

УПРАВЛЕНИЕ ГРУППОЙ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С УЧЕТОМ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ВОЗДУШНОГО ПОТОКА

Г.Л. Эпштейн

Российский университет транспорта (МИИТ)
Россия, 127994, г. Москва, ул. Образцова, 9, стр. 9.
E-mail: egl413@gmail.com

Ключевые слова: системы автоматического управления, ветроэлектрические станции, математическое моделирование, оптимизация параметров, асинхронные генераторы.

Аннотация: Отмечено, что в современных крупных протяженных ветропарках возможны возмущения, связанные с пространственной неоднородностью воздушных потоков. Для устранения возникающих при этом скачков передаваемой в энергосистему мощности целесообразно сочетание децентрализованного и централизованного управления. С помощью математического моделирования показано, что включением сигнала центрального управляющего устройства в контуры управления частотой вращения отдельных систем генератор – воздушная турбина можно заметно уменьшить кратковременные скачки суммарной передаваемой мощности ветропарка.

1. Введение

В настоящее время в энергетическом балансе многих стран все большую роль играют ветроэлектрические установки (ВЭУ). В связи с ростом единичных мощностей ВЭУ и объединением многих десятков таких установок в ветроэлектропарки ветровые источники электрической энергии становятся соизмеримыми с крупными электростанциями [1, 2]. Соответственно, увеличивается влияние неизбежных колебаний суммарной мощности ветровых источников на работоспособность крупных электроэнергетических объединений. Протяженности крупных ветропарков достигают многих километров. Поэтому на стабильность вырабатываемой энергии может влиять неоднородность поля скоростей воздушного потока, как во времени, так и в пространстве. Выравнивание этих колебаний достигается с помощью устройств накопления электроэнергии и путем автоматического управления мощностью отдельных ВЭУ.

Дополнительным резервом снижения колебаний отпускаемой электрической мощности является стабилизация суммарной мощности всего коллектива ВЭУ, соединенного одной электропередачей с энергообъединением. Исследование возможностей и способов реализации именно этого централизованного подхода и составляет предмет доклада.

В качестве основного метода исследования выбрано компьютерное моделирование процессов в ветроэлектропарке. В [3] дано описание наиболее подробной модели ветропарка. В этой работе для получения результатов используется агрегирование ВЭУ [4,

5] и не учитывается влияние пространственной неоднородности поля скоростей воздушных потоков. В нашей работе использованы более упрощенные модели ВЭУ, приведенные в [6-8]. На рис. 1 показан фрагмент ветроэлектростанции.

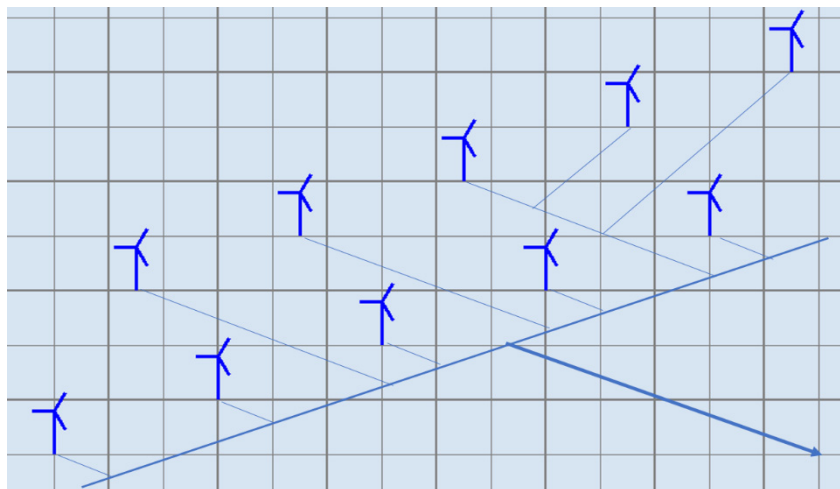


Рис. 1. Фрагмент ветроэлектростанции, подключенной в одной точке к энергосистеме. Показаны кабельные линии и магистральная линия к энергосистеме.

С целью исключения взаимного отрицательного влияния воздушных турбин установки размещаются не ближе ста метров друг к другу при длине лопастей в семьдесят пять метров. Таким образом, при линейном расположении двадцать ВЭУ растянутся, примерно, на два километра.

2. Централизованная коррекция мощности ветропарка

На рис. 2 показана общая структура централизованного управления выходной мощностью ветроэлектростанции.

