

УДК 621.311.24:621.311.001.57

М. С. Сегеда, д. т. н., проф.; О. Б. Дудурич

МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ВЕТРОВЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ ПЕРЕМЕННОЙ СКОРОСТИ ВРАЩЕНИЯ С АСИНХРОННЫМИ ГЕНЕРАТОРАМИ С ДВОЙНЫМ ПИТАНИЕМ

Рассмотрено влияние ветроэлектрических установок переменной скорости вращения с асинхронными генераторами с двойным питанием на регулирование частоты в электроэнергетических системах. В программном комплексе Power Factory DIg SILENT GmbH разработана модель исследования и приведены результаты моделирования изменения частоты при изменении разной доли нагрузки. Рекомендовано эту обобщенную модель использовать для определения изменения частоты в электроэнергетических системах с ветроэлектрическими установками переменной скорости вращения с асинхронными генераторами с двойным питанием.

Ключевые слова: асинхронный генератор с двойным питанием, возобновляемые источники энергии, ветровая электрическая станция, ветроэлектрическая установка переменной скорости вращения, электроэнергетическая система, электрическая сеть, короткое замыкание, силовая электроника, синхронный генератор, частота.

Введение

С увеличением выработки электроэнергии из возобновляемых источников энергии (ВИЭ), из энергии ветра, увеличивается необходимость исследования влияния ветроэлектрических установок (ВЭУ) на электроэнергетические системы (ЭЭС). В современных ВЭУ используют разные типы генераторов. На сегодняшний день для работы в составе ЭЭС наиболее широкого применения получили ветроэлектрические установки переменной скорости вращения (ВЭУ ПСВ) с асинхронными генераторами с двойным питанием (АГДП) мощностью 2 МВт и выше. Одним из преимуществ этого типа генераторов является возможность контроля активной и реактивной мощностей. Одним из недостатков ВЭУ ПСВ, в частности с АГДП, является невозможность регулирования частоты ЭЭС [2, 3, 5].

Частота является важным параметром каждой ЭЭС. Любые изменения в балансе нагрузки ЭЭС приводят к изменению частоты, которая в свою очередь приводит к дополнительным потерям генерирования или нехватки потребления и увеличивает риск аварийного отключения ЭЭС. Частота ЭЭС непосредственно связана со скоростью вращения "традиционных" синхронных генераторов (СГ), которые являются основой мощных ЭЭС. На сегодня ВЭУ ПСВ из АГДП не берут участия в регулировании частоты. Это связано с конструктивными особенностями этого типа ВЭУ, поскольку используют силовую электронику (СЭ) для частичного превращения мощности, то есть они не увеличивают или уменьшают их мощность во время отклонения частоты от номинального значения. Поскольку поддержание частоты ЭЭС необходимо для обеспечения их надежности и стойкости, эта проблема приведет к ограничению доли ветровых электрических станций (ВЭС) в имеющихся ЭЭС. Поэтому появляется необходимость определения допустимой доли ВЭУ ПСВ в составе ЭЭС без существенного влияния на частоту или привлечения их к регулированию частоты аналогично к СГ [2, 3, 5].

Цель работы – исследовать влияние ВЭУ ПСВ с АГДП на частоту и разработать обобщенную модель ЭЭС с ВЭУ ПСВ с АГДП в программном комплексе Power Factory DIg

SILENT GmbH [4] для определения изменения частоты ЭЭС при разной доле изменения нагрузки.

Результаты проведенной работы

В течение последних трех десятилетий ВЭУ ПСВ получили широкое применение. Они сконструированы так, чтобы можно было достичь максимального аэродинамического эффекта в широком диапазоне скоростей ветра [5]. При переменной скорости ветра возможно согласовывать скорость вращения ВЭУ (увеличивать или уменьшать) со скоростью ветра. Следовательно, соотношение круговой скорости сохраняется постоянным к определенному значению и соответствует коэффициенту максимальной мощности. ВЭУ ПСВ сохраняют вращательный момент почти постоянным – и изменения скорости ветра поглощают изменения скорости генератора.

На сегодняшний день для работы в составе ЭЭС наиболее широкого применения получили ВЭУ ПСВ с АГДП мощностью 2 МВт и больше с 5 % от установленной мощности всех ВЭУ в 2004 году до 60 % в 2015 году [6]. Этот тип ВЭУ разрабатывают многие производители GE, Vestas, Gamesa, Repower, Nordex, Ecotecnia.

Обмотки статора АГДП непосредственно присоединены к электрической сети (ЭС), а ротор – через силовую электронику, чаще с промежуточным звеном постоянного тока (рис. 1). Эта система универсальна, с минимальной стоимостью оборудования и высоким коэффициентом полезного действия (КПД), поскольку тут преобразованию подвергают только часть мощности генератора (обычно около 25 – 30%), то есть генератор работает в достаточно широком диапазоне скольжения – до $\pm 30\%$ [5].

