含直流储能的双端柔性直流输电技术提高微网并网稳定运行能力的研究

申明, 张晓斌

(西北工业大学 自动化学院, 陕西 西安 710072)

摘 要:为了提高微网并网时稳定运行能力,平抑配电网公共连接点的功率波动与维持功率潮流分布,研究了一种含直流储能的柔性直流输电并网接口系统,根据柔性直流输电和蓄电池数学模型,以直流侧储能单元的充放电与双端功率传输控制和平抑微网并网扰动为目标,提出了基于两段式充电的矢量解耦三环控制及蓄电池的充放电切换控制策略,构建了以蓄电池为储能元件的微网并网系统仿真模型,针对微网内功率变化、蓄电池充放电切换和微网交流系统短路故障等情况进行了仿真分析,结果表明控制策略在保证储能单元的充放电与双端功率传输的基础上,有效地抑制了公共连接点的功率波动,保证了电网潮流分布的稳定。

关 键 词:微网;蓄电池储能;柔性直流输电;功率波动;并网

中图分类号:TM72 **文献标志码**:A **文章编号**:1000-2758(2018)03-0528-07

微网是由分布式电源、储能装置、负荷、能量转换装置及监控保护装置等整合而成的小型发、配电系统[1-2]。将分布式电源以微网的形式接入配电网是充分利用分布式电源的有效手段,由于分布式电源输出功率具有较大的波动性和随机(间歇性)性,当微网通过静态开关接入配电网,会在电网公共连接点(point of common coupling,PCC)处引起功率波动和改变电网潮流分布,进而会影响配电网的电压和频率的稳定[3-4]。

近年来,国内外学者对如何平抑分布式发电出力的间歇性和波动性进行了大量研究,一种方式是在微网并网时,微网内各分布式电源采用 PQ、V/f、下垂等控制策略对自身出力进行调节,保持 PCC 点处的功率平衡。但是,随着负荷减轻,各分布式电源的出力被限制,不能满额输出,造成了浪费[5-7],若微网发生非永久性故障将导致 PCC 点三相电压跌落或不对称。另一种方式是采用分布式或集中式储能实施平抑,储能设备通过电压源变流器(voltage source converter,VSC)可实现四象限灵活运行,起到平抑微网功率波动、“削峰填谷”和不间断供电等作用。但是,储能设备的初始投资和运行费用较高,导致微网运行经济性降低,因此在保证微网运行特性的前提下,应尽量减少储能设备的用量[8-10]。

柔性直流输电(voltage source converter-low voltage direct current,VSC-LVDC)技术是一种新型的输电技术,具有功率双向传输,可向无源网络供电,易于构成多端直流系统等优点,在对输送的有功功率进行快速控制的同时还能动态补偿无功功率,稳定交流母线电压,提高故障穿越能力,非常适用于微网并网[11-14]。因此将 VSC-LVDC 与储能装置结合用于微网并网,既实现平滑 PCC 点处的功率波动,又维持了配网的功率潮流分布,还可提高故障穿越能力[15-17]。

本文在分析微网接入对配电网影响的基础上,针对 10 kV 电压等级的区域微网并网,采用集中式储能配置方式,研究了一种含直流储能的柔性直流输电并网接口系统,提出了基于两段式充电的矢量解耦三环控制策略和蓄电池充放电切换控制方案,并对系统进行仿真分析,结果表明能有效控制交换功率,保持配电网输送功率方向与大小的恒定,抑制

收稿日期:2017-09-01 **基金项目**:国家自然科学基金(51477139)资助

作者简介:申明(1978—),西北工业大学博士研究生,主要从事柔性直流输电、微电网及控制技术研究。

分布式电源和负荷变化引起的功率波动,提高蓄电池使用性能,保证了配电网 PCC 点处的电压与频率稳定。

1　柔性并网接口系统结构

柔性并网接口系统由配网侧换流器(VSC1)、微网侧换流器(VSC2)和储能单元组成,如图 1 所示,换流器采用三相两电平结构。图中,L_{s_1,s_2} 为滤波电感,u_{s_1abc} 为配网三相交流电压,i_{s_1abc} 为配网侧三相交流电流,u_{c_1abc} 为换流器 VSC1 交流侧三相电压,u_{s_2abc} 为微网三相交流电压,i_{s_2abc} 为微网侧三相交流电流,u_{c_2abc} 为换流器 VSC2 交流侧三相电压,u_B 为蓄电池组端电压,i_B 为流经蓄电池的电流,SOC 为储能单元荷电状态(state of charge,SOC)。系统工作时,通过控制 VSC1 可以实现配网 PCC 点处的功率大小与方向的恒定,控制 VSC2 实现储能单元充放电与功率传输,平抑微网功率波动,维持微网内的功率平衡。

