

МОДЕЛЬ ЗБЕРЕЖЕННЯ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ЗА УМОВИ ЇЇ НЕБАЛАНСУ

В. І. Кривда¹, В. В. Зубак¹, М. М. Максимов²

Національний університет «Одеська політехніка»¹

Національний університет «Одеська морська академія»²

Анотація. Побудовано динамічну частотну характеристику електроенергетичної системи при небалансі в результаті зміни генеруючої потужності та відсутності резерву. Розроблено імітаційну модель електроенергетичної системи на основі об'єктно-орієнтованого аналізу, що дає змогу проаналізувати роботу та реакцію електроенергетичної системи в результаті впливу збурень для забезпечення можливості працездатності системи при сертифікованих умовах. В якості імітаційної моделі було виконано інформаційну модель та діаграми переходів в стани об'єктів, що відображають взаємодію об'єктів, які є абстрактним відображенням реальних електроустановок електроенергетичної системи.

Ключові слова: електроенергетична система, працездатність, регулювання частоти, збурення, небаланс, імітаційна модель, об'єктно-орієнтований аналіз

Вступ

Головною задачею електроенергетичної системи (ЕЕС) є надійне електропостачання споживачів електроенергією (ЕЕ) відповідної якості. Надійність електропостачання забезпечується шляхом дотримання вимог до резерву генеруючих, транспортуючих та перетворюючих установок, завчасного технічного обслуговування електричних установок (ЕУ), використання сучасних пристроїв автоматичного захисту для швидкого реагування і ліквідації аварійних відмов та ретельного аналізу і планування добових графіків навантажень. Якість електропостачання, як правило характеризується значенням частоти ЕЕ. В нормальному режимі роботи частота ЕЕС має підтримуватись у межах $(50 \pm 0,2 \text{ Гц})$, не виходячи за гранично допустимі значення частоти $(50 \pm 0,4 \text{ Гц})$ [1]. Якщо в ЕЕС наявний небаланс між генерацією та навантаженням ЕЕ, то фактичне значення частоти буде мати відхилення від нормованого значення 50 Гц. Відхилення фактичного значення частоти від номінального супроводжується впливом на роботу генеруючих ЕУ з подальшою можливістю втрати стійкості ЕЕС. У випадках різкого збільшення навантаження та відсутності швидкодіючого резерву потужності, стрімке падіння частоти може призвести до каскадних відключень генеруючих установок, що супроводжується: пошкодженням електричного обладнання, порушення стабільності ЕЕС, великими економічними збитками, відключенням критично важливих об'єктів. Для запобігання стрімкого зниження частоти та її утримання, при

відсутності швидкодіючого резерву, спрацьовує автоматичне частотне розвантаження (АЧР), яке виконує зменшення навантаження ЕЕС, шляхом відключення найменш відповідальних частин споживачів.

Такий спосіб балансування генерації та навантаження має право на життя, але він не є ефективним у зв'язку з тим, що при збільшенні навантаження в ЕЕС потрібно вимикати частину навантаження, щоб вирівняти баланс між генерацією та споживанням.

В об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України регулювання небалансу виконується шляхом вторинного та третинного резерву, а також пристроями АЧР. У разі різкого дефіциту активної потужності первинне регулювання частоти та потужності виконується шляхом АЧР, так як наявного швидкодіючого резерву недостатньо для виконання первинного регулювання, а вторинне регулювання високо маневреними гідроелектростанціями (ГЕС) та гідроакмулюючими електростанціями (ГАЕС) потребує часу на реагування та підвищення генеруючої потужності від 30 с до 15 хв. При різкому дефіциті активної потужності в результаті аварійного відключення блоку теплової електростанції (ТЕС) або атомної електростанції (АЕС) частота енергосистеми починає стрімко спадати і якщо не передбачити заходи для утримання частоти, які обмежуються декількома секундами, то можливе відключення генеруючих ЕУ з подальшим утворенням лавиноподібного спаду частоти та розбалансування ЕЕС. Регулювання небалансу за допомогою АЧР у випадку аварійного відключення генеруючих ЕУ неефективне з економічної точки зору, тому необхідно збільшувати запас обертового резерву шляхом недовантаження турбінних установок

ГЕС, ГАЕС, ТЕС та АЕС та організації на них пристроїв автоматичного регулювання швидкості (АРШ).

1. Аналіз літературних джерел

Баланс між генерацією та споживанням ЕЕ забезпечує ефективне та надійне електропостачання від генеруючої електростанції до споживача. В результаті небалансу між генерацією та споживанням виникає відхилення частоти, що впливає на якість ЕЕ, а також надійності її поставки. Важливим питанням в енергетиці є забезпечення балансу між генерацією та споживанням ЕЕ, тим самим підтримання частоти близькій до номінального значення.

Для підтримання та забезпечення стабільної частоти в ЕЕС застосовують: первинне, вторинне та третинне регулювання [2, 3].

Первинне регулювання частоти є першим етапом регулювання, який призначений для утримання відхилення частоти в допустимих межах при порушенні балансу генерації та споживання ЕЕ. Процес регулювання відбувається завдяки АРШ всіх турбін електростанцій, що мають запас потужності й здатні виконувати регулювання. Час роботи первинного регулювання становить приблизно до 30 с, що й відображено на інтервалі I, (рис. 1) [4].

Вторинне регулювання частоти призначене для відновлення номінального значення частоти та забезпечення балансу між генерацією і споживанням ЕЕ, а також вивільнення задіяного регулювального діапазону первинного регулювання. Процес регулювання відбувається шляхом підключення маневрених ГАЕС, ГЕС, тощо. Час роботи вторинного регулювання становить приблизно від 30 с до 15 хв, що й відображено на інтервалі II, рисунку 1 [4].

Третинне регулювання частоти призначене для забезпечення наявності первинного та вторинного резервів, відновлення резерву після вторинного регулювання та дотримання планового графіку навантаження шляхом включення і відключення генеруючих ЕУ. В процесі третинного регулювання забезпечується включення / відключення ГЕС, переведення ГАЕС в режим генератора або двигуна та включення / відключення менш швидкодіючого резерву, наприклад блоків ТЕС [4].

