

Просвіта, 2006.- 280с.

9. Грибачев В. П. Элементная база аппаратных реализаций нейронных сетей // Компоненты и технологии. 2006. № 8.

Поступила 20.08.2014р.

УДК 621.3

С. Д. Винничук, О. І. Козюк, Є. А. Коломієць, м.Київ

МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ВІДДІЛЕННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ РЕЖИМУ СПРАЦЮВАННЯ ЧДА ДРУГОГО СТУПЕНЯ

Abstract. A mathematical model of the process of the separation of the frequency power from the power system frequency response for the case for indexing automation of the second stage. Examples of calculations. It was established that in the analyzed using conventional algorithm triggering bursts of automatic frequency load connection is not effective and needs to be improved.

Keywords: frequency emergency control, automatic frequency dividing.

Вступ. У випадку частотних аварій з глибоким зниженням частоти можливе відділення електростанцій від мережі на виділений район навантаження [1-5], де для забезпечення успішного відділення рекомендується досягнення приблизного балансу між навантаженням та генерацією активної потужності. Проте на даний час відсутні способи забезпечення такого балансу для всіх можливих режимів роботи електростанції. Оцінка ефективності заходів щодо забезпечення успішного відділення енергоблоків на виділений район не може бути виконана на основі експериментальних досліджень. При її ж вирішенні на основі математичного моделювання повинні враховуватися алгоритми дії всього комплексу частотної ПА, виділеного району, що включає черги АЧР1, АЧРПн, ЧАПВ з їх уставками, а також автоматику частотного ділення (ЧДА). На основі такої оцінки можливе формування більш ефективної частотної ПА виділених районів електростанцій, що є актуальним науковим та практичним завданням.

Основна частина. При моделюванні процесу відділення електростанції від мережі згідно автоматики частотного ділення другого ступеня важливо сформувати початкові умови для розрахунку на момент відділення, оскільки при моделюванні використовуються тільки дані стосовно виділеного району і не важлива передісторія розвитку процесу за виключенням хіба що числа черг АЧР1, що спрацювали. Процес відділення характеризується наступними умовами:

- частота в енергосистемі знижується нижче рівня уставки ЧДА;

- нижня уставка черг АЧР за частотою нижча уставки для ЧДА;
- уставка за часом затримки для пристроїв ЧДА є досить значною (30 - 40 сек), отже спрацювали всі черги АЧР2н, а також могли спрацювати ряд черг АЧР1 з уставками за частотою нижчою за уставку ЧДА;
- відомі дані стосовно структури системи АЧР та ЧАПВ виділеного району (дані про уставки для черг АЧР1, АЧР2н, співвіднесені їм черги ЧАПВ);
- відома інформація про навантаження виділеного району при номінальній частоті, число енергоблоків електростанції, їх потужності, дані про віднесення енергоблоків під дію ЧДА, а також дані щодо перетоку активної потужності між ЕС та електростанцією.

При вказаних умовах ставиться завдання побудови моделі процесів динамічної зміни частоти та аналізу процесу відділення електростанції на живлення власних потреб і навантаження виділеного району. В якості моделі процесів динамічної зміни частоти у виділеному районі пропонується одночастотна модель, яка детально описана в роботах [4,5], а в роботі [6] для неї встановлено, що у випадку компактних ЕС вона з достатньою точністю характеризує загальний рух системи за частотою у випадках значних небалансів активної потужності генерації та навантаження.

1. Опис алгоритму роботи моделі. В програмній моделі вводяться необхідні дані. Здійснюється контроль їх коректності та виконується первинна обробка. Розрахунок режиму починається з моменту відділення від мережі ЕС. Для цього визначаються фактичні значення активної потужності навантаження та генерації на момент одразу після відділення при частоті відділення.

При визначенні активної потужності навантаження враховується залежність навантаження від частоти, а також визначається обсяг відключеного навантаження виділеного району з урахуванням числа черг АЧР1 та черг АЧР2н, що спрацювали, а також коефіцієнта k_{acr} використання навантаження, задіяного під дію пристроїв АЧР.

