

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

УДК 621.313.332

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ТА АЛГОРИТМ КЕРУВАННЯ ВЕДЕНИМ АСИНХРОННИМ ГЕНЕРАТОРОМ В РЕЖИМІ РОБОТИ НА МЕРЕЖУ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

Л.І. Мазуренко, докт. техн. наук, О.В. Джура, канд. техн. наук, В.І. Романенко, канд. техн. наук
 Інститут електродинаміки НАН України,
 пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна
 e-mail: mlins@ied.org.ua

Наведено математичну модель силової частини вітроелектричної станції з асинхронними генераторами з вентильним збудженням, яка працює на мережу постійного струму. Викладено основні принципи її роботи. Запропоновано алгоритм керування вихідною потужністю веденого генератора станції. Бібл. 9, рис. 3.

Ключові слова: математична модель, ведений асинхронний генератор, вентильне збудження, вітрова турбіна, мережа, алгоритм.

Системи розподіленої генерації є важливою складовою великих енергосистем [7]. При розташуванні вздовж протяжних «тупикових» ліній передач вони сприяють їх розвантаженню, а отже, і збільшенню пропускної здатності. Використання систем розподіленої генерації з відновлюваними джерелами енергії забезпечує більш надійне електроживлення споживачів, зменшення використання природного газу і вугілля тощо. З прийняттям «зелених» тарифів в Україні інвестиції в будівництво об'єктів розподіленої генерації, які використовують відновлювані джерела енергії, розглядаються як достатньо вигідні. Тому наукові дослідження серед іншого раціонально спрямувати на розробку вітроелектричних станцій (ВЕС), що здатні працювати як автономно, так і паралельно з мережею.

Метою роботи є розробка теоретичних основ, що забезпечать створення ВЕС на основі асинхронних генераторів (АГ) з короткозамкнутим (КЗ) ротором із змінною частотою обертання. Для досягнення цієї мети буде розв'язано задачу розробки математичної моделі та алгоритмів керування ВЕС з АГ, що працює на мережу постійного струму нескінченної потужності.

Розглянемо випадок, коли на мережу постійного струму працює ВЕС, що має два вітроагрегати. Помірна вартість ВЕС забезпечується шляхом використання нерегульованих вітротурбін ВТ1, ВТ2 зі змінною кутовою частотою обертання $\omega_{M1(2)} = \text{var}$, трифазних асинхрон-

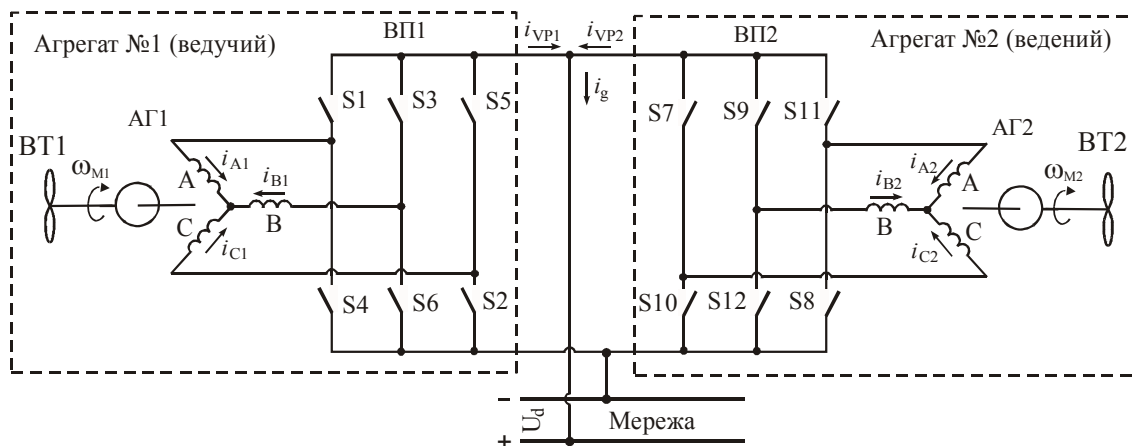


Рис. 1

них генераторів АГ1, АГ2 і відсутністю електрохімічних накопичувачів енергії. Генератори збуджуються з допомогою напівпровідникових вентильних перетворювачів ВП1, ВП2, які крім збудження АГ також забезпечують відбір від генераторів до кола постійного струму активної потужності. Споживаний мережею від АГ струм i_g відповідно дорівнює сумі вихідних струмів ВП1 i_{VP1} та ВП2 i_{VP2} (рис. 1). Подальше перетворення енергії з мережі постійного струму в змінний струм у рамках цієї статті не розглядається.

I. Математичні моделі структурних елементів ВЕС. Приводні турбіни ВТ1, ВТ2.

Приводні турбіни характеризує сімейство залежностей їх аеродинамічної потужності $P_{T1(2)}(n_{T1(2)}, v)$ (потужність, яка відбирається лопатями ВТ1(ВТ2) від вітрового потоку) від механічної частоти обертання $n_{T1(2)}$ за різних фіксованих швидкостей вітру v [6] (рис. 2 а). Інколи ці залежності називають потужносними характеристиками ВТ. Поділивши $P_{T1(2)}$ (рис. 2а) на приведену до вала АГ механічну кутову частоту обертання турбіни $\omega_{M1(2)}$, можна отримати сімейство зведених до цього вала механічних характеристик ВТ $M_{T1(2)}(n_{T1(2)}, v)$ (рис. 2 б).