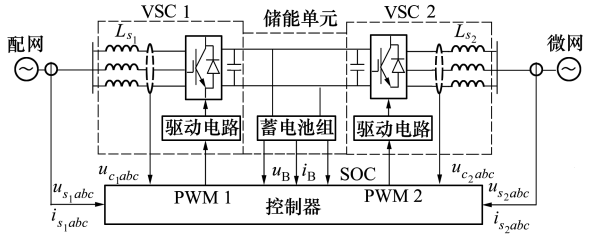


图 1　柔性并网接口系统结构图

2　柔性并网接口数学模型

2.1　两端换流器数学模型

设电网电压三相对称,滤波电感 L_{s_1},L_{s_2} 为线性且不饱和,两侧 VSC 参数相同,且控制独立,因此两侧换流器可以看成 2 个独立且相似的系统,可只对一侧系统进行分析,图 2 为配网侧换流器具体结构,图中,u_{dc_1} 为 VSC1 直流侧电压,i_{dc} 为 VSC1 直流侧电流,i_c 为流经电容的电流,i_d 为流经直流母线的电流。

依据基尔霍夫电压电流定律建立电路方程,并取电感电流和电容电压为状态变量,可得配网侧换流器状态方程如下:

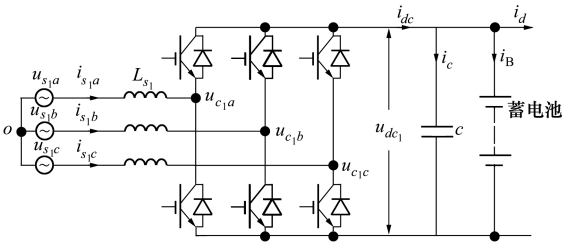


图 2　配网侧换流器结构图

$$\begin{cases} L\dfrac{\mathrm{d}i_{s_1a}}{\mathrm{d}t} = u_{s_1a} - u_{c_1a} - Ri_{s_1a} \\ L\dfrac{\mathrm{d}i_{s_1b}}{\mathrm{d}t} = u_{s_1b} - u_{c_1b} - Ri_{s_1b} \\ L\dfrac{\mathrm{d}i_{s_1c}}{\mathrm{d}t} = u_{s_1c} - u_{c_1c} - Ri_{s_1c} \\ C\dfrac{\mathrm{d}u_{dc_1}}{\mathrm{d}t} = i_{dc} - i_B - i_d \end{cases} \tag{1}$$

对(1)式进行 Clark 和 Park 变换,可得到 dq 坐标系下状态方程,为:

$$\begin{cases} L\dfrac{\mathrm{d}i_{s_1d}}{\mathrm{d}t} + Ri_{s_1d} = u_{s_1d} - u_{c_1d} - \omega Li_{s_1q} \\ L\dfrac{\mathrm{d}i_{s_1q}}{\mathrm{d}t} + Ri_{s_1q} = u_{s_1q} - u_{c_1q} + \omega Li_{s_1d} \\ C\dfrac{\mathrm{d}u_{dc_1}}{\mathrm{d}t} = i_{dc} - i_B - i_d \end{cases} \tag{2}$$

式中,i_{s_1d},i_{s_1q} 为 VSC1 交流侧三相电流的 d,q 轴分量,u_{s_1d},u_{s_1q} 为 PCC 点处电网三相电压的 d,q 轴分量,u_{c_1d},u_{c_1q} 为 VSC1 交流侧三相电压的 d,q 轴分量。

同理,可推得微网侧换流器在 dq 坐标系下的状态方程:

$$\begin{cases} L\dfrac{\mathrm{d}i_{s_2d}}{\mathrm{d}t} + Ri_{s_2d} = u_{s_2d} - u_{c_2d} - \omega Li_{s_2q} \\ L\dfrac{\mathrm{d}i_{s_2q}}{\mathrm{d}t} + Ri_{s_2q} = u_{s_2q} - u_{c_2q} + \omega Li_{s_2d} \\ C\dfrac{\mathrm{d}u_{dc_2}}{\mathrm{d}t} = i_d \end{cases} \tag{3}$$

