

**Міністерство палива та енергетики України**

Об'єднання енергетичних підприємств  
«Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики»

ГКД 34.20.575-2002

# **СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМ**

Керівні вказівки

Київ 2002

## ПЕРЕДМОВА

- |   |                 |   |
|---|-----------------|---|
| 1 | ЗАМОВЛЕНО       | Об'єднанням енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (ОЕП ГРІФРЕ)   |
| 2 | РОЗРОБЛЕНО      | Національним технічним університетом України «Київський політехнічний інститут»   |
| 3 | ВИКОНАВЕЦЬ      | С.В. Казанський   |
| 4 | УЗГОДЖЕНО       | Департаментом з питань електроенергетики Мінпаливенерго України, Б.Я. Дацишин<br>Управлінням науково-технічної політики та екології Мінпаливенерго України, Ю.Г. Куцан<br>Національною енергетичною компанією «Укренерго», В.І. Редін<br>Державним проектно-вишукувальним та науково-дослідним інститутом "Укренергомережпроект", В.М. Бабушкін<br>Об'єднанням енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики», Хайдурова Г.П. |
| 5 | ЗАТВЕРДЖЕНО     | Наказом Мінпаливенерго України від 3 липня 2002 року №404, В.А. Лушкін  |
| 6 | ЗАМІСТЬ         | ГКД 341.004.006–97 «Керівні вказівки з стійкості енергосистем». – Затв. Міненерго України   |
| 7 | СТРОК ПЕРЕВІРКИ | 2005 рік  |

---

Цей нормативний документ не може бути повністю чи частково відтворений, відтиражований і розповсюджений без дозволу ОЕП "ГРІФРЕ".

© ОЕП "ГРІФРЕ", 2002

## ЗМІСТ

|   | С.  |
|---|---|
| 1 | Галузь використання..... 5  |
| 2 | Нормативні посилання..... 5   |
| 3 | Терміни..... 6  |
| 4 | Скорочення..... 7   |
| 5 | Схеми та режими роботи енергосистем..... 7  |
| 6 | Групи нормативних збурень..... 9  |
| 7 | Визначення стійкості енергосистем..... 11   |
|   | 7.1 Загальні положення..... 11  |
|   | 7.2 Розрахунок коефіцієнта запасу статичної стійкості з активної потужності в перетині.....   |
|   | 7.3 Розрахунок коефіцієнта запасу статичної стійкості з напруги у вузлах навантаження..... 13 |
| 8 | Вимоги до стійкості енергосистем..... 13  |
| 9 | Розрахункова перевірка виконання вимог до стійкості енергосистем..... 17                      |
|   | 9.1 Загальні положення..... 17  |
|   | 9.2 Розрахунки усталених режимів..... 18  |
|   | 9.3 Розрахунки статичної стійкості енергосистем.... 18  |
|   | 9.4 Розрахунки граничних за стійкістю режимів..... 19   |
|   | 9.5 Розрахунки динамічної стійкості енергосистем.. 22   |



---

---

**СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМ****Керівні вказівки****УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ****Руководящие указания**

---

---

Чинний від 2002-07-03

**1 Галузь використання**

1.1 Керівні вказівки встановлюють вимоги до стійкості енергосистем та Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України.

1.2 Керівні вказівки є обов'язковими для організацій Мінпаливенерго України, які займаються проектуванням, експлуатацією та протиаварійним керуванням енергосистем.

1.3 Керівні вказівки поширюються на всі об'єкти енергосистем України, включаючи ТЕС та АЕС незалежно від форми власності та відомчої належності.

1.4 Вимоги до стійкості енергосистем, викладені в цих Керівних вказівках, можуть бути змінені з урахування конкретних умов за наявності техніко-економічного обґрунтування.

**2 Нормативні посилання**

У цих Керівних вказівках є посилання на такі нормативні документи:

- ГКД 34.20.563–96 Ликвидация аварий и нарушений режима на энергопредприятиях и в энергообъединениях. Инструкция. Часть 1. Ликвидация технологических нарушений режима в электрической части энергопредприятий и энергообъединений. – Затверджена Міненерго України, 1996;

- РД 34.20.501 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. 14-е изд. – Затверджені Міненерго СРСР 20 лютого 1989 року (з наступними змінами);

- Сборник руководящих материалов Главтехуправления Минэнерго СССР. – Затверджений Головним науково-технічним управлінням Мініенерго СРСР 7 грудня 1989 року.– М.: ОРГРЭС, 1992;

- Правила устройства электроустановок, 6-е изд., – М.: Энергоатомиздат, 1986 (з наступними змінами);

- Інструкція про складання і застосування графіків обмеження та аварійного відключення споживачів, а також застосування протиаварійних систем зниження електроспоживання. – Затверджена наказом Мінпаливенерго України від 18 червня 2001 року № 270.

### **3 Терміни**

У цих Керівних вказівках терміни вживаються в такому значенні:

Енергосистема – будь-яка сукупність електрообладнання електростанцій, електричних мереж і приймачів електричної енергії, з'єднаних між собою та об'єднаних загальним режимом роботи.

