

多级直流微电网的惯性融合控制技术

付 媛¹, 林红杉¹, 张祥宇¹, 刘承帅²

(1. 华北电力大学新能源电力系统全国重点实验室, 保定 071003; 2. 国网济宁供电公司, 济宁 272000)

摘 要: 为满足不同电压等级与不同动态工况的惯性需求, 该文提出一种多级直流微电网的惯性融合控制技术。首先, 建立多电压等级直流微电网模型, 分析各级直流系统的惯性特性; 其次, 以同时获取各级系统最大惯性为目标, 考虑连于高压侧母线的蓄电池和新能源侧换流器, 分别通过增加输出电流前馈控制与减载分组控制参与惯性调节, 低压侧通过与母线连接的负荷侧换流器, 采用基于线性自抗扰技术的惯性控制抑制电压波动, 使具备惯性调节能力的各换流器参与直流微电网的惯性分级融合, 并设计各端惯性参数; 最后, 搭建多级直流微电网半实物仿真平台, 验证所提控制策略的有效性。

关键词: 微电网; 风电机组; DC-DC变换器; 多电压等级; 虚拟惯性; 惯性融合

中图分类号: TM46

文献标志码: A

0 引 言

直流微电网将分布式能源、储能、负荷及控制管理系统等通过公共直流母线耦合在一起, 能够解决传统交流电网输电损耗大、稳定性差等问题, 具有换流环节少、线路损耗小、传输容量高、运行控制简单等优势^[1]。分布式电能及负荷的电压等级呈现出多样化形态, 多电压等级直流微电网在提高系统灵活性、容量、效率等方面具有明显优势^[2], 有望成为未来电力系统发展的重要方向。尽管多级直流微电网有诸多优势, 但它仍存在直流微电网的常见问题, 直流微电网利用电力电子设备进行能量转换, 不像传统电网那样依靠同步发电机提供惯量支撑, 其“低惯性”的特点引发的稳定性问题日益突出, 使电网的安全可靠运行面临更多的挑战^[3]。

目前, 有关直流微电网惯性提升方面的研究已较成熟。方法主要有增加硬件设备和换流器附加惯性控制两类^[4]。由于增设硬件需要权衡成本、能量消耗以及额外风险等因素, 因此, 通过换流器附加惯性控制成为近年来研究热点。文献[5]分析风储直流微网的惯性时间系数, 将虚拟电容引入发电机转子方程、蓄电池下垂特性, 提高系统惯性水平; 文献[6]将换流器下垂系数与电压变化率动态关联, 实现下垂特性斜率的自适应调整, 从而在负荷波动阶段为系统提供增强的惯性支撑能力; 文献[7]将下垂系数设计为指数形式, 提出基于模型预测方法的控制策略, 提高系统响应速度; 文献[8]考虑蓄电池荷电状态(state of charge, SOC), 采用反正切函数构建SOC与下垂系数的映射关系, 有效防止蓄电池过充或过放现

象; 文献[9]采用嵌套幂函数的反正切函数动态调整下垂曲线截距值, 兼具幂函数的灵活调节能力与反正切函数的限幅特性。借鉴虚拟同步电机控制的思路, 虚拟直流电机(virtual DC machine, VDCM)控制方法被提出并应用于直流微电网。文献[10]针对电源侧与负荷侧换流器的特性差异, 分别设计了虚拟直流发电机技术与虚拟直流电动机技术; 文献[11]在传统 $P-U$ 下垂控制中引入转子运动方程, 虚拟出转子机械转动环节, 使换流器具备直流电机的惯性特性; 文献[12-13]提出VDCM参数自适应控制, 通过改变转动惯量调节系统惯性, 使系统在提供惯性支撑的同时具有较快的响应以及较小的超调。文献[14]提出应用于储能侧与负荷侧换流器的VDCM控制, 从多端提升了系统的惯性。

现有文献多针对单母线直流微电网惯性控制, 对多电压等级直流微电网的研究是十分迫切和必要的。文献[15]提出一种包含功率池的双母线直流微电网拓扑结构, 利用功率池作为能量缓冲装置, 协调两子网间的功率交换; 文献[16]考虑储能SOC和母线电压, 提出多级直流微电网的电源主导模式、储能主导模式及负荷主导模式3种运行模式, 实现了不同运行工况下微电源功率的动态协调; 文献[17]针对双母线直流微电网, 提出针对光伏、储能及双向换流器的协调控制策略和能量管理方案; 文献[18]提出基于分布式一致性理论的直流微电网集群协同控制策略, 实现了多电压等级微电网间的功率分配; 文献[19]提出分散式归一化电压平方差控制策略, 将不同电压等级的母线电压归一化, 为各母线提供不间断的电压支撑。

收稿日期: 2025-01-15

基金项目: 国家自然科学基金(52277100)

通信作者: 付 媛(1982—), 女, 博士、副教授, 主要从事新能源发电与智能电网方面的研究。ncepufy@163.com

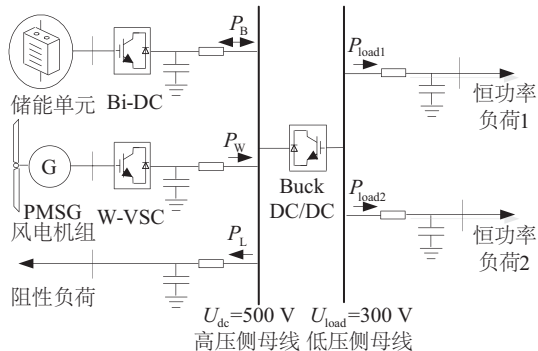
综上,对多级直流微电网惯性控制的相关研究较少,存在如下问题:1)多是提高单母线直流微电网的惯性以维持母线电压的稳定,未见研究不同电压等级的直流微电网惯性问题;2)针对高低压直流母线之间换流器的功率支持能力及惯性特性未见深入分析;3)对于不同电压等级的多端源荷系统,如何将多级多端的惯性进行有机融合,是目前直流微电网惯性研究的难点。

为满足不同电压等级与不同动态工况的惯性需求,本文提出一种多级直流微电网的惯性融合控制技术。首先,建立多电压等级直流微电网模型,并分析各级系统惯性特性;其次,以同时获取各级系统最大惯性为目标,分析储能侧在扰动瞬间存在电压突降,通过在惯性控制结构增加输出电流前馈控制,降低扰动初期的电压敏感;在风电机组侧采用分组提供正、负附加惯性的虚拟惯性控制参与惯性调节;而低压侧母线通过仅与其连接的负荷侧换流器,通过引入自抗扰环节建立基于观测补偿的惯性控制结构抑制负荷电压波动;采用“双极三端”惯性融合控制,并设计各端惯性参数;最后,搭建多级直流微电网半实物仿真平台,验证该控制策略能够为多级系统提供惯性,维持电压的稳定。

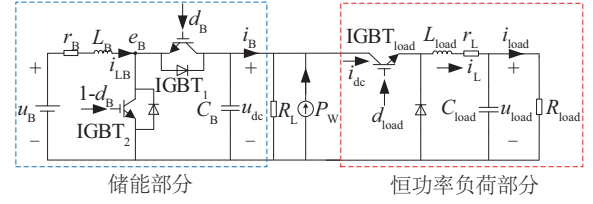
1 多级直流微电网构成及惯性分析

多级直流微电网拓扑结构如图 1a 所示,系统包括高压侧母线和低压侧母线两条母线,选择供电网中常见的 500 V、300 V 作为典型电压等级进行分析。高压侧母线运行在 500 V,连接着风电机组、储能单元及阻性负荷。风电机组采用永磁直驱风力发电机组通过电压型换流器 W-VSC 接入。储能单元采用蓄电池储能,通过双向换流器 Bi-DC 变换器接入。阻性负荷直接接入高压侧母线。低压侧母线运行在 300 V,连接着由 Buck DC/DC 换流器控制的恒功率负荷。高压侧、低压侧两级母线也通过该换流器实现电能的联接。图中, P_w 为风电机组输出功率, P_B 为储能单元与母线交换功率, P_L 为阻性负荷功率, P_{load} 为恒功率负荷功率。

多级直流微电网的等值模型如图 1b 所示。其中, R_L 为阻性负荷, P_w 等效为一功率源。 u_B 、 u_{dc} 分别为储能单元输出电压和高压侧母线电压, e_B 为 IGBT₂ 的平均电压, i_{LB} 、 i_B 分别



a. 多级直流微电网的拓扑结构



b. 多级直流微电网的等值模型

图 1 多级直流微电网的拓扑结构及其等值模型

Fig. 1 Topology structure and equivalent model of multi-voltage level DC microgrid

为储能侧电感电流及其注入直流母线的电流, L_B 、 r_B 分别为储能侧滤波电感及其寄生电阻, C_B 、 C_{load} 分别为储能侧及负荷侧电容, u_{load} 为低压侧母线电压, i_L 、 i_{load} 分别为负荷侧电感电流和注入负荷的电流, L_{load} 、 r_{load} 分别为负荷侧滤波电感及其寄生电阻, d_B 、 $1-d_B$ 及 d_{load} 分别为 IGBT₁~IGBT₃ 的占空比。

直流微电网的惯性体现在抑制直流电压波动的能力。惯性时间常数的物理意义是指额定电压下电容释放全部存储能量所需的时间。电容器的电容值越大,在额定电压下所存储的能量越多,系统在遭遇扰动瞬间释放的能量就越多,从而使得惯性时间常数增大,系统的惯性也随之增强。然而在实际应用中,直流微电网并联的电容值相对较小,导致系统在受到扰动时展现出的惯性较小,电压变化速度较快,易引发电压失稳风险。