При аварійному зниженні частоти в результаті значного дефіциту генеруючої потужності в ЕЕС, спостерігається стрімке зниження частоти. Прикладом наведеного аварійного режиму є відключення блоку реактора на АЕС потужністю

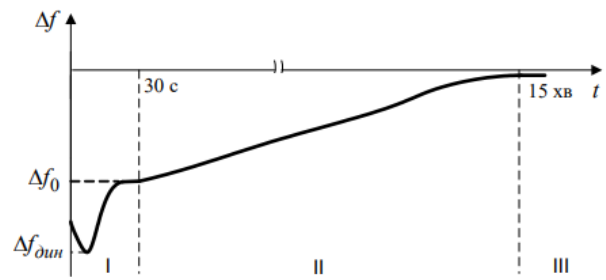


Рис. 1. Етапи регулювання частоти в енергосистемі [4].

1000 МВт при якому частота ОЕС України швидко зменшиться до 49,5 - 49,6 Гц [5]. Для запобігання зниження частоти з подальшим утворенням лавиноподібного спаду частоти, необхідно утримати частоту та відновити її значення до номінального. Для утримання та відновлення частоти ЕЕС до допустимого значення, виконуються первинне та вторинне регулювання. У разі відсутності швидкодіючих обертових та маневрених резервів потужності або час їх підключення перевищує необхідний час для утримання спаду частоти, спрацьовує автоматичне частотне розвантаження (АЧР), основний принцип якого полягає у багатоступінчатому відключенні найменш відповідальних частин споживачів [6]. Ступені спрацювання АЧР відрізняються уставками по частоті спрацювання.

АЧР 1 час спрацювання від 0,3 с до 0,5 с з уставками по частоті від 48,5 Гц до 46,5 Гц. Головна задача АЧР 1 не допустити різкого зниження частоти в момент розвитку аварії.

Спрацювання АЧР 1 характеризується швидкістю зниження частоти до 1,7 Гц/с та дефіциту потужності не більше 30% від споживання. У випадку сильних аварій при швидкості зниження частоти більше 1,7 Гц/с та дефіциту потужності понад 30% від споживання, АЧР 1 доповнюється другим пуском за швидкістю АЧР-1Ш [1], [7], [8].

АЧР 2 спрацьовує після зниження частоти та її встановленні на рівні 47,5 - 48,5 Гц. Головна задача АЧР 2 це відновлення частоти до допустимого значення вище 49,2 Гц. Час спрацювання уставок АЧР 2 дорівнює 3 с між уставками і становить 5-90 с. При відновленні частоти вище ніж 49,2 Гц вважається, що ЕЕС може довготривало працювати зі збереження її стійкості [1], [7], [8].

Основним джерелом генерації в ОЕС України є АЕС, яка покриває базове навантаження. При виникненні небалансу між генерацією та навантаженням, покриття небалансу покладається на ГЕС, ГАЕС та ТЕС.

Виникає задача пов'язана з тим, що при виникненні небалансу між генерацією і споживанням, що є наслідком збурень різної природи, існує потреба в збільшенні генерації ЕЕ шляхом введення додаткових резервів потужності за допомогою первинного, вторинного та третинного регулювання або відключення частини навантаження шляхом дії АЧР. На практиці відомо, що при виникненні небалансу між генерацією та споживанням, первинного регулювання в ОЕС України недостатньо у зв'язку з тим, що турбіни генеруючих установок працюють на повну потужність, що доцільно з економічної точки зору, але при цьому відсутній обертовий швидкодіючий резерв потужності. Вторинне регулювання покладається на ГЕС та ГАЕС для збільшення генеруючої потужності, яких необхідно не менше ніж 30 с. В аварійних випадках, при різкому дефіциті активної потужності та відсутності первинного регулювання, час очікування збільшення генерації ЕЕ шляхом вторинного регулювання недостатньо, тому спрацьовує АЧР, що виконує відключення частини споживачів поки значення частоти не стабілізується. Регулювання частоти в ЕЕС шляхом відключення частини навантажень під дією АЧР можливо збереже працездатність системи, але не є ефективним.

Необхідно забезпечити працездатність ЕЕС та збереження заданих умов роботи системи при прояві збурень, шляхом автоматизованого управління перерозподілом енергетичних потоків за умовою збереження об'ємів поставки ЕЕ споживачу. Тому розв'язання такої задачі є актуальною.

2. Мета і завдання статті

Метою роботи є забезпечення заданих умов працездатності електроенергетичної системи при прояві збурень за рахунок розробки імітаційної моделі та методу автоматизованого управління енергетичними потоками.

Досягнення мети здійснюється рішенням послідовності таких завдань:

- розробити динамічну модель частотної характеристики електроенергетичної системи при небалансі потужності та відсутності резерву;
- розробити імітаційну модель електроенергетичної системи, як результат об'єктно-орієнтованого аналізу.

3. Моделі та методи

3.1 Динамічна частотна характеристика електроенергетичної системи

В джерелах [9], [10], [11], [12], [13] модель ЕЕС представляється рівнянням руху еквівалентного турбоагрегату, який складається з турбіни та генератора, що працюють на еквівалентне навантаження.

Рівняння руху ЕЕС описується рівнянням

$$J \frac{dw}{dt} = M_T - M_H, \quad (1)$$

де J – момент інерції мас енергосистеми, що обертаються, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$; M_T – обертовий момент еквівалентного турбоагрегату, $\text{Н} \cdot \text{м}$;

M_H – механічний момент опору навантаження, $\text{Н} \cdot \text{м}$; w – частота обертання турбоагрегату, $\text{рад} / \text{с}$.

В такому випадку сумарний момент інерції ЕЕС складається з моментів інерції еквівалентного турбоагрегату M_T та навантаження M_H .

У випадку коли $M_T = M_H$, частота незмінна, так, як зберігається баланс моментів в ЕЕС. При виникненні збурення в ЕЕС, виникає різниця між M_T та M_H відповідно змінюється і буде змінюватись поки не відбудеться рівність між значеннями M_T та M_H . В розрахунках динаміки системи в результаті дії збурень, зазвичай використовують не моменти інерції турбоагрегатів, а запас кінетичної енергії при номінальній частоті обертів n_0 віднесений до номінальної потужності $P_{T,0}$ турбоагрегату.

Отже, при визначенні постійної механічної інерції ЕЕС замість номінального моменту турбоагрегату можемо прийняти номінальну потужність.

Постійна механічної інерції турбоагрегату визначається за формулою

$$T_j = \frac{2,74GD^2 n_0^2 \cdot 10^{-6}}{P_{T,0}}, \quad (2)$$

де GD – момент інерції турбоагрегату, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$; n_0 – частота обертання, $\text{об} / \text{хв}$; $P_{T,0}$ – номінальна активна потужність турбоагрегату, МВт .

