

DOI:10.12158/j.2096-3203.2020.03.019

考虑储能 SOC 的微网接口变流器 VSG 协同控制

杜健¹, 王德顺², 冯鑫振², 史如新¹, 杨波², 张宸宇³

(1. 国网江苏省电力有限公司常州供电分公司, 江苏 常州 213003;

2. 中国电力科学研究院江苏省储能变流及应用工程技术研究中心, 江苏 南京 210032;

3. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103)

摘要:储能系统是微电网的重要组成部分,而保证储能系统的荷电状态(SOC)良好则是储能系统乃至整个微网安全高效运行的技术关键。文中提出了一种基于虚拟同步机(VSG)控制的交直流混合微网接口变流器与储能SOC协同控制策略,用以提高混合微网的频率、功率稳定性和系统内各储能SOC的分配合理性。首先对交直流微网两侧分布式电源的下垂控制方式及子网特性进行了分析,之后基于此特性提出了应用于接口变流器的VSG控制策略提高了系统频率功率稳定性,并且在功率分配环节中加入储能系统SOC控制策略,使各子网间储能SOC状态达到平衡,优化储能系统状态。最后利用Matlab/Simulink搭建了交直流混合微网模型对文中提出的算法进行了有效性验证。

关键词:交直流混合微网;储能荷电状态(SOC)控制;接口变流器;虚拟同步机(VSG)控制;SOC优化

中图分类号:TM712

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2020)03-0128-08

0 引言

微电网的规模化应用不仅有效解决了分布式能源的消纳问题,提高了能源系统的安全性和可靠性,也有效改善了用户的供电质量和电网智能化水平^[1-3]。混合微网综合了不同类型微电网的优势,可以满足各类交直流负荷的要求。因此,混合微网将成为未来分布式能源接入配电网的主要形式^[4-6]。在混合微网中起到将交流子网与直流子网相连接的接口变流器不仅要管理两侧子网的功率流动,协调控制交直流子网的能量传输,还要在一侧子网出现故障时作为电源起到电压支撑的作用^[7-10]。同时,协调控制微网内的分布式电源及储能系统也是系统安全高效运行的前提^[11-14]。因此,为接口变流器及混合微网系统内的分布式电源和储能系统设计合理的协同控制策略,在交直流混合微网的安全稳定运行研究中具有重大意义。

目前,国内外学者对交直流混合微网的接口变流器控制方法已经做了许多研究。传统接口变流器通常采用电流控制的方法^[15-17],这种控制方法只能保证额定有功功率分布,而不能对交流母线提供电压支持,甚至在一定程度上恶化了交流子网电压质量。文献[18]提出了利用单位化思想将交直流两侧下垂特性进行统一,并对工作区进行分段,避

免了工作模式的频繁切换,但依然无法克服接口变流器本身惯性系数小,且在大扰动下功率以及频率稳定性差的问题。文献[19]提出了具有虚拟惯性特性的接口变流器虚拟同步机(virtual synchronous generator, VSG)控制方法,提高了交直流混合微网的功率、频率动态稳定性,但没有考虑分布式电源及储能系统的工作状态。文献[20]提出了对交直流混合微网内的储能系统荷电状态(state of charge, SOC)进行控制的方法,将储能系统的SOC作为优化的目标值以提高微网运行的经济效益,但没有真正意义上将接口变流器控制与储能系统控制整合起来。

针对以上问题,提出一种考虑储能SOC的微网接口变流器VSG协同控制策略。首先分析了交直流两侧子网的控制方法,之后依据该控制方法进行推导,并考虑储能SOC结合VSG控制特性,提出接口变流器控制方法。最后在Matlab/Simulink中搭建了交直流混合微网模型对所提出控制策略进行了有效性验证。

1 子网中分布式电源及储能系统的下垂控制

1.1 交流子网中的下垂控制

交流子网中的分布式发电及储能系统普遍采用的是下垂控制^[21]。如图1所示,交流子系统中的有功和无功功率分别与电压频率和幅值成下垂关系。在这种控制方式下,分布式电源及储能系统可

收稿日期:2019-11-23;修回日期:2019-12-26

基金项目:国家重点研发计划资助项目“基于电力电子变压器的交直流混合可再生能源技术研究”(2017YFB0903300)

以按额定功率比例自动分担有功和无功总需求,维持交流子网的稳定运行。式(1)给出了用于获得第 x 个单元电压频率和幅值的下垂控制方程。

$$\begin{cases} f_{ac,H} = f'_{ac} + m_x P_{ac,x} \\ U_{ac,H} = U'_{ac} + n_x Q_{ac,x} \end{cases} \quad (1)$$

式中: f'_{ac} , U'_{ac} 分别为交流微网电压的频率和幅值; $f_{ac,H}$, $U_{ac,H}$ 分别为最大允许电压频率和幅值; $P_{ac,x}$, $Q_{ac,x}$ 分别为第 x 个单元的有功、无功输出; m_x , n_x 为下垂系数。