式中,i_{s_2d},i_{s_2q} 为 VSC2 交流侧三相电流的 d,q 轴分量,u_{s_2d},u_{s_2q} 为 PCC 点处微网三相电压的 d,q 轴分量,u_{c_2d},u_{c_2q} 为 VSC2 交流侧三相电压的 d,q 轴分量,u_{dc_2} 为 VSC2 直流侧电压。

2.2　储能单元数学模型

储能单元采用蓄电池组,使用可控电压源和固

定电阻串联构建的恒内阻模型进行等效,等效电路如图 3 所示。

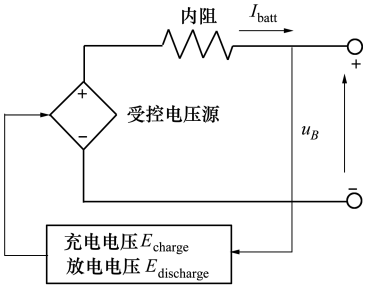


图 3 蓄电池恒内阻模型等效电路

此模型将蓄电池内阻的变化转化为电的变化,能够模拟蓄电池的充放电特性,其开路电压通过非线性方程来计算,其电压方程如下:

充电电压:

$$u_B = E_0 + K\frac{Q}{i_B(t) + 0.1Q}i_B^* + K\frac{Q}{Q - i_B(t)}i_B(t) - Ae^{-B\cdot i_B(t)} \tag{4}$$

放电电压:

$$u_B = E_0 - K\frac{Q}{Q - i_B(t)}i_B^* - K\frac{Q}{Q - i_B(t)}i_B(t) + Ae^{-B\cdot i_B(t)} \tag{5}$$

式中, E_0 为蓄电池起始电压,K 为极化阻抗,Q 为蓄电池容量,i_B^* 为低频动态电流,$i_B(t)$ 为电池导出容量,A 为指数电压,B 为指数容量。

2.3 传输功率关系

根据直流网络分析方法,系统直流侧电压电流关系如下所示:

$$\begin{cases} u_{dc_1} = u_{dc_2} = u_B \\ i_{dc} = i_c + i_B + i_d \end{cases} \tag{6}$$

根据瞬时无功功率理论和 Park 变换,忽略系统内阻和变流器损耗,将 d 轴定位在 PCC 处电压相量时,可以得到稳态时换流器交流侧注入换流器的有功功率、蓄电池吸收的有功功率之间的关系(规定吸收功率为正,发出功率为负),如(7)式所示:

$$\begin{cases} P_{grid} = u_{dc_1}\cdot i_{dc} = \dfrac{3}{2}u_{s_1d}i_{s_1d} \\ P_{micro} = u_{dc_2}\cdot i_d = \dfrac{3}{2}u_{s_2d}i_{s_2d} \\ P_B = u_B\cdot i_B \\ P_{grid} = P_B - P_{micro} \end{cases} \tag{7}$$

式中, P_{grid} 为 VSC1 从配网吸收的功率,P_{micro} 为 VSC2 向微网送出的功率,P_B 为储能单元吸收的功率。

从上述数学模型可知,配网与微网注入与吸收的功率不同时,将改变直流母线电压,当直流母线电压升高至蓄电池充电电压时,蓄电池进行充电吸收功率,反之,则放电发出功率,从而维持直流侧功率平衡。由于要保证配网侧功率恒定,微网侧的功率波动会引起蓄电池充放电状态的切换,从而降低了蓄电池的使用寿命,因此需要协调功率传输与充放电的控制,保证配网与微网的功率平衡和蓄电池的使用性能。

3 并网接口系统控制策略

并网接口系统主要具有 2 个作用:①在并网时,配网与微网之间双向功率传输,并且保证微网功率波动时配网侧 PCC 点的电压稳定;②对蓄电池进行充放电控制,以平抑微网侧的功率波动,并且实现并离网的柔性切换。因此,并网运行时,使配网侧换流器处于主控地位,保证其交换功率的恒定,而蓄电池与微网侧换流器处于被动地位,依据配网指定输送功率、微网吸收的功率和 SOC,改变直流侧电压,控制蓄电池充电或放电;在离网运行时,配网侧换流器将会切断触发脉冲,断开与配网的连接,微网侧换流器与蓄电池构成集中式储能并网单元,向微网提供电压与功率支撑。