Зв'язок – сукупність електрообладнання ліній електропередавання, трансформаторів, вимикачів, шинопровідів тощо, що безпосередньо з'єднує частини енергосистеми (електростанції з енергосистемою). Термін "зв'язок" може вміщувати також проміжні електростанції та вузли навантаження.

Перетин – сукупність таких елементів одного чи декількох зв'язків, відключення яких призводить до повного розділення енергосистеми на дві ізольовані частини.

Пропускна здатність перетину – максимальна активна потужність, яка може бути передана через перетин при дотриманні нормативних запасів зі стійкості та вимог з допустимого струму елементів мережі чи з інших режимних умов.

Пусковий комплекс (пускова схема) – сукупність об'єктів (або їх частин) основного, енергетичного та іншого господарства, які забезпечують випуск продукції або надання послуг, передбачених проектом (робочим проектом) для даного пускового комплексу (пускової схеми).

## 4 Скорочення

У цих Керівних вказівках вживаються такі скорочення:

|      |   |
|------|---|
| АЗПС | - автоматичне запобігання порушенню стійкості;    |
| АПВ  | - автоматичне повторне вмикання;                  |
| АРЗ  | автоматичне регулювання збудження;                |
| АРНТ | - автоматичне регулювання напруги трансформатора; |
| АЧР  | - автоматичне частотне розвантаження;             |
| БВ   | - балансуючий вузол;                              |
| КЗ   | - коротке замикання;                              |
| ОАПВ | - однофазне автоматичне повторне вмикання;        |
| ОЕС  | об'єднана енергетична система                     |
| ПК   | протиаварійне керування;                          |
| ПС   | - підстанція;                                     |
| ППС  | передача постійного струму;                       |
| ПРВВ | - пристрій резервування відмови вимикача;         |
| РЗ   | - релейний захист;                                |
| РП   | - розподільчий пристрій;                          |
| САВН | - спеціальна автоматика відключення навантаження; |
| ТАПВ | - трифазне автоматичне повторне вмикання;         |
| ШАПВ | швидкодіюче автоматичне повторне вмикання         |

## 5 Схеми та режими роботи енергосистем

5.1 Розрізняють нормальні та ремонтні схеми енергосистем.

Ремонтна схема відрізняється від нормальної тим, що через відключений стан одного або декількох елементів електричної мережі суттєво (більш ніж на 10 %) зменшений граничний зі стійкості перетік в будь-якому перетині у даній ремонтній схемі чи в можливому для неї післяаварійному режимі.

Перехід до ремонтної схеми виникає внаслідок:

- відключення одного або декількох елементів електричної мережі в контрольованому перетині;
- відключення елементу електричної мережі, який не входить безпосередньо в контрольований перетин (не відходить від шин електростанції);
- відключеного стану пристроїв ПК (в умовах експлуатації).

5.2 Розрізняють усталені, післяаварійні та перехідні режими роботи енергосистем.

Усталений режим – режим, який характеризується незмінними параметрами. Повільні змінювання режиму, пов'язані з внутрішньодобовими змінами електроспоживання та генерації, нерегулярними коливаннями потужностей, які передаються через зв'язки, функціонуванням пристроїв регулювання частоти та активної потужності тощо, розглядаються як послідовність усталених режимів. Однією з різновидностей усталеного режиму є післяаварійний режим – усталений режим, який характеризується зниженням запасів зі стійкості відносно початкового режиму та виникає після перехідного режиму, викликаного збуренням. Тривалість післяаварійного режиму визначається часом, необхідним диспетчеру для зміни режиму із забезпеченням нормативних запасів зі стійкості (як правило, не більше 20 хв.). Протягом цього часу виникнення додаткових збурень (накладання аварії на аварію) не розглядається.

Перехідний режим – режим від початку збурення до закінчення електромагнітних та електромеханічних процесів, викликаних цим збуренням (з урахуванням дії систем регулювання швидкості турбін).

5.3 У процесі експлуатації енергосистем в усталеному режимі перетоки в перетинах з урахуванням вимог до стійкості енергосистем підрозділяють на:

- нормальні (найбільший допустимий перетік називається максимально допустимим);
- вимушені (найбільший допустимий вимушений перетік називається аварійно допустимим).

Експлуатація енергосистем з вимушеними перетоками допускається:

- для запобігання чи зменшення обмеження електропостачання споживачів;
- для запобігання недопустимого спрацювання гідроресурсів за необхідності суворої економії окремих видів енергоресурсів;
- у разі несприятливого збігу планових та аварійних ремонтів основного устаткування електростанцій та електричних мереж;
- у режимах мінімального електроспоживання за неможливості зменшення перетоку через недостатню маневреність АЕС, крім перетинів, які межують з АЕС (див. 8.6).



5.4 При проектуванні енергосистем перетоки в перетинах при усталених режимах підрозділяють на нормальні та обважені.

Обважненим вважається перетік, який характеризується несприятливим сполученням ремонту основного устаткування електростанцій, які працюють в режимах максимальних та мінімальних навантажень, якщо загальна тривалість роботи в таких режимах протягом року не перевищує 10 %.

