

新能源场站跟网/构网变流器协同控制策略综述

王冠淇^{1,2}, 裴 玮^{1,2}, 熊佳旺^{1,2}, 李毅丰^{1,2}, 苏小玲³

(1. 中国科学院电工研究所, 北京 100190; 2. 中国科学院大学, 北京 100049;

3. 青海大学能源与电气工程学院, 西宁 810016)

摘 要: 在“30·60”双碳目标的引领下, 以化石能源为主导的场站逐步转变为以新能源为主导的场站, 场站内部电力电子设备也随之逐步增多。然而新能源场站内部电力电子变流器相互作用、相互耦合, 致使新能源场站电压/频率稳定性变得更加复杂, 因此如何协同控制新能源场站内部的电力电子变流器以维持新能源场站电压/频率稳定, 越来越受到研究人员的关注。该文基于变流器的控制策略及新能源场站模型, 对目前新能源场站协同控制策略及多机暂态稳定性分析进行梳理以及总结。首先从变流器单机控制策略入手, 分析了不同电力电子设备的电气特性及动态能力, 明确跟网/构网变流器混合的新能源场站的必要性; 其次, 总结了目前新能源场站的主要结构及等值建模策略, 为后续新能源场站协同控制及稳定性分析提供基础; 再次, 对多机暂态稳定性分析方法进行总结归纳; 然后进一步梳理不同场景下混合场站内变流器协同控制策略; 最后对目前混合场站协同控制策略优势和局限性进行总结, 为未来研究提供借鉴。

关键词: 构网型变流器; 跟网型变流器; 新能源场站; 协同控制策略; 暂态稳定性分析

Review of Coordinated Control Strategies for Renewable Energy Station with Grid-following and Grid-forming Inverters

WANG Guanqi^{1,2}, PEI Wei^{1,2}, XIONG Jiawang^{1,2}, LI Yifeng^{1,2}, SU Xiaoling³

(1. Institute of Electrical Engineering, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;

2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;

3. School of Energy and Electrical Engineering, Qinghai University, Xining 810016, China)

Abstract: Under the guidance of the “30·60” dual-carbon targets, the traditional power system, which is centered around synchronous generators, is rapidly transitioning to a new type of power system dominated by power electronic inverters. The mutual coupling and influence of these inverters make the voltage/frequency stability of hybrid stations with grid-following and grid-forming inverters more complex, necessitating coordinated control of multiple inverters within the station to maintain stability. This paper reviews the current coordinated control strategies and transient stability analysis for multi-inverter hybrid stations based on the control strategies of inverters and the model of hybrid stations with grid-following and grid-forming inverters. First, the control strategy of individual inverters is presented, the electrical characteristics and dynamic capabilities of different power electronic devices are analyzed, and the necessity of mixing grid-connected and grid-forming inverters in new energy stations is clarified. Second, the main structures and equivalent modeling strategies of current new energy stations are summarized, providing a foundation for subsequent cooperative control and stability analysis of new energy stations. Third, methods for multi-machine transient stability analysis are summarized. Then, the cooperative control strategies of inverters within mixed stations in different scenarios are further organized. Finally, the advantages and limitations of current cooperative control strategies in mixed stations are summarized, offering references and insights for future research.

Key words: grid-forming inverters; grid-following inverters; renewable energy station; coordinated control strategies; transient stability analysis

0 引言

在“碳达峰、碳中和”目标的引领下，中国正在逐步实现低碳转型。据国家能源局统计，截至2024年7月底，中国新能源发电装机规模已超过煤电，达到16.8亿kW，装机占比超过了54%^[1]。大规模新能源并网改变了发电场站的结构，从“以火电为主”转变为“以新能源为主体”。传统的同步发电机因具备充足的转子惯量，能够有效维持电压和频率的稳定。然而，新能源场站主要依赖电力电子变流器，这些设备的动态特性复杂多变且互相耦合，因此如何协同控制新能源场站内部的电力电子设备以维持新能源场站电压/频率稳定，逐步成为研究人员关注的焦点^[2]。

当前，新能源场站普遍采用跟网型变流器(grid-following, GFL)，通过锁相环(phase-locked loop, PLL)实现频率同步和功率控制。然而，随着新能源占比上升，电网波动加剧，对变流器的稳定性要求提高。虽然要求跟网型变流器保留一定裕量支持电网^[3-4]，但这不足以满足系统稳定性需求，迫使电网运营商增加同步发电机数量进而增加运营成本，限制新能源的进一步发展，违背碳中和初衷^[5]。为应对这一挑战，现研究趋势逐步转向构网型变流器(grid-forming, GFM)，通过模拟同步发电机(synchronous generator, SG)的特性，构建虚拟同步控制机(virtual synchronous controller, VSG)控制，为系统提供惯量及阻尼，维持系统电压/频率稳定^[6]，构建如图1所示的跟网/构网型变流器混合场站。这一策略有望减少对同步发电机的依赖，提高新能源利用率。但由于变流器控制策略及电气特性的差异，各参数相互耦合、相互作用，使得其动态特性更加复杂^[7]。因此需要统筹各变流器的控制策略及输出特性，构建变流器协同控制策略，以实现新能源场站稳定运行^[8]。

而对于跟网/构网混合新能源场站，其面对随机扰动时，容易发生宽频振荡以及功率循环，致使系统失稳，因此需要构建混合新能源场站的稳定边界，揭示不同参数对混合型光伏场站稳定运行的作用机理，从而指导构建协同控制策略。目前对单一类型变流器稳定性的研究已相对成熟，然而对电压频率的支撑需求驱使着系统未来朝多类型变流器混合场站发展。与单一类型的跟网型或构网型变流器场站相比，当新能源场站同时具有不同输出特性的变流

器时，其暂态稳定性变得更加复杂。文献[9]开发了一种两阶非线性动力学模型，用于分析跟网型和构网型变流器组成的双机系统，简化了稳定性分析，但未深入探讨具体的稳定条件。文献[10]分析了跟网型变流器在故障时的电流相位对稳定性的影响，发现其注入无功电流有助于增强暂态稳定性。文献[11]提出了一种改进的等面积法，用以量化跟网型与构网型变流器之间互动产生的负阻尼影响。尽管进行了这些研究，但多数研究依然局限于双机，难以推广至多机系统，并且仅进行定性分析，缺少对混合系统稳定性的定量评估。

本文基于构网型变流器和跟网型变流器的控制策略，梳理构建跟网/构网型变流器混合的新能源场站结构及等值模型策略，归纳整理了目前新能源场站协同控制策略及暂态稳定分析方法。首先从变流器单机控制策略入手，分析了不同电力电子设备的电气特性及动力学特性；其次，总结了目前新能源场站的主要结构及等值建模策略，为后续新能源场站协同控制及稳定性分析提供基础；再次，对多机暂态稳定性分析方法进行总结归纳；然后梳理不同场景下混合场站内多变流器协同控制策略；最后对目前混合场站协同控制策略优势和局限性进行总结，为未来研究提供借鉴。

1 新能源场站跟网/构网型变流器控制策略

在新能源场站中，单机变流器的控制策略赋予其独特的电气和动力学特性。构网型变流器能够模拟同步机特性，主动支持电压和频率，而跟网型变流器则依赖电网信号进行同步。而新能源发电端，

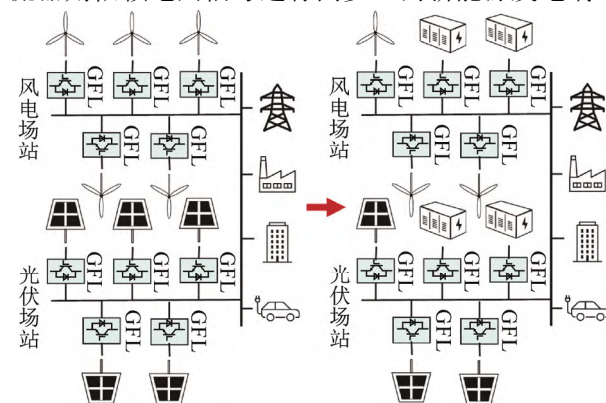


图1 仅含跟网型变流器的新能源场站转变为跟网/构网型变流器混合场站

Fig.1 Renewable energy stations with only grid-following inverters are transformed into hybrid renewable energy stations with grid-following and grid-forming inverters

如风电、光伏以及储能仅会对新能源发电单元的总体动力学特性造成影响,而不会对总体电气特性产生影响。因此,需要深入理解各种变流器的控制策略及其影响的动力学特性,构建合适的跟网/构网型变流器的协同控制策略,整合不同类型变流器的优势,提升系统的整体稳定性和效率。