3.1 配网侧换流器控制策略

对于配网侧换流器,其控制目标是维持与配网交换功率的恒定,同时具备调节配网无功的能力,因此依据(2)式进行独立解耦控制,外环功率控制器采用定有功功率和定无功功率控制,内环采用电流前馈解耦控制,其控制框图如图 4 所示。图中, P_{grid}^* 为有功功率给定值,Q_{sref}^* 为无功功率给定值。

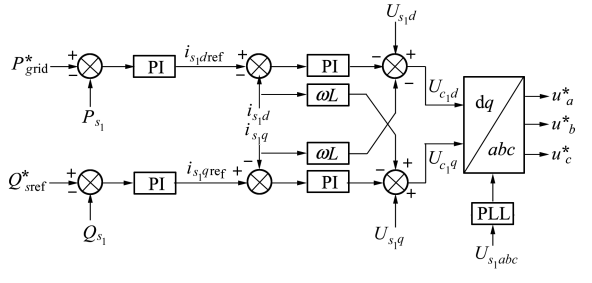


图 4 配网侧换流器控制框图

3.2　微网侧换流器控制策略

对于微网侧换流器,其控制目标是,在并网模式下,维持直流侧电压稳定,同时具备调节微网无功的能力;在离网模式下,直流侧的蓄电池通过微网侧换流器向微网内微电源提供电压源支撑,同时根据各微电源出力和负荷变化提供功率支持。依据(3)式对有功和无功进行解耦,在并网时,外环采用定直流电压和定交流电压控制;离网时,外环采用定有功功率和定无功功率控制;内环采用电流前馈解耦控制,其控制框图如图 5 所示。图中,$U_{dc\mathrm{ref}}$ 为并网时直流侧电压参考值,$U^*_{s\mathrm{ref}}$ 为并网时微网侧交流电压参考值,$P^*_{s_2\mathrm{ref}}$ 为离网时有功功率参考值,$Q^*_{s_2\mathrm{ref}}$ 为离网时无功功率参考值,且令 $Q^*_{s_2\mathrm{ref}}=0$。

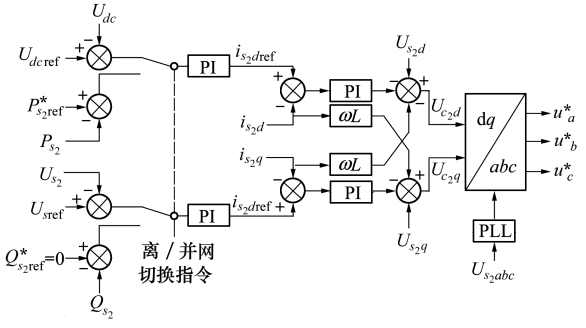


图 5　微网侧换流器控制框图

3.3　储能单元充放电控制策略

蓄电池作为并网系统的重要组成部分,其是否合理地充、放电将直接影响微网并网的运行性能和蓄电池的使用性能。离网时,蓄电池与换流器 VSC2 构成了常规的储能充放电装置,其控制采用 PQ 控制方式即可实现蓄电池的充放电;在并网时,功率传输与充放电两者之间需要综合考虑,因此本文主要对并网状态下蓄电池的控制进行研究,为了提高蓄电池的使用寿命,充电方式采用两阶段充电,放电方式采用恒功率放电,其控制框图如图 6 所示。

图中,i^*_{Bref} 为恒流充电时参考电流,$U^*_{dc\mathrm{ref}}$ 为恒压充电时参考电压。当 $P_{\mathrm{micro}}<0$ 时,说明微网内分布式电源发出的功率不能满足负荷的需要,此时需要配网向微网输送功率,依据 P_{grid} 与 P_{micro} 的关系有以下 3 种情况,其充放电切换控制策略如图 7 所示:

1)当 $P_{\mathrm{grid}}>-P_{\mathrm{micro}}$,说明配网向微网传送的功率大于微网所需功率,则差额部分用于向蓄电池进行充电,此时先检查蓄电池电压状态,如果蓄电池电