## **6 Групи нормативних збурень**

6.1 Збурення, які враховуються у вимогах до стійкості енергосистем (нормативні збурення) розподіляють на три групи: I, II та III. При виникненні нормативних збурень не повинна порушуватись стійкість енергосистем.

6.2 До складу груп входять наступні збурення:

### **Група I**

- відключення будь-якого елемента мережі напругою 500 кВ та нижче без КЗ (на зв'язках АЕС з енергосистемою – відключення будь-якого елемента мережі напругою 750 кВ);

- відключення будь-якого елемента мережі напругою 110 – 750 кВ з однофазним КЗ та успішним АПВ (в мережі напругою 330 кВ і вище – з успішним ОАПВ (ШАПВ), в мережі напругою 110–220 кВ – з успішним ТАПВ);

- відключення будь-якого елемента мережі напругою 500 кВ та нижче (на зв'язках АЕС з енергосистемою – напругою 750 кВ) з однофазним КЗ та неуспішним АПВ (в мережі напругою 330 кВ та вище – успішним ОАПВ (ШАПВ), в мережі напругою 110–220 кВ – з успішним ТАПВ);

- накидання реактивної потужності внаслідок можливого вибігу двигунів крупного споживача з наступним груповим самозапуском при короткочасному порушенні електропостачання, яке спричинене КЗ, паузою АПВ тощо;

- виникнення аварійного небалансу потужності з будь-яких причин (відключення генераторів, крупної підстанції чи крупного споживача, елемента ППС і ін.) при значеннях аварійного небалансу не більше потужності генератора чи блока генераторів із спільним вимикачем на стороні вищої напруги, крім найбільш потужних генераторів, які є в невеликій кількості в ОЕС.

## Група II

- відключення будь-якого елемента мережі напругою 750 кВ без КЗ (крім зв'язків АЕС з енергосистемою);
- відключення будь-якого елемента мережі напругою 750 кВ внаслідок однофазного КЗ з неуспішним АПВ (ОАПВ, ШАПВ);
- відключення будь-якого елемента мережі напругою 500 кВ і нижче внаслідок багатofазного КЗ з успішним чи неуспішним АПВ;
- відключення будь-якого елемента мережі напругою 220 кВ і нижче внаслідок однофазного КЗ з відмовою одного вимикача і дією ПРВВ;
- виникнення аварійного небалансу потужності з будь-яких причин (відключення генераторів, крупної підстанції чи крупного споживача, елемента ППС і ін.) при значеннях небалансу більше ніж для групи I, але не більше найбільшої в ОЕС потужності генератора чи блока генераторів або потужності двох генераторів АЕС, що підключені до одного реакторного блоку.

## Група III

- відключення будь-якого елемента мережі напругою 750 кВ внаслідок багатofазного КЗ з успішним чи неуспішним АПВ;
- відключення будь-якого елемента мережі напругою 330 кВ і вище внаслідок однофазного КЗ з відмовою одного вимикача і дією ПРВВ;
- відключення будь-якого елемента мережі напругою 220 кВ і нижче внаслідок багатofазного КЗ з відмовою вимикача і дією ПРВВ;
- одночасне відключення двох ліній, що закріплені на спільній опорі більш ніж на половині довжини коротшої лінії при збуреннях групи I;
- одночасне відключення двох ліній, що розташовані в спільному коридорі більш ніж на половині довжини коротшої лінії при збуреннях групи I;
- збурення груп I та II з відключенням елемента мережі чи генератора, що внаслідок ремонту одного з вимикачів призводить до відключення іншого елемента мережі чи генератора, підключеного до того ж РП;
- виникнення аварійного небалансу потужності з будь-яких причин (відключення генераторів, крупної підстанції чи крупного споживача, елемента ППС і ін.) при значеннях небалансу більше ніж для групи II, але не більше потужності, що підключена до однієї секції (системи) шин чи РП однієї напруги на електростанції, або не більше 50 % потужності електростанції. Такі аварійні небаланси враховуються, коли розглядається стійкість паралельної роботи на зв'язках між ОЕС.

## 7 Визначення стійкості енергосистем

### 7.1 Загальні положення

7.1.1 Статична стійкість – здатність енергосистем повертатись до усталеного режиму після малих збурень.

Запас статичної стійкості для даного режиму роботи енергосистем визначається його близькістю до межі області стійкості, яка може бути зумовлена аперіодичним чи коливальним порушенням стійкості. Запас статичної стійкості характеризується коефіцієнтами запасу з активної потужності в перетинах енергосистеми та з напруги у вузлах навантаження.

7.1.2 При визначенні запасу стійкості розглядаються траєкторії обважнення режиму, що є послідовністю усталених режимів, які при зміні деякого параметра чи групи параметрів дають змогу досягти межі області статичної стійкості.

