

Н.Г. Чередник, О.В. Бялобржеський, канд. техн. наук

(Україна, Кременчук, Кременчуцький національний університет імені Михайла Остроградського)

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМУ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ У СКЛАДІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МАЛОГО ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА

Когенераційні установки, завдяки своїм універсальним якостям набули широкого застосування в енергетиці. Над їх розробкою та впровадженням працюють передові світові виробники [1]. Аналіз сучасного стану енергетики та економіки України [1 – 3] показує, що найбільш ефективним і оперативним засобом реанімації електрогенеруючих потужностей країни може виявитися розробка і широкомасштабне впровадження когенераційних технологій.

Рівень поширення когенерації в світі свідчить про те, що на сьогодні це найбільш ефективна технологія енергозабезпечення для значної частини потенційних споживачів. Як зазначено в роботі [2], застосування когенераційного обладнання, за рахунок високого коефіцієнта використання теплоти згорання газу, дозволяє:

- збільшити електричне навантаження підприємства без зміни існуючих кабельних ввідних ліній;
- отримати резервне джерело електроживлення, що дозволяє при аварії в електричній мережі обленерго (відключення, «провали» по напрузі) не переривати технологічні процеси виробництва;
- при цілодобовому повному використанні теплової та електричної енергії когенераційної установки значно знизити витрати на оплату за споживану електроенергію.
- паралельна робота генератора когенераційної установки з мережею дає можливість добирати необхідну електричну потужність, що перевищує номінальну потужність генератора, з мережі в години пікових навантажень.

Також, впровадження когенераційної установки виключає необхідність дотримання дорогих технічних умов обленерго на збільшення електричної потужності підприємства у разі планування зростання виробництва.

В газопоршневих теплоелектростанціях використовуються багатофункціональні контролери керування [3] однією або декількома генераторними установками, що працюють паралельно з енергосистемою або ізольовано з функцією автоматичного введення резерву. При використанні набору апаратних ключів можливе розширення контролера до систем керування різної складності і функціональності. Вмонтований синхронізатор, розподільник навантаження, регулятор реактивної потужності, функції керування режимом електропостачання, функції обробки аварійних сигналів, набір захистів генератора і мережі живлення - дають можливості комплексних рішень керування як однією, так і декількома генераторними установками в режимах паралельної роботи з мережею живлення, а також в режимах паралельної роботи генераторних установок.

Синхронні генератори когенераційних установок оснащуються сучасними напівпровідниковими системами збудження. У цих системах використовується принцип випрямлення трифазного змінного струму промислової частоти для керування струмом збудження машини [4].

Промисловістю випускається три типи систем збудження [5]:

- системи тиристорні незалежні (СТН);
- системи тиристорні самозбудження (СТС);
- системи безщіткові діодні (СБД).

СТН призначені для живлення обмотки збудження великих турбо- і гідрогенераторів випрямленим регульованим струмом і застосовуються при виробленні електроенергії на ГЕС та інших генеруючих станціях.

На відміну від систем самозбудження, в СТН тиристорні випрямлячі головного генератора отримують живлення від незалежного джерела напруги змінного струму промислової частоти, тобто від допоміжного синхронного генератора, що обертається на одному валу з головним генератором.

Системи тиристорні незалежні [6] мають важливу перевагу - їх параметри не залежать від процесів, що спостерігаються в енергосистемі. Завдяки наявності допоміжного генератора зберігається незалежність збудження від тривалості і віддаленості точки КЗ та інших збурень в енергосистемі, а також висока швидкість наростання напруги збудження: не більше 25 мс до досягнення максимального значення при зменшенні напруги прямої послідовності в точці регулювання на 5%. У СТН забезпечується швидке зняття збудження за рахунок зміни полярності напруги збудження: час розбудження від максимальної позитивної до негативної мінімальної напруги збудження не перевищує 100 мс [7].

Схема СТС призначена для живлення обмоток збудження турбо- і гідрогенераторів випрямленим регульованим струмом і наведена на рис.1. Живлення тиристорного випрямляча здійснюється через тра-

нсформатор, підключений до генераторного струмопроводу. Для запуску генератора передбачене коло початкового збудження, яке автоматично формує короточасний імпульс напруги на обмотці ротора до появи ЕРС обмотки статора генератора. Імпульс напруги достатній для підтримки стійкої роботи тиристорного перетворювача в колі самозбудження. Живлення кіл початкового збудження здійснюється як від джерела змінного струму, так і від станційної акумуляторної батареї [7].

