

Исследование влияния возмущений в электрической сети 110 кВ на режимные и динамические параметры ветроэнергетической установки четвертого типа

В. Ю. Астапов

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской академии наук
Иркутск, Россия
ast.slava@gmail.com

А. А. Ачитаев

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета
Саяногорск, Республика Хакасия, Россия
aachitaev@shf-sfu.ru

Аннотация. В настоящее время в России наблюдается возросший интерес к развитию ветроэнергетики и ее внедрению в существующие электрические сети. Необходимо отметить, что в настоящее время в российской ветроэнергетике в основном используются зарубежные технологии, при этом отсутствуют действующие нормативно-правовые документы, обеспечивающие функционирование рассматриваемого ветроэнергетического генерирующего оборудования с преобразователями частоты. В работе представлено создание математической модели ветроэнергетической установки (ВЭУ) с многополюсным синхронным генератором с постоянными магнитами (СГПМ), который позволяет подключиться к системе через ведомый по сети полноразмерный преобразователь частоты. В статье рассмотрено влияние изменения режимных параметров электрической сети 110 кВ на режимные параметры работы ВЭУ с СГПМ. Динамическая модель ветроэнергетической установки IV типа построена на основе классических дифференциальных уравнений Парка–Горева. Для анализа полученной модели произведено моделирование трех различных видов возмущений в электроэнергетической системе на стороне 110 кВ.

Ключевые слова: энергосистема, электрическая сеть, ветроэнергетика, ветроэнергетическая установка, динамическая модель, ветровая турбина, синхронный генератор, преобразователь

I. ВВЕДЕНИЕ

В последнее столетие в мире прослеживается очевидная тенденция в развитии использования возобновляемой энергии. Развитие ветроэнергетики в мире идет по пути масштабирования единичных ветроэнергетических установок, имеющих малую мощность, и их объединения в электрические сети. Массовая интеграция в энергосистемы возобновляемых источников энергии приводит к значительному росту общего количества источников энергии, работающих на общую электрическую сеть, что является следствием невозможности визуального распознавания режимов работы отдельных энергоустановок и ручного управления ими [1]. Исследованию режимов работы электрических сетей с ветроэнергетическими установками в России занимается ряд коллективов. Особенно выделяются работы Илюшина П.В. в части формирования требований по подключению ВЭУ к

электрическим сетям [1]. Следует отметить работы коллектива под руководством профессора Гусева А.С., которые связаны с всережимным моделированием различных типов ветроэнергетических установок в электрических сетях и анализа их устойчивости [2], а также работы Елистратова В.В., которые посвящены математическому моделированию ветроэнергетических установок малой и средней мощности [3, 4]. Среди ученых, исследующих аэродинамику различных типов ВЭУ, а также влияние ветроустановок на работу электрической сети выделяются Безруких П.П., Грибкова С.В. и Николаева В.Г. [5]. В России, как правило, применяются ветроэнергетические установки либо зарубежных заводов-изготовителей, либо собранные по лицензии в России из импортных комплектующих, с частичной локализацией производства отдельных элементов на российских предприятиях [1]. Поэтому ВЭУ соответствуют требованиям действующих зарубежных нормативно-технических документов. Например, с целью защиты от перегрева транзисторов IGBT применяется характеристика LVRT (Low Voltage Ride Through), которая служит технологической защитой от теплового воздействия при перегрузках по уровню снижения напряжения (рис. 1). Подробно описано принцип функционирования данной технологической защиты в работах Илюшина П.В., а также в работах зарубежных авторов [1, 7–14, 16–21].

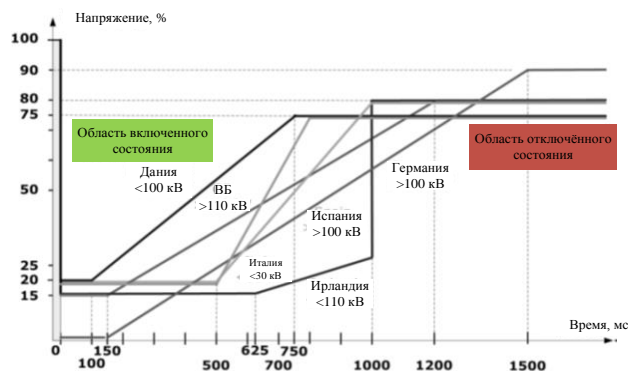


Рис. 1. Характеристика LVRT современных ВЭУ [15]

