



МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

НАКАЗ

м. Київ

*Про внесення змін до наказу
Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 23 липня 2012 року № 539*

Відповідно до Закону України «Про стандартизацію»; статті 5 Закону України «Про ринок електричної енергії»; пункту 8 Положення про Міністерство енергетики України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 17 червня 2020 року № 507; з метою підвищення надійності і розрахункової стійкості електричних мереж об'єднаної енергетичної системи України

НАКАЗУЮ:

1. Внести зміни до нормативного документа СОУ-Н МЕНВ 40.1-00100227-68:2012 «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки», затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 23 липня 2012 року № 539, виклавши його у новій редакції, що додається.

2. Цей наказ набирає чинності з дати його офіційного оприлюднення.

3. Контроль за виконанням цього наказу покласти на Першого заступника Міністра НЕКРАСОВА Артема.

**Перший віце-прем'єр-міністр України –
Міністр**

Денис ШМИГАЛЬ



UB
Міністерство енергетики України
№331 від 10.07.2026
КЕП: Шмигаль Д. А. 10.07.2026 09:07
514B5C86A1E5DA110400000037A79401B6BB3F05
Сертифікат дійсний з 15.01.2026 14:27 до 15.01.2028 14:27

ЗАТВЕРДЖЕНО

Наказ Міністерства енергетики та
вугільної промисловості України

від 23 липня 2012 року № 539

(у редакції наказу Міністерства
енергетики України

від _____ № _____)

Нормативний документ

Стійкість енергосистем. Керівні вказівки

Київ

2026

ЗМІСТ

1. СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ.....	3
2. НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ.....	3
3. ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ	3
4. ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	6
5. СХЕМИ ТА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМ.....	8
6. НОРМАТИВНІ ЗБУРЕННЯ	9
7. ВИЗНАЧЕННЯ СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ.....	10
7.1. Загальні положення.....	10
7.2. Визначення коефіцієнта запасу статичної стійкості з активної потужності в перетині	11
7.3. Визначення коефіцієнта запасу статичної стійкості з напруги	11
7.4. Визначення коефіцієнта демпфування низькочастотних електромеханічних коливань в енергосистемах	12
8. ВИМОГИ ДО СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ	12
8.1. Загальні положення.....	12
8.2. Показники стійкості енергосистеми.....	13
8.3. Врахування інерції енергосистем	13
8.4. Використання протиаварійної автоматики.....	15
9. ПЕРЕВІРКА ВИКОНАННЯ ВИМОГ ДО СТІЙКОСТІ	16
9.1. Загальні положення.....	16
9.2. Вимоги до розрахункових моделей	17
9.3. Розрахунки статичної стійкості та граничних режимів роботи енергосистем ..	19
9.4. Розрахунки динамічної стійкості енергосистем.	21
9.5. Вимоги щодо розрахунків стійкості на різних етапах планування електричних режимів та оперативного керування ними.	23
10. РОЗРАХУНКИ СТІЙКОСТІ ЗА ЧАСТОТОЮ ЕЛЕКТРИЧНОГО СТРУМУ	24
ДОДАТОК А. ВЕРИФІКАЦІЯ ДИНАМІЧНИХ МОДЕЛЕЙ ГЕНЕРАТОРІВ ТА СИСТЕМ АРЗ.....	26
ДОДАТОК Б. ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ ВЕС, СЕС І УЗЕ.....	28

1. СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1. Цей нормативний документ «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки» (далі – Вказівки) установлює вимоги до стійкості енергосистем та Об'єднаної енергосистеми України згідно з Законом України «Про ринок електричної енергії».

1.2. Вказівки призначені для організацій, які займаються проектуванням, розрахунками стійкості та експлуатацією енергосистем Об'єднаної енергосистеми України.

2. НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цих Вказівках враховані вимоги таких нормативних документів:

Закону України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII;

Кодексу системи передачі, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 309, (далі – Кодекс системи передачі);

ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення (далі – ДСТУ 3429);

ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення (далі – ДСТУ 3440);

Регламенту Комісії ЄС 2016/631 від 14.04.2016, що встановлює мережевий кодекс про вимоги до приєднання генераторів до мережі https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/RfG-NC_ukr.pdf

Документів ENTSO-E, зокрема:

Рамкової угоди про синхронну зону для регіональної групи Континентальна Європа (Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) for Regional Group Continental Europe).

Регламенту Комісії (ЄС) 2017/1485 від 02.08.2017 про встановлення настанов щодо експлуатації системи передачі електроенергії (Commission regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation) (далі – Регламент Комісії (ЄС) 2017/1485).

3. ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цих Вказівках використано терміни, установлені в ДСТУ 3429: міжсистемний зв'язок енергосистем; у ДСТУ 3440: асинхронний режим роботи енергосистеми, баланс потужності енергосистеми, дефіцит потужності

енергосистеми, динамічна стійкість енергосистеми, динамічна характеристика навантаження електроенергетичної системи, електроенергетична система, енергетична система, критична напруга в енергосистемі, падіння напруги (в енергосистемі) лавиноподібне, падіння частоти (в енергосистемі) лавиноподібне, нормальний режим роботи енергосистеми, об'єднана енергосистема, область стійкості енергосистеми, обмеження потужності агрегату (електростанції), параметри енергосистеми, параметри режиму роботи енергосистеми, перехідний режим роботи енергосистеми, післяаварійний режим роботи енергосистеми, показник статичної стійкості енергосистеми, режим роботи енергосистеми, резерв потужності енергосистеми, статична стійкість енергосистеми, статична характеристика навантаження електроенергетичної системи, стійкість енергосистеми, усталений режим роботи енергосистеми.

Додатково в цих Вказівках використано такі терміни:

Аварійно допустимий перетік в перетині. Найбільший допустимий перетік активної потужності в перетині в післяаварійному або вимушеному режимах роботи ЕС, який характеризується зменшеними запасами зі стійкості.

Вимушений режим. Режим роботи ЕС, в якому через несприятливі накладання ремонтів, аварій та інших факторів перетоки потужності для певних перетинів більші ніж МДП, але не перевищують АДП.

Граничний режим. Це розрахунковий режим роботи енергосистеми на межі втрати статичної аперіодичної стійкості.

Зв'язок в електричній мережі. Сукупність електрообладнання ліній електропередавання, трансформаторів, вимикачів, шинопроводів тощо, що безпосередньо з'єднує частини енергосистеми (електростанції з енергосистемою). Термін "зв'язок" може включати також проміжні електростанції й вузли навантаження (транзитний зв'язок).

Коефіцієнт запасу статичної аперіодичної стійкості з активної потужності. Числова характеристика «близькості» поточного режиму до граничного режиму за статичною аперіодичною стійкістю і яку визначають за активною потужністю в перетинах енергосистеми.

Коефіцієнт запасу статичної коливальної стійкості з демпфування. Числова характеристика «близькості» поточного режиму до граничного режиму за статичною коливальною стійкістю.

Коефіцієнт запасу статичної стійкості з напруги. Числова характеристика «близькості» поточного режиму до граничного режиму за статичною стійкістю за напругою, і яку визначають за значеннями критичної напруги у вузлах енергосистеми.

Контрольовані параметри. Значення потужності, напруги, відносних кутів

напруги, струму, частоти тощо, які характеризують режим роботи енергосистеми.

Контрольований перетин в електричній мережі. Перетин, склад зв'язків і значення режимних параметрів елементів якого (насамперед, сумарний перетік активної потужності) контролюються.

Максимально допустимий перетік в перетині. Найбільший допустимий перетік активної потужності в перетині в нормальній або ремонтній схемах.

Небаланс активної потужності енергосистеми. Порушення балансу потужності між генерацією та навантаженням, що призводить до відхилення частоти та, за умов паралельної роботи енергосистем, зовнішнього сальдо-перетоку потужності.

Несприятливе накладання ремонтів – це незаплановане вимкнення елементів електричної мережі в перетині або мережі прилеглої до нього за нормальної або ремонтної схеми перетину, яке суттєво знижує його пропускну спроможність.

Нормальна схема електричної мережі. Схема електричної мережі, коли усі елементи мережі, що мають вплив на зниження стійкості електричних режимів мережі прилеглий до перетину чи енергорайону що розглядається, перебувають у роботі.

Нормативні збурення. Збурення, які необхідно враховувати під час розрахункової перевірки динамічної стійкості та за яких динамічна стійкість має зберігатися.