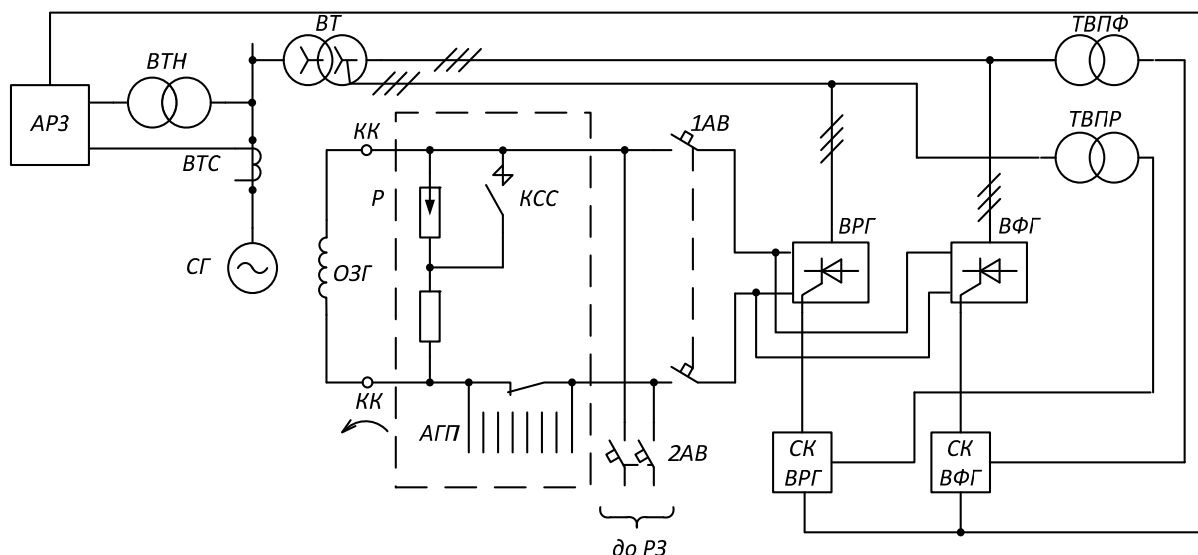


Рис.1. Система тиристорного самозбудження з випрямним трансформатором і двома групами тиристорів: ТВПР, ТВПФ – трансформатори власних потреб тиристорних випрямлячів робочої і форсувальної групи; АРЗ – автоматичний регулятор збудження; КК – контактні кільця; СГ – синхронний генератор; ОЗГ – обмотка збудження генератора, ВТН – вимірювальний трансформатор напруги; ВТС – вимірювальний трансформатор струму; АГП – автомат гасіння поля; ВРГ – вентилі робочої групи; КСС – контактор самосинхронізації; ВФГ – вентилі форсувальної групи; СКВРГ – система керування вентилями робочої групи; СКВФГ – система керування вентилями форсувальної групи; АВ – автоматичний вимикач

Завдяки високій швидкодії керованого випрямляча і граничним рівням напруги і струму збудження в поєднанні з ефективними законами керування розглянута система забезпечує високу якість регулювання і великі запаси стійкості енергосистем. За цими показниками СТС відповідає СТН, в якій інтенсивне гасіння поля генераторів в нормальних умовах експлуатації досягається за рахунок переведення тиристорного перетворювача в інверторний режим зміною полярності напруги збудження.

На досліджуваній когенераційній установці малого промислового підприємства м. Кременчук, яку можна віднести до установок середньої потужності, для формування струму збудження використано блок керування побудований за структурою СТН. На рис. 2 наведено графіки активної та реактивної потужностей, отримані експериментальним шляхом на когенераційній установці малого підприємства, що працює паралельно з мережею живлення загального призначення; при цьому контроль струму збудження показує відсутність його регулювання, що призводить до коливань активної та реактивної потужностей.