II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Ветровая электростанция мощностью 10 МВт, состоящая из пяти Ветровых турбин мощностью 2 МВт, подключенных к сети 35 кВ через линии 35 кВ длиной

30 км каждая (рис. 2). Ветровая турбина четвертого типа состоит из синхронного генератора, подключенного к диодному выпрямителю, повышающему ШИМ-преобразователю DC-DC на основе IGBT транзисторов и ШИМ-преобразователю DC/AC также на основе IGBT транзисторов [17].

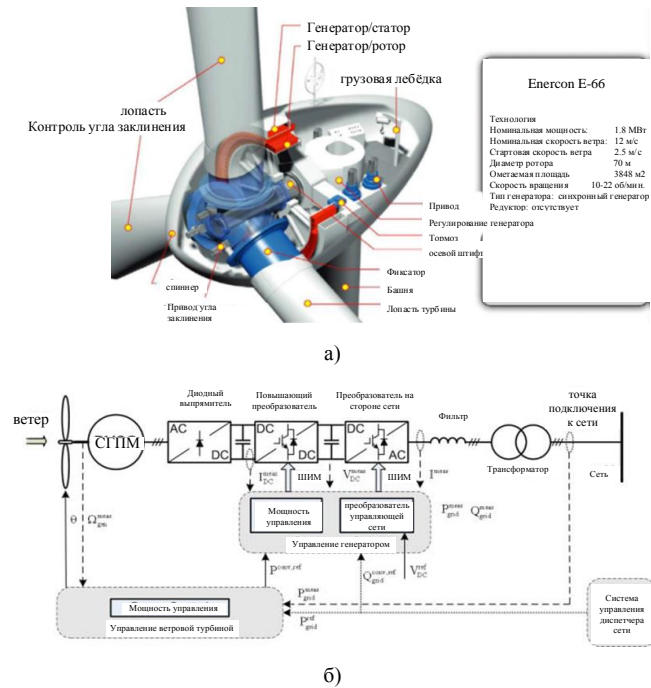


Рис. 2. Конфигурация исследуемой турбины Enercon мощностью 2 МВт [15]: а) компоновка гондолы; б) схема управления

Технология ветровых турбин IV типа позволяет извлекать максимальную энергию из ветра при низкой скорости ветра за счет оптимизации скорости турбины в этой зоне, минимизируя, при этом, механические нагрузки на турбину во время порывов ветра [19–20].

III. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Ветровая турбина преобразует кинетическую энергию ветрового потока в механическую энергию вращения турбины. Как известно, механическую мощность на валу ветрогенератора можно представить следующим уравнением [2, 3]:

$$P = \frac{1}{2} \rho A C_p(Z, \beta) v^3 \quad (1)$$

где v – скорость ветра, м/с; ρ – плотность воздуха, кг/м³; A – площадь ометаемая ветроколесом, м²; β – угол поворота лопасти турбины ВЭУ, град; C_p – коэффициент мощности ветровой турбины.

Угол β зависит от скорости ветра. Известно, что работа ветроэнергетической установки в режиме переменной скорости вращения сопряжено с нулевым значением угла β [12].

Как известно, коэффициент быстроходности вычисляется по формуле [3]:

$$Z = \frac{\omega R}{v} \quad (2)$$

где ω – угловая скорость вращения турбины ВЭУ, рад/с; R – радиус турбины, м.

Коэффициент мощности ветровой турбины представлен следующим уравнением [3]:

$$C_p(Z, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 Z \quad (3)$$

где $c_1 = 0.517$; $c_2=116$; $c_3=0.4$; $c_4=5$; $c_5=21$; $c_6=0.0068$ приняты при $\beta=0$.

Коэффициент λ_i выражается следующим уравнением:

$$\lambda_i = 1 / \left(\frac{1}{Z + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right) \quad (4)$$

Коэффициент мощности ветровой турбины зависит от угла β и зависит от текущей быстроходности. Рис. 3 отображает характеристику зависимости изменений коэффициента мощности при фиксированном угле β при изменении коэффициента λ .