При визначенні обсягу генерованої активної потужності враховуються статичні частотні характеристики (СЧХ) генерації та визначається величина небалансу між активними потужностями навантаження та генерації. При перевищенні активної потужності генерації над активною потужністю навантаження можливою є робота автоматики КНР і при значному такому перевищенні частина енергоблоків може бути відключена. В результаті визначається величина надлишку чи дефіциту генерованої активної потужності, яка є початковою інформацією для подальшої роботи одночастотної моделі процесів у виділеному районі.

2. Вхідна інформація для програмної моделі та дані контрольного прикладу. Для можливості розрахунків режимів відділення електростанції на живлення власних потреб та навантаження виділеного району передбачається задавати ряд вхідних даних. Опишемо їх та задамо конкретні значення

величин для контрольного прикладу.

2.1. **Початкове значення частоти** в системі до початку перехідного процесу (f_0). $f_0 = 50$ Гц.

В кожен момент часу для перехідного частотного процесу потрібно мати можливість розраховувати фактичне значення активної потужності генерації та потужності навантаження згідно СЧХ як функції частоти. Для цього слід знати фактичне значення потужності генерації та потужності навантаження при відомому початковому значенні частоти, що вибирається на момент часу, коли режим роботи перед початком аварійного режиму можна було вважати ustalеним.

2.2. **Активна потужність генерації до початку перехідного процесу** ($P_{ген}$). $P_{ген} = 554$ МВт. Для розрахунку фактичного значення активної потужності генерації згідно СЧХ генерації задається фактичне її значення при відомому значенні частоти f_0 .

2.3. **Активна потужність навантаження до початку перехідного процесу** (P_n). $P_n = 554$ МВт. Для розрахунку фактичного значення активної потужності навантаження згідно СЧХ навантаження задається фактичне її значення при відомому значенні частоти f_0 .

2.4. **Базова активна потужність навантаження виділеного району**, на основі якої складена таблиця АЧР-ЧАПВ ($P_{н,б}$). $P_{н,б} = 554$ МВт. Програмна модель розраховувалася як на випадок, коли відома повна інформація про обсяги фактично підключеного навантаження до кожної з черг АЧР та ЧАПВ, так і для оцінки режиму, коли такі дані невідомі. В останньому випадку передбачається, що вони відомі для деякого режиму, для якого відоме також фактичне значення сумарного навантаження виділеного режиму. Таке значення $P_{н,б}$ задається. При відомих $P_{н,б}$ та P_n визначається коефіцієнт перерахунку потужностей $k_{рб} = P_n / P_{н,б}$, який в подальшому використовується для розрахунку значень обсягу навантаження, підключеного до черг АЧР та ЧАПВ, що відповідають режиму, який розраховується.

2.5. **Частота відділення енергорайону від мережі** ($f_{чда}$). $f_{чда} = 47,35$ Гц. Значення частоти, при якому відбулося відділення від мережі і яке використовується для визначення величини небалансу активної потужності.

2.6. **Нижня уставка за частотою черг АЧР1, що спрацювали в ЕС** ($f_{ачр1}$): $f_{ачр1} = 47,3$ Гц. В програмній моделі не передбачено моделювання передісторії, що призвела до довготривалого заниженого значення частоти на протязі більше ніж 30 секунд, коли могли спрацювати як всі черги АЧР з уставками нижче уставки ЧДА за частотою, так і жодної. Тому в моделі передбачено задавати найменше значення уставки за частотою $f_{ачр1}$ для черги АЧР1, що спрацювала.