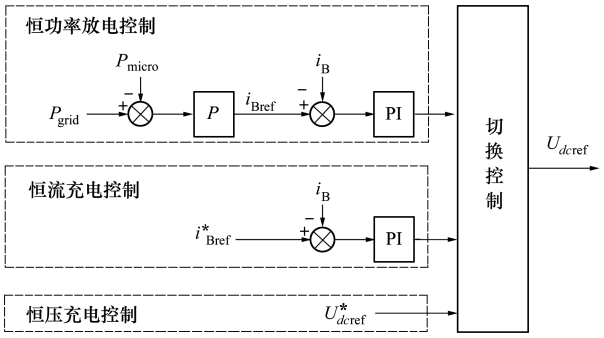


图 6　蓄电池充放电控制框图

压已达到满充电压上限值,则不管功率多余多少都不予以充电;如果蓄电池电压没有超过限值,则给蓄电池充电;然后根据蓄电池 SOC 状态判断选择恒流充电或恒压充电,如果 SOC ≥ 95%,则选择恒压充电,反之选择恒流充电;

2)当 $P_{\mathrm{grid}}<-P_{\mathrm{micro}}$,说明配网传送的功率小于微网所需吸收的功率,蓄电池进入放电状态,此时先检查蓄电池电压,如果蓄电池电压已低于过放电压下限值,则不予以放电;如果蓄电池电压没有超过限值,则蓄电池恒功率放电;

3)当 $P_{\mathrm{grid}}=-P_{\mathrm{micro}}$,说明配网传送的功率等于微网吸收的功率,则蓄电池不进行充放电。

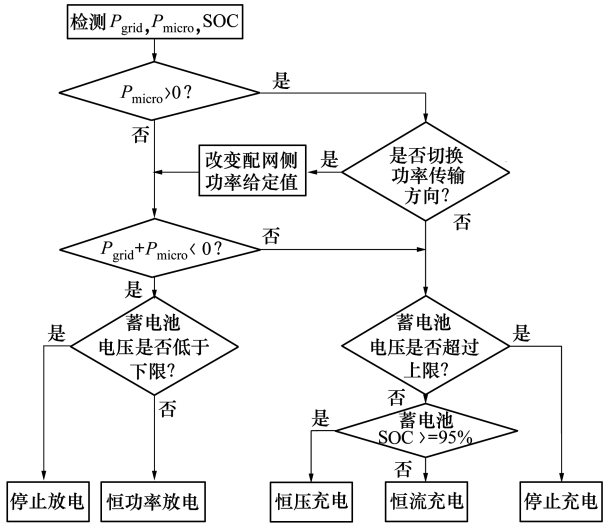


图 7　蓄电池充放电切换控制策略

当 $P_{\mathrm{micro}}>0$ 时,说明微网内分布式电源发出的功率超出微网内负荷的需要,此时微网向配网输送功率或者两端同时向蓄电池充电,若同时向蓄电池充电,则两端换流器的控制策略不变;若向配网输送功率,则只改变 VSC1 功率的传送方向,其余控制方

法与 $P_{micro} < 0$ 时一致。

4 仿真分析

为了验证所提控制策略的正确性，通过 MATLAB 仿真软件对图 1 所示的并网接口系统进行了仿真分析，仿真模型参数如表 1 所示。对电压、电流、功率进行标幺化，取基准交流电压为 0.4 kV，基准直流电压为 0.8 kV，基准额定容量为 0.5 MVA。

表 1 系统仿真模型参数

参数名称	参数值
配电网电压等级/kV	10
配电变压器一次侧电压/kV	10
配电变压器二次侧电压/V	400
配电变压器额定容量/MVA	0.5
微网电压等级/V	400
微网额定容量/MVA	0.5
直流侧额定电压/V	800
蓄电池单体额定电压/V	12
蓄电池单体额定容量/Ah	10
蓄电池串联个数/块	58

图 8 为 $P_{grid} > -P_{micro}$ 时，配网侧、微网侧的功率波形和蓄电池充电工作时的波形。初始工作时，采用蓄电池恒流充电方式，蓄电池充电电流为 30A，蓄电池初始电量为 94.985%，经过一段时间充电，当 SOC=95%时，切换为恒压充电，充电电压为 0.945。在起始工作过程中，SOC 保持上升状态，当 $t \approx 2$ s 时，SOC 达到 95%，此时将恒流充电方式切换为恒压充电方式，电压给定值由 0.932 跳变为 0.945，在经过 0.2 s 后，直流侧电压跟随上给定值；在切换过程中，电流有较大的跳变，充电电流峰值达到 78 A 左右，然后随着蓄电池电压的升高，充电电流逐渐减小，达到恒压浮充状态。当蓄电池充电方式进行切换时，配网侧传送功率未产生跳变，而且传送功率一直跟随给定值，但产生了一定的波动；而微网侧接收的功率小于配网侧传送功率，功率之间的差额用于向蓄电池充电，在充电方式进行切换时，由于蓄电池充电电流跳变，微网侧接收的功率产生了一定的波动；在整个工作过程中配网侧 PCC 点电压一直保持在 1.05，没有产生波动。