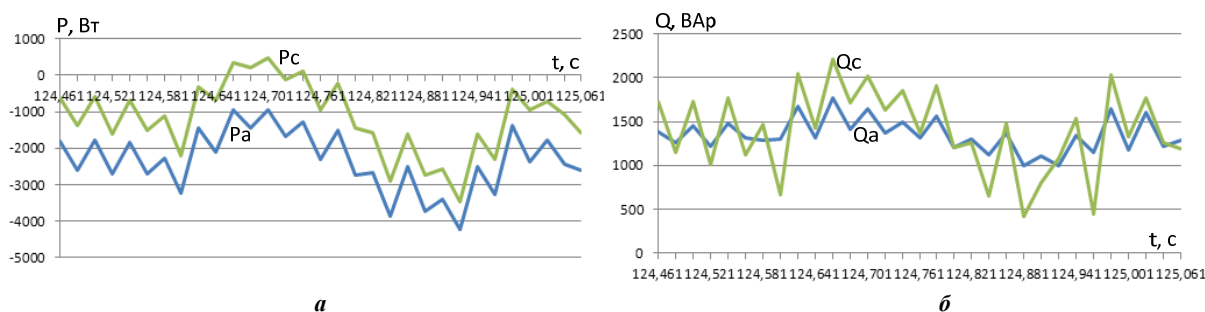


Рис. 2. Фрагмент графіків генерованої активної (а) та реактивної (б) потужностей

Розглянемо залежність зміни характеру генерації електричної енергії, поділивши її на активну та реактивну [8] та прийнявши симетричне навантаження генератора.

За відсутності автоматичного регулювання збудження $E_g = const$ і реактивна потужність генератора

$$Q_e = QE_q = \frac{E_q U_c}{X_d + X_c} \cos \delta - \frac{U_c^2}{X_d + X_c}, \quad (1)$$

де $X_c = X_T + X_L$; $\delta = (\underline{E}_q, \underline{U}_c)$.

Активна потужність електропередачі визначається статичною характеристикою 1 (рис.2, а)

$$P_e = PE_q = \frac{E_q U_c}{X_d + X_c} \sin \delta. \quad (2)$$

Найбільша передана активна потужність досягається при куті $\delta = \pi/2$. При цьому в міру зростання активної потужності перехідна ЕРС E' і напруга генератора U_e знижуються. За умови $Q_e = Q_n$ та постійної напруги U_c можна отримати залежність $Q_e = f(P_e)$ для генератора.

Активній потужності відповідає певна реактивна потужність. З рівнянь (1) і (2) та припущенні

$$\left(Q_e - U_e^2 \frac{X_d - X_c}{2X_d X_c} \right)^2 + P_e^2 = \left(U_e^2 \frac{X_d + X_c}{2X_d X_c} \right)^2 \quad (3)$$

з центром, розташованим на осі реактивної потужності (рис. 3, б), $Q_e = U_e^2 (X_d - X_c) / 2X_d X_c$ і радіусом $r = U_e^2 (X_d + X_c) / 2X_d X_c$ (крива 1). При $P_e = 0$ точки перетину кола з віссю Q відповідають найбільшим генерованій $Q_{e\max} = U_e^2 / X_c$ і споживаній $Q_{n\max} = -U_e^2 / X_d$ реактивним потужностям.

При автоматичному регулюванні збудження активна потужність, що віддається генератором є найбільшою за умовою стійкості, а тому зростає. Внаслідок збільшення E_q , що забезпечує незмінність потокозчеплення обмотки збудження, вважається незмінною перехідна ЕРС генератора ($E' = const$). Активна потужність при цьому:

$$P_{E'} = \frac{E' U_c \sin \delta}{(X'_d + X_c)} - \frac{U_c^2 (X_d - X'_d) \sin 2\delta}{2(X_d + X_c)(X'_d + X_c)}. \quad (4)$$

Найбільша передана потужність визначається динамічною характеристикою 2 (рис. 3, а) і досягається при кутах $\delta > \pi/2$, що перевищує найбільшу потужність за відсутності регулювання збудження. При цьому залежність реактивної потужності від активної неявнополусного генератора при граничному куті $\delta' = \pi/2$ зображується колом 2 (рис. 3, б).

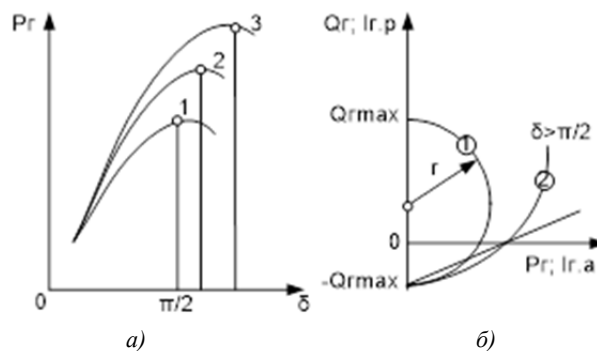


Рис. 3. Характеристики потужності а і графіки граничних залежностей між активною та реактивною потужностями б