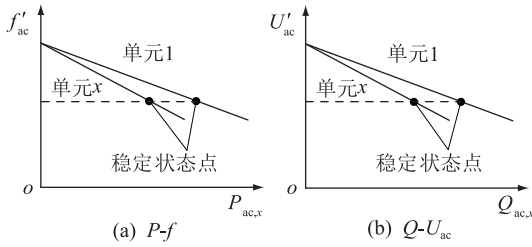


图1 交流子网中的 P - f 和 Q - U_{ac} 下垂特性

Fig.1 P - f and Q - U_{ac} droop characteristic in AC subgrid

交流子系统整体所满足的 P - f , Q - U_{ac} 下垂特性为:

$$\begin{cases} f_{ac,H} = f'_{ac} + m_{ac} P_{ac} \\ U_{ac,H} = U'_{ac} + n_{ac} Q_{ac} \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} m_{ac} = (f_{ac,H} - f_{ac,L}) / P_{ac,max} \\ n_{ac} = (U_{ac,H} - U_{ac,L}) / Q_{ac,max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: m_{ac} , n_{ac} 为交流母线的综合下垂系数; $f_{ac,L}$, $U_{ac,L}$ 分别为最小允许电压频率和幅值; $P_{ac,max}$, $Q_{ac,max}$ 分别为交流子网的额定有功和无功功率。

1.2 直流子网中的下垂控制

与交流子网相比,直流子网因其无需考虑无功功率、频率和相位问题,情况较为简单。其下垂特性如图2所示,直流母线电压随输出有功功率的增加而线性下降^[22]。

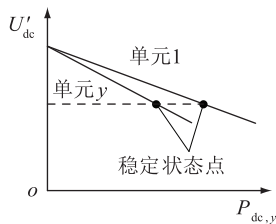


图2 直流子网中的 P - U_{dc} 下垂特性

Fig.2 P - U_{dc} droop characteristic in DC subgrid

在不考虑线路阻抗的情况下,各分布式电源及储能系统在稳态点保持相同的电压。式(4)给出了与直流母线连接的第 y 个单元的下垂方程。

$$U_{dc,H} = U'_{dc} + k_y P_{dc,y} \quad (4)$$

式中: $U_{dc,H}$ 为在空载条件下的最大输出电压; U'_{dc} 为

直流微网电压值; k_y 为第 y 个单元的下垂系数; $P_{dc,y}$ 为第 y 个单元的输出功率。直流子系统整体所满足的下垂特性如下式所示:

$$U_{dc,H} = U'_{dc} + k_{dc} P_{dc} \quad (5)$$

$$k_{dc} = (U_{dc,H} - U_{dc,L}) / P_{dc,max} \quad (6)$$

式中: k_{dc} 为直流母线下垂系数; $P_{dc,max}$ 为直流子网的最大输出有功功率。

2 交直流微网间接口双向功率变流器的虚拟同步机控制

交直流微网间的接口双向变流器旨在正确地管理交流和直流子网之间的功率交换,从而保证整个混合微网中的功率是合理分配的。此外,在某侧子网发生故障事件而失去电源时,为其重要负载提供不间断电源也是接口双向变流器的重要功能之一。由于变流器本身不含有储能元件,具有低惯性的特点,在大功率工作状态下往往存在动态频率稳定性差的问题。而微电网的大的频率变化特点又加剧了这一问题。为了解决这一问题,除了依赖于交流子系统内部的分布式电源及储能系统的调节控制,还应采用恰当的双向变流器控制策略来帮助调节交流子网频率稳定性。因此,文中将VSG控制方法应用于交直流微网的接口双向功率变流器,以提高交流侧频率动态稳定性。

2.1 功率分配控制策略

合理的功率分配是交直流微网接口双向功率变流器的主要任务,也是交直流微网稳定运行的重要保障^[23-24]。交流微网中所有元件拥有一个统一的频率。根据式(2),交流子系统负载功率增加将伴随着交流母线频率的降低。因此,频率变化范围的相对变化量反映了交流子网相对输出的有功功率。同样,直流子网电压的相对变化量也反映了直流子系统相对有功功率变化。然而,交流频率和直流端电压是对应于交流侧和直流侧有功功率的2种不同类型的下垂变量,需要将其标幺化以达到单位范围内的共同变化:

$$\begin{cases} f_{pu} = \frac{f_{ac} - 0.5(f_{ac,H} + f_{ac,L})}{0.5(f_{ac,H} - f_{ac,L})} \\ U_{dc,pu} = \frac{U_{dc} - 0.5(U_{dc,H} + U_{dc,L})}{0.5(U_{dc,H} - U_{dc,L})} \end{cases} \quad (7)$$

假设混合式微网中标幺化后的频率和直流电压相等,此时分布式电源及储能系统之间按其额定功率比例共享交直流子网所需的总有功功率。

文中采用直接频率控制方法来进行有功功率分配,在保持传统控制方案的功能的同时,提高了

频率响应。根据式(2)、式(3)、式(5)和式(6),将交流和直流瞬时有功功率设置为相等,得到实时动态参考频率:

$$f_{ref} = f_{ac_H} - \frac{(f_{ac_H} - f_{ac_L})P_{dc_max}}{(U_{dc_H} - U_{dc_L})P_{ac_max}}(U_{dc_H} - U'_{dc}) \quad (8)$$