Рівняння руху ЕЕС може бути виражене через активну потужність турбоагрегату і навантаження та частоту електромережі як

$$T_j \frac{df}{dt} = P_T - P_H, \quad (3)$$

де T_j – постійна механічної інерції турбоагрегату, с ; f – частота електромережі, Гц ;

P_T – активна потужність турбоагрегату, МВт;

P_H – активна потужність електричного навантаження з урахуванням втрат в електричній мережі, МВт.

Небаланс активної потужності між генерацією і навантаженням визначається як

$$\Delta P = P_{H,1} - P_{T,1}, \quad (4)$$

де $P_{H,1}$ – активна потужність навантаження в новому встановленому режимі після дії збурення, МВт; $P_{T,1}$ – активна потужність турбоагрегату в новому встановленому режимі після дії збурення, МВт.

Активна потужність електричного навантаження в загальному випадку залежить від частоти електричного струму f й виражається регулюючим ефектом навантаження по частоті

$$k_H = \frac{\Delta P f_{\text{ном}}}{\Delta f P_{H,0}}, \quad (5)$$

де Δf – відхилення частоти, Гц;

$P_{H,0}$ – номінальне активне значення потужності навантаження, МВт.

Відхилення частоти в електричній мережі обумовлено первинним небалансом активної потужності ΔP й визначається як

$$\Delta f = \frac{\Delta P f_{\text{ном}}}{P_{H,0} \left(\frac{\rho}{k_{c,r}} + k_H \right)}, \quad (6)$$

де ρ – коефіцієнт резерву потужності;

$k_{c,r}$ – коефіцієнт статизму.

У разі виникнення збурення та відсутності обертового резерву активної потужності, динамічна частотна характеристика змінюється за експоненціальним законом згідно з формулою

$$f = f_{\text{ном}} - \Delta f \left(1 - e^{-\frac{t}{T_f}} \right), \quad (7)$$

де Δf – відхилення частоти у встановленому режимі, Гц; $f_{\text{ном}}$ – номінальне значення частоти, Гц; T_f – постійна часу зміни частоти в ЕЕС, с.

Постійна часу зміни частоти в ЕЕС визначається як

$$T_f = \frac{T_j}{k_H}. \quad (8)$$

Приведена модель описує динаміку зміни частоти в ЕЕС при дії збурення та відсутності обертового резерву активної потужності.

Дана модель використовується в подальшому для аналізу регулювання частоти при виникненні збурення в результаті зменшення активної генеруючої потужності, а у іншому випадку збільшення активної генеруючої потужності та відсутності обертового резерву активної потужності.

3.2 Динамічна частотна характеристика електроенергетичної системи при дії первинного регулювання

В результаті небалансу між активною генеруючою потужністю та активної потужністю навантаження виникає відхилення частоти на яке реагують АРШ турбін всіх агрегатів в ЕЕС, якщо їх значення перевищує зону нечутливості відповідного регулятора та поточна активна потужність турбіни не дорівнює його граничній активній потужності.

Всі турбіни, які мають можливість регулювання активної потужності повинні приймати участь в первинному регулюванні.

Первинне регулювання частоти за часом поділяють на наступні етапи (рис. 2):

А – електромеханічний процес;

Б – первинне регулювання частоти навантаженням;

В – первинне регулювання частоти сумісно електростанціями та навантаженням;

Г – встановлений режим первинного регулювання частоти.

Етап А характеризується зниженням частот в результаті первинного небалансу активної потужності $\Delta P / P_{T, \text{ном}}$ і постійної часу механічної інерції ЕЕС T_j [14]. Небаланс активної потужності компенсується витратами запасу кінетичної енергії обертових мас турбоагрегату і електродвигунів в процесі гальмуванні [14]. При небалансі в результаті зниження частоти в початковий момент часу, швидкість зменшується за формулою

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P / P_{T,0}}{T_j} f_{\text{ном}}. \quad (9)$$

Етап Б характеризується зменшенням відхилення частоти під дією регулюючого ефекту на-

вантаження. Зниження частоти продовжується за експоненціальним законом.

На етапі В з затримкою 4-6 с, обумовленою зоною нечутливості, починає проявлятися дія регуляторів АРШ турбін і процес зменшення частоти сповільнюється та зупиняється, а потім починає зростати до нового встановленого режиму $\Delta f_{\text{вст}}$. Процес регулювання частоти на етапі В закінчується приблизно через 30 с [14].

На етапі Г первинне регулювання характеризується очікуванням відновлення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання. Електростанції, що приймають участь у первинному регулюванні повинні віддавати первинну потужність після початку дії вторинного регулювання на протязі 15-20 хвилин [14].

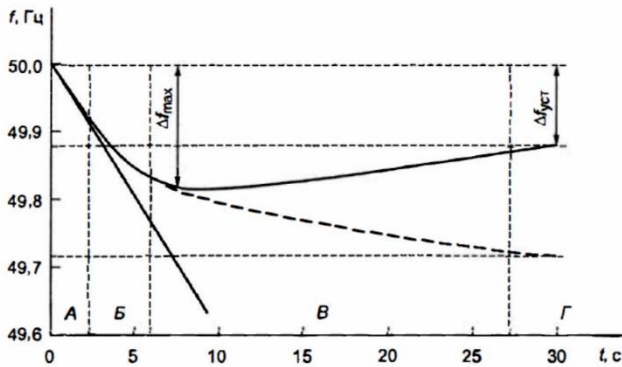


Рис. 2. Динамічна частотна характеристика електроенергетичної системи при небалансі в результаті дії первинного регулювання частоти [14]

Згідно з (рис. 2) первинне регулювання зупиняє падіння частоти та утримує її до нового встановленого режиму поки не проявиться дія вторинного регулювання частоти.

Отже наявність достатнього обертового резерву дозволяє в короткий термін часу зупинити падіння частоти в новому встановленому режимі до прояви вторинного регулювання потужності.

4. Результати дослідження

4.1 Динамічна частотна характеристика електроенергетичної системи при небалансі в результаті зміни потужності та відсутності резерву

Розглянемо ЕЕС, яка складається з еквівалентного турбоагрегату активної потужністю 200 МВт. В якості активної генеруючої потужності виступає потужність турбіни P_t , МВт. Активне навантаження з урахування втрат в електричних

мережах P_n , МВт. В результаті виникнення збурення в ЕЕС активна генеруюча потужність турбіни зменшується на $\Delta P = 10$ МВт.

Так як відсутній резерв активної генеруючої потужності, пристрої АРШ відсутні або працюють в граничному стані, тоді коефіцієнт статизму турбоагрегату $k_{c,r} = \infty$.