Крива потужності 3 (рис. 3, а) відповідає автоматичній зміні струму збудження, при якому підтримується незмінною напруга генератора ($U_c = const$). При такому автоматичному регулюванні активна потужність

$$P_{U_c} = \frac{U_c U_c}{X_c} \sin \delta - \frac{U_c^2 X_d}{2X_c(X_d + X_c)} \sin 2\delta. \quad (5)$$

Найбільша передана активна потужність досягає величини (150–180)% найбільшої потужності, що відповідає статичній характеристиці 1, і настає при $\delta_c = (\underline{E}_c, \underline{U}_c) = \pi/2$.

Визначимо особливості використання відомих принципів регулювання синхронних генераторів когенераційних установок, що задіяні в складі системи електроспоживання промислового підприємства. При цьому, як зазначено в роботі [9], опір лінії і трансформаторів можуть входити до складу опору статора генератора, тоді завдання зводиться до дослідження перехідних процесів в генераторі, безпосередньо підключеному до шин розподільного пристрою.

При складанні системи диференціальних рівнянь, для описання перехідного процесу синхронному генераторі передбачається, що всі магнітні потоки, які пронизують обмотки машини, складаються з двох незалежних потоків: повздовжнього і поперечного, магнітна система електричної машини не насичена, володіє повною симетрією обмоток статора і синусоїдальним розподілом намагнічувальних сил у зазорі. Прийняті допущення дозволяють розглядати електричну машину як певне об'єднання магнітопов'язаних електричних контурів (обмотки ротора, фазні обмотки статора, демпферні обмотки).

Щоб проаналізувати поведінку перехідного процесу в синхронному генераторі в тих випадках, коли збурення такі, що новий і первісний стан близькі один до одного, рівняння СГ лінеаризують близько точки сталого режиму. Таким чином, система рівнянь, що описують енергосистему, стає системою лінійних рівнянь першого порядку [10].

З урахуванням цих припущень лінеаризована система рівнянь набуває такого вигляду:

$$\begin{cases} X_{q\Sigma} \Delta i_q = U_c \cos \delta_0 \Delta \delta; \\ \Delta E_q + X_{d\Sigma} \Delta i_d = -U_c \sin \delta_0 \Delta \delta; \\ pT_{d0}(X_d - X'_d) \Delta i_d + (1 + pT_{d0}) \Delta E_q = \Delta U_{fd}; \\ H_j p^2 \Delta \delta + Dp \Delta \delta + \frac{\partial P}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial P}{\partial E_q} \Delta E_q = 0; \\ H_j = T_j / \omega_0, \end{cases} \quad (6)$$

де $X_{d\Sigma} X_{q\Sigma}$ – сумарний індуктивний опір по повздовжній і поперечній осях (в.о.); $X_{d\Sigma} = X_d + X_{вн}$, $X_{q\Sigma} = X_q + X_{вн}$; $\delta_c, \delta_{ВН}, \delta$ – внутрішній, зовнішній і повний кут електропередачі (рад); U_c, U_c – напруга еквівалентного генератора та еквівалентних шин безкінечної потужності (в.о.); $X_{вн}$ – індуктивний зовнішній опір; X_d – індуктивний опір по повздовжній осі; X'_d – перехідний індуктивний опір по повздовжній осі; U_{fd} – напруга збудження (в.о.); D – демпферний момент (в.о.); S – ковзання ротора; ω_0 – синхронна кутова частота; P – активна потужність еквівалентного генератора, що заміщує електростанцію (в.о.); T_j – постійна інерції ротора агрегата; H_j – інерційна постійна в синхронному режимі.

Після нескладних перетворень система (6) може бути зведена до структурної схеми (рис. 4) на якій

$$W_f(p) = \frac{\Delta E_q}{\Delta U_f + \Delta U_{рЯ}} = \frac{1}{pT'_d + 1} \text{ – контур збудження; } W_\pi(p) = \frac{\Delta U_{рЯ}}{\Delta \delta} = p\mu U_c T_{d0} \sin \delta_0 \text{ – контур реакції}$$

$$\text{якоря; } W_{ром}(p) = \frac{\Delta \delta}{\Delta E_q} = - \frac{U_c \sin \delta_0}{H_j X_{d\Sigma} p^2 + DX_{d\Sigma} p + E_{q0} U_c \cos \delta_0 + U_c^2 \cos 2\delta_0 (X_d - X_q) / X_{q\Sigma}} \Delta E_q \text{ – контур}$$

$$\text{руху ротора генератора, де } \mu = \frac{X_d - X'_d}{X'_d X_{d\Sigma}}; T'_d = T_{d0} \frac{X'_d + X_{вн}}{X_d + X_{вн}} = T_{d0} \frac{X'_{d\Sigma}}{X_{d\Sigma}}.$$