2.7. **Структура системи АЧР-ЧАПВ**. В моделі задається інформація про повну структуру черг системи АЧР-ЧАПВ, включаючи дані про уставки за частотою, часом, обсягом навантаження, що відключається, співвіднесення

черг ЧАПВ чергам АЧР. До вхідних даних стосовно базової таблиці АЧР-ЧАПВ відносяться:

2.7.1. **Число строк в базовій таблиці (N_tabl) N_tabl = 27;**

2.7.2. **Базова таблиця АЧР-ЧАПВ, яка має наступну структуру (табл. 1)**

Табл. 1. Загальна структура базової таблиці АЧР-ЧАПВ

| Код черги | АЧР1, АЧРШ | | | | АЧР2н | | | ЧАПВ | | |
|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | $f_{уст}$ | $f_{уст}$ | $t_{уст}$ | $P_{уст}$ | $f_{уст}$ | $t_{уст}$ | $P_{уст}$ | $f_{уст}$ | $t_{уст}$ | $P_{уст}$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| * | * | * | * | * | * | * | * | * | * | * |

В таблиці задаються наступні дані:

Код черги – код типу ПА та номер черги для цього типу. В загальному випадку це число виду $N + M/100$, де N – код типу черги (для АЧР1 код $N = 1$, для черг АЧР2н код $N = 2$), M – номер черги. Для всіх інших видів черг код $N = -1$, а їх ідентифікація здійснюється відповідно до значень в колонках 2, 6 та 9. Якщо в колонці 2 $f_{уст} > 0$, то це черга АЧРШ. В колонці 6 $f_{уст} > 0$ – черга АЧР2н. В колонці 9 $f_{уст} > 0$ – черга ЧАПВ. Для черг АЧР1, АЧРШ та АЧР2н можна задати тільки одну чергу ЧАПВ.

$f_{уст}$ – **уставка за частотою** для черг АЧР1, АЧР2н та ЧАПВ. Для черг АЧР1 та АЧР2н відлік часу затримки до початку спрацювання реле та автоматики починається при зниженні частоти нижче $f_{уст}$ та припиняється при підвищенні частоти вище $f_{уст}$. Для черг ЧАПВ відлік часу затримки починається при підвищенні частоти вище $f_{уст}$ та припиняється при зниженні частоти нище $f_{уст}$.

$t_{уст}$ – **уставка за часом** затримки до початку спрацювання реле.

$P_{уст}$ – **уставка за обсягом навантаження**, що відключається відповідною чергою АЧР1 чи АЧР2н, а для черг ЧАПВ - уставка за обсягом навантаження, що підключається відповідною чергою. Значення $P_{уст}$ перераховується на фактичне значення навантаження виділеного району для режиму, який розраховується згідно коефіцієнта перерахунку потужностей $k_{рб} = P_n / P_{н.б}$.

Приклад базової таблиці АЧР-ЧАПВ подано в табл.2, де для наочності в клітинках значення -1 не наведено.

Табл. 2. Таблиця даних про структуру черг АЧР-ЧАПВ.

| Код черги | АЧР1, АЧРШ | | | | АЧР2н | | | ЧАПВ | | |
|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | $f_{уст}$ | $f_{уст}$ | $t_{уст}$ | $P_{уст}$ | $f_{уст}$ | $t_{уст}$ | $P_{уст}$ | $f_{уст}$ | $t_{уст}$ | $P_{уст}$ |
| 1.01 | | 49.20 | 0.50 | 38.9 | | | | | | |
| | | | | | | | | 50.0 | 25.0 | 23.6 |
| 2.01 | | | | | 49.10 | 8.0 | 17.6 | | | |
| | | | | | | | | 49.7 | 25.0 | 14.5 |
| 2.02 | | | | | 49.10 | 11.0 | 18.2 | | | |
| | | | | | | | | 50.0 | 50.0 | 9.4 |
| 2.03 | | | | | 49.10 | 14.0 | 20.8 | | | |
| | | | | | | | | 49.5 | 30.0 | 18.9 |

