Исследование разгрузки демпфирующих регуляторов в методе виртуального синхронного генератора

Р. М. Мигранов¹, Н. А. Доброскок²

Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» им. В.И. Ульянова (Ленина) Санкт-Петербург, Россия ¹rmmigranov@stud.etu.ru, ²nadobroskok@etu.ru

Аннотация. Современные тенденции велут к увеличению числа внедряемых альтернативных и возобновляемых источников энергии постоянного тока, включаемых на параллельную работу с основным источником питания, представляющий ИЗ себя синхронный генератор (СГ) или мощную сеть переменного тока, через полупроводниковый автономный инвертор напряжения. Для обеспечения условий их синхронизации и дальнейшей длительной устойчивой совместной работы разработан метод виртуального СГ был **(BCF).** позволяющий инвертору имитировать статические и динамические свойства реального СГ. В статье приводиться описание и структура исследуемой системы малой распределенной энергетики (МРЭ), в которой исследована проблема разгрузки демпфирующих регуляторов системы управления параметрами выходного напряжения трехфазного мостового автономного инвертора напряжения (ТМАИН) с целью повышения синхронизации. Полученные качества результаты моделирования позволяют дать рекомендации по методике разгрузки регуляторов, обеспечивающей отсутствие перерегулирования активной и реактивной составляющих мощности инвертора и синхронного генератора в момент синхронизации.

Ключевые слова: синхронный генератор, малая распределенная энергетика, инвертор, виртуальный сихронный генератор, демпфирующий регулятор, трехфазный мостовой автономный инвертор напряжения

I. Введение

В настоящее время актуальным направлением развития энергетики является внедрение в систему электроснабжения альтернативных и возобновляемых источников энергии, таких как ветряные генераторы, солнечные панели, или накопителей электроэнергии (аккумуляторные батареи). Для ИХ интеграции необходимо использовать преобразовательные устройства из постоянного тока в переменный, для чего в трехфазных сетях широко используется ТМАИН [1]. Так как ТМАИН в отличии от СГ переменного тока, являющихся основными источниками питания в сетях, статический преобразователь энергии, то известной теории для синхронизации нескольких СГ применить невозможно. Кроме того, при их совместной работе возникает ситуация, когда два источника напряжения с существенно разными динамическими и статическими свойствами работают на одну нагрузку, что ухудшает устойчивость системы. Поэтому исследователи предложили способ имитации инвертором статических и динамических свойств СГ, такой подход получил название ВСГ. Существуют различные варианты и

модификации данного метода, но во всех этих методах уравнения регуляторов амплитуды и фазы инвертора основаны на уравнении механической части реального СГ представленном относительно механических мощностей. Базовая версия алгоритма описана в [2], для повышения точности регулирование используются внутренние контуры выходного тока и напряжения ТМАИН [3-12], кроме этого при питании ТМАИН от аккумуляторной батареи учитывают и регулятор напряжения первичного источника [13-15], но для данной работы особый интерес представляет ВСГ с предварительной синхронизацией, рассмотренный в [16-23]. Кроме ВСГ существуют также метод имитации асинхронной машины [24], подходы с различными модификациями фазовой автоподстройки частоты [25], синхроинверторы [26] и многие другие.

Целью данной работы является более детальное исследование работы демпфирующих регуляторов при регулировании амплитуды и фазы выходного напряжение ТМАИН, а именно, процессы плавной разгрузки выходных значений регуляторов при их отключении во избежание перерегулирования при расчете активной и реактивной составляющих мощности инвертора и СГ в момент синхронизации.

В данной работе рассмотрены и описаны система управления ТМАИН, основанная на методе ВСГ с предсинхронизацией, а также исследован процесс разгрузки демпфирующих регуляторов и влияние этого процесса на переходный процесс мощности инвертора после синхронизации.