Для автоматичного регулювання ЕРС E_q використовуються автоматичні регулятори збудження (АРЗ). Розрізняють АРЗ пропорційного і сильної дії. АРЗ пропорційного дії характеризується зміною сили струму збудження пропорційно відхиленню напруги на затискачах машини від заданого значення (негативний зворотний зв'язок по напрузі). Регулятори збудження пропорційної дії можуть містити пристрої компаундування (позитивний зворотний зв'язок по току машини) і стабілізації (гнучкий негативний зворотний зв'язок по напрузі збудження). АРЗ пропорційної дії не забезпечує достатньої точності підтримки напруги електричних станцій, що працюють на далекі лінії електропередачі та у випадках, коли в системі є різкозмінне навантаження, що призводить до значних коливань напруги. Тоді застосовують АРЗ сильної дії, коли збільшення ефективності дії досягається за рахунок регулювання збудження по відхиленню напруги, по похідних від струму, напруги, частоти та ін., вибраних в певних співвідношеннях; характеризується він високою швидкістю і великою потужністю системи збудження [8].

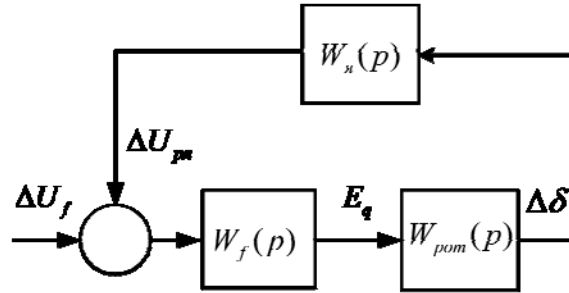


Рис. 4. Структурна схема СГ, що працює в енергосистемі

Вихідний сигнал АРЗ формується як сума сигналів каналів напруги U_f і початкового збудження U_{f0} , тобто

$$U_{aer} = U_f + U_{f0}. \quad (7)$$

Рівняння каналу напруг

$$\frac{dU_f}{dt} = \frac{1}{T_f} (K_{0f} E_{qn} (U_z - U) - U_f); \quad (8)$$

$$U_{f \min} \leq U_f \leq U_{f \max}, \quad (9)$$

де K_{0f} – коефіцієнт передачі каналу напруги.

Якщо напруга генератора – менше уставки спрацьовування форсування, то з невеликою витримкою часу включається форсування збудження ($U <$), і $U_{aer} = K_{fU} E_{qn}$. Якщо форсування працює і напруга – більше напруги повернення або тривалість форсування перевищує допустиму величину, то форсування збудження відключається, і починає працювати канал регулювання напруги.

Команда на гасіння поля заглушує регулювання напруги і форсування, при цьому $U_{aer} = K_{fb} E_{qn}$.

Початкове значення виходу каналу по відхиленню напруги U_f і уставка регулятора U_{f0} визначаються величиною напруги вузла включення генератора у вихідному режимі за умови, що $U_{aer} = U_z = E_q, U_{f0} = E_{qx.x} = 1.0$. Тоді

$$U_f = E_q - U_{f0}, \quad (10)$$

$$U_0 = \frac{U_f}{K_{0U} E_{qn}} + U. \quad (11)$$

Верхнє обмеження каналу напруги визначається максимальним збудженням генератора в робочих режимах. Система охолодження ротора генератора допускає тривале перевищення струму ротора на 5% більше від номінального, тобто $U_{f \max} = 1.05 E_{qn} - U_{f0}$.

Мінімальне збудження генератора $E_{q \min}$ відомо, воно визначається нагріванням машини або умовою забезпечення статичної стійкості генератора, тоді нижнє обмеження виходу каналу по відхиленню напруги $U_{f \min} = E_{q \min} - U_{f0}$

Схема електропостачання підприємства містить 2 трансформатори типу ТМ/400/10 потужністю 400 кВ·А, два газопоршневих двигун-генератори типу ГДГ потужність 315 кВт. Генератори працюють паралельно з мережею. Збудження генератора в режимі холостого ходу здійснюється тиристорним перетворювачем, а в режимі короткого замикання – некерованим випрямлячем. Система збудження одного з генераторів була переоснащена на трифазну систему збудження з нулевим виводом, автоматика збудження була виведена з роботи, що призвело до некоректної роботи двигун-генератора.