| | | | | | | | | | |
|------|--|-------|------|------|--|--|------|------|------|
| 1.02 | | 49.10 | 0.50 | 42.5 | | | | | |
| 1.03 | | 48.80 | 0.50 | 18.5 | | | | | |
| | | | | | | | 49.7 | 35.0 | 11.0 |
| 1.04 | | 48.70 | 0.50 | 18.9 | | | | | |
| 1.05 | | 48.50 | 0.50 | 20.5 | | | | | |
| | | | | | | | 49.9 | 45.0 | 17.7 |
| 1.06 | | 48.30 | 0.50 | 18.9 | | | | | |
| | | | | | | | 49.9 | 25.0 | 14.5 |
| 1.07 | | 48.10 | 0.50 | 17.6 | | | | | |
| | | | | | | | 49.6 | 30.0 | 10.7 |
| 1.08 | | 47.90 | 0.50 | 18.4 | | | | | |
| | | | | | | | 49.4 | 25.0 | 11.8 |
| 1.09 | | 47.70 | 0.50 | 20.6 | | | | | |
| | | | | | | | 49.4 | 20.0 | 12.3 |
| 1.10 | | 47.50 | 0.50 | 19.6 | | | | | |
| | | | | | | | 49.3 | 15.0 | 13.6 |
| 1.11 | | 47.30 | 0.50 | 19.2 | | | | | |
| | | | | | | | 49.2 | 10.0 | 14.8 |
| 1.12 | | 47.20 | 0.50 | 18.1 | | | | | |

2.8. Коефіцієнт навантаження (k_n). $k_n = 2$. Коефіцієнт наближено характеризує СЧХ навантаження, що описуються залежністю

$$P_n(f) = P_n(f_0) \cdot \left(\frac{f}{f_0}\right)^{k_n} \quad (1)$$

2.9. Коефіцієнт інерції навантаження (N_j). $N_j = 3$. Наближено враховує інерційність процесів у навантаженні при зниженні частоти.

2.10. Коефіцієнт інерції генераторів (T_j). $T_j = 9$. Враховує зміну механічного моменту обертання турбіни при зміні частоти обертання.

2.11. Тип даних про СЧХ генераторів ($t_{дг}$):

$t_{дг} = 0$ – потужність генерації не залежить від частоти;

$t_{дг} = 1$ – потужність генерації описується згідно ідеальної характеристики за умови, що вершина параболи знаходиться у точці $f = 49,5$ Гц та відома інформація про частоту f_1 , при якій

$$P'_z(f_1) = P'_n(f_1);$$

$t_{дг} = 2$ – потужність генерації описується залежністю виду $P_z(f) = P_z(f_0) \cdot ((1.0 - \max(0, a \cdot (1-f/f_1)) - \max(0, b \cdot (1-f/f_2)) \cdot |1-f/f_2|))$, де при відомій частоті f_0 задаються значення f_1, f_2, a, b .

Для прикладу даних $t_{дг} = 1$.

2.12. $f_1 = 45.0$ (лавина частоти починається при частоті 45 Гц).

2.13. Крок по часу виведення результатів розрахунку Δt (сек) : $\Delta t = 0.05$ (сек).

2.14. Крок по частоті виведення результатів розрахунку Δf (Гц) $\Delta f = 0.05$ (Гц).

2.15. Час розрахунку (сек) : $T = 120.0$ (сек).

2.16. Час затримки реле: 0.1 (сек).

2.17. Час затримки вимикача: 0.1 (сек).

2.18. Величина зміни частоти (df) від значення частоти уставки при перевищенні якої: для черг АЧР при $f > f_{уст} + df$ формується ознака можливості спрацювання черги АЧР, а для черг ЧАПВ така ознака формується при $f < f_{уст} + df$. $df=0.1$ (Гц).

2.19. Коефіцієнт спрацювання АЧР : (відносне значення обсягу навантаження черг АЧР, що відключається – величина в діапазоні 0,7 – 1,0). $k_{АЧР} = 1.0$.

2.20. Число ступенів відключення генераторів по контролю перетоків ($N_{КПР}$) (при $N_{КПР}=0$ не відключаються) : $N_{КПР} = 23$.

2.21. Правила балансування активної потужності на основі КПР ($\Delta P_{КПР}$ – мінімальне значення величини перетоку активної потужності в мережу ЕС, починаючи з якого відключається обсяг активної потужності генерації, рівний $\Delta P_{ген}$). Приклад даних наведено в табл.3.