### 7.2 Розрахунок коефіцієнта запасу статичної стійкості по активній потужності у перетині

7.2.1 Значення коефіцієнта запасу з активної потужності в перетині  $K_p$  визначаються за формулою:

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

де  $P_{GP}$  – активна потужність, яка передається через перетин, що розглядається (перетік у перетині) у граничному за статичною стійкістю режимі (див. 9.4.3);

$P$  – перетік у перетині в режимі, що розглядається;  $P > 0$ ;

$\Delta P$  – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в цьому перетині в режимі, який розглядається. Допускається, що через нерегулярні коливання перетік  $P$  змінюється у діапазоні  $P \pm \Delta P$ .

7.2.2 Значення  $P$  у формулі (1) є середнім значенням перетоку потужності в перетині, який вимірюється, з усередненням за коливаннями електроспоживання (нерегулярними коливаннями), які мають період від 2 до 60 хв залежно від засобів регулювання перетоку. У розрахунковій моделі це перетік у контрольованому перетині в режимі, який розглядається.

7.2.3 Значення амплітуди нерегулярних коливань активної потужності в перетині, який розглядається, встановлюються для кожного перетину енергосистеми за даними вимірювань.

За відсутності таких даних розрахункову амплітуду нерегулярних коливань активної потужності, МВт, визначають за формулою:

$$\Delta P = K \sqrt{\frac{P_{H1} \times P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}}, \quad (2)$$

де  $P_{H1}$ ,  $P_{H2}$  – сумарні потужності навантаження з кожної зі сторін перетину, який розглядається, МВт.

Коефіцієнт  $K$  приймається таким, який дорівнює:

- 1,5 – при ручному регулюванні потужності;
- 0,75 – при автоматичному регулюванні та обмеженні перетоку потужності.

7.2.4 Для визначення коефіцієнта запасу статичної стійкості з активної потужності в перетині схеми виконуються об'єднання режиму шляхом збільшення перетоку потужності в перетині до отримання граничного за стійкістю режиму.

7.2.5 Під час експлуатації для контролю за дотриманням нормативних запасів статичної стійкості слід, як правило, використовувати значення перетоків активної потужності.

За необхідності максимально допустимі та аварійно допустимі перетоки задають як функції перетоків у інших перетинах і напруги у вузлових точках енергосистеми. Такі перетоки та напругу слід вважати контрольованими параметрами.

Залежно від конкретних умов як контрольовані можна використовувати інші параметри режиму енергосистеми, зокрема значення кутів між векторами напруги на кінцях лінії електропередавання.

Допустимі значення контрольованих параметрів, за яких забезпечується нормативний коефіцієнт запасу з активної потужності, встановлюють на основі розрахунків відповідних режимів роботи енергосистем.

### **7.3 Розрахунок коефіцієнта запасу статичної стійкості з напруги у вузлах навантаження**

7.3.1 Значення коефіцієнта запасу з напруги  $K_u$  у вузлах навантаження визначаються за формулою:

$$K_u = \frac{U - U_{кр}}{U}, \quad (3)$$

де  $U$  – напруга у вузлі в режимі, який розглядається;

$U_{кр}$  – критична напруга в цьому ж вузлі, яка відповідає межі, нижче якої має місце порушення статичної стійкості двигунів (див. 9.4.7).

7.3.2 Для контролю дотримання нормативних запасів з напруги в експлуатаційній практиці можна використовувати напругу в будь-яких вузлах енергосистеми. Допустимі значення напруги в контрольованих вузлах встановлюють за розрахунками режимів роботи енергосистем.

## **8 Вимоги до стійкості енергосистем**

8.1 За умовами статичної стійкості енергосистем нормують мінімальні коефіцієнти запасу з активної потужності в перетинах і мінімальні коефіцієнти запасу з напруги у вузлах навантаження. Крім того, встановлюють групи збурень (за 6.2), за яких повинні забезпечуватись як динамічна стійкість, так і нормативні запаси статичної стійкості в післяаварійних режимах. При цьому в допустимій області режимів повинна забезпечуватись відсутність саморозхитування. Якщо саморозхитування має місце, то треба вживати заходи щодо усунення його причини, а також оперативно виконати додаткове розвантаження перетину, в якому проявляється саморозхитування, до повного його виключення.

Крім того, для допустимих перетоків повинна виконуватись перевірка відсутності термічного недопустимого перевантаження обладнання з урахуванням тривалості режиму, а також перевірка інших обмежень, не пов'язаних зі стійкістю енергосистем.

Вимоги до стійкості енергосистем можуть забезпечуватись за рахунок:

- посилення електричної мережі;

- зменшення часу відключення КЗ шляхом удосконалення та оптимізації налаштування пристроїв АПВ (наприклад, за рахунок використання адаптивного АПВ, вибору порядку постановки лінії під напругу, зменшення безструмової паузи АПВ) та ін.;

- використання АЗПС;
- зміни режиму роботи енергосистем.

8.2 Значення показників стійкості залежно від перетоку в перетині, схеми мережі та нормативних збурень (див. 7.2–7.3) повинні бути не нижче наведених в таблиці 1 (див. 8.3 – 8.6).