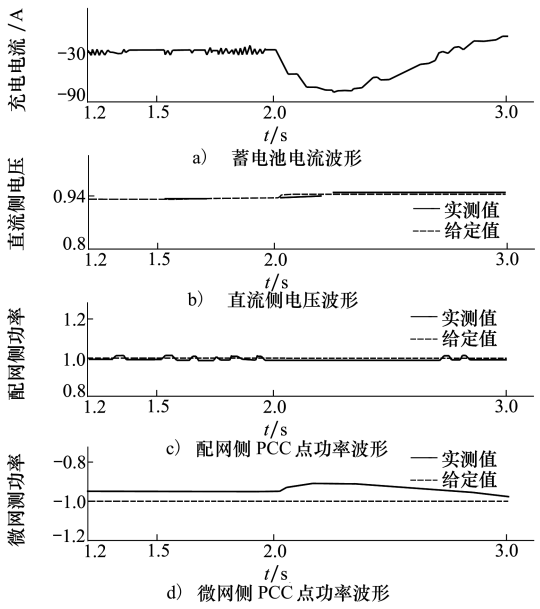


图 8 $P_{grid} > -P_{micro}$ 时，系统工作波形

图 9 为 $P_{grid} < -P_{micro}$ 时，通过并网变流器向微网输送功率时的功率波形。初始工作时，蓄电池为恒压充电方式，初始电量为 96%，充电电压为 0.975，当 $t=2$ s 时，微网侧突加负载，使得 $P_{grid} < -P_M$，从而蓄电池切换为恒功率放电，保证微网侧的功率平衡。当 $t<2$ s，蓄电池处于充电状态，此时配网侧传送功率保持恒定，微网侧接收功率小于配网侧输送功率，蓄电池 SOC 保持上升状态，；当 $t \geq 2$ s 时，微网侧所需功率超出配网侧传送功率，此时蓄电池由充电状态转换为放电状态，SOC 由上升转为下降，配网侧传送功率保持不变，而微网侧接收功率由 0.98 上升到 1.04，超出的 0.04 由蓄电池提供功率。

图 10 为微网侧发生三相短路故障时，未含直流储能的并网接口配网侧 PCC 点处功率与母线电压波形。图中 $t=1.5$ s 时微网侧发生三相短路故障，持续时间为 0.12 s。从图中可以看出，当发生三相短路故障时，配网侧 PCC 点处传送功率下降为 0，经过约 0.3 s 后恢复功率传送，且母线电压产生较大的波动，波动幅度约为 2%。

图 11 为并网变流器工作于恒压充电传输模式，且微网侧发生三相短路故障时，含直流储能的并网接口配网侧 PCC 点处功率与母线电压波形。当 $t=1.5$ s 时微网侧发生三相短路故障，持续时间为 0.12 s。从图中可以看出，当发生三相短路故障时，配网侧 PCC 点处传送功率下降到 0.8，经过 0.3 s 后恢复功率传送，且母线电压产生 0.5%波动。