1.1 新能源场站跟网/构网变流器的控制划分

目前,新能源场站变流器等设备的控制策略分析主要从电气特性和变流器控制器塑造的动力学特性这 2 个维度展开^[12-13]。电气特性指的是变流器的输出外特性,即变流器作为电压源或电流源接入电网。动力学特性指的是变流器输出能量随时间变化的特性,也就是变流器控制器塑造输出特性的过程。

变流器的输出能量由控制器调节,在毫秒级的时间尺度上,输出外特性主要由功率外环决定。变流器有无动力学特性是指外环控制能否自主塑造变流器受扰下主动控制电压/频率的输出特性,例如当功率外环包含虚拟同步机方程时,其受扰动后的功率响应就表现出类似于同步发电机的动力学特性。本文依据电气特性和动力学特性的区别对新能源场站的关键变流器进行分类,如图 2 所示,进而深入分析不同控制策略对新能源场站架构和模型的影响,以及混合新能源场站的协同控制策略。

区域 1 为构网型变流器,其电气外特性为电压源,并在控制器外环上具有动力学特性塑造环节,能够对电网频率和电压的波动进行自主控制,实时调整输出,自主支撑新能源场站的电压和频率稳定。区域 3 为工作在最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)模式下的跟网型变流器,其电气外特性为电流源,在控制器外环上没有动力学特性塑造环节。其在扰动期间也无法根据电压/频率变化调节输出,无法对电压和频率进行主动支撑。

区域 2 为具备一定主动调节能力的跟网型变流器,其电气外特性为电流源,但是其在新能源发电端预留部分容量,并在控制外环上具有主动控制电压/频率环节,可以在不超出设备限制的情况下对电网频率和电压的波动主动响应控制。然而,由于锁相环的存在,这类具备调节能力的跟网型变流器仍缺乏对频率的快速支撑能力,在快速频率变化的情况下,其响应速度和调节能力受到限制^[14]。

区域 4 为 v/f 控制类型的变流器,典型设备为带有下垂控制的不间断电源,其电气外特性为电压源,外环控制尽管具备下垂控制,但下垂控制主要

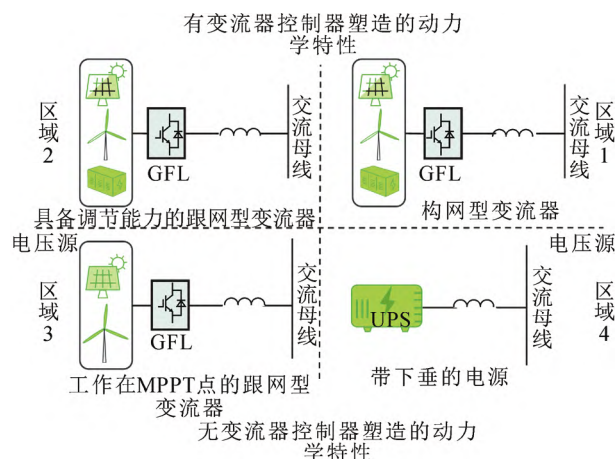


图 2 新能源场站不同设备的控制划分

Fig.2 Control division of different equipment in renewable energy stations

解决稳态功率分配,并不参与系统受扰下的主动控制。需要指出有些文章认为阻尼控制与下垂控制等价,但实际上是其将阻尼控制器 ω_g 简化替换成了恒定值 ω_0 ,导致阻尼控制退化为了下垂控制,2 者并不等价^[15]。

1.2 跟网型变流器控制策略

目前电力电子变流器分为跟网型变流器和构网型变流器。跟网型变流器对外属性为电流源,构网型变流器对外属性为电压源^[16]。跟网型变流器在电网中扮演的是“追随者”的角色。它主要依赖电网的频率和电压信号进行同步,因此无法在孤岛模式下独立运行或构建电网的基础结构。其主要功能是最大化功率输出而非提供电网支撑。构网型变流器则扮演着“支撑者”的角色。它能够独立生成稳定的电压和频率,为其他变流器或负载提供参考信号^[15]。

跟网型变流器的控制策略主要有 2 种:基于 PLL 的控制策略和无 PLL 的控制策略。目前,基于 PLL 的控制策略是主要的发展方向,其对应的控制框图如图 3 所示,其中 L_f 为滤波电感; Z_{line} 是线路阻抗; U 和 I 分别为变流器输出电压、电流; U_{dq} 、 I_{dq} 以及 I_{q^*} 、 I_{d^*} 分别是 U 和 I 经过 dq 变化后的值; ω_0 是系统参考角速度; θ_{PLL} 是经锁相环后 GFL 输出相角。基于 PLL 的跟网型控制策略采用矢量电流控制(vector current control, VCC)^[16],能够在强电网条件下实现最大功率输出,经济效益最大化。然而,随着新能源发电比例的增加,电网强度逐渐降低,VCC 控制方式主要依赖于 PLL,在弱电网环境中的控制能力显著下降,导致电网稳定性下降^[17]。因此,部分风

电机正在尝试将跟网型变流器转变为构网型变流器, 以提供足够的惯量, 支撑电压和频率的稳定。

1.3 构网型变流器控制策略

构网型变流器的控制技术最早应用于微电网的孤岛运行模式中, 通过功率同步环生成相角和交流侧电压参考值, 实现对交流电压和频率的主动支撑。常见的控制方法包括下垂控制、虚拟同步机控制和虚拟振荡器控制。虚拟同步机(virtual synchronous generator, VSG)控制通过引入同步发电机的转子运动与电磁暂态方程, 调控储能或后备容量, 提供惯性响应特性以及所需的响应速率, 模拟同步机外特性, 其控制框图如图 3 所示, 其中 Q_m 、 P_m 分别为 GFM 的输出有功、无功; P_{ref} 、 Q_{ref} 分别为 GFM 的有功、无功参考值; U_{ref} 为 GFM 的参考电压; U_m 、 θ_m 分别为 GFM 输出电压及相位角。

VSG 控制通过频率反馈模拟传统同步机的质量惯性阻尼效应, 从而实现有功功率与频率之间的调节, 反映有功功率-频率下垂特性^[6]。文献[18]论证了虚拟同步控制与下垂控制在一定条件下的等价性。文献[19]提出了自同步变流器, 避免了锁相环失稳, 降低系统稳定性和复杂度, 提高自同步性能。然而, VSG 在模拟同步发电机外特性的同时, 也复制了其高故障电流的缺点。为了解决这一问题, 文献[20]引入虚拟电阻以减小故障电流。文献[21]提出了转动惯量和阻尼系数协同自适应控制策略, 改善了换流器的动态响应能力。

虽然 VSG 在模仿同步机进行设计, 但是由于构网型变流器本质为电力电子设备, 其频率输出外特性与同步机不同。主要是由于变流器的时间尺度与同步机不同, 同步机频率响应动态过程为从惯性响应到一次调频, 再到二次调频, 每次响应速度以及频率恢复情况均不相同, 二变流器的频率响应动态过程是连续的, 是通过控制策略决定的。因此构网型变流器虽能通过各种控制策略模拟电压调节、频率支撑和提供一定的惯性响应, 但模拟效果和方法与同步发电机有所不同, 其具有更高的调节速度和响应灵活性, 能够提供快速响应, 同时具备高效的能源整合能力, 表 1 为构网型变流器和同步发电机特性的比较结果。

2 新能源场站结构及建模

由于变流器具有不同的电气和动力学特性, 为了保持新能源场站的电压和频率稳定, 传统仅含单

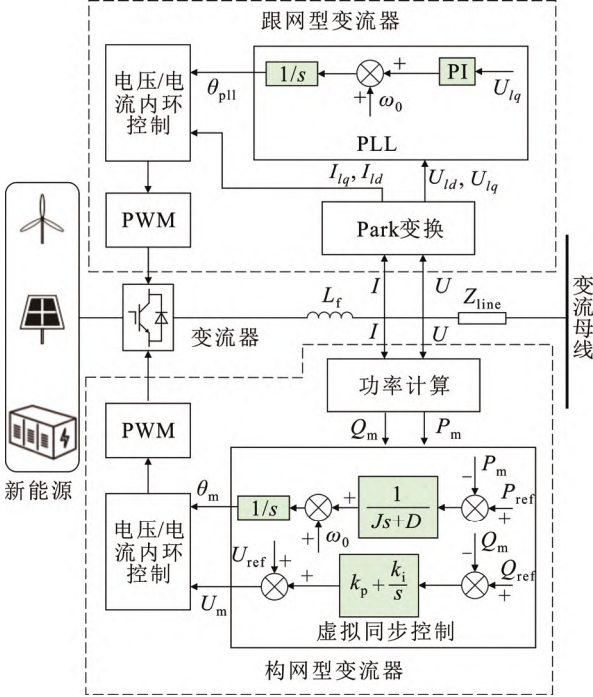


图 3 基于锁相环的跟网型变流器控制策略以及基于 VSG 的构网型变流器控制策略

Fig.3 Grid-following inverter control strategy based on phase-locked loop and grid-forming inverter control strategy based on VSG