Таблиця 1

| Перетік у перетині  | Мінімальний коефіцієнт запасу з активної потужності<br>K <sub>p</sub> | Мінімальний коефіцієнт запасу з напруги<br>K <sub>u</sub> | Групи збурень, за яких повинна забезпечуватись стійкість у перетині |  |
|---|---|---|---|--|
|   |   |   | При нормальній схемі  | При ремонтній схемі                      |
| Нормальний  | 0,20  | 0,15  | I, II, III  | I, II <sup>*)</sup> , III <sup>**)</sup> |
| Обважнений  | 0,20  | 0,15  | I, II   | I  |
| Вимушений   | 0,08  | 0,10  | -   | -  |
| Післяаварійний  | 0,08  | 0,10  | -   | -  |
| *) крім однофазного КЗ з відмовою вимикача та дією ПРВВ в мережі напругою 110 – 220 кВ. |   |   |   |  |
| **) тільки для багатозфазного КЗ з успішним і неуспішним АПВ в мережі напругою 750 кВ.  |   |   |   |  |

8.3 При проектуванні енергосистем у нормальній схемі та при нормальному перетокі стійкість при збуреннях групи I у мережі 500 кВ і нижче повинна забезпечуватись без застосування засобів АЗПС. При відключенні елемента мережі 750 кВ, у тому числі внаслідок неуспішного ОАПВ після однофазного КЗ, стійкість може забезпечуватись із застосуванням засобів АЗПС, але без дії на розвантаження АЕС та при обсязі потужності навантаження, що відключається дією САВН, не більше ніж 30 % від потужності, що передається у перетині, і не більше від 5 % до 7 % навантаження приймальної енергосистеми (максимальне значення відноситься до енергосистеми, мінімальне – до ОЕС України).

Під час експлуатації стійкість повинна забезпечуватись без застосування засобів АЗПС у нормальній схемі та при нормальному перетоці в разі збурення групи I, за винятком випадків, коли:

- виконання цієї вимоги призводить до необхідності обмеження споживачів чи недопустимого спрацювання гідроресурсів;
- внаслідок збурення границя статичної стійкості у перетині зменшується більше ніж на 25 %.

В умовах проектування та експлуатації для зв'язків АЕС з енергосистемами в нормальній схемі при нормальних перетоках стійкість при збуреннях групи I у разі відключення елемента мережі 750 кВ, у тому числі внаслідок неуспішного ОАПВ після однофазного КЗ, а також при збуреннях групи II та III при багатофазних КЗ з успішним і неуспішним АПВ повинна забезпечуватись без дії засобів АЗПС на розвантаження АЕС.

Допускається застосовувати засоби АЗПС на розвантаження АЕС у нормальній схемі при:

- одночасному відключенні двох ліній, що закріплені на спільній опорі більш ніж на половині довжини коротшої лінії, при збуреннях групи I (відповідно до 6.2);
- одночасному відключенні двох ліній, розташованих в спільному коридорі більше ніж на половині довжини коротшої лінії, при збуреннях групи I (відповідно до 6.2);
- відмові вимикача з дією ПРВВ при однофазному та багатофазному КЗ, при збуреннях групи II або III (відповідно до 6.2).

Для пускових схем об'єктів допускається застосовувати засоби АЗПС при збуреннях групи I, а також у разі відключення елемента мережі 750 кВ, у тому числі внаслідок неуспішного ОАПВ після однофазного КЗ, але без дій на розвантаження АЕС.

8.4 Проектування та експлуатація засобів АЗПС для підвищення пропускної здатності перетинів і мінімізації витрат на будівництво мереж виконуються за умови, коли при забезпеченні нормативних коефіцієнтів запасу з активної потужності та напруги в початковому режимі (див. таблицю 1 та 8.3) не забезпечується динамічна стійкість та (чи) коефіцієнт запасу з активної потужності (напруги) у післяаварійних режимах, крім випадків, зазначених у 8.5.

8.5 Стійкість при нормативних збуреннях, які призводять до ослаблення перетину, може не зберігатись (крім умов, наведених у 8.3), якщо:

- границя статичної аперіодичної стійкості в перетині, який розглядається, зменшується більше ніж на 70 %;

- границя статичної аперіодичної стійкості по зв'язках, які залишились у перетині, не перевищує потрійної розрахункової амплітуди нерегулярних коливань потужності в цьому перетині;

В зазначених випадках повинно здійснюватись 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, при правильній роботі засобів ПК не повинен призводити до каскадного розвитку аварії.

8.6 Під час експлуатації будь-яке відхилення від вимог, які відносяться до нормального перетоку (таблиця 3), визначає перехід до вимушеного перетоку і повинне дозволятись вищою оперативною інстанцією, у віданні чи керуванні якої знаходяться зв'язки цього перетину.

Перехід до роботи з вимушеним перетоком у перетині з відповідним оформленням (записом) у диспетчерському журналі оперативно може дозволятись черговим диспетчером вищої оперативної інстанції на термін:

- проходження максимуму навантаження, але не більше 40 хв;
- необхідний для запровадження обмеження електропостачання споживачів;
- необхідний для мобілізації резерву (у тому числі холодного) у післяаварійному режимі.