高压侧母线与储能单元、风电机组及恒功率负荷换流器相连,高压侧系统的惯性时间常数 H_{dc1} 为:

$$H_{dc1} = \frac{\frac{1}{2}C_B u_{dc}^2 + \frac{1}{2}C_w u_{dc}^2 + \sum_{i=1}^{n-2} \frac{1}{2}C_{i,load} u_{dc}^2}{\sum_{i=1}^n S_{ci1}} \quad (1)$$

式中: C_w ——风电机组的直流稳压电容,mF; $C_{i,load}$ ——第 i 个恒功率负荷单元的直流稳压电容,mF; S_{ci1} ——高压侧母线侧第 i 个端口电容器的容量,kVA; n ——总并联电容器的数量。

低压侧母线与恒功率负荷相连,低压侧系统的惯性时间常数 H_{dc2} 为:

$$H_{dc2} = \frac{\sum_{i=1}^{n-2} \frac{1}{2}C_{i,load} u_{load}^2}{\sum_{i=1}^{n-2} S_{ci2}} \quad (2)$$

式中: S_{ci2} ——第 i 个恒功率负荷端口电容器的容量,kVA。

由式(1)、式(2)可知,具有功率调节能力的三端换流器即储能单元、风电机组及恒功率负荷换流器均可作为高压侧系统提供惯性,其中,Buck DC/DC 换流器连接高、低压侧母线,可对双侧母线提供功率支持,但二者存在矛盾,对高压侧系统惯性支持的同时,会削弱低压侧系统的惯性。在获取高压侧母线和低压侧母线惯性最大的目标下,有必要研究各换流器之间、高压侧母线及低压侧母线惯性之间的融合控制技术。

2 多级电压系统惯性融合控制策略

2.1 高压侧母线的惯性控制

2.1.1 储能侧惯性控制

基于图 1 中储能侧等效模型,因电感参数较小且其微分项对稳态影响可忽略,建立储能侧状态方程为:

$$\begin{cases} u_B - r_B i_{LB} = d_B u_{dc} \\ C_B \frac{du_{dc}}{dt} = d_B i_{LB} - i_B \end{cases} \quad (3)$$

引入虚拟电容 C_{v1} 为系统提供额外惯性,并将 u_{dc} 设为控制值 u_{dc}^* ,推出储能侧虚拟惯性控制方程为:

$$\begin{cases} u_B - r_B i_{LB} = d_B u_{dc}^* \\ C_{v1} \frac{du_{dc}^*}{dt} = d_B i_{LB} - i_B \end{cases} \quad (4)$$

根据式(4),在外环控制中引入下垂控制,可得出储能侧虚拟惯性控制模型如图 2 所示。其中,高压侧电压参考值 u_{dcref} 与储能侧电流 i_B 经下垂控制后得到电流参考值 i_{LB}^* , i_{LB}^* 经惯性控制环节得到高压侧母线电压控制值 u_{dc}^* ,通过占空比计算生成占空比 d_B 。

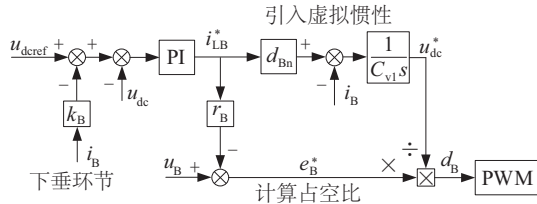


图 2 储能侧虚拟惯性控制模型

Fig. 2 Virtual inertia control model of energy storage side

对储能侧虚拟惯性控制模型进行小信号线性化处理,推导过程见附录 A,得到小信号框图如图 3 所示。

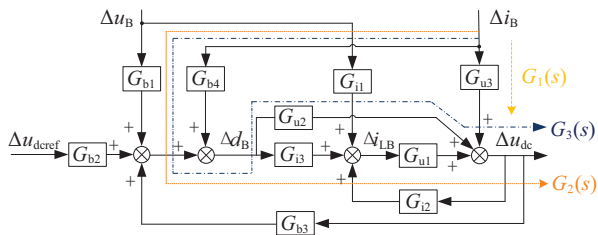


图 3 虚拟惯性控制小信号框图

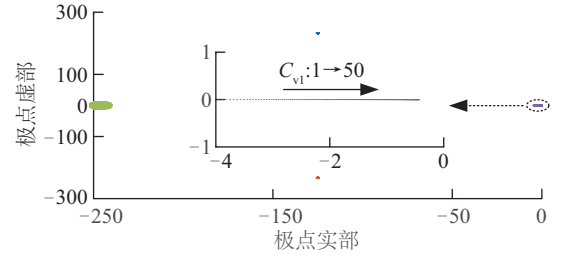
Fig. 3 Small signal block diagram of virtual inertia control

以储能侧输出电流 Δi_B 为输入、高压侧母线电压 Δu_{dc} 为输出的闭环传递函数 G_B 为:

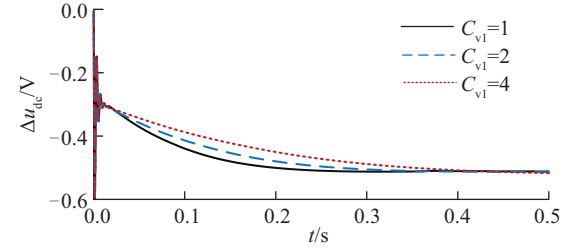
$$G_B = \frac{\Delta u_{dc}}{\Delta i_B} = \frac{G_{u3} + G_{b4} G_{i3} G_{u1} + G_{b4} G_{u2}}{1 - G_{u1} G_{i2} - G_{i3} G_{u1} G_{b3} - G_{u2} G_{b3}} \quad (5)$$

式中:传递函数 $G_{b1} - G_{b4}$ 、 $G_{i1} - G_{i3}$ 及 $G_{u1} - G_{u3}$ 的表达式见附录 A。

为探究储能侧虚拟惯性控制的动态响应特性,作出 C_{v1} 变化时,闭环传递函数 G_B 的零极点图及阶跃响应如图 4 所示。



a. 零极点图



b. 单位阶跃响应

图 4 储能侧虚拟惯性控制动态响应

Fig. 4 Dynamic response of virtual inertial control on energy storage side

由图 4a 可知,当 C_{v1} 在 $[1, 50]$ 范围内变化时,主导极点始终位于虚轴左侧,系统保持稳定,但随着 C_{v1} 的增大,主导极点右移接近虚轴,稳定裕度降低。由图 4b 可知,响应曲线在扰动瞬间存在约 0.5 V 的振荡,且该过程不能通过改变 C_{v1} 的值得到改善,需对虚拟惯性控制进行优化,降低扰动初期的电压敏感性,使系统在各个阶段具备较好的抗扰动能力。

由图 3,分析 G_B 的组成,输入项 Δi_B 通过 3 条独立支路对输出 Δu_{dc} 产生影响,将 3 条支路对应的传递函数依次定义为 $G_1(s)$ 、 $G_2(s)$ 、 $G_3(s)$,其表达式为:

$$\begin{cases} G_1(s) = \frac{G_{u3}}{1 - G_{u1} G_{i2} - G_{i3} G_{u1} G_{b3} - G_{u2} G_{b3}} \\ G_2(s) = \frac{G_{b4} G_{i3} G_{u1}}{1 - G_{u1} G_{i2} - G_{i3} G_{u1} G_{b3} - G_{u2} G_{b3}} \\ G_3(s) = \frac{G_{b4} G_{u2}}{1 - G_{u1} G_{i2} - G_{i3} G_{u1} G_{b3} - G_{u2} G_{b3}} \end{cases} \quad (6)$$

$G_1(s)$ 、 $G_2(s)$ 、 $G_3(s)$ 的阶跃响应如图 5 所示。可见 $G_1(s)$ 是造成扰动初期电压振荡的主要原因,引入输出电流前馈环节 $G_f(s)$ 来对消 $G_1(s)$ 的负面效果。

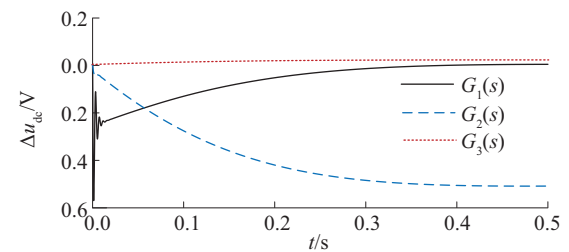


图 5 $G_1(s)$ 、 $G_2(s)$ 、 $G_3(s)$ 的单位阶跃响应

Fig. 5 Unit step response of $G_1(s)$ 、 $G_2(s)$ 、 $G_3(s)$

$G_1(s)$ 的前向通道为 G_{u3} , 在回路中附加前向通道 $G_f(s)$ 消去 G_{u3} , $G_f(s)$ 的位置如图 6 所示, 其表达式为:

$$G_f(s) = -\frac{G_{u3}}{G_{u2} + G_{i3}G_{u1}} \quad (7)$$

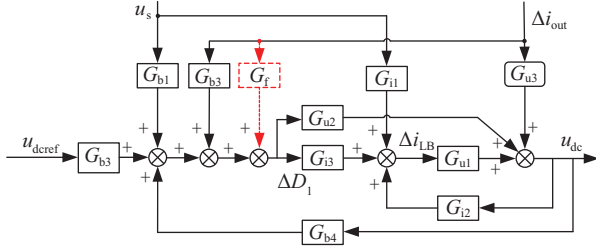


图 6 输出电流前馈惯性控制小信号框图

Fig. 6 Small signal block diagram of output current feed-forward inertia control

引入输出电流前馈控制后的传递函数变为:

$$G_B = \frac{\Delta u_{dc}}{\Delta i_B} = \frac{G_{b4}G_{i3}G_{u1} + G_{b4}G_{u2}}{1 - G_{u1}G_{i2} - G_{i3}G_{u1}G_{b3} - G_{u2}G_{b3}} \quad (8)$$