表 1 构网型变流器和同步发电机特性比较

Table 1 Comparison of characteristics between grid-forming inverter and synchronous generator

特性	同步发电机	构网型变流器
惯量	由转子转动产生, 且一般惯量较大	无物理惯量, 但可以通过控制算法, 调控储能或后备容量, 提供惯性响应特性以及所需的响应速率
阻尼	自然阻尼, 依赖于同步发电机的转子动能和物理特性。可以提供持续且稳定的阻尼效果	通过电力电子控制器生成的虚拟阻尼, 具有一定的灵活性和可控性
短路电流	提供较大的短路电流, 支持保护装置正常动作	无法提供像同步发电机那样的高短路电流, 短路电流受限于逆变器的电流额定值
谐波特性	产生的谐波较少, 因其为旋转机械设备, 输出波形质量较好	可能产生较多谐波, 特别是在控制器设计不良或操作异常时
可靠性	具有较高的固有可靠性	取决于电子元件的质量和运行环境, 可靠性较高

一类型变流器的新能源场站正逐渐过渡到包含跟网型和构网型变流器的混合场站。通过新能源场站的结构并建立相应的等效数学模型, 为多变流器之间的协同控制奠定了关键的基础和框架。

2.1 直挂储能新能源场站结构

由于新能源机组主要通过跟网型变流器并入

电网, 导致本地电压和频率支撑能力不足, 最终导致新能源送出受限, 出现大量弃风弃光现象。因此, 目前仍需要加装静止无功发生器、静态同步补偿器(static synchronous compensator, STATCOM)以及储能系统(energy storage system, ESS)等设备, 为新能源场站提供足够的有功和无功补偿^[18]。在这种结构下, 新能源机组工作在最大功率点, 向系统提供电能。当新能源场站波动时, 由无功补偿器和储能设备提供支撑。

然而, 传统调相机功能单一, 难以适应越来越复杂的新能源场站。文献[22]提出了电力电子调相机方法, 将传统 STATCOM 与 ESS 结合, 构建 E-STATCOM, 以取代传统调相机, 为新能源场站提供电压和频率支撑。E-STATCOM 可以在频率不平衡情况下瞬时支持电网, 类似于同步电机的惯量响应, 并具有谐波少、空载损耗小、惯量和阻尼可调的特点, 拥有巨大潜力^[23-24]。2019 年, E-STATCOM 被应用于大型风电场中, 提升了新能源场站的稳定性^[23]。

2.2 风储/光储一体化混合场站结构

由于加装无功补偿设备和储能设备的经济成本高, 可靠性和灵活性较低, 难以解决风电场站的孤岛问题和黑启动问题。目前开始尝试将部分新能源机组由跟网型变流器转变为构网型变流器, 以提供足够惯量, 支撑新能源场站的电压/频率稳定。

对于风电场站, 常用的 IV 型风力发电机组需要在控制策略和硬件上进行更改, 以将跟网型变流器转换为构网型变流器。IV 型风力发电机组使用背靠背变流器, 直流母线电压可由网侧变流器(grid-side converter, GSC)或机侧变流器(machine-side converter, MSC)控制, 也可以通过在直流链路上附加 ESS 对直流母线电压进行控制。因此, 风电机组的构网型变流器控制方案有 3 种: 网侧构网型变流器控制方案^[25-26]、机侧构网型变流器控制方案^[27]以及直流链路附加 ESS 的构网变流器控制方案^[28]。网侧直流母线电压控制方案的主要优点是可以继承典型的机侧控制方案, 但由于依赖于电网电压, 因此抗扰性较差。机侧直流母线电压控制方案的优势在于不依赖电网电压, 可以轻松实现风力发电机的孤岛运行或黑启动, 但改造难度大。直流链路附加 ESS 的构网变流器控制方案如图 4 所示, 其中 C_{dc} 为直流母线电容; L_f 、 C_f 分别为滤波电感与电容; Z_{line} 为线路阻抗。尽管需要额外的储能设备, 但提供了另一

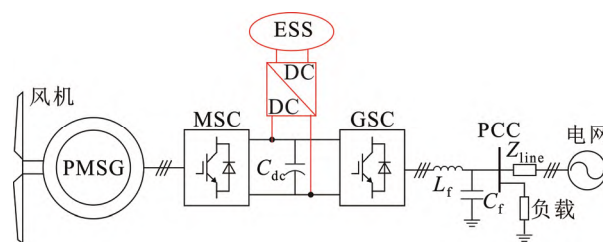


图 4 风电机组直流链路附加 ESS 的构网变流器控制方案
Fig.4 Control scheme for grid inverter with added ESS in DC link for wind turbines

个控制自由度。直流链路电压可以由 ESS 控制, MSC 使用传统控制策略, GSC 则可视作 GFM 变流器, 更容易实现孤岛运行。

与风电场站类似, 传统光伏变流器在最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)模式下运行, 无法为新能源场站提供惯性支持。目前, 光伏变流器也需要从跟网型变流器转变为构网型变流器。方式有 2 种: 一是保留部分裕量, 直接将变流器控制策略由跟网型转变为构网型, 但经济效益低^[29]; 另一种方式是将电池储能系统集成到直流侧^[30-32], 通过双向电池储能的协调功率控制提供惯性和一次频率调节。

风储/光储一体化新能源场站的主要优势包括较低的改造成本、易于实施以及便于实现孤岛运行, 其对应的新能源场站结构如图 5(b)所示。尽管当前储能设备的高成本限制了其广泛应用, 但随着 BESS 技术的持续进步, 预计成本将逐步下降, 促进这一解决方案的更广泛推广。

当风储/光储一体化混合场站面对扰动时, 构网型变流器维持系统稳定所需的总能量仅在很短的扰动时间内进行积分, 所需能量远小于所配置的储能或设备的后备容量。因此, 新能源发电端在短时间释放的能量是恒定的, 构网型变流器源端仍可视作一个恒定的电压源。

2.3 新能源场站建模方法

由于新能源场站各机组之间相互耦合影响, 导致新能源场站模型阶数高, 其协同控制策略复杂。因此, 为了实现对新能源站内部变流器的协同控制, 需要对部分机组进行聚合, 以降低模型阶数, 简化控制策略。目前根据所构建模型的阶数及复杂程度, 常用的新能源场站模型构建策略有 3 种: 状态空间矩阵法、奇异摄动法和同调聚合法。其中状态空间矩阵法构建了详细的新能源场站模型, 而奇异摄动

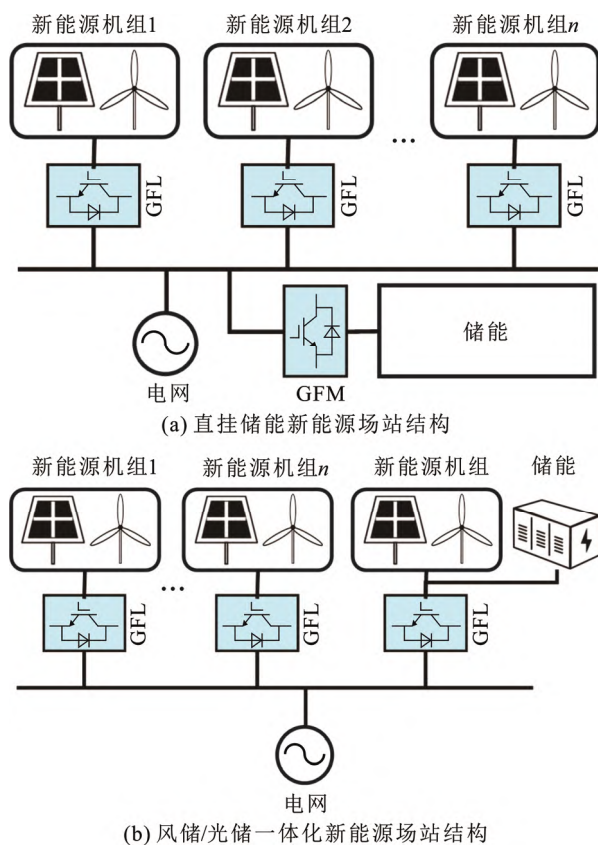


图5 混合新能源场站结构

Fig.5 Renewable energy station structures

和同调聚合法使用了不同的降阶策略, 构建了低阶新能源场站模型。

2.3.1 状态空间矩阵法

状态空间矩阵法是一种通过建立详细的状态空间模型来描述系统动力学行为的方法。该方法在分析单台变流器的稳定性和控制策略方面具有很高的精度和有效性^[33]。然而, 当应用于多台变流器组成的集群时, 由于模型阶数较高, 计算复杂度急剧增加, 导致实际应用中的分析和控制变得困难。因此, 在应用状态空间矩阵法时, 常需要对模型进行简化, 以平衡模型精度和计算复杂度^[34]。

