

基于模型预测控制算法的多风储直流微电网 分布式电压二次控制策略

朱晓荣,马英乔,赵澄颢

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,河北 保定 071003)

摘要:针对含多组风储单元的直流微电网中蓄电池的电压优化控制问题,提出了一种基于模型预测控制算法的分布式电压二次控制策略。设计了一种多步长预测一致性模型作为电压预测模型,通过目标函数最小化求解预测系数,得到最优电压二次控制补偿量加入一次控制中,将传统一致性算法中比例积分控制器下的偏差调节问题转化为模型预测控制器下的电压跟踪问题进行求解,从而实现对直流母线电压动态响应的滚动优化。该方法有效解决了传统一致性算法下电压控制策略瞬态特性差和部分工况下存在控制误差等问题,并通过 MATLAB/Simulink 仿真平台搭建模型验证了不同工况下所提策略的有效性和优越性。

关键词:直流微电网;储能;分布式电压二次控制;模型预测控制;优化

中图分类号:TM 761⁺.1

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202110038

0 引言

近年来,随着全球能源危机和环境污染等问题的日益凸显,以风电和光伏为主的可再生能源发电技术得到了广泛重视。为了解决分布式发电系统大规模并网对电力系统稳定运行造成的冲击问题,学者们提出了微电网的概念^[1]。相较于交流微电网,直流微电网由于具有不存在无功损耗等特点使其在直流负荷需求量不断增长的今天占据了愈发重要的地位^[2]。

直流微电网能够联合运行在并网模式下,也可以独立运行于孤岛模式中。在没有大电网支撑的孤岛模式中,可再生能源渗透率较高的直流微电网需要利用储能系统作为能量缓冲单元来平抑功率波动和稳定直流母线电压等。目前,多储能直流微电网的协同控制方法可以根据时间尺度和控制目标分为一次、二次和三次控制^[3],下垂控制^[4]作为应用最广泛的一次控制策略,具有无需通信和即插即用的显著优点,但其局限性也同样不容忽视。

在含多个储能单元的直流微电网中,由于线路阻抗的存在,下垂控制需采用较大的下垂系数以保证功率分配的合理性,然而下垂系数变大会导致各单元直流母线电压的稳态偏差值增大,从而影响系统稳定性。电压二次控制的主要目标之一就是解决这类问题。目前,二次控制根据通信方式的不同可分为集中式、分散式和分布式控制^[5],其中分布式控制结合了集中式和分散式控制的优势,能够通过相邻单元的信息交互进行就地控制,是一种应用广泛的协同控制手段。

分布式控制策略可根据其对下垂控制的补偿方

法分为一般补偿法和优化补偿法^[6]。一般补偿法利用经典控制理论,通过调节器对电压、电流等物理量的偏差值进行补偿^[7],或者通过关联物理量的变化值改变下垂系数^[8-9],从而对下垂曲线进行补偿。优化补偿法则在一般补偿法的基础上,利用各种优化算法计算补偿量以实现控制目标最优化,目前应用最广泛的优化补偿法是基于一致性算法的分布式二次控制策略^[10-13]。基于电压观测器的二次电压控制效果易受控制器初值及通信时延影响,文献^[15]提出了一种基于电压优化的二次电压控制,解决了控制器初值和通信时延对控制效果的影响,但控制器采用比例积分(PI)控制环节,其瞬态特性有待提高,且在系统拓扑结构发生变化时控制器的性能还需要进一步研究。

作为目前应用最多的控制器之一,PI控制器用于二次控制时会增加系统的参数敏感度,且其瞬态特性易受影响。基于此,模型预测控制(MPC)^[16]作为一种适用于复杂系统、控制性能优越的控制策略得到了广泛应用。文献^[17]将交流微电网中的电压二次控制和频率控制转换为 MPC 算法下的跟踪一致性问题,以各分布式发电单元的小信号模型为预测模型进行滚动优化,通过中心控制器处理并传递信息,相较于 PI 控制器下的二次控制具有较高的鲁棒性,但对通信要求较高。

本文提出一种基于 MPC 算法的多风储直流微电网分布式电压二次控制策略,设计了一种在线校正的电压预测一致性模型,在目标函数的约束下对预测系数进行优化求解,从而得到最优电压补偿量加入一次控制中,有效减小了直流母线电压的稳态偏差。仿真分析了控制器初值、通信时延、目标函数的权重系数、系统拓扑变化及预测步长对控制器控

制性能的影响,结果表明本文方法具有较强的鲁棒性和较好的瞬态特性。

1 直流微电网系统结构及图论

本文以独立运行的含多组风储系统的环型直流微电网为研究对象,其结构如图 1 所示,风储系统由风机单元、储能系统单元(ESS)及恒功率负荷组成,其中风机采用最大功率点跟踪控制,蓄电池承担调压任务。图中 Z_{13} 、 Z_{12} 、 Z_{23} 分别为直流母线 1 和 3、1 和 2、2 和 3 之间的线路阻抗。