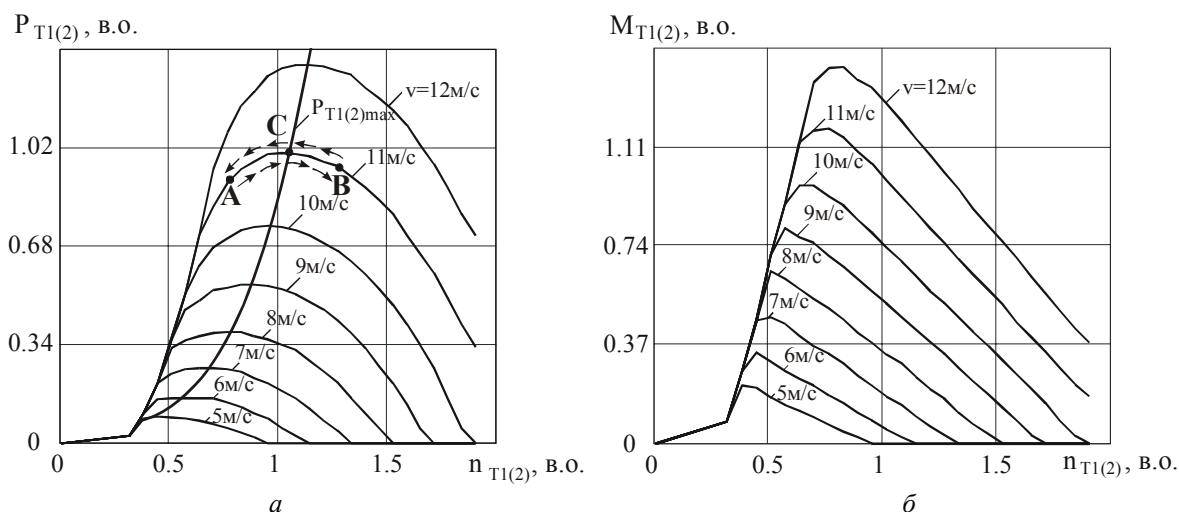


Рис. 2

Найефективніше використання ВТ досягається під час підтримання такої оптимальної частоти обертання, за якої її аеродинамічна потужність максимальна. Зі зміною швидкості вітру величина оптимальної (за критерієм максимуму аеродинамічної потужності) частоти обертання також змінюється (рис. 2 а), причому максимумам моменту і потужності відповідають переважно різні частоти обертання вала.

Асинхронні генератори АГ1, АГ2. Опишемо їх ідентичними системами алгебро-диференціальних рівнянь [4]:

$$\begin{bmatrix} \frac{d\Psi_{A1(2)}}{dt} \\ \frac{d\Psi_{B1(2)}}{dt} \\ \frac{d\Psi_{C1(2)}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{A1(2)} \\ u_{B1(2)} \\ u_{C1(2)} \end{bmatrix} - r_1 \begin{bmatrix} i_{A1(2)} \\ i_{B1(2)} \\ i_{C1(2)} \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} \frac{d\Psi_{a1(2)}}{dt} \\ \frac{d\Psi_{b1(2)}}{dt} \\ \frac{d\Psi_{c1(2)}}{dt} \end{bmatrix} = -r_2 \begin{bmatrix} i_{a1(2)} \\ i_{b1(2)} \\ i_{c1(2)} \end{bmatrix} - \frac{\omega_{l(2)}}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \Psi_{b1(2)} - \Psi_{c1(2)} \\ \Psi_{c1(2)} - \Psi_{a1(2)} \\ \Psi_{a1(2)} - \Psi_{b1(2)} \end{bmatrix};$$

$$\begin{bmatrix} i_{A1(2)} \\ i_{B1(2)} \\ i_{C1(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{L_1} \begin{bmatrix} \Psi_{A1(2)} - \Psi_{mA1(2)} \\ \Psi_{B1(2)} - \Psi_{mB1(2)} \\ \Psi_{C1(2)} - \Psi_{mC1(2)} \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} i_{a1(2)} \\ i_{b1(2)} \\ i_{c1(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{L_2} \begin{bmatrix} \Psi_{a1(2)} - \Psi_{mA1(2)} \\ \Psi_{b1(2)} - \Psi_{mB1(2)} \\ \Psi_{c1(2)} - \Psi_{mC1(2)} \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} \Psi_{mA1(2)} \\ \Psi_{mB1(2)} \\ \Psi_{mC1(2)} \end{bmatrix} = L_{\Sigma K1(2)} \begin{bmatrix} I_{A\Sigma1(2)} \\ I_{B\Sigma1(2)} \\ I_{C\Sigma1(2)} \end{bmatrix};$$

$$\begin{bmatrix} i_{mA1(2)} \\ i_{mB1(2)} \\ i_{mC1(2)} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} i_{A1(2)} + i_{a1(2)} \\ i_{B1(2)} + i_{b1(2)} \\ i_{C1(2)} + i_{c1(2)} \end{bmatrix} - \frac{1}{3} \begin{bmatrix} i_{B1(2)} + i_{C1(2)} + i_{b1(2)} + i_{c1(2)} \\ i_{A1(2)} + i_{C1(2)} + i_{a1(2)} + i_{c1(2)} \\ i_{A1(2)} + i_{B1(2)} + i_{a1(2)} + i_{b1(2)} \end{bmatrix}; \quad L_{\Sigma K1(2)} = (L_1^{-1} + (L_2)^{-1} + L_{m1(2)}^{-1})^{-1};$$

$$\begin{bmatrix} I_{A\Sigma 1(2)} \\ I_{B\Sigma 1(2)} \\ I_{C\Sigma 1(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{L_1} \begin{bmatrix} \Psi_{A1(2)} \\ \Psi_{B1(2)} \\ \Psi_{C1(2)} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_2} \begin{bmatrix} \Psi_{a1(2)} \\ \Psi_{b1(2)} \\ \Psi_{c1(2)} \end{bmatrix}; \quad M_{T1(2)} = \frac{3P}{2} (i_{\alpha 1(2)} \Psi_{\beta 1(2)} - i_{\beta 1(2)} \Psi_{\alpha 1(2)}),$$

де $\Psi_{A1(2)}, \Psi_{B1(2)}, \Psi_{C1(2)}, u_{A1(2)}, u_{B1(2)}, u_{C1(2)}, i_{A1(2)}, i_{B1(2)}, i_{C1(2)}$ – потокозчеплення, напруги, струми фаз статора АГ1(2); $\Psi_{a1(2)}, \Psi_{b1(2)}, \Psi_{c1(2)}, i_{a1(2)}, i_{b1(2)}, i_{c1(2)}$ – потокозчеплення та струми фаз ротора АГ1(2); $i_{mA1(2)}, i_{mB1(2)}, i_{mC1(2)}$ – намагнічуючі струми фаз А, В, С АГ1(2); r_1, r_2, L_1, L_2 – активний опір фаз статора, зведений до статора опір фаз ротора АГ, індуктивність розсіювання фаз статора і зведена до статора індуктивність розсіювання фаз ротора АГ; $L_{m1(2)}$ – індуктивність взаємоіндукції АГ1(2); $\omega_{1(2)}$ – електрична частота обертання ротора АГ1(2); P – число пар полюсів; $M_{T1(2)}$ – електромагнітний момент АГ1(2); $i_{\alpha 1(2)}, i_{\beta 1(2)}$ – перетворені до системи координат α, β струми фаз статора АГ1(2),

перетворені до системи координат α, β потокозчеплення фаз статора АГ1(2)

$$\begin{bmatrix} \Psi_{\alpha 1(2)} \\ \Psi_{\beta 1(2)} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \Psi_{A1(2)} - 0.5\Psi_{B1(2)} - 0.5\Psi_{C1(2)} \\ \frac{\sqrt{3}}{2}(\Psi_{B1(2)} - \Psi_{C1(2)}) \end{bmatrix}.$$

Насичення машин враховує залежність $L_{m1(2)} = f(Y_{m1(2)})$, яка розраховується з використанням їх характеристик намагнічування [4].

