

большей номинальной мощности они располагаются ниже, чем для трансформаторов меньших номинальных мощностей.

ВЫВОД

Максимуму КПД трансформатора соответствует минимум удельных потерь мощности, а не минимум потерь активной мощности. Показано, что эксплуатация трансформатора предпочтительна в областях за минимумом удельных потерь мощности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергосбережение. Электроснабжение. Автоматизация: Материалы международного. науч.-техн. конф., 22–23 нояб. 2001 г. – Гомель, 2001. – 123 с.
2. Костенко М. П. Электрические машины. – М.; Л.: ГЭИ, 1944. – 815 с.
3. Гончар А. А. Максимум коэффициента полезного действия и минимум потерь в трансформаторе // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений). – 1991. – № 7. – С. 43–45.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 28.01.2003

УДК 621.312

МОДЕЛИРОВАНИЕ КВАЗИУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ АСИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА СИСТЕМНОГО ВЕТРОАГРЕГАТА

Канд. техн. наук, доц. ОЛЕШКЕВИЧ М. М., инж. МАКОСКО Ю. В.

Белорусский национальный технический университет

Неравномерность и непостоянство ветрового потока как носителя энергии определяют трудности, возникающие при работе ветроагрегата, а также особенности режимов работы электрогенераторов ветроэлектрических установок. По этим причинам практически все серийно выпускаемые ветроэлектрические установки снабжаются асинхронным генератором с короткозамкнутым ротором. Такой асинхронный генератор характеризуется простотой конструкции, надежностью, относительно невысокой стоимостью, а также отсутствием проблем синхронизации с энергосистемой. В настоящее время достаточно широко исследованы пусковые режимы ветроэлектрических установок с асинхронным генератором, однако квазиустановившиеся режимы, являющиеся основными рабочими режимами ветроэлектрических установок, все еще требуют изучения.

Практически в течение всего времени в выработке электроэнергии ветроагрегатом наблюдаются порывы и пульсации скорости ветра, которые

становятся причиной колебаний ротора асинхронного генератора. Такой режим считается квазиустановившимся. В ряде публикаций отмечены проблемы работы ветроэлектростановок при порывистом изменении скорости ветра, а также предложены методики исследования квазиустановившихся режимов [1–4]. Однако в этих исследованиях использовалась линейризованная система дифференциальных уравнений, что снижает точность результатов, а частотные характеристики наглядно не отражают физику процесса. Предлагается также подключать ветрогенератор к энергосистеме через полупроводниковый контроллер, позволяющий снизить диапазон колебаний выходных параметров генератора, но такое решение требует значительных затрат. Кроме этого, названные выше публикации не рассматривают возможность оптимизации характеристик ветродвигателя и параметров электрогенератора.

В работе рассматривается системная ветроэлектрическая установка средней мощности (80...400 кВт) с трехлопастным пропеллерным горизонтально-осевым ветродвигателем, редуктором-мультипликатором и асинхронным генератором с короткозамкнутым ротором (рис. 1). Задача состоит в исследовании влияния параметров ветродвигателя и генератора на квазиустановившийся режим работы ветроагрегата, а также в разработке практических рекомендаций по улучшению характеристик ветрогенератора.

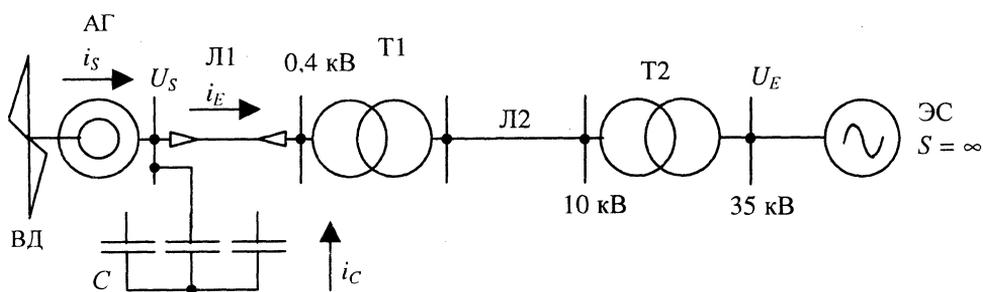


Рис. 1. Системная ветроэлектрическая установка: ВД – ветродвигатель; АГ – асинхронный генератор; Л1, Л2 – кабельная и воздушная линии электропередачи; Т1, Т2 – трансформаторы; С – конденсаторная батарея; ЭС – энергосистема бесконечной мощности

Модель изменений скорости ветра. Ветер обладает не только многолетней и сезонной изменчивостью, изменчивостью в течение суток, но и изменчивостью за очень короткие промежутки времени (мгновенные пульсации скорости и порывы ветра). Внешнее возмущение со стороны ветра может быть представлено в виде периодического изменения скорости воздушного потока с частотой, равной частоте пульсаций ветра:

$$V = V_{cp} + \Delta V \sin(2\pi f_v t), \text{ м/с}, \quad (1)$$

где V_{cp} – средняя скорость ветра, м/с; ΔV – амплитуда пульсаций, м/с; f_v – частота пульсаций, Гц.

Необходимо отметить, что частота и амплитуда пульсаций скорости ветра в разных точках поверхности, ометаемой ветроколесом, различны.