Механическая мощность от ветровой турбины нелинейно зависит от угла β , скорости ветра и частоты вращения турбины [22]:

$$T_J \frac{d\omega}{dt} = P_G - P \quad (5)$$

где T_J – постоянная времени инерции ротора генератора, с.; P_G – активная мощность генератора.

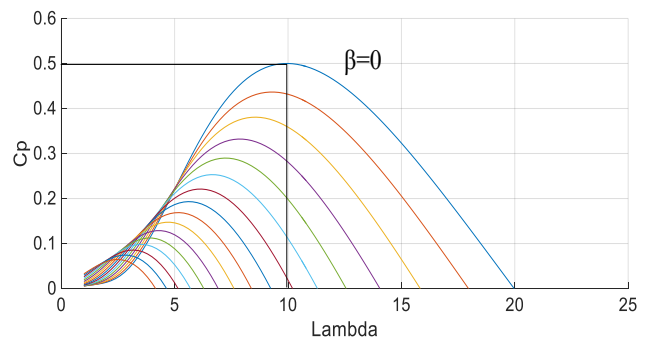


Рис. 3. Диаграмма зависимости коэффициента мощности при заданном угле β лопасти турбины от величины λ

Угол β оказывает большое влияние на коэффициент мощности C_p . В случае режима ограничения мощности турбины система управления углом β контролируется в турбине и сравнивает его с номинальной скоростью. Если фактическая скорость превышает номинальную скорость, система управления регулирует угол продольного наклона, чтобы сбросить часть энергии ветра и поддержать скорость на номинальном уровне [22]. Рис. 4 отображает структуру управления углом β .

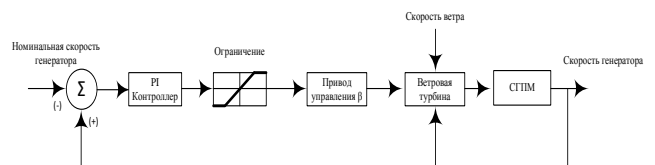


Рис. 4. Упрощенная система управления углом β в замкнутом контуре

Силовой преобразователь частоты со стороны генератора управляет активной мощностью генератора, подаваемой в электрическую сеть с помощью системы отслеживания максимальной точки мощности (МРРТ), а силовой преобразователь на стороне электрической сети управляет напряжением постоянного тока и реактивной мощностью. Для анализа и исследования режимов работы сетевой ВЭУ с синхронным генератором с постоянными магнитами и оценки возможностей регулирования частотой вращения генератора в условиях переменной скорости ветра и частотой вращения генератора при оптимальной выдаче мощности в сеть 110 кВ была построена математическая модель ветровой турбины с переменной скоростью вращения [4]. В статье [22] описаны основные законы автоматического управления частотным преобразователем. Следует отметить, что для упрощения контроля напряжения принят алгоритм контроля тока по оси d . Упрощённая математическая модель представлена (6) и рис. 5.

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_d}(u_d - i_d \cdot r_s + L_q \cdot \omega \cdot i_q) \\ \frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_q}(u_q - i_q \cdot r_s - L_d \cdot \omega \cdot i_d - \Psi \omega) \\ M_G = \frac{3}{2} p [\Psi_m i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \end{cases} \quad (6)$$

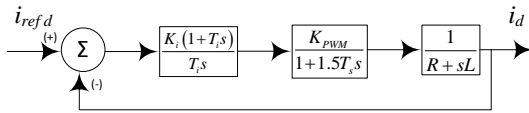


Рис. 5. Упрощенная модель контура управления тока по оси d преобразователя частоты [22]

В данной статье рассмотрены математические модели ветроэнергетической установки в составе ветроэлектрической станции (ВЭС) при реализации нормативных возмущающих воздействий со стороны сети 110 кВ следующих сценариев (рис. 6):

- резкая просадка напряжения в электрической сети 110 кВ на 25 %;
- удаленное трёхфазное короткое замыкание в сети 110 кВ.

