

Анализируя полученные графические зависимости, можно сделать вывод: теоретические положения верны. Действительно, действительная часть коэффициента чувствительности моды λ_3 к параметру k_{FFV} положительна, значит, с ростом этого параметра должна увеличиваться и действительная часть данной моды. Данное положение выполняется. То же верно и в случае с параметром k_{pv} .

ЛИТЕРАТУРА:

1. Automatic Tuning of Cascaded Controllers for Power Converters Using Eigenvalue Parametric Sensitivities/ S. D'Arco, J. Are Suul, O. Bjarte Fosso// IEEE Transactions on Industry Applications, 2015. – V. 51 – P. 1743-1753.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-00129.

Научный руководитель: к.т.н. А.А. Суворов, доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ И СУБСИНХРОННЫХ КОЛЕБАНИЙ В СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

А.Е. Петрова

Томский политехнический университет

ИШЭ, ОЭЭ, группа 5АМ21

Согласно данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), в 2021 году установленная мощность электростанций на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) во всем мире увеличилась на 9,2 %: с 2807 ГВт до 3064 ГВт. В частности, установленная мощность ветряных электростанций (ВЭС) увеличилась на 12,7% (с 732 ГВт до 825 ГВт), солнечных электростанций (СЭС) – на 18,4 % (с 717 ГВт до 849 ГВт) [1].

С ростом числа такого рода электростанций и их доли в общей выработке электроэнергии встает вопрос о влиянии, которое они оказывают на устойчивость энергосистем. В большинстве случаев объекты ВИЭ-генерации устанавливаются в энергорайонах с малым количеством источников традиционной генерации: тогда связь между электростанцией на ВИЭ и традиционной осуществляется посредством длинных линий с большим индуктивным сопротивлением. Указанные сети принято называть слабыми, потому что они являются менее стабильными по напряжению при неисправностях в сети, чем сильные сети. В качестве меры слабости сети применяют отношение короткого замыкания (ОКЗ или англ. SCR), значение которого можно вычислить, зная мощность короткого замыкания сети при номинальном напряжении и номинальную мощность электростанции на ВИЭ на постоянном токе [2]. ОКЗ обратно пропорционален индуктивному сопротивлению, следовательно, чем меньше ОКЗ, тем больше электрическая удаленность объекта ВИЭ-генерации от традиционной. Так, к слабым сетям относят системы с ОКЗ меньше 3, к очень слабым – с ОКЗ меньше 2. ОКЗ является универсальным показателем слабости сети для исследования ее способности поддерживать необходимый уровень напряжения при внешних возмущениях. Поэтому неудивительно, что большинство аварий, происходивших в разных энергосистемах мира с ВИЭ-генерацией в составе, происходило в слабых сетях. Причем в зависимости от конкретной схемно-режимной ситуации при нарушении колебательной устойчивости частота колебаний оказывалась различной. Например, в Техасе, США были зафиксированы случаи низкочастотных колебаний, тогда как в Китае имели место субсинхронные изменения параметров режима [3]. В связи с этим целью данной работы является анализ факторов, приводящих к нарушению колебательной устойчивости энергосистем с ВИЭ.

Тренд на увеличение установленной мощности в структуре генерирующих мощностей характерен и для ЕЭС России. Например, в настоящее время в объединенной энергосистеме (ОЭС) Сибири суммарная установленная мощность ВИЭ-генерации составляет 407 МВт, большая часть из которых приходится на солнечные электростанции (СЭС) [4]. В связи с наличием длинных и протяженных линий, связывающих ВИЭ генерацию с традиционной, существенным объемом ВИЭ генерации, для некоторых энергорайонов ОЭС Сибири проблема изучения возникновения и предотвращения колебательных взаимодействий становится актуальной.

В отечественной литературе по природе происхождения выделяют три вида колебательной неустойчивости, которая возникает в энергосистеме с традиционными генерирующими источниками: самораскачивание, самовозбуждение и крутильные колебания [5]. Согласно исследованиям, представленным в [6], устойчивые колебания на субсинхронной частоте, зарегистрированные на ветряных электростанциях (ВЭС) с ветроэнергетическими установками (ВЭУ) 4-го типа в Синьцзян-Уйгурском автономном районе (СУАР, Северо-Западный Китай), представляют собой принципиально новый вид субсинхронного взаимодействия. Поэтому указанная ранее классификация колебательной неустойчивости не применима к энергосистемам с ВИЭ.

В [7] рассматривается следующая классификация колебаний, возникающих в энергосистеме с высоким уровнем внедрения ВИЭ: низкочастотные колебания (от 0,1 до 3 Гц), субсинхронные (сверхсинхронные) колебания и резонанс. Данная классификация отражена на рисунке 1.