Однако результирующее возмущение представляет собой сумму синусоид (1), и его амплитуда пульсаций будет меньше, чем амплитуды пульсаций скорости ветра в отдельных точках. Частоту пульсаций результирующего возмущения в первом приближении можно принять равной частоте пульсаций средней скорости ветра на уровне оси ветродвигателя. Существует ряд методик определения частоты и амплитуды пульсаций скорости ветра [5–7]. Наблюдения показывают, что при росте средней скорости ветра увеличивается частота пульсаций и порывов, а амплитуда уменьшается. Для исследуемого трехлопастного ветродвигателя при диаметре ветроколеса, меньшем 80 м, можно принять амплитуду пульсаций $\Delta V = \pm 0,32 V_{\text{ср}}$, м/с [5]. Частоты следующих друг за другом пульсаций скорости ветра могут отличаться в 6...8 раз, поэтому исследуем две характерные частоты 1 и 0,167 Гц.

Моделирование ветродвигателя. Воспользуемся аэродинамическими характеристиками исследуемого типа ветродвигателя [8]. Аэродинамические характеристики – зависимость коэффициента момента вращения M от быстроходности Z – показаны на рис. 2. Размерные величины момента ветродвигателя могут быть представлены в виде [6]

$$M_{\text{вд}} = \frac{1}{2} \pi \rho R_{\text{вд}}^3 V^2 M(Z), \text{ Н-м}, \quad (2)$$

где $\rho = 1,25 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха; $R_{\text{вд}}$ – радиус ветродвигателя, м; V – скорость ветра, м/с.

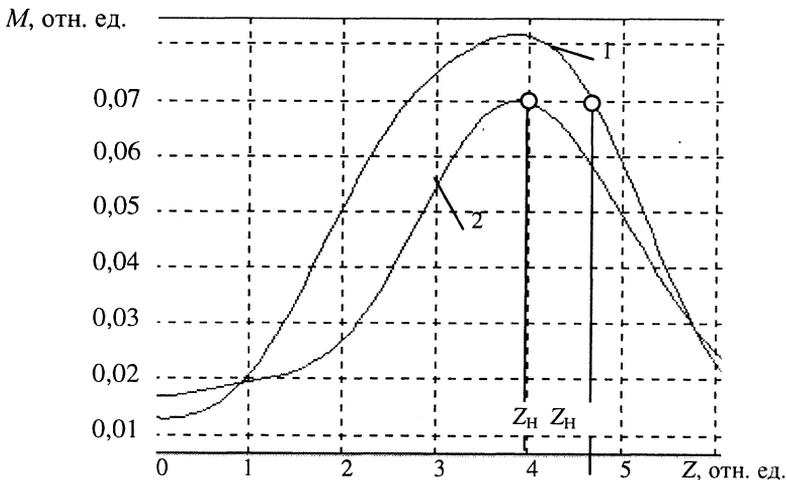


Рис. 2. Аэродинамические характеристики ветродвигателя: 1 – допускающая перегрузку ветродвигателя; 2 – не допускающая перегрузку ветродвигателя

Интерполируя характеристики квадратичными полиномами, получаем:

$$M_1(Z) = -0,00485 Z^2 + 0,03686 Z + 0,01, \text{ отн. ед.}; \quad (3)$$

$$M_2(Z) = -0,0095 Z^2 + 0,095 Z - 0,1695, \text{ отн. ед.}, \quad (4)$$

где быстроходность ветродвигателя

$$Z = \frac{R_{\text{вд}} \omega_1 (1-s)}{V p i}, \text{ отн. ед.}, \quad (5)$$

$\omega_1 = 314 \text{ с}^{-1}$ – синхронная электрическая угловая скорость ротора генератора; s – скольжение генератора; p – число пар полюсов; i – передаточное отношение редуктора-мультипликатора.

Вращающий момент ветродвигателя, приведенный к валу генератора:

$$M_{\text{вд}} = \frac{1}{2} \pi r R_{\text{вд}}^3 V^2 M(Z) \frac{\eta_{\text{ред}}}{i}, \text{ Н}\cdot\text{м}, \quad (6)$$

где $\eta_{\text{ред}}$ – КПД редуктора-мультипликатора.

Уравнения (2)...(6) представляют математическую модель ветродвигателя.

Моделирование электрогенератора и связи с энергосистемой. В качестве математической модели асинхронного генератора используем нелинейную систему уравнений. При этом полагаем, что все три фазы генератора и сети симметричны; ветроагрегат работает параллельно с энергосистемой бесконечной мощности, напряжение на шинах энергосистемы 35 кВ имеет постоянную амплитуду и частоту; высшими пространственными гармониками намагничивающих сил и полей пренебрегаем; расчеты проводим при допущении отсутствия насыщения стали магнитопровода генератора, так как скольжение значительно меньше критического. Для понижения жесткости системы дифференциальных уравнений записываем их по вещественной U и мнимой V осям, вращающимся с синхронной скоростью. Вычисления производим в относительных единицах. Тогда система уравнений генератора имеет вид [9]:

$$\frac{d\psi_{SU}}{dt} = U_{SU} - \omega_1 \alpha'_S \psi_{SU} + \omega_1 \alpha'_S k_R \psi_{RU} + \omega_1 \psi_{SV}; \quad (7)$$

$$\frac{d\psi_{SV}}{dt} = U_{SV} - \omega_1 \alpha'_S \psi_{SV} + \omega_1 \alpha'_S k_R \psi_{RV} - \omega_1 \psi_{SU}; \quad (8)$$

$$\frac{d\psi_{RU}}{dt} = -\omega_1 \alpha'_R \psi_{RU} + \omega_1 \alpha'_R k_S \psi_{SU} + \omega_1 S \psi_{RV}; \quad (9)$$

$$\frac{d\psi_{RV}}{dt} = -\omega_1 \alpha'_R \psi_{RV} + \omega_1 \alpha'_R k_S \psi_{SV} - \omega_1 S \psi_{RU}, \quad (10)$$