目前, 单台构网型和跟网型变流器的状态空间模型研究较为成熟^[35-36]。对于多台变流器组成的集群模型, 由于模型阶数高, 难以应用于稳定分析。因此, 主流的方法是对模型进行简化。状态空间矩阵法能够有效捕捉系统的动态行为, 但在处理大规模变流器集群时计算负担较重, 需要通过模型简化来提升计算效率^[37-38]。

然而, 随着变流器数量的增加, 集群详细模型越来越复杂, 即使经过简化, 阶数和复杂度也难以进一步分析。因此, 更多采用奇异摄动法或同调聚

合法直接简化模型, 在保留模型精度的同时, 减轻计算负担。

2.3.2 奇异摄动法

奇异摄动法将系统分解为快、慢2个子系统, 假设快速变化的子系统迅速恢复稳定, 从而简化系统的动力学建模。这种方法能够保留原系统的主要动态特征, 同时显著降低模型的阶数, 适用于分析慢子系统的动力学行为^[39]。

奇异摄动法通过参数大小识别快、慢子系统, 保留原系统的主要动态特征, 显著降低模型阶数。此方法适用于简化复杂系统的动力学模型, 但在降阶过程中可能忽略快子系统的一些重要现象, 如有功率瞬变导致的PLL波动, 可能会影响系统的暂态稳定性。因此, 在应用奇异摄动法时, 需要仔细评估哪些动态特性是不可忽略的^[40-42]。

奇异摄动法通过参数大小识别快、慢子系统, 保留原系统的稳定性^[43-44]。然而, 这种方法抛弃了快子系统的动力学, 忽略了瞬变过程中的重要现象, 如有功率瞬变导致的PLL波动, 快子系统变化也会影响系统整体暂态稳定性^[45]。

2.3.3 同调聚合法

同调聚合法通过识别并聚合具有相似动态特性的变流器, 来简化大规模变流器高阶动态模型。该方法能够在保留原系统主要动态特征的前提下, 实现模型降阶, 并保留模型的非线性特性, 使其适用于暂态稳定性分析^[46]。

同调性的识别算法至关重要, 用于查找变流器之间的聚合边界, 将连贯的变流器聚合为具有代表性的变流器, 简化动态模型, 保留模型非线性, 用于暂态稳定性分析^[47]。在同调聚合法中, 变流器的物理参数一致性是关键, 不同物理特性的变流器在动态性能上的差异可能影响聚合效果。该方法适用于大型变流器集群的模型降阶, 但实际应用中, 变流器的线路参数不尽相同, 进一步增加了模型聚合的难度^[48-50]。

综合来看, 状态空间矩阵法在单台变流器建模中具有优势, 但在多台变流器集群中计算复杂度较高; 奇异摄动法适合简化复杂系统的动力学模型, 但可能忽略重要的瞬态现象; 同调聚合法能够有效降低模型阶数, 但对变流器参数一致性要求较高, 不同方法的优缺点及适用场景如表2所示。因此, 在新能源场站建模过程中, 需要根据具体应用场景选择合适的方法, 或结合多种方法的优势, 构建既

表 2 新能源场站模型构建策略优缺点及适用场景

Table 2 Advantages and disadvantages of new energy station model construction strategies and applicable scenarios

方法	优点	缺点	适用场景
状态空间 矩阵法	详细描述系统 动力学行为	模型阶数高, 计算 复杂度大	单台变流器建 模, 详细分析单 个变流器的稳定 性和控制策略
奇异摄 动法	显著降低模型 阶数, 保留主要 动态特征	可能忽略快子系统的 重要现象, 如有功率 瞬变导致的 PLL 波动	适用于具有明显 快慢子系统的 场景
同调聚 合法	聚合相似动态 特性的变流器, 保留非线性 特性	对变流器参数一致性 要求高, 物理特性差异 可能影响聚合效果, 线 路参数不一致增加模 型聚合难度	大规模变流器集 群的模型降阶, 适用于具有相似 动态特性的变流 器集群

具有足够精度又能高效计算的模型。

3 新能源场站多机暂态稳定性分析

基于新能源场站中各变流器的控制策略, 结合场站的结构及等值模型, 可以进一步发展新能源场站多机系统的暂态稳定性的解析表达, 从而进一步确定确定场站的稳定边界及各变流器控制参数对场站稳定性的影响, 为新能源混合场站多机协同控制策略提供相应的控制边界和依据。

对于新能源场站的多机暂态稳定性分析研究, 目前可分为 4 类场景: (1)仅由跟网型变流器构成的场站; (2)由跟网型变流器与同步发电机构成的场站; (3)仅由构网型变流器构成的场站; (4)由跟网型变流器和构网型变流器共同构成的场站。

跟网型变流器通过相位锁定环实现与新能源场 9 站的同步, 并由于其经济性而被广泛应用。图 6(a)展示了一个仅包含跟网型变流器的新能源场站结构图。然而, 在严重的电网故障期间, 这种场站可能因 PLL 失去同步而失稳。先前的研究已通过等面积准则(equal area criterion, EAC)、相图及能量方程的方法分析了并联跟网型变流器的暂态稳定性, 揭示了 PLL 的非线性运行机制及其同步边界。此外, 文献[51]提出了一种基于阻抗的稳定性评估方法, 并分析了在故障期间跟网型变流器之间的相互作用及其同步稳定裕度, 以预防级联故障。由于跟网型变流器具有低惯量、强非线性、多时间尺度及可切换性等特点[52-53], 加之各变流器的动态特性相互作用, 这些因素共同降低了其暂态稳定性, 增加了严重连锁故障的风险, 进而提高了系统振荡失稳

的可能性[54]。

随着跟网型变流器的大量并网, 新能源场站惯量逐步下降, 电网强度减弱, 因此需要增加同步发电机组来支撑电压和频率, 其模型如图 6(b)所示。目前, 大部分研究仅对同步发电机和跟网变流器在单机无穷大系统中的暂态稳定性进行了分析, 缺乏对跟网型变流器与同步发电机组之间动力学耦合的暂态稳定机理的研究。文献[55]开发了一种 GFL-SG 的混合模型, 用于分析混合系统的暂态稳定性, 探讨了跟网型变流器和同步发电机之间的相互作用机理。

基于 VSG 的构网型变流器能够通过模拟传统同步发电机组的控制特性进行自同步, 并为新能源场站提供与同步发电机组类似的惯量及阻尼特性, 因此在分析其暂态稳定性时, 也参考了多同步机组的暂态稳定分析方法[56-57], 其对应的模型如图 6(c)所示。虽然 VSG 控制可以改善新能源场站的瞬态响应, 即频率最低点和频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)[58], 但当多个采用 VSG 控制的变流器在微电网中并联时, 可能会出现有功功率振荡[59]。文献[60]提出一种基于非线性模型的 Lyapunov 方法, 对由 2 台 VSG 机组构成的新能源场站进行了分析。文献[61]提出了一种基于惯量中心(center of inertia, COI)的控制技术来分析和提高系统的暂态稳定性。文献[62]基于 Lyapunov 法和 EAC 对多 VSG 系统的暂态稳定性进行了分析, 并进一步提出了基于 COI 的暂态稳定性提升策略, 有效加强了 VSG 之间的同步性以及系统阻尼项。对于多构网型变流器的新能源场站暂态稳定性分析方法, 虽然参考了多同步机系统的分析思路, 但 2 者之间存在显著不同。多构网型变流器的相互作用受到控制策略的直接影响, 是非线性且多时间尺度的。而多同步机系统则主要通过电网电气连接和同步电势实现稳定运行, 通过合理的简化, 使用等面积法和线性化法分析单一故障下系统暂态稳定性; 而对于现代电力系统中大扰动下的故障连锁反应, 这些方法难以精确捕捉和预测系统在大扰动下的非线性动态行为, 限制了其在实际应用中的有效性。因此, 多构网型变流器系统的暂态稳定性分析需要发展新的方法和工具, 以更准确地评估其在电网中的稳定性。

在保障系能源场站经济性的同时, 需要将部分跟网型变流器转变为构网型变流器, 以维持电压和频率的稳定[63], 其模型如图 6(d)所示。当多个 GFL

和 GFM 变换器集成到相同或相邻的节点时, 变换器之间的耦合效应会引发新的稳定性问题。目前对此问题的研究还较少, 已有文献建立了 GFL-GFM 混合系统的六阶瞬态模型^[64], 但由于模型复杂度高, 其稳定条件难以分析。为了降低混合系统稳定性分析的复杂程度, 文献[9]建立了两阶非线性动力学模型, 但未进一步分析系统的稳定条件。