Вентильні перетворювачі. Напівпровідникові елементи (S1...S12) ВП1, ВП2 вважатимемо ідеальними (нульовий опір у відкритому і нескінченний опір у закритому станах) і такими, що в кожній стійці керуються у протифазі. Тоді фазні напруги АГ1(АГ2) описуватимуться такими рівняннями [3]:

$$\begin{bmatrix} u_{A1(2)} \\ u_{B1(2)} \\ u_{C1(2)} \end{bmatrix} = u_d \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_{1(7)} \\ k_{3(9)} \\ i_{5(11)} \end{bmatrix},$$

де $k_{1(7)}, k_{3(9)}, k_{5(11)}$ – комутаційні функції S1, S3, S5 (S7, S9, S11), які визначають стан цих елементів (0 – розімкнено, 1 – замкнено); u_d – напруга мережі.

Рівняння руху. Якщо вважати вали АГ і їх приводів жорстко зв'язаними, то рівняння руху матиме вигляд

$$\frac{d\omega_{M1(2)}}{dt} = (M_{T1(2)} - M_{T1(2)} - M_{TP1(2)}) \frac{1}{J_{1(2)}},$$

де $\omega_{M1(2)}$ – механічна кутова частота обертання вала АГ1(2); $M_{TP1(2)}, J_{1(2)}$ – сумарні момент тертя та момент інерції обертальних мас ВТ1 і АГ1(ВТ2 і АГ2), зведені до вала АГ.

Мережа. Мережу вважатимемо нескінченно великої потужності і постійної напруги $u_d = const$. Споживаний мережею від генераторів струм становить

$$i_g = i_{VP1} + i_{VP2} = -k_1 i_{A1} - k_3 i_{B1} + k_5 (i_{A1} + i_{B1}) - k_7 i_{A2} - k_9 i_{B2} + k_{11} (i_{A2} + i_{B2}).$$

Отже, математична модель силової частини ВЕС складається з моделей АГ1 і АГ2 з системами вентильного збудження, їх приводів ВТ1, ВТ2, мережі та рівнянь руху. Вхідними змінними для моделей електричних машин є фазні напруги та механічна частота обертання їх роторів, а вихідними – фазні струми і електромагнітні моменти АГ1 та АГ2. Визначення фазних напруг здійснюється за допомогою рівнянь, які описують роботу ВП1, ВП2, а частот обертання – через рівняння руху. Зведені до вала АГ моменти турбін, що необхідні для розв'язання рівнянь руху, визначаються моделями ВТ, для яких вхідними змінними є швидкість вітру та частота обертання вала. Оскільки мережа є нескінченної потужності, то генера-

тори на величину напруги мережі не впливають. Відповідно єдиною вихідною змінною моделі мережі є її напруга.

II. Алгоритм керування ВЕС. Як уже зазначалось, найбільш ефективно використання приводної турбіни забезпечується під час такої її частоти обертання, за якої аеродинамічна потужність максимальна. Вплив на частоту обертання ВТ системи (рис. 1) за умови перевищення граничного її значення відбувається виключно через зміну електромагнітного моменту АГ. Частота обертання ВТ для відповідного діапазону швидкостей вітру може бути застabilізована системою керування генератора на рівні, який відповідає оптимальній частоті обертання для номінальної швидкості вітру (номінальна частота обертання ВТ). Оскільки максимальна потужність генератора, як правило, відповідає номінальній потужності ВТ, то за швидкостей вітру, більших від номінальних значень, генератор переходить у режим стабілізації потужності. Якщо ж швидкість вітру менша від номінальної, то ВТ буде працювати на спадаючих ділянках потужносних характеристик. При цьому, якщо частоту обертання ВТ необхідно підвищити, то електромагнітний момент АГ необхідно зменшити, і, навпаки, момент необхідно збільшити, коли частоту слід зменшити. Отже, для стабілізації частоти обертання ВТ на оптимальному рівні за довільної швидкості вітру буде достатньо реалізувати зворотний зв'язок за частотою обертання в контурі регулювання електромагнітного моменту генератора. Проте таке рішення призводить до недовикористання ВТ за потужністю, оскільки в такому випадку, як видно з рис. 2, лише за однієї величини швидкості вітру ВТ буде працювати з максимально можливим для неї аеродинамічним коефіцієнтом корисної дії (ККД).

Забезпечення роботи ВТ в околі точки її максимального ККД за змінної швидкості вітру потребує постійної корекції частоти обертання АГ, а отже, і дещо інших підходів до його керування. Застосуємо один із них, що базується на пошуковому градієнтному методі [1]. Для його реалізації не є необхідною інформація щодо поточної швидкості вітру. Натомість необхідно мати інформацію щодо зміни в часі аеродинамічної потужності ВТ. Це забезпечує можливість циклічного пошуку частоти обертання ВТ, яка відповідає екстремумам потужносних характеристик (рис. 2 а).

Часова залежність аеродинамічної потужності ВТ $P_{T1(2)}(t)$ визначається через параметри і змінні, що характеризують електромеханічні процеси генератора (напруга, струм, поточкеплення, частота обертання), а рішення щодо збільшення чи зменшення електромагнітного моменту приймається залежно від знаку поточних величин похідної частоти обертання АГ і похідної аеродинамічної потужності ВТ. Похідна від $P_{T1(2)}(t)$ може бути визначена з рівняння руху між АГ і ВТ для кожного агрегату:

$$\frac{dP_{T1(2)}}{dt} = J_{1(2)} \frac{d(\omega_{M1(2)} \dot{\omega}_{M1(2)})}{dt} + \frac{dP_{Г1(2)}}{dt} + \frac{dP_{TP1(2)}}{dt},$$

де $P_{Г1(2)} = M_{Г1(2)} \omega_{M1(2)}$ – електромагнітна потужність АГ1(АГ2); $P_{TP1(2)}$ – потужність втрат тертя в АГ та ВТ.