完整的功率分配控制策略如图3所示。

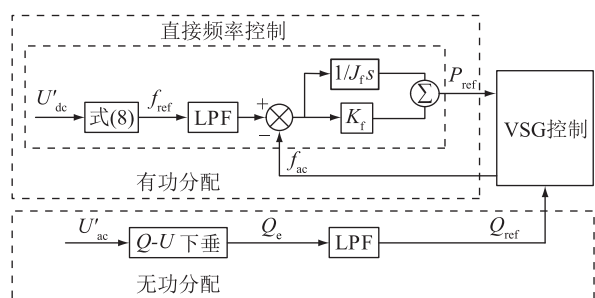


图3 功率分配控制框图

Fig.3 Power sharing control block diagram

直流侧母线电压经过式(8)得到与直流侧电压变化相对应的交流侧实时参考频率 f_{ref} 。为了避免高频谐波引起频率和有功功率的波动,在参考频率 f_{ref} 后添加低通滤波器(LPF)环节。 K_f 为下垂系数,同时加入积分环节 $1/J_f s$ 实现无误差调节,增加频率惯量。

2.2 VSG 控制策略

为了使接口双向功率变流器呈现高惯性、高阻尼,提高动态频率稳定性,文中使用VSG控制策略。

VSG技术是将同步发电机的数学模型应用到变流器中,以模拟同步发电机的惯性及阻尼特性^[18]。同步发电机的简化数学模型可概括为转子模型和定子模型,其表达方程为:

$$\begin{cases} J\omega = T_m - T_e + D_p(\omega_n - \omega) \\ T_e = M_f I_f \langle i_L, \sin\tilde{\theta} \rangle \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} e = \omega M_f I_f \sin\tilde{\theta} \\ Q = -\omega M_f I_f \langle i_L, \cos\tilde{\theta} \rangle \end{cases} \quad (10)$$

$$\tilde{\theta} = \begin{bmatrix} \theta \\ \theta - 2\pi/3 \\ \theta + 2\pi/3 \end{bmatrix} \quad (11)$$

式中: J, D_p 分别为虚拟转子的惯性常数和阻尼; ω 为输出角频率; ω_n 为额定角频率; T_m, T_e 分别为虚拟机械转矩和虚拟电磁转矩; e 为虚拟电势; Q 为无功功率; I_f 为励磁电流; M_f 为定子绕组与励磁绕组之间的最大互感; i_L 为输出电感电流。

VSG控制框图如图4所示。根据式(9),选取适当的惯性阻尼系数 J 和 D_p ,可以优化系统频率动

态特性,使其呈现高惯性,有助于缓解严重的频率振荡问题。参考有功功率和无功功率均由图3所示的功率分配控制部分计算。

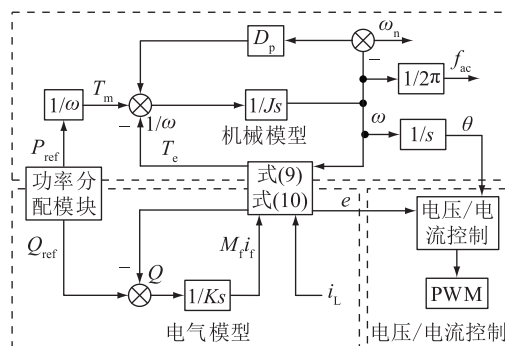


图4 虚拟同步机控制框图

Fig.4 Virtual synchronverter control block diagram

3 基于储能系统SOC的接口变流器协调控制策略

储能系统在混合微网中起到平衡功率、应急电源等功能,SOC是其重要状态指标。通过合理的控制方法控制接口变流器协同所有储能系统进行SOC统一控制有助于使微网内的所有储能系统保持健康的SOC,从而延长储能系统寿命,提高微网的故障耐受度。

并网模式下,整个微网电压支撑以及功率平衡问题都由大电网来解决,各储能系统都以恒定功率进行工作,不需要相互协作控制。此时大电网直接接入交流子网支撑交流子网母线电压和频率。接口变流器通过直流下垂控制发挥直流子网母线电压源的作用。不同接口变流器之间的有功功率则通过第2节中的VSG控制进行合理分配。

在孤岛模式中,储能系统独立支撑着交直流母线电压,此时,若控制接口变流器在一侧作为负载吸收功率,在另一侧作为电源输出功率,则可以实现把功率从一侧传输到另一侧,有效管理各储能系统的SOC。无功功率共享方法与并网模式相同。现提出只考虑SOC的有功功率控制策略,如图5所示。文中所采用的SOC估计方法可以表示为:

$$S_i = S_{i,t=0} - \frac{1}{C_{e,i}} \int P_{in,i} dt \quad (12)$$

式中: $S_i, S_{i,t=0}$ 分别为第 i 个储能单元的SOC和其初始时刻的SOC; $C_{e,i}$ 为第 i 个储能单元容量; $P_{in,i}$ 为第 i 个储能单元输入功率。

SOC控制环节根据两侧储能系统的SOC得出参考有功功率 $P_{ref,SOC}$,参考有功功率经过功率限制环最终输出 δU ,并将其添加到动态频率控制式(8)中,得到:



图5 SOC 协同控制框图

Fig.5 SOC coordinated control block diagram

$$f_{\text{ref}} = f_{\text{ac}_H} - \frac{(f_{\text{ac}_H} - f_{\text{ac}_L})P_{\text{dc}_{\text{max}}}}{(U_{\text{dc}_H} - U_{\text{dc}_L})P_{\text{ac}_{\text{max}}}}(U_{\text{dc}_H} - U'_{\text{dc}} + \delta U) \quad (13)$$

式(13)为加入了 SOC 协同控制的实时动态参考频率方程。通过改变其中的 SOC 协同控制环输出量 δU 大小可以改变方程中的下垂量,从而实现对接口变流器功率传输的协调控制。

表 1 为 SOC 协同控制状态表。SOC 协同控制给出了从一个子网到另一个子网的接口变流器传输的实时参考有功功率。当微电网系统在孤岛模式下运行时,通常尽量要求每一个 SOC 都处在良好的状态。一般来说,存储的 SOC 保持在 50%左右是最佳状态。因此,本控制策略在 SOC 低于 20%或高于 80%时,将对存储的放电或充电功率进行干预。

表 1 SOC 协同控制状态表

Table 1 SOC coordinated control state table

状态	$S_1 < 20\%$	$20\% \leq S_1 \leq 80\%$	$S_1 > 80\%$
$S_2 > 80\%$	1 $P_{\text{ref},\text{SOC}} = P_{n1}$	2 $P_{\text{ref},\text{SOC}} = P_{n2}$	3 减少光伏功率
$20\% \leq S_2 \leq 80\%$	4 $P_{\text{ref},\text{SOC}} = P_{n3}$	5 $P_{\text{ref},\text{SOC}} = 0$	6 $P_{\text{ref},\text{SOC}} = P_{n4}$
$S_2 < 20\%$	7 $S_1 = S_2$	8 $P_{\text{ref},\text{SOC}} = P_{n5}$	9 $P_{\text{ref},\text{SOC}} = P_{n6}$

所提出的策略将 SOC 协同控制划分为 9 个状态。当两侧储能系统的 SOC 都在 20%和 80%之间(状态 5)时表明两侧的储能系统的 SOC 状态良好,接口变流器无需传输有功功率。当两侧 SOC 都超过 80%(状态 3)时,储能系统饱和,应控制分布式电源的输出功率减少以抑制储能系统充电。

当两侧的 SOC 均小于 20%(状态 7)时,两侧的 SOC 都处在一个较低的水平,此时要求两侧的 SOC 可以同步下降,从而最大限度延长整个混合微电网在储能系统支撑下的带电时间。因此,这种情况下的控制策略是保持 SOC 在两侧相等,即 $S_1 = S_2$ 。文中使用一个 PI 控制器来进行充放电功率来实现跟踪:

$$P_{\text{ref},\text{SOC}} = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) (S_1 - S_2) \quad (14)$$

式中: K_p 为比例系数; K_i 为积分系数。当 SOC 的值在状态 2, 4, 6, 8 时,混合微电网中一侧的 SOC 处

于非良好状态。此时应控制处于非良好 SOC 状态的一侧储能系统向着良好状态靠近。当 SOC 的值在状态 1 和状态 9 中时,交直流侧的储能系统的 SOC 都处于相反的非良好状态,此时应控制两侧储能系统 SOC 相互靠近以达到良好状态。

综上所述,表 1 中除去 3、5、7 之外的 6 个状态的详细表达式为:

$$\begin{cases} P_{n1} = -k_1(S_m) \\ P_{n2} = -k_1(S_2 - 0.8) \\ P_{n3} = k_1(S_1 - 0.2) \\ P_{n4} = k_1(S_1 - 0.8) \\ P_{n5} = -k_1(S_2 - 0.2) \\ P_{n6} = k_1(S_n) \end{cases} \quad (15)$$

其中 k_1 为功率控制比例系数。

$$k_1 = 5P_{\text{max}} \quad (16)$$

$$S_m = \max(\text{abs}(S_1 - 0.2), \text{abs}(S_2 - 0.8)) \quad (17)$$

$$S_n = \max(\text{abs}(S_1 - 0.8), \text{abs}(S_2 - 0.2)) \quad (18)$$

P_{max} 是接口变流器的最大有功功率。系数 k_1 使 $P_{\text{ref},\text{SOC}}$ 按比例从 0 变为 P_{max} 。一旦 SOC 达到上边界(100%)或下边界(0%), $P_{\text{ref},\text{SOC}}$ 将达到最大值。