目前对于多机系统的暂态稳定性分析, 仍然停留在定性分析上, 由于多机系统中控制参数等影响变流器稳定的参数相互耦合, 进而导致其定量分析较难实现, 其中 Kuramoto 模型作为一种潜在的解决方案, 用于改进多机系统的动态分析。Kuramoto 模型是一种用于分析多机系统暂态稳定性的定量工具, 通过简化复杂系统中的相互作用, 刻画各振子的相位演化, 帮助理解多机系统中的同步条件和动态行为^[65]。相比传统定性分析方法, Kuramoto 模型通过简化复杂系统中的相互作用, 能够定量刻画发电机或变流器之间的相位同步行为; 同时, Kuramoto 模型还提供了更精确的工具, 帮助理解多机系统中的同步条件和动态演化。该模型尤其擅长处理多机系统中各个元件之间的耦合关系, 能够更有效地分析系统的整体稳定性^[66]。此外, Kuramoto 模型的应用前景广阔, 尤其是在新能源场站的多机协同控制中, 通过将 Kuramoto 模型与不变锥族、物理信息神经网络等先进方法结合, 可以进一步提高其预测精度和适用性, 定量构建系统的稳定边界, 优化控制策略。

4 新能源场站变流器协同控制策略

目前新能源场站协同控制策略场景分为 2 大类, 分别为多构网型变流器的协同控制策略, 以及构网型变流器和跟网型变流器间的协同控制。协同控制的主要思路是通过先进的控制算法, 如模型预测控制、模糊控制等, 充分利用电力电子变流器的可塑性, 在动态变化的外部环境和内部状态下, 动态调整每个变流器的运行参数, 合理分配输出功率, 保持新能源场站的稳定性与高效性, 提高系统的响应速度和可靠性, 降低运行成本, 实现更加经济和环保的电力运行。图 7 为新能源场站变流器协同控制策略示意图。

4.1 新能源场站变流器协同控制的目的和意义

在新能源场站的协同控制研究中, 其系统的电

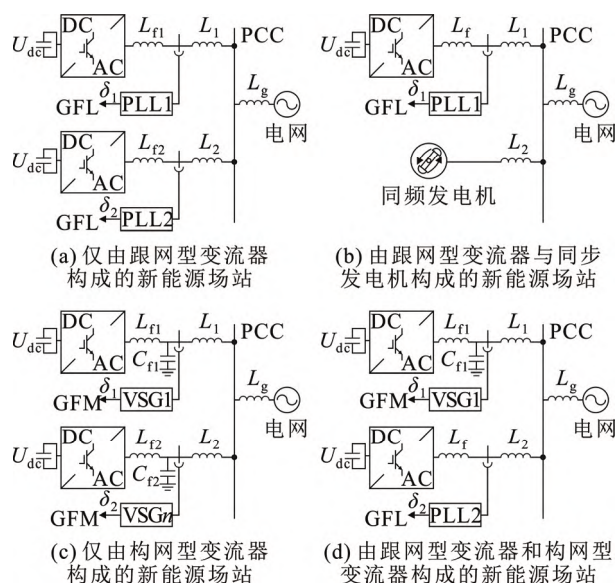


图 6 不同种类多机新能源场站模型

Fig.6 Different types of multi-machine renewable energy stations models

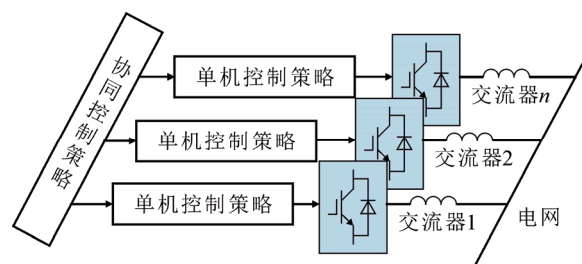


图 7 新能源场站变流器协同控制策略示意图

Fig.7 Schematic diagram of collaborative control strategy for inverters in renewable energy stations

压/频率的稳定性依赖于不同变流器之间的有效协调。协同控制的目的是通过调节各种变流器的输出来维持电压和频率的稳定, 确保系统内能量的有效传输和分配, 同时减少损耗并避免过载, 从而维持系统在不同操作条件下的稳定性^[67]。协同控制可以通过控制算法和数学模型来改进系统的性能指标, 如避免功率振荡、优化频率响应时间等。协同控制策略提供了一种框架, 用于设计和实施不同控制策略, 以调整系统中多个子系统的行为, 保证系统在遇到内部扰动或外部变化时仍能保持预期的性能。

协同控制的重点在于分析并利用系统内各变流器之间的相互作用和影响。协同控制关注系统内部各设备的动态行为如何相互影响, 并通过相互作用来维持系统的整体平衡和稳定。数学上, 协同控制可以视为一个多变量系统调整问题, 其中系统的各个变量通过复杂的数学模型来表达, 变流器的数

学模型通常是一组二阶非线性方程组, 各非线性方程组相互耦合, 共同影响系统的最终行为^[68]。从控制理论的角度来看, 协同的本质是系统控制的集成和协调, 这通常需要利用反馈机制、预测控制和自适应控制等高级控制策略, 使系统能够在不确定性和动态变化的环境中自我调整和优化^[69]。

因此, 新能源场站多变流器协同控制的核心是构建个变流器及相应场站的解析数学模型, 分析并利用各变流器之间的相互作用机理, 进而构建协同控制框架, 最终保证新能源场站在面对各种扰动时, 仍能维持电压/频率稳定, 并维持高效的运行效率及较高的经济性。

4.2 多构网型变流器的协同控制

构网型变流器广泛采用虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)控制策略, 模拟同步发电机的动力学特性, 以支持系统电压和频率。然而, 在多个使用 VSG 策略的构网型变流器并网操作中, 由于新能源发电机组的容量和变流器参数的差异, 不同的虚拟惯量可能引起功率振荡, 导致系统失稳。在多个并联同步发电机中, 常用电力系统稳定器(power system stabilizer, PSS)通过附加阻尼降低电力系统的振荡^[70]。相比于同步发电机, 构网型变流器的可塑性更强, 可以通过改变控制参数, 实现系统虚拟惯量、阻尼以及虚拟阻抗的变化。因此, 多构网型变流器可通过优化控制策略来抑制功率振荡, 无需额外的 PSS 设备。其中, 多构网型变流器的协同控制策略可以分为 2 类: 传统策略和智能算法。

传统策略通过调整虚拟惯量、增强变流器阻尼或加入虚拟阻抗来实现多构网变流器系统的稳定。对于虚拟惯量的调整, 常用策略是在故障期间增大虚拟惯量以抑制功率振荡; 在功角减速阶段减少虚拟惯量以稳定功率变化^[71]。一些研究利用线性二次调节器优化技术自适应调整惯量和阻尼常数, 虽在仿真中验证可行, 但尚未在硬件上测试^[72]。文献[73]结合虚拟惯量控制和附加阻尼的自适应控制方案, 分析其对系统输出功率的影响。文献[74]开发了结合 Bang-Bang 控制与自适应控制的控制器, 通过调整惯量和阻尼系数, 获得较强的电压频率支撑能力。文献[75]进一步提出了多组 VSG 与同步发电机并联操作的惯量匹配机制, 旨在快速稳定功率输出。文献[76]则提出非线性惯量调节器, 实时调整惯量以解决固定惯量引起的频率偏差与整定时间的矛盾,

并在多机系统中验证。

另外, 增加阻尼或引入虚拟阻抗也可有效抑制功率振荡并增强系统稳定性。部分研究探索了最佳惯量和阻尼系数的确定方法以抑制振荡^[77]。文献[78]开发了基于低带宽通信的二次频率控制策略, 旨在恢复系统频率并抑制功率振荡。然而, 这些研究并未深入探讨振荡的底层机制。部分研究分析了功率振荡机制, 通过应用虚拟阻抗对抗由线路失配引发的振荡, 但这需要掌握所有线路的阻抗信息^[79-80]。另有研究提出了一种统一的频率振荡特性分析方法, 为后续研究奠定了理论基础, 并基于此发展了一种带有扰动补偿的加速控制策略, 有效地抑制了功率振荡^[81-82]。