图 7 是引入输出电流前馈控制前后的电压阶跃响应。由图可知, 引入 $G_f(s)$ 后, 扰动初期的电压振荡得到了抑制, 改善了母线电压的动态响应特性。

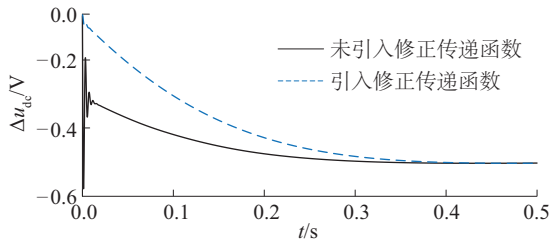


图 7 引入控制前后的单位阶跃响应

Fig. 7 Unit step response before and after control is introduced

2.1.2 风电机组侧惯性控制

当母线电压波动时, 风电机组直流侧电容 C_w 的充放电功率 ΔP_w 为:

$$\Delta P_w = C_w u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} \quad (9)$$

风电机组转子的动能可为母线提供虚拟惯性功率, 等效出比实际电容 C_w 更大的虚拟电容 C_{virW} , 相应地, 充放电功率 ΔP_w 改为附加虚拟惯性功率 ΔP_{virW} :

$$\Delta P_{virW} = C_{virW} u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} \quad (10)$$

采用前向欧拉法离散化, 采样周期为 T_s , 可得到 ΔP_{virW} 的绝对值为:

$$|\Delta P_{virW}| = \frac{C_{virW}}{2T_s} |u_{dc}^2 - u_{dc0}^2| \quad (11)$$

式中: u_{dc0} ——前一采样时刻的高压侧母线电压值, V。

在负荷突增期间, 母线电压持续下降, $|u_{dc}^2 - u_{dc0}^2| < 0$, 此时希望风电机组进一步增加短时输出功率, 附加虚拟惯性功率为正。在负荷突减期间, 母线电压持续增加,

$|u_{dc}^2 - u_{dc0}^2| > 0$, 希望风电机组降低短时输出功率, 附加虚拟惯性功率为负。为避免因额定电压附近正常波动导致控制模式频繁切换, 设置 k_u 为阈值。基于以上原则, 建立附加虚拟惯性功率方程为:

$$\Delta P_{virW} = \begin{cases} 0, & |\Delta u_{dc}| < k_u \\ -\frac{C_{virW}}{2T_s} |u_{dc}^2 - u_{dc0}^2|, & |\Delta u_{dc}| \geq k_u \end{cases} \quad (12)$$

式中: $|\Delta u_{dc}|$ ——高压侧母线电压偏离额定电压的程度, $\Delta u_{dc} = u_{dc} - u_{dc0}$, V。

风电机组一般运行在最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)控制下, 增发功率的能力有限。为提高风电机组的惯性调节能力, 可通过减载控制预留部分备用容量^[20], 实现机组的双向功率变化。

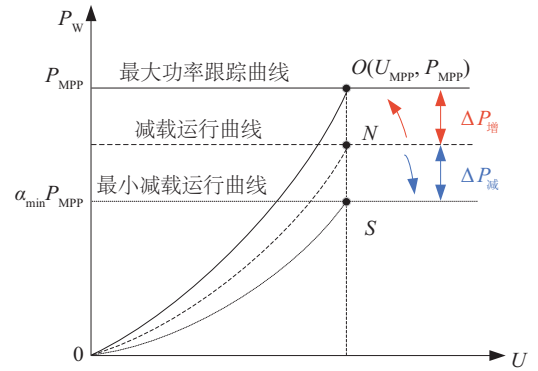


图 8 风电机组惯性调节能力

Fig. 8 Inertia adjustment ability of wind turbine

图 8 为风电机组惯性调节能力, 其中, α_{min} 为最小减载系数, P_{MPP} 为风电机组的最大输出功率, U_{MPP} 为最大输出功率对应的电压。由图 8 可知, 若风电机组处于 MPPT 控制(O 点)时, 因容量限制, 在需增加注入功率时, 功率调节范围较小; 若风电机组处于最小减载运行控制(S 点)时, 在需减少注入功率时, 功率调节范围较小; 若风电机组处于减载运行控制(N 点), 可保证在不同电压变化阶段均具备惯性调节能力, 若此时输出功率为最大功率与最小减载功率的中间值, 最大惯性支持功率为 $0.5 \times (1 - \alpha_{min})P_{MPP}$, 但减载控制下风能利用率明显降低, 参与惯性控制的机组功率频繁调节, 稳定性受到影响。所以本文提出分组虚拟惯性控制, 将全部风电机组分为 A、B 组来分别负责正、负附加虚拟惯性功率, 如图 9 所示。

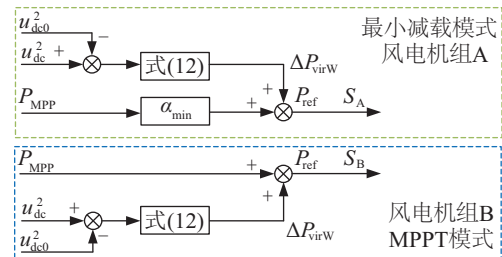


图 9 风电机组分组虚拟惯性控制

Fig. 9 Grouped virtual inertial control of wind turbines

将风电机组 A 控制在最小减载模式,当 $|\Delta u_{dc}| < k_u$ 时,风电机组输出功率为最小减载功率 $\alpha_{\min} P_{MPP}$,当 $|\Delta u_{dc}| \geq k_u$ 且需增加输出功率时,通过式(12)提供数值为正的附加功率,输出功率 S_A 提高。将风电机组 B 控制为 MPPT 模式,当 $|\Delta u_{dc}| < k_u$ 时,风电机组输出功率为最大功率 P_{MPP} ,当 $|\Delta u_{dc}| \geq k_u$ 且需减少输出功率时,通过式(12)提供数值为负的附加功率,输出功率 S_B 降低。在这种控制方式下,每组风电机组的最大惯性支持功率均为 $(1 - \alpha_{\min})P_{MPP}$,可达原有控制的两倍,且参与调节过程的风电机组数量缩减。

2.2 低压侧母线的惯性控制

2.2.1 负荷侧惯性控制分析

类比储能侧虚拟惯性控制的推导过程,可得到负荷侧控制方程为:

$$\begin{cases} u_{load}^* + r_L i_L = d_{load} u_{dc} \\ C_{v2} \frac{du_{load}^*}{dt} = i_L - i_{load} \end{cases} \quad (13)$$

式中: C_{v2} ——负荷侧虚拟电容; u_{load}^* ——低压侧母线电压的控制值, kV。

可得负荷侧虚拟惯性控制结构如图 10 所示。

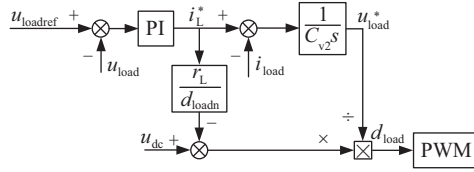


图 10 负荷侧虚拟惯性控制结构

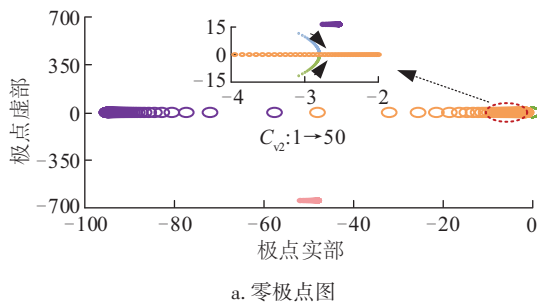
Fig. 10 Virtual inertia control structure of load side

对负荷侧虚拟惯性控制模型进行小信号线性化处理,推导过程及小信号框图如附录 B 所示。可得 Δu_{load} 与 Δi_{load} 之间的闭环传递函数 G_{load} 为:

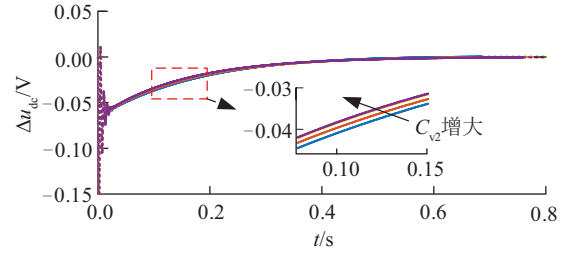
$$G_{load} = \frac{\Delta u_{load}}{\Delta i_{load}} = \frac{G_{c2} + G_{d3} G_{12} G_{c1}}{1 - G_{c1} G_{13} - G_{12} G_{c1} G_{d2}} \quad (14)$$