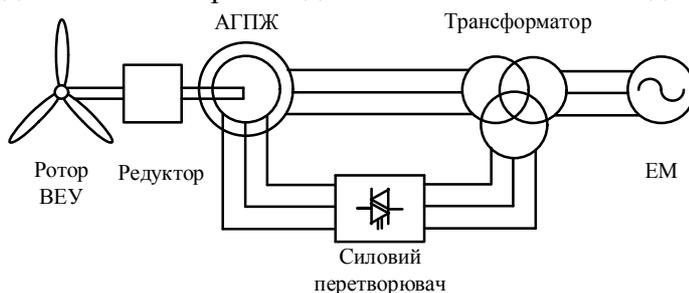


Рис. 1. ВЭУ ПСВ с АГДП

Максимально возможные генерирование или потребление реактивной мощности ВЭУ ограничены предельно допустимым значением тока СЭ и уровнем активной мощности, которая выдается (в зависимости от ветрового режима). Обычно регулирование реактивной мощности может быть реализовано на протяжении нескольких миллисекунд [5].

Основные преимущества ВЭУ с АГДП:

- способность контролировать напряжение и коэффициент мощности;
- нуждается в СЭ небольшой номинальной мощности, что уменьшает стоимость;
- системы контроля постоянно совершенствуют;
- энергия ротора не рассеивается, а подается в ЭС с помощью СЭ;
- СЭ со стороны ЭС может выполнять компенсацию реактивной мощности и плавный пуск.

Основными их недостатками являются:

- необходимость применения редуктора, поскольку скорость вращения АГДП намного выше (750 – 1500 об/мин., в зависимости от количества пар полюсов) скорости вращения ветроколеса (10 – 25 об/мин.), что приводит к повышению расходов на техническое обслуживание, к увеличению уровня акустического шума;
- наличие подвижных электрических контактов (контактных колец) существенно усложняет конструкцию и снижает надежность ВЭУ. В нестандартных условиях окружающей среды щеточный контакт теряет работоспособность, создает дополнительные

электрические и механические потери, является источником шума и усложняет обслуживание АГДП, загрязняя внутренние полости графитовой пылью, которая снижает электрическую прочность изоляции, особенно в случае закрытой системы охлаждения, когда объем воздуха ограничен;

- скользящие кольца используют для передачи мощности ротора с помощью СЭ, который требует регулярного технического обслуживания, и может быть результатом сбоев в работе ВЭУ и электрических потерь;

- для обеспечения бесперебойного режима работы ВЭУ во время возникновения тяжелых аварий в ЭС необходимо использование систем защиты;

- во время коротких замыканий (КЗ) большие токи статора приводят к большим токам ротора, потому нужно защищать СЭ от повреждений;

- в соответствии с сетевыми стандартами должны выдерживать токи КЗ.

Регулирование частоты ЭЭС. Общеизвестно, что "традиционные" генераторы реагируют на изменения частоты, освобождая или поглощая кинетическую энергию их масс вращения. В отличие от них, ВЭУ ПСВ с АГДП не берут участия в регулировании частоты, что связано с конструктивными особенностями этого типа ВЭУ, поскольку используют СЭ для частичного превращения мощности.

На рис. 2 изображена активация резервов в зависимости от времени для ситуации, когда мощная электростанция отключена от ЭЭС [5].

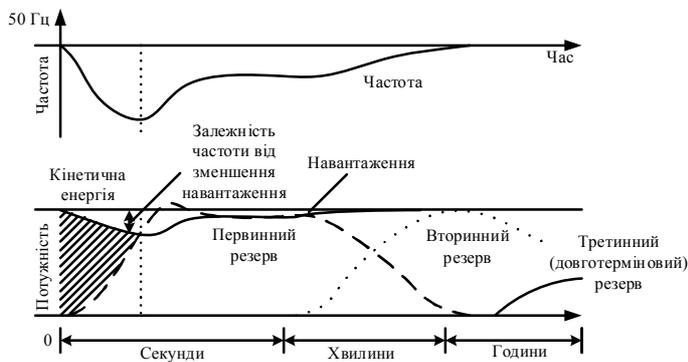


Рис. 2. Частота и активация резерва мощности в случае отключения мощной электростанции

Инерция ЭЭС пропорциональна количеству масс вращения в её составе [5]. Она определяет скорость изменения частоты после изменения нагрузки. Чем больше инерция ЭЭС, тем меньше скорость изменения частоты после дисбаланса мощности. Каждый раз, когда есть несоответствие между спросом и предложением в ЭЭС, роторы присоединенных генераторов и двигателей освобождают или поглощают кинетическую энергию – и, как следствие, скорость вращения и частота изменяются. Это известно под названием «реакция» инерции.