Рис. 1. Классификация колебаний в энергосистеме с высоким уровнем внедрения ВИЭ

В дальнейшем при рассмотрении колебательных взаимодействий в энергосистеме с ВИЭ использована указанная классификация.

Механизм возникновения низкочастотных и субсинхронных колебаний для указанных ВЭУ 4-го типа может быть справедлив для всех генерирующих установок, подключаемых к сети посредством силовых преобразователей. К таким генерирующим установкам относятся, например, СЭС на основе фотоэлектрических установок.

В [6] авторы, при рассмотрении удаленных от потребителей ВЭС в сетях с низким ОКЗ, выделяют следующие факторы, влияющие на характеристики субсинхронных взаимодействий: индуктивное сопротивление ЛЭП и параметры контроллера сетевого преобразователя. Вследствие увеличения индуктивного сопротивления электропередачи, ОКЗ уменьшается, что приводит к нестабильности возникающих субсинхронных взаимодействий и к уменьшению их частоты. Это значит, что колебания распространяются на большее расстояние и оказывают негативное влияние на большее количество оборудования и потребителей. Наиболее сильное влияние на распространение колебаний по результатам исследования оказывают параметры сетевого инвертора: пропорциональные и интегральные коэффициенты усиления передаточ-

ных функций, которыми представляется указанный инвертор. Кроме того, авторы особо отмечают ситуацию, когда частота колебаний субсинхронных взаимодействий ВЭУ совпадает с собственной частотой крутильных колебаний турбогенератора, расположенного неподалеку. В таком случае с большой вероятностью возникают сильные крутильные колебания на валу генератора.

Более детальное рассмотрение параметров сетевого инвертора в контексте возникновения колебательной неустойчивости описано в [8]. Авторами было рассмотрено влияние на характер колебаний и возможность их возникновения параметров контура фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ), структурная схема которого изображена на рисунке 2 [9].

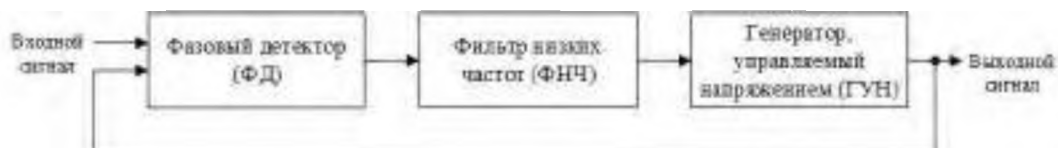


Рис. 2. Структурная схема контура фазовой автоподстройки частоты сетевого инвертора

ФАПЧ можно охарактеризовать как систему автоматического управления, которая подстраивает фазу управляемого генератора таким образом, чтобы она была равна фазе входного сигнала. Входной сигнал сравнивается в выходным при помощи фазового детектора, который представляет собой детектор разности фаз. ФНЧ используется для подавления высокочастотных составляющих сигнала после ФД. После фильтрации сигнал ФД поступает на ГУН, выполняя функцию управляющего сигнала и влияя на частоту колебаний генератора [9].

Влияние ФАПЧ было рассмотрено для двух типов управления преобразователем: управление по активной мощности и управление по напряжению цепи постоянного тока (ЦПТ). При увеличении реактивного сопротивления передачи первый режим управления показал больший запас колебательной устойчивости, чем второй. Дальнейшие исследования второго режима управления показали, что при ступенчатом изменении напряжения в зависимости от ширины полосы пропускания ФАПЧ возможно возникновение только низкочастотных (ширина полосы пропускания 17 Гц), преимущественно субсинхронных (40 Гц), обоих видов (60 Гц) и субсинхронных колебаний (70 Гц). Колебания в первом и последнем случаях оказались затухающими, во втором и третьем – затухающими. Таким образом, параметры настройки ФАПЧ оказывают существенное влияние на характер возникающих колебаний. С увеличением ширины полосы пропускания увеличивается частота возникающих колебаний. Кроме того, низкочастотные и субсинхронные колебания могут существовать независимо друг от друга. Если же говорить о режимах управления сетевым инвертором, то наиболее предпочтительным является управление по активной мощности, поскольку в данном режиме преобладают низкочастотные колебания, тогда как при управлении по напряжению ЦПТ существуют как низкочастотные, так и субсинхронные колебания.

