DOI: 10.7500/AEPS20230823001

电力系统惯量需求:概念、指标及评估方法

文云峰,张武其,郭 威 (湖南大学电气与信息工程学院,湖南省长沙市 410082)

摘要:低惯量运行风险是电力低碳转型过程中的重大问题,已成为制约以新能源为主体的新型电 力系统可持续发展的痛点和关键瓶颈。惯量需求评估是实现系统低惯量风险感知与管控的基础。 然而,当前惯量需求相关概念仍不明晰,未充分考虑故障类型和电网频率安全防线的影响,致使评 估结果不够合理。文中从基本概念、表征指标和评估方法3个层面对电力系统惯量需求分析开展 了研究。首先,考虑惯量支撑功率多阶段响应特征,给出了电力系统惯量需求的基本概念,并从能 量和时序视角提出了惯量需求的量化表征指标。然后,综合计及故障类型和频率安全控制策略的 影响,构建了一种适用于电网频率安全防线体系的惯量需求评估方法及分级机制。最后,以某实际 电网为例,基于所提方法对其系统惯量需求进行评估和分析,验证了所提方法的合理性和有效性。 关键词:惯量;惯量需求;电力系统;频率安全;频率控制;评估方法

0 引言

构建以新能源为主体的新型电力系统是实现 "碳达峰·碳中和"战略目标的重要举措。近年来,由 于新能源发电比例和电力电子设备接入规模大幅提 升,常规电源开机容量持续压缩,致使国内外许多电 力系统的转动惯量水平显著下降,电网安全稳定运 行面临严峻挑战^[12]。例如,澳大利亚和英国分别在 2016年9月和2019年8月发生了大面积停电事 故^[34],损失分别为1.83 GW负荷和整个英国约5% 的负荷,其原因之一在于事件发生时的澳大利亚南 部电网和英国电网非同步电源占比很高且频率支撑 强度薄弱,系统在低惯量运行方式下遭受大扰动,最 终致使大量负荷损失。

常规控制方式下电力电子设备事故响应能力和 涉网性能差,电网大扰动后易导致新能源进入低电 压穿越/高电压穿越过程,甚至连锁脱网,造成的巨 量有功缺额和频率快速大幅跌落可能进一步引发电 网连锁故障事件。为避免电力系统受扰后频率快速 变化,须确保系统具备足够的惯量支撑能力,为一次 调频等后续有功控制措施留出足够的响应时间^[5]。 因而,倘若能够综合考虑预想故障场景及可利用的 频率安全防御资源,评估得到满足频率稳定约束的

收稿日期: 2023-08-23; 修回日期: 2024-01-25。

系统惯量需求(system inertia requirement,SIR),将 有助于提高电网运行和规划部门对系统惯量水平安 全预警及精准调控的能力。在运行角度,惯量需求 评估结果可作为惯量安全判断的基底参照,辅助电 网调度人员辨识不同运行工况下的惯量安全状态, 为电力系统电源开机方式优化、运行调控及安全稳 定策略制定提供依据;在规划角度,SIR分析可用于 揭示规划电网在不同运行方式下的频率稳定风险, 合理引导常规电源和虚拟惯量资源的容量配比与优 化布局,辅助确定规划电网可承载的新能源、直流等 电力电子接口电源馈入规模,并明确其应主动提供 的频率支撑能力。

然而,电力SIR的定义尚不明晰,电网规划与运行分析中也尚未充分考虑系统惯量影响这一维度,仍缺乏有效的SIR评估方法与分析工具。一方面,若保持系统惯量水平远远高出其需求临界值,则可能限制电力电子接口电源的并网规模;另一方面,系统惯量充裕度不足将使得系统遭受大容量有功冲击时频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)和频率偏差(frequency deviation, FD)增大,可能引发低频减载、高频切机等频率保护装置动作。

目前,国内外针对SIR分析开展了一些初步研究工作,评估方法包括解析计算法和仿真分析法。 解析计算法根据受扰后系统频率响应过程与惯量的 耦合关系,结合FD和RoCoF限值要求,估算系统最低惯量需求。例如,英国电网基于RoCoF限值估算 了大容量机组跳闸故障下保证分布式电源不脱网的

上网日期: 2024-03-26。

国家自然科学基金资助项目(52077066);湖南省自然科学杰 出青年基金资助项目(2024JJ2022)。

系统惯量水平[6],文献[7]基于单机频率响应模型, 以受扰后的FD为动态频率稳定约束条件,估算了 系统所需的最小惯性时间常数;文献[8]通过构建新 能源电力系统通用平均频率分析模型,以满足FD 为约束,评估满足频率稳定约束的SIR,并以此为依 据提出了惯量分配策略。上述文献均只考虑了系统 惯量与单一频率安全指标之间的耦合关系,不能保 证大功率扰动下的频率安全。文献[9]同时考虑惯 量与FD和RoCoF的影响,分析了澳大利亚各区域 电网的最低惯量阈值和安全运行惯量;文献[10]提 出了"惯量安全域"概念,建立了满足频率稳定约束 的惯量安全域评估模型,用于评判系统惯量的安全 裕度和可调空间:文献[11]结合送、受端电网运行特 性及频率稳定性要求,分别给出了送、受端电网最小 惯量评估方法。然而,上述方法均以系统N-2 故 障作为计算边界条件,未能充分反映不同扰动类型 和频率控制措施对 SIR 的影响,其评估结果仍偏保 守,可能造成惯量资源的过度配置和调遣,增加系统 投资和运行成本。

仿真分析法借助时域仿真工具离线分析系统在 不同惯量水平下的抗扰能力以测算惯量安全边界。 例如,美国得州电网利用暂态安全评估分析软件仿 真得出电源在 N-2故障下的惯量临界值为 100 GW·s^[12];文献[13]引入微电网最低惯量需求 概念,提出基于频率响应过程离散化处理的孤岛和 并网模式下微电网最低惯量需求评估方法,增强微 电网惯量态势感知能力。上述方法求解效率较低, 不能满足实际应用中大规模 SIR 快速评估的要求。

综上所述,现有研究成果对 SIR 的定义未能体 现惯量支撑功率的多阶段响应特征,均以不触及频 率保护装置动作为依据估算 SIR,尚未充分考虑故 障严重程度和电网频率多道防线控制体系的影响, 导致其估算结果难以真实反映电力系统实际惯量需 求。因此,仍需进一步明确 SIR 的基本内涵及其表 征指标,构建与电网频率安全防线相适应的惯量需 求评估方法与分级机制,进而实现惯量需求的精细 化评估,以便指导不同运行工况和扰动场景下系统 惯量水平的有效管控。

本文从惯量需求的基本概念、表征指标和评估 方法3个层面对电力SIR分析开展研究,主要贡献 包括:1)考虑惯量支撑功率多阶段响应特征,给出了 电力SIR的基本概念,并基于能量和时序视角提出 了惯量需求的表征指标;2)综合计及故障类型和频 率安全控制策略的影响,考虑频率安全指标与系统 惯量之间的耦合关系,构建了一种适用于电网频率 安全防线体系的惯量需求评估方法及分级机制,可 辅助实现系统惯量薄弱场景的分级预警和精细化调控;3)将所提惯量需求分级机制及其评估方法应用于中国某省级电网,验证了其有效性和合理性;4)基于所构建的惯量需求分级评估方法,探讨了电力SIR的影响因素及充裕度补偿措施。

1 电力SIR的基本概念及表征指标

1.1 基本概念

电力系统惯性表现为对外界扰动引起系统状态 变化的抵抗作用,惯量是惯性大小的量值^[14]。结合 有功扰动下系统频率随时间的变化趋势,图1给出 了受扰后系统有功功率响应过程。



根据作用时序,可将系统惯量响应过程(t₀至t_{ss}) 划分为3个阶段。第1阶段为扰动瞬间 (t_0) 至频率 控制措施动作时刻(t_c)。扰动瞬间,同步发电机自动 分配扰动功率致使电磁功率突增或突减。随后,同 步发电机在不平衡功率下被动应激地将转子中储存 的动能通过功角特性转化为电磁功率(即惯量支撑 功率),向系统释放或吸收,从而影响发电机不平 衡功率进而抑制 RoCoF。该阶段内不平衡功率全 部由惯量响应提供支撑,且系统 RoCoF 最快^[15]。 第2阶段为频率控制开始动作时刻t。至频率极值点 时刻teo随着系统中紧急控制和一次调频等控制措 施开始作用,系统不平衡功率逐步减少,惯量支撑功 率也逐步减弱,直至系统频率上升/下降至极值点, 有功扰动下系统惯量响应过程基本结束。第3阶段 为频率极值点时刻 t_a至频率恢复到额定值时刻 t_{ss}。 在控制措施持续作用下,系统频率逐步恢复,该过程 中 RoCoF 慢、惯量响应功率很小(一般可忽略不 计)。由上述分析可知,系统惯量支撑功率主要作用 于扰动初始时刻t。至系统频率到达极值点时刻t。这 一时间尺度内。第1阶段惯量支撑功率主要取决于

系统扰动功率大小,而第2阶段惯量支撑作用除受 扰动功率大小影响外,还与系统可用的频率安全防 御资源紧密相关。

附录A图A1为系统在给定工况、不同惯量水 平下受扰后系统频率动态响应曲线。在相同扰动大 小和一次调频能力下,系统惯量越大,则扰动后最大 RoCoF和FD均越小,且对应极值点到达时间增加, 即SIR与扰动后表征频率安全的最大RoCoF和FD 指标要求紧密相关。

基于惯量响应过程和《电力系统安全稳定控制 技术导则》要求^[16],本文将SIR定义为:在频率安全 防线体系下,保证受扰后各阶段内系统RoCoF和 FD指标不超过安全限值所需要的最小整体惯量水 平。进一步,可根据受扰后系统惯量支撑功率多阶 段响应特征,将SIR划分为2个阶段。第1和第2阶 段惯量需求表示如下:

$$H_{\rm SIR}^{\rm l} = f(\Delta P_0, R_{\rm sc}, t) \quad \forall t \in [t_0, t_c) \quad (1)$$
$$H_{\rm SIR}^{\rm l} = f(\Delta P_0, \Delta P_{\rm s}, \Delta f_{\rm sc}, R^{\rm s}, D, t_{\rm s}, f_{\rm d}, t) \quad \forall t \in [t_c, t_e]$$
(2)

式中: H_{SIR}^{-1} 和 H_{SIR}^{-1} 分别为惯量响应第1阶段和第2阶 段确保系统惯性中心 RoCoF和FD指标不超过安全 限值所需要的惯量大小; $f(\cdot)$ 为相关变量和参数的 函数; ΔP_0 为扰动初始时刻的故障大小;D为系统阻 尼系数; R_{sc} 为RoCoF安全限值; Δf_{sc} 为最大FD安全 限值; R^{s} 为系统一次调频速率; f_d 为一次调频死区 定值; ΔP_{s} 为频率紧急控制措施的有功功率调整 量; t_{s} 为频率紧急控制措施的动作延时。

1.2 惯量需求的表征指标

当前,国内外常用于表征 SIR 的指标有非同步 电源渗透率 R_{SNSP}、惯量比 R_{IR}、安全运行惯量 E_{SOLol}、 最小惯量阈值 E_{MTLol}、最小惯性常数 H_{min}。表1给出 了不同指标的对比分析^[17-20]。

Table 1 Comparison of characteristic indicators of Six						
指标名称	数学描述	含义	特点	应用实例		
非同步电源 渗透率	$R_{\rm SNSP} = \frac{P_{\rm RE} + P_{\rm IN}}{P_{\rm L} + P_{\rm EX}} \times 100\%$	不计及虚拟惯量作用、受扰后 系统频率满足安全限值所对应 的非同步电源出力占比, R _{SNSP} 越大, SIR越大	1)未考虑系统惯性的可变性;2)无 法刻画系统调频能力对惯量需求 的影响;3)描述惯量需求不直观	爱尔兰电网将 <i>R</i> _{SNSP} 设置 为75%,从而得到SIR为 17.5 GW·s ^[17]		
惯量比	$R_{\rm IR} = \frac{E_{\rm sys}}{\Delta P_{\rm max}}$	各类型发电机组利用存储的能量为大小等于扰动功率提供能量所持续的时间,R _{IR} 越小,系统频率支撑能力越弱,惯量需求越大	直接考虑了系统惯量水平和故障 大小对 SIR 的影响,但仍无法刻画 系统调频能力和安全防线控制对 惯量需求的影响	爱尔兰 ^[18] 和中国某省级跨 区域电网 ^[20] 基于该指标评 估了 SIR 和频率支撑能力		
安全运行 惯量	$E_{\rm SOLoI} = \frac{f_0 \Delta P_{\rm max}}{2R_{\rm max}} + E_{\rm ls}^{\rm max}$	与最小惯性时间常数类似,同 时还考虑了故障导致的惯量损 失对SIR的影响	与H _{min} 类似	澳大利亚南部电网将该指 标定义为6000 MW·s ^[18]		
最小惯量 阈值	$E_{\mathrm{MTLoI}} = E_{\mathrm{SOLoI}} - E_{\mathrm{ls}}^{\mathrm{max}}$	安全运行惯量与最大惯量缺失 的差值	与H _{min} 类似	澳大利亚南部电网将该指 标定义为4 400 MW·s ^[18]		
最小惯性 常数	考虑 RoCoF 指标时, $H_{min} = \frac{\Delta P_{max}}{2R_{max}} \frac{f_0}{S_{sys}}$;考虑 FD 指标时, H_{min} 主要基于单机模型或时 域仿真软件测算	在最大扰动功率作用下,机组 从相对静止状态变化至最大允 许变化率所需要的时间,H _{min} 越 大,系统频率支撑能力越弱,惯 量需求越大	1)相比于 R _{SNSP} 和 R _{IR} 更为直观; 2)若仅考虑 RoCoF,不能综合体 现惯量响应时变特性,是静态性指 标;3)考虑 FD 指标的时域仿真计 算效率低,难以高效刻画系统调频 能力对惯量需求的影响	《电力系统惯量支撑和一次调频能力技术要求》(征 求意见稿)规定同步电网 损失10%负荷容量,系统 等效惯性时间常数不小于 3 s ^[19] (即 H _{min} 须大于等于 1.5 s)		

表1 SIR的表征指标对比 Table 1 Comparison of characteristic indicators of SIR

注: P_{RE} 为新能源输出的功率; P_{IN} 为外来电输入的功率; P_{L} 为负荷功率; P_{EX} 为外送功率; E_{sys} 为系统总惯量; ΔP_{max} 为最大扰动功率; R_{max} 为最大允许的频率变化率限值; $E_{\text{ls}}^{\text{max}}$ 为最大惯量缺失; f_{0} 为系统额定频率; S_{sys} 为系统额定功率。

*R*_{SNSP}和*R*_{IR}为欧洲电网早期提出的表征系统惯 量安全的指标^[17],计算较为简便,但其作为SIR量化 指标的呈现形式不够直观和实用;*R*_{IR}考虑了系统惯 量水平和故障严重程度的影响,但其仍无法刻画系 统调频能力对惯量需求的影响。爱尔兰电网将 *R*_{SNSP}和*R*_{IR}分别设置为75%和30s,强制要求高比 例新能源接入下系统惯量水平不能过低。相比于 R_{SNSP}和R_{IR}间接表征SIR,E_{SOLoI}和E_{MTLoI}指标则更为 直观地描述了扰动后系统RoCoF指标约束的惯量 支撑要求,但均忽略了第2阶段惯量响应过程,未能 充分体现系统惯量支撑能力的可变性和调频能力的 相关性,无法反映受扰后系统FD指标约束的惯量 当同步电网损失 10% 负荷容量时, H_{min}不小于 1.5 s。 本文从惯量响应过程和能量视角出发,结合 SIR的基本概念,基于受扰后系统频率动态响应过 2H df(t)

程,即 $\frac{2H}{f_0}\frac{\mathrm{d}f(t)}{\mathrm{d}t} = \Delta P(t) - D\Delta f(t)(H$ 为系统惯性

常数),对其从t₀到t进行积分,进而得到体现整个惯量响应过程的惯量需求表征指标"SIR"H_{SIR},其须同时满足惯量响应第1阶段和第2阶段RoCoF和FD指标约束,即

$$H_{\rm SIR} = \frac{f_0 \left(\int_{t_0}^t \Delta P(t) dt - \int_{t_0}^t D\Delta f(t) dt \right)}{2 \int_{t_0}^t \frac{df(t)}{dt} dt} \quad t \in [t_0, t_e]$$

(3)

$$H_{\rm SIR}^{\rm min} \geqslant \max(H_{\rm SIR}^{\rm l}, H_{\rm SIR}^{\rm ll}) \tag{4}$$

式中: $\Delta P(t)$ 为系统总的有功功率不平衡量,包括系统总机械功率变化量和总的电磁功率变化量; $H_{\text{SIR}}^{\text{min}}$ 为 H_{SIR} 的最小值; $\Delta f(t)$ 为受扰后系统FD。

由式(3)、式(4)可知,所提指标综合考虑了惯量 支撑过程、故障严重程度及系统调频能力的影响,表 征了在惯量响应时段内惯量释放能量的累积作用, 从动态过程的角度耦合了惯量需求的能量属性、调 频能力的相关性及受扰后系统惯量响应的时变特 征。相较于考虑静态最大动能的Hmin、EsoLol和 E_{MTLd}等指标,所提指标H_{SIR}揭示了系统在大扰动后 的"惯量-有功,功率-频率"动态响应过程,且相比于 R_{SNSP}和R_{IR}等间接表征方式,所提指标更为直观和 明晰。同时,该指标反映了系统受扰后不同时间尺 度内频率控制方案对 SIR 的影响,从而可结合不同 惯量资源的支撑特性,优化配置惯量充裕度补偿措 施。此外,结合表1还可以看出,在第1阶段惯量响 应范围内,若不计及系统阻尼的影响,所提指标Hsm 与H_{min}、E_{SOLoI}和E_{MTLoI}具有线性等值关系,即H_{SIR}= $E_{\text{SOLOI}} - E_{\text{ls}}^{\text{max}} = E_{\text{MTLoI}} = H_{\text{min}}S_{\text{sys}}$ (详见附录B),均描 述了系统满足 RoCoF 约束的最小惯量需求,即第 1阶段惯量需求。综上所述,相比于现有指标,本 文提出的H_{sir}指标可计及受扰后系统惯量响应的 时变特性、调频能力的相关性以及故障严重程度 对 SIR 的影响。因此,在系统频率安全防御控制 框架体系下,可更为合理和直观地表征满足频率 安全约束的SIR。

2 电力SIR分级评估方法

2.1 惯量需求评估方法

根据1.1节所述惯量需求基本概念,要确保扰动后频率指标均在规定范围内,须分别求得系统在不同扰动阶段内确保频率指标安全所对应的惯量需求H_{siR}和H_{siR},其计算方法如下所述。

1)第1阶段惯量需求 H_{SIR}^{I}

由1.1节惯量响应过程可知,扰动初始时刻,系统一次调频、紧急控制等频率控制措施尚未启动,系统的有功缺额全部由惯量响应支撑,系统RoCoF最快。由式(3)可知,此时系统所需满足的惯量H¹_{SIR}可表示为:

$$H_{\rm SIR}^{\rm I} = \frac{f_0 \left(\int_{t_0}^{t_c} \Delta P_0 \, \mathrm{d}t - \int_{t_0}^{t_c} D\Delta f(t) \, \mathrm{d}t \right)}{2 \int_{t_0}^{t_c} \frac{\mathrm{d}f(t)}{\mathrm{d}t} \, \mathrm{d}t} \tag{5}$$

进一步,为确保系统 RoCoF 不超过其所允许的 安全限值 R_{sc} ,且假设在第1阶段惯量响应内系统 RoCoF 等于安全限值 R_{sc} ,式(5)可近似表示为:

$$\begin{cases} H_{\rm SIR}^{\rm I} \geq \frac{f_0 \left(2\Delta P_0 - D\Delta f_{t_c} \right)}{4R_{\rm sc}} \\ \Delta f_{t_c} = \frac{\Delta P_0}{D} \left(1 - e^{-\frac{Df_0}{2H_{\rm SIR}^{\rm I} t_c}} \right) \end{cases}$$
(6)

进而,采用数值迭代计算即可求解得到系统第 1阶段惯量需求H¹_{SIR}。

此外,若仅考虑扰动初始时刻的系统 RoCoF 限 值,则式(6)可进一步简化为:

$$H_{\rm SIR}^{\rm I} \ge \frac{f_0 \Delta P_0}{2R_{\rm sc}} \tag{7}$$

应当指出,式(6)和式(7)中 R_{sc} 对应的是 RoCoF保护装置的动作阈值,而由于RoCoF保护存 在约200 ms时延以及系统阻尼的影响,目前国内外 普遍采用的式(7)所确定的SIR结果较为保守。此 外,若在低惯量系统电源配置和机组组合优化中使 用式(7)确定的电源配置和最小开机方案,可能增加 投资、运行成本,制约新能源消纳水平。

2)第2阶段惯量需求H^I_{SIR}

根据《电力系统安全稳定导则 GB 38755— 2019》^[21]要求,当前中国电网对不同故障类型设定 了相应的频率控制措施,以确保受扰后系统频率稳 定,典型的频率安全防线体系如图2所示。图中: Δf_{ss}为准稳态频率。其描述如下:

(1)当遭受单一故障(N-1)扰动时,系统频率 应在一次调频作用下维持在允许范围内; (2)当遭受较严重故障扰动(如直流双极闭锁) 时,采取直流紧急功率控制、稳控切机/切负荷等频 率紧急控制措施及一次调频共同作用应能确保受扰 后系统频率安全;

(3)当遭受特别严重故障(如稳控拒动、多重故障)时,必须采取低频减载、高频切机等"第三道防线"措施,确保受扰后系统频率不发生崩溃。



图 2 电网频率安全防线体系 Fig. 2 Defense system for power grid frequency security

本文从故障分级管控的角度出发,分别给出不同故障规模下确保系统频率安全的H_{sh}计算方法。

1)N-1故障:假定系统频率于 t_e 时达到极值 f_e , 根据附录A图A2所示(以低频扰动事件为例)分段 线性化技术模拟故障扰动后系统有功功率-频率调 节过程^[22-23],系统一次调频支撑过程可近似用一次 线性函数描述^[24],即 $\Delta P_{FR}(t) = R^*t_o$ 因此,在 $t_0 \cong t_e$ 时段内,结合积分定义可得:

$$\begin{cases} \int_{t_0}^{t_e} \Delta P(t) dt = \Delta P_0 t_d + \frac{\Delta P^2}{2R^s} \\ \int_{t_0}^{t_e} D\Delta f(t) dt = \frac{D(f_e - f_0) t_e}{2} \end{cases}$$
(8)

$$\int_{t_0}^{t_e} \frac{\mathrm{d}f(t)}{\mathrm{d}t} \mathrm{d}t = f_0 - f_e \tag{9}$$

将式(8)和式(9)代入式(3),可得:

$$H_{\rm SIR} = \frac{2f_0 \left(\Delta P_0 t_{\rm d} + \frac{\Delta P^2}{2R^s} \right) + \Delta f_{\rm max} f_0 D t_{\rm e}}{-4\Delta f_{\rm max}} \quad (10)$$

式中: $\Delta f_{\text{max}} = f_{e} - f_{0}; t_{d}$ 为一次调频死区时间,如式 (11)所示。

$$\begin{cases} t_{e} = t_{d} + \frac{\Delta P_{0}}{R^{s}} \\ t_{d} = \frac{4H_{\text{SIR}}f_{d}}{f_{0}(2\Delta P_{0} - Df_{d})} \end{cases}$$
(11)

将式(11)代人式(10),可得:

$$\Delta f_{\max} = -f_{d} - \frac{f_{0}(2\Delta P_{0} - Df_{d})(\Delta P_{0} - Df_{d})}{8H_{SIR}R^{s} + Df_{0}(2\Delta P_{0} - Df_{d})} \quad (12)$$

由电网频率安全防线体系可知,当系统遭受 N-1故障时,系统FD应能在系统惯量响应与一次 调频共同作用下不超过其安全允许值Δf_{se},进而将 其代入式(12),即可得到系统满足FD要求所应具 备的惯量H^{slik,1}:

$$H_{\rm SIR,1}^{\rm II} \geq \frac{f_0 \left(\Delta P_0 - D\Delta f_{\rm sc}\right) \left(2\Delta P_0 - Df_{\rm d}\right)}{8R^{\rm s} \left(\Delta f_{\rm sc} - f_{\rm d}\right)} \quad (13)$$

2)较严重故障:由于直流双极闭锁等故障下扰 动量较大,仅凭发电机组惯量响应和一次调频一般 难以遏制频率恶化,必须借助"第二道防线"频率紧 急控制措施防止频率失稳。因此,系统FD计算须 进一步考虑频率紧急控制的作用。

假设系统频率紧急控制量 $\Delta P_{s}(t)$ 为:

$$\Delta P_{s}(t) = \begin{cases} \Delta P_{s} & t \ge t_{s} \\ 0 & t < t_{s} \end{cases}$$
(14)

同样,参考文献[22-24]的分段线性化思路,在 考虑频率紧急控制措施作用下,系统的有功功率-频 率调节过程可进一步表示为附录A图A3。考虑到 *t*至t_s时段的一次调频控制作用ΔP′较小,可忽略ΔP′ 的影响,系统一次调频速率可近似描述为:

$$R^{s} = \frac{\Delta P_{0} - \Delta P_{s} - \Delta P'}{t_{e} - t_{s}} \approx \frac{\Delta P_{0} - \Delta P_{s}}{t_{e} - t_{s}} \quad (15)$$

基于前述方法,考虑频率紧急控制措施后扰动 下系统最大FD可表示为:

$$\Delta f_{\max} = f_e - f_0 = -\frac{a+b}{c} \tag{16}$$

其中

$$\begin{cases} a = 2t_s f_0 R^s \Delta P_0 \\ b = f_0 (\Delta P_0 - \Delta P_s)^2 \\ c = 4H_{\rm SIR} R^s + Dt_s f_0 R^s + Df_0 (\Delta P_0 - \Delta P_s) \end{cases}$$
(17)

因此,结合式(16)与式(17),系统应对较严重故 障下FD约束的惯量需求*H*^{II}_{SIR,2}可表示为:

$$\begin{cases} H_{\text{SIR},2}^{\text{II}} \ge -\frac{a'+b'}{c'} \\ a' = 2t_{\text{s}} f_0 R^{\text{s}} \Delta P_0 + D f_0 \Delta f_{\text{sc}} (\Delta P_0 - \Delta P_{\text{s}} + t_{\text{s}} R^{\text{s}}) \\ b' = f_0 (\Delta P_0 - \Delta P_{\text{s}})^2 \\ c' = 4R^{\text{s}} \Delta f_{\text{sc}} \end{cases}$$

(18)

需要注意的是,由于不计发电机组一次调频在 t_d至t_s时段内的作用,在相同有功扰动下,通过该近 似方式得到的惯量需求将略大于实际的惯量需求。

3)特别严重故障:对于多重故障(N-k)下系统 频率极值安全,更多依赖于有功功率紧急控制措施 来应对。因此,本文 SIR 计算暂不考虑电网发生

N-k严重故障的扰动场景,而是仅考虑系统遭受较 严重故障且"第二道防线"紧急控制部分拒动这一场 景下的惯量需求H^{II}_{SIR.3},其求解思路与前述较严重故 障方法相似,不再赘述。此外,由于不同电网采取的 频率控制措施会存在一定差异,在应用中须根据实 际控制策略修正相应的FD计算公式。

2.2 惯量需求分级机制

为维持电力系统频率稳定性,辅助电网规划和 调度人员判断不同运行场景下系统惯量安全状况, 有必要根据故障严重程度对SIR进行分级管理,从 而为实现惯量资源的优化配置储备、在线调控等提 供更为精细的参考依据,提前做好安全防范。

与2.1节所述实际电网频率安全防御体系相对应,为充分体现系统惯量的频率支撑作用,本文将电力SIR划分为3个层级:

$$\begin{cases}
H_{\text{SIR},1}^{\text{min}} \ge \max\left(H_{\text{SIR}}^{\text{I}}, H_{\text{SIR},1}^{\text{II}}\right) \\
H_{\text{SIR},2}^{\text{min}} \ge \max\left(H_{\text{SIR}}^{\text{I}}, H_{\text{SIR},2}^{\text{II}}\right) \\
H_{\text{SIR},3}^{\text{min}} \ge \max\left(H_{\text{SIR}}^{\text{I}}, H_{\text{SIR},3}^{\text{II}}\right)
\end{cases} (19)$$

第1层级惯量需要H_{SIR.1}描述为:当系统遭受单一故障时,在一次调频作用下确保系统惯性中心 RoCoF和FD指标不超过安全限值至少需要具备的 系统惯量,可取式(6)和式(13)分别求得的H_{SIR}和 H_{SIR.1}中的最大值。

第2层级惯量需要Hsm.2描述为:当系统遭受较 严重故障时,在一次调频和频率紧急控制措施综合 作用下确保系统惯性中心RoCoF和FD指标不超过 安全限值至少需要具备的系统惯量,可取式(6)和式 (18)分别求得的Hsm和Hsm.2中的最大值。

第3层级惯量需要Hsm.。描述为:当系统遭受较 严重故障且"第二道防线"紧急控制部分拒动情况 下,能够维持系统频率稳定,保证不发生频率崩溃、 低频减载或高频切机(频率校正控制)的系统惯量。 第3层级惯量需求评估的作用在于明晰系统惯量在 大扰动事件下的极限支撑作用,辅助制定措施以尽 可能降低频率校正控制措施动作概率。

综上所述,本文所构建的SIR分级评估机制综 合考虑了故障类型、故障大小、频率指标及频率安全 防线体系中不同控制措施的影响,可更为精准地反 映系统在不同扰动场景下的最低惯量需求,为后续 惯量安全分级预警和提升策略选择提供更为精细全 面的基底对照。

需要说明的是,在上述惯量需求分级评估机制中,FD指标安全限值均可设定为系统首轮高频切机/低频减载动作定值,如±0.8 Hz。此外,也可根据电网故障下频率质量要求^[20],将第1和第2层级

惯量需求中的FD指标安全限值选取为±0.5 Hz,而 第3层级惯量需求中的FD安全限值指标可依据实 际电网频率安全防御体系要求,选取为首轮高频切 机/低频减载的动作定值。

2.3 惯量需求分级评估步骤

1)参数需求

由式(6)、式(13)和式(18)可知,惯量需求评估 所需参数包括系统额定容量、预想故障大小、系统阻 尼系数、系统一次调频速率、频率紧急控制响应功率 及动作时间、频率指标安全限值和一次调频死区定 值等基本运行及控制参数。其中,系统一次调频速 率可通过量测数据进行系统辨识并利用迭代求解得 到,具体估算过程可参照附录B。

2)实施步骤

综上所述,本文所提电力SIR分级评估方法包 括数据获取与处理、建立扰动事件集、构建分级边界 条件和惯量需求分级计算4个主要步骤,总体流程 如图3所示,具体描述如下:

步骤1:数据获取与处理。基于数据采集与监控(SCADA)、相量测量装置(PMU)/广域测量系统(WAMS)或电力系统分析综合程序(PSASP)/暂态稳定程序(PSD-BPA)等量测/运行方式数据,获取系统内各开机机组的出力水平、直流输送功率与调制空间、负荷水平、调频参数等系统基本数据信息,并估算得到系统一次调频速率。

步骤2:扰动事件集构建。以电网频率安全防 线体系为依据,构建包括低频扰动事件和高频扰动 事件的预想故障集 ΔP_B:

 $\Delta P_{\rm B} = \{\Delta P_{\rm DC}, \Delta P_{\rm G}, \Delta P_{\rm RGU}, \Delta P_{\rm D}\}$ (20) 式中: $\Delta P_{\rm DC}$ 为直流闭锁类故障; $\Delta P_{\rm G}$ 为同步机组跳 闸故障; $\Delta P_{\rm RGU}$ 为新能源脱网故障; $\Delta P_{\rm D}$ 为负荷扰动 类故障。对于送端电网,高频扰动事件主要为直流 闭锁故障,低频扰动事件主要为机组跳闸或新能源 脱网故障;对于受端电网,高频扰动事件主要为大负 荷跳闸故障,低频扰动事件主要为直流闭锁/换相失 败、机组跳闸、新能源脱网等故障。

步骤3:确定分级边界条件。根据图2并综合考虑电网实际运行情况和频率安全防线体系要求,设定不同扰动故障下所对应频率指标安全限值(即 R_{sc} 和 Δf_{sc})和频率安全稳定控制措施。

步骤4:惯量需求分级计算。根据步骤1至步骤 3所得到各层级故障大小和分级边界条件,依据式 (4)、式(6)、式(13)和式(18),计算得到满足不同层 级频率安全防线体系要求所对应的SIR。



图 3 SIR 分级评估流程图 Fig. 3 Flow chart of SIR hierarchical evaluation

3 算例分析

以中国某省级送端电网为例,基于所提方法对 其SIR进行评估和分析,验证了所提方法的合理性 和有效性。所使用的计算机配置为 Intel Core i5 CPU、16 GB内存,所采用的仿真软件为 PSD-BPA 和MATLAB 2020。

3.1 系统简介

该电网通过多回直流与主网异步互联,丰水期 内水电出力占比较高,系统直流外送容量大,大容量 直流闭锁下系统频率易蹿升至高频切机动作值;而 枯水期内新能源出力占比较大,新能源大规模脱网 故障下系统频率存在触发低频减载的风险。本节利 用所提方法分别针对该电网直流满载运行的丰水期 大/小负荷方式和新能源出力占比较高的枯水期大/ 小负荷方式的系统多层级惯量需求进行了评估。该 电网在上述4种运行方式下的系统相关参数如附录 A表A1所示。

3.2 高频扰动事件

本算例设置高频扰动事件为直流闭锁故障,其 故障大小如附录A表A2所示。结合电网频率指标 要求,将各层级RoCoF和FD指标安全限值分别设 定为1Hz/s和0.8Hz。同时,结合电网实际安稳设 置情况,在第2和第3层级惯量需求分析中设置丰、 枯水期设置的紧急功率控制量如附录A表A3所示,动作延时均为0.3 s。系统一次调频死区为0.05 Hz。此外,依据附录C所述估算方法^[25]得到丰水期内系统在不同运行方式下所对应的系统一次调频速率,如附录A表A4所示。

依据2.3节所提惯量需求分级评估步骤,结合 上述系统相关参数,评估了该电网不同运行方式下 应对高频扰动事件的各层级惯量需求,结果如表2 所示。

表 2 高频扰动事件下多层级 SIR Table 2 Multi-level SIR under high-frequency disturbance event

类型	$H_{\rm SIR,1}^{\rm min}/(\rm MW{ {\boldsymbol \cdot} s})$	$H_{\rm SIR,2}^{\rm min}/(\rm MW{ \cdot }s)$	$H_{\rm SIR,3}^{\rm min}/(\rm MW{ \cdot }s)$
丰水期大方式	101 306	411 809	577 021
丰水期小方式	122 040	423 785	570 996
枯水期大方式	38 657	88 381	186 900
枯水期小方式	16 632	38 918	38 918

从表2可以看出,该电网在直流闭锁类故障 下, 丰水期内系统各层级惯量需求均以H^{II}。为主 导,而枯水期内系统各层级惯量需求除大负荷方式 下第3层级以H^I_{SIR}为主导外,其余均以H^I_{SIR}为主导。 这是因为丰水期内系统直流输送容量大,直流闭锁 导致的故障扰动量较大,在系统一次调频能力一定 的情况下,则满足相应扰动故障所对应的惯量需求 较大。例如,丰水期大负荷方式与枯水期大负荷方 式相比,系统各层级惯量需求分别增加了62.649、 323.428、390.121 GW·s; 丰水期小负荷方式与枯水 期小负荷方式相比,系统各层级惯量需求分别增加 了105.001、384.867、532.078 GW·s。其次,丰水期 内系统无论负荷水平高低,系统同层级间的惯量需 求相差不大。这是因为丰水期内 SIR 以 H^I_{SR} 为主 导,虽然大负荷运行方式下系统阻尼更大、系统一次 调频速率更快,但其故障量大,而小负荷运行方式下 系统阻尼略小及一次调频速率更慢,但其故障规模 相对较小,使得同层级下SIR相差不大。例如,丰水 期内大负荷方式和小负荷方式各层级惯量需求仅分 别相差 20.327、11.976、6.025 GW·s。再者,枯水期 内大小负荷方式下同层级间 SIR 相差较大,这是因 为枯水期内SIR以H_{SIR}为主导,其主要受扰动规模 的影响,导致大负荷方式下系统各层级惯量需求均 大于小负荷方式对应层级的惯量需求。例如,枯水 期内大负荷方式比小负荷方式各层级惯量需求分别 增加了 22.025、49.463、147.982 GW·s。此外,当 SIR 以H_{SIR}为主导时,其大小只与扰动功率大小和 RoCoF安全限值相关,使得系统枯水期小负荷方式 下第2层级和第3层级的惯量需求一致,均为 38.918 GW·s。

为进一步验证所提评估模型的准确性,附录A 图 A4给出了丰水期小负荷方式和枯水期大负荷方 式下不同层级临界惯量需求所对应的扰动后频率仿 真曲线。可以看出,丰水期内小负荷方式下在相应 层级的扰动故障下所对应的系统最大FD分别为 0.739、0.769、0.790 Hz,枯水期大负荷方式下第1和 第2层级在相应扰动故障下所对应的频率变化率 分别为 0.938、0.970 Hz/s,第3层级在相应扰动故 障下所对应的最大 FD为 0.785 Hz,上述结果均逼 近 0.8 Hz和 1.0 Hz/s。因此,基于所提的惯量需求 分级评估方法可准确反映高频故障下系统的真实惯 量需求。

需要说明的是,由上述分析计算可知,当SIR以 第2阶段惯量需求为主导时,系统第3层级惯量需 求往往非常巨大,这是因为该运行场景下系统频率 极值安全更多依赖于系统其他频率稳定控制措施来 应对。因此,在分析SIR时,可主要考虑系统第1和 第2层级的惯量需求。

3.3 低频扰动事件

本算例中所设置的低频扰动事件为新能源脱网 或电源跳闸故障,其故障大小如附录A表A5所示。 结合电网频率指标要求,将第1和第2层级RoCoF 和FD指标安全限值分别设定为1Hz/s和0.6Hz。 此外,依据附录C所述估算方法,给出了枯水期内系 统在大小负荷方式下所对应的系统一次调频速率, 如附录A表A6所示。

依据2.3节所提惯量需求评估步骤,结合上述 系统相关参数,评估了该电网不同运行方式下应对 低频扰动事件的各层级惯量需求,结果如表3 所示。

表 3 低频扰动事件下系统多层级 SIR Table 3 Multi-level SIR under low-frequency disturbance event

类型	$H_{\mathrm{SIR},1}^{\min}/(\mathrm{MW} \cdot \mathrm{s})$	$H_{\mathrm{SIR},2}^{\min}/(\mathrm{MW} \cdot \mathrm{s})$
丰水期大方式	14 921	37 444
丰水期小方式	12 365	33 516
枯水期大方式	38 657	779 730
枯水期小方式	149 224	1020 160

从表3可以看出,在低频扰动事件下,系统在丰 水期内大、小负荷方式下系统第1和第2层级惯量 需求均以H^I_{SIR}为主导,分别为14.921、37.444、 12.365、33.516 GW·s;而在枯水期内SIR除大负荷 方式下第1层级惯量需求以H^I_{SIR}为主,其余均以 H_{SIR}为主导。这是因为该系统丰水期内直流均配备 了FLC,且向下调整容量大(如丰水期内大、小方式 下FLC下调容量分别高达-10440 MW和 -11970 MW),导致系统丰水期内惯量需求均以 频率变化率约束为主导。而枯水期内新能源出力 占比较高,系统调节能力较弱,导致SIR几乎均以 第2阶段惯量需求约束为主导,且需求量非常大。 例如,小负荷方式下系统第2层级惯量需求高达 1020.160 GW·s。

同样,为进一步验证所提评估方法的准确性,附录A图A5给出了枯水期大小方式下第1和第2层级临界惯量需求所对应的扰动后频率仿真曲线。可以看出,枯水期内小负荷方式下在相应层级的扰动故障下系统最大FD分别为0.575、0.595 Hz,枯水期大负荷方式下第1层级在相应扰动故障下所对应的最大FD为0.585 Hz,上述结果均逼近0.6 Hz和1.0 Hz/s。因此,基于所提惯量需求分级评估方法亦可准确反映低频故障下系统的真实惯量需求。

4 惯量需求影响因素及充裕度补偿措施 分析

4.1 惯量需求影响因素

由式(6)、式(13)和式(18)可知,不同阶段 SIR 对应的影响因素均有所差异,可概括为附录 A 图 A6。第1阶段惯量需求与潜在故障规模与 RoCoF 安全限值有关,且其数值大小与系统扰动功率大小 成正比,与 RoCoF 安全限值成反比;而第2阶段惯 量需求则与潜在故障大小、系统一次调频速率、调频 死区定值、FD 安全限值及频率安全控制策略均有 关,且其大小与扰动功率成正比,与系统一次调频速 率和 FD 安全限值成反比。此外,若新能源机组、电 化学储能及直流等电力电子接口资源主动提供虚拟 惯量与快速调频能力支撑,可一定程度增大系统等 效惯量储备和系统调频速率,减小 SIR。

4.2 惯量充裕度补偿措施

由附录A图A6可知,当系统惯量水平不足时 (即系统实际惯量水平H_{sys}低于SIR,H_{sys}<H_{sin}), 除直接提高系统惯量水平(如调整同步机组开机方 式、增设同步调相机或虚拟惯量控制)外,还可采取 提高系统一次调频速率(如利用新能源、直流及储能 等资源参与系统频率控制)、降低扰动功率、放宽频 率指标限值和优化频率安全控制策略(如在高频故 障下优先切除惯量支撑能力较小的机组或无支撑能 力的新能源机组)等措施降低SIR。下面结合该电 网实际,着重分析系统频率安全防御控制体系中不同频率控制策略对SIR的影响。

4.2.1 新能源虚拟惯量控制对 SIR 的影响

为应对电力系统频率稳定弱化问题,国内外电 网均对新能源参与虚拟惯量控制提出了要求或标 准^[26],新能源参与惯量支撑与变流器控制方式密切 相关,可分为构网型控制和跟网型控制^[27]。为此, 本节以低频扰动事件为例,分析新能源参与虚拟惯 量支撑对SIR的影响。其中,构网型控制采用虚拟 同步机控制方式实现惯量和阻尼支撑^[28],而跟网型 控制在已有控制系统中引入频率微分和比例控制环 节,被动向系统提供频率支撑^[29],提升一次调频响 应速率。

图 4(a)给出了枯水期大负荷方式下新能源采 用构网型控制对系统第1层级和第2层级惯量需求 的影响。其中,第1层级惯量需求以 H_{sr}^{I} 为主导,第 2层级惯量需求以 H_{sr}^{II} 为主导。从图4(a)中可知, 随着新能源参与比例的提升,系统对同步旋转惯量 的需求将大为减少,这是因为构网型控制模拟了传 统同步发电机特性,可自主灵活提供无延时的惯量 和阻尼支撑。例如,在系统新能源参与构网控制的 比例从0增大至75%的过程中,系统第1层级和第 2层级对同步惯量需求分别减少了约16.912、 300.333 GW·s,但其控制复杂度和投资成本较高。 图 4(b)给出了枯水期小负荷方式下新能源采用跟 网型控制对系统第1层级惯量需求(H^I_{SR}为主导)的 影响。从图4(b)中可以看出,采用跟网型控制可提 升系统一次调频速率,并有效减少系统第2阶段惯 量需求。例如,在系统新能源参与跟网型控制的 比例从0增大至56%的过程中(即图4(b)中A点 至B点),对应的系统第1层级惯量需求减少了约 114.323 GW·s。但新能源参与跟网型控制比例超 过B点时,SIR转变为以第1阶段惯量需求为主导, 由于跟网型控制提供惯量支撑存在一定延时,此时 若继续通过调整新能源参与控制的比例将不会明显 减少系统第1阶段惯量需求。综上所述,在含高比 例新能源的新型电力系统中,当SIR以第1阶段惯 量需求为主导时,可优先考虑配置一定比例的构网 型控制的新能源,以提供类似于传统同步机组的无 延时惯量支撑。相反,当SIR以第2阶段惯量需求 为主导时,可考虑采用跟网型控制,在提升系统调频 速率的同时降低投资成本。

4.2.2 安稳控制对SIR的影响

稳控切机作为抑制巨量功率盈余带来的高频问 题的主要措施,可在事件触发下集中切除送端电网



Fig. 4 Influence of renewable energy participating in frequency control on SIR

中的一部分发电机组,减小系统盈余功率^[30]。本节 以丰水期为例,分析高频扰动事件下系统稳控切机 量及切机方式对SIR的影响。

附录A图A7给出了丰水期小负荷方式下不同 切机量下系统第2层级惯量需求的对比结果。可以 看出,安稳切机量越大,则其所对应的SIR越小。例 如,切机量由500 MW提高至2000 MW时,其所对 应的SIR减少了291.441 GW·s,下降了大约 46.5%。因此,随着未来新能源发电渗透率的进一 步增加,在不增加系统同步旋转惯量的基础上,合理 安排稳控切机量能有效降低送端电网的第2阶段惯 量需求。

附录A表A7给出了不同切机策略对SIR的影响,其切机策略分别为:优先切除惯量较大配套电源(M1)、优先切除新能源和部分必要的配套电源(M2)和优先切除惯量较小配套电源(M3),且3种方式下的切机量均为1500 MW。可以看出,在相同切机量下,切除不同类型的电源会造成SIR发生较大变化。例如,M3方式下SIR相比M1方式减少了4679 MW·s;M2方式下SIR相比M1方式减少了9663 MW·s。因此,随着未来系统惯量水平的不断降低,为满足SIR,在同样的切机量下可优先采取切除惯量较小的配套电源及无惯量支撑的新能源机组,从而降低SIR。

4.2.3 直流调制对 SIR 的影响

FLC 对维持系统频率稳定具有重要作用^[31],尤 其对于多直流外送型电网而言,FLC 作为系统频率 安全防线的重要措施,能有效改善系统频率稳定 特性。

结合3.2节及3.3节分析可知,该电网高频问题 主要出现在丰水期大容量直流外送工况下,而此时 直流几乎均为满载运行,受限于直流过负荷能力,其 上调空间十分有限,因而针对高频扰动事件的FLC 调节作用不突出。为此,本节重点分析低频扰动 事件下 FLC 调节容量对 SIR 的影响。附录 A 图 A8给出了不同FLC下调容量所对应枯水期小负荷 方式下系统第2层级惯量需求。从图中可以看出, FLC下调容量越大,则所对应SIR越小。例如,当 FLC下调容量由0MW提升至2520MW时,系统 第2层级惯量需求大幅减少,由1020.16GW·s急剧 下降至 224.072 GW·s,减少了 796.088 GW·s。因 此,针对具有FLC调节能力的电网,应通过合理设 置FLC的调节容量,尽可能使得新能源高占比运行 场景下的SIR在合理范围内,以应对未来新能源大 规模接入下大容量新能源脱网故障而引起的系统惯 量不足问题。

5 结语

高比例电力电子接口电源接入使得电力系统 "低惯量"特征显化,为量化分析频率安全约束下的 电力 SIR,本文从惯量支撑功率多阶段响应特征出 发,明确了 SIR 的概念与量化指标,并考虑系统频率 安全防线体系,提出了 SIR 评估方法及分级机制,为 惯量安全预警和精准化惯量调控提供理论依据。主 要结论如下:

1)明确给出了电力 SIR 的基本概念,并将其分 为第1阶段惯量需求和第2阶段惯量需求,其数值 与潜在故障大小、系统调频能力、新能源控制方式、 频率安全控制策略、频率指标安全限值等因素紧密 相关;

2)相比于现有的 SIR 量化指标,所提指标充分体现了惯量响应的时变特性和调频能力的相关性, 更为合理和直观地表征了在系统频率安全防御控制 框架体系下的 SIR;

3) 所构建的惯量需求评估方法及分级机制能够 很好地匹配现有电网频率安全防线体系,充分考虑 了故障类型及频率安全控制策略对 SIR 的影响,实 现了惯量需求的精细化感知和分级管理,为电力系 统惯量薄弱场景的分级预警和精细化调控提供了参 考依据; 4)当系统惯量水平不足时,可采取增加系统惯量水平、降低潜在故障规模、放宽频率安全指标限值、提高系统调频能力和优化系统频率安全控制策略等措施降低SIR;

5)对于所研究的算例电网,高频扰动事件下,丰 水期内系统各层级惯量需求均以第2阶段惯量需求 为主导,而枯水期内系统各层级惯量需求则均以第 1阶段惯量需求为主导;在低频扰动事件下,该电网 丰水期内均以第1阶段惯量需求为主导,而枯水期 内以第2层级惯量需求为主导。

附录见本刊网络版(http://www.aeps-info.com/ aeps/ch/index.aspx),扫英文摘要后二维码可以阅读 网络全文。

参考文献

 [1] 汪梦军,郭剑波,马士聪,等.新能源电力系统暂态频率稳定分析与调频控制方法综述[J].中国电机工程学报,2023,43(5): 1672-1693.

WANG Mengjun, GUO Jianbo, MA Shicong, et al. Review of transient frequency stability analysis and frequency regulation control methods for renewable power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1672-1693.

- [2] 高海淑,张峰,丁磊.风电机组两分段下垂调频控制策略及参数 整定方法[J].电力系统自动化,2023,47(18):111-121.
 GAO Haishu, ZHANG Feng, DING Lei. Two-segment droop frequency regulation control strategy and parameter setting method for wind turbines [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(18): 111-121.
- [3] Australian Energy Market Commission. Mechanisms to enhance resilience in the power system—review of the South Australian black system event [EB/OL]. [2023-03-21]. https://www. aemc. gov. au/sites/default/files/documents/aemc_ - _sa_black_ system_review_-_final_report.pdf.
- [4]方勇杰.英国"8·9"停电事故对频率稳定控制技术的启示[J].电 力系统自动化,2019,43(24):1-5.
 FANG Yongjie. Reflections on frequency stability control technology based on the blackout event of 9 August 2019 in UK
 [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(24): 1-5.
- [5] 张武其,文云峰,迟方德,等.电力系统惯量评估研究框架与展望[J].中国电机工程学报,2021,41(20):6842-6855.
 ZHANG Wuqi, WEN Yunfeng, CHI Fangde, et al. Research framework and prospect on power system inertia estimation[J].
 Proceedings of the CSEE, 2021, 41(20): 6842-6855.
- [6] National Grid ESO. System operability framework 2016 [EB/ OL]. [2023-03-21]. https://www.nationalgrideso.com/ document/63476/download.
- [7] 李东东,孙雅茹,徐波,等.考虑频率稳定的新能源高渗透率电 力系统最小惯量与一次调频容量评估方法[J].电力系统保护与 控制,2021,49(23):54-61.

LI Dongdong, SUN Yaru, XU Bo, et al. Minimum inertia and primary frequency capacity assessment for a new energy high permeability power system considering frequency stability [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(23): 54-61.

- [8] PENG Z F, PENG Q, ZHANG Y M, et al. Online inertia allocation for grid-connected renewable energy systems based on generic ASF model under frequency nadir constraint [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(1): 1615-1627.
- [9] GU H J, YAN R F, SAHA T K. Minimum synchronous inertia requirement of renewable power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 1533-1543.
- [10] 林晓煌,文云峰,杨伟峰.惯量安全域:概念、特点及评估方法
 [J].中国电机工程学报,2021,41(9):3065-3079.
 LIN Xiaohuang, WEN Yunfeng, YANG Weifeng. Inertia security region: concept, characteristics, and assessment method [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(9): 3065-3079.
- [11] 王宝财,孙华东,李文锋,等.考虑动态频率约束的电力系统最 小惯量评估[J].中国电机工程学报,2022,42(1):114-127.
 WANG Baocai, SUN Huadong, LI Wenfeng, et al. Minimum inertia estimation of power system considering dynamic frequency constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42 (1): 114-127.
- [12] NERC. Essential reliability services (whitepaper on sufficiency guidelines) [EB/OL]. [2022-11-07]. https://www.nerc.com/ comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/ERSWG_Sufficiency_ Guideline_Report.pdf#search=Essential%20Reliability%20Services%20Whitepaper%20on%20Sufficiency%20Guidelines.
- [13] 文云峰,林晓煌.孤岛与并网模式下微电网最低惯量需求评估
 [J].中国电机工程学报,2021,41(6):2040-2052.
 WEN Yunfeng, LIN Xiaohuang. Minimum inertia requirement assessment of microgrids in islanded and grid-connected modes
 [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2040-2052.
- [14] KUNDUR P, BALU N J, LAUBY M G. Power system stability and control [M]. New York, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [15] 孙华东,王宝财,李文锋,等.高比例电力电子电力系统频率响应的惯量体系研究[J].中国电机工程学报,2020,40(16): 5179-5192.

SUN Huadong, WANG Baocai, LI Wenfeng, et al. Research on inertia system of frequency response for power system with high penetration electronics [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(16): 5179-5192.

- [16] 国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会.电力系统安全稳定控制技术导则:GB/T 26399—2011[S].北京:中国标准出版社,2011.
 General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. Technical guide for electric power system security and stability control: GB/T 26399—2011[S]. Beijing: Standards Press of China, 2011.
- [17] EIRGRID. Enduring connection policy 1 constraints report for area B solar and wind[R]. Dublin, Ireland: EIRGRID, 2020.
- [18] AEMO. Notice of South Australia inertia requirements and shortfall [EB/OL]. [2022-11-24]. https://aemo. com. au/ media/files/electricity/nem/security_and_reliability/system-

security-marketframeworks-review/2020/2020-notice-of-south-australia-inertiarequirements-and-shortfall.pdf.

- [19] 国家能源局.电力系统惯量支撑和一次调频能力技术要求: DL/T 2669—2023[S].北京:中国电力出版社,2023.
 National Energy Bureau of the People's Republic of China. Technical requirements for power system inertia support and primary frequency regulation capability: DL/T 2669—2023
 [S]. Beijing: China Electric Power Press, 2023.
- [20] 刘其泳,于之虹,张璐路,等.基于惯量比的电网频率支撑能力 在线评估方法[J].电网技术,2023,47(2):493-501.
 LIU Qiyong, YU Zhihong, ZHANG Lulu, et al. Online frequency support capacity assessment of power grid based on inertia ratio [J]. Power System Technology, 2023, 47(2): 493-501.
- [21] 国家市场监督管理总局,国家标准化管理委员会.电力系统安 全稳定导则:GB 38755—2019[S].北京:中国标准出版社, 2019.

China Electricity Council, Standardization Administration of the People's Republic of China. Code on security and stability for power system: GB 38755—2019[S]. Beijing: Standards Press of China, 2019.

- [22] GU H J, YAN R F, SAHA T K, et al. System strength and inertia constrained optimal generator dispatch under high renewable penetration [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2392-2406.
- [23] CHAVEZ H, BALDICK R, SHARMA S. Governor rateconstrained OPF for primary frequency control adequacy [J].
 IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1473-1480.
- [24] BADESA L, TENG F, STRBAC G. Conditions for regional frequency stability in power system scheduling: Part I theory [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(6): 5558-5566.
- [25] ZHANG Y, GUO Q, ZHOU Y, et al. Online frequency security assessment based on analytical model considering limiting modules [J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, 8(5): 1363-1372.
- [26] 全国电力监管标准化技术委员会.风电场接入电力系统技术规定第1部分:陆上风电:GBT 19963—2011[S].北京:中国标准出版社,2011.
 National Electric Power Regulatory Standardization Technical Committee. Technical specifications for wind farm access to

power systems Part 1: onshore wind power: GBT 19963—2011[S]. Beijing: Standards Press of China, 2011.

- [27] ERICKSON M J, JAHNS T M, LASSETER R H. Comparison of PV inverter controller configurations for CERTS microgrid applications [C]// 2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, September 17-22, 2011, Phoenix, USA.
- [28] 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.
- [29] KAYIKCI M, MILANOVIC J V. Dynamic contribution of

DFIG-based wind plants to system frequency disturbances [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24 (2) : 859-867.

- [30] 董昱,张鑫,余锐,等.水电汇集多直流弱送端电网稳定控制及 系统保护方案[J].电力系统自动化,2018,42(22):19-25.
 DONG Yu, ZHANG Xin, YU Rui, et al. Stability control and system protection scheme for power grid with hydropower pool and multi-DC weak sending-end [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(22): 19-25.
- [31] 梅勇,周剑,吕耀棠,等.直流频率限制控制(FLC)功能在云南 异步联网中的应用[J].中国电力,2017,50(10):64-70.
 MEI Yong, ZHOU Jian, LV Yaotang, et al. Study on application of HVDC frequency limit control (FLC) in

asynchronously interconnected Yunnan grid[J]. Electric Power, 2017, 50(10): 64-70.

丈云峰(1986—),男,通信作者,博士,教授,博士生导师, 主要研究方向:低惯量电力系统运行与规划、频率稳定分析 与控制。E-mail:yunfeng.8681@163.com

张武其(1990—),男,博士研究生,主要研究方向:电力系统惯量评估方法与调控策略。

郭 威(1999—),男,硕士研究生,主要研究方向:低惯量 电力系统频率稳定分析。

(编辑 王梦岩)

Inertia Requirement of Power System: Concepts, Indexes, and Evaluation Method

WEN Yunfeng, ZHANG Wuqi, GUO Wei

(College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

Abstract: The low-inertia operation risk is a major problem in the process of low-carbon transition of electric power, and it has become a pain point and a key bottleneck restricting the sustainable development of new power systems with renewable energy as the main body. Inertia requirement evaluation is the foundation for realizing risk perception and control of low-inertia systems. However, the current concepts related to inertia requirements are still unclear and do not fully consider the influence of fault types and the security defense lines of power grid frequency, resulting in unreasonable evaluation results. This paper studies the inertia requirement analysis of the power system from three aspects: basic concepts, characterization indexes, and evaluation methods. Firstly, considering the multi-stage response characteristics of inertia support power, the basic concept of inertia requirement for the power system is proposed, and quantitative characterization indexes for inertia requirements are presented from the perspective of energy and time sequence. Furthermore, considering the influence of fault types and frequency security control strategies, an inertia requirement evaluation method and grading mechanism applicable to the security defense lines of power grid frequency are constructed. Finally, taking a provincial power grid in China as a case, the proposed method is used to evaluate and analyze the system inertia requirements, verifying the rationality and effectiveness of the proposed method.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 52077066) and Hunan Provincial Natural Science Foundation of China for Distinguished Young Scholars (No. 2024JJ2022).

Key words: inertia; inertia requirement; power system; frequency security; frequency control; evaluation method