此控制方法在状态边界处所给出的参考功率不会突然改变,因此可以实现不同状态之间的平滑过渡。

4 仿真结果及分析

为了验证所提出的控制策略的有效性,在 Matlab/Simulink 中搭建与如图 6 所示拓扑的仿真模型,其中的元件及控制环节参数如表 2 所示。

文中使用 VSG 控制技术是为了改善交流侧负载瞬变过程中的频率动态稳定性。图 7 为在相同条件下采用不同接口变流器控制方法的仿真频率波形。在 1 s 时,直流侧投入大功率负载,交流子网通过接口变流器共享直流侧的负载功率造成了频率下降。在 3 s 时,交流侧投入大功率负载,交流子网的频率进一步下降。使用传统的接口变流器控制策略^[10],交流子网的母线频率会严重振荡,甚至超过正常频率工作范围(49~51 Hz)。而在使用了虚拟同步机控制策略后,无论直流侧或交流侧负载发生突变,交流侧频率都能够平稳地调节。仿真结果表明该策略可以有效提升暂态稳定性。

同时,虚拟阻尼的加入也对交流侧频率动态响起着重要的作用。合适的阻尼系数可以抑制交流侧频率和有功功率的振荡。具有不同虚拟阻尼系数的交直流微网的负载功率变动频率仿真结果如图 8 所示。

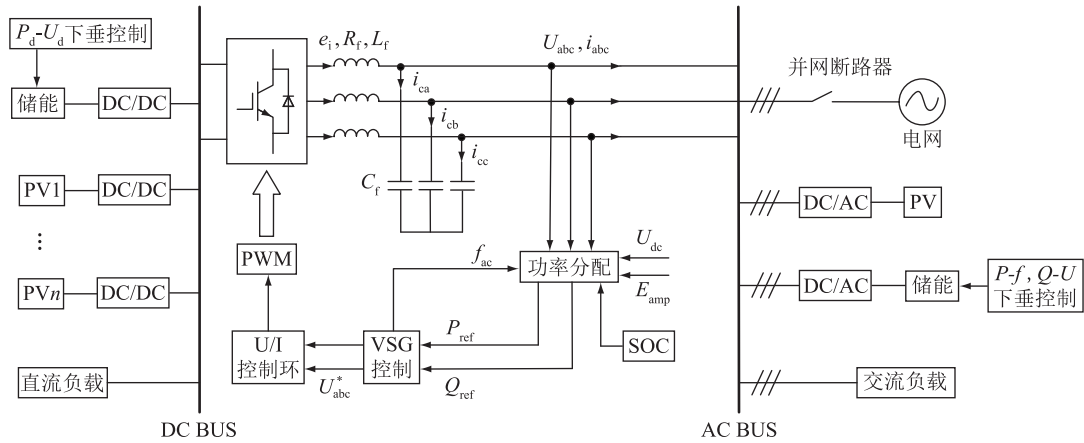


图6 交直流混合微网仿真模型

Fig.6 AC/DC hybrid microgrid simulation model

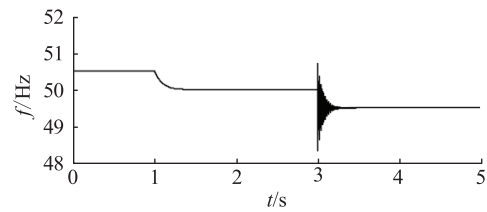
表2 仿真参数

Table 2 Simulation parameters

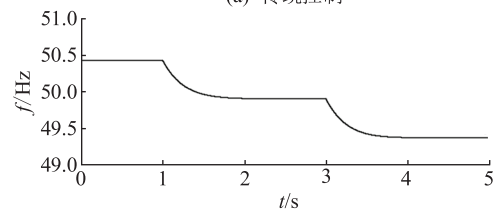
参数	取值
交流母线电压/V	380
交流电压频率/Hz	50
直流母线电压/V	600
额定交流有功负载/kW	30
额定交流无功负载/kvar	5
额定直流负载/kW	36
交流侧光伏峰值功率/kW	40
直流侧光伏峰值功率/kW	80
交流线路电阻/ Ω	0.001
交流线路电感/mH	1.2
直流线路电阻/ Ω	0.001
储能系统容量/ $(\text{kW}\cdot\text{h}^{-1})$	100
变流直流侧电容/ μF	4 700
变流器交流侧电容/ μF	35
变流器交流侧电感/mH	3
功率控制虚拟惯量	2×10^{-5}
虚拟同步机控制虚拟惯量	0.06
虚拟同步机控制虚拟阻尼	50

在没有加入虚拟阻尼 ($D_p = 0$) 的情况下, 直流侧或交流侧的负载投入后均存在明显的频率振荡。在加入一个小的阻尼系数 ($D_p = 5$) 后, 系统频率振荡得到明显抑制。

首先对提出的算法在微电网系统孤岛模式下的维持时间进行测试。设置两侧子网的初始 SOC 为 20%。直流子网中的光伏输出为 37 kW, 交流子网的光伏输出功率为 0。没有 SOC 管理方法的系统仿真结果如图 9(b) 所示。交流侧除了储能系统之外没有其他电源。因此, 交流侧储能系统的 SOC 减少得很快。同时, 直流侧的光伏输出略大于直流负载, 因此直流侧储能 SOC 不会下降。交流微网因在 2 250 s 时储能系统退出运行而失压。采用了 SOC