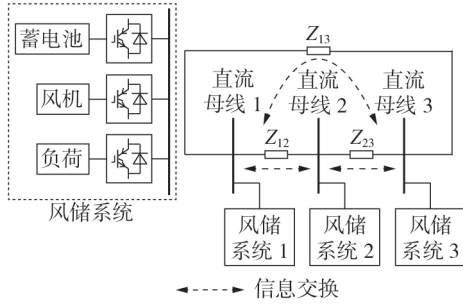


图 1 独立直流微电网结构图

Fig.1 Structure diagram of independent DC microgrid

一致性算法也称为多智能体一致性算法,其本质是通过设计一定的一致性协议,使得网络中各个智能体的某些量更新迭代,直至趋于相同的值。图 1 所示直流微电网中的虚线箭头表示直流母线间的信息交换网络,通过相邻直流母线间的信息交换构建稀疏网络信息矩阵,以此获得全网一致性响应。由此构建附录 A 图 A1 所示的 N 节点分布式 ESS 通信网络,该网络拓扑一般为环形结构。该类通信网络可以用有向图 $G_N \triangleq (V_N, E_N)$ 表示,其中顶点集 $V_N = \{v_1, v_2, \dots, v_N\}$ 表示有向图中所含的直流母线集合,边集 $E_N = V_N \times V_N$ 表示节点序对的集合。当直流母线 i 和直流母线 j 存在信息交流时, $(v_i, v_j) \in E_N$, 且 2 条直流母线间的通信权重 $a_{ij} = 1$, 否则为 0。该网络拓扑的拉普拉斯矩阵可表示为 $L = D_N - A_N$, 其中 $D_N = \text{diag}[\sum a_{ij}]$ 为度矩阵, $A_N = [a_{ij}]$ 为通信权重矩阵。

在 N 节点分布式 ESS 通信网络中,能够在有限时间内收敛的一般共识协议迭代过程^[15]如式(1)所示。

$$\dot{x}_i = \sum_{j=1}^N a_{ij} (x_j - x_i) \quad (1)$$

式中: x_i 、 x_j 分别为直流母线 i 、 j 的状态变量; $\dot{x}_i$ 为迭代后直流母线 i 的状态变量。

式(1)的向量形式可表示为:

$$\dot{X} = -LX \quad (2)$$

在一致性协议下,只要通信网络中包含一簇有向生成树,各直流母线状态变量就一定能够收敛于其算术平均值。

2 分布式电压二次控制策略

2.1 基于一致性算法的分布式电压二次控制策略

目前直流微电网电压多采用分层控制,电压一次控制采用电压-电流($V-I$)下垂控制,电压二次控制采用分布式控制,其输出叠加在下垂控制的电压参考值上,使下垂特性曲线平行移动。直流母线 i ($i=1, 2, \dots, N$) 的电压表达式为:

$$\begin{cases} v_{busi}(k) = v_0^*(k) - k_i i_{di} \\ v_0^*(k) = v_{ref} + \Delta v_{si}(k) \end{cases} \quad (3)$$

式中: $v_{busi}(k)$ 为 k 时刻直流母线 i 的电压; $v_0^*(k)$ 为 $v_{busi}(k)$ 初始值; v_{ref} 为系统电压参考值; k_i 为与直流母线 i 相连蓄电池的 $V-I$ 下垂系数; i_{di} 为下垂控制的输出电流; $\Delta v_{si}(k)$ 为加入电压一次控制中的电压二次控制补偿量。直流母线电压调节原理图见附录 A 图 A2,在原下垂曲线 l_d 的基础上加入二次电压调节量,使其整体向上平移变为 l'_d , 从而在功率分配比例不变的情况下令直流母线电压恢复至额定值。

基于一致性算法的电压观测器表达式为:

$$v_{avgi}(k) = v_{busi}(k) - \int_{j=1}^N a_{ij} (v_{avgi}(k) - v_{avgj}(k)) dk \quad (4)$$

式中: $v_{avgi}(k)$ 、 $v_{avgj}(k)$ 分别为与直流母线 i 、 j 相连的风储单元中由电压观测器获得的平均电压观测值。

将平均电压观测值与参考值之差输入 PI 控制器进行调整,可以得到直流母线电压的二次补偿量。采用了这种电压观测器的动态一致性算法本质上是一种单积分一致性算法,电压观测器所测得的平均电压的准确度取决于积分器工作状况和线路信息交换情况。当积分器存在初值或线路存在通信时延时,电压观测器获得的平均电压观测值存在误差,会直接导致各电压二次控制器输出的电压补偿量同时出现偏移,使得电压稳态偏差成倍增加。除此之外,在系统线路出现故障导致系统网络结构发生变化时,以连通性为基础的一致性算法控制下会出现电压观测器获得的电压二次补偿量与蓄电池实际所需要的补偿量相差过多的现象,从而导致系统内各单元直流母线电压偏差进一步增大。

因此,本文提出一种基于 MPC 算法的分布式电压二次控制策略,将基于电压观测器的电压控制问题转换为一个优化问题。通过对灵活可变的预测系数进行滚动优化来减小中间变量的准确度对输出量的影响,同时在目标函数中考虑系统连通性对电压的影响,从多个方面提高所提控制策略的控制性能。