На наростаючих ділянках потужносних характеристик похідна від $P_{T1(2)}(t)$ додатня, якщо $\omega_{M1(2)}$ зростає ($\frac{d\omega_{M1(2)}}{dt} > 0$), а на спадаючих – якщо $\omega_{M1(2)}$ зменшується ($\frac{d\omega_{M1(2)}}{dt} < 0$). І навпаки, похідна від $P_{T1(2)}(t)$ є від'ємною величиною на наростаючих ділянках, якщо $\frac{d\omega_{M1(2)}}{dt} < 0$, а на спадаючих – якщо $\frac{d\omega_{M1(2)}}{dt} > 0$. Отже, інформація стосовно знаків похідних від величин $P_{T1(2)}$ і $\omega_{M1(2)}$ у кожен момент часу є вхідною для системи керування АГ: за умови $\text{sign}\left(\frac{d\omega_{M1(2)}}{dt}\right) \cdot \text{sign}\left(\frac{dP_{T1(2)}}{dt}\right) > 0$ гальмівний момент генератора необхідно зменшувати, а за умови $\text{sign}\left(\frac{d\omega_{M1(2)}}{dt}\right) \cdot \text{sign}\left(\frac{dP_{T1(2)}}{dt}\right) < 0$ – збільшувати [$\text{sign}(x)$ дорівнює 1, якщо аргумент додатній, інакше – -1].

Керування електромагнітним моментом АГ доцільно здійснювати з допомогою векторної системи керування, використовуючи рівняння

$$M_{Г1(2)} = -\frac{3P}{2}(i_{q1(2)}\Psi_{d1(2)} - i_{d1(2)}\Psi_{q1(2)}), \quad (1)$$

де $i_{q1(2)}$, $i_{d1(2)}$ – перетворені струми статора АГ1(АГ2) у системі координат dq , що обертається синхронно з результируючим вектором потокозчеплення статора; $\Psi_{q1(2)}$, $\Psi_{d1(2)}$ – складові потокозчеплення статора.

Зазвичай вісь d системи координат dq суміщують з результируючим вектором потокозчеплення. Тоді $\Psi_{q1(2)} = 0$ і рівняння (1) спрощується:

$$M_{Г1(2)} = -\frac{3P}{2}i_{q1(2)}\Psi_{d1(2)}, \quad (2)$$

З виразу (2) видно, що для регулювання $M_{Г1(2)}$ достатньо змінювати складову струму $i_{q1(2)}$.

У режимі відстежування максимальної аеродинамічної потужності турбіни (в англійській літературі режим МРРТ) задану складову струму статора i_q^* АГ1(АГ2) доцільно змінювати відповідно рівнянню

$$i_{q1(2),k+1}^* = i_{q1(2),k}^* + \int \left(M_1 \cdot \text{sign} \left(\frac{d\omega_{M1(2)}}{dt} \right) \cdot \frac{dP_{Г1(2)}}{dt} + M_2 \cdot \text{sign} \left(\frac{dP_{Г1(2)}}{dt} \cdot \frac{d\omega_{M1(2)}}{dt} \right) \right) dt \Big|_{t=t_{k+1}}, \quad (3)$$

де $i_{q1(2),k}^*$, $i_{q1(2),k+1}^*$ – задані струми АГ на кроках регулювання k і $(k+1)$; M_1 , M_2 – коефіцієнти, які залежать від інерційності обертальних мас ВТ і АГ.

Рівняння (3) базується на отриманих результатах досліджень ряду можливих завадостійких законів керування АГ і деякою мірою аналогічне представленим в [5, 9], що описують закон регулювання вихідного струму випрямляча, який живиться від синхронного генератора з постійними магнітами з приводом від ВТ зі змінною частотою обертання. Проте в рівнянні (3) відсутня операція ділення $\Delta P_{Г1(2)}$ на $\Delta \omega_{M1(2)}$ [9] або на величину приросту коефіцієнта заповнення імпульсів DC/DC регулятора на виході випрямляча [5]. Тому система керування, реалізована за рівнянням (2), буде менш чутливою до завад і затримок у колах вимірювання та розрахунку величин $P_{Г1(2)}$ та $\omega_{M1(2)}$. Крім того, запропонований в [5] алгоритм оперує з потужністю на вході DC/DC регулятора, а не з аеродинамічною потужністю ВТ.

При використанні пошукового алгоритму постійно утримувати частоту обертання ВТ безпосередньо біля оптимальної (за критерієм максимуму потужності) неможливо через специфіку самого алгоритму, змінну швидкість вітру, затримку і похибку визначення похідних від $P_{Г1(2)}$ і $\omega_{M1(2)}$, обмежену дискретність вимірювань і керуючих змінних, велику інерційність агрегату тощо. Отже, такі величини, як частота обертання, заданий струм $i_{q1(2)}^*$, електромагнітний момент $M_{Г1(2)}$ та струми i_{VP1} , i_{VP2} неминуче будуть містити низькочастотну складову. Наявність значної за величиною змінної складової потребує потужних згладжуючих фільтрів чи акумуляторів, що призведе до здорожчення всієї системи і зменшення її конкурентоспроможності. Тому досить логічно є обирати алгоритми та закони керування АГ1 і АГ2 такими, щоб вони, крім утримання турбіни в околі оптимальної частоти обертання, одночасно забезпечували і згладжування низькочастотних пульсацій вихідного струму ВЕС i_g . Високочастотні пульсації ефективно усуваються малопотужними фільтрами.