В окремих перетинах ОЕС України за умови оформлення спеціального рішення, затвердженого першими керівниками Мінпаливенерго, допускається довготривала робота зі зниженим (вимушеним) 8 %-вим запасом статичної стійкості.

Робота з вимушеним перетоком **не дозволяється**:

- у перетинах, які прилягають до АЕС;
- у перетинах, якщо порушення стійкості в цьому режимі при збуреннях групи I або II і правильному функціонуванні засобів АЗПС може призвести до відключення споживачів від АЧР та САВН сумарною потужністю, яка більше ніж у 10 разів перевищує величину обмеження електропостачання споживачів,



яка вимагається для забезпечення нормативних показників нормального перетоку.

8.7 Необхідно передбачати автоматичне припинення асинхронного режиму в енергосистемах, як правило, шляхом їх поділу.

Ресинхронізація, як із застосуванням автоматичних пристроїв, так і самочинна, повинна резервуватись поділом.

Допустима тривалість асинхронного режиму та заходи щодо його припинення повинні встановлюватись для кожного перетину з урахуванням необхідності запобігання пошкодження устаткування енергосистем, додаткових порушень синхронізму та порушень електропостачання споживачів. При цьому особливу увагу слід приділяти стійкості електростанцій та великих вузлів навантаження, поблизу яких може опинитись центр качання.

## **9 Розрахункова перевірка виконання вимог до стійкості енергосистем**

### **9.1 Загальні положення**

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

9.1.2 Розрахунки стійкості енергосистем повинні виконуватись при:

- виборі основної схеми енергосистеми та уточненні розміщення основного обладнання;
- виборі робочих режимів енергосистем;
- виборі заходів щодо підвищення стійкості енергосистем, у тому числі засобів АЗПС;
- визначенні параметрів настройки систем регулювання та керування, РЗ, АПВ і т.п.;
- визначенні параметрів настроювання систем ПК, призначених для підвищення стійкості енергосистем;
- перевірці виконання нормативних показників стійкості та інших вимог, зазначених у розділі 8.

Крім того, розрахунки стійкості слід виконувати при розробленні та уточненні вимог до основного обладнання енергосистем, РЗ, АПВ, ПК і систем регулювання за умов стійкості енергосистем.

## **9.2 Розрахунки ustalених режимів**

9.2.1 При перевірці стійкості енергосистеми слід розглядати режими, які відповідають характерним точкам добових і сезонних графіків генерації та споживання для можливих нормальних і ремонтних схем.

Ці режими треба розглядати як довготривалі.

9.2.2 При розрахунках ustalених режимів генератори слід представляти джерелами незмінної напруги та заданими активними потужностями. Мінімальні та максимальні значення наявної реактивної потужності рекомендується задавати з урахуванням значень напруги та активної потужності в даному режимі. Замість напруги можливе задання фіксованої реактивної потужності.

Вузли навантаження, як правило, слід представляти:

- при проектуванні енергосистем – незалежними від напруги значеннями активної та реактивної потужності;
- при експлуатаційних розрахунках і виборі засобів ПК – у тому числі і статичними характеристиками по напрузі.

9.2.3 Параметри післяаварійного режиму повинні бути одержані з урахуванням усіх змін, спричинених перехідним процесом, у тому числі дією засобів ПК, а також обмежувачів перевантаження обмоток збудження генераторів і синхронних компенсаторів. При істотних небалансах потужності слід враховувати зміни частоти.

Вузли навантаження при розрахунках післяаварійного режиму слід представляти статичними характеристиками з напруги з урахуванням дії АРНТ, а при змінюванні частоти слід враховувати статичні характеристики генераторів і вузлів навантаження з частоти.

## **9.3 Розрахунки статичної стійкості енергосистем**

9.3.1 Розрахунки статичної стійкості енергосистем здебільшого можна виконувати з перевіркою тільки аперіодичної стійкості.

У тих випадках, коли область аперіодичної стійкості близька до області існування ustalеного режиму, допускається обмежуватись перевіркою існування режиму.

Якщо в якомусь вузлі навантаження порушується умова  $U > U_{кр}$ , відповідний режим слід вважати аперіодично нестійким (неіснуючим).

Розрахунки коливальної стійкості необхідно виконувати:

- в умовах експлуатації, якщо існують дані про можливість виникнення незгасаючих або слабозгасаючих коливань, для уточнення області допустимих режимів і визначення ефективних заходів щодо запобігання коливального порушення стійкості;

- при проектуванні, коли можливі труднощі її забезпечення, а також, якщо на електростанції передбачене використання нового обладнання: генераторів, систем збудження, АРЗ.

9.3.2 При перевірці аперіодичної стійкості генератори допускається представляти джерелами незмінної напруги (рівень якої у розрахункових точках визначається залежно від типу АРЗ) і заданими активними потужностями, а вузли навантаження – статичними характеристиками без урахування регулювання напруги трансформаторів.