где U_{SU}, U_{SV} – напряжения на выводах генератора; $\psi_{SU}, \psi_{SV}, \psi_{RU}, \psi_{RV}$ – пространственные векторы потокосцеплений статора и ротора; S – скольжение. Коэффициенты в уравнениях:

$$K_S = \frac{X_o}{X_S}; K_R = \frac{X_o}{X_R}; \alpha'_S = \frac{R_1}{X_S \left(1 - \frac{X_o^2}{X_S X_R}\right)}; \alpha'_R = \frac{R'_2}{X_R \left(1 - \frac{X_o^2}{X_S X_R}\right)}, \quad (11)$$

где X_S, X_R – полные реактивные сопротивления статора и ротора; X_o – реактивное сопротивление от основного потока; R_1, R'_2 – активные сопротивления статора и ротора.

Составим уравнения баланса напряжений и токов для линии связи с энергосистемой. Уравнения записываем для фазы A трехфазной системы (рис. 1):

$$\Delta U = U_S - U_E = i_E R_{\text{Л}} + L_{\text{Л}} \frac{di_E}{dt}; \frac{dU_S}{dt} = \frac{1}{C} i_C; i_S + i_C = i_E, \quad (12)$$

где i_E – ток в линии; i_C – то же батареи конденсаторов; i_S – то же обмотки статора генератора; U_S, U_E – напряжения на выводах генератора и шинах энергосистемы; $R_{\text{Л}}, L_{\text{Л}}$ – обобщенные параметры ЛЭП и трансформаторов; C – емкость конденсаторов. Для перехода от фазных величин к координатам U, V подставим вместо значений $\Delta U, i$ выражения в координатах U, V :

$$\Delta U = \Delta U_u \cos \omega_1 t - \Delta U_v \sin \omega_1 t; \quad (13)$$

$$i = i_u \cos \omega_1 t - i_v \sin \omega_1 t. \quad (14)$$

После ряда преобразований получим уравнения в координатах U, V :

$$U_{SU} - U_{EU} = i_{EU} R_{\text{Л}} + L_{\text{Л}} \frac{di_{EU}}{dt} - L_{\text{Л}} \omega_1 i_{EV}; \quad (15)$$

$$U_{SV} - U_{EV} = i_{EV} R_{\text{Л}} + L_{\text{Л}} \frac{di_{EV}}{dt} + L_{\text{Л}} \omega_1 i_{EU}; \quad (16)$$

$$\frac{dU_{SU}}{dt} - \omega_1 U_{SV} = \frac{1}{C} (i_{EU} - i_{SV}); \quad (17)$$

$$\frac{dU_{SV}}{dt} + \omega_1 U_{SU} = \frac{1}{C} (i_{EV} - i_{SV}). \quad (18)$$

Представим уравнения (15)–(18) в форме Коши и дополним их уравнениями (7)–(10), а также уравнением движения ротора. Получим систему уравнений (19) в относительных единицах. В системе (19) зависимость $M(Z)$ определяется по (3) и (4), а скорость ветра по (1).

Таким образом, полученная система нелинейных дифференциальных уравнений (19) является математической моделью, с помощью которой могут быть исследованы квазиустановившиеся режимы работы ветроагрегата.

Вычислительный эксперимент проводился на ПЭВМ на основании разработанной программы в математической системе MATLAB V6.0.

Параметры трансформаторов и линий на рис. 1:

Трансформатор Т1-35/10 кВ; $S_{\text{HT}} = 2500$ кВА; $U_k = 6,5\%$; $\Delta P_k = 23,5$ кВт;
 трансформатор Т2-10/0,4 кВ; $S_{\text{HT}} = 400$ кВА; $U_k = 4,5\%$; $\Delta P_k = 5,5$ кВт.

Воздушная ЛЭП – 10 кВ; $L_{\text{вл}} = 2,5$ км; $X_0 = 0,4$ Ом/км; кабельная ЛЭП –
 0,4 кВ; $L_{\text{кл}} = 0,4$ км; $R_0 = 0,169$ Ом/км; $X_0 = 0,06$ Ом/км.

Исследования проводились на примере двух асинхронных генераторов с короткозамкнутыми роторами:

1. $P_{\text{HT}} = 110$ кВт; $U_{\text{HT}} = 220/380$ В; $I_{\text{HT}} = 201$ А; $J_r = 2,3$ кг·м²; $R_1 = 0,0252$ Ом; $R_2' = 0,0208$ Ом; $X_1 = 0,1335$ Ом; $X_2' = 0,175$ Ом; $X_0 = 5,363$ Ом; $2p = 4$.

2. $P_{\text{HT}} = 250$ кВт; $U_{\text{HT}} = 220/380$ В; $I_{\text{HT}} = 436$ А; $J_r = 6$ кг·м²; $R_1 = 0,00656$ Ом; $R_2' = 0,00656$ Ом; $X_1 = 0,0454$ Ом; $X_2' = 0,0656$ Ом; $X_0 = 2,321$ Ом; $2p = 4$.