II. БАЗОВЫЙ МЕТОД ВСГ С МОДИФИКАЦИЯМИ И РОЛЬ РАЗГРУЗКИ ДЕМПФИРУЮЩЕГО РЕ-ГУЛЯТОРА

А. Система регулирования амплитудой и фазой выходного напряжения инвертора методов ВСГ

Среди множества вариаций метода ВСГ некоторые учитывают рассогласование амплитуды и фазы выходного напряжения [16–18], некоторые – нет [4–6]. Также имеется различие в наличии модификации, улучшающие процесс предсинхронизации, например, введением интегрирующей аддитивной составляющей в демпфирующем регуляторе, которая позволяет избавиться от статической ошибки при расчете амплитуды и фазы, которые возникают в базовом методе ВСГ. Итак, приведем уравнение механической части СГ

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - T_{damp} , \qquad (1)$$

где *J* – момент инерции; *T_m*, *T_e* – механический и электромагнитный моменты; *T_{damp}* – демпфирующий момент, эквивалентный моменту сил трения в СГ.

Ввиду того, что ТМАИН является статическим преобразователем и к нему не применим второй закон Ньютона для вращательного движения, то перепишем правую часть уравнения (1) через мощности, умножив значение момента на номинальную (желаемую) частоту выходного напряжения инвертора ω_n [16]

$$J \cdot \omega_n \cdot \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e - P_{damp} \,,$$

где $J \cdot \omega_n = J_{VSG}$ – виртуальный момент инерции ВСГ, определяющий инерционные свойства СГ; P_m и P_e – механическая и электромагнитная мощности; P_{damp} – демпфирующая мощность, определяющаяся по формуле:

$$P_{damp} = \begin{cases} D_P \cdot (\omega_n - \omega), & \text{базовый} \\ (D_P + \frac{K_{PI}}{s}) \cdot (\omega_n - \omega), & \text{баз. с модиф.} \end{cases},$$

где D_p и K_{PI} – коэффициенты пропорциональной и интегрирующей составляющих демпфирующего регулятора.

Как было сказано ранее, ВСГ основан на имитации статических и динамических свойств СГ, поэтому уравнение частоты выходного напряжения инвертора ω основывается на уравнении механической части генератора.

Необходимо также учитывать регулятор падения частоты вращения ротора в генераторе, поэтому механическая мощность будет иметь вид:

$$P_m = P_n - k_p \cdot (\omega_n - \omega),$$

где P_n – заданная (желаемая) активная мощность; k_p – коэффициент спада частоты.

С учетом вышесказанного, получим уравнение, описывающее частоту выходного напряжения инвертора:

$$J_{VSG} \frac{d\omega}{dt} = P_n - P_e - \begin{cases} K_P \cdot (\omega_n - \omega), & \text{foas.} \\ (K_P + \frac{K_{PI}}{s}) \cdot (\omega_n - \omega), & \text{c мод.} \end{cases}$$
(2)

где $K_p = D_p + k_p$ – итоговый коэффициент пропорциональной составляющей демпфирующего регулятора.

Уравнение (2) можно представить относительно разности желаемого и рассчитанного значения частоты $\Delta \omega = \omega_n - \omega$, тогда можно смело утверждать, что:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d(\omega_n - \omega)}{dt} = \frac{d\Delta\omega}{dt}.$$
 (3)

Теперь перейдем в операторную область, с оператором Лапласа *s*.

$$(J_{VSG} \cdot \Delta \omega) \cdot s = P_n - P_e - \begin{cases} K_P \cdot \Delta \omega, & \text{баз.} \\ (K_P + \frac{K_{PI}}{s}) \cdot \Delta \omega, & \text{с мод.} \end{cases}$$
 (4)

Фаза выходного напряжения инвертора, будет получена интегрированием значения частоты напряжения:

$$\theta = \frac{1}{s} \cdot (\omega_n + \Delta \omega)$$

Уравнение (4) лучше всего представить в виде структурной схемы, как изображено на рис. 1. Аналогичным образом приведем расчет амплитуды выходного напряжения инвертора [16, 18]:

$$K \cdot \frac{dU_n}{dt} = Q_n - Q_e - Q_{damp} , \qquad (5)$$

где Q_n , Q_e и Q_{damp} — заданная (желаемая), электромагнитная и демпфирующая реактивные мощности инвертора; U_n — желаемая амплитуда выходного напряжения; K — виртуальный коэффициент напряжения.

