приведення показників якості електричної енергії до нормативних величин, передбачених главою 13.2 розділу XIII КСР, на об'єктах електричних мереж, відносно яких заплановані заходи щодо покращення показників якості шляхом виконання складних робіт?

24. Чи забезпечено ОСР надання інформації щодо необхідності заміни існуючих силових трансформаторів на трансформатори більшої потужності (відсутній резерв потужності), в тому числі щодо фактичної завантаженості та наявності/відсутності резерву потужності цих силових трансформаторів?

25. Чи направлялись ОСР замовникам листи-відмови у доступі до електричних мереж або листи-повідомлення про намір відмовити або тимчасово обмежити доступ до електричних мереж внаслідок недостатньої пропускної спроможності електричних мереж? Якщо так, то які заходи проєкту ІП направлені на усунення таких обмежень?

26. Чи надано ОСР висновки за результатами оцінювання технічного стану та організації експлуатації силових трансформаторів напругою 35-150 кВ на відповідність вимогам нормативно-правових актів та нормативно-технічних документів, у разі їх заміни із необхідністю виведення з експлуатації, відповідно до наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України

21 листопада 2014 року № 823 «Про затвердження форми висновку за результатами оцінювання технічного стану та організації експлуатації силового трансформатора на відповідність вимогам нормативно-правових актів та нормативних документів», зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 08 грудня 2014 року за № 1570/26347 (далі – наказ Міненерговугілля № 823)?

27. Чи відповідає висновок за результатами оцінювання технічного стану та організації експлуатації силових трансформаторів напругою 35-150 кВ на відповідність вимогам нормативно-правових актів та нормативно-технічних документів формі, затвердженій наказом Міненерговугілля № 823?

28. Чи забезпечено ОСР виконання обсягів заходів, перелік яких визначений експертним висновком за результатами оцінювання технічного стану та організації експлуатації силового трансформатора на відповідність вимогам нормативно-правових актів та нормативних документів (у разі наявності у висновку таких заходів), а також дотримання термінів та періодичності їх виконання?

29. Чи забезпечено ОСР надання протоколів вимірів та випробувань технічних характеристик обладнання напругою 10-110 (150) кВ, встановленого на підстанціях, у розподільчих пристроях, трансформаторних пунктах, вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання», затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 15 січня 2007 року № 13 (у редакції наказу Міністерства енергетики та захисту довкілля України від 06 квітня 2020 року № 224)?

30. Чи підтверджено, що заміна кабельних ліній електропередачі напругою вище 1 кВ пов'язана із незадовільним технічним станом та/або за результатами проведення їх вимірювань та випробувань (наявність відповідних протоколів) відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 «Експлуатація силових кабельних ліній напругою до 35 кВ. Інструкція», затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 15 лютого 2005 року № 77?

31. Чи забезпечено ОСР внесення до проєкту ІП заходів, відповідно до або з метою виконання рекомендаційних листів та/або розпорядчих документів центрального органу, що здійснює державний нагляд (контроль) в галузі електроенергетики*?

**Зазначити в додатку 1 до Висновку реквізити розпорядчих документів або рекомендаційних листів, відповідно до яких ОСР забезпечено внесення відповідних заходів до проєкту ІП.*

З метою інформування Міненерго та НКРЕКП також окремо зазначити в додатку 1 до Висновку реквізити інших розпорядчих документів або рекомендаційних листів центрального органу, що здійснює державний нагляд

(контроль) в галузі електроенергетики (у разі наявності), якими передбачено вимоги щодо приведення у відповідність до вимог нормативно-технічних документів у галузі електроенергетики технічного стану об'єктів системи розподілу та параметрів якості електричної напруги, а також диспетчерське найменування відповідних об'єктів систем розподілу (у разі наявності).

32. Чи забезпечено ОСР внесення до проекту ІП заходів, відповідно до або з метою виконання рішень актів розслідування технологічних порушень на відповідних об'єктах систем розподілу**?

***Зазначити в додатку 1 до Висновку реквізити акта розслідування технологічного порушення.*

З метою інформування Міненерго та НКРЕКП також окремо зазначити в додатку 1 до Висновку реквізити інших актів розслідування технологічних порушень, якими передбачено вимоги щодо приведення у відповідність до вимог нормативно-технічних документів у галузі електроенергетики технічного стану об'єктів системи розподілу, а також диспетчерське найменування відповідних об'єктів систем розподілу (у разі наявності).

33. Чи внесено до проекту ІП реконструкцію об'єктів електромереж ОСР з найбільшими показниками SAIDI (SAIFI) з визначенням переліку заходів та термінів їх виконання для забезпечення зниження цих показників?

34. Чи відповідає фактичний стан роботи силових трансформаторів двотрансформаторних підстанцій схемі нормального режиму їх роботи?

35. Чи забезпечено ОСР надання додаткових пояснювальних (обґрунтовувальних) матеріалів:

поопорних схем ПЛ-0,4 кВ від ТП 10 (6)/0,4 кВ;

документального підтвердження виведення в ремонт трансформатора для проведення робіт з його випробувань та вимірювань (виписки з журналів видачі нарядів, розпоряджень та оперативних журналів; паспорт на трансформатор тощо)?

36. Чи забезпечено ОСР дотримання рекомендацій листів/протоколів/документів/рішень Офісу Президента України, РНБО України, Кабінету Міністрів України, Міненерго, НКРЕКП та інших органів (у разі наявності) стосовно заходів для розвитку системи розподілу***?

****Зазначити в додатку 1 до Висновку реквізити листів/протоколів/документів/рішень Офісу Президента України, РНБО України,*

Кабінету Міністрів України, Міненерго, НКРЕКП та інших органів (у разі наявності).

37. Чи внесено до проекту ІП заходи з відновлення, які виконані у рамках пункту 6 Тимчасового порядку дій операторів систем розподілу з відновлення електропостачання населених пунктів, знеструмлених через пошкодження об'єктів електричних мереж або їх складових внаслідок бойових дій, у період дії в Україні воєнного стану, затвердженого постановою НКРЕКП від 20 квітня 2022 року № 386 (далі – Тимчасовий порядок)?

38. Чи обґрунтовані необхідність та місця встановлення реклоузерів в електричних мережах напругою 10 (6) кВ? (В обґрунтовуючих матеріалах обов'язкова наявність однолінійної схеми з вказанням місць встановлення реклоузерів).

39. Чи внесено до ІП заходи із улаштування інженерного захисту критичних об'єктів/елементів систем розподілу відповідно до пункту 6 Тимчасового порядку?

40. Чи внесено до ІП заходи із закупівлі трансформаторів відповідно до пункту 6 Тимчасового порядку?

41. Чи внесено до ІП заходи із відділення супутнього навантаження об'єктів критичної інфраструктури на інші лінії електропередач? (Із наданням обґрунтувань щодо доцільності та ефективності таких заходів).

**Заступник директора Департаменту –
начальник відділу координації
проведення заходів енергетичного
нагляду (контролю) територіальними
органами Департаменту
державного нагляду
у галузі електроенергетики**



В'ячеслав МАЗУРЕНКО