随着智能算法在新能源场站中的广泛应用, 基于智能算法的协同控制策略也受到广泛关注。这些算法能自适应调节多机系统的虚拟惯量或阻尼, 并调整系统控制参数, 实现同调操作以消除机组间的功率振荡^[83]。文献[84]利用径向基函数神经网络的非线性控制算法, 自适应调节构网型变流器的虚拟惯量和阻尼。文献[85]开发了基于广义回归神经网络(generalized regression neural network, GRNN)的模型预测控制算法, 专门用于调整构网型变流器参数, 消除功率振荡。文献[86]基于博弈论设计了多构网型变流器的协同控制策略, 确保每个变流器组在最佳工作状态下运行。然而目前的智能算法大多是在理想仿真环境中进行验证, 并不能真正意义广泛应用在实际工程中。首先, 智能算法依赖大量的数据来训练模型, 这在实际电力系统中可能难以获取, 尤其是在新能源并网系统中, 数据的实时性、完整性及准确性常常难以保证。其次, 智能算法的泛化能力尚未得到充分的验证, 算法在一个场景下表现良好, 不一定能适应其他电网或变流器系统的动态特性。此外, 智能算法的计算需求往往较高, 这可能会给实时控制系统的响应速度和稳定性带来压力。

在构网变流器多机协同控制中, 构网变流器的高可塑性使其能够通过调整控制参数或改变控制策略, 协同调控电力电子变流器的虚拟惯量、阻尼和虚拟阻抗, 从而降低系统功率振荡, 维持系统电压和频率的稳定, 并提升变流器的暂态同步稳定性。因此, 未来的构网型变流器多机协同控制应致力于开发能够实时自适应调节虚拟惯量和阻尼参数的智能控制算法, 以应对不同的系统扰动和操作条件。

进一步利用人工智能或强化学习技术,改进算法的学习效率和泛化能力,减少对大量数据的依赖;同时,利用新的计算技术,如现场可编程逻辑门阵列(field-programmable gate array, FPGA)等,为实时数据处理提供更强大的支持,使智能算法能更好地集成到电力系统的实时控制中,从而合理调整构网型变流器的虚拟惯量、阻尼和虚拟阻抗,以优化协同控制效果。

4.3 构网型变流器和跟网型变流器间的协同控制

对于构网型变流器和跟网型变流器的协同控制,已有多项研究提出了不同的策略。文献[87]提出了一种基于数据驱动的Koopman变换的GFL和GFM二次电压/频率控制策略,旨在稳定大扰动下孤岛新能源场站或模式转换过程中新能源场站的频率和电压。文献[88]提出了一种基于距离一致性的电压调节分布式控制方案,利用功率耦合和扩展状态观测器来协调变流器不同的内部动力学和控制结构。通过设计统一的分布式控制器,可以调节各种变流器的电压。文献[89]提出了一种基于主从共识框架的分布式二次控制方案,实现GFM和GFL变流器之间的精确功率共享。方案中,GFM作为主机,直接控制频率和电压,GFL作为从机,通过测量频率和电压来调节输出功率。这种协调控制有助于实现变流器之间的合理功率分配,并确保系统在干扰后的频率和电压恢复。一致性控制是GFM和GFL变流器最广泛采用的协同控制策略。鉴于在非线性负载下,下垂控制会导致稳态电压和频率偏差,文献[90]提出了一种统一的GFM和GFL变流器无下垂分布式二次控制框架。该方案旨在实现零频率和电压偏差,并在所有变流器之间实现有功功率和无功功率的比例分配,控制链路基于目标函数的偏导数进行设计。然而,该方案对配电网中大型变流器的近似最优控制策略仍有研究空间。文献[91]提出了一种基于平均场博弈的大规模变流器系统分散式竞争功率协调方案,有效地协调了GFM和GFL变流器,实现了配电网内的频率恢复和有功功率分配。

尽管现有的跟网型变流器和构网型变流器的协同控制在不同方面有各自的优势,但也存在一些共同的局限性,包括计算复杂度高、所需数据量大、实施难度大、协同控制策略调整时间长,难以真正应用到实际系统中。此外,目前的协同控制算法主要通过功率分配改变变流器参考功率,从而实现系统稳定运行,未充分考虑新能源的真实发电情况。

因此,未来的协同控制研究应集中在充分利用变流器的可塑性,结合传统策略和智能算法的优势,调整控制策略和参数,开发更加灵活、高效且适应性强的控制策略,以进一步提升系统的整体稳定性和运行效率。

5 结论及展望

随着光伏、风电等新能源在电力系统中的渗透率逐步增加,各变流器之间的交互影响问题日益突出。要维持系统的稳定性,亟需对跟网/构网混合场站中的各变流器进行协同控制。本文通过梳理现有研究,总结了目前存在的问题和不足,并对未来改进方向进行了探讨。

1) 提升新能源场站的建模效率并降低模型复杂度:现有的建模方法,如状态空间矩阵法、奇异摄动法和同调聚合法,在计算复杂度和动态特性捕捉方面各有优劣。未来需要开发更高效的模型简化方法,结合机器学习技术,保留系统的主要动态特征,同时降低计算负担。通过综合多种建模方法的优势,为实现协同控制策略提供坚实的建模基础。

2) 稳定性能更优异的跟网型和构网型变流器的协同控制策略:由于构网型与跟网型变流器的交互作用使系统动态复杂性增加,现有协同控制策略面临计算复杂和实施困难等挑战。未来应重点利用人工智能和机器学习技术,开发智能控制算法,以自适应调节构网型变流器的虚拟惯量和阻尼参数,提升系统动态响应能力。同时,应发展分布式控制策略,加强变流器间的协同能力,实现高效的能量管理与稳定控制,进一步提升系统的整体稳定性和运行效率。

3) 多机系统暂态稳定性的解析表达及定量分析:现有暂态稳定性分析方法大多集中于单一类型多机系统,且以定性分析为主,未能有效平衡保守性与计算速率。未来应加强多机系统的定量分析,结合Kuramoto模型和Lyapunov方法,开发综合性的稳定性分析工具,以优化控制策略,并提高系统的暂态稳定性。

参考文献 References

- [1] 国家能源局. 国新办举行《中国的能源转型》白皮书新闻发布会[EB/OL]. (2024-08-29). https://www.nea.gov.cn/2024-08/29/c_1310785400.htm. National Energy Administration. National Energy Administration Press conference on the white paper "China's Energy Transition"[EB/OL]. (2024-08-29). https://www.nea.gov.cn/2024-08/29/c_1310785400.htm.
- [2] 严文博, 黄云辉, 方正, 等. 低阻抗下构网型变流器稳定性机理