Распишем демпфирующую реактивную мощность:

$$Q_{damp} = \begin{cases} D_Q \cdot (U_n - U), & \text{базовый} \\ \\ (D_Q + \frac{D_{QI}}{s}) \cdot (U_n - U), \text{ баз. с модиф.} \end{cases}$$

где D_Q и D_{QI} – коэффициенты пропорциональной и интегрирующей составляющих демпфирующего регулятора.

Аналогично (3) и (4) можно представить и разность амплитуд ΔU , тогда (5) примет вид:

$$(K \cdot \Delta U) \cdot s = Q_n - Q_e - \begin{cases} D_q \cdot \Delta U, & \text{баз.} \\ (D_q + \frac{D_{qI}}{s}) \cdot \Delta U, \text{ с мод.} \end{cases}$$
 .(6)

Также для наилучшего представления (6) построим ее структурную схема на рис. 1.



Рис. 1. Структурная схема регулятора амплитуды и фазы выходного напряжения инвертора

С помощью ключей *SW1* и *SW2* осуществляется отключение демпфирующих регуляторов. В результате после отключения демпфирующих регуляторов (4) и (6) примут вид:

$$(J_{VSG} \cdot \Delta \omega) \cdot s = P_n - P_e$$
$$(K \cdot \Delta U) \cdot s = Q_n - Q_e$$

.

Следовательно, если после отключения регуляторов изменить желаемое значение мощностей, то после завершения переходных процессов, рассчитанное и желаемое значения мощностей будут равны. Поэтому, особый интерес представляет момент и способ отключения регуляторов.

Среди представленных параметров системы, эмпирическим путем находятся коэффициенты интегрирующей составляющей демпфирующих регуляторов (K_{Pl} , D_{Ql}) и коэффициент спада частоты k_p . Приведем расчет оставшихся, согласно [2, 18].

Пропорциональная составляющая демпфирующих регуляторов определяется по P- ω и Q-U характеристикам СГ. Первая характеристики снимается при номинальной величине напряжения обмотки возбуждения генератора, а вторая при неизменной номинальное частоте вращения ротора. После построения характеристик, следует задаться диапазоном изменения соответствующей мощности и по диаграмме определим величину изменения конкретного параметра (ω или U). Формулы для определения коэффициентов представлены далее:

$$D_P = \frac{\Delta P}{\Delta \omega \cdot \omega_{set}}, \qquad D_Q = \frac{\Delta Q}{\Delta U},$$

где ΔP и ΔQ – изменение активной и реактивной мощностей, $\Delta \omega$ и ΔU – изменение скорости вращения ротора и напряжения обмотки возбуждения.

В отличие, от [2] в рассматриваемом варианте используется максимальное значение амплитуды и номинальное значение частоты выходного напряжения в контуре активной мощности не вынесен, поэтому получившееся значение D_p необходимо домножить на ω_n , а D_q на $\sqrt{2}$.

Также согласно [2] рассчитаем виртуальный коэффициент напряжения *К*:

$$K \le \frac{5D_q}{\omega_n} \,,$$

И последний рассчитываемый параметр – виртуальный момент инерции, который определяется из соотношения [18]:

$$\frac{J_{SG}}{S_{SG}} = \frac{J_{VSG}}{S_{INV}},$$

где J_{SG} и S_{SG} – момент инерции и полная номинальная мощность СГ, S_{INV} - полная мощность инвертора.

В. Условия синхронизации и способ разгрузки демпфирующих регуляторов

После описания всей системы управления фазой и амплитудой выходного напряжения ТМАИН, разберем

условия синхронизации и предлагаемый способ разгрузки демпфирующего регулятора.