«Реакция» инерции будет доступна сразу же после изменения нагрузки, и её действие будет длиться 3 – 5 с. Ни один контроль не будет активирован в течение этого времени.

На следующем этапе после изменения нагрузки, как только изменение частоты превышает заданное установленное значение, регулятор скорости отрегулирует первичный двигатель турбины и таким образом задержит дополнительное изменение скорости. Начальное действие регулятора, известное как первичный (основной) контроль, устанавливает баланс активной мощности между генерированием и потреблением с помощью действия пропорционального контроля, также известного как регулирование спада, и препятствует провалу частоты [5].

Первичный резерв включается автоматически в течение 30 секунд после отключения. Вторичный резерв активируется через 5 – 10 минут после падения частоты. Он заменяет первичный резерв и работает пока третичный (долгосрочный) резерв не активируется. В нормальном режиме работы исходная активная мощность ВЭС может изменяться до 15 %

от установленной мощности в диапазоне 15 минут. Следовательно, выработанная мощность ВЭС может быть задействована в первичном и вторичном контролях. ВЭС должны производить больше мощности, чтобы обеспечить вторичный контроль частоты, если она ниже номинального значения. В случае увеличения частоты в ЭЭС некоторые ВЭС могут быть отключены.

Правила технической эксплуатации (ПТЭ) ЭЭС требуют участия ВЭС в первичном и вторичном регулировании частоты, но не выдвигают требований к ВЭС для регулирования частоты с помощью «реакции» инерции. Согласно требованиям к контролю частоты в разных странах, частота должна быть близкой к её номинальному значению. В европейских странах обычно частота должна поддерживаться между $50 \pm 0,1$ Гц и очень редко колебаться между 49 и 50,3 Гц [5]. Согласно украинским требованиям [1], в случае отклонения частоты ВЭС мощностью больше чем 25 МВт должен быть в состоянии обеспечить регулирование частоты для стабилизации частоты в сети (50 Гц). Точность измерения частоты должна быть не меньшей за ± 10 мГц. Должна быть предусмотрена возможность настройки системы регулирования частоты в диапазоне 47 Гц – 52 Гц с точностью 20 мГц.

Модель исследования (рис. 3) разработана в программном комплексе Power Factory Dig SILENT GmbH [4]. На рис. 3 изображено: ЭЭС – электроэнергетическая система; АГДП – группа асинхронных генераторов с двойным питанием мощностью 2 МВт каждый; Т1, Т2 и Т3 – силовые трансформаторы; U 110 кВ, U 20 кВ, U 0,69 кВ и $U_{\text{наб}}$ – напряжения на шинах 110, 20, 0,69 кВ и 0,4 кВ соответственно. Для моделирования использованы модели контролеров Power Factory Dig SILENT GmbH [4]. Установлено 60 ВЭУ ПСВ с АГДП, которые генерируют максимальную мощность 120 МВт. Заданная часть статической и динамической составляющих ЭЭС – 100 и 0 % соответственно.

Для очевидности результатов моделирования рассматривают отключение разных долей нагрузки от 12 МВт – 10 % до 60 МВт – 50 % (долю нагрузки берут от доли ВЭС, то есть от 120 МВт) за время 1 с и измеряют пиковое значение частоты на шинах U 110 кВ, U 20 кВ, U 0.69 кВ и $U_{\text{наб}}$. В модели исследования (как один из вариантов возможных в программном комплексе Power Factory Dig SILENT GmbH) ЭЭС задают мощностью КЗ, в этом случае – 6000 МВ·А и током КЗ – 31,5 кА, а именно ЭЭС считают опорной точкой и её инерцию не задают.

Результаты моделирования представлены в табл. 1 и на рис. 4.

