

**РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
УГЛОМ ТАНГАЖА ВЕТРОТУРБИНЫ**

И.А. Разживин, А.Б. Аскаров, А.В. Киевец

Научный руководитель - зав. НИЛ МЭЭС Андреев М.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промышленные объекты нефтегазового сектора в России в большинстве своём расположены в северной части нашей страны. Известно, что для электроэнергетики, объекты нефтегазового сектора Севера нашей страны являются децентрализованными и в большинстве своем работают в изолированном режиме. Перспективным направлением, позволяющим в значительной степени решить проблемы децентрализованного электроснабжения, является возобновляемая энергетика, в частности ветроэнергетика [1].

Выработка электрической энергии ветроэнергетическими установками (ВЭУ) зависит от скорости ветрового потока, поэтому большое внимание при проектировании и эксплуатации ВЭУ уделяется вопросам эксплуатации ВЭУ в различных ветровых режимах. Для извлечения максимального КПД, разрабатываются системы контроля и управления механическими и электрическими параметрами ВЭУ, обеспечивающие бесперебойное электроснабжение в различных ветровых режимах. Одним из важных в системе автоматического управления ВЭУ является управление углом поворота лопастей ветроколеса β , позволяющее при скорости ветра выше номинальной для конкретной ВЭУ обеспечивать ее нормальную работу, а при сильном ветре защищать лопасти от повреждения, также управление углом поворота лопастей β позволяет плавно пускать и аварийно останавливать ВЭУ [2].

Сегодня все современные ВЭУ оснащены системой «pitch-регулирования» (изменение угла атаки лопастей β в соответствии со скоростью ветра).

На рисунке 1 представлена зависимость изменения мощности ВЭУ от скорости ветра и угла поворота лопастей β . Управление осуществляется по 3 основным зонам [3].

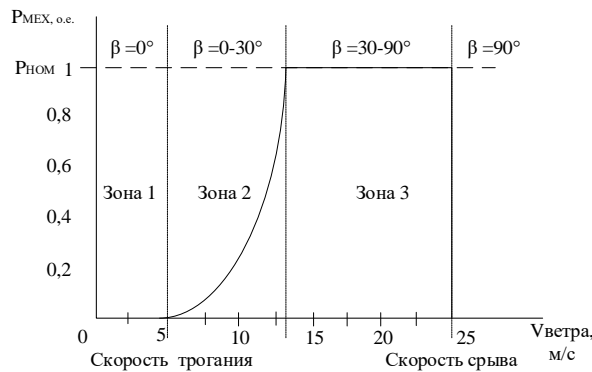


Рис. 1 Зависимость механической мощности $P_{Мех}$ от β , где: Зона 1 – Запуск ВЭУ. Датчики скорости ветра и система автоматического управления (САУ) ВЭУ определяют его скорость, если скорость соответствует необходимой для возможности запуска ВЭУ (согласно паспортным данным), САУ начинает выполнять сценарий запуска ВЭУ. При этом, лопасти ветроколеса находятся в начальном положении, тем самым воздействие ветрового потока приходится на максимально возможную площадь лопастей; Зона 2 – Рабочий режим ВЭУ. САУ выполняет сценарий максимальной выработки мощности ВЭУ. Зона 3 – Предельный режим работы ВЭУ. САУ выполняет сценарий ограничения коэффициента использования энергии ветра, чтобы не выйти за пределы электрических и механических расчетных нагрузок ВЭУ. В Зоне 3 вал ротора вращается с номинальной частотой, изменение угла поворота лопастей β сокращает площадь сопротивления ветровому потоку.

Значение угла установки лопастей ВК устанавливается согласно паспортных значений ВЭУ или по мощностным характеристикам ВЭУ, т.е. кривым зависимости мощности, вырабатываемой ВЭУ от быстроходности ветроколеса Z и от угла поворота лопастей β . САУ углом поворота лопастей β подает управляющий сигнал на сервопривод, регулирование происходит по заданным законам управления, контролируя частоту вращения вала ротора или мощность генератора в зависимости от типа ВЭУ [4].

Система управления реализуется по ПИ- и ПИД-законам регулирования. В САУ ВЭУ, благодаря своим преимуществам применяются ПИ-регуляторы, которые характеризуются более плавным переходным процессом в сравнении с ПИД регуляторами. Наличие шумов в канале измерения в системе с ПИД-регулятором приводит к значительным случайным колебаниям управляющего сигнала регулятора, что увеличивает дисперсию ошибки регулирования.

Модель САУ с ПИ-управлением углом поворота лопасти описывается следующими уравнениями:

$$\frac{d\beta}{dt} = -\frac{1}{T} \cdot \beta + \frac{1}{T} \beta_{уст},$$

$$\left(\frac{d\beta}{dt} \right)_{min} \leq \frac{d\beta}{dt} \leq \left(\frac{d\beta}{dt} \right)_{max}, \quad (1)$$

где: T – постоянная времени сервопривода.

На рисунке 2 приведена комбинированная структурная схема управления углом поворота лопасти β , обеспечивающая возможность использования данной модели для любых типов ВЭУ.