Для дослідження перехідних процесів при роботі АРЗ була побудована математична модель системи електропостачання підприємства (рис. 5), яка включає джерело живлення *GRID*, трансформатор *TV*, когенераційну установку *G*, чотири гілки трифазного навантаження (в.о.): *LOAD1(0,3)*, *LOAD2(0,82)*, *LOAD3(0,12)*, *LOAD4(0,24)* та дві гілки однофазного – *LOAD5(0,025)*, *LOAD6(0,0175)*. Реалізовані режими *K31* – коротке замикання на джерелі живлення, *K32* – коротке замикання на навантаженні *LOAD1*, *QF1* – відключення джерела живлення, *QF3*– відключення навантаження *LOAD1*, *QF7* – підключення однофазного навантаження, *QF4* – підключення гілки навантаження *LOAD2*. Результати моделювання наведені на рис. 6 та 7.

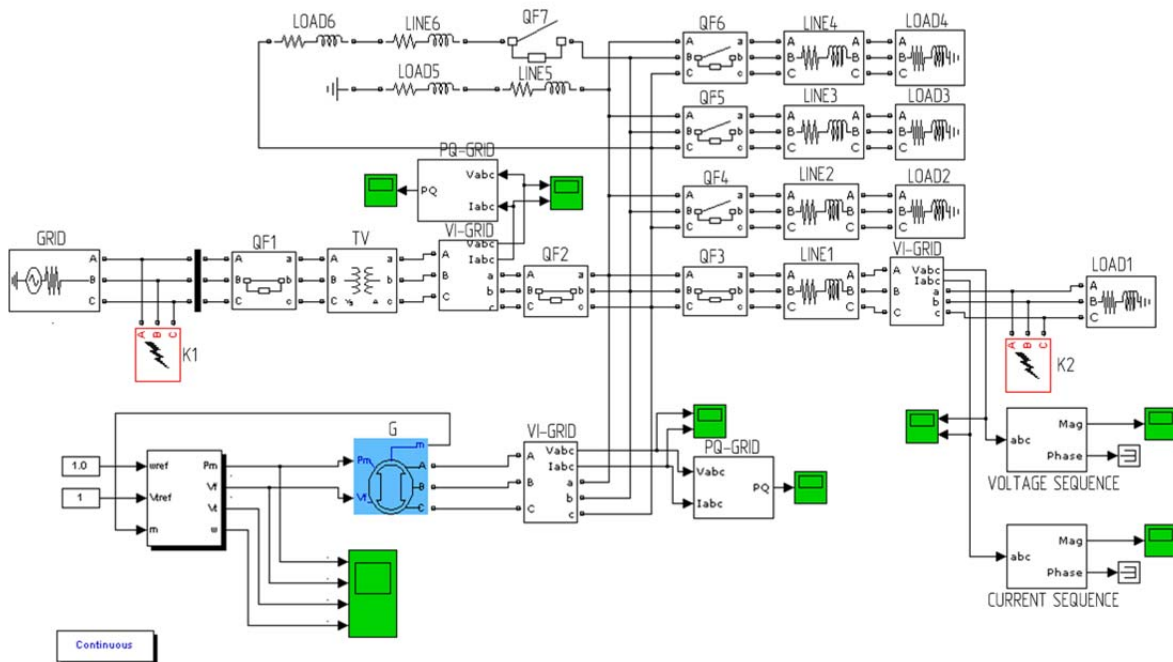


Рис. 5. Математична модель системи електропостачання підприємства

а)

б)

Рис. 6. Криві активної та реактивної потужності генератора в системі з нерегульованим збудженням а та в системі з автоматичним керуванням збудження б