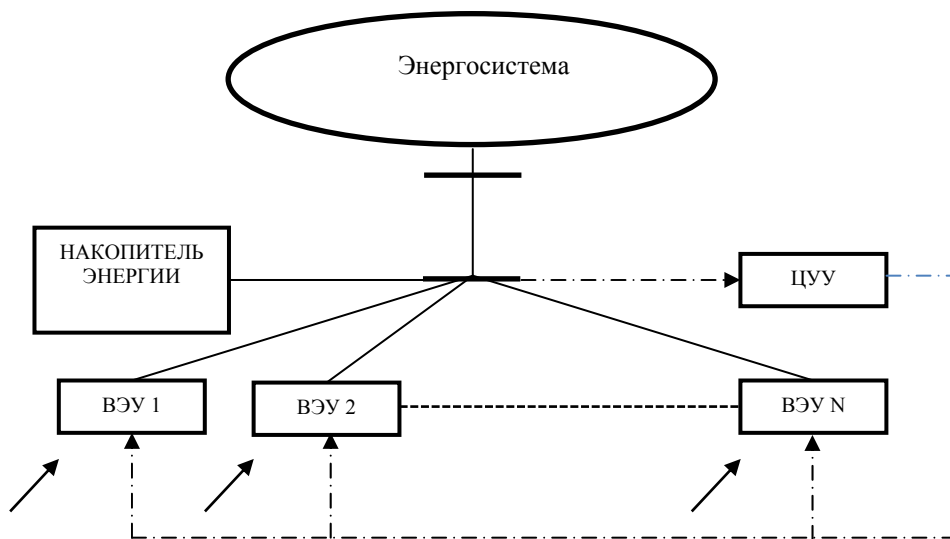


Рис. 2. Общая структура управления выходной мощностью ветроэлектростанции. Сплошные линии – силовые связи, штрих-пунктирные – информационные.

На рис. 2 обозначены:

- ЦУУ – центральное управляющее устройство;
- ВЭУ – ветроэлектрическая установка.

Функции ЦУУ:

- принимает заданное значение отпускаемой мощности от системы управления всей энергосистемой P_{REF} ,
- измеряет фактическое значение отпускаемой мощности P_{OUT} ,
- определяет текущий уровень мощности накопления P_{STORE} с учетом фактической емкости накопителей энергии
- направляет заданные значения индивидуальных мощностей всем ВЭУ
- при необходимости передает ВЭУ корректирующие сигналы для уменьшения скачков отпускаемой мощности.

Характер и значения корректирующих сигналов зависят от типа ВЭУ. Рассмотрим более детально структуру управления ВЭУ типа «асинхронный генератор с роторными сопротивлениями», приведенную на рис. 3.

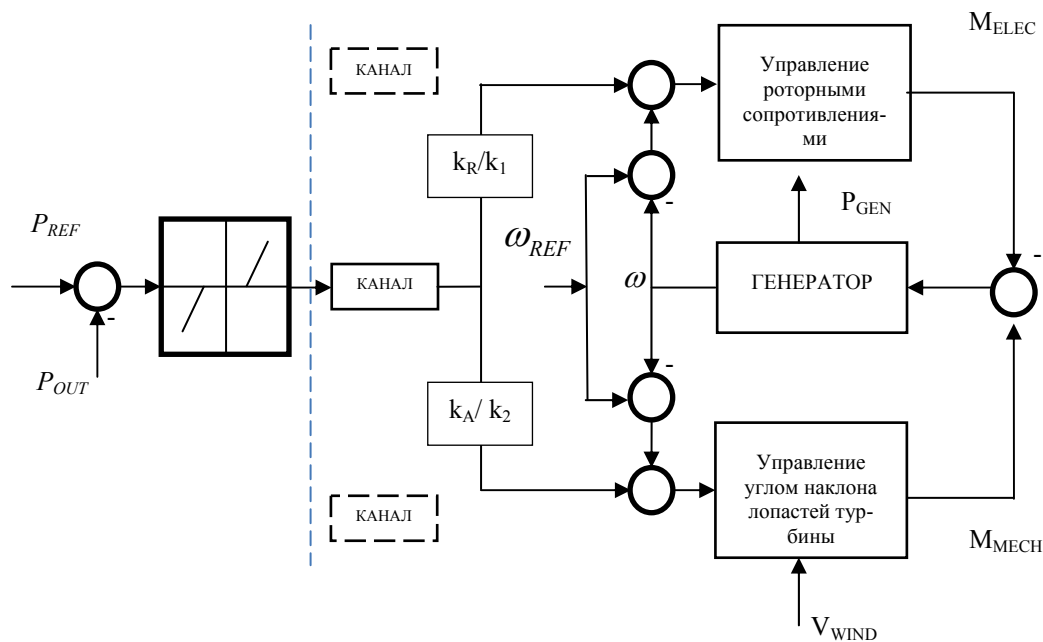


Рис. 3. Структура управления ВЭУ типа «асинхронный генератор с роторными сопротивлениями».