Ветрогенераторы:

1. $P_{\text{вд}} = 110$ кВт при $V_p = 12$ м/с и $n_{\text{вд}} = 57$ об/мин; $R_{\text{вд}} = 10$ м. Передаточное число и КПД редуктора-мультипликатора $i = 26$; $\eta_{\text{ред}} = 0,95$. Момент инерции ветрогенератора, приведенный к валу генератора, $J_{\text{вд.пр}} = 55$ кг·м².

2. $P_{\text{вд}} = 250$ кВт при $V_p = 12$ м/с и $n_{\text{вд}} = 40$ об/мин; $R_{\text{вд}} = 15$ м. Передаточное число и КПД редуктора-мультипликатора $i = 38$; $\eta_{\text{ред}} = 0,95$. Момент инерции ветрогенератора, приведенный к валу генератора, $J_{\text{вд.пр}} = 96,4$ кг·м².

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\psi_{SV}}{dt} &= U_{SV} - \alpha'_S \psi_{SV} + \alpha'_S k_R \psi_{RV} - \psi_{SU}; \\ \frac{d\psi_{SU}}{dt} &= U_{SU} - \alpha'_S \psi_{SU} + \alpha'_S k_R \psi_{RU} + \psi_{SV}; \\ \frac{d\psi_{RU}}{dt} &= -\alpha'_R \psi_{RU} + \alpha'_R k_S \psi_{SU} + S \psi_{RV}; \\ \frac{d\psi_{RV}}{dt} &= -\alpha'_R \psi_{RV} + \alpha'_R k_S \psi_{SV} - S \psi_{RU}; \\ \frac{dU_{SU}}{dt} &= \frac{z_6}{x_{\text{Л}}} (i_{EU} - i_{SU}) + U_{SV}; \\ \frac{dU_{SV}}{dt} &= \frac{x_C}{z_6} (i_{EV} - i_{SV}) - U_{SU}; \\ \frac{di_{EU}}{dt} &= \frac{z_6}{x_{\text{Л}}} (U_{SU} - U_{EU}) - \frac{R_{\text{Л}}}{x_{\text{Л}}} i_{EU} + i_{EV}; \\ \frac{di_{EV}}{dt} &= \frac{z_6}{x_{\text{Л}}} (U_{SV} - U_{EV}) - \frac{R_{\text{Л}}}{x_{\text{Л}}} i_{EV} - i_{EU}; \\ \frac{dS}{dt} &= \left(-\frac{3}{2} p \omega_1 \frac{K_R}{x'_S} (\psi_{RU} \psi_{SV} - \psi_{SU} \psi_{RV}) \psi_6^2 - \right. \\ &\quad \left. - \frac{1}{2} \pi p R_{\text{вд}}^3 V^2 M(Z) \frac{\eta_{\text{ред}}}{i} \right) \frac{P}{\omega_1 J_{\text{пр}}} t_6. \end{aligned} \right\} \quad (19)$$

С учетом приведенных параметров модель ветродвигателя 110 кВт с аэродинамической характеристикой 1 (рис. 2) представляется в виде

$$M_{\text{вд}} = -34700(1-S)^2 + 4368(1-S)(V_{\text{cp}} + \Delta V \sin(2\pi f_v t)) + \\ + 19,62(V_{\text{cp}} + \Delta V \sin(2\pi f_v t))^2, \text{ Н}\cdot\text{м.} \quad (20)$$

Модель ветродвигателя 110 кВт с характеристикой 2:

$$M_{\text{вд}} = -67970(1-S)^2 + 11257(1-S)(V_{\text{cp}} + \Delta V \sin(2\pi f_v t)) - \\ - 332,6(V_{\text{cp}} + \Delta V \sin(2\pi f_v t))^2, \text{ Н}\cdot\text{м.} \quad (21)$$

Модель ветродвигателя 250 кВт с характеристикой 1:

$$M_{\text{вд}} = -123475(1-S)^2 + 15136(1-S)(V_{\text{cp}} + \Delta V \sin(2\pi f_v t)) + \\ + 66,23(V_{\text{cp}} + \Delta V \sin(2\pi f_v t))^2, \text{ Н}\cdot\text{м.} \quad (22)$$

В качестве базисных величин в системе относительных единиц приняты:

$$U_6 = U_{\text{нг}} \sqrt{2}; I_6 = I_{\text{нг}} \sqrt{2}; \omega_6 = \omega_1; \psi_6 = \frac{U_6}{\omega_6}; Z_6 = \frac{U_6}{I_6}; L_6 = \frac{Z_6}{\omega_6}; t_6 = \frac{1}{\omega_1}. \quad (23)$$

Суммарное сопротивление линии-связи с энергосистемой, приведенное к напряжению 0,4 кВ и выраженное в относительных единицах: $R_{\text{л}} = 0,11$ отн. ед., $X_{\text{л}} = 0,041$ отн. ед., а также $R_{\text{л}}/L_{\text{л}} = 2,43$ отн. ед.

Сопротивление батареи конденсаторов ($Q_C = 52$ квар) $X_C = 2,54$ отн. ед.

Параметры генератора 110 кВт: $K_S = 0,9757$ отн. ед.; $K_R = 0,9684$ отн. ед.; $\alpha'_S = 0,0831$ отн. ед.; $\alpha'_R = 0,0681$ отн. ед.; $X'_S = 0,2767$ отн. ед.; $X'_R = 0,2788$ отн. ед.