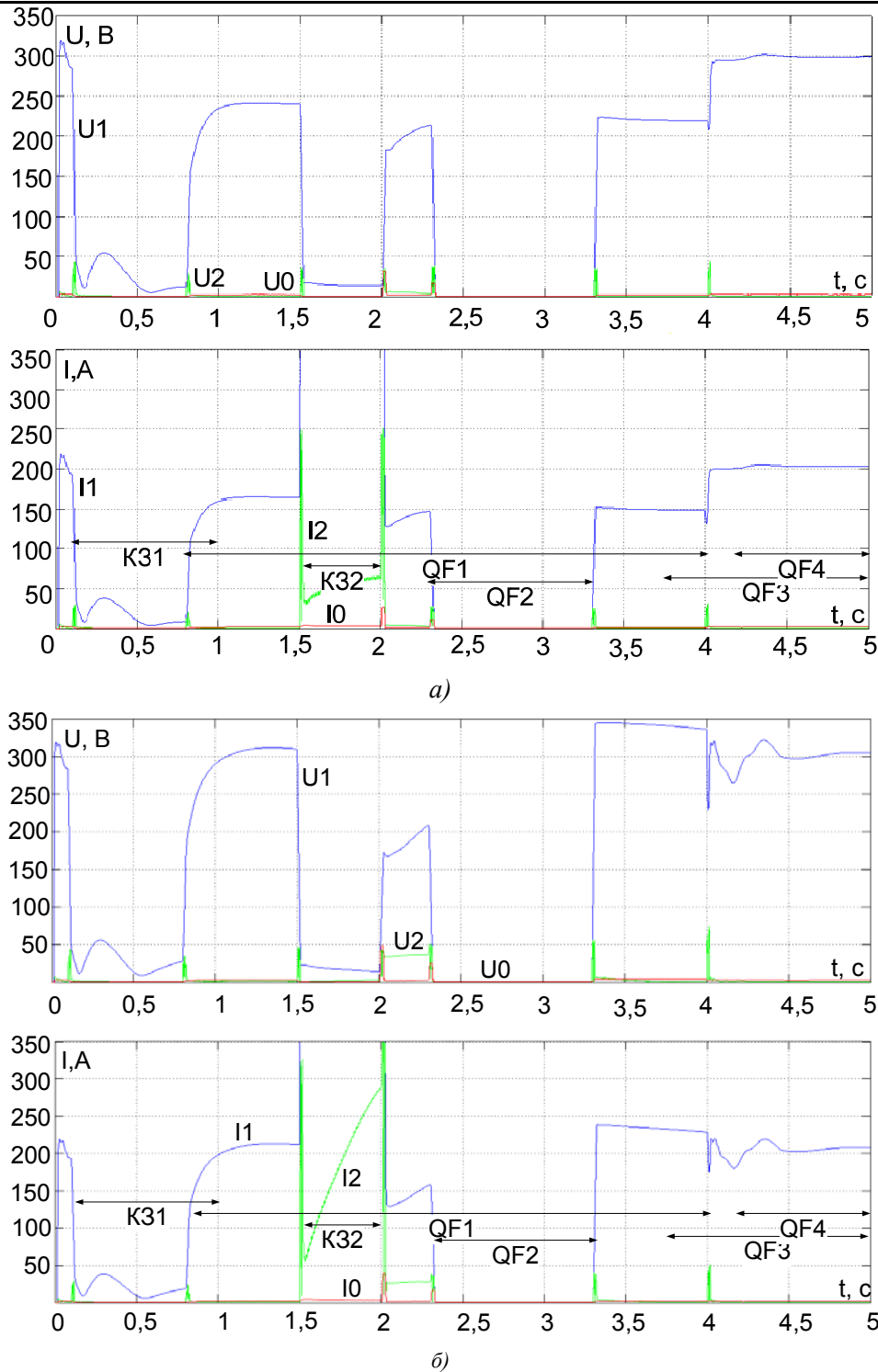


Рис. 7. Криві прямої, зворотної та нульової послідовностей по напрузі і струму в системі з нерегульованим збудженням *a* та в системі з автоматичним керуванням збудження *б*

Висновки.

1. На базі аналізу схем та систем керування збудженням синхронних генераторів у пакеті візуального програмування розроблено модель синхронного генератора в структурі електропостачання малого підприємства, яка дозволяє дослідити процеси розподілу електроенергії між генератором та трансформатором електричної мережі в нормальних та аварійних режимах її роботи.

2. Введення до складу системи регулювання збудження елементів гасіння та форсування, з урахуванням зміни ЕРС статора, дозволяє стабілізувати рівень реактивної потужності, який забезпечує підтримку напруги статора генератора в сталих та динамічних процесах, але аналіз результатів моделювання

засвідчив про необхідність введення залежного обмеження ЕРС в контурі регулювання для виключення коливань напруги.