На рис. 3 обозначены:

- ω_{REF} – уставка частоты вращения ротора генератора,
- ω – фактическая частота вращения ротора генератора,
- M_{ELEC} – электромагнитный момент,
- M_{MECH} – механический момент,
- P_{GEN} – мощность генератора,
- V_{WIND} – скорость ветра.

Описание генератора, воздушной турбины и регуляторов частоты вращения содержится в [6, 8]. В ВЭУ указанного типа стабилизируется частота вращения ротора генератора и связанного с ним механической передачей ротора воздушной турбины. Эту стабилизацию осуществляют два контура управления. Быстродействующий контур управления роторными сопротивлениями с помощью силовой тиристорной схемы предназначен для воздействия на электромагнитный момент генератора (момент сопротивления). Более инерционный контур управления углом наклона лопастей воздушной турбины воздействует на механический момент (вращающий момент). Контур роторных сопротивлений при высоком быстродействии имеет значительно меньший диапазон регулирования, чем контур угла наклона.

Опишем теперь процесс управления генерируемой мощностью со стороны ЦУУ. Рассогласование между запрограммированной и фактически передаваемой мощностью поступает на нелинейный элемент «зона нечувствительности». Таким образом, управляющий сигнал появится только при существенных рассогласованиях. Далее управляющий сигнал по каналам связи поступает в соответствующие ВЭУ. Исследование показало целесообразность введения корректирующего сигнала в оба контура стабилизации частоты вращения ротора.

Система дифференциальных уравнений приведена в [9]. Покажем только те уравнения, которые связаны с введением корректирующего сигнала в оба контура.

$$(1) \quad E = P_{REF} - P_{OUT},$$

$$(2) \quad S = \begin{cases} E + d, & E < -d, \\ 0, & |E| \leq d, \\ E - d, & E > d, \end{cases}$$

$$(3) \quad x_R = \omega_{REF} - \omega + \frac{k_R}{k_1} S,$$

$$(4) \quad x_A = \omega_{REF} - \omega + \frac{k_A}{k_2} S.$$

В (1) – (4) обозначены:

- E – отклонение выходной мощности от заданного значения,
- d – половина ширины зоны нечувствительности,
- S – корректирующий сигнал от ЦУУ,
- x_R, x_A – входные величины контуров управления ВЭУ,
- k_R, k_A – общие коэффициенты коррекции для контуров управления,
- k_1, k_2 – коэффициенты усиления контуров управления ВЭУ.

Два основных параметра контура регулирования по суммарной отдаваемой мощности выбирались путем оптимизации критерия при заданном тестовом возмущении и фиксированных параметрах k_1, k_2

$$(5) \quad K^*(k_R, k_A) = \max_{k_R, k_A} \left| P_{REF} - P_{OUT}(t, \frac{k_R}{k_1}, \frac{k_A}{k_2}) \right|, \quad t \in [0, T].$$

Возмущение состояло в перемещении по территории ветропарка ограниченной области значительного увеличения скорости ветра. Интервал времени T определялся выходом указанной области за пределы территории.

По результатам моделирования была рассчитана квадратичная аппроксимация критерия (5) и для конкретного примера выбраны оптимальные значения $\frac{k_R}{k_1} = 0.014, \frac{k_A}{k_2} = 0.5$.

На рис. 4 показаны процессы изменения передаваемой в энергосистему мощности при тестовом возмущении, как без обратной связи по суммарной мощности, так и с обратной связью. При централизованном корректирующем воздействии имеет место заметное уменьшение отклонений от заданного значения мощности.