#### ***9.4 Розрахунки граничних за стійкістю режимів***

9.4.1 Визначення граничного за статичною стійкістю перетоку в перетині здійснюється обважненням режиму (збільшенням перетоку). При цьому слід вважати відключеними усі пристрої автоматичного керування, які перешкоджають досягненню граничного перетоку в даному перетині (засоби ПК, автоматичного обмеження перетоку тощо).

Граничні перетоки визначаються з урахуванням перевантаження всього устаткування, а також перевантаження генераторів за струмом ротора, яке допускається протягом 20 хв.

Більше перевантаження устаткування дозволяється враховувати в усіх режимах крім післяаварійного, якщо за допустимий час таке перевантаження автоматично ліквідується без зниження запасу стійкості в перетині (автоматичний пуск гідрогенераторів, переведення їх з компенсаторного режиму в активний тощо).

У післяаварійному режимі дозволяється враховувати тільки перевантаження, допустимі протягом 20 хв.

Розглядають траєкторії обважнення, що є послідовністю усталених режимів, які при зміні деякого параметра або групи параметрів дають змогу досягти межі області статичної стійкості.

Траєкторії обважнення режиму повинні найбільшою мірою змінювати режим перетину, який розглядається. Розрахунок обважнених режимів супроводжують перевіркою їх статичної аперіодичної стійкості.

9.4.2 Для збільшення перетоку в перетині, який розглядається, рекомендується підвищувати генеруючу потужність з одного боку перетину при одночасному зменшенні генеруючої потужності з іншого боку. При досягненні обмежень з максимальної або мінімальної потужності генераторів подальше збільшення перетоку рекомендується здійснювати відповідно зменшенням або збільшенням активної та реактивної потужності вузлів навантаження. Якщо потужність вузлів навантаження зменшено до можливого в реальних умовах мінімуму, для подальшого збільшення перетоку слід здійснювати перевантаження генераторів, знявши відповідні обмеження: за струмом статора генератора, за струмом трансформатора, за потужністю агрегата чи енергоблока, крім обмежень за струмом ротора (див. 9.4.1).

Якщо перетин, який розглядається, зв'язує дві частини енергосистеми, менша з яких є дефіцитною, як основний спосіб обважнення режиму в цьому перетині слід здійснювати збільшення навантаження дефіцитної частини енергосистеми.

Якщо для конкретних умов характерні інші фактори, які викликають збільшення перетоку, то необхідно також розглядати відповідні способи обважнення режиму.

9.4.3 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  $P_{gr}$  визначаються за траєкторією, якій відповідає найменша гранична потужність.

9.4.4 При обважненні режиму генератори допускається представляти як при розрахунках ustalених режимів (див. 9.2.2). Для граничного режиму обмеження з реактивної потужності генераторів повинні прийматися з урахуванням 9.4.1.

9.4.5 Крупні вузли навантаження, розташовані в пунктах енергосистеми, де при обважненні можливі зміни напруги від 5 % до 10 % та більше, повинні представлятися статичними характеристиками з урахуванням АРНТ. Для інших вузлів навантаження допускається приймати  $P_n = \text{const}$ ,  $Q_n = \text{const}$ .

При обважненні режиму способом збільшення навантаження приріст реактивного навантаження  $\Delta Q_n$  за відсутності фактичних даних рекомендується приймати пропорційним приросту активного навантаження  $\Delta P_n$  з коефіцієнтом пропорційності від 0,5 до 0,7 МВАр/МВт.

9.4.6 Допускається розглядати тільки збалансовані за потужністю способи обважнення режиму, при яких частота залишається практично незмінною. Якщо в конкретних умовах збільшення перетоку може викликатись чи супроводжуватись помітним змінюванням частоти, то такі способи обважнення режиму також повинні розглядатись.

При цьому для генераторів і вузлів навантаження повинні додатково враховуватись статичні характеристики потужності з частоти.

9.4.7 Критичну напругу  $U_{кр}$  у вузлах навантаження напругою 110 кВ і вище, як правило, слід приймати такою, яка дорівнює більшому із значень  $0,7 U_{ном}$  і  $0,75 U_{норм}$ , де  $U_{норм}$  – напруга у вузлі навантаження, який розглядається, при нормальному режимі роботи енергосистеми.

Наведені вище значення критичної напруги не розповсюджуються на такі випадки:

- якщо вузол навантаження має синхронні двигуни, які працюють з вимкненим АРЗ, критичну напругу слід задавати від  $0,85 U_{ном}$  до  $0,9 U_{ном}$  ;

- якщо вузол навантаження містить специфічні електроприймачі (наприклад, електропривід постійного струму), значення  $U_{кр}$  слід задавати з урахуванням відповідних відомчих нормативів;

- якщо вузол навантаження містить протяжні або сильно завантажені лінії розподільної мережі, які не включені в розрахункову схему енергосистеми, значення критичної напруги повинне уточнюватись розрахунками за спеціально складеною розрахунковою схемою. У цій схемі враховують розподільну мережу, яка живиться від вузла, який розглядається, регулювання напруги знижувальних трансформаторів та статичні характеристики з напруги всіх основних груп електроприймачів і значення їх критичної напруги. Зовнішню відносно вузла частину енергосистеми не враховують. Вузол, який розглядається, приймають як БВ. Під час першого розрахунку напругу БВ приймають такою, яка дорівнює нормальній напрузі в цьому вузлі. Під час наступних розрахунків напругу БВ поступово від розрахунку до розрахунку знижують. Критичну напругу приймають такою, яка дорівнює мінімальному значенню напруги БВ, при якому зберігається статична аперіодична стійкість вузла навантаження, але не меншою ніж значення  $U_{кр}$ , зазначені вище ( $0,7 U_{ном}$  чи  $0,75 U_{норм}$ ).