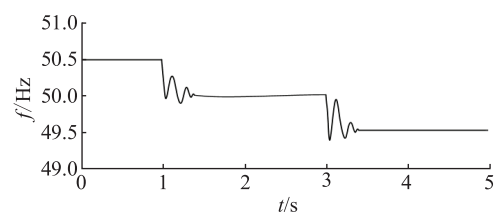
(a) 传统控制



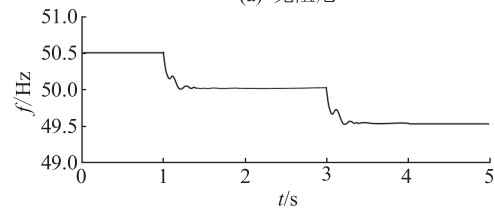
(b) 虚拟同步机控制

图7 不同控制下负载功率变动时的频率仿真波形

Fig.7 Simulation frequency waveforms under different control when load variations



(a) 无阻尼



(b) 小阻尼

图8 不同阻尼下负载功率变动时的频率仿真波形

Fig.8 Simulation frequency waveforms under dump when load variations

管理方法的系统仿真结果如图 9(a) 所示, 两侧的 SOC 经过一段调整过程后同步下降, 整个微网维持了带电状态直到 4 500 s 时才因储能系统退出运行

而失压。相比之下,文中提出的策略可使微电网在恶劣的运行环境中运行更长时间。

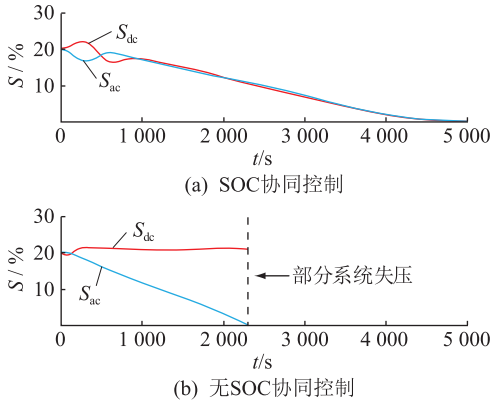


图9 有无 SOC 协同控制对比仿真

Fig.9 Comparative simulation of with SOC cooperative control or not

图 10 为 SOC 协调控制策略的多状态切换测试结果。

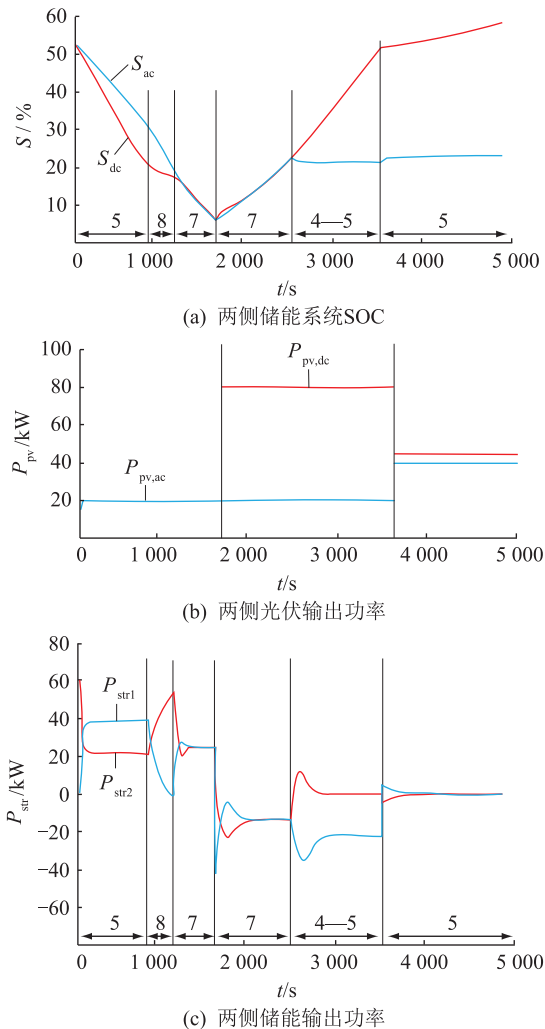


图 10 SOC 协同控制多状态切换仿真

Fig.10 SOC cooperative control multi state switching simulation

初始状态下交直流侧均接入额定负载, $P_{pv,dc} = 0, P_{pv,ac} = 20 \text{ kW}$ 。交直流侧的储能系统初始 SOC 均为 50%。因此,仿真测试从状态 5 开始,第一阶段接口变流器不参与功率传输。经过一段时间后,直流侧的存储 SOC 首先下降到 20%,SOC 协调控制进入状态 8。接口变流器向直流侧输送功率。之后,由于交直流侧的储能系统 SOC 均小于 20%,SOC 协调控制进入状态 7,两侧 SOC 保持同步减少。接着,直流侧光伏输出增加,由于两侧储能 SOC 仍均小于 20%处于状态 7,SOC 同步增加。之后,由于两侧储能系统 SOC 均达到 20%后接口变流器不再传输功率,直流侧的储能系统 SOC 继续增加,交流侧的储能系统 SOC 则保持在 20%,SOC 协调控制在状态 4 与状态 5 的边界上移动。最后,交流侧的光伏输出增加,直流侧的光伏输出减少,SOC 协调控制返回到状态 5。在整个过程中,接口变流器按照预定目标通过控制两侧子网的功率交换维持各储能的 SOC 处于理想状态,起到了 SOC 协同管理的作用。

