

```

double velocity = curError - prevError;
switch (PidNumber) { case (0): out = setP;
break; case(1):
sumError = sumError + curError;
out = Kp * (curError + dT / Ti * sumError + Td / dT * velocity);
break; case (2):
out += Kp * (-Cur + prevCur + dT / Ti * (curError) + Td / dT * (-Cur + 2 * prevCur -
prevPrevCur));
break;
}
prevError = curError; prevPrevCur = prevCur; prevCur = Cur;
if (out > 100) { out = 100; }
if ((out < 0)) { out = 0; }
return out;
}

```

Стендте өткізілген сынақтар ұсынылған алгоритм мен оның бағдарламалық жасақтамасының тиімділігін көрсетті.

Қолданылған әдебиеттер тізімі

1. Ziegler, J. G., Nichols N. B. Optimum settings for automatic controllers // Trans. ASME. 1942. Vol. 64. P. 759768.
2. Chien, K. L., Hrones J. A., Reswick J. B. On automatic control of generalized passive systems // Trans. ASME. 1952. Vol. 74. P 175185.
3. Метод Коэна-Куна. [Электронды ресурc]. URL: <https://www.dataforth.com/tuning-control-loops-for-fast-response.aspx>.
4. ПИД-регулятор. [Электронды ресурc]. URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/ПИД-регулятор>.
5. Назначение регуляторов. [Электронды ресурc]. URL: <https://elektronchic.ru/avtomatika/pid-regulyator-polnoe-opisanie-primenenie.html>.

УДК 004

АДАПТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СИНХРОННЫМ ГЕНЕРАТОРОМ С ПОСТОЯННЫМ МАГНИТОМ ВЕТРЯНЫХ ТУРБИН

Нұрланұлы Бегасыл

begassyl.n@gmail.com

Магистрант специальности Автоматизация и Управление ЕНУ им. Л.Н.Гумилева,

Нур-Султан, Казахстан

Научный руководитель – А. К. Шукирова

1 Введение

Ветряная энергетика - одна из самых быстрорастущих технологий возобновляемой энергетики, доступных сегодня. Глобальный Совет по ветроэнергетике (GWEC) опубликовал свой отчет о ветроэнергии, в котором говорится, что несмотря на традиционные технологии производства электроэнергии, ежегодное обновление рынка ветроэнергии показывает зрелую отрасль, успешно конкурирующую на рынке. В 2017 году было добавлено более 52 ГВт чистой, свободной от выбросов энергии ветра, в результате чего общее количество установок в мире достигло 539 ГВт [1]. Среди существующих в настоящее время систем преобразования энергии ветра (WECs), ветрогенераторы с переменной скоростью вращения предпочтительнее ветрогенераторов с фиксированной скоростью вращения благодаря их способности максимизировать энергию извлечения энергии и повысить эффективность [2]. В ветряных турбинах с переменной скоростью вращения, которые основаны на синхронном генераторе с постоянными магнитами (СПМ), предлагают несколько преимуществ в области

ветроэнергетики, таких как их высокая плотность мощности, высокая эффективность, лучшая надежность и простота обслуживания. Эти особенности делают его привлекательным выбором в системах ветряных турбин [3, 4]. Широко известно, что основной задачей управления ветряной турбиной в низкоскоростном регионе является максимизация энергоэффективности. Для достижения этой цели соотношение скоростей конечника турбины должно быть поддержано на оптимальном уровне, несмотря на изменение скорости ветра.

Для такой насущной цели можно использовать множество различных стратегий контроля. Во-первых, были предложены пропорционально-интегральные (ПИ) схемы управления для решения задачи слежения за точкой максимальной мощности [5,6]. Следует понимать, что управление ПИ является линейным регулятором, который действительно подходит для линейных инвариантных по времени систем. Однако электрические и механические компоненты ветряных турбин работают глобально как нелинейные системы, где электромеханические параметры значительно варьируются. Кроме того, ожидается, что ветряные турбины будут эффективно работать в широком диапазоне скоростей ветра, поэтому конструкции управления становятся все более сложными. Для преодоления этого недостатка существует множество различных интеллектуальных и нелинейных стратегий управления, таких как планирование усиления [7], управление нечеткой логикой [8], нейронная сеть [9], линеаризация обратной связи [10]. В частности, методы, основанные на управлении скользящим режимом (SMC), кажутся интересным подходом, поскольку они делают установки более надежными и гарантируют высокое отслеживание выходных сигналов после их отсчета в присутствии системных неопределенностей и помех. В данной статье предложена стратегия управления L1, применяемая к СГПМ WECs, чтобы гарантировать высокую скорость слежения ротора ветряной турбины после их отсчета, для обеспечения максимального извлечения энергии при наличии нелинейных неопределенностей параметров и турбулентности скорости ветра. По сравнению с контроллером L1, представленным адаптивной выходной обратной связью L1 для системы с одним входом и одним выходом (SISO), была представлена адаптивная обратная связь состояния L1 для системы с несколькими входами и несколькими выходами (MIMO), которая применяется для регулирования скорости и регулирования тока, чтобы обеспечить производительность электромагнитного момента и активной мощности [11]. Он показывает хорошую производительность и робастность при наличии высокого адаптационного усиления контроллера L1, по сравнению с косвенным, в разделе моделирования МЭАУ.