式中:传递函数 $G_{d1} - G_{d4}$ 、 $G_{11} - G_{13}$ 及 $G_{c1} - G_{c2}$ 的表达式见附录 B。

为探究负荷侧虚拟惯性控制的动态响应特性,作出 C_{v2} 变化时, G_{load} 的零极点图及阶跃响应如图 11 所示。



a. 零极点图



b. 电压阶跃响应

图 11 负荷侧虚拟惯性控制动态响应

Fig. 11 Dynamic response of virtual inertial control on load side

由图 11a 可知,随着 C_{v2} 的增加,主导极点右移,但始终位于虚轴左侧,系统满足稳定运行条件。由图 11b 可知,随着 C_{v2} 的增加,负荷侧电压的阶跃响应振荡衰减程度进一步减弱,但仅存在微小变化。惯性参数增加对控制效果改善不明显,因此需对此控制策略加以改进。

2.2.2 负荷侧优化惯性控制

为进一步提高负荷侧运行稳定性,将线性自抗扰技术 (linear active disturbance rejection control, LADRC) 引入负荷侧惯性控制中。线性自抗扰控制是一种针对经典 PID 控制在模型不确定性和扰动抑制方面的局限性提出的新型控制器^[21]。该控制器算法简单、参数适应性广,通过扰动估计与动态补偿机制,可显著提升系统的鲁棒性和抗干扰能力。

为方便在已有控制结构中引入 LADRC,定义状态变量 x_1 为 u_{load}^* ,输入量 u 为 i_L ,输出量 y 为 x_1 ,将式(13)转换为标准状态方程为:

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = b_0 u + f(x_1) \\ y = x_1 \end{cases} \quad (15)$$

式中: $f(x_1)$ ——系统的总扰动, $f(x_1) = -i_{load}/C_{v2}$; b_0 ——标称增益, $b_0 = 1/C_{v2}$ 。

将总扰动 $f(x_1)$ 扩张为新状态 x_2 ,建立扩张状态观测器的系统状态向量为:

$$X = [x_1 \ x_2]^T = [u_{load}^* \ f(x_1)]^T \quad (16)$$

可得扩张状态观测器的观测方程为:

$$\begin{cases} e = z_1 - y \\ \dot{z}_1 = z_2 + b_0 u + \beta_1 e \\ \dot{z}_2 = \beta_2 e \end{cases} \quad (17)$$

式中: e ——观测器的估计误差; z_1 ——对状态 x_1 的估计值; z_2 ——对总扰动 $f(x_1)$ 的估计值; β_1, β_2 ——观测器增益,由观测器带宽 ω_0 确定, $\beta_1 = 2\omega_0, \beta_2 = \omega_0^2$ 。

负荷侧电压动态方程具有一阶特性,可设计一阶线性误差反馈率为:

$$u_0 = k_p (r - z_1) \quad (18)$$

式中: r ——系统输入量 u_{load}^* 的参考值; k_p ——控制器增益系数,与控制器带宽 ω_c 相关, $k_p = \omega_c$ 。

通过 z_2 补偿总扰动,再除以 b_0 以消除标称增益的影响生成实际控制量。LADRC 控制器的输出为:

$$u_d = \frac{u_0 - z_2}{b_0} \quad (19)$$

式中: u_d ——最终控制量,在此控制结构中为负荷侧电感电流的控制值 i_L^* 。

由以上分析,可得到基于线性自抗扰技术的惯性控制,称为自抗扰惯性控制,其结构如图 12 和图 13 所示。

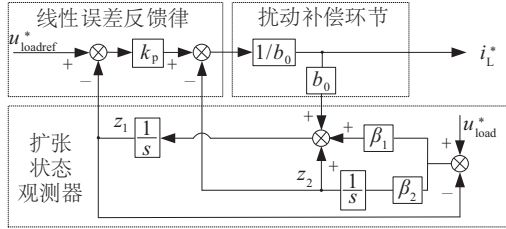


图 12 LADRC 环节整体结构

Fig. 12 Overall structure of LADRC

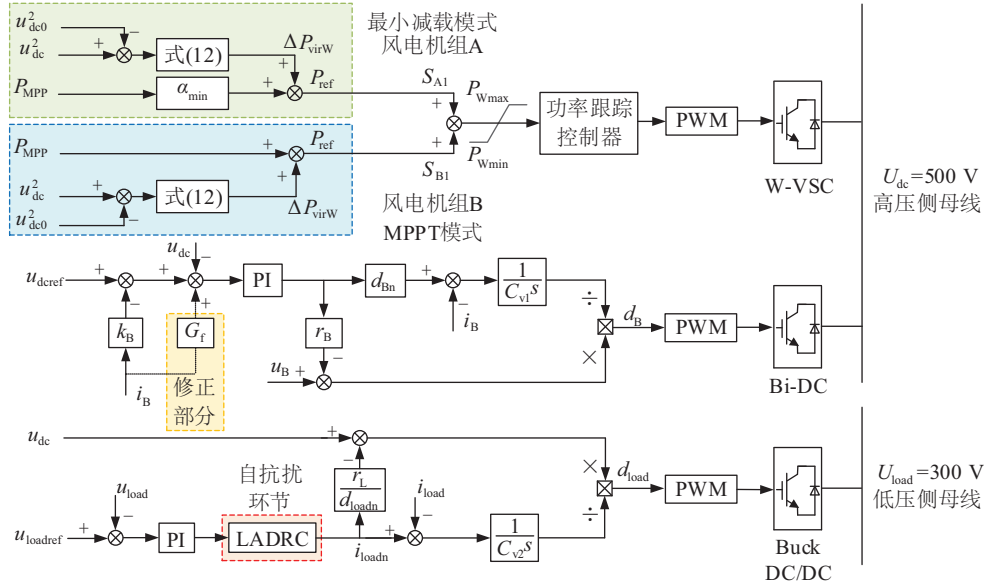


图 14 各端换流器的控制框图

Fig. 14 Control block diagram of each end converter

对于高压侧直流系统,一方面,在储能端换流器的虚拟惯性控制结构增加输出电流前馈控制来提升系统惯性;另一方面,风电机组端换流器采用分组虚拟惯性控制,将风电机组分为 A、B 组,风电机组 A 控制在最小减载模式,当需增加输出功率以满足系统惯性需求时,提供数值为正的附加功率;风电机组 B 控制为 MPPT 模式,当需减少输出功率以满足系统惯性需求时,提供数值为负的附加功率。对于低压侧直流系统,将线性自抗扰技术引入负荷端虚拟惯性控制中,对系统扰动进行补偿,实现多端多级惯性支撑的融合控制。

综上,图 15 为多级直流微电网的惯性融合控制流程图。由图可知,若低压侧母线电压保持稳定,则进一步检测高压侧母线电压是否稳定。当低压侧电压不稳定时,负荷

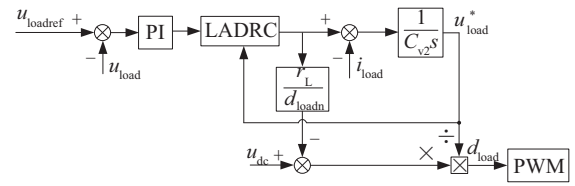


图 13 负荷侧自抗扰惯性控制结构

Fig. 13 Inertial control structure of load-side active disturbance rejection

2.3 多级直流微电网的惯性融合控制技术

2.3.1 惯性融合技术的提出

多级直流微电网的惯性融合控制技术的策略框图如图 14 所示。为获取多级系统的最大惯性,考察各端换流器的惯性支撑潜力,坚持多端换流器惯性任务就近分配的原则,将具有功率调节能力的三端换流器惯性任务分配,采用“双级三端”惯性融合控制,具体控制策略为:

端换流器采用自抗扰惯性控制参与低压侧惯性调节,以恢复低压侧母线电压的稳定。当高压侧母线电压不稳定时,储能端换流器采用输出电流前馈惯性控制参与高压侧惯性调节。如果电压波动范围达到风电机组的响应阈值,风电机组按照式(12)启动,开始进行功率调整。负荷端换流器采用自抗扰惯性控制对系统扰动进行补偿。在三端换流器的共同控制下,通过三端换流器的共同控制,高压侧母线电压恢复至稳定状态。

2.3.2 惯性融合控制的参数设计

为明确系统惯性参数的取值范围,需对各端惯性参数进行设计,讨论如下:在储能侧,根据式(8),作出输出电流前馈惯性控制下系统的零极点图如图 16 所示。

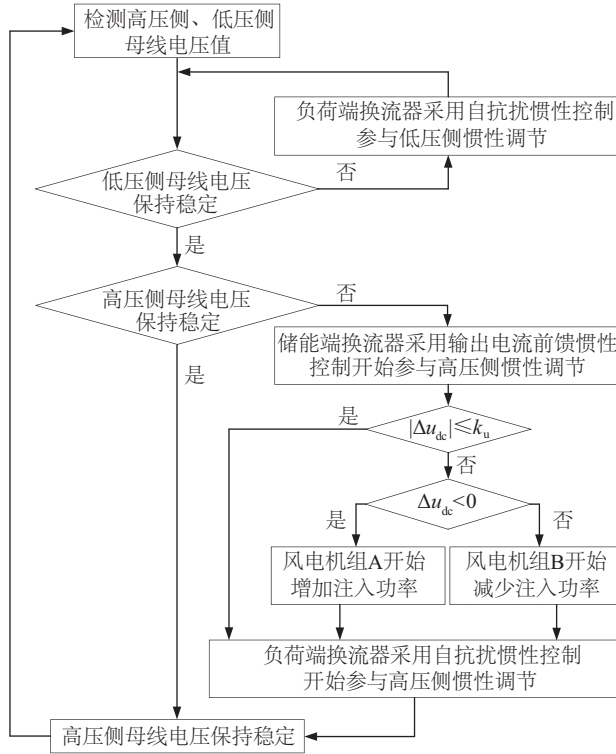


图 15 惯性融合控制技术流程图

Fig. 15 Flow chart of inertial fusion control technology

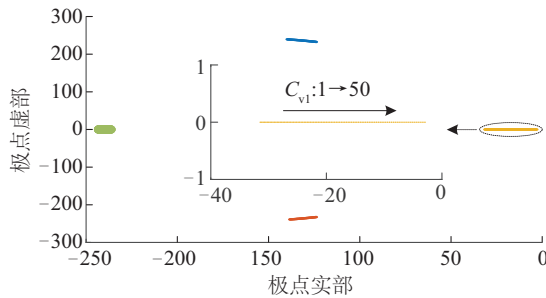
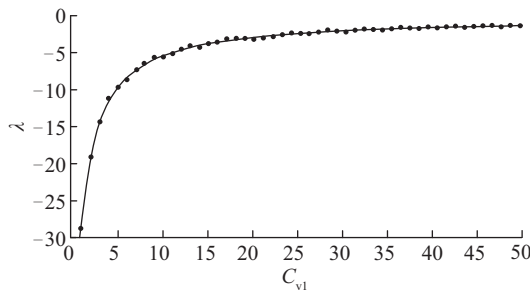