В исследуемой системе будем использовать метод точной синхронизации, задавшись значениями (критериями) [27] для разности частоты, фазы и амплитуды СГ и ТМАИН, где для фазы, согласно [16] рассчитывается следующее:

$$\omega_{SG} - \omega_{INV} \le \alpha_{0}$$

$$U_{SG} - U_{INV} \le \alpha_{U} \qquad (7)$$

$$[1 - \cos(\theta_{SG} - \theta_{INV})] \le \alpha_{0}$$

Выбор критериев зависит от поставленной задачи и требуемого времени синхронизации, поскольку как показывают результаты моделирования существенное влияние на время синхронизации оказывают моменты совпадения фаз, которые повторяются периодически, в отличии от разности амплитуды и частоты, которая со временем колеблется около установившегося значения.

Теперь рассмотрим вариант разгрузки значений, накопленных на выходе демпфирующих регуляторов. Наиболее просто этот процесс можно реализовать по экспоненциальному закону (в операторной области принимает вид реального дифференцирующего звена), но следует помнить, что значение экспоненты обнуляется только при бесконечном времени, что может создать статическую ошибку в расчетах. Для того чтобы этого избежать принудительно обнулим значение на выходе регулятора спустя время, равное 6т, при котором резкий скачок в значении не привелет к значительному влиянию на переходный процесс в системе. Приведем уравнение и реализацию алгоритма разгрузки демпфирующих регуляторов, где у0 – значение на выходе регулятора в момент отключения; t₀ – время отключения; т – постоянная времени разгрузки.

$$y = y_0 \cdot e^{-\frac{t-t_0}{\tau}},$$

На рис. 2 (а) представлена реализация подсистемы разгрузки регуляторов в программе *Matlab&Simulink*, которая устанавливается на месте ключей *SW1* и *SW2*, как показано на рис. 1.

Аналогично, можно разгрузить используя следующее выражение:

$$y = y_0 - (t - t_0)^n \cdot \tau$$
, (8)

где n – натуральное число. На вход необходимо подать сигнал поступающей от регуляторов и сигнал отключения, также необходимо задаться постоянной времени. Программный код, содержащийся в блоке *Function*, соответствует разгрузке регулятора, описанной ранее.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

A. Описание моделируемой системы в программе Matlab&Simulink

В работе исследования проводятся на примере системы МРЭ, в которой в качестве основной генерирующей установки выступает СГ мощность 85 кВт и номинальным действующем линейным значением выходного напряжения в 400 В, работающий некоторое

время на активно-индуктивную нагрузку, потребляющая 40 кВт активной и 30 кВАР реактивной мощностей. В системе предусмотрена возможность подключения на совместную работу с СГ источника постоянного тока, которые при помощи ТМАИН и после соблюдения всех условий синхронизации (7) включается на параллельную работу. При этом выходное напряжение ТМАИН сглаживается двухзвенным LC фильтром, а регулирование его амплитудой и фазой осуществляется базовым методом ВСГ с модификациями, структурная схема системы которого представлена ранее на рис. 1. Приведем параметры системы в табл. 1.

ТАБЛИЦА І	Значения коэффициентов, используемые при
	МОДЕЛИРОВАНИИ

Параметры	Параметры Значения		Значения	
J_{VSG} , кг \cdot м ²	0.6296	K	113	
K _p	256*2π*50	D_q	5044*√2	
K _{PI}	25000	D_{qI}	25000	
Pn, Bt	40000	Q _n , BAP	30000	
ω _n , рад/с	$2\pi * 50$	U _n , B	400*√2/√3	
α_{ω}	0.1	α_{θ}	$1e^{-10}$	
$\alpha_{\rm U}$	0.2	K _{norm}	437.2/400	

На рис. 2 (б) изображена система регулирования фазы и амплитуды выходного напряжения ТМАИН, спроектированные в программе *Matlab&Simulink*, основанные на структурных схемах, приведенных ранее на рис. 1.



Рис. 2. Подсистемы разгрузки значений демпфирующих регуляторов (а) и системы регулирования амплитуды и фазы выходного напряжения инвертора (б)

В ней следует заметить следующие блоки, не вошедшие ранее в описание системы, а именно:

- блок Saturation предназначенный для ограничения рассчитанной амплитуды в пределах амплитуды пилообразного сигнала, использующий для получения широтноимпульсного модулированного сигнала;
- подсистема нормирования амплитуды в ней после момента синхронизации изменяется нормировочный коэффициент Кпогт, т.к. вначале инвертор работает на ХХ и сглаживающий фильтр выступают в роли нагрузки, что приводит к искажению значения амплитуды на выходе инвертора;

 блок Function – предназначен для преобразования сигнала фазы в пилообразный вид, принимающий значения от 0 до 2π. Код в нем также достаточно примитивный и состоит из одного цикла while.