Запропоновано проводити розробку алгоритмів керування генераторами ВЕС (рис. 1), виходячи з наступних принципів. Один з генераторів приймається за ведучий, а інший – за ведений. Ведучий генератор працює незалежно від веденого і утримує ВТ1 на частоті, що відповідає максимуму її аеродинамічного ККД. Закон регулювання складової струму i_{q1} АГ1 описується рівнянням (3). Ведений генератор повинен, по-перше, усувати провали вихідного струму ведучого генератора і, по-друге, регулювати свій вихідний струм таким чином, аби підтримувати величину середньої частоти обертання ВТ2 на рівні, наближеному до середньої

частоти обертання ВТ1. Закони регулювання складових струмів i_g генераторів АГ1 і АГ2 описуються рівняннями

$$i_{q1,k+1}^* = i_{q1,k}^* + \int \left(M_1 \cdot \text{sign} \left(\frac{d\omega_{M1}}{dt} \right) \cdot \frac{dP_{T1}}{dt} + M_2 \cdot \text{sign} \left(\frac{dP_{T1}}{dt} \frac{d\omega_{M1}}{dt} \right) \right) dt \Big|_{t=t_{k+1}} ; \quad (4)$$

$$i_{q2,k}^* = i_{q2-,k}^* + i_{q2-,k}^* \cdot k_{k\omega}, \quad (5)$$

де $i_{q2-,k}^*$ – складова струму i_{q2}^* на кроці k , що усуває провали струму i_{VP1} ведучого генератора; $i_{q2-,k}^*$ – складова струму i_{q2}^* на кроці k , що регулює середню частоту обертання ВТ2 для підтримання заданого співвідношення середніх частот обертання ВТ1 і ВТ2, $k_{k\omega}$ – масштабуючий коефіцієнт, алгоритм визначення якого буде розкрито далі.

Визначення складової i_{q2-}^* . Вихідна потужність АГ дорівнює його електромагнітній потужності за вирахуванням відповідних втрат в машині та ВП, тобто

$$P_{VP1(2)} = M_{\Gamma1(2)} \omega_{M1(2)} - P_{Loss1(2)} = i_{VP1(2)} u_d, \quad (6)$$

де $P_{Loss1(2)}$ – сумарні втрати в статорі АГ1(АГ2) і ВП1(2).

За умови $u_d = \text{const}$ сталість величин P_{VP1} та P_{VP2} буде означати сталість струмів i_{VP1} , i_{VP2} , а отже, і i_g . У нашому випадку P_{VP1} буде змінюватись, проте для стабілізації струму i_g у заданому діапазоні швидкостей вітру сума потужностей $P_{VP1} + P_{VP2}$ повинна залишатись незмінною. Отже, маємо дотримуватись виконання умови

$$M_{\Gamma1} \omega_{M1} - P_{Loss1} + M_{\Gamma2} \omega_{M2} - P_{Loss2} = \text{const}. \quad (7)$$

Враховуючи вираз (2) і приймаючи $i_{q1}^* = i_{q1}$, $i_{q2}^* = i_{q2}$, отримуємо вираз

$$\frac{3P}{2} i_{q1}^* \Psi_{d1} \omega_{M1} - P_{Loss1} + \frac{3P}{2} i_{q2}^* \Psi_{d2} \omega_{M2} - P_{Loss2} = \text{const}. \quad (8)$$

Якщо взяти до уваги рівняння (5), то (8) набуде вигляду

$$\frac{3P}{2} i_{q1}^* \Psi_{d1} \omega_{M1} - P_{Loss1} + \frac{3P}{2} (i_{q2-}^* + k_{k\omega} i_{q2-}^*) \Psi_{d2} \omega_{M2} - P_{Loss2} = \text{const}. \quad (9)$$

Величина $k_{k\omega} i_{q2-}^*$ не підпорядкована задачі стабілізації струму i_g , оскільки її необхідно змінювати в функції похибки відпрацювання частоти обертання ВТ2. Тому доцільно подати суму вихідних потужностей АГ1 і АГ2 без складової $\frac{3P}{2} \Psi_{d2} \omega_{M2} k_{k\omega} i_{q2-}^*$. Тоді вираз (9) набуває такого вигляду

$$\frac{3P}{2} i_{q1}^* \Psi_{d1} \omega_{M1} - P_{Loss1} + \frac{3P}{2} i_{q2-}^* \Psi_{d2} \omega_{M2} - P_{Loss2} = \text{const}. \quad (10)$$

Складова, яка виключена з виразу (9), буде суттєво обмежена за швидкістю зміни в часі, а отже, і її вплив на точність дотримання (7) буде незначним. Припустимо, що в деякий момент часу t_A на періоді пошуку оптимальної частоти обертання (період зміни знаку прискорення) вихідна потужність АГ1 набуває максимального значення

$$P_{VP1A} = \frac{3P}{2} i_{q1A}^* \Psi_{d1A} \omega_{M1A} - P_{Loss1A}, \quad (11)$$

де індекс A означає, що величина відповідає моменту часу t_A .

Прийнявши, що правій частині (10) відповідає масштабове значення P_{VP1A} , з (10) і (11) отримаємо

$$i_{q2-}^* = \frac{k_A (1.5 P i_{q1A}^* \Psi_{d1A} \omega_{M1A} - P_{Loss1A}) - 1.5 P i_{q1}^* \Psi_{d1} \omega_{M1} + P_{Loss1} + P_{Loss2}}{1.5 \Psi_{d2} \omega_{M2}}, \quad (12)$$

де k_A – коефіцієнт пропорційності.

Для спрощення виразу (12) вважаємо, що $P_{Loss1} - k_A P_{Loss1A} = 0$ (втрати в АГ1 постійні на періоді пошуку) і $P_{Loss2} = 1.5 i_{q2Loss}^* \Psi_{d2} \omega_{M2}$, де i_{q2Loss}^* – значення струму i_{q2}^* , за якого $i_{VP2} = 0$, тобто це частина струму i_{q2}^* , яка йде на покриття втрат в АГ2. З врахуванням цих допущень вираз (12) набуває вигляду

$$i_{q2-}^* = \frac{k_A i_{q1A}^* \Psi_{d1A} \omega_{M1A} - i_{q1}^* \Psi_{d1} \omega_{M1} + i_{q2Loss}^* \Psi_{d2} \omega_{M2}}{\Psi_{d2} \omega_{M2}}. \quad (13)$$

Якщо система керування АГ реалізується на основі бездатчикового ідентифікатора частоти обертання, то в (13) фактичні виміряні значення ω_{M1A} , ω_{M1} , ω_{M2} змінюються на розрахункові (оціночні) $\hat{\omega}_{M1A}$, $\hat{\omega}_{M1}$, $\hat{\omega}_{M2}$:

$$i_{q2-}^* = \frac{k_A i_{q1A}^* \Psi_{d1A} \hat{\omega}_{M1A} - i_{q1}^* \Psi_{d1} \hat{\omega}_{M1} + i_{q2Loss}^* \Psi_{d2} \hat{\omega}_{M2}}{\Psi_{d2} \hat{\omega}_{M2}}. \quad (14)$$

