

高比例新能源并网下电力系统暂态稳定控制策略与协同优化研究

邓晓志

北京亚控科技发展有限公司郑州分公司，河南省郑州市，450015；

摘要：随着新能源技术的快速发展，高比例新能源并网已成为电力系统的重要趋势。然而，新能源并网带来的电力系统暂态稳定性问题日益凸显，对电力系统的安全稳定运行构成了严峻挑战。本文旨在深入研究高比例新能源并网下电力系统的暂态稳定控制策略与协同优化方法，以期为解决这一问题提供理论支持和技术参考。

关键词：高比例新能源并网；电力系统；暂态稳定控制策略；协同优化

DOI：10.69979/3060-8767.25.10.004

引言

随着全球能源结构的转型和可持续发展需求的提升，新能源如风电、光伏等的开发利用已成为国际社会的共识。然而，新能源发电具有间歇性和不确定性等特点，当新能源以高比例并网时，电力系统的传统运行模式和控制策略面临着前所未有的挑战。特别是在暂态过程中，新能源的波动性和低惯量特性会显著影响电力系统的稳定性，甚至可能引发大规模的停电事故。因此，如何有效应对高比例新能源并网带来的暂态稳定性问题，确保电力系统的安全稳定运行，已成为当前电力系统研究领域的热点和难点问题。

1 高比例新能源并网对电力系统暂态稳定性的影响

1.1 降低系统惯量水平，加剧暂态波动

传统电力系统中，同步发电机具有较大的转动惯量，能够在系统遭遇扰动时，通过释放或吸收转动动能来抑制转速的快速变化，维持系统的暂态稳定。而风能、太阳能等新能源发电设备（如风电变流器、光伏逆变器）大多通过电力电子器件与电网连接，其自身不具备同步发电机那样的转动惯量，属于“低惯量”或“零惯量”电源。当高比例新能源并网后，系统中同步发电机的数量和容量占比下降，导致整个电力系统的惯量水平大幅降低。系统惯量的降低会使系统对扰动的响应速度加快，在遭遇短路故障、负荷突变等情况时，发电机转速和母线电压的波动幅度会显著增大，暂态稳定裕度减小，更容易引发暂态失稳问题。

1.2 增加系统动态特性复杂性，加大稳定控制难度

新能源发电的间歇性和波动性会使电力系统的动

态特性变得更加复杂，从而加大暂态稳定控制的难度。

一方面，风电出力受风速变化影响，光伏出力受光照强度、温度等因素影响，这些随机波动会导致系统的功率平衡状态频繁变化，使系统长期处于动态调整过程中，增加了暂态扰动发生的概率。另一方面，新能源发电设备的控制策略与传统同步发电机存在本质差异，其输出特性受变流器控制算法的影响较大。不同类型、不同厂家的新能源设备控制参数各异，在系统发生暂态扰动时，这些设备的响应行为可能存在差异，甚至出现不协调的情况，导致系统动态过程更加复杂，难以准确预测和控制，进一步加大了暂态稳定控制的难度。

1.3 改变系统故障电流特性，影响保护装置动作性能

高比例新能源并网会改变电力系统的故障电流特性，进而影响继电保护装置的动作性能，对暂态稳定产生间接影响。传统同步发电机在发生短路故障时，能够提供较大的故障电流，且故障电流具有明确的衰减特性和相位特征，继电保护装置可根据这些特性准确判断故障类型和位置，并快速动作切除故障。而新能源发电设备通过变流器并网，其故障电流输出能力受变流器限流控制策略的限制，故障电流幅值通常较小，且波形可能出现畸变，故障电流的衰减特性和相位特征也与同步发电机存在明显差异。这会导致传统的继电保护装置无法准确识别故障，可能出现保护拒动、误动等问题。若故障不能及时切除，会延长扰动持续时间，加剧系统暂态失稳的风险，甚至引发更严重的事故。

1.4 削弱系统电压支撑能力，恶化暂态电压稳定

电压稳定是暂态稳定的重要组成部分，高比例新能源并网会削弱系统的电压支撑能力，恶化暂态电压稳定。

传统同步发电机通过励磁调节系统能够快速响应母线电压的变化,在系统发生电压跌落时,可通过增加励磁电流提高发电机的端电压,为系统提供有效的电压支撑。而新能源发电设备的电压调节能力受变流器控制模式的限制,大多数新能源电站采用恒功率控制模式,对母线电压的支撑能力较弱。当系统发生暂态扰动导致电压跌落时,新能源设备可能会因过流保护动作而切除部分机组,进一步减少系统的无功功率供应,加剧电压跌落程度。若电压长时间处于较低水平,会导致负荷无法正常运行,甚至引发电压崩溃,严重威胁系统的暂态稳定。

