

构网型逆变器故障穿越能力标准化测试方法研究

黄桂香*

上海电器设备检测所有限公司, 上海, 中国

*通讯作者

【摘要】针对构网型逆变器故障穿越测试中平台配置不统一、故障与阻抗实现方式差异较大、指标口径不一致以及强弱电网条件下结果难以横向比较等问题, 本文基于现有标准和工程测试经验, 围绕“电网强度×故障类型”构建了一套面向实验室复现的标准化故障穿越测试方法。首先比较阻抗模拟与故障实现的两类主流技术路线, 指出实际阻抗/故障装置物理真实度高, 但在参数连续可调、重复性和多场景复现方面存在不足; 可编程电源与有源负载更适合搭建可重复、可配置、可扩展的标准化平台。随后提出平台拓扑、测量点布置、程序化测试流程及数据处理规则, 并建立电压-时间满足性、暂态电流约束、恢复时间、负序抑制、非故障相抬升及宽 SCR 适应范围等评价指标。所提方法可提升测试结果的可复现性、可对比性和可追溯性。

【关键词】构网型逆变器; 故障穿越; 标准化测试; 有源负载; 短路比

1. 引言

在“双碳”目标和新型电力系统建设背景下, 风电、光伏等新能源装机规模持续提升, 电力系统正加速向高比例电力电子化方向演进。与此同时, 传统同步机占比下降导致系统惯量水平降低、电压支撑能力减弱, 电网在故障扰动和弱电网运行条件下的稳定性问题日益突出, 电压失稳、宽频振荡等风险显著增加[1,2]。尤其在新能源集中送出的远距离输电场景中, 局部电网短路容量不足、网源耦合增强, 使并网装备面临更加严苛的动态支撑与故障适应要求[3]。

传统跟网型 (grid-following, GFL) 逆变器本质上呈现受控电流源特性, 其稳定运行依赖于外部电网提供电压和频率基准, 在弱电网甚至故障暂态条件下易出现同步失稳、支撑能力不足等问题[4]。相较而言, 构网型 (grid-forming, GFM) 逆变器能够模拟同步电源的电压源外特性, 具备自主建立电压和频率、提供惯量响应及无功支撑的能力, 被认为是提升高比例新能源电力系统安全稳定运行水平的重要技术路径[5,6]。特别是在电网故障期间, 构网型逆变器不仅需要保持自身不脱网连续运行, 还应具备一定的暂态电压支撑、电流控制与故障恢复能力, 因此其故障穿越性能已成为评价构网型装备工程适用性的关键指标之一。

为促进构网技术的工程应用和规范化发展, 国内外标准组织、电网企业及研究机构

近年来相继发布了相关标准、技术文件和功能规范。我国已发布《GB/T 38983.1—2020 虚拟同步机第1部分: 总则》等基础性标准[7]; 欧洲输电系统运营商联盟 (ENTSO-E) 较早从高比例电力电子电源接入的角度阐述了构网技术的定义及其对系统安全稳定的贡献[8,9]; 国际电工委员会在微网相关技术规范中明确了构网型逆变器的电压源特性及动态控制要求[10]; 德国 VDE FNN、北美电力可靠性公司 NERC、英国 National Grid ESO、澳大利亚 AEMO 等机构也分别围绕构网型装备的系统支撑行为、核心功能需求和测试要求开展了规范研究[11-15]。在国内, 中关村储能产业技术联盟、中国电工技术学会等也发布了构网型储能逆变器及储能系统并网技术规范, 为构网型装备的设计、验证与应用提供了依据[16,17], 此外在电化学储能电站中, 构网型逆变器的技术规范已得到进一步明确[18]。

尽管现有标准和技术文件已对构网型逆变器的功能要求、控制特性和部分测试项目进行了规定, 但针对故障穿越能力这一关键性能, 现阶段仍存在以下不足:

一是不同标准中对故障类型、测试工况、性能判据和支撑要求的描述尚不统一;

二是现有研究更多关注单一低电压穿越或高电压耐受能力, 缺乏面向电网强度、故障类型和电压跌落深度等关键因素协同考虑的测试方法;

三是对于构网型逆变器在故障期间“持续构网、稳定支撑、故障后恢复”的全过程能力，尚缺少系统化、标准化的评价框架。

上述问题制约了构网型逆变器故障穿越能力的统一测试、横向对比和工程准入评价。

针对上述问题，本文在梳理国内外相关标准、规范与研究成果的基础上，围绕构网型逆变器故障穿越过程中的关键影响因素，构建面向标准化测试的故障穿越能力评价思路，重点分析电网强度、故障类型、电压跌落深度及故障持续时间等测试条件对评价结果的影响，并进一步提出构网型逆变器故障穿越能力的标准化测试方法与评价指标体系，以期对相关标准制定、型式试验及工程应用提供参考。

2.测试平台与标准化方法设计

2.1 测试平台架构与关键设备

2.1.1 平台构成、方案比较与配置依据

构网型逆变器故障穿越测试平台通常由电网侧供电单元、等效阻抗单元、故障实现单元、并网点（Point of Common Coupling, PCC）测量系统、同步触发模块和被测逆变器组成。按照工程实现方式划分，阻抗装置主要有两类：

一类是采用实际电抗器、电阻器或RLC网络构成的实体阻抗装置；

另一类是基于有源负载或四象限电源的可编程阻抗模拟装置。

故障装置同样存在两类主流实现方式：

一类是采用接触器、晶闸管或专用故障发生装置直接构造短路和跌落路径；

另一类是利用可编程电源快速改变输出电压幅值、相角和相别，实现平衡或不平衡故障模拟。

实体阻抗装置和实际故障发生装置的优点在于物理机理直观、拓扑简单、工频下真实性高，适合开展单一工况或定值验证。但其缺点也较明显：首先，参数调整往往依赖硬件切换，难以连续覆盖多档SCR和多类型故障；其次，不同实验室使用的器件阻抗角、开关延时和寄生参数差异较大，重复性较弱；再次，在开展大量组合工况测试时，硬件切换频繁，实施效率低且易引入人为误差。

相比之下，基于有源负载的阻抗模拟方式能够通过控制策略灵活实现不同等效 R_g/X_g 比和SCR档位，便于参数化切换和重复试

验，其中 R_g 为网侧等效电阻， X_g 为网侧等效感抗；基于可编程电源的故障模拟方式能够方便地产生三相对称跌落、单相接地、两相短路、非故障相抬升及故障恢复过程，具有动作时刻可控、波形可重复和工况扩展方便等优势。其不足主要体现在对控制带宽和功率容量要求更高，同时需要事先校核动态输出能力是否足以覆盖目标故障边界。综合标准化测试的需求，本文建议采用“可编程电源模拟故障+有源负载实现阻抗”的方案，以获得更好的重复性、可扩展性和报告一致性。

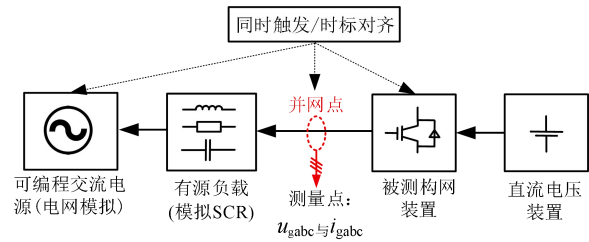


图 1.故障穿越测试平台及测量点示意图

本文所推荐的故障穿越测试平台如图 1 所示，电网模拟单元位于最左侧，用于提供基准电压和频率；有源负载单元布置于可编程交流电源和被测构网装置之间，通过等效阻抗构造不同 SCR，其中电网等效电感 L_g 与 SCR 之间的关系式如公式(1)所示；测试平台可以采用电源和负载分开配置的方式，也可以使用源载一体机设备，以实现更加灵活的测试配置；测量单元采集构网装置输出三相电压 u_{gabc} 与三相电流 i_{gabc} ；同步触发模块用于将故障注入时刻、控制器记录时刻和外部采样设备时刻对齐。该布置能够保证不同工况下测点定义一致、故障作用位置一致，从而提高结论的可比较性。直流电压装置提供构网装置的直流供电电压。

$$SCR = \frac{V_n^2}{2\pi f_n L_g S_n} \quad (1)$$

式中， f_n 为电网额定频率； S_n 为构网装置容量； V_n 为并网点电压有效值。

2.1.2 关键观测量与性能指标选择依据

故障穿越测试不仅要回答“是否脱网”这一结果性问题，还要回答“支撑是否及时”、“电流是否受控”、“故障清除后能否快速恢复”以及“不平衡故障下负序和非故障相是否安全”这些过程性问题。因此，本文选择的关键观测量包括 PCC 电压、电流、有功、无功、正负序分量、故障触发时刻和控制模式切换标志。基于这些观测量构建的评价指标主要包括响应时间、暂态电流峰值、恢复时

间、暂态等效阻抗、负序抑制能力和非故障相抬升幅值。

选择上述指标的原因在于：响应时间反映构网型逆变器在故障发生后建立支撑或进入限流的速度，是衡量快速支撑能力的核心量；暂态电流峰值反映装置是否在硬件允许范围内运行，体现故障期间支撑与自保护的协调；恢复时间和恢复过冲反映故障清除后重新建立稳态的能力，是工程运行中判断设备韧性的重要依据；负序抑制能力和非故障相抬升则直接对应不平衡故障下器件热应力、绝缘压力和控制耦合风险。换言之，这些指标分别从支撑强度、受控程度和恢复品质三个层面构成了完整评价闭环。

为定量评价构网型逆变器故障切除后的电压恢复能力，本文选取电压恢复系数 η_v 、电压恢复响应时间 t_r 及恢复时间 t_{rec} 作为评价指标，如公式(2)所示。其中， η_v 用于表征恢复后电压相对于故障前电压的恢复程度； t_r 用于表征故障切除后电压恢复至目标稳态值 90% 的动态响应速度； t_{rec} 用于表征被测量进入并持续保持在允许误差带内所需的时间。上述指标分别从恢复水平、响应速度和稳定过程三个方面反映逆变器的电压恢复性能。

$$\begin{cases} \eta_v = U_2 / U_1 \\ t_r = t_{0.9} - t_0 \\ t_{rec} = t_s - t_c, \quad |x(t) - x_{ref}| \leq \varepsilon, \forall t \geq t_s \end{cases} \quad (2)$$

式中， U_2 为故障清除后恢复到稳态时的电压有效值； U_1 为故障前稳态电压有效值； $t_{0.9}$ 为被测量第一次恢复到目标稳态值 90% 时对应的时刻； t_0 为故障切除时刻，或者恢复过程开始计时的起点； t_s 为系统进入并持续保持在允许误差带内的时刻； t_c 为扰动施加时刻或故障清除时刻，作为恢复计时起点； $x(t)$ 为被观测变量； x_{ref} 为目标稳态值。

2.2 标准化测试流程设计

2.2.1 测试工况类型与选点原则

为避免只测若干孤立工况，导致结论片面，本文建议以故障类型、电压等级和电网强度三类变量组织测试工况组合。其中，故障类型分为平衡故障和不平衡故障两大类；电压等级覆盖标准边界点、典型点和最不利点；电网强度则设置为强网、弱网和极弱网三个基本档位，并在必要时对敏感区间加密测试。

表 1. 标准化故障穿越测试工况组合示例

类别	典型工况	重点观测量
----	------	-------

平衡故障	三相跌落/三相抬升	PCC 电压、电流峰值、恢复时间
不平衡故障	单相接地、两相短路、两相接地	正负序分量、非故障相抬升、功率波动
强度对比	SCR=10/3/1	支撑能力变化、振荡衰减、适应范围

如表 1 所示，平衡故障主要用于评价装置在三相共同跌落或抬升场景下的持续并网和受控限流能力；不平衡故障主要用于考察正负序耦合、非故障相抬升和功率双频波动下的控制品质。电压选点不宜只围绕最严重故障展开，因为部分控制策略在极端故障下会由限流或保护主导，反而在中度故障与弱网耦合条件下更容易暴露同步和恢复边界。因此，测试工况的选取应兼顾标准边界、工程典型值和控制敏感区间。

2.2.2 程序化测试流程与实施步骤

如图 2 所示，为提高不同试验之间的一致性，本文将故障穿越测试统一为“稳态建立—SCR 与阻抗设定—故障类型/电压点设定—故障注入与同步采集—故障清除与恢复记录—指标计算与结论判定”六个步骤。每一步均应固定关键输入与记录项，例如稳态功率点、阻抗参数、故障触发时刻、故障持续时间、采样窗口、保护门限和控制模式状态等。

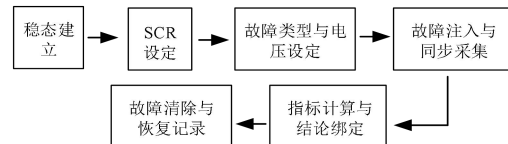


图 2. 标准化故障穿越测试流程

本文的测试方法包括多种工况组合，涵盖了强网到弱网的范围，确保测试结果的一致性与可比性。测试过程中，需特别关注电流峰值、恢复时间、负序电流和非故障相电压等关键指标，确保符合标准化的测试流程。

2.2.3 数据处理与重复性控制

数据处理规则是标准化测试可比性的关键。针对故障穿越评价，建议统一规定波形同步方式、RMS 或滑动窗口长度、序分量提取算法以及峰值/均值/持续时间的统计口径。对于 PCC 三相电压和电流，应在统一时间基准下提取基波正序与负序分量，并按照预设窗口统计峰值和平均值。若采用移动窗滤波或功率分析仪内部算法，则应在报告中明确其参数设置。

故障恢复阶段电压与功率的最大相对偏

差 e_U 与 e_P 如公式(3)所示。用于评价重复性控制效果的样本标准差 δ_x 和变异系数 CV_x 如公式(4)所示, CV_x 越小说明重复试验结果一致性越好, 测试方法的重复性越高

$$\begin{cases} e_U = \max \frac{|U(t) - U_{ref}|}{U_{ref}} \\ e_P = \max \frac{|P(t) - P_{ref}|}{P_N} \end{cases} \quad (3)$$

式中, $U(t)$ 表示恢复阶段时刻 t 的电压测量值, U_{ref} 表示电压目标值或恢复后的期望稳态值, $P(t)$ 表示恢复阶段时刻 t 的有功功率测量值, P_{ref} 表示有功功率目标值或恢复后的期望稳态值, P_N 表示额定有功功率。

$$\begin{cases} \delta_x = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - x_{ave})^2} \\ CV_x = \delta_x / x \end{cases} \quad (4)$$

式中, x_i 表示第 i 次重复试验得到的某一评价指标数值, N 表示重复试验次数, x_{ave} 表示 N 次试验结果的平均值, σ_x 表示该指标的样本标准差, 用于表征测试结果的绝对离散程度, CV_x 表示变异系数, 用于表征离散程度相对于平均值的相对大小。 CV_x 越小, 说明重复试验结果一致性越好, 测试方法的重复性越高。

为保证重复性, 建议对关键工况至少重复测试 2 次, 并验证三个方面: 故障触发与清除时刻的同步误差是否在允许范围内; 电压目标值、故障持续时间和 SCR 设定值是否与名义值一致; 关键指标如电流峰值、恢复时间和负序抑制量的离散度是否处于可接受范围。最终报告建议参考表 2 所示面向测试实施阶段的工况参数记录, 其中“测试项”对应本文提出的典型故障类型与对比测试场景, “电网强度 (SCR)”用于表征强网、弱网及极弱网条件, “关键波形”则用于支撑后续响应时间、电流峰值、恢复时间、负序抑制及非故障相电压抬升等指标的计算与分析。通过统一工况参数表, 可进一步增强不同实验室、不同测试平台以及不同工况组合下测试结果的可比性和可追溯性。

表 2. 标准化故障穿越测试工况参数表示例

测试项	电网强度	故障深度	故障持续时间	关键波形
三相对称跌落	10 / 3 / 1	**	**	三相电压、电流
三相对称抬升	10 / 3	**	**	三相电

	/ 1			压、电流
单相接地故障	10 / 3 / 1	**	**	三相电压、电流
两相短路故障	10 / 3 / 1	**	**	三相电压、电流
两相接地故障	10 / 3 / 1	**	**	三相电压、电流
同一故障条件下 SCR 变化对比	10 / 3 / 1	**	**	三相电压、电流

3. 多维度故障穿越测试指标分析

3.1 平衡故障穿越测试与评价

3.1.1 达标判据与评价指标定义

平衡故障主要针对三相对称跌落和三相对称过电压过程, 其评价重点在于装置是否能够在规定的电压-时间边界内持续并网并提供受控支撑。达标判据可归纳为三类:

(1): 电压-时间满足性, 即在规定的故障深度和持续时间内保持并网运行;

(2): 暂态电流约束, 即故障发生后电流能够在限定时间内建立并受限于设备允许值;

(3): 恢复约束, 即故障清除后电压、电流和功率在规定时间内回归稳定, 且恢复过程中的过冲和振荡可接受。

3.1.2 指标构建依据与计算方法

平衡故障评价指标的构建应同时反映持续支撑能力、快速支撑能力和受控限流能力。持续支撑能力对应“能否不断地挺过故障持续区间”; 快速支撑能力对应“故障发生后能否在较短时间内建立无功或限流响应”; 受控限流能力则对应“在硬件电流上限与控制目标之间能否协调”。因此, 本文建议以响应时间、故障期间电流峰值、故障期间电压支撑幅度、暂态等效阻抗和故障清除后的恢复时间为核心指标。

在工程计算中, 应预先统一时间零点、统计窗口和稳态容差范围。响应时间可由故障触发时刻起算, 到支撑电流达到目标值 90% 或进入限流带宽时结束; 恢复时间可由故障清除时刻起算, 到电压/功率重新进入稳态允许偏差带时结束。暂态等效阻抗则通过 PCC 电压增量和输出电流增量反算, 用于描述故障期间装置外特性的变化趋势。通过这些规则, 可以避免仅凭波形形状进行主观判断。

为定量评价故障期间逆变器的电流应力与无功支撑能力, 本文定义电流峰值超越量 ΔI_{max} 和无功支撑积分 M_q 两个指标, 分别如

公式(5)与公式(6)所示。前者用于表征故障期间输出电流峰值相对于额定值的超出程度,后者用于表征故障持续区间内无功支撑的累计强度。

$$\Delta I_{\max} = I_{\text{pk}} - I_{\text{N}} \quad (5)$$

$$M_{\text{q}} = \int_{t_1}^{t_c} |Q(t)| dt \quad (6)$$

式中, I_{pk} 表示故障持续期间输出电流的峰值, I_{N} 表示逆变器额定电流; $Q(t)$ 表示故障期间时刻 t 的无功功率, t_1 表示故障注入时刻, t_c 表示故障切除时刻。

3.1.3 典型 SCR 取值的选择依据

为保证测试结论既具有代表性又具有工程可执行性, 本文建议将 SCR=10、3 和 1 作为三档典型电网强度。SCR=10 通常对应强网场景, 此时外部电网短路容量远大于装置容量, PCC 电压刚性较强, 逆变器对系统电压和相角的反作用较小。选择这一档位的目的是验证构网型逆变器在“外部支撑充分”的理想条件下是否能够满足基本故障穿越要求, 并作为后续弱网对比的参考基线。

SCR=3 通常可视为典型弱网场景。该区间内外部电网阻抗显著增大, 构网型逆变器对 PCC 电压和相角的影响明显增强, 故障期间更容易暴露控制参数与限流策略之间的耦合问题。大量工程并网和实验研究表明, SCR 约为 3 附近往往是从常规并网条件向显著弱网条件过渡的敏感区域, 因此将其作为中间档位, 有利于观察装置性能从强网到极弱网的变化趋势。

SCR=1 则对应极弱网或近孤网边界场景。此时装置额定容量与系统短路容量处于同一量级, PCC 电压受装置输出影响显著, 故障期间容易出现同步困难、恢复变慢、负序放大和振荡衰减不足等问题。选择 SCR=1 作为极端测试点, 并非意味着所有工程现场都会长期运行在该条件下, 而是为了刻画构网型逆变器控制策略和硬件能力的极限边界。通过 10、3、1 三档组合, 可以形成“强网基线—弱网敏感区—极弱网边界”的完整评价链条。

3.2 不平衡故障穿越测试与评价

3.2.1 评价指标与判据定义

不平衡故障下, 构网型逆变器面对的核心问题不再仅仅是“是否脱网”, 而是如何在正序支撑、负序抑制和非故障相过电压控制之间保持协调。因此, 本文建议至少设置三类评价指标: 正序穿越能力、负序抑制能力

和非故障相抬升约束。其对应观测量分别为正序电压/电流、负序电压/电流以及非故障相电压峰值或有效值。在不平衡故障的测试中, 构网型逆变器需具备有效的负序电流抑制能力, 避免非故障相电压的抬升超过规定的限值, 以保证电网的稳定运行。

3.2.2 指标选取依据与计算方法

负序指标直接对应不平衡电流带来的器件热应力、功率双频振荡和控制耦合风险; 非故障相抬升则直接对应绝缘水平、保护整定和并网安全问题。因此, 在不平衡故障评价中, 单纯依据“装置未脱网”并不足以反映真实性能。工程上应在统一窗口内提取正负序分量的峰值、均值和持续时间, 并对非故障相最大抬升进行归一化比较。

当装置具备正负序解耦控制、负序补偿或限流分配功能时, 还应将功能使能状态纳入报告, 以避免将不同控制模式下的结果直接等同。对于功率双频波动, 可通过功率信号包络或频域分析得到其幅值, 作为辅助评价量反映控制品质。

3.2.3 测试实施与结果表征方式

不平衡故障测试宜采用“相量与序分量并重”的结果表达方式。建议至少输出三相相电压/相电流波形、正序/负序电压电流曲线以及指标汇总表。指标表中应给出故障类型、SCR 档位、正序穿越结果、负序峰值、非故障相最大抬升和最终结论, 以避免结果仅停留在定性描述层面。

3.3 电网强度对比测试与综合分析

3.3.1 强弱电网表征与等效实现

电网强度对比测试的核心是保持故障类型、电压点、持续时间和初始功率点一致, 仅改变 SCR 或等效阻抗, 从而观察构网型逆变器对外部支撑刚度变化的敏感性。为保证报告口径统一, 建议同时给出 SCR、等效阻抗值及其 R/X 比例。

3.3.2 对比测试方案与评价指标

在平衡故障下, 重点比较电流峰值、无功支撑幅值、限流投入时刻和故障后恢复过冲; 在不平衡故障下, 重点比较负序抑制能力、非故障相抬升和功率双频波动。通过同工况横向对比, 可以更准确地识别控制策略对外部电网条件的敏感性。

3.3.3 宽 SCR 适应性综合判定方法

在完成各 SCR 档位下的平衡与不平衡故障评价后, 可将每个工况的通过结果映射到 SCR 轴上, 从而形成装置的适应范围结论。

综合评价建议从三个层面给出：一是可稳定通过的 SCR 区间；二是最不利工况组合及其失效原因；三是针对薄弱环节的改进建议，例如优化限流策略、增强负序抑制、调整虚拟阻抗或改善控制参数整定。

4. 总结

本文针对构网型逆变器故障穿越能力测试中平台配置不统一、工况组织不规范及评价指标口径不一致等问题，开展了标准化测试方法研究，主要结论如下。

1) 构建了较完整的构网型逆变器故障穿越标准化测试方法体系。

本文围绕平台配置、工况组织、测试流程及指标评价等环节，建立了面向实验室复现的测试框架，提高了测试过程的一致性以及结果的可复现性和可对比性。

2) 明确了故障与阻抗实现方案的工程适用性。

通过对实际阻抗/实际故障装置与“可编程电源模拟故障+有源负载实现阻抗”两类技术路线的比较分析，指出后者在参数可调性、重复性和多场景复现能力方面更具优势，更适用于标准化测试平台构建。

3) 提出了面向强弱电网条件的分层测试与评价思路。

本文采用测试工况组合方式，提出 SCR=10、3、1 三档典型测试条件，分别对应强网、弱网和极弱网场景，形成了较完整的能力评价链条，并增强了测试结果的可解释性与工程适用性。

参考文献

- [1] 谢小荣, 贺静波, 毛航银, 等. “双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41 (2): 461-474.
- [2] 刘永奇, 陈龙翔, 韩小琪. 能源转型下我国新能源替代的关键问题分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42 (2): 515-524.
- [3] WANG X F, BLAABJERG F. Harmonic stability in power electronic-based power systems: concept, modeling, and analysis[J]. IEEE transactions on smart grid, 2019, 10(3):

2858-2870.

- [4] 桑顺, 高宁, 蔡旭, 等. 功率-电压控制型并网逆变器及其弱电网适应性研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37 (8): 2339-2350.
- [5] 张进, 李少林, 王伟胜, 等. 双馈风电机组虚拟惯量控制量化分析与参数优化整定[J]. 电网技术, 2023, 47 (4): 1369-1379.
- [6] 谢霞, 许可宝, 秦世耀, 等. 基于电压源型和电流源型双馈风电机组稳定性对比分析[J]. 电网技术, 2021, 45 (5): 1724-1735.
- [7] GB/T 38983.1—2020, 虚拟同步机第1部分: 总则[S].
- [8] ENTSO-E. High penetration of power electronic interface power sources (HPOPEIPS) [R]. 2017.
- [9] ENTSO-E. High penetration of power electronic interface power sources and the potential contribution of grid forming converters[R]. 2020.
- [10] IEC/TS 62898-3-1. Microgrids – Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control[S]. IEC, 2020.
- [11] VDE FNN. Grid-forming & system-supporting behavior of power-generating modules[S]. 2020.
- [12] NERC. Grid forming technology: bulk power system reliability considerations[S]. 2021.
- [13] NERC. Grid forming functional specifications for bps connected battery energy storage systems[S]. 2023.
- [14] National Grid ESO. Minimum specification required for grid forming provision of GB (GBGF) capability virtual machine/VSM (formerly synchronous capability)[S]. 2021.
- [15] AEMO. Voluntary specification for grid-forming inverters[S]. 2023.
- [16] T/CNESA 1008-2023, 构网型储能变流器技术规范[S].
- [17] T/CES 243—2023, 构网型储能系统并网技术规范[S].
- [18] CQC/PV15001-2024, 构网型电化学储能电站储能变流器并网技术规范[S].