Вирази (13) та (14) дають змогу розрахувати складову струму i_{q2}^* , яка усуває провали в кривій струму i_g на інтервалах прискорення ВТ1. Величини потокозчеплень Ψ_{d1} , Ψ_{d2} , необхідні для розрахунку i_{q2-}^* , можуть бути визначені через потокозчеплення фаз статора АГ1(АГ2):

$$\Psi_{d1(2)} = -\frac{2}{3} \left(-\sin \Theta_{1(2)} \Psi_{A1(2)} + \frac{(\sin \Theta_{1(2)} + \sqrt{3} \cos \Theta_{1(2)}) \Psi_{B1(2)}}{2} + \frac{(\sin \Theta_{1(2)} - \sqrt{3} \cos \Theta_{1(2)}) \Psi_{C1(2)}}{2} \right),$$

де $\Theta_{1(2)}$ – кут повороту результуючого вектора потокозчеплення статора АГ1(АГ2), який може бути визначено згідно з методикою [2].

Серед відомих схемних рішень ідентифікаторів частоти обертання асинхронних машин достатньо добре зарекомендував себе адаптивний регулятор, побудований на основі моделі машини в нерухомій двофазній системі координат [8]. Вхідними величинами для ідентифікатора є потокозчеплення $\Psi_{\alpha1(2)}$, $\Psi_{\beta1(2)}$, фазні струми $i_{\alpha1(2)}$, $i_{\beta1(2)}$ та параметр машини $T_2 = \frac{L_r}{r_2'} = \frac{L_m + L_2'}{r_2'}$, а вихідною – оціночна електрична частота обертання ротора $\hat{\omega}_{1(2)}$, яка визначається через оціночні значення кутової частоти обертання результуючого вектора напруги статора та частоти ковзання.

Оціночні значення механічної частоти обертання можуть бути отримані виходячи з поточних значень оцінки електричної частоти обертання та числа пар полюсів машин.

Визначення складової i_{q2-}^* . Величина i_{q2-}^* повинна змінюватись таким чином, щоб у встановленому режимі за сталої швидкості вітру середня частота обертання ротора АГ2 була наближена до середньої за період пошукового руху частоти обертання ротора АГ1. Безперервне регулювання i_{q2-}^* по розузгодженню між оціночними значеннями механічних частот обертання АГ1 $\hat{\omega}_{M1}$ і АГ2 $\hat{\omega}_{M2}$ за умови застосування пошукового алгоритму керування ВТ1 є неефективним, оскільки цей алгоритм передбачає періодичні коливання частоти обертання вала. Тому оперувати слід з розузгодженням між середніми значеннями $\hat{\omega}_{M2}$ і $\hat{\omega}_{M1}$ на заданому інтервалі часу або між дискретними значеннями частот $\hat{\omega}_{M2}$ і $\hat{\omega}_{M1}$, які відповідають певним точкам часової траєкторії зміни величини $\hat{\omega}_{M1}$.

Запропоновано алгоритм регулювання i_{q2-}^* (рис. 3), який закладено в модель системи керування АГ2. Суть його полягає в тому, щоб отримане значення i_{q2-}^* відповідало умові дотримання заданого співвідношення (приблизній рівності) енергій, які споживаються від АГ1 і АГ2 мережею, та умові додержання співвідношення між середніми частотами обертання АГ2 і АГ1 $k_{\omega12}$ ($\sim 1,0 \dots 1,05$). Збільшення середньої частоти обертання АГ2 відносно середньої частоти обертання АГ1 дещо зменшує його вихідну потужність, проте надає додатковий запас кінетичної енергії, який може бути використано під час короткочасних перевантажень. З рис. 3 видно, що i_{q2-}^* регулюється по двох контурах. Основний з них – канал регулювання по розузгодженню електромагнітних енергій, які споживаються мережею від АГ1 і АГ2. Канал містить інтегруючі блоки ІБ1, ІБ2, ІБ3, які за кожної зміни знаку прискорення ВТ1 $sign \dot{\omega}_{M1}$ на виході запам'ятовуючих пристроїв (ЗП) фіксують величини електромагнітних енергій $E_{1П/Г}$, $E_{2П/Г}$ і значення $T_{П/Г}$:

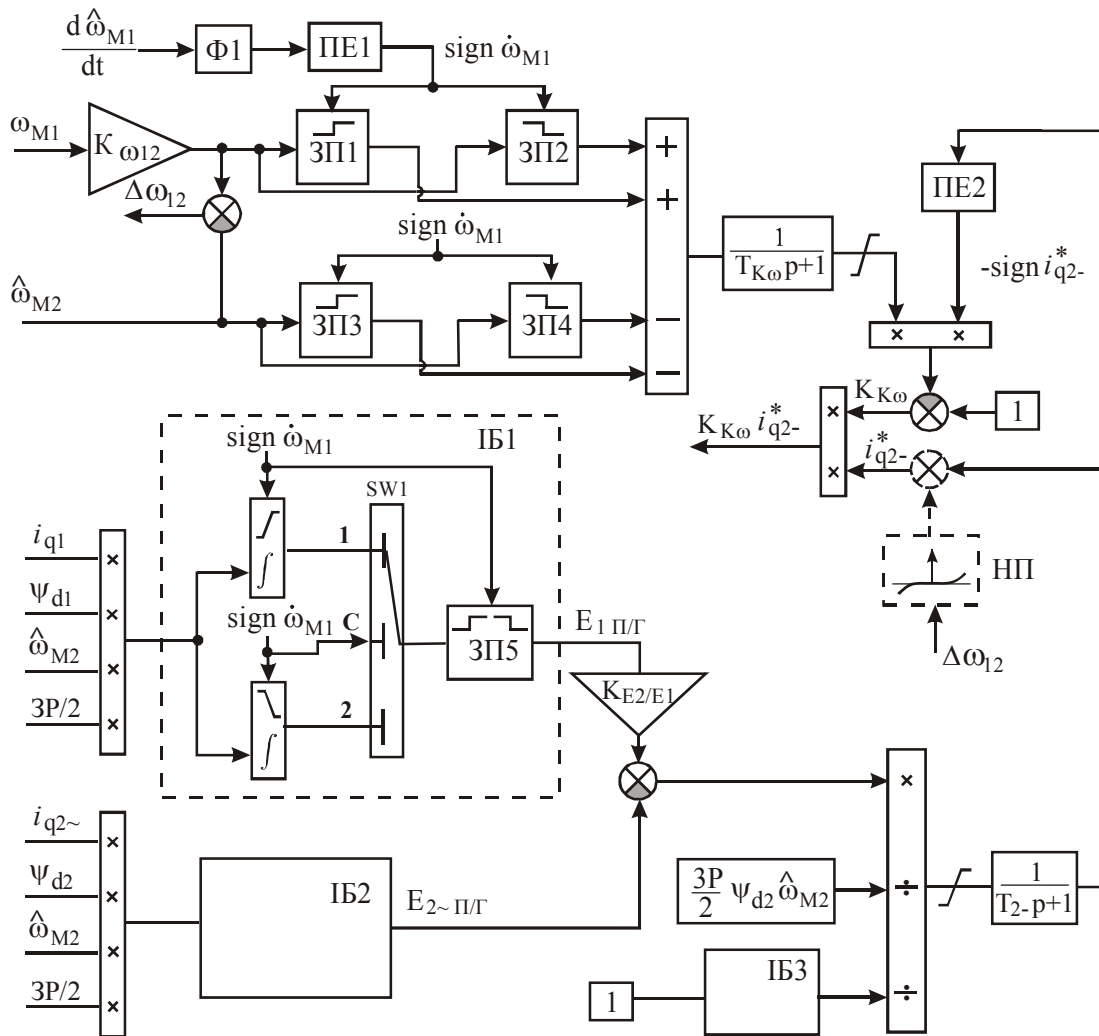


Рис. 3

$$E_{\text{П/Г}} = \int_t^{t+T_{\text{П/Г}}} \frac{3P}{2} i_{q1} \Psi_{d1} \hat{\omega}_{M1} dt = \int_t^{t+T_{\text{П/Г}}} P_{\Gamma 1} dt ; \quad E_{2-\text{П/Г}} = \int_t^{t+T_{\text{П/Г}}} \frac{3P}{2} i_{q2-} \Psi_{d2} \hat{\omega}_{M2} dt ,$$

де $E_{\text{П/Г}}$ – електромагнітна енергія АГ1 за період часу $T_{\text{П/Г}}$; $E_{2-\text{П/Г}}$ – частина електромагнітної енергії АГ2, яка необхідна для "вирівнювання" (усунення низькочастотних провалів) вихідного струму АГ1 i_{VP1} ; $T_{\text{П/Г}}$ – період пошуку, протягом якого відбувається рух за потужнісною характеристикою за траєкторією $A \rightarrow C \rightarrow B \rightarrow C \rightarrow A$. Виходячи з заданого співвідношення енергій АГ1 і АГ2 $K_{E2/E1} E_{\text{П/Г}} = E_{2-\text{П/Г}} + E_{2-\text{П/Г}}^* = E_{2-\text{П/Г}} + \int_t^{t+T_{\text{П/Г}}} \frac{3P}{2} \Psi_{d2} \hat{\omega}_{M2} i_{q2-}^* dt$, прийнявши $i_{q2-}^* \approx \text{const}$ та $\Psi_{d2} \hat{\omega}_{M2} \approx \text{const}$, отримуємо

$$i_{q2-}^* = \frac{K_{E2/E1} E_{\text{П/Г}} - E_{2-\text{П/Г}}}{\frac{3P}{2} \Psi_{d2} \hat{\omega}_{M2} T_{\text{П/Г}}} , \tag{15}$$

де $K_{E2/E1} \approx 0,98 \dots 1,0$ – коефіцієнт, який враховує зменшення електромагнітної потужності АГ2 порівняно з АГ1 через різницю середніх частот обертання; $E_{2-\text{П/Г}}^*$ – розрахункове значення складової електромагнітної енергії АГ2 за період пошукового руху, яке забезпечує задане співвідношення частот обертання АГ1 і АГ2.

У канал регулювання складової i_{q2-}^* , яка визначається з рівняння (15), додатково введено аперіодичну ланку з великою постійною часу T_{2-} (блок $\frac{1}{T_{2-p}+1}$).

У каналі регулювання по розузгодженню частоти обертання різниця між $k_{\omega_{12}} \hat{\omega}_{M1}$ і $\hat{\omega}_{M2}$ визначається в дискретні моменти часу, що відповідають моментам зміни знаку прискорення АГ1. На рис. 3 позначено: Ф1 – фільтр, ПЕ1 та ПЕ2 – порогові елементи, чи компаратори [ПЕ1 – неінвертуючий, ПЕ2 – інвертуючий з двома рівнями вихідного сигналу (1 і -1)]. Для більш швидкого виходу на усталений режим роботи після виникнення значних розузгоджень за частотою АГ1 і АГ2 ($\Delta\omega_{12}$) у схемі може бути використано додатковий контур корекції i_{q2}^* за рахунок складової, що отримується в результаті підсилення сигналу $\Delta\omega_{12}$ нелінійним підсилювачем НП (показано пунктиром). Цей контур буде впливати на роботу схеми лише за великих значень $\Delta\omega_{12}$.

Висновки. Розроблено математичну модель силових частини вітроелектричної станції в режимі її роботи на мережу постійного струму нескінченної потужності, що дає змогу досліджувати електромеханічні процеси в елементах системи. Структурними елементами моделі є вітротурбіни змінної частоти обертання, асинхронні генератори з системами вентильного збудження та мережа.

Сформульовано базові положення організації роботи ВЕС з двома генераторами в режимі роботи на централізовану мережу. Згідно з цими положеннями один з генераторів обирається ведучим, а інший – веденим. Головним призначенням веденого генератора є усунення низькочастотної складової вихідного струму ведучого генератора. Системи керування генераторами повинні забезпечувати енергоефективне функціонування системи без застосування датчиків швидкості вітру та частоти обертання (положення ротора). В усталеному режимі роботи турбіни повинні працювати на частотах обертання, що наближені до оптимальної за критерієм максимуму аеродинамічного ККД.

Розроблено алгоритм керування веденим генератором, який дає змогу згладжувати низькочастотну складову вихідного струму ведучого генератора. Алгоритм керування ведучим генератором та результати чисельних досліджень електромеханічних процесів в системі розглядатимуться у подальших публікаціях.