Табл.3. Правило відключення енергоблоків згідно даних КПР

| № п/п | $\Delta P_{кпр}$ | $\Delta P_{ген}$ |
|--------------|------------------|------------------|
| 1 | 105 | 100 |
| $2= N_{КПР}$ | 205 | 200 |

Результати розрахунку. Згідно алгоритму розрахунків, описаного вище, першочергово визначається величина небалансу активної потужності. За результатами розрахунків наводиться наступна інформація.

1. Сумарні дані про встановлені обсяги АЧР у виділеному енергорайоні

$$АЧР1сум = 287 \text{ МВт } 51.85 (\%) \text{ від } P_n$$

$$АЧР2нсум = 60 \text{ МВт } 10.80 (\%) \text{ від } P_n$$

$$СумАЧР = 347 \text{ МВт } 62.65 (\%) \text{ від } P_n$$

2. Визначене значення рівня небалансу при початковому значенні частоти (тобто до початку перехідного процесу)

$$F = F_0 = 50.00: P_{ген}(МВт) = 554.0$$

$$P_n(МВт) = 554.0 \text{ Небаланс } 0.0 (МВт) (0.0\%)$$

3.

$$F = F_{сда} = 47.35: P_{ген}(МВт) = 348.0$$

$$P_n(МВт) = 218.6 \text{ Небаланс } 129.4 (МВт) (59.2\%)$$

4. Хід частотного процесу.

У випадку збалансованого району при відключенні значного обсягу навантаження і максимально можливому відключеного по КПР обсягу активної потужності генерації має місце значний надлишок активної потужності генерації. При цьому на протязі 11.3 секунд до спрацювання першої з черг ЧАПВ частота зростає до 55.4 Гц зі зниженням і коливаннями частоти, що відображено на рис. 1.

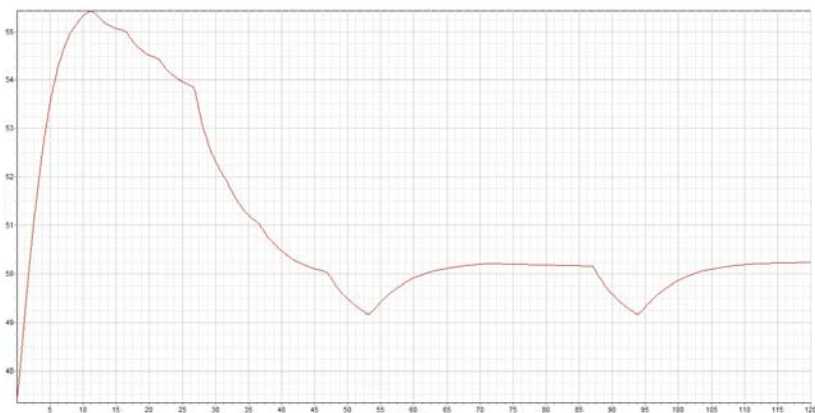


Рис. 1. Графік зміни частоти в перехідному процесі.

За результатами розрахунків формуються табличні дані для детального аналізу. Фрагмент даних наведено в табл. 4.