Параметры генератора 250 кВт: $K_S = 0,9808$ отн. ед.; $K_R = 0,9725$ отн. ед.; $\alpha'_S = 0,06$ отн. ед.; $\alpha'_R = 0,059$ отн. ед.; $X'_S = 0,1$ отн. ед.; $X'_R = 0,1$ отн. ед.

Начальные значения искомым функций были выбраны соответствующими статической точке идеального холостого хода.

Результаты вычислительного эксперимента представлены на рис. 3–8 и в табл. 1–4. Как видно из рис. 3, в квазиустановившемся режиме работы ветроагрегата фазный ток статора генератора представляет собой модулированные по амплитуде колебания (синусоида с переменной амплитудой).

Огибающая амплитудных значений тока не соответствует по амплитуде и частоте уравнению порыва ветра (1). Это обусловлено сложной зависимостью момента ветродвигателя от времени (20)–(22). Ветрогенератор работает при значительной неравномерности момента ветродвигателя,

т. е. при неравномерной нагрузке, что порождает значительное снижение КПД и $\cos\varphi$ генератора. При средних скоростях ветра, близких к расчетной скорости ветра, генератор работает с перегрузкой.

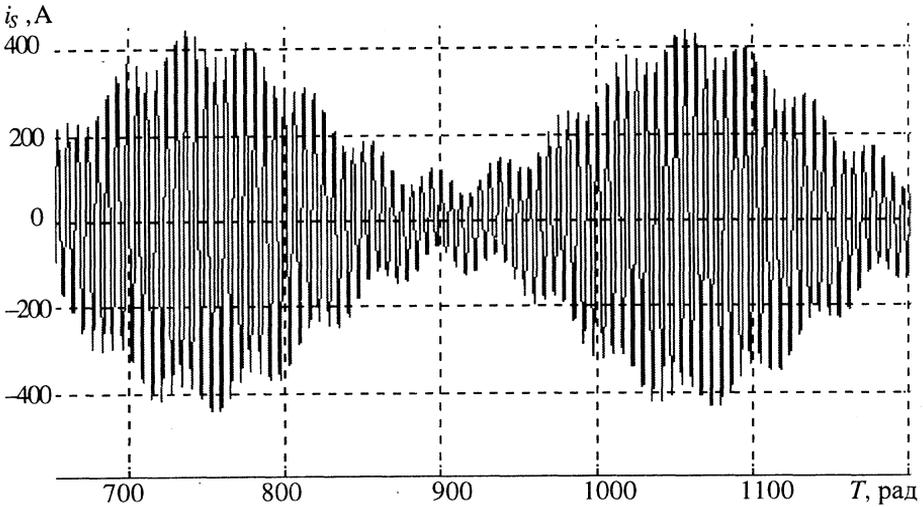


Рис. 3. Зависимость фазного тока статора генератора i_s от времени ($T = t\omega_1$); аэродинамическая характеристика ветродвигателя № 1 с перегрузкой; $P_{вд} = 110$ кВт; $P_{нг} = 110$ кВт; $J_{вд.пр} = 55$ кг·м²; $\alpha'_R = 0,0681$ отн. ед.

На рис. 4 и 5 представлены соответственно переходный процесс в цепи ротора генератора и огибающая амплитудных значений напряжения на шинах 0,4 кВ, к которым подключены выводы статора генератора и батареи конденсаторов (рис. 1). Из табл. 1...4 также следует, что определяющее влияние на режим работы генератора оказывает амплитуда порыва ветра.

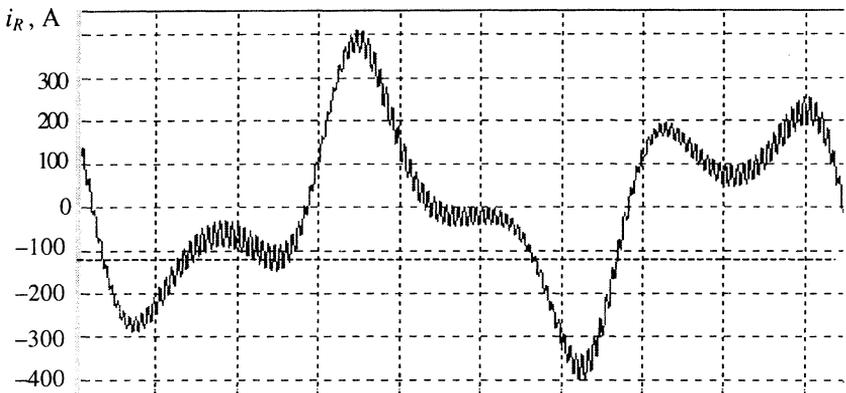


Рис. 4. Зависимость тока ротора генератора i_R от времени T в системе координат ротора ($T = t\omega_1$); аэродинамическая характеристика ветродвигателя № 1 с перегрузкой; $P_{вд} = 110$ кВт; $P_{нг} = 110$ кВт; $J_{вд.пр} = 55$ кг·м²; $\alpha'_R = 0,0681$ отн. ед.

Из расчетов следует, что в квазиустановившихся режимах работы ветрогенератора имеют место колебания скольжения генератора, пульсация тока статора (разность максимальной и минимальной амплитуд тока: $\Delta I = I_{\max} - I_{\min}$) и напряжения генератора и, как следствие, колебания момен-

та и мощности, выдаваемой в энергосистему. Имеет место также переходный процесс в цепи ротора генератора (рис. 4).