Для математического моделирования СГПМ принята простая модель, полученная в d - q координатах ротора. Переход от фазных координат (a , b , c) к координатам (d , q) может быть осуществлён при помощи преобразований Парка–Горева [11]. Затем, пренебрегая напряжением смещения нулевой точки – U_0 , благодаря свойству симметрии, модель СГПМ в координатах d - q приобретает вид:

$$\begin{cases} u_d = i_d R + L_d \dot{i}_d - \Psi_q \omega_s \\ u_q = i_q R + L_q \dot{i}_q - \Psi_d \omega_s \end{cases} \quad (7)$$

где R – сопротивление статора; u_d, u_q – соответственно d и q составляющие напряжений статора; L_d и L_q – индуктивности по осям d и q ; ω_s – скорость вращения электромагнитного поля статора.

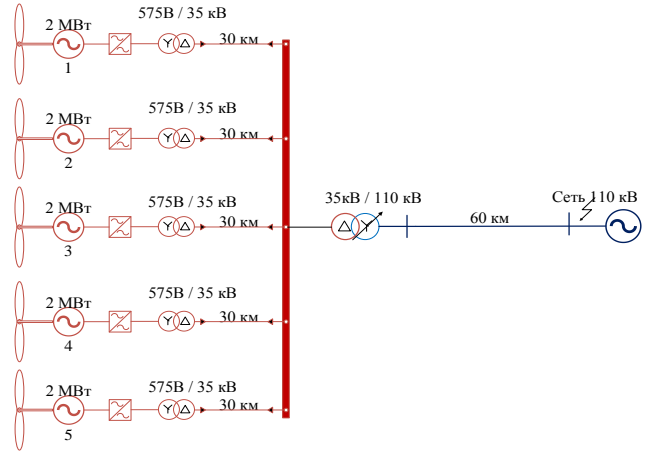


Рис. 6. Фрагмент исследуемой электрической сети

В табл. 1 представлены параметры генератора ветроэнергетической установки четвертого типа с синхронным генератором с постоянными магнитами [17].

ТАБЛИЦА 1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ГЕНЕРАТОРА И ТУРБИНЫ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Параметры	Значение
Мощность	2 МВт
Напряжение	730 В
Сопротивление x_d	1.305 о.е.
Сопротивление x_d'	0.296 о.е.
Сопротивление x_d''	0.252 о.е.
Сопротивление x_q	0.474 о.е.
Сопротивление x_q'	0.243 о.е.
Сопротивление x_q''	0.18 о.е.
Постоянная времени T_{d0}'	4.49 с.
Постоянная времени T_{d0}''	0.0681 с.
Постоянная времени T_q''	0.0513 с.
Постоянная времени инерции ротора генератора	0.62 с.
Наличие редуктора	нет

$$\begin{cases} \Psi_d = L_d i_d - \Psi_m \\ \Psi_q = L_q i_q \end{cases} \quad (8)$$

где Ψ_d и Ψ_q – магнитные потоки по осям d и q ; Ψ_m – поток, имеющий постоянную величину, из-за наличия постоянных магнитов на роторе.

Для анализа ветропарка обычно сеть представляется в виде шины, которая поддерживает постоянное напряжение сети и частоту сети [3]. Поэтому, для решения задачи математического моделирования электрической сети 110 кВ принято основное допущение как источника бесконечной мощности.

На основании предыдущих уравнений выражение, описывающее выработку активной и реактивной мощностей, представлено следующим виде:

$$\begin{cases} P_G = \frac{3}{2}(u_d i_d + u_q i_q) \\ Q_G = \frac{3}{2}(u_q i_d - u_d i_q) \end{cases} \quad (9)$$

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В качестве результатов математического моделирования приняты режимные параметры скорости вращения турбины ветроэнергетической установки,

активной мощности ветроэлектрической станции и изменение реактивной мощности.

Результаты были получены на базе программного обеспечения MatLab Simulink отображены на рис. 7. При коротком замыкании и изменении напряжения в сети 110 кВ вследствие перегрузки период возмущающего воздействия составлял 100 мс. На рисунке можно увидеть влияние характера возмущения на режимные параметры ВЭС. Из результатов математического моделирования следует, что даже удаленные короткие замыкания оказывают значительное влияние на устойчивость станции.