В. Влияние величин постоянных времени

На рис. 3 приведены диаграммы составляющих мощности инвертора при изменении величины постоянных времени разгрузки пропорциональной и интегрирующей составляющих демпфирующего регулятора.

Из рис. З видно, что при большом постоянном времени увеличивается время регулирования переходного процесса, а при малых возрастает величина перерегулирования.



Рис. 3. Временные диаграммы активной и реактивной составляющих мощности ТМАИН при различных значениях величин постоянной времени разгрузки демпфирующего регулятора



Рис. 4. Временные диаграммы активной и реактивной составляющих мощности ТМАИН при линейной разгрузке регулятора

Поэтому в зависимости от поставленной задачи, можно подобрать такое значение постоянной времени разгрузки при которых соблюдаются все условия. В нашем случае, для отсутствия перерегулирования будет достаточным выбрать для обеих составляющих демпфирующего регулятора значения постоянных времени разгрузки в 0.5 с. Также из рис. 3, можно найти подтверждения тому, что после отключения регуляторов распределение мощности происходит без статической ошибки.

На рис. 4 представлены диаграммы составляющих мощности инвертора при линейной разгрузке согласно (8), по которому заметно, что даже при самой медленной разгрузке, в момент полного обнуления происходит небольшой скачок значений мощности. Полученные количественные параметры переходных процессов, такие как, время регулирования и перерегулирования, для каждого из типов разгрузки приведены в табл. 2.

На рис. 5, в котором представлена квадратичная разгрузка регуляторов, по сравнению с линейной разгрузкой имеет большую колебательность при полном обнулении, но меньшее время регулирования.



Рис. 5. Временные диаграммы активной и реактивной составляющих мощности ТМАИН при квадратичной разгрузке регулятора

Buð	Hanayamin	Величина разгрузочного коэффициента				
разгрузки	параметры	τ_{I}	τ_2	T 3	τ4	τ5
ŭ	Активная мощность <i>P</i> _{INV}					
Экспонен циальнь	t _p , c	3,93	3,98	4,02	5,68	7,99
	σ, %	62,5	22,5	1	0	0
	Реактивная мощность <i>Q</i> _{INV}					
	t _p , c	3,77	3,82	3,97	5,82	7,87
	σ, %	30	10	2	0	0
	Активная мощность <i>P</i> _{INV}					
Линейный	$t_{\rm p}, c$	3,86	4,04	4,98	5,95	7,6
	σ, %	22,5	6,75	2,5	1,5	1
	Реактивная мощность Q _{INV}					
	$t_{\rm p}, c$	4,2	4,36	4,76	5,49	6,72
	σ, %	13.3	6.6	0	0	0

ТАБЛИЦА II РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Bud	Параметры	Величина разгрузочного коэффициента				
разгрузки		τ_{I}	τ_2	τ_3	τ4	τ_5
ш	Активная мощность <i>P</i> _{INV}					
анти	$t_{\rm p}, c$	4,23	4,4	4,8	5,16	5,73
	σ, %	13,25	8,5	6	5	3,75
bar	Реактивная мощность <i>Q</i> _{INV}					
sad	$t_{\rm p}, c$	4,27	4,4	4,7	5,03	5,6
Ki	σ, %	10,66	10	3	1,66	0,67

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной работы были проведены исследования на примере системы МРЭ, в которой, параллельно с СГ подключается источник постоянного тока через ТМАИН, управляемый методом ВСГ с модификациями. Особое внимание было уделено части системы управления с демпфирующими регуляторами в системе управления фазой и амплитудой инвертора в части их постепенного отключения.