图 16 储能侧零极点图

Fig. 16 Zero-pole diagram of energy storage side

由图 16 可知,当 C_{v1} 在 $[1, 50]$ 范围内变化时,主导极点始终位于虚轴左侧,系统保持稳定,附近无零点,其他极点距离虚轴较远,因此可将式(8)视为一阶惯性系统。采用曲线拟合法确定主导极点的实部 λ 与 C_{v1} 间的拟合曲线如图 17 所示。

图 17 λ 与 C_{v1} 间的拟合曲线Fig. 17 Fitted curve between λ and C_{v1}

其函数关系为:

$$\lambda = \frac{-m_1 C_{v1} - m_2}{C_{v1} + m_3} \quad (20)$$

式中: m_1, m_2, m_3 ——常数, $m_1 = 0.11, m_2 = 59.64, m_3 = 0.93$ 。

即式(8)可简化为:

$$G'_{out} = \frac{\Delta u_{dc}}{\Delta i_{out}} \approx -\frac{1}{T_s + 1} \quad (21)$$

式中: T ——时间常数, $T = -1/\lambda, s$ 。

一般认为 $t_s = 3T$ 后,系统即可达到稳态。由式(20)和式(21)可得稳态时间 t_s 与 C_{v1} 的函数关系为:

$$t_s = -3 \frac{C_{v1} + m_3}{-m_1 C_{v1} - m_2} \quad (22)$$

根据以上分析,可得 C_{v1} 的取值范围为:

$$\frac{m_2 t_{smax} - 3m_3}{3 - m_1 t_{smax}} \leq C_{v1} \leq \frac{m_2 t_{smin} - 3m_3}{3 - m_1 t_{smin}} \quad (23)$$

为快速响应电压和功率扰动,本文将期望稳态时间区间设为 $[0.3, 0.7] s^{[22]}$ 。可得储能侧虚拟惯性系数 C_{v1} 的取值范围为 $[5.09, 13.33]$ 。

负荷侧将线性自抗扰技术引入在虚拟惯性控制结构之前,要评估负荷侧虚拟惯性系数 C_{v2} 的取值区间,可近似用引入前的零极点图,即对图 11a 进行分析,分析方法类似,可得 C_{v2} 的取值范围为:

$$\frac{m_4 t_{smin}}{3} + m_5 \leq C_{v2} \leq \frac{m_4 t_{smax}}{3} + m_5 \quad (24)$$

式中: m_4, m_5 ——常数, $m_4 = 54.32, m_5 = 20.49$; 可得出 C_{v2} 的取值范围为 $[25.92, 33.16]$ 。

在风电机组侧,MPPT 控制下其输出功率 P_{opt} 为:

$$P_{opt} = k_{opt} \omega_s^3 \quad (25)$$

式中: k_{opt} ——最大功率跟踪曲线系数; ω_s ——风电机组转速, rad/s。

由式(12)和式(25)可得,风电机组在分组虚拟惯性控制下输出电流 I'_w 为:

$$I'_w = I_w + \Delta I_w \approx \frac{k_{opt} \omega_s^3}{u_{dc}} + \frac{C_{virW}}{2T_s} \frac{du_{dc}}{dt} \quad (26)$$

式中: I_w ——风电机组在 MPPT 控制下的输出电流, A。

若考虑换流器限流值 $1.2I_N$, 其中 I_N 为换流器额定电流值,则可得到虚拟电容系数 C_{virW} 的取值为:

$$C_{virW} \leq \frac{2.4I_N T_s}{\frac{du_{dc}}{dt}} - \frac{k_{opt} \omega_s^3}{u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt}} \quad (27)$$

式中: T_s ——采样周期, 0.05 s; ω_s ——风电机组转速, 变化范围 $[0.7, 1.2] pu^{[23]}$; u_{dc} ——直流母线电压, 范围为 $[0.9, 1.1] pu$; k_{opt} ——最大功率跟踪曲线系数, 范围为 $[-0.3, 0.6]$; 计算出风电机组侧 C_{virW} 的范围为 $[0.05, 1.3]$ 。

3 实验验证

为验证所提控制策略的有效性,本文基于半实物仿真平

台进行实验验证,实验平台如图 18 所示。主要包括 OP5600 RT-LAB 实时数字模拟器、TMS320F28335 型 DSP 主板、上位机及示波器等设备。通过下载器将本文所提控制加载到 DSP 中,利用 RT-LAB 搭建如图 1 所示的多级直流微电网系统,波形可通过示波器观测。参数设置如表 2 所示。

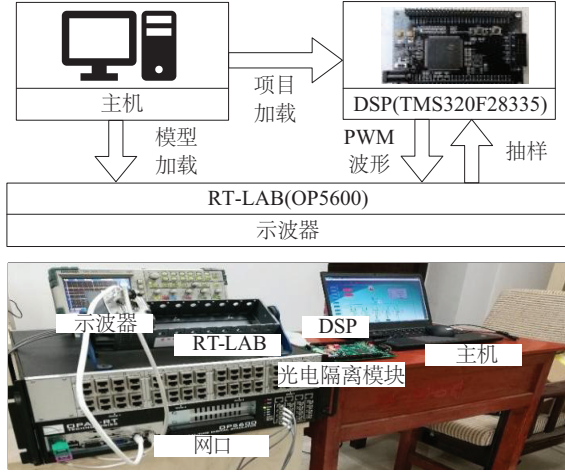


图 18 多级直流微电网硬件在环实验装置

Fig. 18 Multi-voltage DC microgrid hardware-in-the-loop setup

表 2 参数设置

Table 2 Parameter settings

端口	参数	数值	参数	数值
储能单元	L_B/mH	2	r_B/Ω	0.05
	C_B/mF	4	SOC/%	80
	额定功率/kW	30	下垂系数 k_B	0.5
	PI 控制 k_{Bp}	5	PI 控制 k_{Bi}	100
	额定容量/Ah	400	虚拟电容 C_{v1}	10
风电机组	额定功率/kW	15	C_w/mF	1
	额定风速/(m/s)	12	虚拟电容 C_{virW}	0.5
负荷侧	L_{load}/mH	2	r_{load}/Ω	0.05
	C_{load}/mF	5	P_{load}/kW	19
	PI 控制 k_{Lp}	100	PI 控制 k_{Li}	20
	虚拟电容 C_{v2}	30	增益系数 k_p	30
电压参考值	u_{dc}/V	500	u_{load}/V	300

3.1 高压侧母线响应情况

3.1.1 仅储能提供惯性时高压侧母线响应情况

系统初始运行状态为:恒功率负荷功率为 20 kW,风电机组在最大功率跟踪控制下的输出功率为 15 kW,储能输出功率为 5 kW。在 3 s 时负荷突增 5 kW,储能在下垂控制、未引

入电流前馈的惯性控制与引入电流前馈的惯性控制的动态响应如图 19 所示。

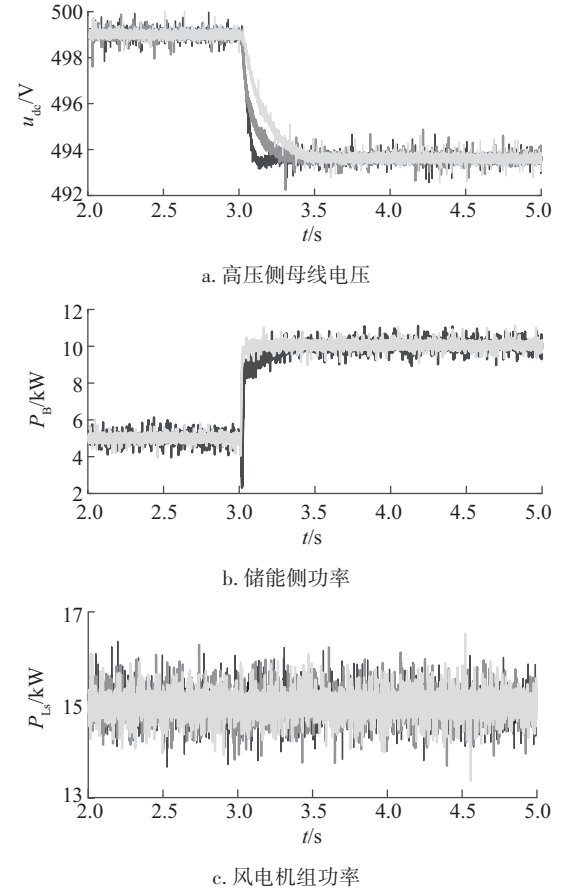


图 19 仅储能提供惯性时系统波形

Fig. 19 System waveform when only battery provides inertia

由图 19 可知,当储能采用下垂控制时,储能输出功率用 0.5 s 由 5 kW 增加至 10 kW,高压侧母线电压在 0.1 s 内由 499 V 迅速降至 494 V,可见下垂控制易引发电压失稳风险。采用未引入电流前馈的惯性控制时,储能输出功率用了 0.4 s 增加至 10 kW,高压侧母线电压在 0.4 s 内降至 494 V。在输出电流前馈惯性控制下,储能输出功率仅用 0.1 s 增加至 10 kW,高压侧母线电压在 0.5 s 内降至 494 V,电压下降速率更为缓慢,表明该策略能够为母线提供 stronger 的惯性支持作用。