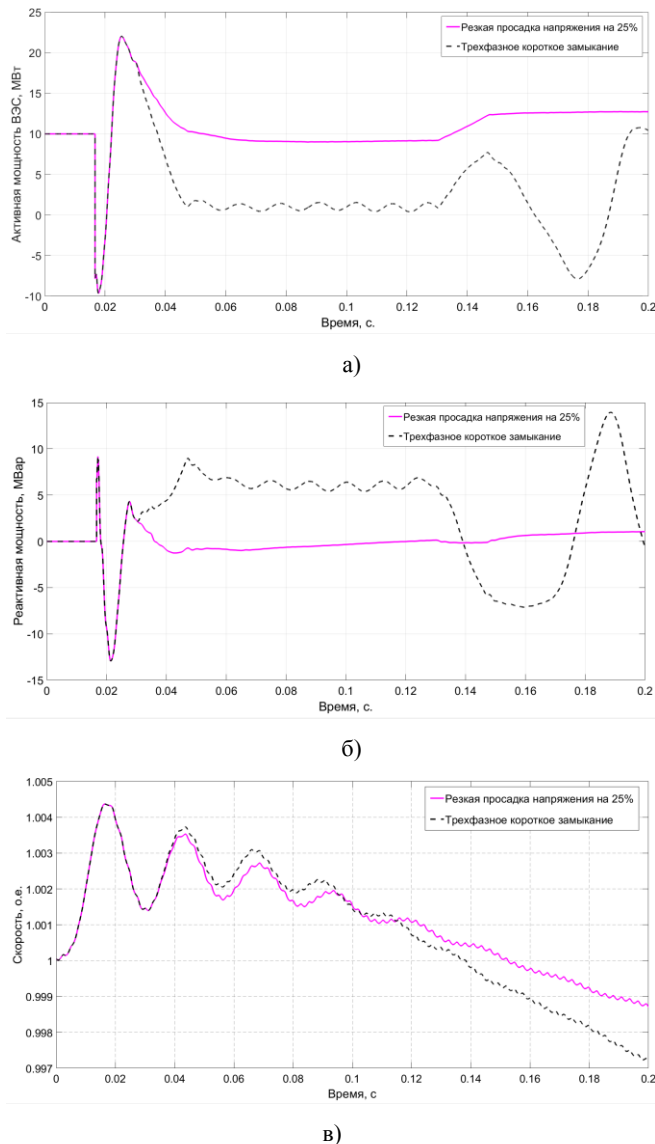


Рис. 7. Результаты математического моделирования выработке ВЭС по: а) активной мощности; б) реактивной мощности; в) осциллограмма изменения скорости вращения генератора

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученные результаты математического моделирования позволяют оценить динамику изменения режимных параметров ВЭС при реализации рассмотренных сценариев возмущающих воздействий. Последующие исследования будут направлены на использование математической модели ветроэнергетической установки при моделировании ее участия в первичном регулировании частоты в электроэнергетической системе.