3. Запропонована система АРЗ у випадках, близьких до коротких замикань (КЗ2, рис.8), не забезпечує потрібної швидкості гасіння струму збудження, що потребує введення в силову частину додаткових елементів, наприклад, форсуючого перетворювача, це виконано в системі СТС з переводом його для гасіння в інверторний режим.

Список літератури

1. Дьяков А.Ф. Актуальность производства средств малой энергетики и мотивы его осуществления. // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – 2004. – № 8. – С. 32.
2. Буров В.Д. Газотурбинные и газопоршневые энергетические установки малой мощности / В.Д. Буров // Горн. журн. – 2004. – № 9. С. 87–89.
3. Вагин Г. Я. Технические и экономические критерии выбора мощности мини-ТЭЦ на промышленных предприятиях / Г. Я. Вагин, А. Б. Лоскутов // Промышленная энергетика. – 2006. – № 5. – С. 145.
4. Паньків В.В. Когенерація: як це працює. Обзор рынка // Сети и бизнес. – 2010. – №4. – С.96-101.
5. Бублиенко А.А. Технология когенерации и тригенерации [Электронный ресурс] / А.А. Бублиенко // Технология когенерации и тригенерации. – Режим доступа: <http://www.ekvent.com.ua/>
6. Матюнина Ю.В., Харитонов Д.А. Использование газопоршневых установок при регулировании нагрузки предприятия / Ю.В. Матюнина, Д.А. Харитонов // Вестник МЭИ. – 2007. – № 2. – С. 111-113.
7. Басок Б.И. Анализ когенерационных установок / Б.И. Басок, Е.Т. Базеев, В.М. Диденко // Промышленная теплотехника. – 2006. – № 3. – С. 83–89.
8. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем : Учеб. для вузов / Под редакцией А.Ф. Дьякова – М. : НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.
9. Голдинер А.Я. Газопоршневые электроагрегаты / А.Я. Голдинер, М.И. Цыркин, В.В. Бондаренко. – М. : Галея Принт, 2006. – 240 с.
10. Юрганов А.А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов / А.А. Юрганов, В.А. Кожевников. – С.Пб.: Наука, 1996. – 138 с.

Рекомендовано до друку: д-ром техн. наук, проф. Синчуком О.М.

УДК 537.53

М.В. Рогоза, канд. техн. наук, Ю.А. Папаика, канд. техн. наук, А.Г. Лысенко

(Украина, г. Днепрпетровск, Государственное высшее учебное заведение «Национальный горный университет»)

ОЦЕНКА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ ТЯГОВЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ЧАСТОТЫ ДЛЯ РУДНИЧНОГО ТРАНСПОРТА

При пуске транспортного комплекса с индуктивной передачей энергии в условиях угольных шахт опасных по газу и пыли в реальных условиях основным проблемным вопросом обеспечения электромагнитной совместимости тяговых преобразователя частоты (ТПЧ) с сетью стали высшие гармоники (ВГ) и несимметрия (НС) напряжений [1, 2]. Поскольку подземные шахтные сети обладают ограниченными значениями мощности КЗ из-за специфических норм и требований к системам электроснабжения угольных шахт (искробезопасность, обособленное питание подземных электроприемников, большая протяженность кабельных линий), то высшие гармоники и несимметрия в подземных сетях являются проблемным вопросом. Практически отсутствует возможность снижения уровней указанных электромагнитных помех стандартными сетевыми методами, которые распространены в общепромышленных системах электроснабжения. Также следует отметить, что уже на протяжении более 10 лет в специальной литературе активно обсуждаются проблемы, связанные с интергармониками, которые генерируются преобразователями в сеть [3-5]. Таким образом, вопрос электромагнитной совместимости ТПЧ с учетом новых обстоятельств и состояния современных систем электроснабжения не утратил своей актуальности и требует решения.

В схеме ТПЧ (рис. 1) использована 6-пульсная мостовая схема, где преобладающими являются 5, 7, 11, 13-я гармоники, называемые каноническими, уровни которых (по отношению к 1-й гармонике) обратно пропорциональны номеру, т.е. $1/5, 1/7, 1/11, 1/13$ и т.д.

В практике расчета ВГ вентильных преобразователей различных типов выпрямитель учитывается как источник канонических ВГ тока, уровень которых обратно пропорционален номеру гармоник. Это соответствует случаю, когда индуктивность цепи постоянного тока $L_d = \infty$, а индуктивность контура коммутации $L_k = 0$ [3]. Кривые линейных токов имеют прямоугольно-ступенчатую форму длительностью