Табл.4. Фрагмент таблиці результатів розрахунку

| Тсек | f(Гц) | df/dt | R _н | R _{г-Рн} | АЧР-ЧАПВ | F _{уст} | T _{уст} | P _{уст} | P(f) | P _{ген} |
|--------|-------|-------|----------------|-------------------|-----------|------------------|------------------|------------------|------|------------------|
| 0.000 | 50.00 | 0.00 | 554.0 | 0.0 | | | | | | 554 |
| | 47.35 | | 269.4 | | АЧР1 011 | 47.30 | 0.50 | 19.2 | 17.2 | |
| | 47.35 | | 218.6 | | АЧР2н 003 | 49.10 | 14.00 | 20.8 | 18.7 | |
| | | | | | ВГ по КТР | | | 200 | 196 | 348 |
| 0.001 | 47.35 | 1.62 | 218.6 | 129.4 | | | | | | 348 |
| 1.000 | 48.92 | 1.52 | 233.4 | 120.7 | | | | | | 354 |
| 9.141 | 55.19 | 0.17 | 297.1 | 11.5 | | | | | | 309 |
| 11.384 | 55.45 | -0.03 | 318.0 | -13.7 | ЧАПВ 1.11 | 49.20 | 10.00 | 14.8 | 18.2 | 304 |
| 46.864 | 50.04 | -0.03 | 374.4 | -20.3 | ЧАПВ 1.05 | 49.90 | 45.00 | 17.7 | 17.7 | 354 |
| 53.323 | 49.14 | | 338.3 | 16.1 | АЧР1 001 | 49.20 | 0.50 | 23.6 | 22.8 | 354 |

В аналізованому режимі відділення електростанції від мережі було умовно успішним, оскільки мало місце значне підвищення частоти, яку так і не вдалося стабілізувати. Наведені ж дані розрахунку ілюструють можливість аналізу варіантів режимів та оцінку роботи частотної ПА в них.

Висновки. На основі моделювання процесу відділення електростанції від мережі за умов спрацювання ЧДА другого ступеня можна оцінювати ефективність частотної ПА в виділеному районі, включаючи її складові АЧР, ЧАПВ та ЧДА. Проведені розрахунки для ряду варіантів режимів дозволяють зробити висновок, що алгоритм роботи пристроїв ЧАПВ не можна признати коректним, оскільки через значний час затримки має місце надлишкове підключення навантаження, чого ймовірно можна було б уникнути за умови врахування швидкості зміни частоти, що потребує додаткових досліджень.

1. *Галузевий нормативний документ.* Правила застосування системи протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження частоти в

енергосистемах. ОЕП «ГРІФРЕ». /Наказ Міністерства палива та енергетики України 01.12.2003 № 714. – Київ, 2004.

2. *Галузевий нормативний документ*. Правила застосування системи протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження частоти в енергосистемах. /з змінами, внесеними згідно з Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості № 553 від 31.07.2012.

3. *Сборник* руководящих материалов Главтехуправления Минэнерго СССР, Электротехническая часть, часть 1, раздел 3.3., 1971-1992.

4. *ГОСТ Р 55105-2012*. Национальный стандарт российской федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. (Дата введения — 2013—07—01).

5. *Кочегаров Ю.И., Якименко Ю.В., Болибок М.Л. и др.* Частотно – делительная автоматика выделения на сбалансированную загрузку Сумской ТЭЦ. / Энергетика и электрификация. – 2011. – № 2. – С. 93 – 96.

6. *Рабинович Р.С.* Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. М, Энергоатомиздат, 1989.

7. *Герих В.П., Логвинов Н.П.* О математической модели автоматической частотной разгрузки для исследования переходных процессов в электрической системе. //Новое в Российской энергетике. Электронный журнал.” Энерго-пресс” - №7. – 2002.

8. *Винничук С.Д.* Проблемы организации частотной противоаварийной автоматики по скорости изменения частоты в компактных энергосистемах. / Электрические сети & системы. - № 4. – 2013. – С. 60 – 65.

Поступила 8.09.2014р.

УДК 504.455.064.3:574 (262.5)

Е. В. Азаренко, г. Севастополь,

О. В. Бляшенко, М. М. Дивизинюк, В. Е. Ковач, г. Киев

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ В РАЙОНАХ МОРСКИХ ЗАХОРОНЕНИЙ БОЕВЫХ ОТРАВЛЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

На основании ранее выполненных экспериментов предлагается система мониторинга чрезвычайных ситуаций в районах подводных захоронений боевых отравляющих веществ в Черном море в основу которой положен акустический способ обнаружения объемных антропогенных загрязнений в водной среде.

Введение

Возникновение чрезвычайных ситуаций в районах захоронений боевых отравляющих веществ в Черном море вызывается рядом факторов. Во-