В такому випадку відхилення частоти в електричній мережі визначається як

$$\Delta f = \frac{\Delta P f_{\text{ном}}}{P_{n,0} k_n} \quad (10)$$

Згідно з формулою 7 побудуємо динамічну частотну характеристику ЕЕС (рис. 3) по частоті, при дії збурення, прийнявши активну потужність турбіни в початковий момент перехідного процесу $P_{t,0} = 200$ МВт та активну потужність турбіни у встановленому режимі $P_{t,1} = 190$ МВт після дії збурення. Активна потужність навантаження не змінюється і становить $P_{n,0} = 200$ МВт, постійна механічної інерції турбоагрегату $T_j = 10$ с, номінальне значення частоти ЕЕС $f_{\text{ном}} = 50$ Гц та коефіцієнт регулюючого ефекту навантаження $k_n = 2$.

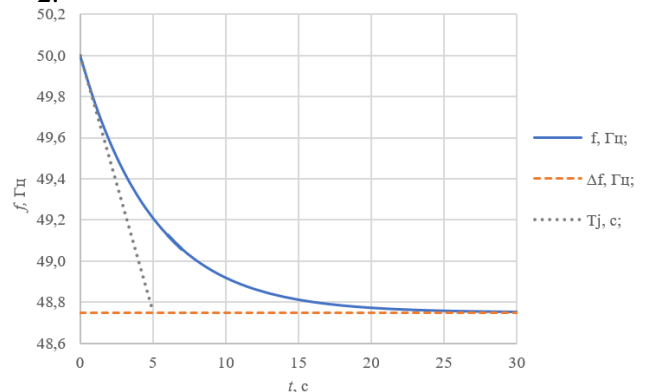


Рис. 3. Динамічна частотна характеристика електроенергетичної системи при небалансі в результаті зменшення активної генеруючої потужності та відсутності резерву

Згідно з (рис. 3) постійна часу зміни частоти становить $T_f = 5$ с при цьому відхилення частоти у встановленому режимі становить $\Delta f = 1,25$ Гц. Регулювання частоти в даному випадку відбувається за рахунок зміни активної потужності навантаження до значення $P_{n,1} = 190$ МВт в результаті якого частота в ЕЕС зменшується до значення $f = 48,75$ Гц, відбувається новий встановлений режим, де $P_{t,1} = P_{n,1}$.

Зниження частоти на 1,2 Гц може спричинити від'єднання блоку АЕС потужністю 1 ГВт від ЕЕС та перехід на власні потреби, сповільнення турбоагрегатів електростанції з подальшим їх відключенням від ЕЕС та утворенням блекаут в результаті лавиноподібного спадання частоти, що може призвести до катастрофічних наслідків.

Для утримання та відновлення частоти до допустимих значень, необхідно мати швидкодіючий резерв активної генеруючої потужності в необхідному обсязі. Виходячи з наявних методів регулювання частоти найбільш швидкодіючим є метод первинного регулювання, який забезпечує швидке введення обертового резерву шляхом дії АРШ турбін електростанцій.

Розглянемо ЕЕС з наступними параметрами: активна потужність турбіни в початковий момент перехідного процесу $P_{т,0} = 200$ МВт, активна потужність турбіни у встановленому режимі $P_{т,1} = 210$ МВт після дії збурення, активна потужність навантаження не змінюється і становить $P_{н,0} = 200$ МВт, постійна механічної інерції турбоагрегату $T_j = 10$ с, номінальне значення частоти ЕЕС $f_{ном} = 50$ Гц та коефіцієнт регулюючого ефекту навантаження $k_n = 2$.

Згідно з формулою 7 побудуємо динамічну частотну характеристику ЕЕС (рис. 4) при небалансі в результаті збільшення активної генеруючої потужності на 10 МВт, та відсутності заходів щодо автоматичного регулювання частоти.

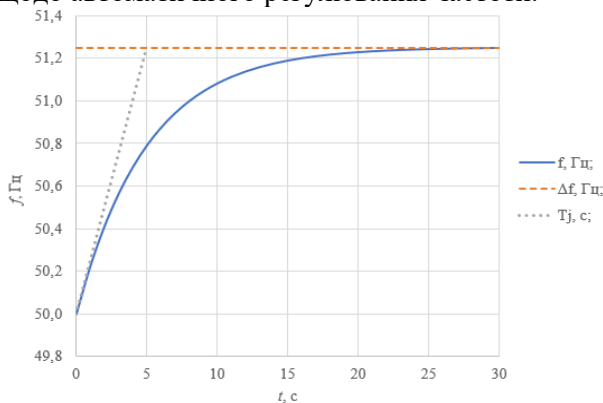


Рис. 4. Динамічна частотна характеристика електроенергетичної системи при небалансі в результаті зменшення активної генеруючої потужності та відсутності резерву

Згідно з (рис. 4) постійна часу зміни частоти становить $T_f = 5$ с при цьому відхилення частоти у встановленому режимі становить $\Delta f = 1,25$ Гц. Частота в ЕЕС збільшується до значення $f = 51,25$ Гц, відбувається новий встановлений режим.

Збільшення частоти на 1,25 Гц збільшить швидкість обертання генераторів електростанцій, що в подальшому може призвести до виходу їх з синхронізму та відключення від ЕЕС. В результаті відключення генеруючих ЕУ електростанцій зміна частоти буде зростати, що в кінцевому випадку може привести до лавиноподібного спаду частоти та в подальшому блекауту.

Утримання та відновлення частоти в такому випадку можна здійснювати завдяки пристроям АРШ турбін та відключенню менш відповідальних генеруючих установок.

4.2 Об'єктно-орієнтована модель енергосистеми

Для аналізу зміни частоти, потужності та взаємодії об'єктів ЕЕС в результаті дії збурень, необхідно розробити імітаційну модель. За традиційною методикою аналізу статичної та динамічної такої системи описується диференціальними рівняннями. Такий підхід є універсальним та результативним, але має високу складність. Якщо система має структуру, що змінюється та для її аналізу необхідно описувати дискретні, аналогові та ймовірнісні величини, то складність аналізу за традиційною методикою значно зростає [15]. Виникає необхідність в розробці простої й універсальної моделі ЕЕС. Для розробки імітаційної моделі ЕЕС використовується об'єктно-орієнтований аналіз (ООА).