Нормативний запас статичної стійкості. Нормативний показник, що кількісно характеризує вимоги щодо близькості поточного режиму роботи енергосистеми до граничного режиму.

Перетин в електричній мережі. Сукупність декількох зв'язків, вимкнення яких призводить до повного розділення енергосистеми на дві електрично не пов'язані частини.

Пропускна спроможність перетину. Максимальна активна потужність, яка може бути переданою через перетин за дотримання нормативних запасів стійкості, вимог допустимого струмового завантаження елементів мережі, допустимого перевантаження генераторів електростанцій, за умови забезпечення стійкості за критерієм надійності N-1, динамічної (для нормативних збурень) і коливальної стійкості та інших режимних умов.

Ремонтна схема електричної мережі. Схема, яка відрізняється від нормальної тривалим вимкненням одного або декількох елементів електричної мережі (а при експлуатації – також через вимкнений стан пристроїв протиаварійної автоматики).

Ресинхронізація. Процес відновлення синхронної роботи генератора,

електричної станції або частини енергосистеми після порушення синхронізму.

Розрахунковий небаланс активної потужності. Небаланс, який спричинений вимкненням найбільш потужного енергоблока або вузла електроспоживання і який відповідно до критерію надійності (N-1) має компенсуватися резервом відновлення частоти та резервом заміщення в ОЕС.

Слабкий перетин – це новий перетин (не входить до затвердженого переліку контрольованих перетинів), який може з'явитись в результаті несприятливого накладання ремонтів та/або аварійних відключень і який завантажений близько до свого значення МДП.

Спільний коридор. Ділянки траси ПЛ, на яких відстань по горизонталі між осями паралельного проходження і зближення ПЛ менша, ніж висота найбільш високої опори (ПЛ 220-400 кВ – менша ніж 50 м, для ПЛ-750 кВ – менша ніж 75 м).

Траєкторія обважнення режиму. Послідовність усталених режимів, наближених до реальних умов, які при зміні у певний спосіб деяких параметрів режиму роботи енергосистеми дають змогу досягти граничного режиму.

4. ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цих Вказівках застосовано такі скорочення:

АДП	аварійно допустимий перетік;
АЕС	атомна електростанція;
АЗПС	автоматичне запобігання порушенню стійкості;
АПВ	автоматичне повторне ввімкнення;
АРЗ	автоматичне регулювання збудження;
АРНТ	автоматичне регулювання напруги трансформатора;
АЧР	автоматичне частотне розвантаження;
БВ	балансуючий вузол;
ВВ	високовольтний вимикач;
ВДЕ	відновлювані джерела енергії;
ВЕС	вітрова електростанція;
ЕМПП	електромеханічні перехідні процеси;
ЕС	енергетична система
КЗ	коротке замикання;
МДП	максимально допустимий перетік;

НАПВ	неуспішне автоматичне повторне ввімкнення (під НАПВ маються на увазі усі види неуспішного АПВ, такі як: НОАПВ – неуспішне однофазне автоматичне повторне ввімкнення, НТАПВ – неуспішне трифазне автоматичне повторне ввімкнення та НШАПВ – неуспішне швидкодіюче автоматичне повторне ввімкнення)
ОЕС	об'єднана енергосистема;
ОСП	оператор системи передачі;
ПА	протиаварійна автоматика;
ПК	протиаварійне керування;
ПЛ	повітряна лінія електропередавання;
ПС	підстанція;
ПРВВ	пристрій резервування відмови вимикача;
РВЧ	Резерв Відновлення Частоти (FRR - Frequency Restoration Reserves);
РЗ	релейний захист;
РП	розподільчий пристрій;
РПЧ	резерв підтримки частоти (FCR - Frequency Containment Reserves);
САВН	спеціальна автоматика вимкнення навантаження;
САРЧП	система автоматичного регулювання частоти та потужності;
СЕС	сонячна електростанція;
СХН	статичні характеристики з напруги;
УЗЕ	установки зберігання електроенергії із інверторним приєднанням до мережі;
FACTS	Flexible AC Transmission Systems (Гнучкі системи передачі змінного струму);
FRT	Fault-Ride-Through (або Low Voltage Ride Through – LVRT) – здатність електрогенеруючих установок залишатися підключеними до ЕС під час коротких замикань;
FSM	Frequency Sensitive Mode (частотно чутливий режим);
HVDC	High Voltage Direct Current (лінія постійного струму високої напруги);
LCC	Line Commutated Converter (лінійно-комутований перетворювач);
LFSM-O	Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency (режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота);

LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency (режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота);
POD	Power Oscillation Damping (демпфування коливань потужності);
SCADA	Комплекс дистанційного управління та збору даних;
VSC	Voltage Source Converter (перетворювач напруги).

5. СХЕМИ ТА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМ

5.1. Енергосистема може працювати як за нормальної, так і ремонтної схеми. Перехід від нормальної до ремонтної схеми виникає у разі:

вимкнення одного або декількох елементів електричної мережі на зв'язках контрольованого або слабого перетину;

вимкнення одного або декількох елементів електричної мережі, які не входять безпосередньо до зв'язків контрольованого перетину, але суттєво впливають на пропускну спроможність перетину;

вимкнення пристроїв ПК в умовах експлуатації.

5.2. Розрізняють усталені та перехідні режими роботи енергосистем:

усталений режим – режим роботи енергосистеми, за якого параметри режиму вважаються незмінними;

перехідний режим – режим тривалість якого від початку виникнення збурення до закінчення електромеханічних перехідних процесів викликаних цим збуренням (без врахування довготривалих процесів пов'язаних з динамікою турбін та котлів ЕС) як правило, не більше ніж 30 с.

5.3. Під час експлуатації виходячи з вимог до стійкості енергосистем, що визначено Розділом 8, усталені режими поділяють на наступні:

Нормальний режим – усі нормативні запаси зі стійкості знаходяться у визначених межах, а струми по зв'язках не перевищують тривало-допустимі значення. Найбільший допустимий перетік в нормальному режимі не повинен перевищувати МДП за нормальної або ремонтної схеми мережі.

Вимушений режим – режим роботи із зменшеними запасами за стійкістю, перетоки потужності в перетинах більші ніж МДП, але не перевищують АДП за нормальної або ремонтної схеми мережі . Експлуатація енергосистем з вимушеним перетоком допускається:

для запобігання чи зменшення обмеження електропостачання споживачів;

за необхідності суворої економії окремих видів енергоресурсів (включаючи гідроресурси);

у разі несприятливого збігу планових і аварійних ремонтів основного обладнання електростанцій та електричних мереж;

за неможливості зменшення перетоку через перетин у разі недостатньої маневреності АЕС, крім перетинів, які межують з АЕС відповідно до пункту 8.7 Розділу 8.

Післяаварійний режим – усталений режим, який характеризується зниженими запасами зі стійкості та/або струмовим перевантаженням силового обладнання енергосистеми відносно до аварійного режиму. Тривалість післяаварійного режиму визначається часом, необхідним диспетчеру для зміни режиму із забезпеченням нормативних запасів зі стійкості (як правило, не більшим ніж 20 хв). Протягом цього часу виникнення додаткових збурень (тобто накладання розрахункових аварій на аварію, у тому числі при виборі алгоритму роботи АЗПС) не розглядається.

5.4. При проєктуванні енергосистем розглядають нормальні електричні режими за нормальною та ремонтною схемами.

6. НОРМАТИВНІ ЗБУРЕННЯ

6.1. При нормативних збуреннях не повинна порушуватися динамічна стійкість енергосистем.

Таблиця 1 – Перелік нормативних збурень

Збурення	Вимкнення будь-якого елемента мережі з номінальною напругою, кВ		
	110 – 220	330 – 400	750
Двофазне КЗ з НАПВ	-	Враховується в нормальній та ремонтній схемах мережі	
Трифазне КЗ з НАПВ	Враховується в нормальній та ремонтній схемі мережі		Враховується в нормальній та ремонтній схемі мережі для міждержавних перетинів
Однофазне КЗ з відмовою одного ВВ і дією ПРВВ	Враховується в нормальній схемі мережі		
Одночасне вимкнення двох ПЛ з КЗ (однофазне КЗ на першій та другій ПЛ)	Враховується в нормальній схемі мережі для ПЛ, розташованих у спільному коридорі більш ніж на половині довжини короткої ПЛ, або для ПЛ, які мають кріплення на спільній опорі		

6.2. Нормативними збуреннями, що враховуються при розрахунках динамічної стійкості є:

вимкнення будь якого елемента мережі або окремих зв'язків контрольованого перетину дією основного захисту відповідно до Таблиці 1;

раптове виникнення аварійного небалансу потужності відповідно до Таблиці 4.