Проведенные расчеты показывают, что пульсации токов статора и ротора генератора могут быть снижены посредством увеличения момента инерции ветродвигателя или выбором для него другой аэродинамической характеристики (табл. 1–3).

Таблица 1

$P_{нг} = 110$ кВт; $P_{вд} = 110$ кВт; $J_{вд.пр} = 55$ кг·м²; $V_{ср} = 12$ м/с

Тип зависимости $M(Z)$ (рис. 2)	Частота пульсации ветра f_v , Гц	Минимальное скольжение в генераторном режиме S_{min} , %	Максимальное скольжение в генераторном режиме S_{max} , %	Минимальная величина огибающей амплитудн. значений напряжения U_{Smin} , %	Максимальная величина огибающей амплитудн. значений напряжения U_{Smax} , %	Минимальная амплитуда фазного тока статора генератора I_{Smin} , А	Максимальная амплитуда фазного тока статора генератора I_{Smax} , А
№ 1 с перегрузкой	1	-0,4	-2,4	102	123	60	430
№ 1 с перегрузкой	0,167	-0,2	-2,5	98	124	50	450
№ 2 без перегрузки	1	-0,4	-1,8	102	117	60	320
№ 2 без перегрузки	0,167	-0,2	-1,8	100	118	25	320

Таблица 2

$P_{нг} = 250$ кВт; $P_{вд} = 250$ кВт; $J_{вд.пр} = 96,4$ кг·м²; $V_{ср} = 11$ м/с

Тип зависимости $M(Z)$ (рис. 2)	Частота пульсации ветра f_v , Гц	Минимальное скольжение в генераторном режиме S_{min} , %	Максимальное скольжение в генераторном режиме S_{max} , %	Минимальная величина огибающей амплитудн. значений напряжения U_{Smin} , %	Максимальная величина огибающей амплитудн. значений напряжения U_{Smax} , %	Минимальная амплитуда фазного тока статора генератора I_{Smin} , А	Максимальная амплитуда фазного тока статора генератора I_{Smax} , А
№ 1 с перегрузкой	1	-0,1	-2,1	102	122	100	900
№ 1 с перегрузкой	0,167	-0,1	-2,2	102	122	100	1000

Таблица 3

$P_{нг} = 110$ кВт; $P_{вд} = 110$ кВт; $J_{вд.пр} = 55$ кг·м²; $V_{ср} = 10$ м/с

Тип зависимости $M(Z)$ (рис. 2)	Частота пульсации ветра f_v , Гц	Минимальное скольжение в генераторном режиме S_{min} , %	Максимальное скольжение в генераторном режиме S_{max} , %	Минимальная величина огибающей амплитудн. значений напряжения U_{Smin} , %	Максимальная величина огибающей амплитудн. значений напряжения U_{Smax} , %	Минимальная амплитуда фазного тока статора генератора I_{Smin} , А	Максимальная амплитуда фазного тока статора генератора I_{Smax} , А
№ 1 с перегрузкой	1	-0,1	-1,8	98	115	50	300

$$P_{нг} = 110 \text{ кВт}; P_{вд} = 110 \text{ кВт}; J_{вд.пр} = 55 \text{ кг}\cdot\text{м}^2; V_{ср} = 12 \text{ м/с}; f_v = 1 \text{ Гц}$$

Тип зависимости $M(Z)$ (рис. 2)	Активное сопротивление ротора генератора R'_2 отн. ед.	Коэффициент α'_R , отн. ед.	Минимальное скольжение в генераторном режиме S_{\min} , %	Максимальное скольжение в генераторном режиме S_{\max} , %	Минимальная величина огибающей амплитудн. значений напряжения $U_{S\min}$, %	Максимальная величина огибающей амплитудн. значений напряжения $U_{S\max}$, %	Минимальная амплитуда фазного тока статора генератора $I_{S\min}$, А	Максимальная амплитуда фазного тока статора генератора $I_{S\max}$, А
№ 1 с перегрузкой	0,0276	0,099	-1,5	-3,9	103	118	160	388
№ 1 с перегрузкой	0,0335	0,12	-2	-4,3	105	110	180	365

При увеличении момента инерции ветродвигателя до $150 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$ (почти в три раза) пульсация тока статора генератора снизилась на 42 % по сравнению с исходной (табл. 1). Однако, с точки зрения технологии, увеличение момента инерции ветродвигателя нерационально, так как это приводит к повышению массы и габаритов всего ветроагрегата и снижению надежности и долговечности его опорных подшипников.

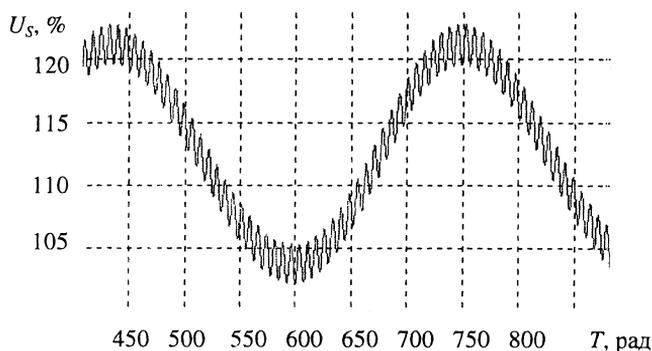


Рис. 5. Зависимость огибающей амплитудных значений напряжения на шинах генератора U_s от времени ($T = t\omega_1$): аэродинамическая характеристика ветродвигателя № 1 с перегрузкой; $P_{вд} = 110 \text{ кВт}$; $P_{нг} = 110 \text{ кВт}$; $J_{вд.пр} = 55 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$; $\alpha'_R = 0,0681$ отн. ед.