ООА - метод для ототожнення важливих сутностей у завданнях реального світу, для розуміння та пояснення того, як вони взаємодіють між собою [16]. Основна ідея ООА полягає в тому, що систему можна розглядати, як сукупність взаємодіючих об'єктів, кожен з яких представляє певну частину реального світу або концепцію [16]. Об'єкти характеризуються своїми атрибутами та поведінкою. Ключовою перевагою об'єктно-орієнтованого аналізу є його здатність моделювати складні системи у вигляді взаємопов'язаних об'єктів, що дозволяє краще відображати реальний світ і полегшує розуміння та розробку системи [17].

Такий підхід аналізу сприяє підвищенню гнучкості та масштабованості системи, оскільки дозволяє легко модифікувати та розширювати її частини без необхідності переробки всієї системи

ООА проводиться в три етапи [16]:

- інформаційні моделі;
- моделі станів;
- моделі процесів.

В цій роботі розглядаються інформаційна модель ЕЕС та модель станів її об'єктів.

4.2.1 Інформаційна модель електроенергетичної системи

На етапі створення інформаційної моделі виділяються об'єкт ЕЕС важливі для аналізу, а також визначається модель їх взаємодії. Результати подаються у вигляді інформаційної моделі.

При створенні інформаційної моделі основним завданням є абстрагування концептуальних сутностей в задачі, в термінах об'єктів та атрибутів. Відношення між сутностями формалізуються у зв'язках, що ґрунтуються на лініях поведінки, правилах та фізичних законах, що переважають в реальному світі [16, 17].

Кожен із об'єктів, це абстракція предмету реального світу. Всі предмети (екземпляри) мають одні й ті самі характеристики, набір правил та ліній поведінки [16, 17].

Атрибут – це абстракція однієї характеристики, якою володіють всі абстраговані предмети (екземпляри) даного об'єкту. Кожен з предметів (екземплярів) має ідентифікатор [16].

Ідентифікатор – це атрибут, значення якого визначає саме цей предмет (екземпляр) та позначається на інформаційній моделі «*» [16].

Зв'язки - це абстракція набору відношень, які систематично виникають між видами предметів (екземплярів). Зв'язки на інформаційній моделі позначаються «R» [16].

На (рис. 5) представлена інформаційна модель ЕЕС, яка складається з об'єктів та зв'язків між цими об'єктами.

Опис об'єктів інформаційної моделі:

Монітор - отримує інформацію від об'єкта «Сенсор» відображає її та передає об'єкту «Регулятор процесів»;

Регулятор процесів – контролює процес генерації, розподілу, трансформації та споживання ЕЕ шляхом взаємодії з об'єктами: «Монітор», «Таймер», «Комутаційне обладнання», «Регулятор параметрів», «Споживач»;

Комутаційне обладнання – виконує увімкнення та вимкнення об'єктів: «Генеруючої установки», «Резервної генеруючої установки», «Лінії електропередачі», «Трансформаторної підстанції», «Споживача», при отриманні відповідної команди від об'єкта «Регулятора процесів»;

Генеруюча установка – генерує ЕЕ в заданому обсязі;

Резервна генеруюча установка – генерує ЕЕ в ЕЕС у випадках наявного дефіциту генеруючої потужності;

Лінія електропередачі – виконує передачу та розподіл ЕЕ від об'єктів: «Генеруюча установка», «Резервна генеруюча установка» до об'єктів: «Трансформаторна підстанція», «Споживач»;

Трансформаторна підстанція – виконує трансформування ЕЕ з одного класу напруги в інший;

Споживач – споживає ЕЕ та створює або зкриває запит на ЕЕ через взаємодію з об'єктом «Регулятор процесів»

Регулятор параметрів – виконує регулювання частоти, потужності й напруги таких об'єктів, як «Генеруюча установка», «Резервна генеруюча установка», «Трансформаторна підстанція», «Споживач», при отриманні відповідної команди від об'єкта «Регулятора процесів»;

Таймер – об'єкт супертипу, який поділяється на підтипи: «Таймер опитування сенсорів», «Таймер планувальник». Об'єкт підтип «Таймер опитування сенсорів» встановлює відлік часу для опитування сенсорів. Об'єкт підтип «Таймер планувальник» встановлює відлік часу для збільшення або зменшення генерації ЕЕ, а також увімкнення або вимкнення генеруючих ЕУ. Об'єкт супертипу «Таймер» встановлює відлік часу при отриманні відповідної команди від об'єкта «Регулятор процесів».

Сенсор – об'єкт супертипу, який поділяється на підтипи: «Сенсор частоти», «Сенсор напруги», «Сенсор струму». Об'єкт «Сенсор» виконує вимірювання частоти, напруги та струму на зати-скач об'єктів: «Генеруюча установка», «Резервна генеруюча установка», «Трансформаторна підстанція», «Споживач».

4.2.2 Модель станів об'єктів електроенергетичної системи

Другий етап аналізу передбачає аналіз поведінки виділених об'єктів та зв'язків у часі.

Життєвий цикл об'єкта виражається через модель стану, яка відображається у діаграмній формі, та відома як діаграма переходів в стани об'єкта. На (рис. 6) представлена діаграма переходів в стани об'єкта для об'єкта «Регулятор процесів». Стани об'єкта відображаються овалами, кожний з яких позначається відповідним іменем. Переходи між станами об'єкта відображаються стрілками. Кожен перехід позначається подією, яка його викликає.