7. ВИЗНАЧЕННЯ СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ

7.1. Загальні положення

7.1.1. Стійкість енергосистеми – це здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму роботи після різного роду збурень.

7.1.2. Статична стійкість – це здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму роботи без порушення синхронізму після малих збурень, за яких зміни параметрів режиму є дуже малими проти їх середніх значень. Розрізняють аперіодичне та коливальне порушення стійкості.

7.1.3. Аперіодичне порушення статичної стійкості. Вид порушення статичної стійкості електричних режимів роботи електроенергетичної системи, особливість якого полягає в тому, що стійкість порушується при поступовій зміні режимних параметрів, без коливань. При розрахунках режимів, аперіодичне порушення стійкості математично пов'язано з наявністю додатних дійсних коренів характеристичного рівняння матриці стану електроенергетичної системи.

7.1.4. Граничний за статичною аперіодичною стійкістю режим визначають шляхом обважнення за прийнятої траєкторії обважнення, що є послідовністю усталених режимів, яка дає змогу досягти межі області статичної аперіодичної стійкості для певної схеми та режиму роботи енергосистеми.

7.1.5. Коливальне порушення стійкості (коливальна стійкість) – вид порушення стійкості режиму роботи ЕС, що характеризується виникненням незатухаючих або слабозатухаючих коливань параметрів режиму.

7.1.6. Динамічна стійкість – це здатність енергосистеми повертатись до усталеного режиму після значних збурень, за яких зміни параметрів режиму є порівнянними зі значеннями самих параметрів.

7.1.7. Пропускна спроможність перетину для певної схеми та режиму роботи визначається:

аперіодичною статичною стійкістю режиму, яка характеризується коефіцієнтами запасу з активної потужності в контрольованих перетинах та з напруги у вузлах енергосистеми і відсутністю недопустимого струмового перевантаження обладнання;

коливальною стійкістю, яка характеризується відповідними коефіцієнтами демпфування відповідно до Таблиці 2 на частотах локальних та міжсистемних коливань;

динамічною стійкістю режиму для нормативних збурень відповідно до Таблиці 1.

7.2. Визначення коефіцієнта запасу статичної стійкості з активної потужності в перетині

7.2.1. Значення коефіцієнта запасу з активної потужності в перетині K_p визначають за формулою:

$$K_p = \frac{(P_{ГР} - P - \Delta P)}{P_{ГР}} \quad (1)$$

де

$P_{ГР}$ активна потужність, яка передається через контрольований перетин, у граничному за статичною стійкістю режимі відповідно до пункту 9.3 Розділу 9, МВт;

P перетік потужності в контрольованому перетині в режимі, що розглядається, $P > 0$, МВт;

ΔP амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в контрольованому перетині, що розглядається. Під впливом нерегулярних коливань перетік у контрольованому перетині може змінюватися в межах $P \pm \Delta P$. Значення амплітуди нерегулярних коливань активної потужності у перетині, який розглядається, визначають або за результатами вимірювань або за статистичними даними, за відсутності даних приймається 1-5% від граничного перетоку.

7.2.2. Для визначення граничного перетоку з активної потужності в перетині виконують обважнення режиму шляхом збільшення перетоку потужності в перетині до досягнення межі втрати аперіодичної статичної стійкості режиму.

7.2.3. Під час експлуатації для контролю за дотриманням нормативних запасів статичної стійкості, як правило, використовують значення поточних перетоків активної потужності.

Залежно від конкретних умов як контрольовані (додатково) можна використовувати інші параметри режиму енергосистеми, зокрема значення кутів між векторами напруги на кінцях ПЛ або на різних підстанціях ЕС.

7.3. Визначення коефіцієнта запасу статичної стійкості з напруги

7.3.1. Значення коефіцієнта запасу з напруги K_U у вузлах енергосистеми визначають за формулою:

$$K_U = \frac{(U - U_{кр})}{U_{кр}} \quad (2)$$

де:

U напруга вузла в режимі, який розглядається, кВ;

$U_{кр}$ критична напруга у цьому самому вузлі, яка відповідає межі, нижче якої може мати місце порушення стійкості за напругою відповідно до пункту 9.3.8 Розділу 9, кВ.

7.3.2. Для контролю дотримання нормативних запасів з напруги в експлуатації встановлюються контрольні точки для деяких вузлів енергосистеми, рівень напруги в яких суттєво впливає на роботу контрольованих перетинів. Зазвичай це вузли до яких приєднані синхронні генератори теплових електростанцій або АЕС. Допустимі значення напруги в контрольних точках встановлюють за розрахунками режимів роботи енергосистем.

7.4. Визначення коефіцієнта демпфування низькочастотних електромеханічних коливань в енергосистемах

Аналіз низькочастотних електромеханічних коливань в ЕС базується на розрахунку власних чисел матриці стану енергосистеми (eigenvalue analysis), які визначають її стійкість та поведінку в перехідних режимах. Власні числа (λ_i) – є комплексними величинами, які характеризують окремі режими (моди) коливань параметрів режиму в ЕС.

$$\lambda_i = \sigma_i + j\omega_i \quad (3)$$

Дійсна частина σ_i комплексного числа λ_i визначає демпфування моди, а уявна частина $j\omega_i$ – частоту коливань.

Коефіцієнт демпфування моди коливань (параметрів режиму) визначає швидкість затухання коливань і розраховується за формулою:

$$\zeta_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}} \quad (4)$$

При аналізі коливальної стійкості енергосистеми розрізняють міжсистемні моди коливань з частотами коливань в діапазоні від 0,1 Гц до 1 Гц та локальні моди коливань з частотами коливань в діапазоні від 1 Гц до 2 Гц. Для збереження коливальної стійкості значення коефіцієнтів демпфування параметрів режиму повинні бути вище ніж мінімально допустиме значення наведене в Таблиці 2.

8. ВИМОГИ ДО СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ

8.1. Загальні положення

8.1.1. Мінімальні значення коефіцієнтів запасу стійкості з активної потужності

в перетинах і напруги у вузлах нормують за умови статичної стійкості енергосистеми.

8.1.2. Крім того, установлюють нормативні збурення відповідно до Таблиці 1, за яких необхідно забезпечувати як динамічну стійкість, так і нормативні запаси статичної стійкості відповідно до Таблиці 2.

8.1.3. Режим з максимально та аварійно допустимими перетоками потужності необхідно перевіряти на відсутність:

недопустимого струмового перевантаження обладнання з урахуванням допустимої тривалості такого режиму та температури навколишнього середовища;

слабо демпфованих низькочастотних коливань параметрів режиму;

інших обмежень, не пов'язаних із стійкістю енергосистем (наприклад, величини допустимого протиаварійного керування в разі виникнення аварій під час роботи з допустимим перетоком тощо).

8.2. Показники стійкості енергосистеми

Значення показників стійкості енергосистеми залежно від перетоку в перетині, схеми мережі та нормативних збурень повинні бути не нижчими від наведених у Таблиці 2 відповідно до пунктів 8.3 – 8.7 Розділу 8.

Таблиця 2 – Значення показників стійкості енергосистеми

Перетік у перетині	Мінімальний коефіцієнт запасу стійкості з активної потужності K_P	Мінімальний коефіцієнт запасу стійкості з напруги K_U	Мінімальний коефіцієнт демпфування низькочастотних коливань параметрів режиму
МДП у нормальній або ремонтній схемах	0,20	0,15	0,05
АДП у післяаварійному або вимушеному режимах	0,08	0,10	

Відповідність енергосистем вимогам до стійкості необхідно забезпечувати за рахунок:

посилення електричної мережі та впровадження сучасного обладнання (синхронних компенсаторів, систем FACTS, елегазового обладнання тощо),

збільшення пропускної спроможності зв'язків;

зменшення часу ліквідації КЗ шляхом прискорення швидкодії вимикачів, зменшення часу спрацювання РЗА, удосконалення та оптимізації налаштування пристроїв АПВ (наприклад, за рахунок використання адаптивного АПВ, вибору порядку постановки ПЛ під напругу, зменшення безструмової паузи АПВ тощо);

коректного налаштування автоматичних регуляторів збудження генераторів (АРЗ повинні бути налаштовані таким чином, щоб виключити можливість саморозхитування енергосистем в широкому діапазоні їх режимів роботи);

використання АЗПС;

зміни режиму роботи енергосистем.