3.1.2 仅风电机组提供惯性时高压侧母线响应情况

系统初始运行状态同 3.1.1 节,储能侧采用下垂控制,风电机组 A 处于减载运行模式,减载系数 $\alpha = 0.5$,输出功率为 5 kW,B 组处于最大功率跟踪模式,输出功率为 10 kW。在 3 s 时负荷功率突增 5 kW,风电机组在无惯性控制、附加功率控制与分组惯性控制时的动态响应如图 20 所示。

由图 20 可知,当负荷突增 5 kW,风电机组采用无惯性控制时输出功率基本保持不变,增发功率主要由储能侧提供,高

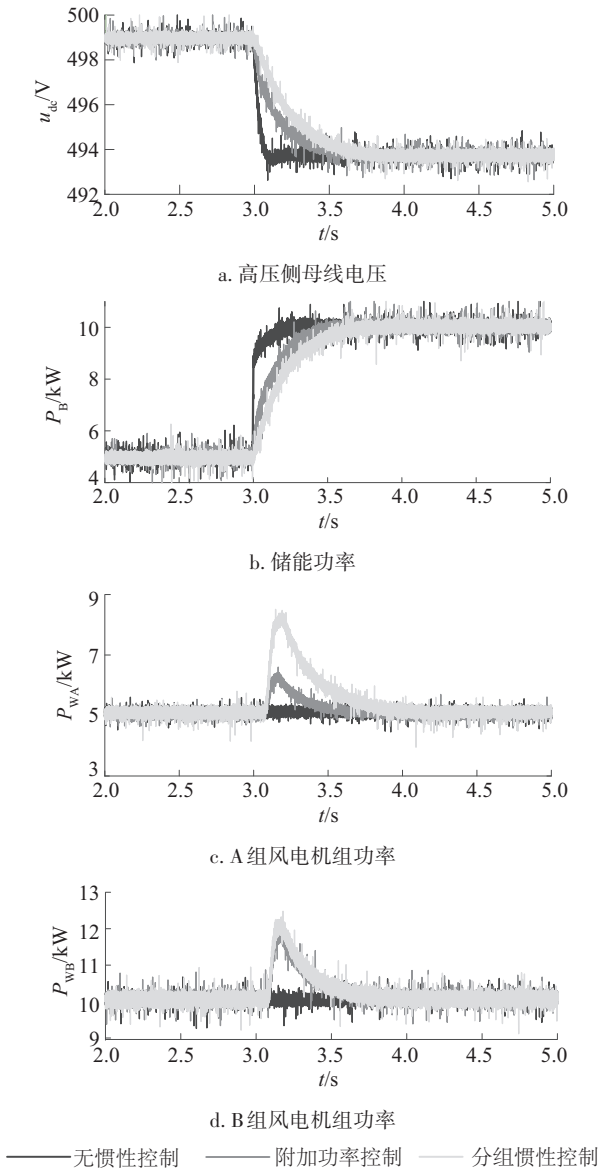


图20 负荷突增系统波形

Fig. 20 System waveform of sudden load increase

压侧母线电压在 0.1 s 内迅速跌落至 494 V。当采用附加功率控制时,风电机组共增发约 3 kW 功率,高压侧母线电压跌落速度降低。当采用分组惯性控制时,A 组风电机组增发约 3 kW 功率,B 组风电机组增发约 2 kW 功率,高压侧母线电压跌落速度更加缓和,抑制电压波动效果明显,对系统的惯性支持能力增强。

3.1.3 储能和风电机组共同提供惯性时高压侧母线电压响应情况

图 21 为负荷突增 5 kW 时,储能和风电机组共同提供惯性时高压侧母线电压的波形。由图 21 可知,仅风电机组提供惯性时,高压侧母线电压在 0.5 s 内迅速从 499 V 跌落至约 494 V,跌落速度较快。仅储能侧提供惯性时,高压侧母线电压用了 1 s 缓慢跌落至约 494 V。共同提供惯性时,高压侧母

线电压用 1.5 s 稳定,变化最为平缓。可见风电机组和储能的惯性控制共同作用时可以有效提高系统的惯性。

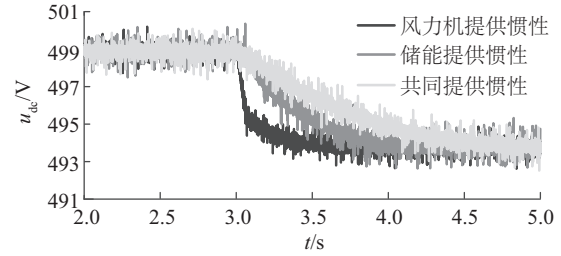


图21 负荷突增时电压波形

Fig. 21 Voltage waveform of sudden load increase

3.2 低压侧母线电压响应情况

系统初始运行状态设置同 3.1 节。储能与风电机组均不提供惯性,负荷采用如下 3 种控制方式:①方式 1,负荷采用定电压控制;②方式 2,负荷采用 2.2.1 节所提虚拟惯性控制;③方式 3,负荷侧采用 2.2.2 节所提自抗扰惯性控制。在 3 s 时负荷功率由 20 kW 突增至 25 kW,系统波形如图 22 所示。

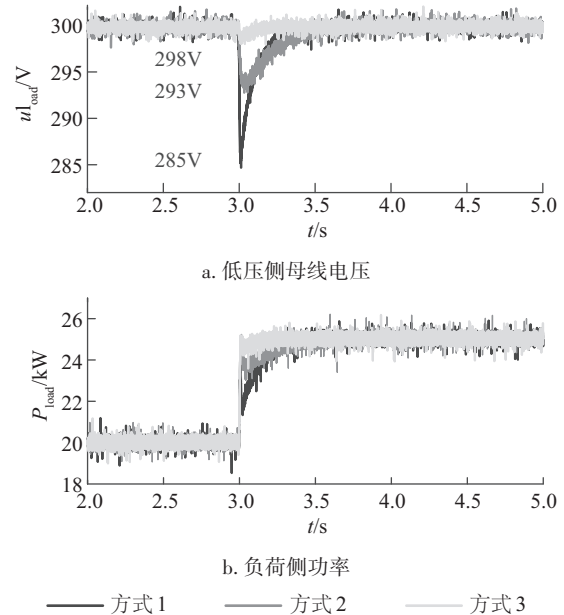


图22 负荷功率突增工况下对比

Fig. 22 Comparison under condition of sudden load power increase

由图 22 可知,在定电压控制下,负荷侧功率增长速度较慢,低压侧母线电压突变 15 V,用 0.5 s 基本过渡至新的稳态。采用虚拟惯性控制时,负荷侧功率增长速度提高,低压侧母线电压突变 7 V,电压跌落幅度减少,但恢复时间延长为 0.8 s。当负荷侧采用优化惯性控制策略时,负荷侧功率几乎瞬间上升至所需数值,低压侧母线电压波动仅为 2 V,恢复时间仅为 0.2 s,具有更小的跌落幅度和更快的恢复速度。

图 23 为负荷侧增益系数 k_p 分别取 10、20、30 时的低压侧母线电压波形。由图可知,随着 k_p 的增加,低压侧母线电

压的跌落幅度逐渐降低。

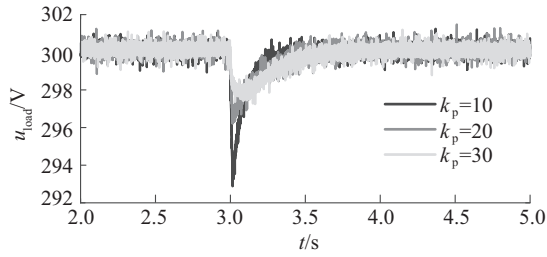


图 23 k_p 变化时母线电压

Fig. 23 Bus voltage waveform when k_p changes

3.3 多级直流微电网的惯性融合控制技术的动态响应

系统初始运行状态设置同 3.1 节, 系统采用如下 3 种控制方式: ①方式 1, 不提供惯性; ②方式 2, 三端换流器即储能单元、风电机组及负荷换流器均为高压直流系统提供惯性; ③方式 3, 所提惯性融合控制, 即储能单元、风电机组换流器向高压侧系统提供惯性, 负荷换流器为低压直流系统提供惯性。此时, C_{v1} 、 C_{v2} 、 k_p 、 C_{virW} 分别取 10、30、30、0.5。在 0.5 s 时投入 5 kW 负荷, 2.5 s 时切除 10 kW 负荷。低压侧和高压侧母线电压的动态响应如图 24 所示。