2.2 基于 MPC 算法的分布式电压二次控制策略

2.2.1 多步长电压预测一致性模型

在多母线直流微电网中,减小直流母线电压稳

态偏差是电压二次控制的主要目标之一。为了更好地保证系统运行电压水平,本文定义直流母线*i*的电压控制误差 e_i 如式(5)所示。

$$e_i = e_{si} + e_{refi} \quad (5)$$

$$e_{si} = \sum_{j=1, j \neq i}^N a_{ij} (v_{busj} - v_{busi}) \quad (6)$$

$$e_{refi} = v_{ref} - v_{busi} \quad (7)$$

式中; e_{si} 为状态一致性偏差,表示相邻单元间的直流母线电压的状态差异; e_{refi} 为电压跟踪偏差,表示直流母线电压 v_{busi} 与系统电压参考值 v_{ref} 之差。

MPC算法作为一种经典的控制算法,主要包括设计预测模型和目标函数、滚动优化以及反馈校正4个步骤,其中预测模型的多样性、反馈校正的鲁棒性和滚动优化的时变性使该算法能够更好地适应复杂系统。但当预测模型设计不当或者系统出现未知干扰时,系统输出的预测值就可能会偏离实际值,此时相较于反馈校正,在预测模型中直接引入在线校正方法具有更好的实时性。

因此,本文提出一种在线校正的预测一致性模型,以控制误差 e_i 作为校正目标,在预测模型中加入一组预测系数 μ_i ,通过目标函数最小化实现对各单元预测系数的不断寻优,从而求得使系统动态特性达到最优值的电压二次控制补偿量。各直流母线电压预测模型表达式为:

$$\begin{cases} v_{busi}(k+1) = v_{busi}(k) + \Delta v_{si}(k) \\ \Delta v_{si}(k) = \mu_i \int \left[\sum_{j=1}^N a_{ij} (v_{busj}(k) - v_{busi}(k)) + v_{ref} - v_{busi}(k) \right] dk \end{cases} \quad (8)$$

式(8)的矩阵形式可表示为:

$$\begin{cases} \mathbf{V}(k+1) = \mathbf{V}(k) + \Delta \mathbf{V}_s(k) \\ \Delta \mathbf{V}_s(k) = \mathbf{M} \int ((\mathbf{L} - \mathbf{E}_N) \mathbf{V}(k) + \mathbf{E}_v) dk \end{cases} \quad (9)$$

式中: $\mathbf{V}(k) = [v_{bus1}(k), v_{bus2}(k), \dots, v_{busN}(k)]^T$ 为直流母线电压矩阵; $\Delta \mathbf{V}_s(k) = [\Delta v_{s1}(k), \Delta v_{s2}(k), \dots, \Delta v_{sN}(k)]^T$ 为直流母线电压二次控制补偿量矩阵; $\mathbf{M}$ 为以预测系数 $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_N$ 为对角线元素,其余元素为0的系数矩阵; $\mathbf{E}_N$ 为 N 维单位阵; $\mathbf{E}_v = v_{ref} \mathbf{I}_N$ 为附加矩阵, $\mathbf{I}_N$ 为 N 阶单位列向量。

在复杂多变的电力系统中,单步长的预测模型有利于系统对突发状况的响应,但预测步数较少有时也会导致跟踪精度不够。设MPC算法的预测步长为 p ,则 $k+p$ 时刻下的电压预测模型为:

$$v_{busi}(k+p) = v_{busi}(k) + \Delta v_{si}(k+p|k) \quad (10)$$

$$\Delta v_{si}(k+p|k) = \sum_{j=0}^{p-1} \Delta v_{si}(k+j) \quad (11)$$

式中: $\Delta v_{si}(k+p|k)$ 表示系统在 k 时刻对 $k+p$ 时刻的直

流母线电压值进行预测的迭代过程中每一步电压补偿量之和。电压二次控制器通过 k 时刻的电压状态对 $k+1, k+2, \dots, k+p$ 时刻系统直流母线电压值进行预测,将 $k+p$ 时刻的电压预测值以及总补偿量代入目标函数中进行寻优,取最优解 μ_i 代回模型中得到当前时刻电压二次控制补偿量 $\Delta v_{si}(k)$ 加入电压外环控制中,动态地对每一步输出进行在线校正,从而实现系统电压的滚动优化。

2.2.2 蓄电池母线电压预测目标函数及控制框图

为了提高系统电压运行水平,在当前以及未来不同时刻,微电网系统中各单元的线电压平均值应趋于电压参考值附近。本文设计目标函数为:

$$\begin{aligned} J_v(k) = & w_1 \left| \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_{busi}(k+p) - v_{ref} \right| + \\ & w_2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1, j \neq i}^N a_{ij} \left| \Delta v_{si}(k+p|k) - \Delta v_{sj}(k+p|k) \right| + \\ & w_3 \sum_{i=1}^N \left| v_{busi}(k+p) - v_{ref} \right| \end{aligned} \quad (12)$$