По результатам исследования, можно заключить, что при разгрузке накопленных значений на выходе демпфирующих регуляторов по экспоненциальному закону при больших постоянных времени увеличивается время регулирования переходного процесса, а при малых постоянных – колебательность.

Сравнивая все три типа разгрузки, можно сделать вывод о том, что наиболее желательным является экспоненциальной использование разгрузки, тк использование линейного или квадратичного закона негативно сказывается на переходном процессе составляющих мощности инвертора И внося колебательность, при больших постоянных времени.

Данное исследование предназначено для облегчения синтеза систем управления параметров выходного напряжения инвертора методом ВСГ.

Список литературы

- [1] Migranov R.M. Inverter Power Generation Control in Microgrid: Bachelor's thesis - ETU "LETI", 2021, 79 p. URL: https://nauchkor.ru/pubs/upravlenie-invertornoy-generatsiey-energiiv-sisteme-maloy-raspredelennoy-energetiki-60eacc83e4dde500016d320b
- [2] Hao, Yue & Li, Hua. (2020). Research on VSG Control Strategy of Microgrid. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 440. 032087. 10.1088/1755-1315/440/3/032087.
- [3] A. Tuckey and S. Round, "Practical application of a complete virtual synchronous generator control method for microgrid and grid-edge applications," 2018 IEEE 19th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/COMPEL.2018.8459987.
- [4] Wang, Yawei & Liu, Bangyin & Duan, Shanxu. (2019). A Modified Virtual Inertia Control Method of VSG Strategy with Improved Transient Response and Power Supporting Capability. IET Power Electronics. 12. 10.1049/iet-pel.2019.0099.
- [5] Y. Wang, B. Liu and S. Duan, "Improving Transient Response of VSG Controlled Grid-Tied Converter," 2019 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2019, pp. 1825-1828, doi: 10.1109/APEC.2019.8722266.
- [6] X. Zheng, Y. Liu, S. Pang, Z. Liu, Y. Li and C. Wang, "Sliding Mode combined VSG Control to Microgrid Inverters," IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2018, pp. 2453-2456, doi: 10.1109/IECON.2018.8592771.
- [7] Hou, Xiaochao & Sun, Yao & Zhang, Xin & Lu, Jinghang & Wang, Peng & Guerrero, Josep. (2019). Improvement of Frequency Regulation in VSG-Based AC Microgrid Via Adaptive Virtual Inertia. IEEE Transactions on Power Electronics. PP. 1-1. 10.1109/TPEL.2019.2923734.
- [8] Xu, Y.; Nian, H.; Wang, Y.; Sun, D. Impedance Modeling and Stability Analysis of VSG Controlled Grid-Connected Converters with Cascaded Inner Control Loop. Energies 2020, 13, 5114. https://doi.org/10.3390/en13195114