5 结语

文中提出使用基于储能系统 SOC 状态的虚拟同步机技术的接口变流器控制策略,仿真验证了此控制策略的有效性。

使用此控制策略可以增大微电网接口变流器惯性,提高微电网系统功率、频率稳定性,并很好地保证各子网内储能系统 SOC 状态良好,延长储能系统可支撑系统的最大时间,提高交直流混合微网的故障穿越能力。未来分布式电源以及新能源电源的接入必将依靠于大量的微网及其附属储能系统,文中提出的控制策略为其提供了很好的技术支撑。

本文得到国网江苏省电力有限公司科技项目“储能提高规模化光伏发电消纳和用户用电质量的关键技术研究”资助,谨此致谢!

参考文献:

[1] 张建华,史佳琪,郑德化,等. 微电网运行与控制国际电工委员会标准及国内外比较[J/OL]. 电力系统自动化:1-10 (2018-11-17) [2019-02-13]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20181106.1714.006.html>.
ZHANG Jianhua,SHI Jiaqi,ZHENG Dehua,et al. Microgrid operation and control standards of international electrotechnical commission and comparison at home and abroad[J/OL]. Automation of Electric Power Systems:1-10(2018-11-17) [2019-02-13]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20181106.1714.006.html>.
[2] 徐玉韬,谈竹奎,郭力,等. 含多微电网的柔性中压直流配电中心优化调度方法[J]. 电力系统保护与控制,2019,47(22):148-158.

- XU Yutao, TAN Zhukui, GUO Li, et al. An optimal dispatching method with multi-microgrid for flexible medium voltage DC distribution center [J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(22):148-158.
- [3] 张兆云, 林璞, 王星华. 交直流混合配电网继电保护研究综述[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(5):179-187.
ZHANG Zhaoyun, LIN Pu, WANG Xinghua. Review on relay protection of AC/DC hybrid distribution grids[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(5):179-187.
- [4] 冯悻彬, 汪科, 葛晓慧, 等. 交直流混合微电网系统设计与控制架构分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(23):143-150.
FENG Yibin, WANG Ke, GE Xiaohui, et al. System design and control framework analysis of hybrid AC-DC microgrid [J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(23):143-150.
- [5] 朱永强, 贾利虎, 蔡冰倩, 等. 交直流混合微电网拓扑与基本控制策略综述[J]. *高电压技术*, 2016, 42(9):2756-2767.
ZHU Yongqiang, JIA Lihu, CAI Bingqian, et al. Overview on topologies and basic control strategies for hybrid AC/DC microgrid [J]. *High Voltage Engineering*, 2016, 42(9):2756-2767.
- [6] MALIK S M, AI X, SUN Y, et al. Voltage and frequency control strategies of hybrid AC/DC microgrid: a review [J]. *IET Generation Transmission & Distribution*, 2017, 11(2):303-313.
- [7] 贾利虎, 朱永强, 杜少飞, 等. 交直流微电网互联变流器控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(24):98-104.
JIA Lihu, ZHU Yongqiang, DU Shaofei, et al. Control strategy of interlinked converter for AC/DC microgrid [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(24):98-104.
- [8] 郭宁, 白银娟, 李基康. 并网型微电网优化调度及经济性分析[J]. *供用电*, 2018, 35(4):68-74.
GUO Ning, BAI Yinjuan, LI Jikang. Optimal scheduling and economic analysis of grid-connected microgrid [J]. *Distribution & Utilization*, 2018, 35(4):68-74.
- [9] 唐磊, 曾成碧, 苗虹, 等. 交直流混合微电网中 AC/DC 双向功率变流器的新控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2013, (14):13-18.
TANG Lei, ZENG Chengbi, MIAO Hong, et al. One novel control strategy of the AC/DC bi-directional power converter in micro-grid [J]. *Power System Protection and Control*, 2013, (14):13-18.
- [10] 祝钧, 李瑞生, 毋炳鑫, 等. 交直流混合微电网接口变换器虚拟同步发电机控制方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2017, 45(11):28-34.
ZHU Jun, LI Ruisheng, WU Bingxin, et al. Virtual synchronous generator operation of interlinking converter between AC and DC microgrids [J]. *Power System Protection and Control*, 2017, 45(11):28-34.
- [11] 窦晓波, 徐恣慧, 董建达, 等. 微电网改进多时间尺度能量管理模型[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(9):48-55.
DOU Xiaobo, XU Minhui, DONG Jianda, et al. Multi-time scale based improved energy management model for microgrid [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(9):48-55.
- [12] 林威, 孟宪君, 靳小龙, 等. 计及不同主体的配电网-微电网日前联合优化高度方法[J]. *供用电*, 2018, 35(7):9-12, 33.
LIN Wei, MENG Xianjun, JIN Xiaolong, et al. Unified day-ahead scheduling method for distribution network and microgrids considering different entities [J]. *Distribution & Utilization*, 2018, 35(7):9-12, 33.
- [13] 王禹, 彭道刚, 姚峻, 等. 基于改进粒子群算法的分布式能源系统协同优化运行研究[J]. *浙江电力*, 2019, 38(2):33-39.
WANG Yu, PENG Daogang, YAO Jun, et al. Collaborative optimal operation of distributed energy system based on improved particle swarm optimization [J]. *Zhejiang Electric Power*, 2019, 38(2):33-39.
- [14] 何舜, 郑毅, 蔡旭, 等. 基于荷-储型微网的需求侧管理系统运行优化[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(19):15-20.
HE Shun, ZHENG Yi, CAI Xu, et al. Optimal operation for demand side management based on load-storage microgrid [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(19):15-20.
- [15] JIN C, LOH P C, WANG P, et al. Autonomous operation of hybrid AC-DC microgrids [J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2013, 28(5):2214-2223.
- [16] DHANALAKSHMI R, HEMA V K. Power sharing of an autonomous hybrid microgrid with an interlinking converter [C]// *Iet Chennai Fourth International Conference on Sustainable Energy & Intelligent Systems*. IET, 2015.
- [17] LOH P C, LI D, BLAABJERG F. Autonomous control of interlinking converter with energy storage in hybrid AC-DC microgrid [J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2013, 49(3):1374-1382.
- [18] 谢文超, 朱永强, 杜少飞, 等. 交直流混合微电网中互联变流器功率控制[J]. *电力建设*, 2016, 37(10):9-15.
XIE Wenchao, ZHU Yongqiang, DU Shaofei, et al. Power control of interlinking converter in AC/DC hybrid microgrid [J]. *Electric Power Construction*, 2016, 37(10):9-15.
- [19] 施静容, 李勇, 王姿雅, 等. 交直流混合微电网互联变换器功率流动的柔性控制策略[J/OL]. *电力自动化设备*, 2018(11):1-6(2018-11-18) [2019-02-13]. <https://doi.org/10.16081/j.issn.1006-6047.2018.11.016>.
SHI Jingrong, LI Yong, WANG Ziya, et al. Flexible power flow control strategy for interlinking converter in AC/DC hybrid microgrid [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2018(11):1-6(2018-11-18) [2019-02-13]. <https://doi.org/10.16081/j.issn.1006-6047.2018.11.016>.
- [20] 张志昌, 吴健, 骆钊, 等. 计及储能运行特性的独立型交直流混合微电网优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(19):118-125.
ZHANG Zhichang, WU Jian, LUO Zhao, et al. Optimal scheduling for independent AC/DC hybrid microgrid considering operation characteristics of energy storage [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(19):118-125.
- [21] MAJUMDER R, CHAUDHURI B, GHOSH A, et al. Improvement of stability and load sharing in an autonomous microgrid