2 Описание системы турбины ветрогенератора

Энергия ветра является следствием солнечной энергии, способствующей циркуляции воздуха между горячими и холодными зонами [2]. Кинетическая энергия, присутствующая в ветре, может быть преобразована в механическую энергию с помощью ветряной турбины и далее в электрическую энергию с помощью ветрогенератора.

Предположим, что если 'm' - масса потока воздуха, движущегося со скоростью 'v', то кинетическая энергия воздуха может быть выражена как

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1)$$

Если A = площадь лопасти ротора, подверженная этому ветровому потоку, то кинетическая энергия воздуха, доступного для ветряной турбины, может быть выражена следующим образом:

$$E = \frac{1}{2}\rho vAv^2 \quad (2)$$

где ρ - плотность воздуха, а v - объем воздуха, проходящий через ротор.

Воздушный участок, взаимодействующий с ротором в единицу времени, имеет площадь поперечного сечения, равную площади ротора A , и толщину, равную скорости ветра v . Следовательно, энергия в единицу времени, то есть мощность, может быть выражена как

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

Приведенное выше уравнение показывает мощность, доступную для ветряной турбины. Однако, когда ветер проходит через турбину, только часть этой энергии может быть извлечена, в то время как остальная часть уносится проходящим ветром. Коэффициент мощности C_p определяет, сколько фактической мощности будет вырабатываться ротором. Максимальная мощность, которую можно извлечь, вычисляется по следующему уравнению:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A C_p v^3 \quad (4)$$

Коэффициент мощности C_p зависит от отношения скорости наконечника лопасти турбины (отношение между линейной скоростью наконечника лопасти ($R \cdot \omega_t$) и скоростью ветра (v)).

$$\text{Tip - Speed Ratio} \lambda = \frac{\omega_t * R}{v} \quad (5)$$

где R -радиус турбины.

Известно, что энергия ветра сначала преобразуется в механическую энергию через лопасти ветряной турбины, а затем в электрическую энергию через синхронный генератор. Синхронный генератор с постоянным магнитом подключается к сетке через двухуровневый обратный преобразователь. Электрическая мощность полностью подается в сеть путем регулирования контроллера двухуровневого обратного преобразователя, который состоит из машинного бокового преобразователя (MSC), сетевого бокового преобразователя (GSC) и звена постоянного тока. Боковое управление генератором, состоящее из контура регулирования тока и контура регулирования скорости, показано на рис. 1.

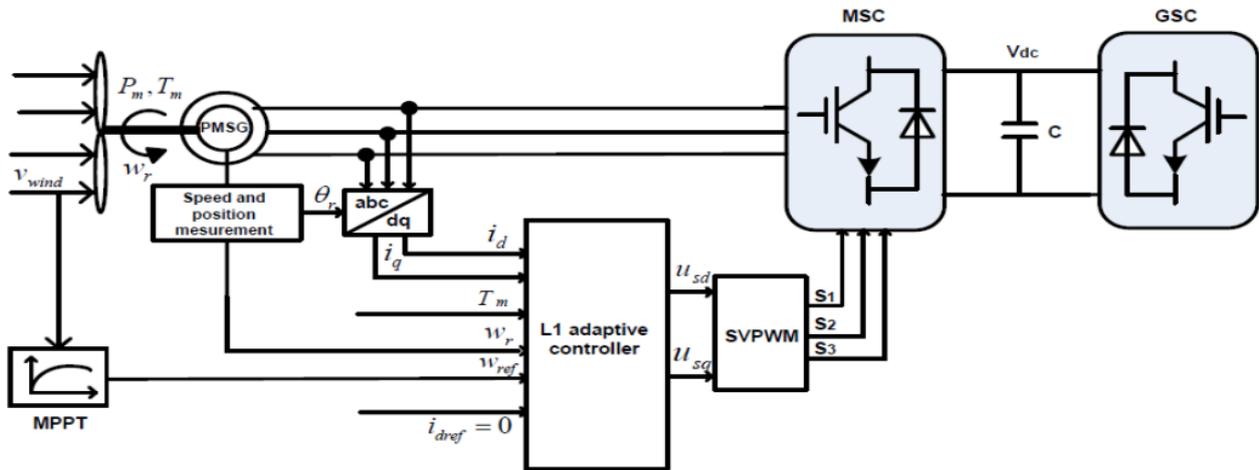


Рис. 1. Блок- схема управления системой ветряной турбины

2.1 Моделирование ветряной турбины

Аэродинамическая мощность, извлекаемая из ветра, выражается по формуле [8]:

$$P_m = 0.5 \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (1)$$

где ρ - плотность воздуха, R - радиус ротора ветряной турбины, v -скорость ветра, а $C_p(\lambda, \beta)$ - коэффициент мощности турбины. Этот коэффициент можно рассчитать следующим образом:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-\frac{18.4}{\lambda_i}} \quad (2)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.002\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}} \quad (3)$$

где β - угол отклонения лопасти турбины, λ - коэффициент скорости вращения лопасти, определенный в работе [10].

2.2 Моделирование синхронного генератора с постоянным магнитом

Динамическое моделирование синхронного генератора с постоянным магнитом может быть описано (d,q) - синхронно вращающейся системе отсчета. Таким образом, она задается следующими уравнениями:

$$\frac{dw_r}{dt} = \frac{T_m}{J_t} - \frac{k_t}{J_t} w_r - \frac{k_g}{J_t} i_{sq} \quad (1)$$

$$\frac{di_{sq}}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} i_{sq} - p i_{sd} w_r - \frac{\Psi_m}{L_s} \rho w_r + \frac{1}{L_s} u_{sq} \quad (2)$$

$$\frac{di_{sd}}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} i_{sd} - p i_{sq} w_r + \frac{1}{L_s} u_{sd} \quad (3)$$

где T_m – обозначает аэродинамический момент, i_{sd} и i_{sq} токи статора по оси d и q , соответственно; u_{sd} и u_{sq} напряжение статора по оси d и q , соответственно; R_s сопротивление обмоток статора, L_s - индукция обмоток статора, Ψ_m – постоянный магнитный поток, p – число парных полюсов СГПМ; $k_g = 1.5 p \Psi_r$.

3 Заключение

В данной статье предложен адаптивный контроллер L1 для системы преобразования энергии ветра синхронным генератором с постоянным магнитом, обеспечивающий максимальное извлечение энергии из ветра. Конструкция управления с использованием фильтра нижних частот в определении управляющего сигнала позволяет соответствующим образом ограничить частоты сигнала; следовательно, она гарантирует надежность независимо от быстрой адаптации. Предложенный контроллер показал высокую эффективность слежения за такими значениями, как скорость, крутящий момент и мощность, по отношению к их эталонам и робастности с быстрой адаптацией под неопределенность параметров и турбулентность ветряных турбин. По сравнению с МЭАУ, адаптивное управление L1 является более надежным, в то время как, МЭАУ теряет устойчивость из-за быстрой адаптации. Адаптивное управление L1 также достигло хорошей производительности и надежности при воздействии на систему задержки по времени.

Список использованных источников

1. GWEC global wind energy council. (2018, February). Global wind statistics 2018. Available: <http://www.gwec.net>
2. Wu Y L B, Zargari N, Kouros S 2011 *Power conversion and control of wind energy system*, vol. chap.1: John Wiley&Son.
3. Chinchilla M, Arnaltes S, Burgos J C 2006 *IEEE Trans. Energy Conversion* 21(1), 130-5.
4. Polinder H, Pijl A, Vilder G d, et al. 2006 *IEEE Trans. Energy Conversion* 21(3), 725-33.
5. Li S, Haskew T A, Xu L 2010 *Electrical Power System Results* 80(3), 328-38.
6. Li S, Haskew T A, Swatloski R P et al. 2012 *IEEE Trans. Energy Conv.* 27(5), 2325-37.
7. Bianchi F D, Battista H N D, Mantz R J, 2007 *Wind turbine control systems: Principles, Modeling and Gain Scheduling Design*, Springer-Verlag.
8. Muyeen S M, Al-Durra A 2013 *IEEE Syst. J.* 7(4), 817-24.
9. Cadenas E, Rivera W 2009 *Renewable Energy*, 34(1), 274-8.
10. Kim K, Jeung Y, Lee D et al. 2012 *IEEE Trans. Power Electrocit* 27(5), 2376-84.
11. El Magri A, Giri F, Besançon G Et al. *Contol Engineering Practical* 21(4), 530-43.