该目标函数由3类惩罚项及其所对应的权重系

数 $w_1 \sim w_3$ 组成。第一项 $w_1 \left| \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_{busi}(k+p) - v_{ref} \right|$ 表示对于各单元直流母线电压 $k+p$ 时刻下电压预测值的平均值与系统电压参考值间跟踪误差的惩罚项;第二项 $w_2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1, j \neq i}^N a_{ij} \left| \Delta v_{si}(k+p|k) - \Delta v_{sj}(k+p|k) \right|$ 表示对于 $k+p$ 时刻下施加在下垂控制中的电压二次控制补偿量的相邻直流母线状态偏差的惩罚项;第三项 $w_3 \sum_{i=1}^N \left| v_{busi}(k+p) - v_{ref} \right|$ 表示各直流母线电压 $k+p$ 时刻下电压预测值与电压参考值的误差惩罚项。在功率正常流动的多母线直流微电网中,各直流母线电压值不完全相等,第三项不为0,此时优化器的求解重心放在前2项上,设定权重系数 $w_1 = w_2$ 。当系统线路发生故障时,为避免此时出现直流母线电压平均值达到系统电压参考值,但各直流母线电压值与系统电压参考值偏差较大的情况,需要设立较大的权重系数使得优化器首先以第三项为核心目标进行优化,因此本文设定 $w_3 > w_1 = w_2$ 。当直流母线电压波动,控制器开始动作时,3项一同优化。随着各直流母线电压逐渐恢复到参考值附近,微电网系统中各单元间也逐步恢复稳定的功率流动,优化器重新以第一、二项作为核心约束进行迭代求解,实现对直流母线电压的稳态偏差控制。

权重系数的选择只需要考虑目标优先级,权重系数数值大小与目标项的优先级相对应,其具体数值不影响系统优化结果及模型动态性能。本文设定

$w_1=w_2=0.1, w_3=0.5$ 。这样就实现了将分布式电压二次控制转化为电压跟踪问题,再进一步转化为滚动求解多目标函数的过程。

基于该 MPC 算法的分布式电压二次控制具体流程如图 2 所示。由图可知,系统以一定的采样周期从通信网络中收集本地和相邻单元的电压信息,利用预测模型求得下一时刻电压预测值,该电压预测值是预测系数 μ_i 的函数,通过求解多目标优化函数得到最优预测系数 μ_{ibest} ,将最优预测系数代入式(8)计算得到相应的电压二次控制补偿量,最后根据式(3)实现各直流母线电压对参考值的跟踪。

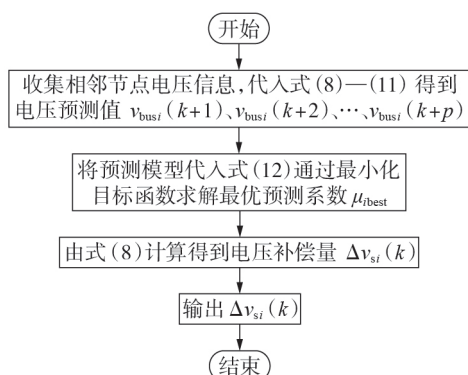


图 2 MPC 算法流程图

Fig.2 Flowchart of MPC algorithm

蓄电池采用电压外环和电流内环的级联控制器结构,电流控制器的输出控制换流器开关管的开通和关断,从而实现直流母线电压的控制,其电压控制框图如附录 A 图 A3 所示。

3 仿真分析

为了验证本文所提基于 MPC 算法的直流微电网电压二次控制策略的有效性,在 MATLAB / Simulink 仿真平台建立了如图 1 所示含 3 个蓄电池的直流微电网模型,二次电压的多目标优化过程采用 YALMIP 工具箱函数编程求解,系统参数如附录 A 表 A1 所示。

3.1 负荷变化时 MPC 算法下的控制系统性能验证

微电网系统离网运行,根据系统参数,风储单元 1 中风机功率过剩,蓄电池 1 处于充电状态,风储单元 2、3 中的蓄电池放电,与风机一同为负荷供电,3 个单元之间功率流动幅度极小。 $t=7$ s 风储单元 2 中增加 40 kW 恒功率负荷,风储单元 2 中的蓄电池和风机功率小于其负荷功率。为了实现功率平衡及保证各直流母线的电压水平,直流母线之间会存在功率流动,流动功率的大小取决于直流母线间的电压差和线路阻抗。

负荷变化时,基于一致性算法和基于 MPC 算法的各直流母线电压动态响应如图 3 所示,电压二次控制补偿量变化情况如附录 A 图 A4 所示。在仿

真中,基于一致性算法的二次控制和下垂控制的周期均为 20 μ s;基于 MPC 算法的电压二次控制周期为 2 ms。

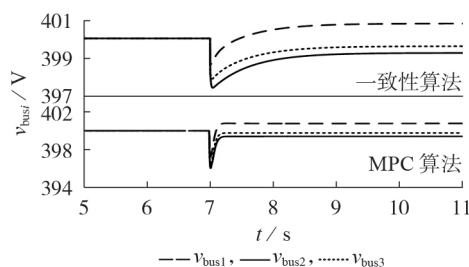


图 3 负荷变化时不同算法下的电压响应

Fig.3 Voltage response based on different algorithms under load variation

由图 3 可见,负荷变化前,由于各风储单元内部能够实现功率自治,3 个单元间没有功率流动,其直流母线电压值稳定在额定值 400 V。负荷增加时,各直流母线电压降低,在下垂控制和二次控制共同作用下,各直流母线电压逐渐上升达到稳态,3 个直流母线电压的平均值等于系统电压参考值 400 V。该动态过程中本文所提算法下的电压最低点低于一致性算法下的电压最低点,这是因为基于 MPC 算法的分布式电压二次控制周期为 2 ms,在该控制起作用之前,电压采用下垂控制,电压下降较多。当电压二次控制开始起作用后,各直流母线电压快速恢复到稳态值。一致性算法下的直流母线电压经过约 2.5 s 恢复稳态值,MPC 算法下的电压动态响应时间则为 0.2 s 左右。因此,与传统一致性算法相比,本文所提算法在负荷波动时具有较好的瞬态特性。

由附录 A 图 A4 可见,在负荷突变时,二次电压补偿量快速变化,抑制了直流母线电压的降低,电压补偿量的动态过程决定了直流母线电压的动态过程。由于一致性算法的控制周期和下垂控制的周期相同,一致性算法下的电压补偿量能够快速反应,但由于迭代时间久,其达到稳态的时间较长,而 MPC 算法在控制周期的限制下需要一定的反应时间,但能以极快的速度达到稳态,具有较好的瞬态特性。

3.2 积分器有初值时控制策略性能验证

设置积分器初值为 1 V,在基于一致性算法和基于 MPC 算法的二次控制下,各直流母线电压动态响应如图 4 所示。

由图 4 可见,当电压观测器中的积分器初值为 1 V 时,在基于一致性算法的控制下,各直流母线电压逐渐上升并稳定至 440 V 左右,稳态误差约为 10%,动态响应时间为 2 s 左右。当积分器初值为 1 V 时,在 MPC 算法下,各直流母线直流电压最终稳定在 400 V 左右,动态响应时间约为 0.3 s。因此,在

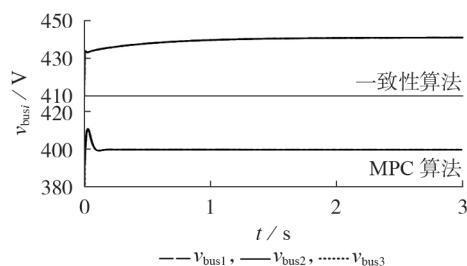


图4 积分器初值为1 V时不同算法下的电压响应

Fig.4 Voltage response based on different algorithms when integrator initial value is 1 V

积分器具有初值的情况下,基于一致性算法的电压二次控制会出现较大的稳态误差,而MPC算法受积分器初值影响极小,所提控制策略具有一定优越性。

3.3 通信网络存在传输延时控制策略性能验证

系统参数不变,设各控制单元间信息交换存在0.05 s的传输延时,3个风储单元所带负荷大小分别为20、80、40 kW,各单元间发生功率流动,积分器初值为0。 $t=0$ 时刻分别采用2种控制策略,直流母线电压响应状况如图5所示。

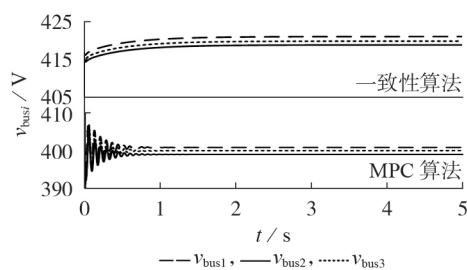


图5 系统存在通信延时不同算法下的直流母线电压响应状况

Fig.5 DC bus voltage response under different algorithms with communication delay in system

由图5可见,当通信系统的传输延时为0.05 s时,在基于一致性算法的控制下,各直流母线电压逐渐上升并稳定至420 V左右,稳态误差约为5%,动态响应时间约为2 s。本文所提策略下的直流母线电压经过约1 s的波动后,恢复至额定值附近。可以看出,当线路存在通信延时,基于一致性算法的二次控制无法维持较高的准确度,而本文所提策略在目标函数和预测系数的作用下能够正常工作,但同时系统的动态响应特性也会受到影响。实际工程中可以采用高速通信介质以减小通信延时,也可以采用面向通用对象的变电站事件(GOOSE)或用户数据报协议(UDP)等快速报文服务,减小通信时延的影响^[18]。

3.4 系统网络结构变化时控制策略性能验证

设置微电网系统中各风储单元所带的恒功率负荷大小分别为20、80、40 kW,其他参数同附录A表A1。 $t=3$ s时风储单元1、3间线路出现故障导致连接

断开, $t=5$ s时风储单元1、2之间线路断开,系统网络结构变化情况如图6所示。假设系统通信拓扑不变,基于一致性算法和MPC算法的微电网中各直流母线电压的动态响应如图7所示。

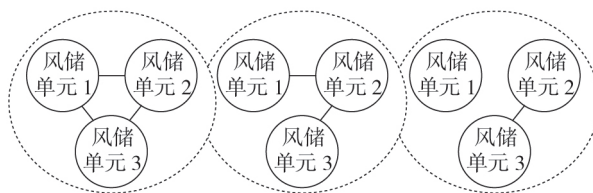


图6 网络结构变化图

Fig.6 Diagram of network structure change

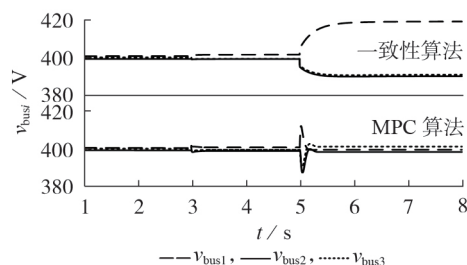


图7 网络结构变化时不同算法下的电压响应

Fig.7 Voltage response under different algorithms when grid structure changes

由图6、7可见:当 $t=3$ s风储单元1、3之间的线路断开时,直流母线1电压升高,直流母线2、3电压降低;直流母线1、2间的电压差较大,直流母线3、2间的电压差较小,直流母线2的功率缺额主要由直流母线1提供;由于3条直流母线之间仍然连通,系统能够在较高电压下实现功率平衡。当 $t=5$ s风储单元1、2间的线路断开时,风储单元1脱离系统,独立运行。直流母线1的电压上升,直流母线2、3的电压降低,直流母线2的功率缺额主要由直流母线3提供。在一致性二次控制下,3条直流母线的电压平均值等于参考电压,但直流母线1的电压显著升高。

当 $t=3$ s风储单元1、3之间线路断开时,在MPC算法的作用下,3条直流母线的电压重新达到新的稳态,其动态过程快于一致性算法下的动态过程。当 $t=5$ s直流母线1脱离系统后,各直流母线电压在基于MPC算法的电压二次控制下,迅速恢复到电压参考值附近,这是因为当各直流母线电压预测值与参考值间出现较大偏差时,目标函数的第三项将起主要作用,同时在前2项的约束下,将各直流母线电压拉回到额定电压附近。因此,相较于一致性算法,基于MPC算法的分布式电压二次控制在网络结构变化时具有更强的稳定性。相同工况下各风储单元的电压二次控制补偿量和MPC算法下的预测系数变化曲线分别见附录A图A5、A6。根据图A5、A6所示电压补偿量和预测系数的动态变化过程,可见

预测系数的寻优过程较快,保证了二次控制较快的动态特性。

3.5 不同权重系数下 MPC 算法控制策略性能验证

为了分析式(12)中权重系数 w_1 — w_3 对控制系统动态响应的影响,设置 2 组不同的权重系数与原参数(参考组)进行对比实验,其值如表 1 所示。

表 1 权重系数

Table 1 Weight coefficients			
组别	w_1	w_2	w_3
参考组	0.1	0.1	0.5
实验组 1	0.2	0.2	0.8
实验组 2	0.5	0.5	0.1

系统仿真参数同 3.4 节设置, $t=3$ s 时风储单元 1、3 间线路出现故障导致连接断开, $t=5$ s 时风储单元 1、2 之间线路断开,不同权重系数下直流母线电压动态响应如图 8 所示。

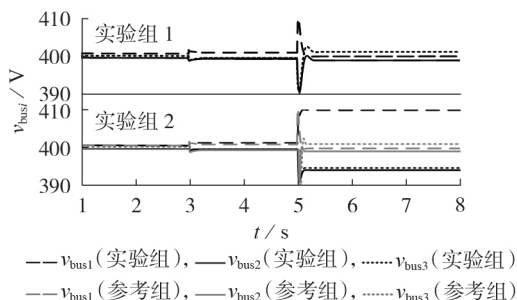


图 8 不同权重系数下 MPC 算法的电压响应

Fig.8 Voltage response of MPC algorithm with different weight coefficients

由图 8 可以看出:当实验组与参考组优先级相同而权重系数不同时,2 组系数下的同一直流母线电压动态曲线完全重合,证明了 MPC 算法对权重系数不敏感;当 2 组系数优先级不同,即第一、二项优先级低于第三项时,系统连通状态下的直流母线电压动作曲线差异较小, $t=5$ s 风储单元 1 与微电网系统连接断开后,实验组 2 的权重系数下各直流母线电压平均值依然维持在参考值附近,但稳态偏差增大。因此,在实际应用中,需要按照 $w_3 > w_1 = w_2$ 的目标优先级选择权重系数,优先级高的选择较大的权重系数,优先级低的选择较小的权重系数。

3.6 不同预测步长下基于 MPC 算法的控制策略性能验证

系统参数同附录 A 表 A1,3 个风储单元所带负荷大小分别为 30、90、60 kW,积分器初值为 0, $t=0$ 时投入控制,预测步长为 1 s(单步长模型)、3 s(三步长模型)时系统直流母线电压变化情况如图 9 所示,电压二次控制补偿量变化情况见附录 A 图 A7。

由图 9 可见,系统投入运行后,不同预测步长下的直流母线电压都先下降后上升,单步长模型下的

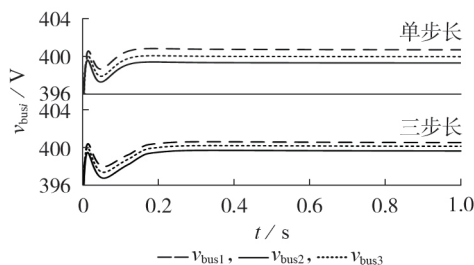


图 9 不同预测步长的 MPC 算法下的电压响应

Fig.9 Voltage response of MPC algorithm with different prediction steps

直流母线电压更快达到稳态,其稳态偏差比三步长模型下的电压偏差略大,整体而言两者的电压优化效果差别并不明显。本文基于对电压响应速度和求解器计算量等因素的考虑,选择单步长模型进行迭代优化。