- using supplementary droop control loop[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(2): 796-808.
- [22] JIN C, LOH P C, WANG P, et al. Autonomous operation of hybrid AC-DC microgrids[C]//European Conference on Power Electronics & Applications. IEEE, 2011.
- [23] ZHONG Q C, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [24] ZHONG Q C, NGUYEN P L, MA Z, et al. Self-synchronized synchronverters: inverters without a dedicated synchronization unit[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29

(2): 617-630.

作者简介:



杜健

杜健(1975),男,学士,高级工程师,从事电力系统运行与控制相关工作(E-mail: Cz-epcdujian@126.com);

王德顺(1982),男,硕士,工程师,从事电力储能、电力电子控制技术相关工作;

冯鑫振(1986),男,硕士,工程师,从事分布式发电与微电网、储能变流控制技术相关研究工作。

VSG cooperative control of microgrid interface converter considering energy storage SOC

DU Jian¹, WANG Deshun², FENG Xinzhen², SHI Ruxin¹, YANG Bo², ZHANG Chenyu³

(1. State Grid Changzhou Power Supply Company of Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Changzhou 213003, China; 2. Jiangsu Engineering Technology Research Center for Energy Storage Conversion and Application, China Electric Power Research Institute, Nanjing 210032, China; 3. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Nanjing 211103, China)

Abstract: Energy storage system is an important part of micro-grid, and ensuring the storage state of charge (SOC) of energy storage system is the key to the safe and efficient operation of energy storage system and even the whole micro-grid. A storage SOC coordinated control of AC/DC hybrid microgrid interface converter based on virtual synchronous generator (VSG) control is designed, which can improve the frequency and power stability of hybrid microgrid and the rationality of each storage SOC in the system. Firstly, the droop control mode of distributed power supply on both sides of AC-DC microgrid and subnet characteristics are analyzed. Based on this characteristic, a VSG control strategy applied to interface converter is proposed to improve the frequency and power stability of the system. In the power sharing control block, the SOC control strategy of the energy storage system is added to control the interface converter to actively exchange power between subnets in order to optimize the SOC state of each storage system. Finally, an AC/DC hybrid microgrid model is built in Matlab/Simulink to verify the effectiveness of the proposed algorithm.

Keywords: AC/DC hybrid microgrid; storage state of charge (SOC) control; interface converter; virtual synchronous generator (VSG) control; storage state of charge (SOC) optimization

(编辑 钱悦)