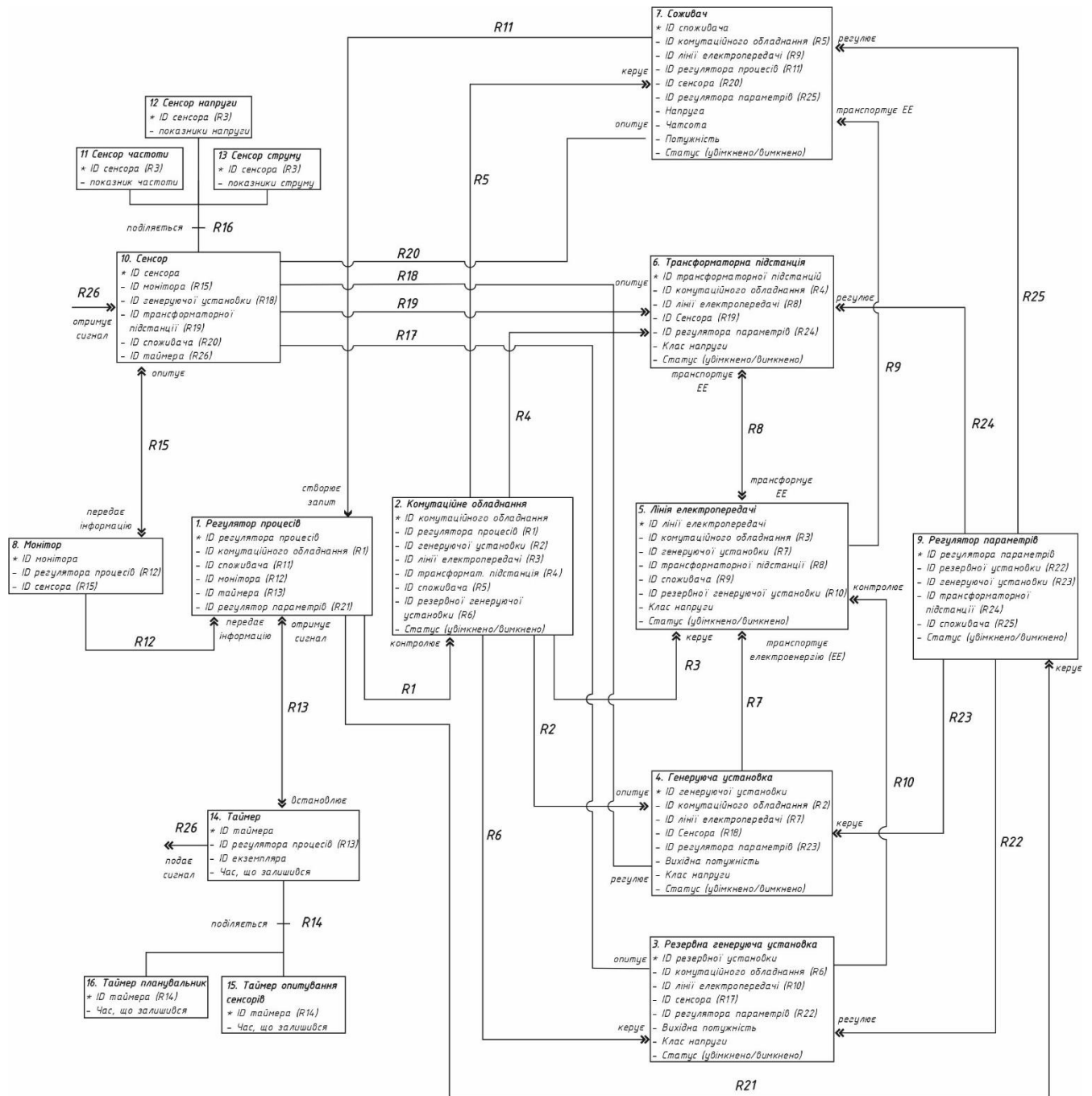


Рис. 5. Інформаційна модель електроенергетичної системи

В життєвому циклі об'єкт «Регулятор процесів» може приймати наступні стани:

- V0 – Поточне положення;
- V1 – Регулювання параметрів;
- V2 – Відмова;
- V3 – Комуація.
- V4 – Зберігання даних;
- V5 – Встановлення таймеру.

Перехід між станами описується наступними подіями:

- R1 – Виконати комуацію;

- R11 – Запит на генерацію електроенергії від об'єкта «Споживач»;

- R12 – Отримання даних від об'єкта «Монітор»;

- R13 – Встановити таймер;

- A1 – Виконати регулювання параметрів;

- A2 – Зберегти дані;

- A3 – Відмова в електропостачанні.

На (рис. 7) приводиться діаграма переходів в стани об'єкта для «Генеруючої установки». В життєвому циклі об'єкт «Генеруюча установка» може приймати наступні стани:

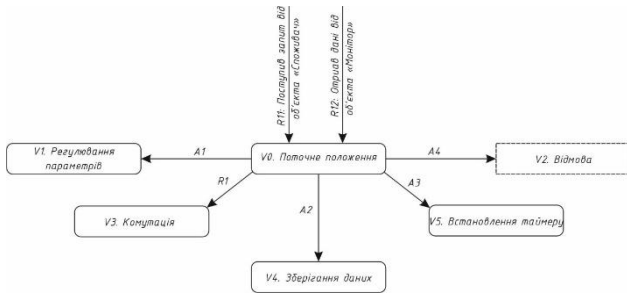


Рис. 6. Діаграма переходів в стани об'єкта «Регулятор процесів»

- G0 – Поточне положення;
- G1 – Увімкнена;
- G2 – Вимкнена;
- G3 – Регулювання частоти.

Перехід між станами описується наступними подіями:

- R2 – Отримання сигналу від об'єкта «Комутаційне обладнання»;
- R23 – Отримання сигналу від об'єкта «Регулятор параметрів»;
- B1 – Увімкнути генеруючу установку;
- B2 – Виконати регулювання параметрів;
- B3 – Вимкнути генеруючу установку;
- B4 – Повернутись в поточне положення.

На (рис. 8) приводиться діаграма переходів в стани об'єкта для «Сенсор».

В життєвому циклі об'єкт «Сенсор» може приймати наступні стани:

- S0 – Поточне положення;

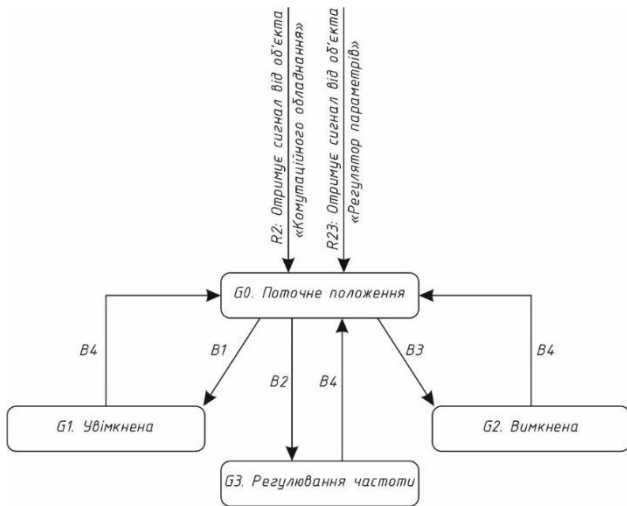


Рис. 7. Діаграма переходів в стани об'єкта «Генеруюча установка»

- S1 – Опитування генеруючої установки;
- S2 – Опитування резервної генеруючої установки;

- S3 – Опитування трансформаторної підстанції;
- S4 – Опитування споживача;
- S5 – Відправлення даних;

Перехід між станами описується наступними подіями:

- B1 – Повернутись в поточне положення.
- R15 – Відправити дані;
- R17 – Опитати резервну генеруючу установку;
- R18 – Опитати генеруючу установку;
- R19 – Опитати трансформаторну підстанцію;
- R20 – Опитати споживача;
- R26 – Отримання сигналу від об'єкта «Таймер».