由图 A7 可见,系统投入运行后的二次电压补偿量在优化器作用下先升高后降低至稳态。稳定状态下,三步长模型的电压补偿量间状态偏差比单步长模型更大,其原因是预测模型中不包含电压二次补偿量状态偏差,多步预测本质上提高了模型对直流母线电压状态偏差和跟踪偏差的敏感度,相当于提升了目标函数中第一项和第三项的优先级,因此三步预测比单步预测输出的补偿量状态偏差更大。在对控制精度要求较高的系统中,可以通过提升 w_2 优先级来减小预测步长对补偿量状态偏差的影响。

综上所述,与基于一致性算法的分布式电压二次控制策略相比,本文提出的基于 MPC 算法的分布式电压二次控制策略具有较强的鲁棒性,该控制策略下的直流微电网系统在负荷变动、网络结构变化、通信网络含传输时延和积分器具有初值时都具有较快的反应速度和较强的稳定性。

4 结论

针对多母线直流微电网的二次电压问题,本文提出了一种基于 MPC 算法的电压分布式二次控制策略,得到以下结论:

1) MPC 算法将 PI 控制下的电压偏差控制问题转化成为电压跟踪一致性问题,通过对预测系数进行快速优化减小了积分器初值和通信时延对控制效果的影响,在目标函数中设置多个惩罚项,优化了控制器在系统拓扑结构发生较大变化时的控制性能;

2) 仿真结果表明,本文所提方法不易受权重系数影响,且在不同工况下具有较好的瞬态特性和较强的鲁棒性,与传统一致性算法相比具有一定的优越性。

本文基于对系统计算量和优化效果的双重考虑,设置基于 MPC 算法的控制周期为 2 ms,下一步

将进一步优化算法,减小算法的控制周期,降低超调量,同时在算法中考虑加入功率修正项,实现各风储单元之间功率更合理的分配。除此之外,本文通过仿真实验探讨了所提策略在通信时延下的电压响应特性,但未在理论上进行推导分析,下一步考虑将通信时延添加到预测模型中,利用小信号分析法进行理论研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 支娜,肖曦,田培根,等. 微网群控制技术研究现状与展望[J]. 电力自动化设备,2016,36(4):107-115.
ZHI Na,XIAO Xi,TIAN Peigen,et al. Research and prospect of multi-microgrid control strategies[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(4):107-115.
- [2] YU X W,SHE X,ZHOU X H,et al. Power management for DC microgrid enabled by solid-state transformer[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2014,5(2):954-965.
- [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 Xialin,GUO Li,WANG Chengshan,et al. Review on key technologies of DC microgrid[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(1):2-17.
- [4] KHORSANDI A,ASHOURLLOO M,MOKHTARI H. A decentralized control method for a low-voltage DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2014,29(4):793-801.
- [5] DRAGIČEVIĆ T,LU X N,VASQUEZ J C,et al. DC microgrids—part I: a review of control strategies and stabilization techniques[J]. IEEE Transactions on Power Electronics,2016,31(7):4876-4891.
- [6] 朱珊珊,汪飞,郭慧,等. 直流微电网下垂控制技术研究综述[J]. 中国电机工程学报,2018,38(1):72-84,344.
ZHU Shanshan,WANG Fei,GUO Hui,et al. Overview of droop control in DC microgrid[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(1):72-84,344.
- [7] 杨燕华,曼苏乐. 基于通信网络的直流微网分布式协同控制[J]. 电气自动化,2018,40(5):38-40.
YANG Yanhua,MAN Sule. Distributed cooperative control of DC micro grids based on communication networks[J]. Electrical Automation,2018,40(5):38-40.
- [8] 严铭,蔡晖,谢珍建,等. 适用于多端柔性直流输电系统的分布式直流电压控制策略[J]. 电力自动化设备,2020,40(3):134-140.
YAN Ming,CAI Hui,XIE Zhenjian,et al. Distributed DC voltage control strategy for VSC-MTDC systems[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(3):134-140.
- [9] 李军徽,侯涛,穆钢,等. 基于权重因子和荷电状态恢复的储能系统参与一次调频策略[J]. 电力系统自动化,2020,44(19):63-72.
LI Junhui,HOU Tao,MU Gang,et al. Primary frequency regulation strategy with energy storage system based on weight factors and state of charge recovery[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(19):63-72.
- [10] 吕振宇,吴在军,窦晓波,等. 基于离散一致性的孤立直流微网自适应下垂控制[J]. 中国电机工程学报,2015,35(17):4397-4407.
LÜ Zhenyu,WU Zaijun,DOU Xiaobo,et al. An adaptive droop control for the islanded DC microgrid based on discrete consensus algorithm[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(17):4397-4407.
- [11] 顾伟,薛帅,王勇,等. 基于有限时间一致性的直流微电网分布式协同控制[J]. 电力系统自动化,2016,40(24):49-55,84.
GU Wei,XUE Shuai,WANG Yong,et al. Finite-time consensus based distributed cooperative control for DC microgrids[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(24):49-55,84.
- [12] 李一琳. 基于有限时间一致性的直流微电网分布式协调控制[D]. 广州:华南理工大学,2019.
LI Yilin. Distributed coordinated control for DC microgrid based on finite-time consensus algorithm[D]. Guangzhou:South China University of Technology,2019.
- [13] MORSTYN T,HREDZAK B,AGELIDIS V G. Distributed cooperative control of microgrid storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2015,30(5):2780-2789.
- [14] 杨丘帆,黄煜彬,石梦璇,等. 基于一致性算法的直流微电网多组光储单元分布式控制方法[J]. 中国电机工程学报,2020,40(12):3919-3928.
YANG Qiufan,HUANG Yubin,SHI Mengxuan,et al. Consensus based distributed control for multiple PV-battery storage units in DC microgrid[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(12):3919-3928.
- [15] 肖宏飞,黄锦锋,陈鑫,等. 基于动态负荷分配的直流微电网电压控制策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(8):55-61.
XIAO Hongfei,HUANG Jinfeng,CHEN Xin,et al. Voltage control strategy of DC microgrid based on dynamic load allocation[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(8):55-61.
- [16] 李得民,吴在军,赵波,等. 基于模型预测控制的孤岛微电网二次调节策略[J]. 电力系统自动化,2019,43(10):60-67.
LI Demin,WU Zaijun,ZHAO Bo,et al. Secondary regulation strategy for islanded microgrid based on model predictive control[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(10):60-67.
- [17] 周晓倩,艾芊. 基于自适应经济下垂控制的微电网分布式经济控制[J]. 电力自动化设备,2019,39(4):50-55.
ZHOU Xiaolian,AI Qian. Distributed economic control of microgrid based on adaptive economic droop control[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(4):50-55.
- [18] GOLSORKHI M S,SHAFIEE Q,LU D D C,et al. A distributed control framework for integrated photovoltaic-battery-based islanded microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2017,8(6):2837-2848.
- [19] 吕振宇,吴在军,窦晓波,等. 自治直流微电网分布式经济下垂控制策略[J]. 中国电机工程学报,2016,36(4):900-910.
LÜ Zhenyu,WU Zaijun,DOU Xiaobo,et al. A distributed droop control scheme for islanded DC microgrid considering operation costs[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(4):900-910.