Однако, как показано в [10], система оказывается более стабильной в пределах от 10 Гц до 100 Гц при увеличении ширины полосы пропускания ФАПЧ. Это следует из характера корневой характеристического уравнения, описывающего сетевой преобразователь с ФАПЧ в составе. При построении корневого годографа для различных значений коэффициента усиления ФАПЧ было выявлено, что чем больше ширина полосы пропускания фильтра, тем при большем коэффициенте усиления корневой годограф пересекает мнимую ось, то есть тем больше запас устойчивости. В случае малых значений для полосы пропускания (8 Гц и 20 Гц) в момент пересечения мнимой оси коэффициент усиления меньше требуемого для обеспечения устойчивости системы. Отдельно выделено влияние пропорционального коэффициента ФАПЧ: чем больше указанный коэффициент, тем больше ширина полосы пропускания ФАПЧ. Также авторами статьи была выявлена зависимость между изменением количества передаваемой мощности и нарушением колебательной устойчивости: при увеличении мощности запас колебательной устойчивости системы уменьшается.

Резюмируя вышесказанное, можно сделать следующие выводы. На возникновение колебательных процессов в энергосистеме с ВИЭ влияют несколько факторов. Первый из них это

ОКЗ – чем он меньше, тем больше электрическая удаленность от традиционных источников генерации, тем слабее система. Такая система становится более чувствительной к возникающим колебательным процессам, среди которых преобладают колебания с низкой частотой. Второй важный фактор – это параметры сетевого преобразователя. В частности, авторы указанных исследований особенно выделяют такие параметры ФАПЧ, как пропорциональный и интегральный коэффициенты, от которых зависит ширина полосы пропускания. С увеличением ширины полосы пропускания преобладающими становятся субсинхронные колебания, однако, они могут как успешно демпфироваться, так и переходить в незатухающие колебания. В качестве третьего фактора можно выделить режим управления сетевым преобразователем.

Для решения проблемы возникновения колебательных процессов в энергосистемах со значительной долей ВИЭ резонно предложить изменить параметры системы автоматического управления сетевого преобразователя. Например, ФАПЧ имеет ряд модификаций: традиционно в сетевых преобразователях используется ФАПЧ на основе синхронной системы отсчета (SRF-PLL), однако в [3] авторы предлагают использовать ФАПЧ с индикацией опережения и запаздывания (the lead/lag PLL), поскольку данная модификация обеспечивает лучшую фильтрацию гармоник, что подтверждается результатами моделирования. Возможно также подключение дополнительного подсинхронного контура управления демпфированием к контроллерам синхронного генератора на постоянных магнитах. Такой контур описывается в [6].

ЛИТЕРАТУРА:

1. Renewable Capacity Statistics 2022 // IRENA, April 2022. URL: <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022> (дата обращения 15.11.2022).
2. ГОСТ Р 59027-2020. Передача электроэнергии постоянным током высокого напряжения. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2020. – 39 с.
3. Wind in weak grids: low-frequency oscillations, subsynchronous oscillations, and torsional interactions / Y. Li, L. Fan, Z. Miao // IEEE Transactions on Power Systems. – January, 2020. - Vol. 35. - No. 1. – P. 109–118.
4. Рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития: информационный бюллетень // Ассоциация развития возобновляемой энергетики, июль 2022. URL: <https://rreda.ru/information-bulletin-july2022> (дата обращения 10.11.2022).
5. Гуревич, Ю. Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
6. Subsynchronous Interaction Between Direct-Drive PMSG Based Wind Farms and Weak AC Networks / H. Liu, X. Xie, J. He, T. Xu, Z. Yu, C. Wang, C. Zhang // IEEE Transactions on Power Systems. – November, 2017. – Vol. 32. – No. 6. – P. 4708–4720.
7. Power System Stability with Power-Electronic Converter Interfaced Renewable Power Generation: Present Issues and Future Trends / L. Meegahapola, A. Sguarezi, J.S. Bryant, M. Gu, E.R. Conde D., R.B.A. Cunha // Energies. – 2020. – No. 13. URL: <https://doi.org/10.3390/en13133441> (дата обращения 09.11.2022).
8. Wind in Weak Grids: 4 Hz or 30 Hz Oscillations? / L. Fan, Z. Miao // IEEE Transactions on Power Systems. – September, 2018. – Vol. 33. – No. 5. – P. 5803–5804.
9. What Exactly Is a Phase-Locked Loop, Anyways? / R. Keim // All about circuits. – March 09, 2018. URL: <https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/what-exactly-is-a-phase-locked-loop-anyways/> (дата обращения 19.11.2022).
10. Modeling Type-4 Wind in Weak Grids / L. Fan // IEEE Transactions on Power Systems. – April, 2019. - Vol. 10. - No. 2. – P. 853–864.

Научный руководитель: к.т.н. А.А. Суворов, доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ.