

DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.240850

构网型储能变流器自适应低电压穿越控制策略

李建林¹ 邹菲¹ 游洪灏¹ 袁晓冬²

(1. 国家能源用户侧储能创新研发中心(北方工业大学) 北京 100144

2. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院 南京 211103)

摘要 构网型储能变流器虽具备主动支撑能力、可有效降低新型电力系统所面临的风险,但当电力系统受到扰动导致电压呈现不同程度的跌落时,易出现失稳及过电流问题,威胁电力系统运行的安全稳定。该文首先对构网型储能变流器暂态特性及系统扰动电流决定性因素进行探讨,得出系统稳定性取决于扰动下的功角曲线与有功参考值是否存在交点,系统扰动电流大小与变流器输出电压和电网电压差值呈正相关,即与变流器输出无功功率相关;然后,基于分析提出一种构网型储能变流器自适应低电压穿越控制策略,该控制策略可根据系统扰动程度对有功、无功功率参考值进行调整,此控制无需切换控制策略,不改变构网型控制策略结构,使储能变流器在扰动期间仍表现为电压源特性,具备对系统的主动支撑能力,实现了在维持系统稳定性的同时对扰动电流进行有效限制;最后,通过仿真及半实物实验验证了所提控制策略的有效性。

关键词: 新型电力系统 储能变流器 构网型控制 低电压穿越

中图分类号: TM762

0 引言

在系统运行安全可靠风险增加的新型电力系统中,构网型储能变流器凭借其主动抗扰、主动支撑特性得到广泛关注^[1]。构网型储能变流器在系统运行时,通过功率外环控制给定变流器应输出的电压幅值与相位,呈现电压源特性,可广泛应用于弱电网中^[2],对其具备电压、频率支撑能力,解决了传统依赖锁相环的跟网型控制由于缺乏支撑能力所导致的在弱电网中易脱网^[3]、易失稳问题。但当其面临系统大扰动工况时,所展现出的支撑能力及稳定性却是有限的。

构网型储能变流器虽然在稳态运行时对电力系统具有自主支撑能力,但当电网受到大扰动时,受其功率外环控制的功角曲线及固定的有功、无功功率参考值限制,会出现大幅度功角失稳并产生5倍以上的扰动电流^[4],导致电力电子功率器件被击穿,继而损坏设备。对此,通常做法是当储能变流器不

稳定时,切除其与电网的连接^[5],以避免扰动进一步扩大,但在新能源高比例渗透的新型电力系统中储能变流器应具备低电压穿越能力(Low Voltage Ride-Through, LVRT),以维护电力系统的稳定性。

储能变流器应具备的LVRT能力主要针对暂态失稳和过电流两个方面。针对大扰动下储能变流器过电流问题,目前国内外学者主要从电流限幅控制、虚拟阻抗控制、切换控制策略三方面展开研究。文献[6-8]对采用直接电流限幅控制展开研究。文献[6]探讨了电流限幅环节对不同类型变流器的影响,指出使用电流限幅环节会改变变流器在故障期间的运行状态及条件,会对其故障响应产生影响。文献[7]提出一种电流饱和限幅策略(Current Saturation Strategy, CSS),通过在CSS中使用控制参数功率因数角(Power Actor Angle, PAA)增强变流器LVRT能力。文献[8]对扰动特性展开研究,提出基于引入反向限流参考和基于引入相角调节限流参考两种改进限流方法,实现扰动电流的可控。此类电流限幅控制方法虽易实施,且无复杂的计算流程,但在系统受到大扰动的情况下,电流限幅环节带来的电流饱和现象会对系统稳定性产生影响,容

易造成系统失稳,同时暂态冲击电流可能增大,造成电力电子装置被击穿,不能使变流器具备良好的 LVRT 能力。考虑到扰动电流会影响系统阻抗值,文献[9-11]通过增加虚拟阻抗以实现限制扰动电流的目的。文献[9]提出基于电压曲线的虚拟阻抗限流控制策略,根据电压跌落曲线与短路电流瞬时值对虚拟阻抗数值进行自适应调整,对扰动电流进行限制。文献[10]对虚拟阻抗的干预机制及限流原理进行分析,基于此,提出在不同工况下虚拟阻抗数值的计算方法。文献[11]考虑变流器输出无功电流,对虚拟阻抗值进行定量设计。文献[10-11]相较于电流限幅控制不会造成系统失稳,但针对系统由于扰动造成的失稳并没有控制作用,依旧没有使变流器具备良好的 LVRT 能力。同时,虚拟阻抗控制虽可对电压跌落过程中的扰动电流进行有效限制,但并不能在扰动期间对虚拟阻抗值进行实时调整,具有局限性,在电压跌落程度较为严重时,受到虚拟阻抗取值上限的影响,也不能达到很好的限流效果。在系统发生大扰动期间,文献[12-15]将构网型控制切换至电流源控制方式,此方式虽使变流器具备 LVRT 能力,但在扰动期间对系统不具备支撑能力,失去了构网型控制所具备的优势。

上述研究普遍只针对大扰动下变流器的过电流问题展开研究,而忽略暂态失稳的问题。目前已有部分学者针对此问题提出功率调节 LVRT 控制方法。文献[16]考虑不同控制参数对变流器稳定性的影响,提出一种增强控制策略,通过对有功功率的自适应调节维持暂态稳定性,但本文并没有考虑过电流问题。文献[17]提出一种 LVRT 增强控制,通过引入 d 轴电压分量维持扰动下变流器的暂态稳定性,但在此控制策略中,对扰动电流的限制仍是依靠电流限幅环节,其对变流器的扰动响应存在影响。文献[18]提出一种相量限流方法限制扰动电流,并简要讨论了扰动期间,通过调节无功功率指令以限制扰动电流,但只对其进行定性分析,并未给出具体的定量分析及控制方法。

基于上述问题,本文首先对储能变流器在大扰动下的暂态失稳机理进行分析,提出有功功率参考值调节方法,实现在扰动期间维持系统稳定性。其次针对电流限幅环节对暂态稳定性的影响进行分析,并对扰动电流特性展开探讨,分析其主要影响因素,定量分析无功功率参考值与扰动电流之间的关系,进而提出一种无功功率参考值调节方法,以实现扰动电流的限制。然后提出一种自适应 LVRT

控制方法,并给出控制流程,使储能变流器具备 LVRT 能力,实现在大扰动下兼顾暂态稳定性和限流的功能。此控制策略无需改变构网型控制基本结构,保持变流器在扰动期间仍呈现电压源特性,具备对系统的主动支撑能力。最后,通过仿真及半实物实验验证本文所提控制方法的有效性。

1 构网型储能变流器暂态特性分析

1.1 储能变流器建模

构网型储能变流器控制框图如图 1 所示,其中 L 、 C 为滤波电感、电容^[19], R 为线路等效电阻, L_g 为线路等效电感; V_i 、 i_g 为变流器输出的电压、电流, V_g 为电网电压。

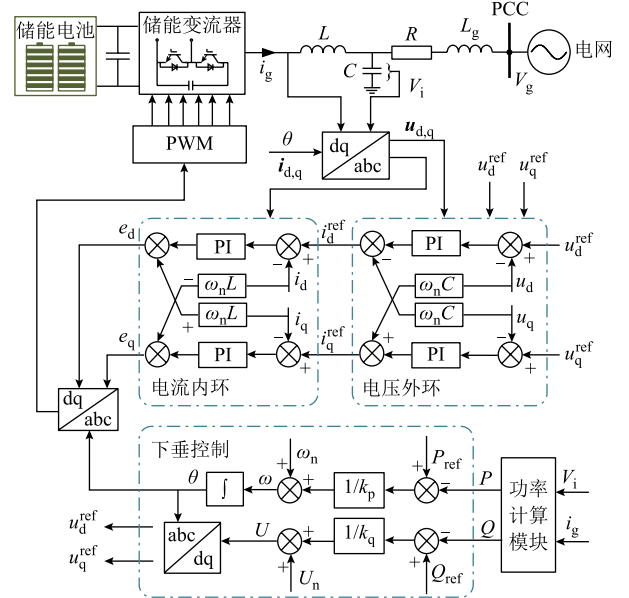


图 1 构网型储能变流器控制框图

Fig.1 Grid-forming energy storage converter control

主电路部分主要由储能电池、储能变流器、LC 滤波器和电网构成,控制回路由电压电流双闭环控制和功率外环控制-下垂控制两部分组成,下垂控制方程为

$$P_{\text{ref}} - P = k_p (\omega - \omega_n) = k_p (\dot{\theta} - \dot{\theta}_g) = k_p \delta' \quad (1)$$

$$Q_{\text{ref}} - Q = k_q (U - U_n) \quad (2)$$

式中, P 、 Q 分别为储能变流器输出的有功、无功功率; P_{ref} 、 Q_{ref} 为下垂控制给定有功、无功功率参考值; k_p 、 k_q 分别为有功、无功下垂系数; ω 为储能变流器输出角频率; ω_n 为额定角频率; θ 、 θ_g 为变流器及电网输出电压相位; δ' 为下垂控制虚拟功角; U 为下垂控制输出的电压幅值; U_n 为下垂控制电压参考值。

储能变流器输出有功、无功功率表达式为

$$P = \frac{3V_i V_g \sin \delta}{2\omega L_g} \quad (3)$$

$$Q = \frac{3V_i (V_i - V_g \cos \delta)}{2\omega L_g} \quad (4)$$

式中， δ 为系统运行实际功角，即变流器输出电压相位与电网输出电压相位差； L_g 为线路等效电感。

1.2 暂态失稳机理

本节针对构网型储能变流器失稳机理展开研究。根据式(1)可绘制下垂控制功角曲线如图2所示。由于构网型储能变流器正常运行时，系统运行功角等于下垂控制虚拟功角，因此本文后续内容统一采用符号 δ 表示系统运行功角。由图2可看出系统存在两个平衡工作点 a、b，a 为系统的稳定平衡工作点，b 为不稳定平衡工作点^[17]。

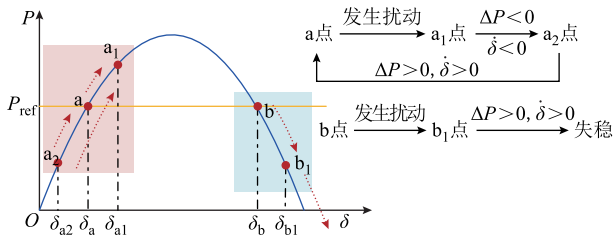


图2 构网型储能变流器功角曲线

Fig.2 Power angle curve of grid-forming energy storage converter

当系统受到外部扰动时，电压会发生不同程度的跌落^[20]，图3为不同程度的电压跌落下的构网型储能变流器功角曲线。系统正常运行时处于平衡工作点 a，当电压跌落程度较轻时，如图3曲线II所示，扰动期间的功角曲线与有功功率参考值仍存在交点，系统运行状态将由 a 点跌落至 b 点，最终将稳定运行于工作点 c，但此时系统运行的功角由 δ_a 增大至 δ_c ，变流器输出电流将随之增加，可能出现过电流现象。若电压跌落程度较重，如图3中曲线III所示，扰动期间系统运行功角曲线与有功功率参考值不存在交点，系统运行状态将由 a 点跌落至 d 点，

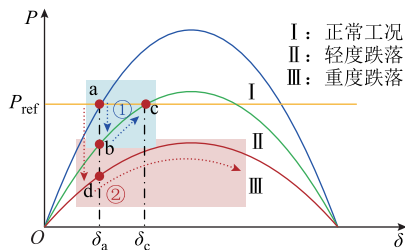


图3 不同程度电压跌落下功角曲线

Fig.3 Power angle curves at different levels of voltage dips

随后由于变流器输出有功功率始终小于有功功率参考值，功角变化率大于零，系统运行功角将持续增大，最终系统失稳。

根据上述分析可知，系统在大扰动期间是否可以稳定运行，取决于系统功角曲线是否与有功功率参考值存在交点，功角是否保持稳定。同时系统扰动电流大小也在一定程度上受功角变化程度的影响。

2 扰动电流特性分析

2.1 限流环节对暂态稳定性影响

现有研究中通常采取在系统中增加电流限幅环节以限制扰动电流，增加电流限幅环节控制结构如图4所示^[27]。图4中， i_{th} 为限幅环节电流阈值。本节针对图4所示的控制结构对系统稳定性的影响展开分析。设变流器输出电流小于系统运行最大允许电流时，系统状态为电流未饱和状态，电流限幅环节将输出电流限制于最大允许电流时，系统状态为电流饱和状态。当系统处于电流饱和状态时，变流器输出的有功功率为

$$P_{lim} = I_{max} V_i \cos \delta = I_{max} V_i \sin(\delta + 90^\circ) = P_{smax} \sin(\delta + 90^\circ) \quad (5)$$

式中， P_{lim} 为电流饱和时变流器输出的有功功率； P_{smax} 为电流饱和时变流器输出功率最大值； I_{max} 为变流器输出电流最大值，其中，根据 T/CES 243—2023《构网型储能系统并网技术规范》，构网型储能变流器级别应具备 150%额定电流过载能力要求，因此本文设定 I_{max} 为 1.5 倍的变流器输出电流额定值^[25]，即

$$I_{max} = 1.5 I_n \quad (6)$$

式中， I_n 为变流器输出电流额定值。

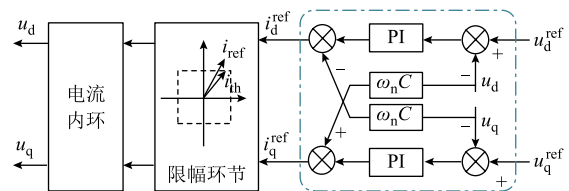


图4 增加电流限幅环节控制结构

Fig.4 Adding current limiting and amplitude limiting link control structure diagram

由式(5)可绘制电流饱和状态下系统功角曲线，如图5所示。图5中，曲线I为电流未饱和状态系统功角曲线，曲线II为电流饱和状态系统功角曲线， P_{umax} 为电流未饱和时变流器输出有功功率最大值， δ_{max} 为最大电流不饱和功角，对应有功功率为 P_{max} ，

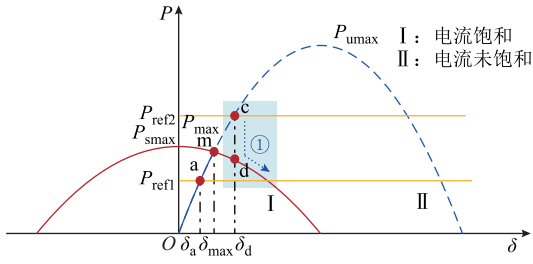


图 5 增加限幅环节的功角曲线

Fig.5 Power angle curve with added limiting link

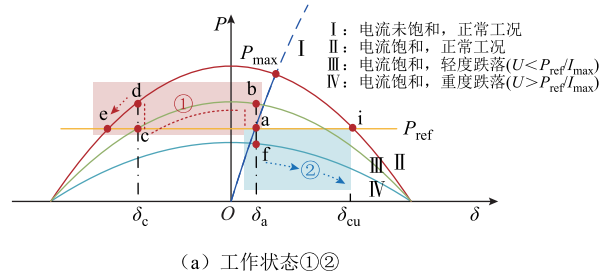
计算公式为

$$P_{\max} = \frac{P_{\text{umax}} P_{\text{smax}}}{\sqrt{P_{\text{smax}}^2 + P_{\text{umax}}^2}} \approx P_{\text{smax}} \quad (7)$$

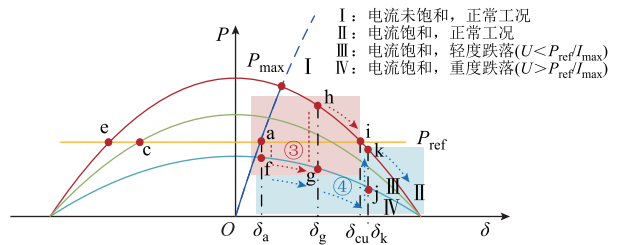
当系统功角 $\delta < \delta_{\max}$ 时, 系统功角曲线符合曲线 II, 此时变流器输出电流小于 I_{\max} ; 当 $\delta > \delta_{\max}$ 时, 功角曲线则符合曲线 I, 曲线 II 虚线部分不可运行, 此时变流器输出电流等于最大允许输出电流 I_{\max} 。由图 5 可看出, 增加电流限幅环节的系统在正常工况下是否可以稳定运行取决于有功功率参考值的大小, 有功功率参考值小于 P_{\max} 时, 如图 5 中 P_{ref1} , 其存在稳定工作点 a, 此时系统电流小于 I_{\max} , 因此系统运行工作点不受电流限幅环节影响。当有功功率参考值大于 P_{\max} 时, 如图中 P_{ref2} , 电流未饱和情况下, 系统运行于稳定工作点 c, 对其进行限流后, 电流饱和, 由 c 点突变至工作点 d, 随后功角持续增大, 如路径①, 系统失稳。因此, 有功功率参考值是增加电流限幅环节的系统是否可以稳定运行的决定性因素。

对增加电流限幅环节的系统在不同扰动下的工作状态进行分析, 如图 6 所示。系统正常运行时, 存在 a、i 两个平衡工作点, 其中 a 为稳定平衡工作点, i 为不稳定平衡工作点, i 对应的系统功角 δ_{cu} 为最大切除角。系统开始稳定运行于 a 点, 当系统受到扰动程度较轻, 扰动期间功角曲线如曲线 II 所示, 工作点将由 a 突变至 b 点, 随后功角逐渐降低至 c 点, 如路径①所示, 故障切除后, 将由工作点 c 突变至工作点 d, 随着功角降低, 最终稳定运行于工作点 e, 但当系统运行状态处于 e 点时, 电流仍然是饱和的, 并不是可以持续稳定运行的理想工作点; 当系统受到扰动程度较大时, 扰动器件功角曲线如图中曲线 IV 所示, 系统将由 a 点突变至 f 点, 若扰动未及时清除, 如路径②, 系统功角将持续增加, 系统失稳。若扰动清除时系统功角大于最大切除角 δ_{cu} , 如路径④, 在工作点 j 切除扰动, 工作状态突

变至 k 点, 随后功角持续增加, 系统失稳。若对扰动进行及时清除, 切除时系统功角小于最大切除角 δ_{cu} , 如路径③, 在工作点 g 进行扰动切除, 此时工作点 g 将突变于工作点 h, 最终稳定于平衡工作点 i, 但是平衡工作点 i 为不稳定平衡工作点, 当再受到扰动时, 系统将失稳。



(a) 工作状态①②



(b) 工作状态③④

图 6 增加限幅环节的系统在不同扰动下的功角曲线

Fig.6 Power angle curves of the system with added current limiter for different disturbances

由上述分析可以看出, 仅通过在系统中增加电流限幅环节, 对系统大扰动期间的稳定运行并不理想, 同时更易造成系统失稳, 其对系统暂态稳定性的影响不可忽略^[21-22]。

2.2 扰动电流特性

构网型储能变流器将线路电压的幅值和相位作为控制目标, 呈现自主电压源外特性^[23-24]。在正常工作状态下, 线路方程满足

$$\begin{cases} V_i \sin(\omega t + \delta) = V_g \sin(\omega t) + \Delta U \\ \Delta U = L_g \frac{d i_g}{dt} \end{cases} \quad (8)$$

式中, ΔU 为线路阻抗压降。

当线路受到扰动导致电压跌落时, 网侧三相电压幅值降低, 相位仍保持对称, 因此以三相交流信号中 a 相为例说明扰动电流特性。由式 (8) 可得 a 相扰动电流幅值表达式为

$$I_f = \frac{\sqrt{2(V_{if}^2 - 2V_{if}V_{gf} \cos \delta_f + V_{gf}^2)}}{L_g} \quad (9)$$

式中, I_f 为扰动电流; V_{if} 与 V_{gf} 分别为发生扰动后变流器输出电压与电网电压; δ_f 为扰动期间系统功角。由式(9)可看出, 扰动电流的大小与变流器输出电压的幅值、功角、电网电压跌落程度均相关, 根据式(9)分别绘制三者关系如图7与图8所示。图7为扰动电流大小与电网电压及变流器输出电压关系, 由图可以看出: 当电网电压跌落程度一定时, 扰动电流随着电网电压与变流器输出电压差值增大而增大, 由此可得扰动电流大小与变流器输出电压与网侧电压差值呈正相关, 在扰动期间可通过控制变流器输出电压大小进而对扰动电流进行限制。图8为扰动电流与功角及变流器输出电压之间关系, 由图可看出变流器输出电压一定时, 扰动电流大小随功角的增加而增大, 因此可通过调节系统功角与变流器输出电压幅值对扰动电流进行控制。

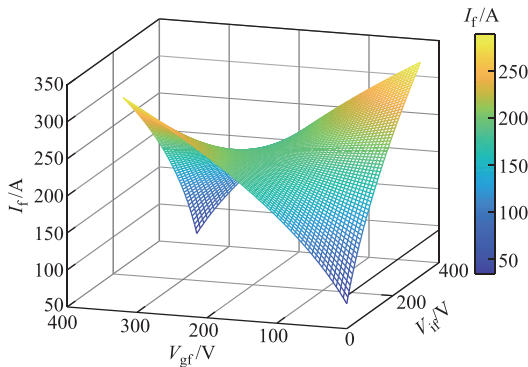


图7 扰动电流与电网电压、变流器输出电压的关系
Fig.7 Disturbance current magnitude versus grid voltage, converter output voltage

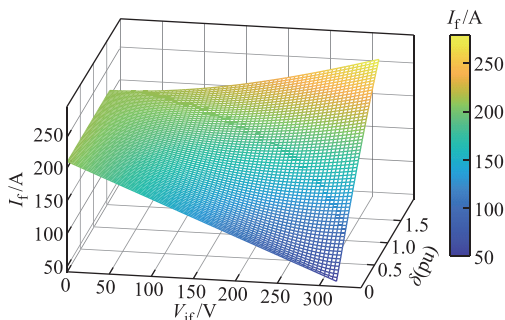


图8 扰动电流与功角及输出电压的关系
Fig.8 Disturbance current magnitude versus power angle

3 自适应低电压穿越控制策略

基于上述分析, 本文提出一种自适应LVRT控制策略, 使系统在扰动期间根据系统电压跌落程度自主对有功无功功率参考值进行调节, 从而实现兼顾功角稳定与限制扰动电流功能, 增强系统LVRT

能力, 基于自适应LVRT控制策略的系统结构如图9所示, 详细控制流程在本文3.3节进行描述。

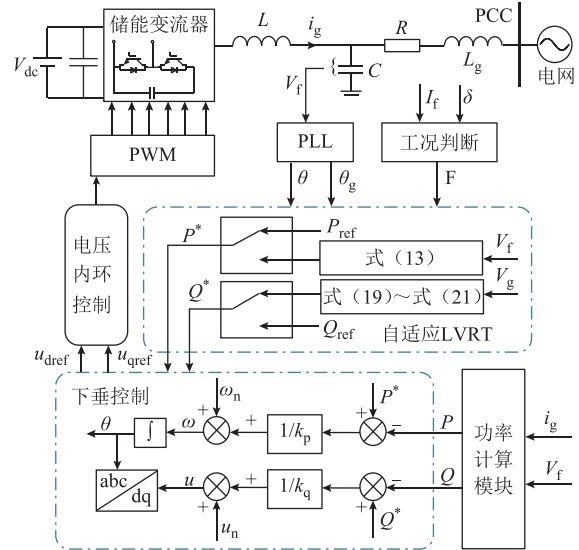


图9 基于自适应LVRT控制策略控制框图

Fig.9 Control block diagram based on adaptive LVRT control strategy

3.1 有功参考值调节

当系统处于正常运行工况时, 变流器输出有功功率如式(3)所示。系统受到扰动时, 电网电压幅值降低, 系统功角增大, 则扰动期间变流器输出有功功率如式(10)所示。

$$P_f = \frac{3V_{if}V_{gf} \sin \delta_f}{2\omega L_g} = \frac{3V_{if}V_{gf} \sin(\delta + \Delta\delta)}{2\omega L_g} = \frac{3V_{if}V_{gf} [\sin \delta \cos(\Delta\delta) + \cos \delta \sin(\Delta\delta)]}{2\omega L_g} \quad (10)$$

式中, P_f 为扰动期间变流器输出有功功率; $\Delta\delta$ 为功角变化值。本节所提控制策略通过调节有功功率参考值使扰动期间功角几乎不发生变化, 相关原理如图10所示。因此可将 $\delta_f \approx \delta$, 将式(10)进一步简化为

$$P_f = \frac{3V_{if}V_{gf} (\sin \delta + \Delta\delta \cos \delta)}{2\omega L_g} = \frac{3V_{if}V_{gf} \sin \delta}{2\omega L_g} + \frac{3V_{if}V_{gf} \Delta\delta \cos \delta}{2\omega L_g} \quad (11)$$

由式(3)和式(11)可得扰动期间输出功率变化值 ΔP 为

$$\Delta P = P - P_f = \frac{3V_{if}V_g \sin \delta}{2\omega L_g} - \frac{3V_{if}V_{gf} \sin \delta}{2\omega L_g} - \frac{3V_{if}V_{gf} \Delta\delta \cos \delta}{2\omega L_g} \quad (12)$$

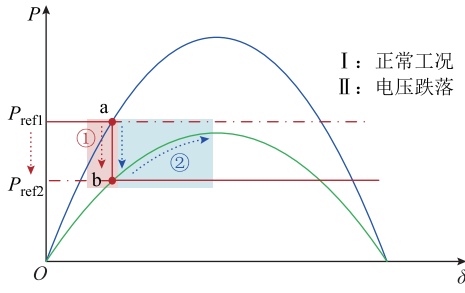


图 10 有功功率参考值调整控制原理

Fig.10 Active reference value adjustment control principle

由式 (12) 可看出, 功率变化量与功角扰动量相关的仅有公式第三个分量, 据此对扰动期间有功参考值进行调节, 保持系统受到扰动时的功角稳定, 调节方式如式 (13) 所示。

$$P^* = P_{ref} - \frac{3V_{if}V_{gf}\Delta\delta\cos\delta}{2\omega L_g} \quad (13)$$

式中, P^* 为调节后的有功功率参考值; P_{ref} 为系统正常工况稳定运行时给定有功功率参考值。

控制原理如图 10 所示。系统原稳定运行于工作点 a, 系统发生大扰动后, 未对有功功率参考值进行调整时, 系统从工作点 a 跳变至工作点 b, 随后沿着路径②功角逐渐增大, 系统失稳。本文基于上述分析提出式 (13) 所示的扰动期间有功功率参考值计算方法, 此有功调节方式在大扰动发生时, 瞬时有功功率参考 P^* 进行调整, 系统工作点将由 a 点沿着路径①至工作点 b 点, 随后在扰动期间稳定运行于工作点 b, 扰动期间功角几乎未发生变化, 保持系统稳定性, 同时在一定程度上降低了扰动电流。

根据式 (13) 绘制 P^* 与 $\Delta\delta$ 、 V_{if} 的关系如图 11 所示, 并选取四种典型的电压跌落程度, 列出其对应数据见表 1。

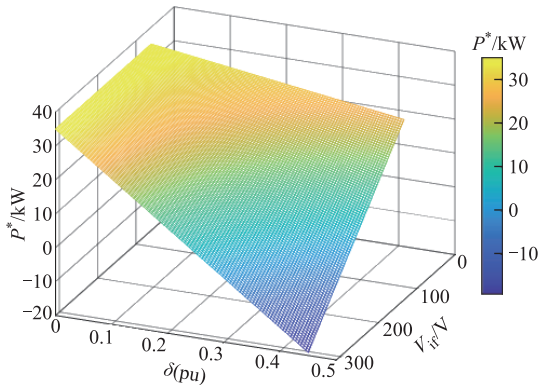


图 11 有功功率自适应参考值

Fig.11 Active adaptive reference value

表 1 有功功率自适应参考值典型数据

Tab.1 Typical data for active adaptive reference values				
k	V_{gf}/V	$\Delta\delta/\text{rad}$	V_{if}/V	P^*/kW
0.8	245	0.1	311	22.99
0.6	185	0.2	270	17.95
0.4	125	0.3	180	14.07
0.2	60	0.4	125	11.99

3.2 无功功率参考值调节

构网型储能系统具备主动电压支撑能力, 当网侧电压由于受到扰动跌落时, 储能变流器通过输出无功功率主动对系统进行电压支撑, 但同时由 2.2 节可知, 当变流器输出电压与电压电网幅值差值较大时, 会造成较大的扰动电流, 因此需要在扰动期间对功率外环电压参考值及无功功率参考值进行调节。通过 3.1 节对有功功率参考值进行调节可维持功角稳定, 即故障期间功角不发生变化, 如式 (14) 所示。设扰动期间电网电压是额定电压的 k 倍, 如式 (15) 所示。

$$\delta_f \approx \delta \quad (14)$$

$$V_{gf} = kV_g = kU_n \quad (15)$$

系统在正常稳定运行时 $V_g=U_n$, 由式 (9) 与式 (14)、式 (15) 可得有功功率参考值调节后的扰动电流 I_{fp} 为

$$I_{fp} = \frac{\sqrt{2(V_{if}^2 - 2kV_{if}U_n\cos\delta + k^2U_n^2)}}{\omega L_g} \quad (16)$$

由式 (8) 可得系统处于正常工况稳定运行时, 系统功角表达式为

$$\cos\delta = \frac{V_i^2 + V_g^2 - \omega^2 L_g^2 I_n^2}{2V_i V_g} = \frac{V_i^2 + U_n^2 - \omega^2 L_g^2 I_n^2}{2V_i U_n} \quad (17)$$

当系统出现过大的工作电流时, 对其进行限制, 将工作电流限制于 1.5 倍额定电流^[25], 即

$$I_{fp} = I_f = 1.5I_n \quad (18)$$

式中, I_n 为逆变器输出额定电流。

根据式 (16) ~ 式 (18) 可得出最大扰动电流所对应的变流器输出电压参考值, 即下垂控制参考电压, 即

$$V_{ifref} = \frac{hk + \sqrt{h^2 k^2 - 4U_n^2 h^2 + 4.5\omega^2 L_g^2 I_n^2}}{2} \quad (19)$$

其中

$$h = \frac{V_i^2 + U_n^2 - \omega^2 L_g^2 I_n^2}{V_i} \quad (20)$$

将式(19)、式(20)、式(4)代入式(2)中可得无功功率参考值调整为

$$Q^* = k_q (V_{if} - V_{ifref}) + Q = k_q (V_{if} - V_{ifref}) + \frac{3V_{if}(V_{if} - V_{gf} \cos \delta)}{2\omega L_g} \quad (21)$$

式中, Q^* 为调节后的无功功率参考值。

根据式(21)绘制 Q^* 与 V_{gf} 、 V_{if} 的关系如图12所示,并从图12中选取四种典型的电压跌落程度,列出其对应的数据见表2。

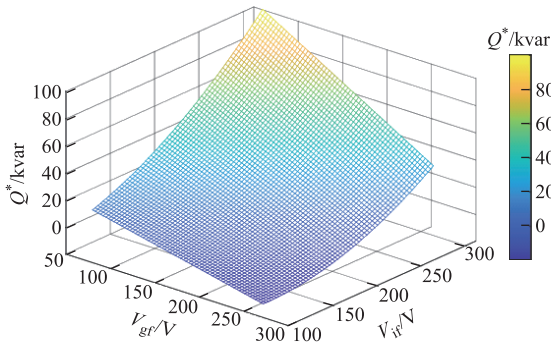


图12 无功功率自适应参考值

Fig.12 Reactive power adaptive reference value

表2 无功自适应参考值典型数据

Tab.2 Typical data for reactive power adaptive reference values

k	V_{gf}/V	V_{if}/V	$Q^*/kvar$
0.2	60	125	10.36
0.4	125	180	13.35
0.6	185	270	24.46
0.8	245	311	30.97

3.3 自适应LVRT控制流程

基于上述控制方法,提出储能变流器自适应LVRT控制策略,控制流程如图13所示。首先对系统中电网电压幅值、变流器输出电压电流值及下垂控制输出功角进行检测,以此判断系统是否受到大扰动,若系统未受到扰动或受扰动程度较低,电压电流未发生大波动时,下垂控制有功、无功功率参考值不进行调整,即输出有功、无功功率参考值为

$$P^* = P_{ref} \quad (22)$$

$$Q^* = Q_{ref} \quad (23)$$

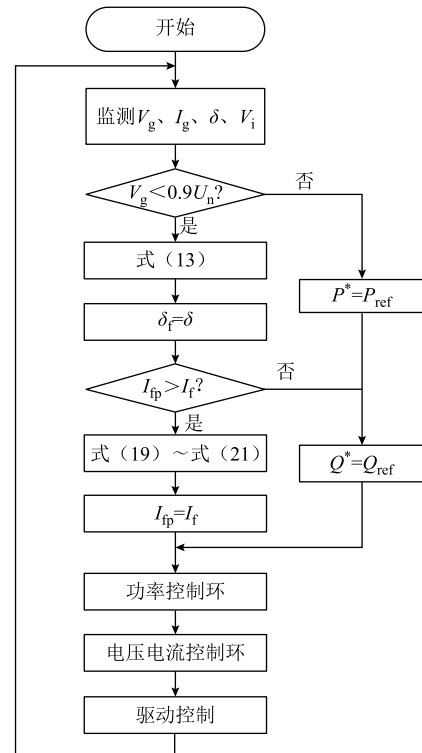


图13 自适应LVRT综合控制流程

Fig.13 Adaptive LVRT integrated control flow

若系统监测到电网电压幅值跌落至额定电压的0.9(pu)以下时^[26],则根据式(13)对有功功率参考值进行自适应调整,保持功角稳定性。随后对变流器输出电流进行判断,当变流器输出电流大于最大扰动电流时,根据式(19)~式(21)对功率外环无功功率参考值进行自适应调整,将变流器输出电流限制在最大扰动电流。通过自适应LVRT控制策略,可对大扰动下功率外环控制的有功功率、无功功率参考值进行调整,通过调整有功功率参考值保持系统稳定,通过调整无功功率参考值以限制扰动电流,在限制扰动电流的基础上最大程度地输出无功功率以对系统提供支撑。

4 仿真与实验验证

4.1 仿真研究

为验证本文对构网型储能变流器在扰动期间的暂态特性分析及所提控制策略的真实有效性,基于Matlab/Simulink仿真平台搭建图9所示的基于自适应LVRT控制的构网型储能变流器仿真模型,所搭建的仿真模型主要参数见表3。

本文通过设定网侧线路等效电感 L_g 为 20 mH,以模拟弱电网工况。所搭建的仿真模型在不同跌落程度下的仿真结果与图1所示的构网型储能变流器模型、文献[27]提到的电流限幅控制、文献[28]提出

表 3 仿真模型主要参数

Tab.3 Main parameters of the simulation model

参数	数值
直流电压 V_{dc}/V	800
开关频率 f_s/kHz	10
电网频率 f_g/Hz	50
电网电压幅值 V_g/V	380
滤波电感 L/mH	3
滤波电容 $C/\mu F$	6
等效电阻 R/Ω	0.1
网侧等效电感 L_g/mH	20
额定有功功率 P_{ref}/kW	35
额定无功功率 $Q_{ref}/kvar$	10
额定电流 I_n/A	75
最大扰动电流 I_f/A	110
有功下垂系数 k_p	3 200
无功下垂系数 k_q	650

的暂态自适应控制方法进行对比, 仿真结果如图 14 所示, 详细数据对比见表 4。

表 4 电压跌落至 0.6(pu)时各数据对比

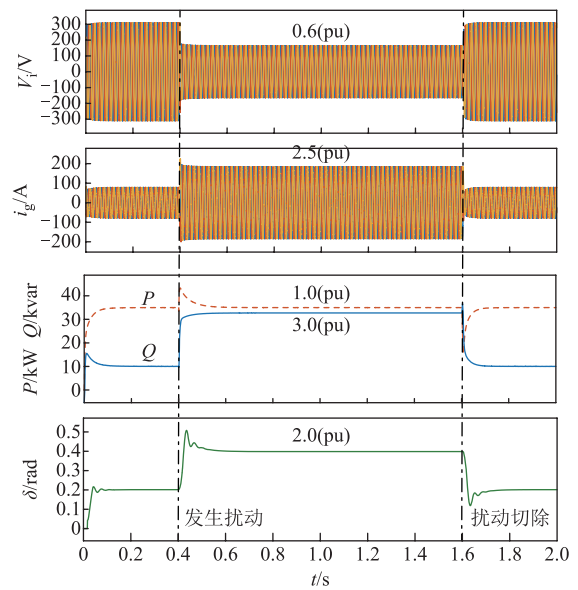
Tab.4 Comparison of each data when voltage drops to 0.6(pu)

系统状态	控制策略	i_g/A	P/kW	$Q/kvar$	$\Delta\delta/rad$
扰动前	构网型控制	75	35	10	0.2
	典型构网型控制	187.5	35	30	0.41
扰动后	文献[27]	—	—	—	—
	文献[28]	187.5	17.5	35.5	0.2
	自适应 LVRT	112	17.5	25	0.2

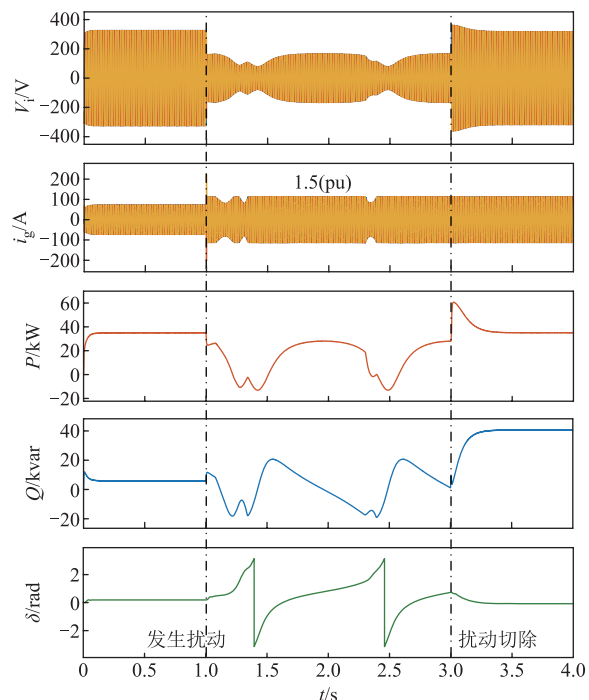
给所搭建的仿真模型增加扰动, 使系统并网点电压跌落至 0.6(pu), 仿真结果如图 14 所示。图 14a 为基于下垂控制的构网型储能变流器仿真结果, 在 0.4 s 系统发生扰动, 1.6 s 扰动切除, 扰动时间持续 1.2 s。在扰动期间储能变流器输出无功功率上升至 3(pu), 通过输出无功功率给系统提供电压支撑, 系统功角增加至 2.0(pu), 与本文 1.2 节暂态特性分析结果一致, 扰动电流增加至 2.5(pu), 出现明显过电流现象, 不利于系统的安全稳定运行。搭建文献[27]中的增加电流限幅控制仿真模型, 仿真结果如图 14b 所示, 仿真时长 4 s, 1.0 s 系统受到扰动, 有功功率瞬时下降, 功角瞬时增加随后系统失稳, 符合 2.1 节中电压重度跌落情形, 由此验证了电流限幅环节会对系统稳定性产生影响。搭建文献[28]所提出的暂态自适应控制模型, 仿真结果如图 14c 所示, 与图 14a 进行对比可以看出, 在发生扰动期间变流器有功功率输出下降至 0.5(pu), 功角在扰动期间保

持 1.0(pu), 验证了 2.1 节控制策略有效性, 但扰动电流仍处于 2.5(pu)。图 14d 为采用本文所提出的自适应 LVRT 控制仿真波形, 与图 14a 相比, 扰动期间变流器无功功率输出从 3.0(pu)降为 2.5(pu), 无功功率输出减少, 以此将变流器输出电流限制在最大扰动电流 1.5(pu), 同时扰动期间变流器输出电压稳定在 0.6(pu), 验证了本文所提控制策略在扰动期间仍具备对系统支撑能力。

图 15 为电压跌落至 0.2(pu)时, 典型构网型控制与本文所提出的自适应 LVRT 控制策略仿真结果对比, 仿真时长 6 s, 1.5 s 系统受到扰动, 4.5 s 扰动



(a) 典型构网型控制



(b) 文献[27]电流限幅控制

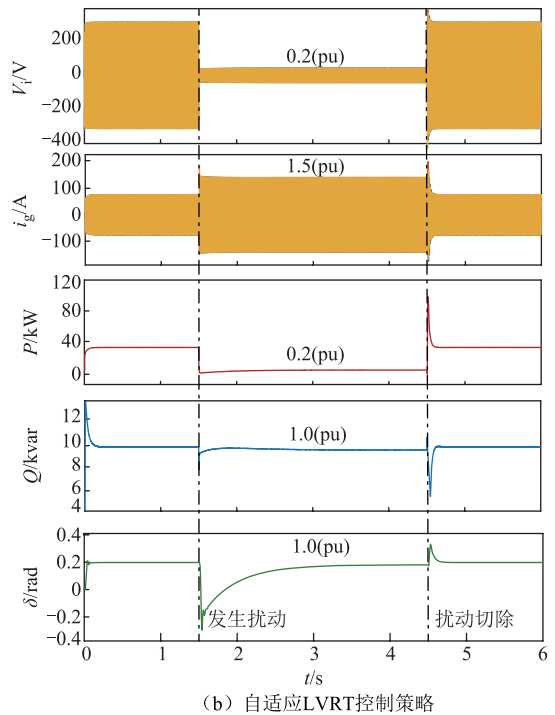
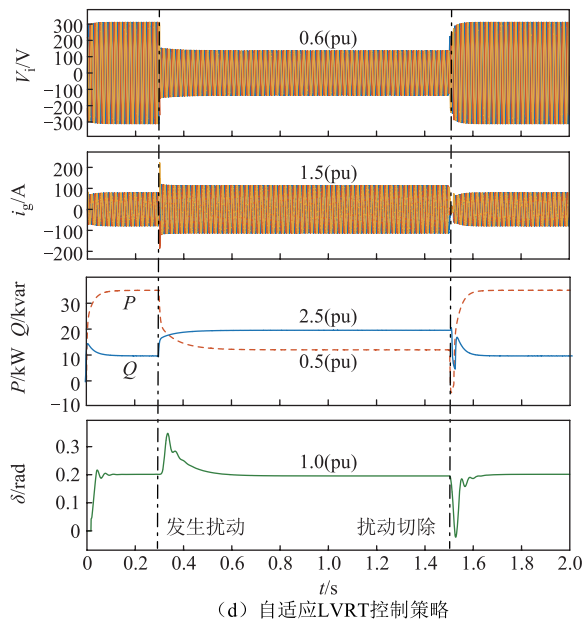
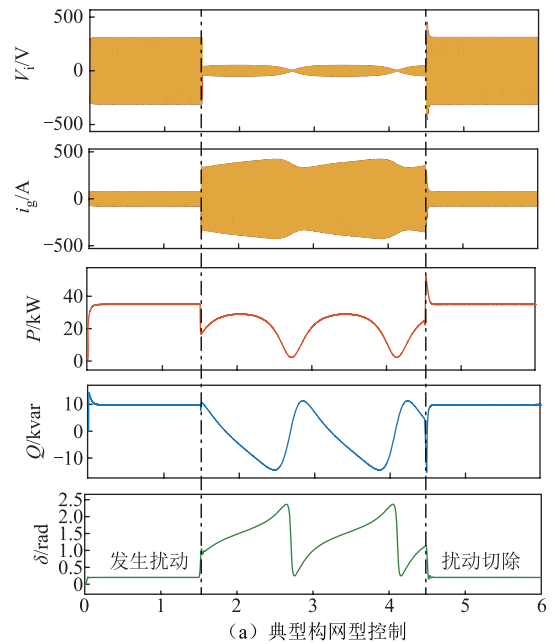
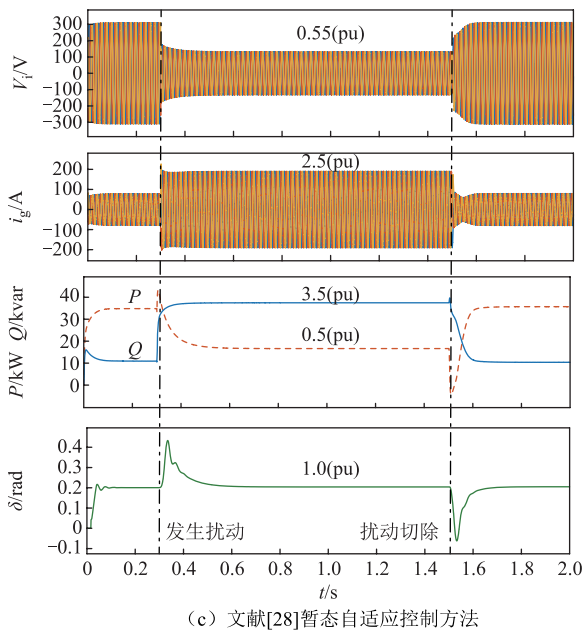


图 14 电压跌落至 0.6(pu)时控制策略对比

图 15 电压跌落 0.2(pu)时控制策略对比

Fig.14 Comparison of control strategies for voltage drop of 0.6(pu)

Fig.15 Comparison of control strategies for voltage drop of 0.2(pu)

切除。图 15a 为典型构网型控制仿真结果，图 15b 为自适应 LVRT 控制策略仿真结果。

由图 15a 可看出，当系统受到扰动至电压跌落至 0.2(pu)时，系统输出有功功率瞬间降低，功角瞬间增大，扰动电流增至额定电流 6 倍，系统在扰动期间失稳，符合 1.2 节对图 3 中曲线 III-重度跌落暂态过程分析。由图 15b 可看出，当采用本文提出的自适应 LVRT 控制策略时，系统受到扰动电压跌落至 0.2(pu)时，为保持功角稳定，变流器输出有功功率降低至 0.2(pu)，功角稳定后保持在 1.0(pu)，

4.2 实验验证

为了进一步验证本文所提控制策略的有效性，采用如图 16 所示的半实物仿真平台对其进一步验证。在实验中采用突增电阻方式模拟系统受到大扰动的工况，此实验工况下电压跌落 0.6(pu)，实验控

无功率输出保持在 1.0(pu)，通过降低变流器输出无功功率，将扰动电流限制在最大扰动电流 1.5(pu) 范围内，由此验证了本文所提控制策略的有效性。

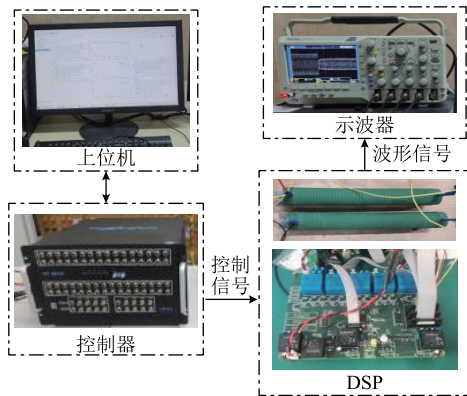
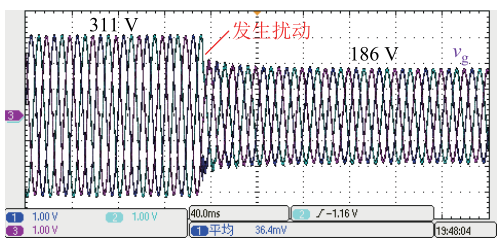


图 16 半实物仿真平台

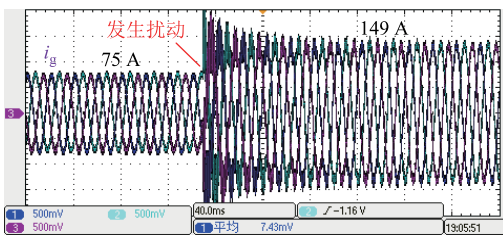
Fig.16 Semi-physical simulation platform

制参数与仿真保持一致。

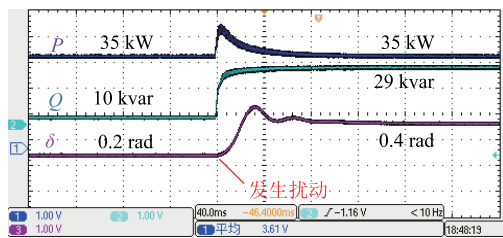
图 17 为采用典型构网型控制的仿真波形。由图 17 可看出，当系统发生大扰动导致电压跌落至 0.6(pu)左右时，变流器输出电流由 75 A 突增至 149 A，约为 2 倍额定电流，出现明显的过电流现象。系统功角由 0.2(pu)增至 0.4(pu)，有功功率扰动前后未发生明显变化，无功功率由 10 kvar 增加至 29 kvar，以实现系统的无功功率支撑。由此可看出采用传统典型的构网型控制在系统受到大扰动时，会出现过电流现象，与本文分析一致。



(a) 电压波形



(b) 电流波形

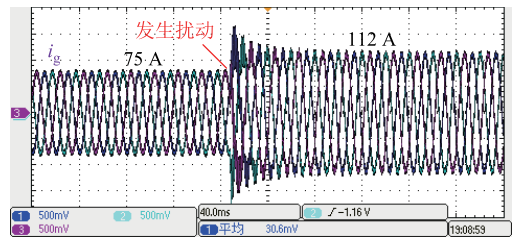


(c) 有功、无功功率与功角波形

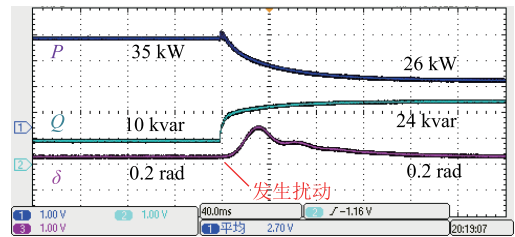
图 17 传统构网型控制

Fig.17 Conventional grid control

图 18 为采用本文所提出的自适应 LVRT 控制的仿真波形。由图 18 可看出，在与图 17 相同的工况下，采用此控制策略可通过无功调节将扰动电流限制在 1.5 倍额定电流内，实现本文设定的限流效果。有功功率由 35 kW 降至 26 kW，以控制扰动期间功角几乎不发生变化，维持系统的稳定。扰动期间的有功、无功功率数值均与本文第 3 节中表 1、表 2 数据几乎一致，验证了本文所提控制策略的有效性。



(a) 电流波形



(b) 有功、无功功率与功角波形

图 18 自适应 LVRT 控制策略

Fig.18 Adaptive LVRT control strategy

5 结论

本文基于对构网型储能变流器的暂态特性及扰动电流特性分析，针对构网型储能变流器在大扰动工况下的暂态失稳和过电流问题，提出一种构网型储能变流器自适应 LVRT 控制策略研究，本文所得结论如下：

- 1) 构网型储能变流器的暂态稳定性取决于其功角曲线与有功参考值是否存在交点。系统扰动电流的大小和变流器输出电压与电网电压之间的差值呈正相关。
- 2) 所提控制策略首先保持系统在受到大扰动情况下的稳定性，通过有功功率参考值的调整使功角曲线与有功功率参考值始终存在交点，有效防止大扰动造成的系统失稳。
- 3) 所提控制策略在保持系统稳定的前提下根据电压跌落程度对无功功率参考值进行调整，以减少变流器输出电压与电网电压的差值，从而限制扰动电流。
- 4) 所提控制策略未对构网型控制结构进行改

变,使其在系统受到大扰动期间,对扰动电流进行有效限制的基础上最大程度输出无功功率,始终呈现电压源特性,具备主动支撑能力。

参考文献

- [1] 郝艺,周瑀涵,刘晨曦,等.含跟网型储能的新能源多馈入系统小扰动电压支撑强度分析[J].电工技术学报,2024,39(11):3569-3580.
Hao Yi, Zhou Yuhuan, Liu Chenxi, et al. Small-disturbance voltage support strength analysis for renewable multi-infeed system with grid-following energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(11): 3569-3580.
- [2] 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.
- [3] 罗家林,陈超,黄梅,等.弱电网矿区下构网型储能控制技术[J].高压电器,2023,59(7):95-103.
Luo Jialin, Chen Chao, Huang Mei, et al. research on grid-forming energy storage control technology in weak network mining area[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(7):95-103.
- [4] 王盼宝,王鹏,李坤光,等.电网故障下构网型逆变器动态限流控制策略[J].高电压技术,2022,48(10):3829-3837.
WangPanbao, Wang Peng, LiShengguang, et al. dynamic current-limiting control strategy of grid-forming inverter under grid faults[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(10): 3829-3837.
- [5] 张保会,王进,李光辉,等.具有低电压穿越能力的风电接入电力系统继电保护的配合[J].电力自动化设备,2012,32(3):1-6.
Zhang Baohui, Wang Jin, Li Guanghui, et al. Cooperation of relay protection for grid-connected wind power with low-voltage ride-through capability [J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(3): 1-6.
- [6] Shuai Zhikang, Shen Chao, Yin Xin, et al. Fault analysis of inverter-interfaced distributed generators with different control schemes[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, 33(3): 1223-1235.
- [7] Pal A, Pal D, Panigrahi B K. A current saturation strategy for enhancing the low voltage ride-through capability of grid-forming inverters[J]. IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs, 2023, 70(3): 1009-1013.
- [8] Liang Zhigang, Lin Xinchun, Kang Yong, et al. Short circuit current characteristics analysis and improved current limiting strategy for three-phase three-leg inverter under asymmetric short circuit fault[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018, 33(8): 7214-7228.
- [9] 贾科,刘芸,毕天姝,等.基于自适应虚拟阻抗的构网型新能源电源不对称故障穿越控制[J].中国电机工程学报,2025,45(8):2946-2956.
Jia Ke, Liu Yun, BiTianshu, et al. asymmetric fault ride through of grid-forming control of renewable energy based on adaptive virtual impedance[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(8): 2946-2956.
- [10] 高长伟,黄翀阳,郑伟强,等.虚拟阻抗制动可再生能源机组低电压穿越控制[J].电力系统保护与控制,2023,51(10):142-152.
Gao Changwei, Huang Chongyang, Zheng Weiqiang, et al. Low voltage ride-through control of a renewable energy unit with virtual impedance braking[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(10): 142-152.
- [11] 刘航,王跃,刘永慧,等.基于定量设计虚拟阻抗的VSG低电压穿越策略[J].高电压技术,2022,48(1):245-256.
Liu Hang, Wang Yue, Liu Yonghui, et al. The LVRT strategy for VSG based on the quantitatively designed virtual impedance[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(1): 245-256.
- [12] Shuai Zhikang, Huang Wen, Shen Chao, et al. Characteristics and restraining method of fast transient inrush fault currents in synchronverters[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017, 64(9): 7487-7497.
- [13] 李华,高怀正,郝悦,等.基于虚拟同步发电机低电压穿越的无缝切换控制策略[J].太阳能学报,2021,42(3):114-120.
Li Hua, Gao Huaizheng, Hao Yue, et al. Seamless switching control strategy for low voltage ride-

- through based on virtual synchronous generator[J]. *Acta Energeiae Solaris Sinica*, 2021, 42(3): 114-120.
- [14] 沈霞, 黄文, 帅智康. 基于准 PR 控制的虚拟同步逆变器故障冲击电流快速抑制方法研究[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(16): 4768-4776, 4981.
Shen Xia, Huang Wen, Shuai Zhikang. Research of inrush current restraining strategy based on quasi-PR control for synchronverter during grid fault[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(16): 4768-4776, 4981.
- [15] Oureilidis K O, Demoulias C S. A fault clearing method in converter-dominated microgrids with conventional protection means[J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2016, 31(6): 4628-4640.
- [16] Shuai Zhikang, Shen Chao, Liu Xuan, et al. Transient angle stability of virtual synchronous generators using Lyapunov's direct method[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(4): 4648-4661.
- [17] Huang Linbin, Xin Huanhai, Wang Zhen, et al. Transient stability analysis and control design of droop-controlled voltage source converters considering current limitation[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(1): 578-591.
- [18] 尚磊, 胡家兵, 袁小明, 等. 电网对称故障下虚拟同步发电机建模与改进控制[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(2): 403-412.
Shang Lei, Hu Jiabing, Yuan Xiaoming, et al. Modeling and improved control of virtual synchronous generators under symmetrical faults of grid[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(2): 403-412.
- [19] 孙正龙, 郝舒宇, 李明达, 等. 含构网型双馈风电的电力系统低频振荡能量结构分析方法[J]. *电工技术学报*, 2025, 40(5): 1411-1426.
Sun Zhenglong, Hao Shuyu, Li Mingda, et al. Low frequency oscillation analysis method for grid-forming doubly-fed wind power systems based on energy structures[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2025, 40(5): 1411-1426.
- [20] Li Jianlin, You Honghao, Liu Shuo, et al. Active disturbance rejection distributed secondary control for DC microgrids[J]. *High Voltage*, 2024, 9(1): 241-251.
- [21] 高家元, 黄帅, 姜飞, 等. 弱电网下基于比例权重的控制环参数自适应调整并网逆变器稳定性提升方法[J]. *电工技术学报*, 2024, 39(24): 7846-7859.
- Gao Jiayuan, Huang Shuai, Jiang Fei, et al. stability improvement method of grid-connected inverter based onproportional weight control loop parameters adaptive adiustmentunder weak grid[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2024, 39(24): 7846-7859.
- [22] 纪君奇, 杨黎晖, 马西奎. 基于虚拟同步发电机控制的并网逆变器切换型振荡及其非光滑分岔特性[J]. *电工技术学报*, 2024, 39(24): 7860-7873.
Ji Junqi, YangLihui, Ma Xikui. Switched oscillation and its non-smooth bifurcation characteristics in grid-connected inverter based on virtual synchronous generator control[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2024, 39(24): 7860-7873.
- [23] 李亚楼, 赵飞, 樊雪君. 构网型储能及其应用综述[J]. *发电技术*, 2025, 46(2): 386-398.
Li Yalou, Zhao Fei, Fan Xuejun. A review of grid-forming energy storage and its applications[J]. *Power Generation Technology*, 2025, 46(2): 386-398.
- [24] 刘欣, 郭志博, 贾焦心, 等. 基于序阻抗的虚拟同步发电机并网稳定性分析及虚拟阻抗设计[J]. *电工技术学报*, 2023, 38(15): 4130-4146.
Liu Xin, Guo Zhibo, Jia Jiaoxin, et al. Stability analysis and virtual impedance design of virtual synchronous machine based on sequence impedance[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2023, 38(15): 4130-4146.
- [25] 中国电工技术学会. 构网型储能系统并网技术规范: T/CES 243—2023[S]. 北京: 中国电工技术学会, 2023.
- [26] 吕思卓, 郑超, 姜静雅. 基于功率指令切换的双级式构网型光伏故障穿越控制策略[J]. *电网技术*, 2024, 48(3): 1281-1290.
Lü Sizhuo, Zheng Chao, Jiang Jingya. Fault ride-through control strategy for double-stage grid-forming photovoltaic based on power order switching[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(3): 1281-1290.
- [27] 吴丽丽, 茆美琴, 施永. 含主动限流控制的 MMC-HVDC 电网直流短路故障电流解析计算[J]. *电工技术学报*, 2024, 39(3): 785-797.
Wu Lili, Mao Meiqin, Shi Yong. Analytical calculation of DC short-circuit fault current of modularmulti-level converter-HVDC grid with active current limiting control[J]. *Transactions of China*

- Electrotechnical Society, 2024, 39(3): 785-797.
- [28] 杨欢红, 焦伟, 黄文焘, 等. 考虑暂态功角稳定和故障限流的并网逆变器下垂暂态控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(23): 59-70.
- Yang Huanhong, Jiao Wei, Huang Wentao, et al. Droop transient control strategy considering transient power angle stability and fault current limitation of a grid-connected inverter[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(23): 59-70.
- [29] 葛平娟, 肖凡, 涂春鸣, 等. 考虑故障限流的下垂控制型逆变器暂态控制策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(14): 3676-3687.

Ge Pingjuan, Xiao Fan, Tu Chunming, et al. Transient control strategy of droop-controlled inverter considering fault current imitation [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(14): 3676-3687.

作者简介

李建林 男, 1976 年生, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为大规模储能技术等。

E-mail: dkyjl@163.com

邹菲 女, 2000 年生, 硕士研究生, 研究方向为构网型储能技术。

E-mail: ffykxy@163.com (通信作者)

Adaptive Low-Voltage Ride-Through Control Strategy of Grid-Forming Energy Storage Converter

Li Jianlin¹ Zou Fei¹ You Honghao¹ Yuan Xiaodong²

- (1. National User-Side Energy Storage Innovation Research and Development Center
North China University of Technology Beijing 100144 China
2. State Grid Jiangsu Electric Power Co. Ltd Electric Power Science Research Institute
Nanjing 211103 China)

Abstract With a high proportion of power electronic devices connected to the power system, the new power system presents low inertia, low impedance, weak stability and other characteristics, and the risk of operational security increases. In this regard, the grid-forming energy storage converter should be emerged, the grid-forming energy storage converter gives inner loop voltage control the amplitude and phase angle through the power external loop control, presenting the voltage source characteristics. It has active anti-interference, active support characteristics, can effectively solve the problems faced by the new power systems. However, when the system is disturbed and the voltage falls to different degrees, the grid-forming energy storage is limited by the power angle curve of the power outer loop and the fixed active and reactive reference values, which will result in a large power angle instability and a disturbance current of more than 5 times. It threatens the security and stability of the system operation. To address this problem, this paper firstly establishes a model of grid-forming energy storage converter. Based on the established model, the droop control power angle curve is plotted, and the transient destabilization mechanism of the grid-forming energy storage converter is analyzed under large disturbances. After analyzing the system, it is known that the stability of the system during large disturbances depends on the existence of an intersection between the system power angle curve and the active power reference value. At the same time, the size of the system disturbance current is affected by the degree of power angle change to a certain extent. Secondly, the disturbance current characteristics and its determining factors are analyzed, and the effect of direct current limiting control on the transient stability of the system is revealed. The analysis results show that the direct current limiting control tends to destabilize the system and cannot be directly used to limit the disturbance current. After theoretical analysis in this paper, it is found that the disturbance current size of the system is positively correlated with the difference between the converter output voltage and the grid-side voltage, and the converter output voltage size is correlated with the reference value of the power outer loop reactive power of the structural network type control. Therefore, during the disturbance period, the disturbance current can be limited by adjusting the system reactive power and then controlling the converter output voltage. Based on the above theoretical analysis, an adaptive low-voltage ride-through (LVRT) control strategy for grid-forming energy storage converter is

proposed, which can adjust the active and reactive reference values according to the degree of system perturbation, without switching the control strategy and changing the structure of the grid-forming control strategy. The energy storage converter still exhibits the characteristics of the voltage source during the distribution period, and it has the ability of active support for the system. It realizes effective limitation of the distribution current in the course of maintaining the stability of the system. At the same time, the disturbance current is effectively limited. Finally, the effectiveness of the proposed control strategy is verified by simulation and semi-physical experiment.

Keywords: New power system, energy storage converter, grid-forming control, low-voltage ride-through

(编辑 郭丽军)

~~~~~  
(上接第 2723 页)

First, a decomposition method for the GFM impedance model based on the matrix inversion lemma was proposed, dividing GFM dynamics into synchronous dynamics (SD), dominated by the power frequency synchronization loop (PFL), and electromagnetic dynamics (ED), governed by the voltage control loop (VCL). The detailed categorization of dynamics facilitates an in-depth exploration of the complex coupling mechanisms among controllers operating on different time scales. Subsequently, overall impedance participation factors and participation ratios (PR) were introduced to characterize different internal dynamics of GFM, enabling the evaluation of SD and ED contributions at the control loop level. These metrics help identify the dominant system dynamics and trace the root causes of system instability. Finally, an explicit parameter PF was introduced to precisely locate the critical control parameters of identified loops, serving as a metric for optimizing control parameters and enhancing system damping.

The analysis yields the following conclusion: as the frequency of oscillation modes decreases, the dominant dynamics within each GFM gradually shift from ED to SD. MAI can provide an overall assessment of GFM participation but fails to capture the dominant dynamics of individual GFMs. EMAI not only identifies interactions between various GFMs and the grid but also evaluates the contributions of ED and SD within GFM through overall impedance participation factors, thereby pinpointing the primary causes affecting system dynamics to specific control loops. Moreover, the results of EMAI and MASS in assessing the participation levels of different GFM dynamics are highly consistent, validating the effectiveness of the EMAI method. Furthermore, the explicit parameter PF provides effective recommendations for improving system damping and enhancing stability. EMAI offers nuanced insights into system stability analysis, enabling the rapid identification of the root causes of system instability.

**Keywords:** Grid-forming inverter (GFM), extended impedance modal analysis, impedance decomposition, participation factor

(编辑 赫 蕾)