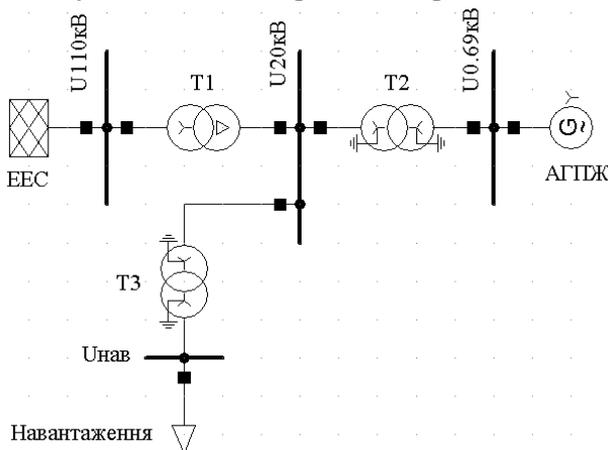


Рис. 3. ЭЭС с ВЭУ ПСВ с АГДП

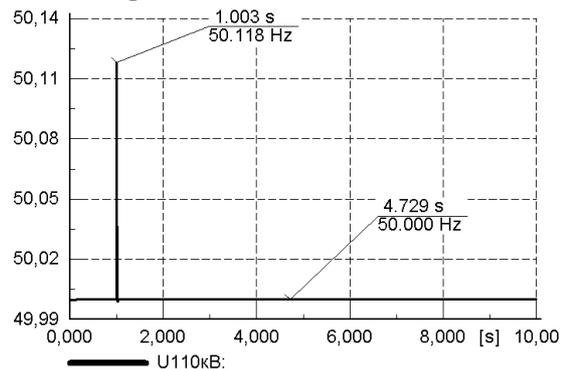


Рис. 4. Изменение частоты на шинах 110 кВ при изменении нагрузки на 50 %

Таблица 1

Изменение частоты в зависимости от изменения доли отключенной нагрузки

Частота а	Изменение нагрузки				
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
f, Гц	50,02	50,04	50,07	50,09	50,11
	4	7	1	5	8

Результаты моделирования показывают разное изменение частоты при изменении разной доли нагрузки.

Выводы

Результаты моделирования показывают изменение частоты при изменении доли нагрузки. Происходит отклонение частоты, которое превышает 50,1 Гц в случае 50 % отключения нагрузки, что видно на рис. 4, после чего частота возвращается к своему нормальному значению. Это указывает на то, что такую упрощенную модель ЭЭС с ветроэлектрической установкой переменной скорости вращения с асинхронным генератором с двойным питанием можно использовать для определения изменения частоты в ЭЭС при изменении доли нагрузки.

Увеличение использования ВЭУ ПСВ с АГДП требует необходимости оценки их влияния на частоту ЭЭС не только во время изменения генерирования, а и во время изменения потребления, поскольку во время генерирования максимальной мощности ВЭУ не всегда есть необходимость в потреблении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних станцій потужністю 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж. Завдання 3.3 Підключення «ВДЕ» до електричної мережі [Електронний ресурс] // Ukrainian National Electricity Regulatory Commission utilising European Bank for Reconstruction and Development (EBRD) funding provided by the Global Environment Facility (GEF). – Режим доступу : http://www.uself.com.ua/fileadmin/documents/Wind_and_Solar_PV_Tech_Req_Final_Version_Ukrainian.pdf.
2. Сегеда М. С. Швидкість зміни частоти електроенергетичних систем в результаті збільшення частки генерованої потужності вітровими електричними станціями / М. С. Сегеда, О. Б. Дудурич // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2016. – С. 68 – 75.
3. Impact of Reduced System Inertia as a Result of Higher Penetration Levels of Wind Generation : Power Engineering Conference (UPEC) [Електронний ресурс] / М. Conlon, О. Dudurych // IEEE Xplore Digital Library. – 2014. – P. 1 – 6. – Режим доступу : <https://ieeexplore.ieee.org/document/6934801>.
4. DlgSILENT Technical Documentation Power Factory Manual Version 14.1. [Електронний ресурс] / Режим доступу : https://www.google.com.ua/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKewj1luGr7qngAhUFFCwKHyanDmQQFjAAegQICRAC&url=https%3A%2F%2Fwww.researchgate.net%2Fprofile%2FKouba_Nour_El_Yakine%2Fpost%2FDoes_anyone_know_where_I_can_find_a_DlgSILENT_PowerFactory_tutorial%2Fattachment%2F59d63060c49f478072ea07a5%2FAS%253A273603331854347%25401442243525988%2Fdownload%2FWhats_New_V14.1.pdf&usq=AOvVaw3ezqki0I2hKZfELJf6pvK.
5. Ackermann T. Wind Power in Power Systems [Електронний ресурс] / Т. Ackermann. – John Wiley & Sons, Ltd., 2005. – 691 p. – Режим доступу : https://simsee.org/simsee/curso2010/wind_power_in_power_systems.pdf.
6. High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies. [Електронний ресурс] / V. Yaramasu, Bin Wu, P. C. Sen; S. Kouro, M. Narimani // Proceedings of the IEEE. – 2015. – №103 (5). – P. 740 – 788. – Режим доступу : https://www.researchgate.net/publication/276913259_High-Power_Wind_Energy_Conversion_Systems_State-of-the-Art_and_Emerging_Technologies.

Сегеда Михаил Станкович – д. т. н., профессор кафедры электроэнергетики и систем управления; e-mail: mseheda@ukr.net.

Национальный университет «Львовская политехника».

Дудурич Александра Борисовна – технический специалист.

MAGAL PowerInc., Canada.