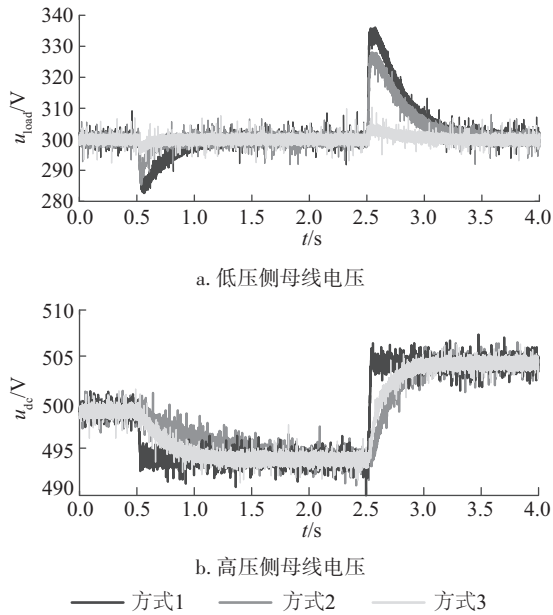


图 24 两侧母线电压波形

Fig. 24 Bus voltage waveforms on both sides

由图 24a 可知, 在投入 5 kW 负荷时, 当三端换流器都不提供惯性时, 低压侧母线电压骤降至约 280 V, 用了 0.7 s 基本过渡至新的稳态, 过渡时间较长。当三端换流器均为高压直流系统提供惯性时, 低压侧母线电压跌落至约 285 V, 相较方式 1 的电压跌落减少了 25%, 且过渡时间也缩短为 0.3 s; 当储能单元、风电机组端换流器向高压直流系统提供惯性, 负荷端换流器为低压直流系统提供惯性时, 低压侧母线电压跌落至约 297 V, 相较方式 1 的电压跌落减少了 85%, 能较好

地维持在额定值附近, 过渡时间约为 0.2 s。在切除 10 kW 负荷时, 低压侧母线电压过渡情况类似, 此处不再赘述。

由图 24b 可知, 当三端换流器都不提供惯性, 高压侧母线电压在投入负荷瞬间骤降至 494 V, 在切除负荷瞬间, 电压又骤升至 505 V。当三端均为高压直流系统提供惯性时, 高压侧母线电压在投入负荷时用了约 2 s 过渡至 494 V, 在切除负荷时用了 1 s 变化到 505 V, 变化得最为平缓; 当储能单元、风电机组端换流器向高压直流系统提供惯性, 负荷端换流器为低压直流系统提供惯性时, 高压侧母线电压在投入负荷时用了约 1.5 s 过渡至 494 V, 在切除负荷时用了 0.7 s 过渡至 505 V。

由以上分析可看出, 当三端换流器均为高压直流系统提供惯性时, 高压侧母线电压的变化最为平缓, 但此时, 低压侧母线由于缺乏惯性支持, 电压跌落幅值为 15 V, 不利于系统稳定。而当应用本文所研究的惯性融合控制时, 能对低压侧系统提供惯性支持, 低压侧母线电压跌落幅值仅为 3 V, 同时高压侧也能维持母线电压的平缓变化。可见, 惯性融合控制虽牺牲了部分对高压侧系统的惯性支持能力, 但可实现高压侧母线和低压侧母线惯性支持的目标。

4 结 论

本文建立多级直流微电网拓扑结构, 分析高压侧和低压侧系统各自的惯性及相互制约关系, 提出多级直流微电网的惯性融合控制技术, 提高了多级母线电压的稳定性。根据理论分析和实验验证得出如下结论:

1) 提出储能和风电机组换流器支撑高压侧母线的惯性控制策略。与高压侧直流母线相连的储能和风电机组换流器通过各自的惯性控制, 储能在传统惯性控制结构中增加电流前馈控制加以改进, 风电机组采用分组虚拟惯性控制, 为高压侧系统提供惯性支持。

2) 提出负荷侧换流器支撑低压侧母线的惯性控制策略。在负荷侧换流器的虚拟惯性控制结构中引入自抗扰控制环节, 有效抑制了低压侧系统的电压波动, 改善了低压侧系统的电能质量。

3) 提出多级直流微电网的惯性融合控制技术, 设计各端虚拟惯性参数。为获得多级系统的最大惯性, 考察各端换流器的惯性支撑潜力, 坚持多端换流器惯性任务就近分配的原则, 实现多端多级惯性支撑的融合控制, 提高了多级直流微电网的惯性支持能力。

[参考文献]

- [1] 赵振民, 程静, 王维庆, 等. 基于 MMC-PET 的直流微电网综合控制策略[J]. 太阳能学报, 2022, 43(10): 458-464.
ZHAO Z M, CHENG J, WANG W Q, et al. Research on DC microgrid lomprensive control strategy based on

- MMC-PET [J]. *Acta energiae solaris sinica*, 2022, 43(10): 458-464.
- [2] 左芸裴, 王德林, 周鑫, 等. 基于虚拟惯量和阻尼参数自适应策略的直流微网电压控制研究[J]. *太阳能学报*, 2023, 44(11): 485-494.
ZUO Y P, WANG D L, ZHOU X, et al. Research on voltage regulation control of DC microgrid based on virtual inertia and damping parameters' adaptive strategy [J]. *Acta energiae solaris sinica*, 2023, 44(11): 485-494.
- [3] 李霞林, 郭力, 王成山, 等. 直流微电网关键技术研究综述[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(1): 2-17.
LI X L, GUO L, WANG C S, et al. Key technologies of DC microgrids: an overview [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(1): 2-17.
- [4] 马幼捷, 袁业沧, 周雪松, 等. 模型信息联合校正型自抗扰控制策略[J]. *太阳能学报*, 2024, 45(3): 389-398.
MA Y J, YUAN Y C, ZHOU X S, et al. Model information combined correction active disturbance rejection voltage stabilizing control strategy [J]. *Acta energiae solaris sinica*, 2024, 45(3): 389-398.
- [5] 朱晓荣, 蔡杰, 王毅, 等. 风储直流微网虚拟惯性控制技术[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(1): 49-58.
ZHU X R, CAI J, WANG Y, et al. Virtual inertia control of wind-battery-based DC micro-grid [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(1): 49-58.
- [6] 王毅, 黑阳, 付媛, 等. 基于变下垂系数的直流配电网自适应虚拟惯性控制[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(8): 116-124.
WANG Y, HEI Y, FU Y, et al. Adaptive virtual inertia control of DC distribution network based on variable droop coefficient [J]. *Automation of electric power systems*, 2017, 41(8): 116-124.
- [7] 于明, 王毅, 李永刚. 基于预测方法的直流微网混合储能虚拟惯性控制[J]. *电网技术*, 2017, 41(5): 1526-1532.
YU M, WANG Y, LI Y G. Virtual inertia control of hybrid energy storage in DC microgrid based on predictive method [J]. *Power system technology*, 2017, 41(5): 1526-1532.
- [8] 刘英培, 周素文, 梁海平, 等. 光储直流配电网灵活虚拟惯性控制策略[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(5): 107-113.
LIU Y P, ZHOU S W, LIANG H P, et al. Flexible virtual inertial control strategy of photovoltaic-energy storage DC distribution network [J]. *Electric power automation equipment*, 2021, 41(5): 107-113.
- [9] 王慧, 赵书强, 孟建辉, 等. 基于下垂曲线截距调整的直流微电网自适应虚拟惯性控制[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(24): 97-105.
WANG H, ZHAO S Q, MENG J H, et al. Adaptive virtual inertia control for DC microgrid based on droop curve intercept adjustment [J]. *Automation of electric power systems*, 2021, 45(24): 97-105.
- [10] 崔健, 吕志鹏, 盛万兴, 等. 一种新型虚拟直流电机控制技术[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(10): 3029-3037.
CUI J, LYU Z P, SHENG W X, et al. A new control technology based on virtual DC motor [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(10): 3029-3037.
- [11] 支娜, 明旭, 张林杰, 等. 模拟直流电机调速特性的双向DC/DC变换器虚拟直流电机控制策略[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(12): 115-121.
ZHI N, MING X, ZHANG L J, et al. Virtual DC machine control strategy for bidirectional DC/DC converter simulating speed regulation characteristics of DC machine [J]. *Electric power automation equipment*, 2022, 42(12): 115-121.
- [12] WANG P Y, ZHAO J F, LIU K L. Parameter-adaptation-based virtual DC motor control method for energy storage converter [J]. *IEEE access*, 2021, 9: 90795-90804.
- [13] 曹新慧, 刘昱良, 苗世洪, 等. 考虑参数自适应的直流微电网DC/DC变换器虚拟惯性控制策略研究[J]. *高电压技术*, 2020, 46(4): 1281-1290.
CAO X H, LIU Y L, MIAO S H, et al. Research on virtual inertial control strategy of DC/DC converter in DC microgrid considering self-adaptive parameters [J]. *High voltage engineering*, 2020, 46(4): 1281-1290.
- [14] 付媛, 刘承帅, 王耀铎, 等. 直流微电网的储-荷虚拟直流电机优化控制技术[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(4): 23-29.
FU Y, LIU C S, WANG Y D, et al. Optimal control technology of storage load virtual DC machine in DC microgrid [J]. *Electric power automation equipment*, 2023, 43(4): 23-29.
- [15] 米芝昌, 任春光, 韩肖清, 等. 基于功率池的双层母线直流微电网协调控制策略[J]. *电网技术*, 2017, 41(6): 1830-1838.
MI Z C, REN C G, HAN X Q, et al. Coordination control strategy of DC microgrid with two DC buses based on power pool [J]. *Power system technology*, 2017, 41(6): 1830-1838.
- [16] 黄崇鑫, 陈振宇, 邓松. 含储能双母线直流微电网电压和功率协调控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(11): 141-149.
HUANG C X, CHEN Z Y, DENG S. Voltage-power coordinated control of a dual-bus DC microgrid with energy storage [J]. *Power system protection and control*, 2023, 51(11): 141-149.
- [17] YANG H Y, ZHANG N N. Multi-voltage grade bus control strategy based on load growth for DC microgrid [C]//2021