В табл. 2 приведены результаты расчетов квазиустановившихся режимов для ветроагрегата 250 кВт, ветродвигатель которого значительно более инерционен ($J_{вд.пр} = 96,4 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$), чем рассмотренный выше ветродвигатель 110 кВт. Несмотря на значительный момент инерции ветродвигателя, также имеют место пульсации токов и напряжения генератора.

В табл. 1 приведены результаты расчета квазиустановившихся режимов для ветродвигателя 110 кВт с аэродинамической характеристикой № 2 (рис. 2). Анализ данных табл. 1 показывает, что пульсация тока статора генератора при работе с ветродвигателем со второй характеристикой снижается на 30 %, при этом перегрузка генератора по току статора составляет всего 12 %, тогда как в первом случае перегрузка по току статора генера-

тора составляет 43 %. Здесь необходимо отметить, что система электропривода поворота лопастей ветродвигателя является достаточно инерционной, и поэтому ее использование для снижения перегрузки генератора по току при порывах ветра нецелесообразно.

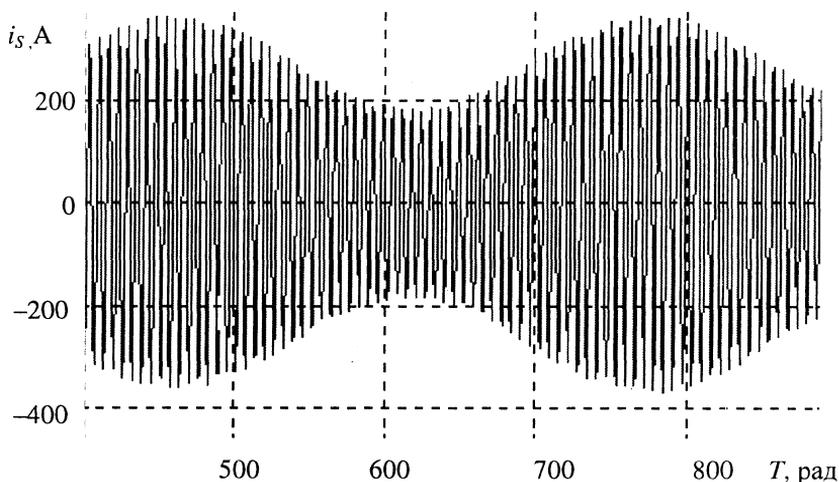


Рис. 6. Зависимость фазного тока статора генератора i_s от времени ($T = t \omega_1$): аэродинамическая характеристика ветродвигателя № 1 с перегрузкой; $P_{вд} = 110$ кВт; $P_{нг} = 110$ кВт; $J_{вд.пр} = 55$ кг·м²; активное сопротивление ротора генератора увеличено $\alpha'_R = 0,12$ отн. ед.

Таким образом, с целью оптимизации режима работы генератора и повышения его КПД и $\cos\phi$ разработчикам ветроэлектрических установок необходимо учитывать возможности ветродвигателя.

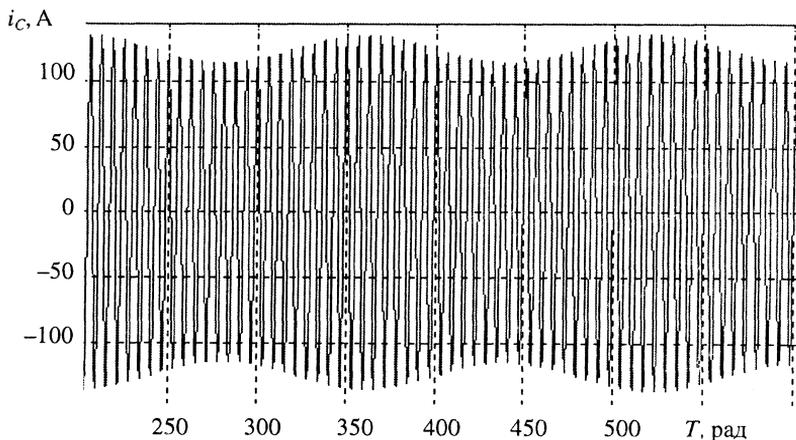


Рис. 7. Зависимость тока конденсаторной батареи i_c от времени ($T = t \omega_1$): аэродинамическая характеристика ветродвигателя № 1 с перегрузкой; $P_{вд} = 110$ кВт; $P_{нг} = 110$ кВт; $J_{вд.пр} = 55$ кг·м²; $\alpha'_R = 0,0681$ отн. ед.

При таком подходе вращающий момент ветродвигателя, соответствующий номинальному числу модулей Z_n , должен быть близок к максимальному вращающему моменту (рис. 2, характеристика № 2). Это позволяет практически полностью устранить перегрузку генератора.

В табл. 4 и на рис. 6 представлены результаты вычислительного эксперимента при увеличенном активном сопротивлении ротора генератора.