2 高比例新能源并网下电力系统暂态稳定控制策略

2.1 电力系统暂态稳定控制基本策略

电力系统暂态稳定控制基本策略是保障系统在高比例新能源并网环境下安全运行的基础手段,主要包括故障切除控制、功率平衡控制和励磁调节控制等。故障切除控制是通过快速切除故障元件(如故障线路、故障发电机),减少扰动对系统的持续影响,防止故障扩大。其核心在于优化继电保护装置的动作时间和切除范围,确保在系统暂态稳定裕度耗尽之前将故障隔离。功率平衡控制则是通过调整发电功率或负荷功率,维持系统的功率平衡,抑制暂态过程中的功率波动。例如,在新能源出力骤降时,快速调用备用电源(如燃气轮机、储能系统)补充功率缺口,或通过需求侧响应措施削减部分可中断负荷,避免系统频率和电压大幅波动。励磁调节控制主要针对同步发电机,通过优化励磁系统的控制参数,提高发电机的暂态稳定裕度,增强系统的电压支撑能力。在高比例新能源并网场景下,这些基本策略需要与新能源设备的控制特性相结合,进行适应性调整,以满足系统暂态稳定控制的需求。

2.2 基于虚拟同步机的控制策略

基于虚拟同步机(VSM)的控制策略是解决高比例新能源并网下系统低惯量问题的有效手段,其核心是通过控制算法使新能源变流器模拟同步发电机的动态特性,为系统提供虚拟惯量和阻尼。VSM控制策略通过在变流器控制环节中引入虚拟惯量控制模块和虚拟阻尼控制模块,使新能源设备在系统频率变化时,能够像同步发电机一样释放或吸收虚拟动能,抑制频率的快速波动。例如,当系统频率下降时,VSM控制策略会控制变流器增加输出功率,模拟同步发电机的一次调频特性;当系统频率上升时,减少输出功率,实现对频率的稳定控制。同时,VSM还可以通过虚拟励磁控制模块模拟同

步发电机的励磁调节功能,提高系统的电压支撑能力。此外,VSM控制策略还能够改善新能源设备的故障电流特性,使其在故障情况下能够提供更接近同步发电机的故障电流,为继电保护装置的正常动作创造条件,进一步提升系统的暂态稳定性。

2.3 基于储能系统的控制策略

基于储能系统的控制策略凭借其快速响应能力和灵活的功率调节特性,在高比例新能源并网下的电力系统暂态稳定控制中发挥着重要作用。储能系统可通过不同的控制模式参与暂态稳定控制,主要包括暂态功率补偿控制、惯量支撑控制和电压稳定控制。在暂态功率补偿控制模式下,当系统发生扰动(如新能源出力骤降、故障导致功率缺额)时,储能系统可在毫秒级时间内释放或吸收功率,快速弥补功率缺口,抑制系统频率和电压的急剧变化。例如,在风电出力因阵风骤降时,储能系统立即增加放电功率,维持系统功率平衡。在惯量支撑控制模式下,储能系统通过模拟同步发电机的惯量特性,在系统频率变化时提供额外的惯量支撑,减缓频率变化速率,为其他控制措施的实施争取时间。在电压稳定控制模式下,储能系统可通过无功功率调节功能,在系统电压跌落时快速注入无功功率,提升母线电压,防止电压崩溃。此外,储能系统还可以与新能源电站协同运行,平抑新能源出力波动,减少对系统暂态稳定的冲击。

2.4 基于多区域协调的控制策略

基于多区域协调的控制策略适用于大规模、跨区域的电力系统,能够有效解决高比例新能源并网下区域间功率传输扰动引发的暂态稳定问题。该策略的核心是通过建立区域间的信息交互机制和协调控制中心,实现各区域控制资源的优化配置和协同动作。首先,协调控制中心通过实时采集各区域的新能源出力、负荷变化、电网运行状态等信息,对系统的暂态稳定状态进行评估和预测。当某一区域发生暂态扰动(如线路故障、新能源出力突变)时,协调控制中心根据扰动的影响范围和程度,制定跨区域的协同控制策略。例如,当区域A因新能源出力骤降出现功率缺额时,协调控制中心可指令区域B调用备用电源增加出力,并调整区域间联络线的功率传输极限,避免联络线过负荷跳闸;同时,指令区域A削减部分可中断负荷,快速恢复功率平衡。此外,多区域协调控制策略还可以通过优化区域内新能源、储能、传统电源的控制参数,实现区域间的动态功率平衡,减少区域间扰动的传播,提升整个电力系统的暂态稳定水

平。

3 高比例新能源并网下电力系统暂态稳定协同优化

3.1 协同优化策略的必要性

在高比例新能源并网的电力系统中,单一的控制策略已难以满足复杂的暂态稳定控制需求,协同优化策略的实施具有迫切的必要性。一方面,不同控制手段(如虚拟同步机、储能系统、多区域协调控制)之间存在相互影响、相互制约的关系。若缺乏协同优化,各控制策略可能会出现动作不协调的情况,甚至产生负面干扰。例如,储能系统的功率补偿动作可能与虚拟同步机的惯量支撑动作在时间或幅值上不匹配,导致系统频率出现二次波动。另一方面,系统中存在多种类型的可控资源(新能源电站、传统电源、储能系统、柔性负荷等),这些资源分布在不同区域、不同环节,若不能进行协同优化配置,会造成资源利用效率低下,无法充分发挥各类资源的暂态稳定控制潜力。此外,高比例新能源并网下系统暂态稳定问题呈现出多维度、跨区域的特点,单一控制策略往往只能针对某一特定问题或局部区域,难以从整体上提升系统的暂态稳定水平。因此,通过协同优化策略,整合各类控制资源和控制手段,实现全局范围内的协调控制,是解决高比例新能源并网下电力系统暂态稳定问题的必然选择。

3.2 区域间协同优化方法

区域间协同优化方法以实现整个电力系统的暂态稳定为目标,通过建立区域间的信息共享机制和优化决策模型,协调各区域的控制资源和控制策略。首先,构建区域间实时信息交互平台,实现各区域新能源出力、负荷数据、电网运行状态、控制资源可用容量等信息的实时传输和共享,为协同优化决策提供数据支撑。其次,建立基于暂态稳定约束的区域间功率传输优化模型,该模型以最小化系统控制成本(如储能充放电成本、备用电源调用成本)为目标,同时考虑区域间联络线的暂态稳定极限、各区域的功率平衡约束、新能源出力波动约束等。通过求解该优化模型,确定各区域的最优功率调整方案和控制资源调度计划。例如,在某一区域发生新能源出力骤降时,优化模型可计算出其他区域应补充的功率额度,以及储能系统、传统备用电源的具体出力分配。此外,区域间协同优化还需要建立动态调整机制,根据系统运行状态的变化(如新能源出力波动、负荷变

化)实时更新优化策略,确保区域间的功率传输始终处于暂态稳定范围内,避免因区域间功率失衡引发暂态失稳问题。

3.3 控制资源与保护系统的协同优化

控制资源与保护系统的协同优化是高比例新能源并网下电力系统暂态稳定控制的重要补充,能够解决控制策略与保护装置动作不协调的问题,提升系统暂态稳定控制的整体效能。传统的保护系统与控制资源(如储能、备用电源)相互独立,保护装置动作时往往只考虑故障切除,而忽略了对控制资源的调度,可能导致故障切除后系统因缺乏及时的功率补偿或电压支撑而失稳。控制资源与保护系统的协同优化通过建立两者之间的信息联动机制,使保护装置在动作的同时,向控制资源发送触发信号,实现保护动作与控制策略的同步启动。例如,当继电保护装置检测到线路故障并决定切除故障线路时,可同时向附近的储能系统和新能源电站发送控制指令,储能系统立即启动暂态功率补偿模式,新能源电站切换为电压支撑控制模式,在故障切除后快速恢复系统的功率平衡和电压稳定。

4 结语

综上所述,高比例新能源并网对电力系统暂态稳定性的影响是多方面的,包括降低系统惯量水平、增加系统动态特性复杂性、改变系统故障电流特性以及削弱系统电压支撑能力等。针对这些影响,本文提出了基于虚拟同步机的控制策略、基于储能系统的控制策略以及基于多区域协调的控制策略等多种暂态稳定控制策略,并通过协同优化方法整合各类控制资源和手段,以实现全局范围内的协调控制。这些策略和方法的实施,对于提升高比例新能源并网下电力系统的暂态稳定水平具有重要意义。

参考文献

- [1] 刘志坚,唐灏,郭成,何廷一. 含高比例新能源的异步互联送端系统直流 FLC 的阶跃死区控制策略及优化[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(10): 116-123.
- [2] 陈飞,张维,卢欣辰,朱晔,尹兴隆,李志超. 考虑云边协同的含高比例新能源电力系统优化调度方法[J]. 电气自动化, 2024, 46(03): 38-40.
- [3] 张丹,常东旭,曾丕江,武明康,涂亮,朱益华. 含高比例新能源和小水电的孤网频率稳定特性及涉网参数优化[J]. 南方电网技术, 2024, 18(07): 11-18.