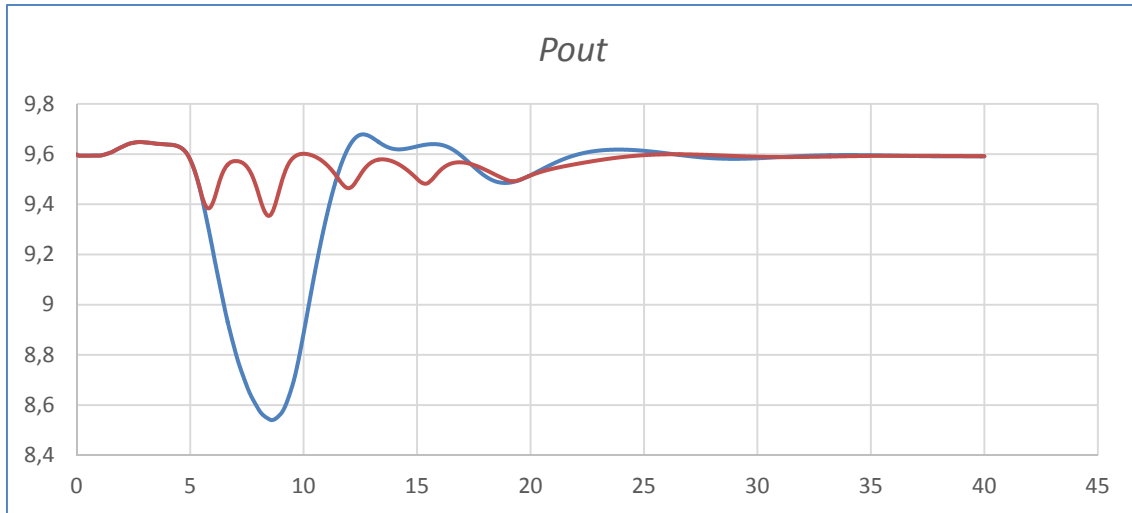


Рис. 4. Сравнение процессов при тестовом возмущении. Без обратной связи по суммарной мощности – синяя кривая, с обратной связью – красная кривая. По оси ординат отложено время в секундах, по оси абсцисс – суммарная мощность в мегаваттах.

3. Заключение

Локальные возмущения скорости ветра могут вызывать нежелательные скачки мощности в приемной энергосистеме. Показано, что централизованное управление позволяет уменьшить эти скачки. Полученные результаты дают основания продолжить исследования в выбранном направлении при различных тестовых возмущениях и размерах ветроэлектростанций и, в особенности, для ВЭУ с асинхронными генераторами двойного питания и с преобразователями выпрямитель – инвертор в цепи статора генератора.

В разработке программного обеспечения и выполнении расчетов принимали участие студенты МИИТа Е.С. Сытов, Е.И. Черкасов, Р.М. Абузьяров.

Список литературы

1. Wind Power in Power Systems. Edited by Thomas Ackermann. Royal Institute of Technology. Stockholm: Sweden John Wiley & Sons, Ltd, 2005. 691 p.
2. Stiebler M. Wind Energy Systems for Electric Power Generation. Berlin: Springer, 2008. 293 p.
3. Gagnon R., Turmel G., Larose C., Brochu J., Sybille G., Fecteau M. Large-Scale Real-Time Simulation of Wind Power Plants into Hydro-Québec Power System // 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. Quebec, 2010. 8 p.
4. Akhmatov, V., Knudsen, H. An Aggregated Model of a Grid-connected, Large-scale, Offshore Wind Farm for Power Stability Investigations – Importance of Windmill Mechanical System // Electrical Power and Energy Systems. 2002. Vol. 24, No. 9. P. 709-717.
5. Akhmatov, V., Knudsen, H., Nielsen, A. H., Pedersen, J. K. Poulsen, N. K. Modelling and Transient Stability of Large Wind Farms // Electrical Power and Energy Systems, 2003. Vol. 25, No. 1. P. 123-144.
6. Miller Nicholas W., Price William W., Sanchez-Gasca Juan J. Stability Modeling of Vestas V80 Wind Turbine-Generator (Version 2.0) // GE-Power Systems Energy Consulting. PSLF User's Manual. 2004. P. 1591-1620.
7. Clark K., Miller Nicholas W., Sanchez-Gasca Juan J. Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies. General Electric International, Inc. Version 4.5. 2010. 93 p.

8. WECC Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide. Western Electricity Coordinating Council. Renewable Energy Modeling Task Force. 2014. 37 p.
9. Сытов Е.С., Эпштейн Г.Л. Математическое моделирование ветроэлектростанции с переменной во времени и пространстве нагрузкой // Мир транспорта. 2016. Т. 14, № 2. С. 64-68.