- 分析[J/OL]. 高电压技术, 2024: 1-12[2024-11-04]. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20231950>.
- YAN Wenbo, HUANG Yunhui, FANG Zheng, et al. Stability mechanism analysis of grid-forming converter connected to low impedance grid[J/OL]. High Voltage Engineering, 2024: 1-12[2022-11-04]. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20231950>.
- [3] 罗 魁, 郭剑波, 王伟胜, 等. 跟网型新能源附加频率控制对频率稳定及小扰动同步稳定影响分析综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(4): 1262-1280.
- LUO Kui, GUO Jianbo, WANG Weisheng, et al. Review of impact of grid following variable renewable energy supplementary frequency control on frequency stability and small-disturbance synchronization stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(4): 1262-1280.
- [4] HOKE A, MAHMUD R, NELSON A, et al. Fast grid frequency support from distributed energy resources[R]. Golden, USA: National Renewable Energy Laboratory, 2021.
- [5] 李国庆, 刘先超, 辛业春, 等. 含高比例新能源的电力系统频率稳定研究综述[J]. 高电压技术, 2024, 50(3): 1165-1181.
- LI Guoqing, LIU Xianchao, XIN Yechun, et al. Research on frequency stability of power system with high penetration renewable energy: a review[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(3): 1165-1181.
- [6] 钟庆昌. 虚拟同步机与自主电力系统[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 336-348.
- ZHONG Qingchang. Virtual synchronous machines and autonomous power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 336-348.
- [7] 迟永宁, 江炳蔚, 胡家兵, 等. 构网型变流器: 物理本质与特征[J]. 高电压技术, 2024, 50(2): 590-604.
- CHI Yongning, JIANG Bingwei, HU Jiabing, et al. Grid-forming converters: physical mechanism and characteristics[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(2): 590-604.
- [8] 黄 萌, 凌扬坚, 耿 华, 等. 功率同步控制的构网型变流器多机交互分析与稳定控制研究综述[J]. 高电压技术, 2023, 49(11): 4571-4583.
- HUANG Meng, LING Yangjian, GENG Hua, et al. An overview on multi-VSCs interaction analysis and stability controls of grid-forming converters with power synchronization control[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(11): 4571-4583.
- [9] XIONG J W, YE H, PEI W, et al. Nonlinear dynamic model of system with grid-following converter and grid-forming converter[C] // Proceedings of 2022 Asia Power and Electrical Technology Conference. Shanghai, China: IEEE, 2022: 122-126.
- [10] SHEN C, SHUAI Z K, SHEN Y, et al. Transient stability and current injection design of paralleled current-controlled VSCs and virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 1118-1134.
- [11] TANG Y J, TIAN Z, ZHA X M, et al. An improved equal area criterion for transient stability analysis of converter-based microgrid considering nonlinear damping effect[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(9): 11272-11284.
- [12] DU W, TUFFNER F K, SCHNEIDER K P, et al. Modeling of grid-forming and grid-following inverters for dynamic simulation of large-scale distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 36(4): 2035-2045.
- [13] RATHNAYAKE D B, AKRAMI M, PHURAILATPAM C, et al. Grid forming inverter modeling, control, and applications[J]. IEEE Access, 2021, 9: 114781-114807.
- [14] 李鲁阳, 王方政, 陈 磊, 等. 双馈风机对电网频率扰动的动态响应建模与分析[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(9): 75-85.
- LI Luyang, WANG Fangzheng, CHEN Lei, et al. Modeling and analysis of dynamic response to frequency disturbance in power grid from doubly-fed wind turbine[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 75-85.
- [15] 徐 政. 新型电力系统背景下电网强度的合理定义及其计算方法[J]. 高电压技术, 2022, 48(10): 3805-3819.
- XU Zheng. Reasonable definition and calculation method of power grid strength under the background of new type power systems[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(10): 3805-3819.
- [16] 张 烨, 田慕琴, 宋建成, 等. 弱电网下计及锁相环影响的并网逆变器输出阻抗重塑[J]. 高电压技术, 2021, 47(11): 4033-4043.
- ZHANG Ye, TIAN Muqin, SONG Jiancheng, et al. Reconstruction of the output impedance of grid-connected inverter considering PLL effect in weak grids[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(11): 4033-4043.
- [17] 潘尔生, 王智冬, 王 栋, 等. 基于锁相环同步控制的双馈风机弱电网接入稳定性分析[J]. 高电压技术, 2020, 46(1): 170-177.
- PAN Ersheng, WANG Zhidong, WANG Dong, et al. Stability analysis of phase-locked loop synchronized DFIGs in weak grids[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(1): 170-177.
- [18] WANG X F, TAUL M G, WU H, et al. Grid-synchronization stability of converter-based resources-an overview[J]. IEEE Open Journal of Industry Applications, 2020, 1: 115-134.
- [19] D'ARCO S, SUUL J A. Equivalence of virtual synchronous machines and frequency-droops for converter-based microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(1): 394-395.
- [20] ZHONG Q C, NGUYEN P L, MA Z Y, et al. Self-synchronized synchronverters: inverters without a dedicated synchronization unit[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(2): 617-630.
- [21] GLÖCKLER C, DUCKWITZ D, WELCK F. Virtual synchronous machine control with virtual resistor for enhanced short circuit capability[C]//Proceedings of 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. Turin, Italy: IEEE, 2017: 1-6.
- [22] 姜卫同, 胡鹏飞, 尹 瑞, 等. 基于虚拟同步机的变流器暂态稳定分析及混合同步控制策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(22): 124-133.
- JIANG Weitong, HU Pengfei, YIN Rui, et al. Transient stability analysis and hybrid synchronization control strategy of converter based on virtual synchronous generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(22): 124-133.
- [23] CHEN M, ZHOU D, BLAABJERG F. Active power oscillation damping based on acceleration control in paralleled virtual synchronous generators system[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(8): 9501-9510.
- [24] ARULAMPALAM A, EKANAYAKE J B, JENKINS N. Application study of a STATCOM with energy storage[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 2003, 150(3): 373-384.
- [25] CHIVUKULA A B, MAITI S. Analysis and control of modular multi-level converter-based E-STATCOM to integrate large wind farms with the grid[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2019, 13(20): 4604-4616.
- [26] MERRITT N R, CHAKRABORTY C, BAJPAI P. An E-STATCOM based solution for smoothing photovoltaic and wind power fluctuations in a microgrid under unbalanced conditions[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(2): 1482-1494.
- [27] LI Y J, YUAN X T, LI J P, et al. Novel grid-forming control of PMSG-based wind turbine for integrating weak AC grid without sacrificing maximum power point tracking[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2021, 15(10): 1613-1625.
- [28] LI Y J, XU Z, WONG K P. Advanced control strategies of PMSG-based wind turbines for system inertia support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 3027-3037.
- [29] KIM J, LEE S H, PARK J W. Inertia-free stand-alone microgrid-part II: inertia control for stabilizing DC-link capacitor voltage of PMSG wind turbine system[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2018, 54(5): 4060-4068.
- [30] FANG J Y, LI H C, TANG Y, et al. On the inertia of future more-electronics power systems[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2019, 7(4): 2130-2146.
- [31] QUAN X J, YU R Y, ZHAO X, et al. Photovoltaic synchronous generator: architecture and control strategy for a grid-forming PV energy system[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 936-948.
- [32] MAO M Q, HU J, DING Y, et al. Multi-parameter adaptive power allocation strategy for microgrid with parallel PV/battery-VSGs[C]//

- Proceedings of 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. Baltimore, USA: IEEE, 2019: 2105-2111.
- [33] LIANG W H, LIU Y T, SHEN Y P. Active power control integrated with reactive power compensation of battery energy stored quasi-Z source inverter PV power system operating in VSG mode[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2023, 11(1): 339-350.
 - [34] MAO M Q, QIAN C, DING Y. Decentralized coordination power control for islanding microgrid based on PV/BES-VSG[J]. CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, 2018, 3(1): 14-24.
 - [35] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. ZHOU X X, SONG Y H, translated. Beijing, China: China Electric Power Press, 1994.
 - [36] AGORRETA J L, BORREGA M, LÓPEZ J, et al. Modeling and control of N -paralleled grid-connected inverters with LCL filter coupled due to grid impedance in PV plants[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 26(3): 770-785.
 - [37] UNRUH P, NUSCHKE M, STRAUß P, et al. Overview on grid-forming inverter control methods[J]. Energies, 2020, 13(10): 2589.
 - [38] LU M H. Virtual oscillator grid-forming inverters: state of the art, modeling, and stability[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(10): 11579-11591.
 - [39] CHEN M, ZHOU D, BLAABJERG F. Power control of grid-forming converters based on full-state feedback[C]//Proceedings of the 48th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Brussels, Belgium: IEEE, 2022: 1-6.
 - [40] LIU J, GOLPÎRA H, BEVRANI H, et al. Grid integration evaluation of virtual synchronous generators using a disturbance-oriented unified modeling approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(5): 4660-4671.
 - [41] KHALIL H K. Nonlinear systems[M]. 3rd ed. Upper Saddle River, USA: Prentice Hall, 2002.
 - [42] KODRA K, ZHONG N F, GAJIĆ Z. Model order reduction of an islanded microgrid using singular perturbations[C]//Proceedings of 2016 American Control Conference. Boston, USA: IEEE, 2016: 3650-3655.
 - [43] IYER S V, BELUR M N, CHANDORKAR M C. A generalized computational method to determine stability of a multi-inverter microgrid[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2010, 25(9): 2420-2432.
 - [44] RASHEDUZZAMAN M, MUELLER J A, KIMBALL J W. Reduced-order small-signal model of microgrid systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1292-1305.
 - [45] PEPONIDES G, KOKOTOVIĆ P, CHOW J. Singular perturbations and time scales in nonlinear models of power systems[J]. IEEE Transactions on Circuits and Systems, 1982, 29(11): 758-767.
 - [46] KOKOTOVIĆ P, KHALIL H K, O'REILLY J. Singular perturbation methods in control: analysis and design[M]. Orlando, USA: Academic Press, 1986.
 - [47] COSSART Q, COLAS F, KESTELYN X. Model reduction of converters for the analysis of 100% power electronics transmission systems[C]//Proceedings of 2018 IEEE International Conference on Industrial Technology. Lyon, France: IEEE, 2018: 1254-1259.
 - [48] JOO S K, LIU C C, JONES L, et al. Coherency and aggregation techniques incorporating rotor and voltage dynamics[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(2): 1068-1075.
 - [49] HART P J, LASSETER R H, JAHNS T M. Coherency identification and aggregation in grid-forming droop-controlled inverter networks[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2019, 55(3): 2219-2231.
 - [50] UMAR M F, HOSSEINZADEHTAHER M, SHADMAND M B. Enforcing coherency in the cluster of grid-forming inverters in power electronics-dominated grid[C]//Proceedings of 2021 IEEE 22nd Workshop on Control and Modelling of Power Electronics. Cartagena, Colombia: IEEE, 2021: 1-7.
 - [51] HE X Q, GENG H. PLL synchronization stability of grid-connected multiconverter systems[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(1): 830-842.
 - [52] FU X K, HUANG M, PAN S Z, et al. Cascading synchronization instability in multi-VSC grid-connected system[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(7): 7572-7576.
 - [53] LIU C, CHU Z, DUAN Z, et al. VSG-based adaptive optimal frequency regulation for AC microgrids with nonlinear dynamics[J]. IEEE Transactions on Automation Science and Engineering, 2024, DOI: 10.1109/TASE.2024.3366700.
 - [54] PAN D H, WANG X F, LIU F C, et al. Transient stability of voltage-source converters with grid-forming control: a design-oriented study[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1019-1033.
 - [55] HE C J, HE X Q, GENG H, et al. Transient stability of low-inertia power systems with inverter-based generation[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2022, 37(4): 2903-2912.
 - [56] 许靖翊, 刘威, 刘树, 等. 电力系统变流器网控技术的现状与发展趋势[J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3586-3594.
 - [56] XU Jieyi, LIU Wei, LIU Shu, et al. Current state and development trends of power system converter grid-forming control technology[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3586-3594.
 - [57] 张宇, 蔡旭, 张琛, 等. 并网变换器的暂态同步稳定性研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(5): 1687-1701.
 - [57] ZHANG Yu, CAI Xu, ZHANG Chen, et al. Transient synchronization stability analysis of voltage source converters: a review[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5): 1687-1701.
 - [58] FANG J Y, LI H C, TANG Y, et al. Distributed power system virtual inertia implemented by grid-connected power converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018, 33(10): 8488-8499.
 - [59] FU S, SUN Y, LIU Z, et al. Power oscillation suppression in multi-VSG grid with adaptive virtual inertia[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 135: 107472.
 - [60] LI M Y, HUANG W T, TAI N L, et al. Lyapunov-based large signal stability assessment for VSG controlled inverter-interfaced distributed generators[J]. Energies, 2018, 11(9): 2273.
 - [61] LAN Z, GAN D Q, SHI L B, et al. A study on the control of AC/DC power systems based on system dynamic COI[C]//Proceedings of 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. Tampa, USA: IEEE, 2007: 1-5.
 - [62] CHOOPANI M, HOSSEINIAN S H, VAHIDI B. New transient stability and LVRT improvement of multi-VSG grids using the frequency of the center of inertia[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 527-538.
 - [63] HE X Q, GENG H. Transient stability of power systems integrated with inverter-based generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 553-556.
 - [64] SUN H Q, LIN X C, CHEN S B, et al. Transient stability analysis of the standalone solar-storage AC supply system based on grid-forming and grid-following converters during sudden load variation[J]. IET Renewable Power Generation, 2023, 17(5): 1286-1302.
 - [65] RODRIGUES F A, PERON T K D M, JI P, et al. The Kuramoto model in complex networks[J]. Physics Reports, 2016, 610: 1-98.
 - [66] GUO Y F, ZHANG D R, LI Z C, et al. Overviews on the applications of the Kuramoto model in modern power system analysis[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 129: 106804.
 - [67] ZHANG C M, CHENG H Z, LIU L, et al. Coordination planning of wind farm, energy storage and transmission network with high-penetration renewable energy[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 120: 105944.
 - [68] WANG Z D, LI K J, REN J G, et al. A coordination control strategy of voltage-source-converter-based MTDC for offshore wind farms[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, 51(4): 2743-2752.
 - [69] SHAHGHOLIAN G. A brief review on microgrids: operation, applications, modeling, and control[J]. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2021, 31(6): e12885.
 - [70] LIU C C, CHI K T, YANG J X. Nonlinear behavior and transient