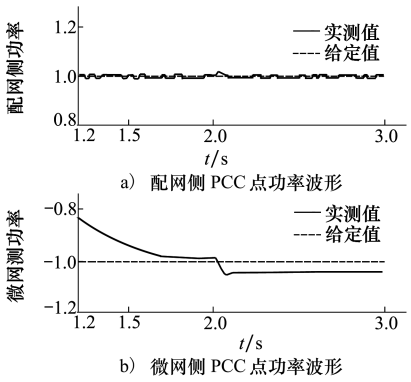


图 9　$P_{grid}<-P_{micro}$时,系统工作波形

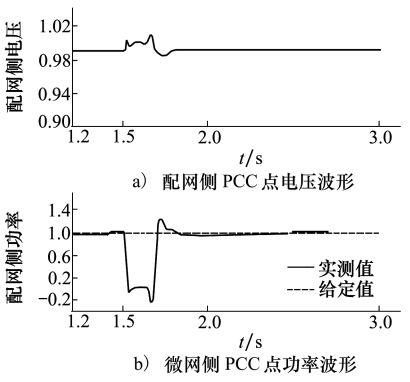


图 10　未含储能单元时微网侧故障配网侧电压与功率波形

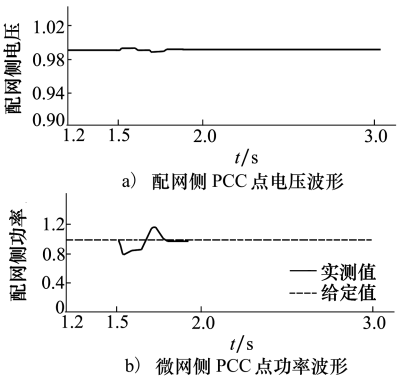


图 11　含储能单元时微网侧故障配网侧电压与功率波形

由以上分析可以看出,含直流储能的柔性并网接口通过对直流侧电压的控制,实现功率的传送和蓄电池的充放电,在微网所需有功功率增加时,储能装置提供有功,而有功功率降低时,储能装置吸收有功,实现微网的稳定控制,保证配网侧的功率恒定,抑制电压波动。当发生三相短路故障时,能够平抑配网侧母线电压的波动,减小配网侧功率波动幅度,较快恢复配网侧 PCC 点的电压与功率传送,起到改善电能质量的作用。

5　结　论

在分析 VSC-LVDC 工作特性与储能装置作用的基础上,研究了一种含直流储能的柔性并网接口,建立了其数学模型,依据数学模型提出了基于阶段充电的双矢量控制策略,搭建了区域微网并网系统仿真模型,实现了直流侧储能单元的充放电与双端功率传输控制,仿真结果说明通过控制 VSC-LVDC 的直流母线电压,能够实现蓄电池的充放电,进一步能够平抑微网内功率波动造成的配网侧 PCC 点电压与功率波动,保持配网的功率潮流分布,减小微网并网时对配网造成的扰动,而且能够有效隔离微网故障,减小微网故障对配网造成的影响。

参考文献:

[1] 杨新法, 苏剑, 吕志鹏, 等. 微电网技术综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1):57-70
Yang Xinfa, Su Jian, Lü Zhipeng, et al. Overview on Micro-Grid Technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1):57-70 (in Chinese)

[2] Guerrero Josep M, Chandorkar Mukul, Lee Tzunglin, et al. Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids Part I_Decentralized and Hierarchical Control[J]. IEEE Trans on Industrial Electronics, 2013, 60(4):1254-1262

[3] 裴玮, 杜妍, 李洪涛,等. 应对微网群大规模接入的互联和互动新方案及关键技术[J]. 高电压技术, 2015, 41(10): 3193-3203
Pei Wei, Du Yan, Li Hongtao, et al. Novel Solution and Key Technology of Interconnection and Interaction for Large Scale Microgrid Cluster Integration[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(10): 3193-3203 (in Chinese)

[4] Singh H, Vadhera S. Comparative Analysis Between SMES and BESS in Application of VSC-HVDC System[C]//2015 Annual IEEE India Conference, 2015: 1-6

[5] Adhikari S, Li F. Coordinated V-F and P-Q Control of Solar Photovoltaic Generators with MPPT and Battery Storage in Microgrids[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2014, 5(3): 1270-1281

[6] 孟建辉, 石新春, 王毅, 等. 改善微电网频率稳定性的分布式逆变电源控制策略[J]. 电工技术学报, 2015, 30(4): 70-79
Meng Jianhui, Shi Xinchun, Wang Yi, et al. Control Strategy of DER Inverter for Improving Frequency Stability of Microgrid

[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(4):70-79 (in Chinese)

[7] Guan Yajuan, Vasquez Juan C, Guerrero Josep M, et al. Frequency Stability of Hierarchically Controlled Hybrid Photovoltaic-Battery-Hydropower Microgrids[J]. IEEE Trans on Industry Applications, 2015, 51(6):4729-4742

[8] 王海波, 杨秀, 张美霞. 平抑光伏系统波动的混合储能控制策略[J]. 电网技术, 2013,37(9):2452-2458
Wang Haibo, Yang Xiu, Zhang Meixia. A Control Strategy of Hybrid Ener gy Storage System Capable of Suppressing Output Fluctuation of Photovoltaic Generation System[J]. Power System Technology, 2013,37(9): 2452-2458 (in Chinese)