- 40th Chinese Control Conference (CCC). Shanghai, China, 2021: 5893-5898.
- [18] QIN J W, XIN Z J, DONG Z, et al. Cooperative control of DC microgrid cluster with different voltage levels [C]// 2023 IEEE 14th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). Shanghai, China, 2023: 897-900.
- [19] 司鑫尧, 赵竞涵, 于森, 等. 一种适用于多电压等级直流配电网的分散式双向电压支撑控制方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(5): 114-120.
- SI X Y, ZHAO J H, YU M, et al. Decentralized bidirectional voltage support control method available for multi-voltage level DC distribution network [J]. Electric power automation equipment, 2021, 41(5): 114-120.
- [20] 李浩, 朱才朝, 樊志鑫, 等. 基于二阶滑膜-PID控制的风力发电机最大功率跟踪策略研究[J]. 太阳能学报, 2022, 43(3): 306-314.
- LI H, ZHU C (C/Z), FAN Z X, et al. Research on maximum power point tracking strategy of wind turbine based on second order sliding model-PID control [J]. Acta energiae solaris sinica, 2022, 43(3): 306-314.
- [21] 周雪松, 刘乾, 马幼捷, 等. 基于改进自抗扰的光伏并网逆变器直流母线电压控制[J]. 太阳能学报, 2022, 43(10): 65-72.
- ZHOU X S, LIU Q, MA Y J, et al. De-link voltage control of photovoltaic grid-connected inverter based on improved active disturbance rejection [J]. Acta energiae solaris sinica, 2022, 43(10): 65-72.
- [22] 施静容, 李勇, 贺悝, 等. 一种提升交直流混合微电网动态特性的综合惯量控制方法[J]. 电工技术学报, 2020, 35(2): 337-345.
- SHI J R, LI Y, HE K, et al. A comprehensive inertia control method for improving the dynamic characteristics of hybrid AC-DC microgrid [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(2): 337-345.
- [23] 刘巨, 姚伟, 文劲宇, 等. 一种基于储能技术的风电场虚拟惯量补偿策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(7): 1596-1605.
- LIU J, YAO W, WEN J Y, et al. A wind farm virtual inertia compensation strategy based on energy storage system [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(7): 1596-1605.

INERTIAL FUSION CONTROL TECHNOLOGY OF MULTI-VOLTAGE-LEVEL DC MICROGRID

Fu Yuan¹, Lin Hongshan¹, Zhang Xiangyu¹, Liu Chengshuai²

(State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China; 2. State Grid Jining Electric Power Company, Jining 272000, China)

Abstract: To meet the inertia requirements of different voltage levels and dynamic operating conditions, this paper proposes an inertial fusion control technology of multi-voltage-level DC microgrid. Initially, a model of a multi-voltage-level DC microgrid is established, and the inertia characteristics of various levels of DC systems are analyzed. Subsequently, aiming to maximize inertia in each system level, the paper considers the involvement of battery storage and renewable energy side converters connected to the system bus. These are engaged in inertia regulation through increased output current feed-forward control and grouped adaptive control. Meanwhile, the low-voltage side use inertia control based on observation compensation with converters connected to their load side to suppress fluctuations. This approach allows converters with inertia regulation capabilities to participate in the graded fusion of inertia in the DC microgrid and designs the inertia parameters for each end. Finally, a multi-voltage-level DC microgrid hardware-in-the-loop simulation platform is constructed to validate the effectiveness of this control strategy.

Keywords: microgrid; wind turbines; DC-DC converters; multi-voltage level; virtual inertia; inertial fusion

附录 A

对储能侧虚拟惯性控制模型进行小信号线性化处理, 可得:

$$\begin{cases} (L_B s + r_B) \Delta i_{LB} = \Delta u_B - d_{Bn} \Delta u_{dc} - u_{dcn} \Delta d_B \\ C_B s \Delta u_{dc} = d_{Bn} \Delta i_{LB} + i_{LBn} \Delta d_B - \Delta i_B \\ \Delta u_s - a_1 (\Delta u_{dcref} - \Delta u_{dc} - k_B \Delta i_B) = \\ a_2 \Delta d_B + a_3 [(\Delta u_{dcref} - \Delta u_{dc} - k_B \Delta i_B) a_4 - \Delta i_B] \end{cases} \quad (A1)$$

式中: k_{Bp} 、 k_{Bi} ——储能侧 PI 环节的比例、积分系数。

$$\begin{cases} a_1 = \left(k_{Bp} + \frac{k_{Bi}}{s} \right) r_B \\ a_2 = \frac{1}{C_{v1} s} \left[(u_{dcref} - k_B i_{Bn} - u_{dcn}) \left(k_{Bp} + \frac{k_{Bi}}{s} \right) d_{Bn} - i_{Bn} \right] \\ a_3 = \frac{d_{Bn}}{C_{v1} s} \\ a_4 = \left(k_{Bp} + \frac{k_{Bi}}{s} \right) d_{Bn} \end{cases} \quad (A2)$$

根据式(A1), 可得不同变量之间的传递函数如下:

$$\begin{cases} G_{b1} = \frac{\Delta d_B}{\Delta u_B} = \frac{1}{a_2}, \quad G_{b2} = \frac{\Delta d_B}{\Delta u_{dcref}} = -\frac{a_1 + a_3 a_4}{a_2} \\ G_{b3} = \frac{\Delta d_B}{\Delta u_{dc}} = \frac{a_1 + a_3 a_4}{a_2} \\ G_{b4} = \frac{\Delta d_B}{\Delta i_B} = -\frac{k_B a_1 + a_3 a_4 k_B + a_3}{a_2} \\ G_{i1} = \frac{\Delta i_{LB}}{\Delta u_s} = \frac{1}{L_B s + r_B}, \quad G_{i2} = \frac{\Delta i_{LB}}{\Delta u_{dc}} = -\frac{d_{Bn}}{L_B s + r_B} \\ G_{i3} = \frac{\Delta i_{LB}}{\Delta d_B} = -\frac{u_{dcn}}{L_B s + r_B}, \quad G_{u1} = \frac{\Delta u_{dc}}{\Delta i_B} = \frac{d_{Bn}}{C_{v1} s} \\ G_{u2} = \frac{\Delta u_{dc}}{\Delta d_B} = \frac{i_{LBn}}{C_{v1} s}, \quad G_{u3} = \frac{\Delta u_{dc}}{\Delta i_B} = -\frac{1}{C_{v1} s} \end{cases} \quad (A3)$$

附录 B

对负荷侧虚拟惯性控制模型进行小信号线性化处理, 可得:

$$\begin{cases} (L_{load} s + r_L) \Delta i_L = d_{load} \Delta u_{dc} + u_{dcn} \Delta d_{load} - \Delta u_{load} \\ C_{load} s \Delta u_{load} = \Delta i_L - \Delta i_{load} \\ \Delta i_{load} - b_1 (\Delta u_{loadref} - \Delta u_{load}) = \\ + b_2 [(\Delta u_{dc} d_{loadn} - (\Delta u_{loadref} - \Delta u_{load}) b_1 r_L) + b_3 \Delta d_{load}] \end{cases} \quad (B1)$$

式中: b_1 、 b_2 、 b_3 ——表达式, $b_1 = (k_{Lp} + k_{Li}/s)$, $b_2 = C_{v2} s$, $b_3 = u_{dcn} - i_{Ln} r_L / d_{loadn}$; k_{Lp} 、 k_{Li} ——负荷侧 PI 环节的比例、积分系数。

根据式(B1), 可得不同变量之间的传递函数如下:

$$\begin{cases} G_{d1} = \frac{\Delta d_{load}}{\Delta u_{loadref}} = \frac{b_1 (1 + b_2 r_L)}{b_2 b_3} \\ G_{d2} = \frac{\Delta d_{load}}{\Delta u_{load}} = -\frac{b_1 (1 + b_2 r_L)}{b_2 b_3} \\ G_{d3} = \frac{\Delta d_{load}}{\Delta i_{load}} = -\frac{1}{b_2 b_3} \\ G_{d4} = \frac{\Delta d_{load}}{\Delta u_{dc}} = -\frac{d_{loadn}}{b_3} \\ G_{i1} = \frac{\Delta i_L}{\Delta u_{dc}} = \frac{d_{loadn}}{L_{load} s + r_L} \\ G_{i2} = \frac{\Delta i_L}{\Delta d_{load}} = \frac{u_{dcn}}{L_{load} s + r_L} \\ G_{i3} = \frac{\Delta i_L}{\Delta u_{load}} = -\frac{1}{L_{load} s + r_L} \\ G_{c1} = \frac{\Delta u_{load}}{\Delta i_L} = \frac{1}{C_{load} s} \\ G_{c2} = \frac{\Delta u_{load}}{\Delta i_{load}} = -\frac{1}{C_{load} s} \end{cases} \quad (B2)$$