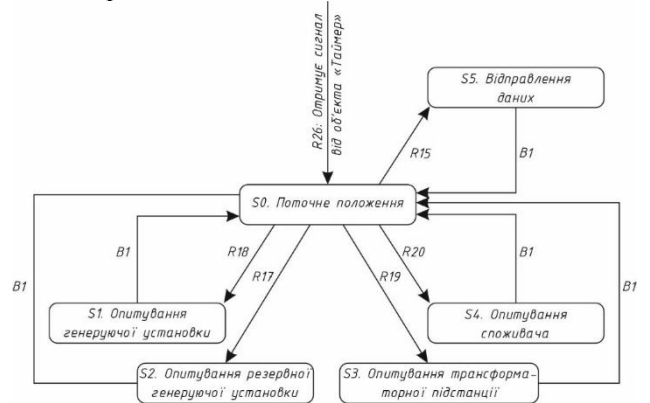


Рис. 8. Діаграма переходів в стани об'єкта «Сенсор»

На (рис. 9) приводиться діаграма переходів в стани об'єкта для «Регулятора параметрів».

В життєвому циклі об'єкт «Регулятор параметрів» може приймати наступні стани:

- H0 – Поточне положення;
- H1 – Регулювання параметрів трансформаторної підстанції;
- H2 – Вимкнення споживача;
- H3 – Регулювання параметрів генеруючої установки;
- H4 – Увімкнення генеруючої установки;
- H5 – Вимкнення генеруючої установки;
- H6 – Регулювання параметрів резервної генеруючої установки;
- H7 – Увімкнення резервної генеруючої установки;
- H8 – Вимкнення резервної генеруючої установки;

Перехід між станами описується наступними подіями:

- C1 – Увімкнути генеруючу установку;
- C2 – Вимкнути генеруючу установку;
- C3 – Увімкнути резервну генеруючу установку;

- С4 – Вимкнути резервну генеруючу установку;
- R21 – Отримання сигналу від об'єкта «Регулятор процесів»;
- R22 – Виконати регулювання параметрів резервної генеруючої установки;
- R23 – Виконати регулювання параметрів генеруючої установки;
- R24 – Виконати регулювання параметрів трансформаторної підстанції;
- R25 – Вимкнути споживача.

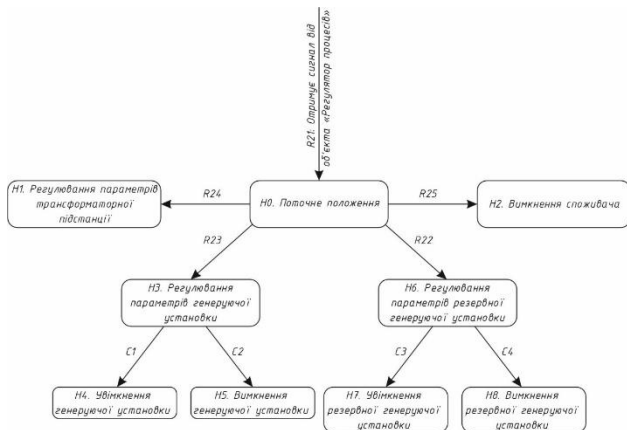


Рис. 9. Діаграма переходів в стани об'єкта «Регулятор параметрів»

Моделі станів інших об'єктів не приводяться у зв'язку з їх тривіальністю. Практично у всіх об'єктів присутні три стани: «увімкнено / вимкнено / регулювання параметрів» та три переходи: «увімкнути / вимкнути / відрегулювати параметри».

5. Обговорення результатів дослідження

Проаналізовано динамічну частотну характеристику ЕЕС при прояві первинного регулювання частоти в результаті небалансу. Розглянуто чотири етапи регулювання частоти. На етапі А спостерігається зниження частоти в результаті первинного небалансу активної потужності і постійної механічної інерції ЕЕС. Небаланс активної потужності на етапі А компенсується витратами запасу кінетичної енергії обертових мас турбоагрегату і електродвигунів в процесі гальмування. На етапі Б було виявлено, що зменшення відхилення частоти від нормованого значення супроводжується регулюючим ефектом навантаження та змінюється за експоненціальним законом. На етапі В проявляється дія регуляторів АРШ турбін з затримкою 4-6 с, що обумовлено зонною нечутливістю, і процес зменшення частоти сповільнюється, а потім починає зростати до нового встановленого режиму. На етапі Г пер-

винне регулювання підтримує частоту ЕЕС незмінною, до прояви дії вторинного регулювання частоти та відновлення її до номінального значення.

Висновки

1. Побудовано динамічну частотну характеристику ЕЕС при небалансі в результаті зменшення активної генеруючої потужності та відсутності резерву. В результаті дії збурень та відсутності обертового резерву, регулювання частоти в ЕЕС виконується завдяки регулюючому ефекту навантаження. При цьому частота ЕЕС зменшується за експоненціальним законом до нового встановленого значення, який створює в системі новий баланс активних потужностей, але з порушенням частотних значень, тим самим забезпечує збереження працездатності ЕЕС в не сертифікованих умовах нового встановленого режиму роботи.

Побудовано динамічну частотну характеристику ЕЕС при небалансі в результаті збільшення активної генеруючої потужності та відсутності АРШ турбін і АЧР. В результаті дії збурень та відсутності автоматичного регулювання, частота в ЕЕС збільшується за експоненціальним законом до нового встановленого значення, який створює в системі новий баланс активних потужностей, але з порушенням частотних значень, тим самим забезпечує збереження працездатності ЕЕС в не сертифікованих умовах нового встановленого режиму роботи.

2. Розроблено імітаційну модель ЕЕС на основі об'єктно-орієнтованої аналізу. Інформаційна модель забезпечує взаємодію об'єктів ЕЕС, які є абстрактними відображеннями реальних ЕУ системи. Побудовано діаграми переходів в стани об'єкта, що відображають життєвий цикл об'єктів під впливом технологічних подій, та в тому числі подій у вигляді збурень на баланс потужності ЕЕС. Розроблена інформаційна модель ЕЕС та діаграми переходів в стани об'єктів дають змогу проаналізувати роботу та реакцію ЕЕС в результаті впливу збурень для забезпечення можливості працездатності системи при сертифікованих умовах.