1. Воронов А.А., Ким Д.П., Лохин В.М. и др. Теория автоматического управления. Ч. II. Теория нелинейных и специальных систем автоматического управления. – М.: Высш. шк., 1986. – 504 с.
2. Джура А.В. Модифицированный векторный алгоритм управления автономным асинхронным генератором // Вісн. Кременчуцького нац. ун-ту ім. М. Остроградського. – Кременчук: КрНУ, 2014. – Вип. № 4/2014 (87). – С. 15–19.
3. Мазуренко Л.І., Джура О.В., Диннік Л.М., Білик О.А. Математична модель асинхронних генераторів з вентильним збудженням автономної енергосистеми постійного струму // Електромеханічні і енергозберігаючі системи. Щоквартальний науково-виробничий журнал. – Кременчук: КрНУ, 2013. – Вип. № 2/2013 (22). – Ч. 2. – С. 321–326.
4. Мазуренко Л.І., Лиценко А.І. Асинхронні генератори з вентильним і вентильно-ємнісним збудженням для автономних енергоустановок. – К.: Наук. думка, 2011. – 271 с.
5. Koutroulis E., Kalaitzakis K. Design of a Maximum Power Tracking System for Wind-Energy-Conversion Applications // IEEE Transactions on industrial electronics. – April 2006. – Vol. 53. – № 2. – P. 486–494.
6. Kuperman A., Rabinovici R. On the speed stability of wind driven induction generators connected to distribution systems // International Journal of Energy and Environment. – 2007. – Vol. 2. – No 1. – P. 57–64.
7. Kyrylenko O.V., Strzelecki R., Denysiuk S.P., Derevianko D.G. Main features of the stability and reliability enhancement of electricity grid with DG in Ukraine based on IEEE standards // Техн. електродинаміка. – 2013. – № 6. – С. 46–50.
8. Schauder C. Adaptive Speed Identification for Vector Control of Induction Motors without Rotational Transducers // IEEE Transactions on industry applications. – 1992. – Vol. 28. – No 5. – P. 1054–1061.
9. www.intechopen.com/download/pdf/9574

УДК 621.313.332

Л.І. Мазуренко, докт. техн. наук, А.В. Джура, канд. техн. наук, В.І. Романенко, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Математическая модель ветроэлектрической станции и алгоритм управления ведомым асинхронным генератором в режиме работы на сеть постоянного тока

Приведена математическая модель ветроэлектрической станции, которая работает на сеть постоянного тока при переменной скорости вращения ветровых турбин. Станция состоит из двух идентичных агрегатов с асинхронными генераторами с вентильным возбуждением. Один из генераторов работает в качестве ведуще-

го и не зависит в своей работе от электромеханических процессов во втором генераторе, который является ведомым. Предложенный алгоритм управления выходной мощностью ведомого генератора станции обеспечивает выполнение задачи сглаживания выходного тока ведущего генератора. Библ. 9, рис. 3.

Ключевые слова: математическая модель, ведомый асинхронный генератор, вентильное возбуждение, ветровая турбина, сеть, алгоритм.

L.I. Mazurenko, O.V. Dzhura, V.I. Romanenko

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

Mathematical model of connected to DC grid wind electric station and induction slave-generator control technique

The mathematical model of a direct current grid connected wind electric station with variable speed wind turbines is given. The station is built of two identical units with inverter excited induction generators. The first generator operates as a master-generator independently of electromechanical processes in the second generator. The second generator operates as a slave-generator. The proposed algorithm of the slave-generator output power control ensures smoothing of master-generator output current. References 9, figure 3.

Key words: mathematical model, induction slave-generator, inverter excitation, wind turbine, grid, algorithm.

Надійшла 12.03.2015

Received 12.03.2015

УДК 621.313

АНАЛІЗ ВПЛИВУ КІЛЬКОСТІ ЗРУЙНОВАНИХ ШПИЛЬОК СТАТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА НА МЕХАНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТЯЖНИХ ПРИЗМ

О.І. Титко, чл.-кор. НАН України, **В.А. Мистецький**, інж.

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Розроблено методіку і проведено дослідження впливу кількості пошкоджених стяжних призм статора турбогенератора на зміну напружено-деформованого стану інших стяжних призм на основі методу абсолютно твердого тіла. Бібл. 5, рис. 3, табл. 6.

Ключові слова: стяжна призма, шпилька призми, статор, турбогенератор, механічні напруження, абсолютно тверде тіло.

У процесі роботи турбогенераторів мають місце пошкодження шпильок (обриви) стяжних призм статора. Процес пошкодження стяжних призм призводить до значних матеріальних і фінансових втрат. Основними причинами пошкоджень є підвищена вібрація і циклічні термомеханічні напруження при змінних режимах навантаження [1]. На рис. 1 показано осереддя статора, де позначено: 1 – натискна плита; 2 – стяжна призма; 3 – пакет активної сталі; 4 – вентиляційний канал; 5 – опорне кільце; 6 – гайка; 7 – кільцева шпонка; 8 – натискний палець; 9 – ступінчасті крайні пакети; 10 – шпилька стяжної призми.

У роботі [3] наводиться проста для використання методика розрахунку зусиль у шпильках призм статора електричних машин, яка потребує подальшого вдосконалення в напрямку збільшення точності розрахунку та при наявності пошкодження

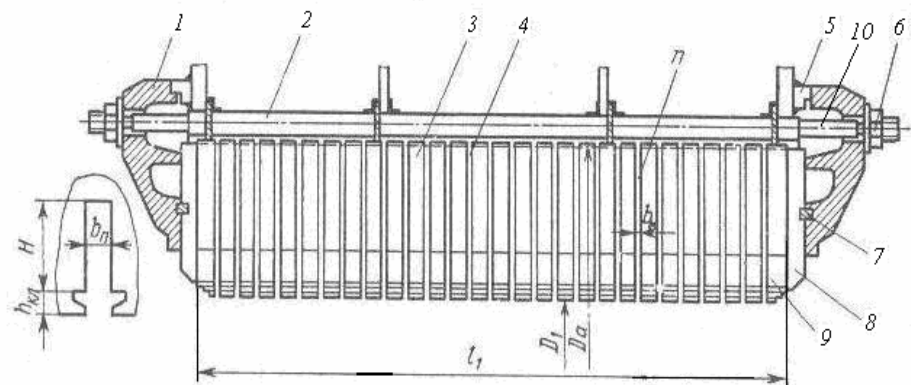


Рис. 1