8.3. Врахування інерції енергосистем

8.3.1. Інерція енергосистеми визначається відношенням кінетичної енергії обертових мас синхронно працюючих машин до потужності споживання. Інерція системи впливає на наступні параметри та показники роботи енергосистеми:

Швидкість зміни частоти в енергосистемі. В результаті збільшення частки безінерційної генерації (СЕС, ВЕС, УЗЕ тощо) в загальній структурі генеруючої потужності зменшується інерція ОЕС України. Виникнення аварійних небалансів активної потужності за таких умов призводить до збільшення швидкості зміни частоти, а також може призвести до появи небезпечного відхилення частоти.

Коливальну та динамічну стійкість в енергосистемах. Зменшення інерції ЕС, тобто зменшення частки синхронних машин в структурі балансу, призводить до погіршення динамічної та коливальної стійкості ЕС. Для забезпечення стійкої роботи ЕС, відповідно до «Регламенту комісії ЄС 2017/1485» визначаються наступні вимоги:

формування методології визначення мінімально допустимого рівня інерції і максимально допустимої швидкості зміни частоти в ЕС (RoCoF – rate of change of frequency);

розрахунок і контроль мінімального рівня інерції та максимально допустимого значення RoCoF в ЕС;

в режимах з мінімальною інерцією має забезпечуватися стійка робота зон регулювання та протиаварійної автоматики і релейних захистів з врахуванням максимально допустимого значення RoCoF в ЕС.

8.3.2. Визначення поточного рівня інерції. Якщо в енергосистемі працюють n синхронних генераторів з номінальною повною потужністю $S_{г.номі}$ та інерцією $H_{гі}$, то інерція системи $H_{сист}^{синхр}$ визначається як

$$H_{\text{сист}}^{\text{синхр}} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{\text{Гі}} * S_{\text{Г.номі}}}{\sum_{i=1}^n S_{\text{Г.номі}}} \quad (5)$$

Для врахування частки безінерційної генерації (ВЕС, СЕС та УЗЕ) $H_{\text{сист}}^{\text{синхр}}$ необхідно скоригувати з урахуванням потужності споживання $P_{\text{спож.}}$. В цьому випадку інерцію генеруючої частини енергосистеми $H_{\text{сист}}^{\text{ген}}$ необхідно визначати наступним чином:

$$H_{\text{сист}}^{\text{ген}} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{\text{Гі}} * S_{\text{Г.номі}}}{P_{\text{спож.}}} \quad (6)$$

За наявності m обертових машин на стороні споживачів з інерцією $H_{\text{нав.}j}$ ($j=1,...,m$) інерція навантаження $H_{\text{нав}}$ визначається як

$$H_{\text{нав}} = \sum_{j=1}^m H_{\text{нав.}j} \quad (7)$$

Тоді сумарну інерцію системи $H_{\text{сист}}$ необхідно розраховувати як

$$H_{\text{сист}} = H_{\text{сист}}^{\text{ген}} + H_{\text{нав}} \quad (8)$$

Допускається не враховувати інерцію навантаження $H_{\text{нав}}$ за умови незначної частки обертових мас в структурі споживання.

8.4. Використання протиаварійної автоматики

8.4.1. При проєктуванні енергосистем статична і динамічна стійкість у мережі 400 кВ і нижче повинна забезпечуватись без застосування засобів АЗПС за нормальної схеми та при МДП. У разі вимкнення елемента мережі 750 кВ стійкість повинна забезпечуватись із застосуванням засобів АЗПС, але без дії на розвантаження АЕС, та за обсягу потужності навантаження, що відключається дією САВН, не більшої ніж 30% від МДП перетину, що розглядається.

8.4.2. Під час експлуатації енергосистеми статична і динамічна стійкість повинна забезпечуватись без застосування засобів АЗПС у нормальній схемі та за максимально-допустимого перетоку, за винятком випадків, коли:

виконання цієї вимоги призводить до необхідності обмеження електропостачання споживачів чи недопустимого спрацювання гідроресурсів;

унаслідок збурення межа статичної стійкості в контрольованому перетині зменшується більше ніж на 25%.

8.4.3. Стійкість АЕС під час проєктування та експлуатації на всіх етапах будівництва для нормальної схеми треба забезпечувати без дії засобів АЗПС на розвантаження АЕС. Допускається застосовувати засоби АЗПС на розвантаження АЕС у нормальній схемі в разі:

одночасного відключення двох ПЛ, розташованих у спільному коридорі більш ніж на половині довжини короткої ПЛ, або двох ПЛ, які мають кріплення на спільній опорі відповідно до Таблиці 1;

відмови вимикача з дією ПРВВ за однофазного КЗ відповідно до пункту 6.2 Розділу 6.

8.5. Проектування та експлуатацію засобів АЗПС для підвищення пропускної спроможності перетинів і мінімізації витрат на будівництво мереж виконують за умови, коли в разі забезпечення нормативних коефіцієнтів запасу з активної потужності та напруги не забезпечується динамічна стійкість та/чи нормативний коефіцієнт запасу з активної потужності (напруги) в післяаварійних режимах, крім схем видачі потужності АЕС та випадків, зазначених у пункті 8.6 Розділу 8.

8.6. Стійкість у разі нормативних збурень, може не зберігатись при роботі з вимушеним перетоком в перетині для якого є спеціальне Рішення. У цих умовах допустиме автоматичне розділення енергосистеми по даному перетину до виникнення асинхронного ходу або на його початку. При цьому поділ мережі по зв'язках, які залишились у перетині, за правильної роботи засобів ПК не повинен призводити до каскадного розвитку аварії.

8.7. Під час експлуатації будь-яке відхилення від вимог, які відносяться до нормального перетоку в контрольованому перетині не допустиме, без дозволу вищої оперативної інстанції, у віданні чи керуванні якої знаходяться зв'язки цього перетину.

Перехід на роботу з вимушеним перетоком у перетині, з відповідним оформленням (записом) у диспетчерському журналі, оперативно може дозволяти черговий диспетчер вищої оперативної інстанції на термін до 40 хв (для післяаварійного режиму понад дозволених 20 хв) для проходження максимуму навантаження чи для запровадження обмеження електропостачання споживачів та мобілізації резерву потужності на електростанціях.

В окремих випадках допускається довготривала робота з вимушеним перетоком (більшим ніж МДП) у перетинах ОЕС України, для яких оформлюється спеціальне Рішення про допустимість і умови роботи із зниженим запасом стійкості у перетині. Рішення приймається ОСП ОЕС України.

Робота з вимушеним перетоком не дозволяється у перетинах, які прилягають до АЕС.

9. ПЕРЕВІРКА ВИКОНАННЯ ВИМОГ ДО СТІЙКОСТІ

9.1. Загальні положення

9.1.1. Розрахунки стійкості енергосистем і перевірка заходів щодо її забезпечення є обов'язковою частиною робіт з перспективного планування, проектування та експлуатації енергосистем.

9.1.2. Розрахунки стійкості енергосистем треба виконувати щорічно або у разі:

зміни основної схеми енергосистеми та/або уточнення розміщення основного обладнання;

введення в експлуатацію нових і реконструкції існуючих об'єктів енергосистеми;

зміни допустимих режимів роботи енергосистеми;

зміни заходів щодо підвищення стійкості енергосистем, у тому числі засобів АЗПС;

визначення параметрів налаштування систем регулювання та керування режимами, РЗ, АПВ тощо;

визначення параметрів налаштування систем ПК, призначених для підвищення стійкості енергосистем;

перевірки виконання нормативних показників стійкості та інших вимог, зазначених у Розділі 8.

9.2. Вимоги до розрахункових моделей

9.2.1. При розрахунках статичної стійкості енергосистеми слід розглядати режими роботи ЕС з максимальним навантаженням, які відповідають характерним точкам добових і сезонних графіків генерації та споживання для можливих нормальних та ремонтних схем.

Для розрахунку динамічної стійкості електричних станцій слід використовувати характерні сезонні режими роботи з мінімальними навантаженнями.

9.2.2. У розрахунках усталених режимів та статичної стійкості (синхронні) генератори слід представляти джерелами з регулюванням напруги та заданими активними потужностями (PV вузли). Наявні діапазони регулювання реактивної потужності генераторів необхідно задавати з врахуванням їх залежності від поточної активної потужності (у вигляді PQ-характеристик генераторів).

ВЕС та СЕС повинні представлятись генераторами із заданою активною потужністю, фіксованим рівнем напруги та діапазоном регулювання реактивної потужності відповідно до вимог Кодексу системи передачі.

9.2.3. Вузли навантаження, як правило, слід представляти:

під час перспективного планування та проєктування енергосистем – незалежними від напруги значеннями активної та реактивної потужностей;

під час експлуатаційних розрахунків і вибору засобів ПК – СХН.

Потужні вузли навантаження енергосистеми, де в разі обважнення режиму роботи можливі зміни напруги більше ніж 10%, слід представляти статичними характеристиками з урахуванням АРНТ у разі їх наявності.

За відсутності реальних даних щодо СХН допустимо використовувати типові залежності навантаження від напруги.

Вузли навантаження під час розрахунків післяаварійного режиму слід представляти статичними характеристиками з напруги без урахування дії АРНТ.

9.2.4. Налаштування моделей для розрахунку власних чисел необхідно виконувати з максимально можливим відображенням у розрахункових моделях існуючих параметрів систем регулювання генераторів і турбін електростанцій.

9.2.5. У розрахунках динамічної стійкості для синхронних генераторів, стійкість яких може бути порушено (відносно інших, близько розташованих генераторів), слід використовувати розрахункові моделі, які містять рівняння, що описують перехідні процеси в системі збудження, включаючи АРЗ.

Для цілей експлуатації, моделі АРЗ повинні відображати поведінку реальних систем та бути верифікованими за даними випробувань (Додаток А). Для решти генераторів, при експлуатації та проектуванні, за відсутності реальних даних, можна використовувати типові моделі АРЗ.

У розрахунках ЕМПП при аналізі динамічної стійкості дозволено приймати потужності турбін незмінними в часі.

9.2.6. У розрахунках динамічної стійкості для вузлів зі значною потужністю навантаження (особливо розташованих поблизу генераторів, які детально моделюються, і перетинів, по яких може бути порушено стійкість енергосистеми), слід використовувати динамічні характеристики навантаження, якщо частка двигунів у потужності навантаження значна (понад 30%). Для інших вузлів навантаження слід використовувати статичні характеристики навантаження.

9.2.7. При проведенні розрахунків стійкості за частотою необхідно враховувати моделі автоматичних систем регулювання агрегатів електростанцій, деталізовані моделі пристроїв автоматичного частотного розвантаження/частотного автоматичного повторного ввімкнення, автоматичного частотного пуску, а також автоматики розвантаження та відключення енергоблоків АЕС. Крім того, необхідно враховувати динамічні характеристики навантаження, які визначають залежність потужності споживання від частоти та напруги.

Під час експлуатації, за наявності, необхідно використовувати верифіковані моделі зазначених вище підсистем. У проєктних розрахунках, допускається використовувати типові моделі зазначених у цьому пункті підсистем.

9.2.8. Моделі HVDC-систем повинні бути адекватними та відповідати призначенню розрахунку — аналізу усталених режимів або динамічних процесів (у тому числі перехідних процесів, стійкості за частотою або коливальної стійкості).

Для розрахунків усталених режимів, модель HVDC повинна бути представлена

двома вузлами змінного струму з'єднаних еквівалентом HVDC-зв'язку із можливістю задання напрямку потоку активної потужності та налаштування P-Q або V-P режиму керування. Повинна бути можливість незалежного регулювання параметрів для двох вузлів змінного струму.

Для моделювання динамічних режимів, модель HVDC повинна містити (але не обмежуватись) детальне представлення перетворювачів з урахуванням застосованої технології (LCC або VSC), елементи мережі змінного та постійного струму (трансформатори, фільтри, лінії електропередавання), моделі регуляторів напруги та потужності, спеціальні функції керування, такі як функція POD, функції підтримки частоти (LFSM-U, LFSM-O, FSM), моделі захисту HVDC-системи та інше (за наявності).

9.3. Розрахунки статичної стійкості та граничних режимів роботи енергосистем

9.3.1. Розрахунки статичної стійкості енергосистем слід виконувати з перевіркою аперіодичного та коливального характеру втрати стійкості.

Якщо область аперіодичної стійкості близька до області існування усталеного режиму (напруга в дефіцитній частині за перетином близька до $U_{кр}$ або відносні кути близькі до 90°), допускається обмежуватися перевіркою існування режиму.

За умови $U \leq U_{кр}$ відповідний режим слід вважати нестійким.

Розрахунки коливальної стійкості необхідно проводити для уточнення області допустимих режимів і визначення ефективних заходів щодо запобігання коливальному порушенню стійкості із застосуванням методу аналізу власних чисел.

У разі першого введення в роботу, реконструкції (заміни) енергоблоків (турбін, генераторів) електростанцій чи їх систем регулювання розрахунки виконують проєктні організації.

9.3.2. При розрахунках генератори ВЕС, СЕС та УЗЕ слід автоматично відмикати від мережі в разі зниження напруги до аварійного рівня, встановленого відповідно до вимог Кодексу системи передачі.

9.3.3. Граничний перетік у перетині визначають покроковим обважненням режиму (збільшенням перетоку). При цьому слід вважати, що всі пристрої автоматичного керування, які перешкоджають досягненню граничного перетоку в даному перетині (засоби ПК, автоматичного обмеження перетоку тощо), вимкнено.

Граничний перетік визначають як менший із наступних значень:

граничний за статичною аперіодичною стійкістю перетік у перетині;

граничний перетік за досягненням критичної напруги у вузлах мереж ОЕС України.

Розглядають траєкторії обважнення, що є послідовністю усталених режимів, які в разі зміни деякого параметра або групи параметрів дають змогу досягти граничного перетоку активної потужності у перетині.

Вибрані траєкторії обважнення режиму повинні найбільшою мірою змінювати режим перетину, який розглядається.

9.3.4. У післяаварійному режимі дозволено враховувати тільки струмове перевантаження обладнання, тривалість якого допустима не менше 20 хв.

Параметри післяаварійного режиму треба обчислювати з урахуванням усіх змін, спричинених перехідним процесом, у тому числі дією засобів ПК, а також допустимим перевантаженням генераторів і синхронних компенсаторів.

9.3.5. Траєкторії обважнення. Для збільшення перетоку в перетині, який розглядається, рекомендовано підвищувати генеруючу потужність з одного боку перетину (Передавальна частина ЕС) за одночасного зменшення генеруючої потужності з іншого боку (Приймальна частина ЕС) з урахуванням допустимих переобтяжень генераторів.

У разі досягнення допустимих обмежень з переобтяження генераторів (як за максимальної так і мінімальної потужності), подальше збільшення перетоку в перетині рекомендовано здійснювати відповідним зменшенням (до можливого за реальних умов рівня) або збільшенням активної та реактивної потужності вузлів навантаження.

При обважненнях режиму допускається перевантаження за струмом ротора генераторів.

9.3.6. Слід розглядати збільшення перетоку в перетині для ряду траєкторій обважнення, які є характерними для даної енергосистеми і відрізняються перерозподілом потужності між вузлами, які знаходяться з кожного боку перетину, що розглядається. Значення $P_{ГР}$ визначають за траєкторією, якій відповідає найменша гранична потужність.

9.3.7. У разі обважнення режиму необхідно розглядати тільки збалансовані за активною потужністю способи обважнення режиму, за яких частота залишається практично незмінною.

За умови обважнення режиму шляхом збільшення навантаження у дефіцитній частині ЕС приріст реактивного навантаження слід моделювати використовуючи незмінний $\cos\phi$.

9.3.8. Критичну напругу у вузлах енергосистеми напругою 110 кВ і вище, як правило, слід приймати $0,7 U_{ном}$. Перевірку значення критичної напруги ($U_{кр}$) у вузлах енергосистеми необхідно виконувати шляхом моделювання електричних режимів та побудови PV та QV кривих. Якщо, одержані значення $U_{кр}$ нижче ніж

$0,7 U_{\text{ном}}$, то приймається, що $U_{\text{кр}} = 0,7 U_{\text{ном}}$.

Ці значення критичної напруги не розповсюджуються на:

вузли навантаження, які мають синхронні двигуни, що працюють із вимкненим АРЗ, критичну напругу слід задавати від $0,85 U_{\text{ном}}$ до $0,9 U_{\text{ном}}$;

вузли навантаження, які містять специфічні електроприймачі (наприклад, електропривід постійного струму), значення $U_{\text{кр}}$ слід задавати з урахуванням відповідних відомчих нормативів;

вузли енергосистеми, що містять протяжні або сильно завантажені ПЛ розподільної мережі, які не відображено у розрахунковій схемі енергосистеми. У цьому випадку, значення критичної напруги треба уточнювати розрахунками за відповідною розрахунковою схемою. У цій схемі враховують розподільну мережу, яка живиться від вузла, який розглядається, регулювання напруги знижувальних трансформаторів і статичні характеристики з напруги усіх основних груп електроприймачів, а також значення їх критичної напруги.

9.4. Розрахунки динамічної стійкості енергосистем.

9.4.1. Перевірку виконання вимог щодо динамічної стійкості енергосистеми потрібно здійснювати шляхом моделювання ЕМПП для нормативних збурень відповідно до Розділу 6 з урахуванням різноманітних схемно-режимних умов.

Розрахункову тривалість КЗ приймають:

під час проєктування – відповідно до значень, зазначених у Таблиці 3 (при цьому має бути вжито необхідних заходів щодо їх дотримання);

під час експлуатації – фактичні значення часу вимикання КЗ дією основного захисту з урахуванням можливого відхилення часу спрацювання існуючого комутаційного обладнання та пристроїв РЗ.

Таблиця 3 – Тривалість КЗ, яка може прийматися в розрахунках динамічної стійкості під час проєктування в разі відсутності фактичних значень часу вимикання КЗ.

Номінальна напруга, кВ	750	400	330	220	110 – 150
Час вимикання КЗ, с	0,10	0,14	0,14	0,16	0,18
Час вимикання КЗ у разі дії ПРВВ, с	0,30	0,30	0,35	0,40	0,50

Допускається за розрахункові приймати КЗ біля шин електростанції, біля головних ПС крупних споживачів. Якщо на кінці ПЛ, для якого розглядається нормативне збурення, тривалість КЗ менша, ніж на протилежному, слід розглядати КЗ і на протилежному кінці ПЛ.

9.4.2. Для розрахунків динамічної стійкості необхідно керуватись наступним:

якщо в перехідному режимі генератор втратив синхронну стійкість, але процес закінчився ресинхронізацією, то такий випадок розглядають як збереження результуючої стійкості, а відсутність ресинхронізації – як порушення результуючої стійкості;

якщо ЕМПП супроводжувався затухаючими синхронними коливаннями контрольованих параметрів – то цей випадок розглядають як збереження синхронної динамічної стійкості;

якщо ЕМПП супроводжувався слабо затухаючими (коефіцієнт демпфування $< 5\%$, Таблиця 2) або незатухаючими коливаннями контрольованих параметрів – то цей випадок розглядають як збереження синхронної динамічної стійкості, але який вимагає аналізу коливальної стійкості;

якщо в перехідному режимі генератор втратив синхронну стійкість на першому або інших циклах коливань, то такий випадок розглядають як порушення динамічної стійкості.

9.4.3. У розрахунках динамічної стійкості вузлів, до яких підключено ВЕС, СЕС і УЗЕ треба враховувати їх відповідні характеристики проходження режимів низьких напруг (характеристика FRT).

Вимоги до режимів проходження низьких напруг вузлів до яких підключено ВЕС і СЕС наведено у підпункті 2.4 пункту 2 розділу III Кодексу системи передачі, а для УЗЕ – у підпункті 6.4 пункту 6 розділу III Кодексу системи передачі. Розрахункова перевірка вказаних вимог для вузлів, до яких підключено ВЕС, СЕС і УЗЕ виконують шляхом моделювання електромеханічних перехідних процесів згідно з додатком Додаток Б.

9.4.4. Розрахунки динамічної стійкості слід виконувати без та з урахуванням дії існуючих засобів АЗПС.

При проектуванні засобів АЗПС слід виконувати перевірку їх ефективності шляхом дослідження впливу дії АЗПС на виконання вимог стійкості під час нормативних збурень.

9.4.5. Для уточнення розрахункової моделі енергосистеми та окремих її параметрів, а також для оцінювання ефективності засобів регулювання та ПК слід використовувати набутий досвід експлуатації енергосистем у нормальних та аварійних режимах, а також враховувати результати:

натурних експериментів у енергосистемах;

аналізу зареєстрованих перехідних процесів;

досліджень на динамічних моделях енергосистем.

9.4.6. Для чисельної оцінки впливу на динамічну стійкість різноманітних факторів (наприклад ремонтна схема, спорудження нової лінії, заміна системи збудження, тощо) рекомендується застосовувати критерій критичного часу відключення короткого замикання, який визначає максимальну тривалість симетричного КЗ в мережі, що не призведе до порушення динамічної стійкості.

В нормальній схемі електричної мережі для будь-якого її елемента цей час повинен бути більший, ніж сумарний час потрібний на ліквідацію КЗ засобами релейного захисту та спрацювання вимикачів.

9.5. Вимоги щодо розрахунків стійкості на різних етапах планування електричних режимів та оперативного керування ними.

9.5.1. Існують етапи довгострокового, середньострокового та короткострокового планування електричних режимів. На всіх цих етапах розрахунки стійкості виконуються оперативно (Online) або наперед (Offline).

Проте, розвиток систем комп'ютерного моделювання з однієї сторони та зростання швидкості зміни режимів роботи ЕС через широке впровадження ВДЕ і ринкових механізмів з другої сторони, призвели до необхідності виконувати розрахунки стійкості та пропускної спроможності в темпі оперативного керування- тобто в режимі Online.

9.5.2. Розрахунки пропускної спроможності перетинів в режимі Offline (наперед):

розрахунки стійкості ОЕС та пропускної спроможності перетинів як правило виконуються наперед (в режимі Offline) з врахуванням усіх можливих ремонтно- аварійних схем кожного контрольованого перетину для схеми та режиму роботи ЕС, що планується на певний горизонт часу (день, тиждень, місяць, рік тощо). Обважнення режимів роботи може виконуватись по декільком траєкторіям обважнення;

такі розрахунки виконуються для цілей експлуатації та проектування ОЕС. Також результати розрахунків можуть застосовуватись для короткочасного та довготривалого планування режимів та ринкових операцій.

9.5.3. Оперативні розрахунки пропускної спроможності перетинів (Online):

оперативні розрахунки пропускної спроможності перетинів виконуються виключно для цілей експлуатації, враховуючи усі вимоги за статичною стійкістю наведені в цьому документі;

виконуються для поточної схеми та поточного режиму роботи ЕС. Поточний режим роботи ЕС може бути отриманий із SCADA систем (після оцінювання стану енергосистеми по даним телеінформації) або відтворений оперативним персоналом на базі робочої моделі ОЕС;

враховуються тільки аварійні ситуації ліній/трансформаторів, які входять до складу перетину, що розглядається, або є впливовими для нього;

розрахунки повинні виконуватись в темпі оперативного керування ЕС. Траєкторії обважнення формуються автоматично для кожного із вибраних перетинів з врахуванням коригувань оперативного персоналу;

можуть застосовуватись для оперативної оцінки поточної схеми і режиму роботи та з метою диспетчерського керування. Також можуть застосовуватись для ринкового планування на день наперед (Day Ahead) або для оцінки пропускнуєї спроможності перетинів в межах поточного оперативного дня (Intraday);

для оперативної оцінки динамічної стійкості дозволяється використовувати метод критичного часу ліквідацій КЗ, який знайшов широке застосування в енергосистемах ENTSO-е завдяки простоті реалізації та високій швидкодії.

10. РОЗРАХУНКИ СТІЙКОСТІ ЗА ЧАСТОТОЮ ЕЛЕКТРИЧНОГО СТРУМУ

10.1. Стійкість за частотою – це здатність енергосистеми підтримувати певний рівень частоти електричного струму після виникнення значного небалансу активної потужності між генерацією та споживанням для забезпечення керованості енергосистемою.

10.2. За умов синхронної роботи ОЕС України з ENTSO-E значення РПЧ для кожної області регулювання визначається відповідно до вимог Кодексу системи передачі та Регламенту Комісії (ЄС) 2017/1485.

10.3. Параметри автоматичного регулятора швидкості повинні бути налаштовані таким чином, щоби при виникненні небалансу активної потужності забезпечити:

активацію РПЧ без затримок. В розрахунках стійкості за частотою це відноситься до енергоблоків АЕС, які беруть участь у забезпеченні РПЧ та пройшли відповідну сертифікацію ОСП;

у разі відхилення частоти, що дорівнює або перевищує 0,2 Гц, активацію 50% від повного обсягу РПЧ не пізніше, ніж через 15 с після виникнення небалансу потужності;

активацію повної потужності РПЧ не пізніше, ніж через 30 с;

на часовому інтервалі від 15 с до 30 с активація РПЧ повинна здійснюватися принаймні лінійно;

у разі відхилення частоти менше 0,2 Гц активація РПЧ повинна бути пропорційною відповідно до часової характеристики, зазначеної вище.

10.4. За умов значного збільшення встановленої потужності електростанцій на відновлюваних джерелах енергії (насамперед, ВЕС та СЕС) та УЗЕ необхідно визначити їх вплив на швидкість зміни частоти в ОЕС України на етапі інерційного відгуку, що передуює активації РПЧ, шляхом моделювання електромеханічних перехідних процесів.

10.5. Розрахунки стійкості за частотою повинні виконуватися для ОЕС у випадку її ізольованої роботи та частин ОЕС, що працюють ізольовано, з аналізом збурень, наведених у Таблиці 4.

Таблиця 4 – Види збурення для розрахунку стійкості за частотою.

Види збурень	Причина виникнення збурення
1	Виникнення небалансу активної потужності через вимкнення блоку (генеруючої одиниці) з найбільшою номінальною потужністю в ОЕС України або її частині.
2	Вимкнення найбільш потужного генератора-двигуна на гідроакумуючій електростанції, що працює у насосному режимі або потужного вузла навантаження.
3	Розділення по контрольованому перетину при перетоках потужності близьких до МДП.

10.6. Для першого виду збурення розрахунки стійкості за частотою слід виконувати для режимів максимальних та мінімальних навантажень, для другого виду збурень – для режимів мінімальних навантажень, а для третього виду збурення – для режимів максимальних навантажень.

10.7. При виникненні збурення першого виду, за умови попередження спрацювання верхніх черг АЧР, динамічне відхилення частоти не повинно перевищувати 0,8 Гц, а її усталене значення після активації резервів підтримки частоти (через 30 с після виникнення збурення) – не більше ніж 0,2 Гц.

10.8. За умов недопущення розвантаження та відключення енергоблоків блоків АЕС допустима тривалість зміни частоти не повинна перевищувати уставки спрацювання технологічних захистів енергоблоків АЕС, які визначаються ОСП.

10.9. У розрахунках перехідних процесів на етапі РПЧ можна приймати тиск пари, що подається на парову турбіну, незмінним у часі.

У розрахунках тривалих перехідних процесів за частотою слід враховувати динамічні характеристики турбін, котлоагрегатів і систем їх регулювання, а також

дію системи автоматичного регулювання частоти та потужності.

ДОДАТОК А. ВЕРИФІКАЦІЯ ДИНАМІЧНИХ МОДЕЛЕЙ ГЕНЕРАТОРІВ ТА СИСТЕМ АРЗ

А.1. Верифікація динамічних моделей генераторів та систем АРЗ полягає у порівнянні результатів математичного (комп'ютерного) моделювання з осцилограмами натурних випробувань, одержаних при тестуванні генераторів та систем АРЗ на електростанціях. Рекомендується виконувати документування вихідних моделей, параметрів, результатів моделювання та верифікації у формі протоколу довільної форми для подальшого використання у розрахунках.

А.2. Step response test. Відклик системи на раптову зміну вхідної змінної. Записується та аналізується відклик системи (використовують зміну у часі наступних електричних величин (сигналів): напруга статора, струм та напруга збудження, активна та реактивна потужності генератора) внаслідок стрибкоподібної зміни ($\pm 2..5\%$ для АЕС - $\pm 1..5\%$) уставки за напругою генератора. Процедура проведення випробувань виконується у різних режимах роботи генератора (холостий хід, робота в мережі за різних значень активної та реактивної потужності). За умов роботи генератора в мережі, кожний тест повторюють два рази з увімкненими та вимкненими каналами стабілізації АРЗ (або системним стабілізатором), що дозволяє якісно перевірити ефективність їх роботи для демпфування коливань перехідного процесу. Приклад верифікації моделі АРЗ генератора номінальною потужністю 300 МВт показано на рисунку А.1.

А.3. Frequency response test. Відклик системи на збурення різної частоти, які подаються на вхід. Амплітудно частотна характеристика (АЧХ) це залежність коефіцієнту посилення коливань на виході системи (статор генератора) від частоти коливань на вході (вхід АРЗ). Зняття АЧХ відбувається за результатами випробування, яке спрямовано на перевірку ефективності роботи каналів стабілізації АРЗ (або системного стабілізатора) та верифікацію моделі в усьому діапазоні низькочастотних коливань. В ході випробувань в суматор на вході АРЗ інжектують коливання незначної амплітуди в діапазоні частот від 0,1 Гц до 3 Гц та виконують запис коливань активної потужності генератору, що виникають внаслідок перехідного процесу. Тест виконують два рази - з увімкненими та вимкненими каналами стабілізації (системним стабілізатором). У разі якщо амплітуда коливань активної потужності при ввімкнених каналах стабілізації (системному стабілізаторі) в діапазоні частот від 0,2 Гц до 2 Гц нижче

ніж амплітуда аналогічних коливань при вимкнених каналах стабілізації (системному стабілізаторі), то це свідчить про коректну роботу каналів стабілізації (системного стабілізатора). В рамках верифікації виконують побудову амплітудно-частотної характеристики для математичної моделі АРЗ, після чого виконують порівняння результатів випробувань та розрахунків, як це показано на рисунку А.2.

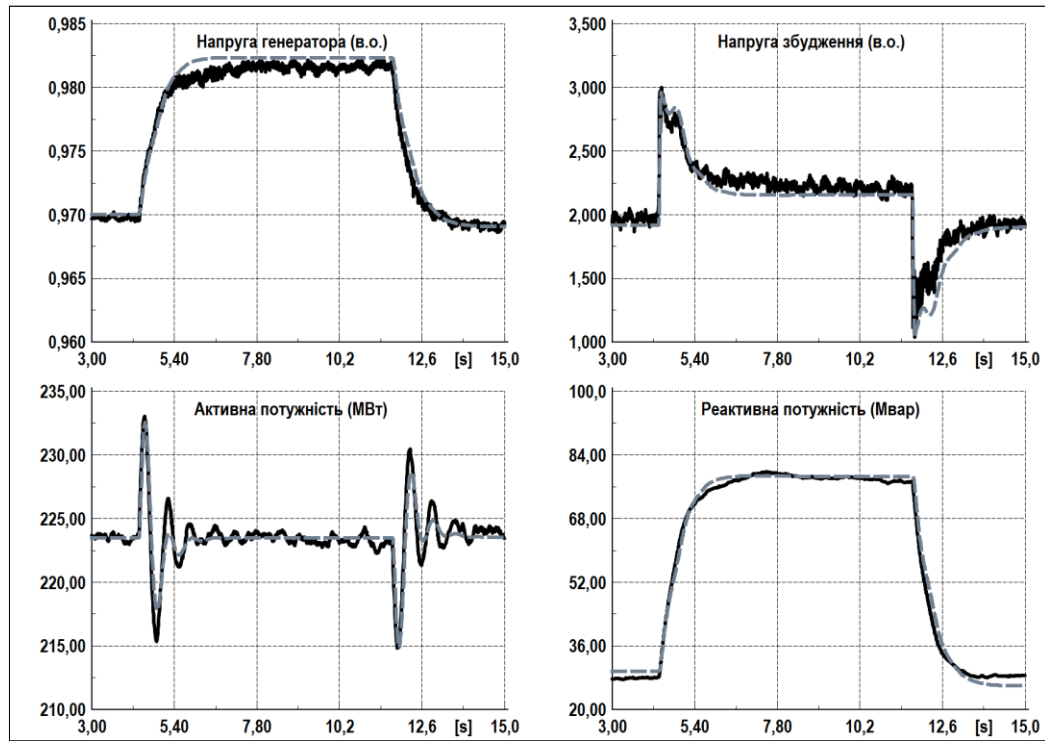


Рисунок А.1 – Приклад верифікації моделі АРЗ (суцільні криві – осцилограми випробувань, штрихові – результати моделювання).