В этом случае при увеличении активного сопротивления ротора в 1,45 и 1,76 раза пульсация тока статора генератора снизилась соответственно на 38 и 50 % по сравнению с исходной (рис. 3). Предлагаемый способ снижения неравномерности работы ветрогенератора и улучшения его характеристик является недорогим, эффективным и иногда единственным, особенно при замене генератора на уже действующей ветроэлектрической установке. (Замена генератора производится обычно один раз при сроке службы ветроэлектрической установки 20...25 лет.)

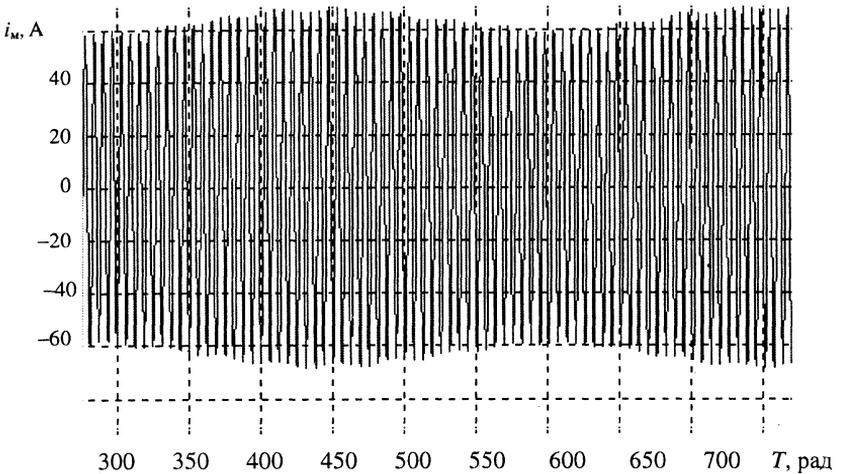


Рис. 8. Зависимость намагничивающего тока генератора i_m от времени ($T = t \omega_1$); аэродинамическая характеристика ветродвигателя № 1 с перегрузкой; $P_{вд}=110$ кВт; $P_{нг} = 110$ кВт; $J_{вл.пр} = 55$ кг·м²; $\alpha'_R = 0,0681$ отн. ед.

Активное сопротивление ротора существенно влияет на величину и характер распределения потерь в статоре и роторе ветрогенератора в квазиустановившемся режиме работы. Поэтому влияние параметров схемы замещения генератора на его характеристики в квазиустановившемся режиме требует дальнейшего изучения, что возможно на основе полученной математической модели (19).

Данные табл. 3 показывают, что колебания напряжения, тока и мощности ветрогенератора имеют место и при средних скоростях ветра, меньших расчетной скорости ветра.

На рис. 8 приведена зависимость намагничивающего тока генератора, определяющего потребление реактивной мощности, а на рис. 7 – зависимость тока, выдаваемого конденсаторной батареей, от времени. Из анализа этих графиков следует, что в квазиустановившемся режиме потребление асинхронным генератором реактивной мощности изменяется незначительно. Мощность конденсаторной батареи пропорциональна квадрату напряжения на шинах выводов статора генератора $Q \cong U_S^2$ и изменяется в более широких пределах. Следовательно, в квазиустановившемся режиме работы ветроагрегата возможен несанкционированный переток реактивной мощности по линии-связи с энергосистемой, что является еще одним доводом необходимости снижения колебаний напряжения и пульсаций токов ветрогенератора, т. е. оптимизации его режимов работы и параметров.

ВЫВОДЫ

1. Полученная математическая модель квазиустановившихся режимов работы ветроагрегата представляет систему нелинейных дифференциальных уравнений и позволяет наглядно отразить и проанализировать физику процесса.

2. Установлено, что определяющее влияние на квазиустановившийся режим работы ветроагрегата оказывает амплитуда пульсации ветра, которая может быть определена экспериментально или принята из справочной литературы.

3. Практическим результатом расчетов является возможность улучшения характеристик ветрогенератора и оптимизации режима работы ветроагрегата посредством применения для ветродвигателя не создающей перегрузок аэродинамической характеристики, а также посредством проектирования асинхронного генератора с повышенным активным сопротивлением короткозамкнутого ротора.

ЛИТЕРАТУРА

1. System management of a wind – energy converter // IEEE Trans. Power Electron, 2001.– Vol.16, № 3.

2. Power optimization of wind electric conversion system integrated into utility grid // Wind Engineering, 1992. – Vol. 6, № 1.

3. Дмитриева Г. А., Макаровский С. Н., Хвошинский З. Г. Результаты моделирования работы неуправляемой ветроэлектрической установки в энергосистеме большой мощности // Электричество. – 1998. – № 8.

4. Рогозин А. А., Пинегин А. Л. Сопоставительный анализ условий работы асинхронных и синхронных ветроэлектрических генераторов в энергосистеме // Электричество. – 1996. – № 2.

5. Андрианов В. Н., Быстрицкий Д. Н., Вашкевич К. Л. Ветроэлектрические станции // М.; Л.: Госэнергоиздат, 1960.

6. Шефтер Я. И. Ветроэнергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1982.

7. Большаков В. С. О количественной характеристике порывистости ветра // Метеорология, гидрология. – 1955. – № 3.

8. Вашкевич К. П. Аэродинамические характеристики ветродвигателей ветроэлектрических установок // Изв. РАН. Энергетика. – 1997. – № 3.

9. Копылов И. П. Математическое моделирование электрических машин. – М.: Высш. шк., 2001.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 12.12.2002