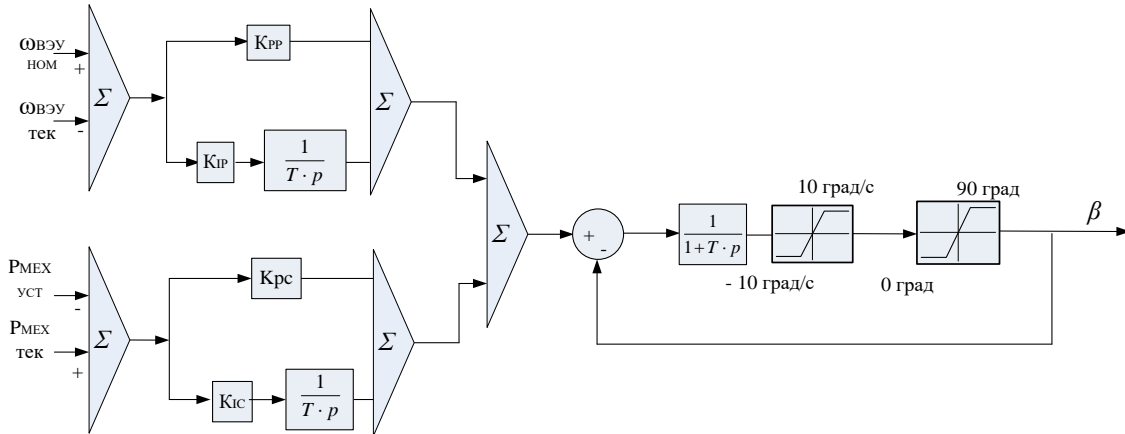


Рис. 2 Структурная схема управления углом поворота лопасти β

Значения $P_{МЭХ_{тек}}$, $\omega_{ВЭУ_{тек}}$, измеренные датчиками сравниваются с заданными $P_{МЭХ_{уст}}$ и $\omega_{ВЭУ_{уст}}$, ошибка передается в ПИ – регулятор, на выходе которого формируется управляющий сигнал на сервопривод. Для получения адекватного воспроизведения работы сервопривода, в контур вводятся дополнительные ограничения, в соответствии с паспортными данными по САУ ВЭУ: максимальная скорость изменения угла наклона в среднем ± 10 град/с и максимальное положение угла (от 0 до 90 град).

Проведены тестовые испытания представленной математической модели САУ углом поворота лопастей β во Всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), разработанном в ТПУ с готовым блоком САУ углом поворота лопастей в коммерческом программно-вычислительном комплексе PSCAD (рис. 3).

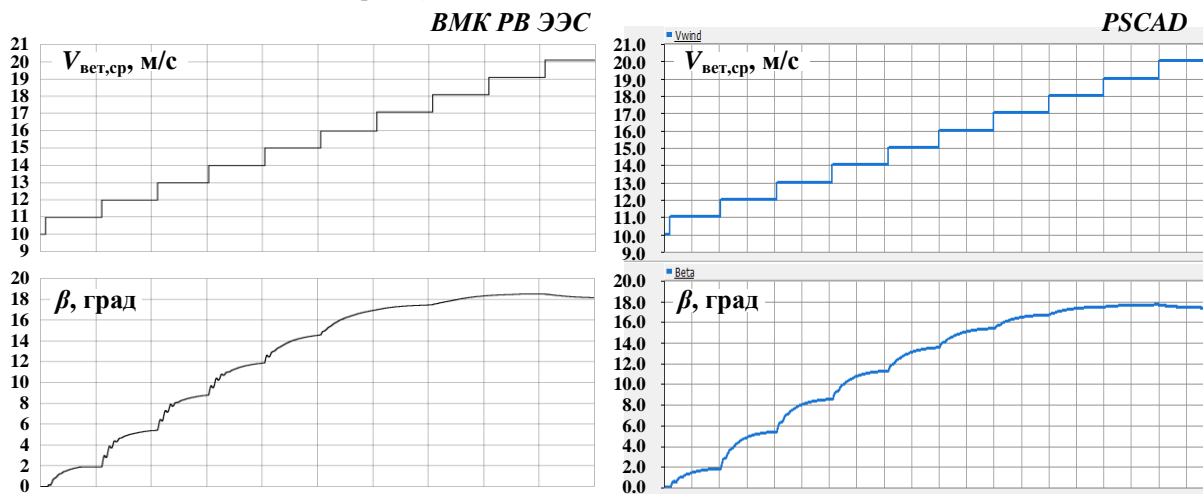


Рис. 3 Осциллограммы САУ углом поворота лопастей ВЭУ, при ступенчатом изменении скорости ветра (от 5 м/с до 10 м/с, с шагом 1 м/с)

Результаты моделирования совпадают, разработанная модель может использоваться для любых типов ВЭУ. Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-1675.2019.8

Литература

1. Башмаков И.А., Повышение эффективности энергоснабжения в северных регионах России, Энергосбережение № 2–2017, с. 46-52.
2. Dong-Choon Lee, Tan Luong Van, and Thanh Hai Nguyen, "Advanced Pitch Angle Control Based on Fuzzy Logic for Variable-Speed Wind Turbine Systems," IEEE Trans., Energy Conversion, № 30, no. 2, С. 578–587, June 2015
3. Merabet, A., Thongam, J. and Gu, J. (2011) Torque and Pitch Angle Control for Variable Speed Wind Turbines in All Operating Regimes. 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, 8-11 May 2011, С. 1–5.
4. Munteanu, I., Bratcu, A.I., Cutululis, N.-A., Ceanga, E. Optimal control of wind energy systems – Towards a global approach. – Springer: Verlag London, 2007. – 286 с.