- [9] Volkov, A. & Sagaiko, D.. (2020). A research into the operation of a system of electric energy accumulation as part of a cyber-physical real time simulation facility. Power and Autonomous equipment. 2. 209-218. 10.32464/2618-8716-2019-2-4-209-218.
- [10] W. Jian, L. Tong, L. ZiDong and X. DianGuo, "VSG Current Balance Control Strategy Under Unbalanced Grid Voltage," 2019 22nd International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICEMS.2019.8922266.
- [11] C. Wang, J. Wu, D. Yang and J. Zhao, "Suppressing power oscillation based on VSG," 2017 IEEE 2nd Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC), 2017, pp. 336-339, doi: 10.1109/ITNEC.2017.8285001.
- [12] Zhang, B.; Yan, X.; Li, D.; Zhang, X.; Han, J.; Xiao, X. Stable Operation and Small-Signal Analysis of Multiple Parallel DG Inverters Based on a Virtual Synchronous Generator Scheme. Energies 2018, 11, 203. https://doi.org/10.3390/en11010203
- [13] V. S. K. M. Balijepalli, A. Ukil, N. Karthikeyan, A. K. Gupta and Y. Shicong, "Virtual synchronous generators as potential solution for electricity Grid compliance studies," 2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON), 2016, pp. 718-722, doi: 10.1109/TENCON.2016.7848096.
- [14] Ding, Xiying, Tianxiang Lan, and Henan Dong. "Control Strategy and Stability Analysis of Virtual Synchronous Generators Combined with Photovoltaic Dynamic Characteristics." Journal of Power Electronics 19, no. 5 (September 20, 2019): 1270–77. doi:10.6113/JPE.2019.19.5.1270.
- [15] W. Gao, "Microgrid Control Strategy Based on Battery Energy Storage System-Virtual Synchronous Generator (BESS-VSG)," 2020 IEEE Kansas Power and Energy Conference (KPEC), 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/KPEC47870.2020.9167653.
- [16] Chen, Xuhai & Zhang, Yiwang & Dong, Jiqing & Mao, Xingkui & Chen, Jiaqiao & Wen, Buyin & Zhang, Zhe. (2020). A Novel Pre-Synchronization Control for Grid Connection of Virtual Synchronous Generator. Elektronika ir Elektrotechnika. 26. 25-31. 10.5755/j01.eie.26.6.25874.
- [17] Yu, Yong-jin & Cao, Li-ke & Zhao, Xingmin. (2018). A novel control strategy of virtual synchronous generator in island micro-grids. Systems Science & Control Engineering. 6. 136-145. 10.1080/21642583.2018.1539930.
- [18] K. Shi, W. Song, H. Ge, P. Xu, Y. Yang and F. Blaabjerg, "Transient Analysis of Microgrids With Parallel Synchronous Generators and Virtual Synchronous Generators," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 35, no. 1, pp. 95-105, March 2020, doi: 10.1109/TEC.2019.2943888.

- [19] J. Wu, F. Zhuo, Z. Wang, H. Yi and K. Yu, "Pre-synchronization method for grid-connection of virtual synchronous generators based micro-grids," 2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe), 2017, pp. P.1-P.8, doi: 10.23919/EPE17ECCEEurope.2017.8099309.
- [20] P. Xing, X. Jia, C. Tian, Y. Mao, L. Yu and X. Jiang, "Presynchronization Control Method of Virtual Synchronous Generator with Alterable Inertia," 2019 IEEE 10th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2019, pp. 142-146, doi: 10.1109/PEDG.2019.8807766.
- [21] Zhou, Zifu & Long, Jun. (2020). An improved grid-connected presynchronization method for photovoltaic micro-grid. Journal of Physics: Conference Series. 1549. 052040. 10.1088/1742-6596/1549/5/052040.
- [22] Zhang, H. & Zhang, R. & Sun, K. & Feng, W. (2019). Performance improvement strategy for parallel-operated virtual synchronous generators in microgrids. Journal of Power Electronics. 19. 580-590. 10.6113/JPE.2019.19.2.580.
- [23] X. Li and G. Chen, "Synchronization Strategy for Virtual Synchronous Generator based Energy Storage System," IECON 2019-45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2019, pp. 2512-2517, doi: 10.1109/IECON.2019.8927372.
- [24] M. Ashabani, F. D. Freijedo, S. Golestan and J. M. Guerrero, "Inducverters: PLL-Less Converters With Auto-Synchronization and Emulated Inertia Capability," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 3, pp. 1660-1674, May 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2468600.
- [25] Jackson, Ronald & Aizam, Shamsul & Benbouzid, Mohamed & Salimin, Suriana & Khan, Mubashir & Garba, Elhassan & Pathan, Erum. (2020). A Comprehensive Motivation of Multilayer Control Levels for Microgrids: Synchronization, Voltage and Frequency Restoration Perspective. Applied Sciences. 10. 8355. 10.3390/app10238355.
- [26] G. P. da Silva Junior and L. S. Barros, "Synchronverter Operation in Active and Reactive Support Mode," 2019 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS), 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/WCNPS.2019.8896239.
- [27] Guanfeng Zhang, Junyou Yang, Haixin Wang, Jia Cui, "Presynchronous Grid-Connection Strategy of Virtual Synchronous Generator Based on Virtual Impedance", Mathematical Problems in Engineering, vol. 2020, Article ID 3690564, 9 pages, 2020. https://doi.org/10.1155/2020/3690564