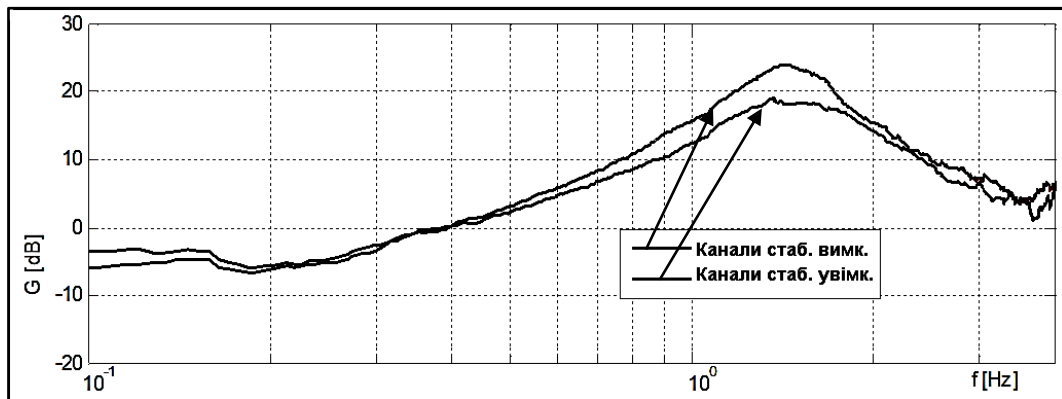


Рисунок А.2 – Амплітудно-частотна характеристика для генератора:
а – натурні випробування.

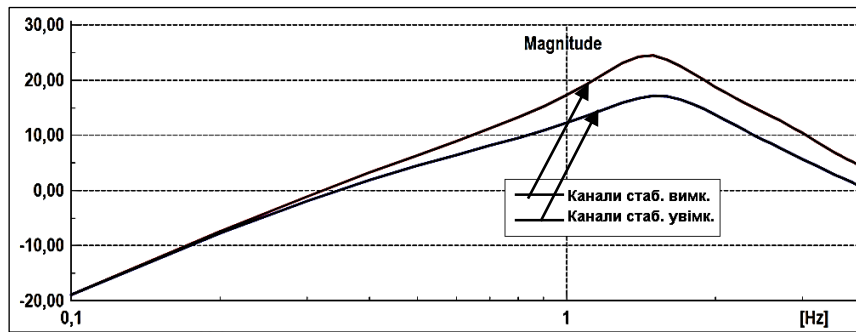


Рисунок А.3 – Амплітудно-частотна характеристика для генератора: б – результати моделювання.

ДОДАТОК Б. ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ ВЕС, СЕС І УЗЕ.

Б.1. Fault-Ride-Through (FRT) capability. Дослідження динамічної стійкості ВЕС, СЕС і УЗЕ ґрунтується на вимогах Кодексу системи передачі (ВЕС і СЕС - п.2.4, УЗЕ – п.6.4), зокрема щодо стійкості генеруючих одиниць до КЗ (FRT capability). Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою, параметри якої задаються ОСП в межах певних діапазонів для синхронних генеруючих одиниць, одиниць енергоцентрів та УЗЕ. Для перевірки (шляхом моделювання) стійкості ВЕС, СЕС і УЗЕ до КЗ (FRT capability) існують три основних підходи.

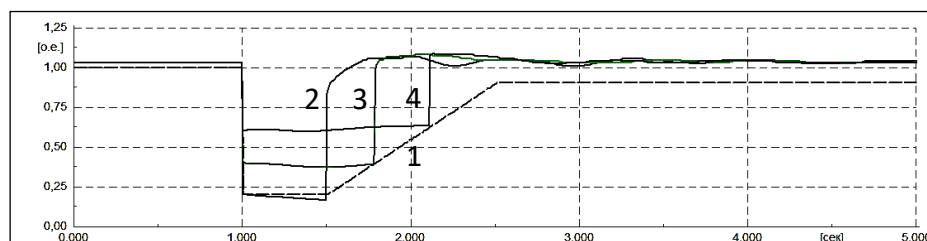
Б.2. Моделювання нормативних збурень в місці приєднання ВЕС, СЕС і УЗЕ до зовнішньої електричної мережі. Для цього необхідно мати модель зовнішньої мережі в районі точки приєднання та відповідні уставки релейного захисту для визначення часу ліквідації КЗ.

Б.3. Моделювання низки симетричних КЗ в місці приєднання ВЕС, СЕС і УЗЕ різної тривалості та залишкової напруги. Тривалість та залишкова напруга при таких КЗ відповідає граничним вимогам до графіку напруги одиниці енергоцентру під час проходження КЗ – FRT capability (крива 1 на рисунку Б.1). Як приклад, криві 2, 3 та 4 відповідають напрузі в точці приєднання ВЕС, СЕС і УЗЕ для розрахункових збурень.

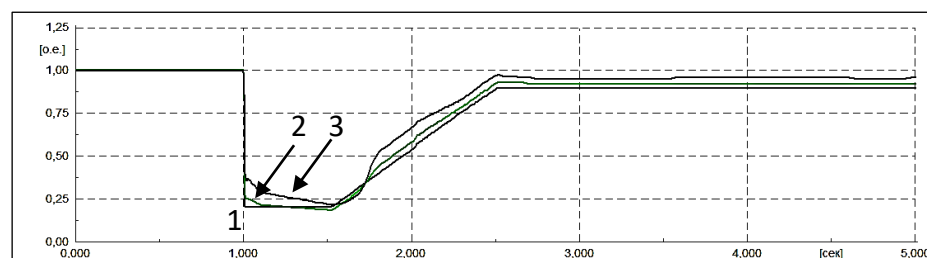
Б.4. Моделювання штучного профілю напруги в місці приєднання ВЕС СЕС і УЗЕ, що відповідає граничним вимогам до графіку напруги одиниці енергоцентру, синхронної генеруючої одиниці, УЗЕ під час проходження режимів низької напруги - FRT capability. У цьому випадку в точці приєднання ВЕС, СЕС і

УЗЕ імітується необхідний профіль напруги за допомогою моделі керованого джерела напруги. На рисунку Б.2, крива 1 відображає напругу в точці приєднання, що повністю відповідає граничним вимогам FRT capability. Криві 2 та 3 відповідають часовим залежностям напруг, відповідно, на розподільчих пристроях високої та середньої напруги головної підстанції приєднання.

Б.5. Модель вітротурбіни ВЕС або інвертора СЕС чи УЗЕ має включати модель захистів (захисну характеристику), яка відключає вітротурбіну або інвертор від мережі у разі значного зниження напруги в місці приєднання вітротурбіни або інвертора протягом заданого часу. Якщо при моделюванні перехідних процесів в результаті збурень (вказаних в пунктах Б.2, Б.3, Б.4) не спрацьовують такі захисти і не відключають вітротурбіну (інвертор) від електричної мережі, тоді вважають, що дана ВЕС, СЕС чи УЗЕ задовольняє вимогам стійкості до КЗ (FRT capability). У разі відсутності даних щодо моделі реальних захистів (захисної характеристики) слід використовувати типову характеристику з урахуванням технічних вимог виробника обладнання ВЕС, СЕС чи УЗЕ. Таким чином, на основі результатів моделювання можна перевірити чи може ВЕС, СЕС чи УЗЕ залишатися приєднаною до мережі у випадку найбільш важкого нормативного збурення в точці приєднання.



Рисунки Б.1 – Напруги в точці приєднання ВЕС, СЕС і УЗЕ за різних значень параметрів збурень.



Рисунки Б.2 – Напруга в точці приєднання ВЕС, СЕС і УЗЕ (крива 1), РП високої (крива 2) та середньої (крива 3) напруги головної підстанції протягом збурення. Напруга в точці приєднання моделюється відповідно до граничних вимог до графіку напруги одиниці енергоцентру під час проходження КЗ.