## 9.5 Розрахунки динамічної стійкості енергосистем

9.5.1 Динамічна стійкість – здатність енергосистеми повертатись до усталеного режиму після різкого збурення (КЗ, відключення будь-якого елемента енергосистеми і ін.).

Перевірка виконання вимог стійкості (розділ 9) повинна здійснюватись відповідно до нормативних збурень (розділ 6) з урахуванням різноманітних схемно-режимних умов.

За розрахункове багатозазне КЗ для мережі напругою 330 кВ і вище, якщо розрахунок виконується без урахування активного опору статора генератора, допустимо приймати двофазне КЗ на землю. Для мережі напругою 110 – 220 кВ за розрахункове багатозазне КЗ приймається трифазне КЗ.

Розрахункову тривалість КЗ приймають:

- при проектуванні – відповідно до значень, зазначених у таблиці 2 (при цьому повинні бути прийняті необхідні заходи з їх дотримання);
- при експлуатації – за верхньою межею фактичних значень з урахуванням розкиду часу відключення КЗ.

Таблиця 2

|                        |             |      |             |
|------------------------|-------------|------|-------------|
| Номінальна напруга, кВ | 750         | 500  | 330         |
| Час відключення КЗ, с  | 0,08 – 0,10 | 0,12 | 0,12 – 0,14 |

Допустимо за розрахункові приймати КЗ біля шин електростанції, біля головних ПС крупних споживачів. Якщо на основному кінці лінії тривалість КЗ менша, ніж на віддаленому, слід розглядати КЗ і на віддаленому кінці лінії.

9.5.2 При розрахунках динамічної стійкості необхідно керуватись наступним:

- якщо асинхронний хід виник, але закінчився ресинхронізацією, то такий випадок розглядають як збереження результуючої стійкості, а відсутність ресинхронізації – як порушення результуючої стійкості;
- повернення до синхронної роботи, як з асинхронним ходом, так і без нього, розглядають як випадок збереження динамічної стійкості, а повернення до синхронної роботи без асинхронного ходу, а тільки з синхронними коченнями – як збереження синхронної динамічної стійкості.

9.5.3 У розрахунках динамічної стійкості для генераторів, в яких стійкість може бути порушена (відносно інших, близько розташованих генераторів), слід

використовувати розрахункові моделі, засновані на спрощених рівняннях Парка-Горєва (з урахуванням демпферних контурів і без урахування електрорушійної сили трансформації та ковзання, а також активного опору статору). Для генераторів, близьких до точки КЗ, рекомендується застосовувати розрахункові моделі, в яких містяться рівняння, які описують перехідні процеси в системі збудження та АРЗ. Решта генераторів може замінюватись незмінними з величини перехідними електрорушійними силами за перехідними опорами.

При розрахунках короточасних перехідних процесів допустимо, як правило, приймати потужність турбін постійною (крім розрахунків ресинхронізації генераторів).

При розрахунках тривалих перехідних процесів слід враховувати динамічні характеристики турбін, котлоагрегатів і систем їх регулювання, а також дії систем вторинного регулювання частоти та потужності.

9.5.4 При розрахунках динамічної стійкості для крупних вузлів навантаження (особливо розташованих поблизу генераторів, які детально моделюються, і перетинів, по яких може бути порушено стійкість енергосистеми) треба використовувати рівняння асинхронних, а також і синхронних двигунів (динамічні характеристики навантаження), якщо частка потужності, що споживається останніми, значна.

Для інших вузлів навантаження слід, як правило, використовувати статичні характеристики, причому:

- у тих вузлах, де зниження напруги в перехідному режимі (після відключення КЗ) не перевищує від 5 % до 10 %, допустимо представляти навантаження постійним опором;

- у вузлах, віддалених від місця КЗ – допустимо представляти навантаження постійною потужністю чи враховувати її у балансі генеруючих вузлів.

Слід також враховувати самовідключення електроприймачів при глибоких зниженнях напруги (нижче  $0,7 U_{ном}$ ).

9.5.5 Перевірка виконання вимог стійкості при нормативних збуреннях повинна здійснюватись з урахуванням дії засобів АЗПС, включаючи перевірку ефективності засобів АЗПС.

9.5.6 Для уточнення моделі енергосистеми та параметрів її елементів, а також для оцінення ефективності засобів регулювання та ПК слід використовувати досвід експлуатації енергосистем. З цією ж метою можуть виконуватись натурні експерименти в енергосистемах.