[9] 程志江, 李永东, 谢永流, 等. 带超级电容的光伏发电微网系统混合储能控制策略[J]. 电网技术, 2015, 39(10): 2739-2745
Cheng Zhijiang, Li Yongdong, Xie Yongliu, et al. Control Strategy for Hybrid Energy Storage of Photovoltaic Generation Microgrid System with Super Capacitor[J]. Power System Technology, 2015, 39(10): 2739-2745 (in Chinese)

[10] 王冉,王丹,贾宏杰, 等. 一种平抑微网联络线功率波动的电池及虚拟储能协调控制策略[J]. 中国电机工程学报,2015, 35(20):5124-5134
Wang Ran, Wang Dan, Jia Hongjie, et al. A Coordination Control Strategy of Battery and Virtual Energy Storage to Smooth the Micro-Grid Tie-Line Power Fluctuations[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(20): 5124-5134 (in Chinese)

[11] 刘昇, 徐政, 李文云, 等. 用于改善交流系统暂态稳定性的 VSC-HVDC 交流电压-频率协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(19):4879-4887
Liu Sheng, Xu Zheng, Li Wenyun, et al. VSC-HVDC AC Voltage-Frequency Coordination Control Strategy for Improving AC System Transient Stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(19): 4879-4887 (in Chinese)

[12] Moawwad A, Moursi M S Ei, Xiao W. Advanced Fault Ride-Through Management Scheme for VSC-HVDC Connecting Offshore wind Farms[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2016, 31(6): 4923-4934

[13] Erlich I, Feltes Ch, Shewarega F. Enhanced Voltage Drop Control by VSC-HVDC Systems for Improving wind Farm Fault Ride-through Capability[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2014, 29(1): 378-385

[14] 周宏林, 杨耕. 用于大型 DFIG 风电场的混合型 HVDC 系统中整流器的建模与控制[J]. 电工技术学报, 2012, 27(4): 224-232
Zhou Honglin, Yang Geng. Modeling and Control for Rectifier in the Hybrid-HVDC System for DFIG-Based Wind Farm[J]. Trans of China Electrotechnical Society, 2012, 27(4): 224-232 (in Chinese)

[15] Nam T,Shim J W, Hur K. Design and Operation of Double SMES Coils for Variable Power System Through VSC-HVDC Connections[J]. IEEE Trans on Applied Superconductivity, 2013, 23(3): 5701004-5701004

[16] 饶成诚,王海云. 基于储能装置的柔性直流输电技术提高大规模风电系统稳定运行能力的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 42(4):1-6
Rao Chengcheng, Wang Haiyun. Enhancement of the Stable Operation Ability of Large-Scale Wind Power System Based on the VSC-HVDC Embedded in Energy Storage Apparatus[J]. Power System Protection and Control, 2015, 42(4):1-6 (in Chinese)

[17] 唐芬, 姜久春, 吴丹, 等. 考虑电池储能系统荷电状态的有功功率协调控制[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(22): 30-36
Tang Fen, Jiang Jiuchun, Wu Dan, et al. Active Power Coordinated Control Considering SOC of Battery Energy Storage System [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(22): 30-36 (in Chinese)

Research on VSC-LVDC with DC Energy Storage to Improve the Stability of Microgrid Connected to Grid Operation

Shen Ming, Zhang Xiaobin

(School of Automation, Northwestern Polytechnical University, Xi'an 710072, China)

Abstract: In order to improve stability of the microgrid operation connected to distribute network, the power flow fluctuations are smoothed. In this paper, a kind of flexible interconnection interface was studied in this paper, based on voltage source converter low voltage direct current(VSC-LVDC) containing energy storage. According to the mathematical model of VSC-LVDC and battery , a dual vector decoupling three-loop control strategy consisted of stages charging is proposed, and the battery charging and discharging switch control is offered, for charging and discharging of the energy storage, the bidirectional power transmission and suppressing power fluctuations. A simulation model is built that microgrid connected to distribute network using the flexible interconnection interface, and the conditions of power fluctuation, battery charging and discharging switch and the short-circuit fault at the microgrid side AC bus are simulated. The simulation results show that the control strategy effectively suppresses the power fluctuations of point of common coupling(PCC), guarantee the stability of the power flow.

Keywords: microgrid; battery; VSC-LVDC; power fluctuation; grid-connected