- [1] Илюшин П.В. Обеспечение устойчивой работы ветроэнергетических установок при кратковременных провалах напряжения / П.В. Илюшин, А.В. Симонов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы 93-го заседания семинара. В 2-х книгах, Волжский, 13–17 сентября 2021 года / Отв. редактор Н.И. Воробай. – 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2021. С. 166–175.
- [2] Оценка влияния ветроэлектростанций на изменение суммарной инерции электроэнергетической системы / И.А. Разживин, Н.Ю. Рубан, В.Е. Рудник, А.С. Гусев // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2021. Т. 25. № 2(157). С. 220–234. DOI 10.21285/1814–3520-2021-2-220-234.
- [3] Рамадан А. Моделирование режимов работы сетевой ветроэнергетической установки с синхронным генератором на постоянных магнитах / А. Рамадан, В.В. Елистратов // Электричество. 2019. № 7. С. 11–21. DOI 10.24160/0013-5380-2019-7-11-21.
- [4] An Approach to the Modeling of Decentralized Integrated Energy Systems with Renewable Energy Sources / N. Voropai, V. Stennikov, B. Zhou [et al.] // Energy Systems Research. 2019. Vol. 2. No 1(5). – P. 5–12.
- [5] К разработке концепции развития ветроэнергетики в России / П.П. Безруких, С.В. Грибков, В.Г. Николаев, С.В. Ганага // Малая энергетика. 2013. № 1–2. С. 26–32.
- [6] H. Polinder, J.A. Ferreira, B.B. Jensen, A.B. Abrahamsen, K. Atallah and R.A. McMahon, "Trends in Wind Turbine Generator Systems," in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 1, no. 3, pp. 174–185, Sept. 2013, doi: 10.1109/JESTPE.2013.2280428.
- [7] M. Chowdhury, N. Hosseinzadeh, M. Billah, and S. Haque, "Dynamic DFIG wind farm model with an aggregation technique," in *2010 Int. Conf. on Elect. and Comput. Eng.*, Dec. 2010, pp. 330–333.
- [8] H.S. Kim and D.D. Lu, "Review on wind turbine generators and power electronic converters with the grid-connection issues," *2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2010, pp. 1–6.
- [9] H. Polinder, "Overview of and trends in wind turbine generator systems," *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1–8, doi: 10.1109/PES.2011.6039342.
- [10] J. Cerqueira, F. Bruzzone, C. Castro, S. Massucco and F. Milano, "Comparison of the dynamic response of wind turbine primary frequency controllers," *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2017, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM.2017.8274657.
- [11] Y. Duan and R. G. Harley, "Present and future trends in wind turbine generator designs," *2009 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, 2009, pp. 1–6, doi: 10.1109/PEMWA.2009.5208401.
- [12] C.V. Govinda, S.V. Udhay, C. Rani, Y. Wang and K. Busawon, "A Review on Various MPPT Techniques for Wind Energy Conversion System," *2018 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*, 2018, pp. 310–326, doi: 10.1109/ICCPEIC.2018.8525219.
- [13] S.M. Alagab, S. Tennakoon and C. Gould, "Review of wind farm power collection schemes," *2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2015, pp. 1–5, doi: 10.1109/UPEC.2015.7339922.
- [14] I.A. Abouzeid, M.A. Badr, M.A. Mostafa, R.A. Swief and D.M. Helmi, "Analysis of the Dynamic Interface Among Doubly Fed Induction Generator Wind Farms and the Egyptian Transmission Network," *2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2018, pp. 868–874, doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635130.
- [15] A.M.S. Al-bayati, F. Mancilla-David and J.L. Domínguez-García, "Aggregated models of wind farms: Current methods and future trends," *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, 2016, pp. 1–6, doi: 10.1109/NAPS.2016.7747954.
- [16] Z. Gao, C. Tang, X. Zhou and Y. Ma, "An overview about VSCF and LVRT in wind power generation," *2017 29th Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*, 2017, pp. 554–558, doi: 10.1109/CCDC.2017.7978155.
- [17] H. Li, "An Improved Grid-connected Control Strategy of Double PWM Direct-drive Permanent-magnet Synchronous Wind Generators," *2018 2nd International Conference on Smart Grid and*

- Smart Cities (ICSGSC)*, 2018, pp. 105-110, doi: 10.1109/ICSGSC.2018.8541277.
- [18] M. Chowdhury, N. Hosseinzadeh, M. Billah, and S. Haque, "Dynamic DFIG wind farm model with an aggregation technique," in *2010 Int. Conf. on Elect. and Comput. Eng.*, Dec. 2010, pp. 330–333.
- [19] S.P. Uma and S. Manikandan, "Control technique for variable speed wind turbine using PI controller," *2013 IEEE International Conference ON Emerging Trends in Computing, Communication and Nanotechnology (ICECCN)*, 2013, pp. 640-643, doi: 10.1109/ICECCN.2013.6528578.
- [20] L. Ye, R. Rao, Y. Zhang, W. Zhong, Y. Yao and Y. Ju, "Dynamic equivalent modeling approach of wind power plant with PMSG-WTGs," *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2017, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2017.8274449.
- [21] S.A. Pastromas, "Grid support by wind turbines and future trends," *IEEE PES T&D 2010*, 2010, pp. 1-7, doi: 10.1109/TDC.2010.5484495.
- [22] P.M. Koumba, A. Cheriti, M.L. Doumbia, A. El Moubarek Bouzid and H. Chaoui, "Wind turbine control based on a permanent magnet synchronous generator connected to an Isolated electrical network," *2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2017, pp. 1-7, doi: 10.1109/EPEC.2017.8286224.