Список літератури:

1. ГОСТ 13109-97. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення;
2. Вайнфельд Е. Й. и др. ДОСЛІДЖЕННЯ ЧАСТОТИ В ОЕС УКРАЇНИ З УРАХУВАННЯМ ВИМОГ ENTSO-E //І Всеукраїнська науково-технічна конференція «Енергоефективність

та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2018)». Збірник наукових праць. Харків: «Друкарня Мадрид», 2018. 102 с. – 2018. – С. 29;

3. Оптимальне завантаження енергоблоків при третинному регулюванні їх потужності / О.В. Фесюк // Теорія оптимальних рішень: Зб. наук. пр. — 2015. — № 2015. — № 2015. — № 2015. — С. 79-84. — Бібліогр.: 10 назв. — укр;

4. Автоматичне управління в енергосистемах: Дослідження системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності об'єднаної енергосистеми. Розрахунково-графічна робота. [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»: - ступеня магістра ОПП за освітньою програмою «Управління, захист та автоматизація енергосистем» для дисципліни «Автоматичне управління в енергосистемах»;

5. Основи організації автоматичної системи регулювання частоти і потужності на базі споживачів- регуляторів / М. М. Кулик, І. В. Дрьомін // Проблеми загальної енергетики. - 2010. - Вип. 1. - С. 5-10. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/PZE_2010_1_4;

6. Павловський В. В., Стелюк А. О. Оцінка впливу частотних автоматик енергоблоків атомних електростанцій на живучість та стійкість ОЕС України за частотою //Технічна електродинаміка. – 2015;

7. Баженов В. М., Одегов М. М. Автоматика електроустановок електроенергетичних систем. – 2022;

8. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах : навч. посіб / А. Д. Голота. – Київ : Вища шк., 2006. – 367 с;

9. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. М., «Энергия», 1975;

10. Москалев А. Г. Частотные характеристики энергосистемы – «Электричество», 1952, №9 с.40-44;

11. Кулик М. М., Дрьомін І. В. Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах //Проблеми загальної енергетики. – 2013. – №. 4. – С. 5-15;

12. Ленчевський Є. А., Годун О. В., Новіков П. В. Обґрунтування можливості забезпечення в об'єднаній енергосистемі України стабільності частоти на рівні енергооб'єднання ENTSO-E //Automation of technological and business processes. – 2021. – Т. 13. – №. 3. – С. 22-30;

13. Экспериментальные исследования режимов энергосистем / Л. М. Горбунова, М. Г. Портной, Р. С. Рабинович и др.; Под ред. С. А. Соколова. – М.: Энергоатомиздат, 1985 г. – 448с., ил.;

14. Калентионок Е. В. Оперативное управление в энергосистемах: учеб. пособие / Е. В. Калентионок, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федина; под общ. Ред. В. Т. Федина. – Минск: Выш. шк., 2007. – 351 с.;

15. Годорцев, Ю. К. Объектно-ориентированная модель системы теплоснабжения. Информационные модели [Текст] / Ю. К. Годорцев, И. Н. Максименко / Труды Одесского политехнического университета.- 2005. Вып. 2(24).- С. 160 – 164;

16. Шлеер С. Объектно-ориентированный анализ: моделирования мира в состояниях: Пер. с англ. / Шлеер С., Меллор С. – К.: Диалектика, 1993. – 240 с.;

17. Буч Г. Объектно-ориентированное проектирование с примерами применения: Пер. с англ. – М.: Конкорд, 1992 – 519 с;

MODEL FOR MAINTAINING THE OPERABILITY OF THE POWER SYSTEM UNDER CONDITIONS OF ITS IMBALANCE

V.I. Kryvda¹, V.V. Zubak¹, M.M. Maksymov²

¹Odesa Polytechnic National University

²Odesa Maritime Academy National University

Abstract. The dynamic frequency characteristic of the electric power system in the case of imbalance as a result of a change in generating capacity and the absence of a reserve is constructed. A simulation model of the electric power system has been developed based on object-oriented analysis, which makes it possible to analyze the operation and reaction of the electric power system as a result of the impact of disturbances to ensure the possibility of system operability under certified conditions. As a simulation model, an information model and diagrams of transitions to the states of objects were made, reflecting the interaction of objects, which are an abstract reflection of real electrical installations of the power system.

Keywords: power system, operability, frequency regulation, disturbances, imbalance, simulation model, object-oriented analysis.

Отримано 14.03.2024



Кривда Вікторія Ігорівна, Національний університет «Одеська політехніка», к.т.н., доцент, доцент кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, завідувач відділу аспірантури і докторантури, просп. Шевченка, 1, Одеса, 65044, Україна
E-mail: kryvda@op.edu.ua, тел. +38-093-282-82-28

Viktoriaa Kryvda, Odesa Polytechnic National University, PhD technical, associate professor, associate professor of Department of Electricity and Energy Management, Head of Department of Postgraduate and Doctoral Studies, 1, Shevchenko Ave., Odesa, 65044, Ukraine
E-mail: kryvda@op.edu.ua, ph.: +38-093-282-82-28

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-0930-1163>



Зубак Віктор Валерійович, Національний університет «Одеська політехніка», аспірант кафедри Програмних та комп'ютерно-інтегрованих технологій, просп. Шевченка, 1, Одеса, 65044, Україна
E-mail: viktorzubak172@gmail.com, тел. +38-095-215-12-49

Viktor Zubak, Odesa Polytechnic National University, PhD Student of the Department of Software and Computer-Integration Technology, 1, Shevchenko Ave. Odesa, 65044, Ukraine. E-mail: viktorzubak172@gmail.com, ph.: +38-095-215-12-49

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-6981-645X>



Максимов Максим Максимович, Національний університет «Одеська військово-морська академія», старший науковий співробітник, аспірант, НДЦ ЗСУ “Державний океанаріум” Інституту Військово-Морських Сил, вул. Дідріхсона, 8, Одеса, 65052, Україна.

Аспірант кафедри програмного забезпечення та комп'ютерно-інтеграційних технологій Національного університету «Одеська політехніка», просп. Шевченка, 1. Одеса, 65044, Україна
E-mail: maximov.agro@gmail.com, тел. +38-093-97-021-21

Maksym Maksymov, National University "Odesa Naval Academy", Senior Researcher of the Research Department, Scientific Research Center of the Armed Forces of Ukraine “State Oceanarium” of the Institute of the Naval Forces, 8, Didrichson Str., Odesa, 65052, Ukraine

PhD Student of the Department of Software and Computer-Integration Technology, Odesa Polytechnic National University, 1, Shevchenko Ave. Odesa, 65044, Ukraine

ORCID ID: <http://orcid.org/0000-0002-5626-5265>