- stability of grid-following converters using direct power control under weak grid[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(4): 2287-2298.
- [71] GUILMINEAU J V M. Study of a generation capacity expansion on an island[D]. Stockholm, Sweden: KTH Royal Institute of Technology, 2020.
- [72] 马燕峰, 郑力文, 霍亚欣, 等. 虚拟同步发电机接入电力系统的阻尼转矩分析[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(4): 166-171.
MA Yanfeng, ZHENG Liwen, HUO Yaxin, et al. Damping torque analysis of virtual synchronous generator connected to power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(4): 166-171.
- [73] LI M Y, HUANG W T, TAI N L, et al. A dual-adaptivity inertia control strategy for virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 594-604.
- [74] MARKOVIC U, CHU Z D, ARISTIDOU P, et al. LQR-based adaptive virtual synchronous machine for power systems with high inverter penetration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(3): 1501-1512.
- [75] WANG T, JIN M X, LI Y D, et al. Adaptive damping control scheme for wind grid-connected power systems with virtual inertia control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(5): 3902-3912.
- [76] KARRARI S, BAGHAEE H R, CARNE G D, et al. Adaptive inertia emulation control for high-speed flywheel energy storage systems[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(22): 5047-5059.
- [77] LI J, WEN B Y, WANG H Y. Adaptive virtual inertia control strategy of VSG for micro-grid based on improved bang-bang control strategy[J]. IEEE Access, 2019, 7: 39509-39514.
- [78] HUANG R Z, DONG C, WU Z J, et al. A sigmoid-based adaptive inertia control strategy for grid-forming inverter to enhance frequency stability[J]. Frontiers in Energy Research, 2023, 11: 11095610.
- [79] ALIPOOR J, MIURA Y, ISE T. Stability assessment and optimization methods for microgrid with multiple VSG units[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 1462-1471.
- [80] SHI M X, CHEN X, ZHOU J Y, et al. Frequency restoration and oscillation damping of distributed VSGs in microgrid with low bandwidth communication[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 1011-1021.
- [81] SHUAI Z K, HUANG W, SHEN Z J, et al. Active power oscillation and suppression techniques between two parallel synchronverters during load fluctuations[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(4): 4127-4142.
- [82] LIU J, MIURA Y, BEVRANI H, et al. Enhanced virtual synchronous generator control for parallel inverters in microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5): 2268-2277.
- [83] 曾德银, 姚 骏, 张 田, 等. 虚拟同步发电机多机并联系统的频率小信号稳定性分析研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2048-2061.
ZENG Deyin, YAO Jun, ZHANG Tian, et al. Research on frequency small-signal stability analysis of multi-parallel virtual synchronous generator-based system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2048-2061.
- [84] LING Z T, LIU Y T, WANG Z P, et al. Adaptive inertia and damping of grid-connected inverter with improved VSG control[J]. IET Power Electronics, 2023, 16(16): 2769-2781.
- [85] MOLINA D, VENAYAGAMOORTHY G K, LIANG J Q, et al. Intelligent local area signals based damping of power system oscillations using virtual generators and approximate dynamic programming[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(1): 498-508.
- [86] TZAVELLAS A, NGUYEN P, RIBEIRO P, et al. A game theory approach for coordinating multiple virtual synchronous generators[C]// Proceedings of 2013 IEEE Grenoble Conference. Grenoble, France: IEEE, 2013: 1-6.
- [87] LI X L, TIAN Z, ZHA X M, et al. An iterative equal area criterion for transient stability analysis of grid-tied converter systems with varying damping[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(1): 1771-1784.
- [88] TAUL M G, WANG X F, DAVARI P, et al. Systematic approach for transient stability evaluation of grid-tied converters during power system faults[C]// Proceedings of 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. Baltimore, USA: IEEE, 2019: 5191-5198.
- [89] WU H, WANG X F. Transient stability impact of the phase-locked loop on grid-connected voltage source converters[C]// Proceedings of 2018 International Power Electronics Conference. Niigata, Japan: IEEE, 2018: 2673-2680.
- [90] WU H, WANG X F. Design-oriented transient stability analysis of PLL-synchronized voltage-source converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(4): 3573-3589.
- [91] KHAN S A, WANG M Q, SU W C, et al. Grid-forming converters for stability issues in future power grids[J]. Energies, 2022, 15(14): 4937.



WANG Guanqi
Ph.D. candidate



PEI Wei
Ph.D., Professor
Corresponding author



XIONG Jiawang
Ph.D.



LI Yifeng
Ph.D. candidate

王冠淇

1995—, 男, 博士生

主要研究方向为高比例新能源稳定控制技术、并网逆变器控制策略

E-mail: wangguanqi@mail.iee.ac.cn

裴 玮(通信作者)

1982—, 男, 博士, 研究员, 博导

主要研究方向为交直流配电网和微网、人工智能在电气领域的应用

E-mail: peiwei@mail.iee.ac.cn

熊佳旺

1997—, 男, 博士, 助理研究员

主要研究方向为高比例新能源电力电子化配电网稳定及其控制

E-mail: xiongjiawang@mail.iee.ac.cn

李毅丰

1996—, 男, 博士生

主要研究方向为高比例新能源稳定控制技术、并网逆变器控制策略

E-mail: liyifengfrank@mail.iee.ac.cn

收稿日期 2024-08-15 修回日期 2024-11-25 编辑 程子丰