作者简介:



朱晓荣

朱晓荣(1972—),女,河北保定人,副教授,博士,主要研究方向为新能源并网技术、直流微电网(E-mail: xiaorongzhu@ncepu.edu.cn);

马英乔(1997—),女,山东济南人,硕士研究生,主要研究方向为新能源并网技术(E-mail: 582721506@qq.com)。

(编辑 王欣竹)

Distributed voltage secondary control strategy of multi wind-storage DC microgrid based on model predictive control algorithm

ZHU Xiaorong, MA Yingqiao, ZHAO Chenghao

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,
North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: Aiming at the problem of the battery voltage optimal control in DC microgrid with multi wind-storage units, a distributed voltage secondary control strategy based on model predictive control algorithm is proposed. A multi-step predictive consistency model is designed as the voltage predictive model. By minimizing the objective function to solve the prediction coefficient, the optimal voltage secondary control compensation is obtained and added to the primary control, so that the deviation adjustment problem under the proportional and integral controller in the traditional consistency algorithm is transformed into the voltage tracking problem under the model predictive controller for solving, so as to realize the rolling optimization of the DC bus voltage dynamic response. This method effectively solves the problems of poor transient characteristics of voltage control strategy under traditional consistency algorithm and control errors under some working conditions. And the effectiveness and superiority of the proposed strategy under different working conditions are verified by the model built on MATLAB / Simulink simulation platform.

Key words: DC microgrid; energy storage; distributed voltage secondary control; model predictive control; optimization

(上接第 177 页 continued from page 177)

Adaptive coordinated damping control strategy for grid-connected direct-driven wind turbine system with energy storage-based virtual synchronous generators

JIN Mingxin¹, WANG Tong¹, HUANG Shilou¹, WANG Kang², CHI Fangde², LI Li²

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,
North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Dispatch and Control Center of State Grid Shaanxi Electric Power Company, Xi'an 710049, China)

Abstract: The flexible control characteristics of the energy storage-based VSG (Virtual Synchronous Generator) can provide effective frequency and voltage support for the grid-connected wind power system. However, the system oscillation characteristics will be affected to some extent, and the change of operation point caused by the time-varying output characteristics of wind power will also cause insufficient adaptability of the fixed parameter damping control. Therefore, an adaptive coordinated damping control strategy is proposed to adapt to the time-varying characteristics of wind power output. Firstly, the linear parameter varying model is derived based on the state space model of grid-connected wind power system. The active power of direct-driven wind turbine is taken as the scheduling variable and the operation space range is determined according to the stability region. Then, the operation space is divided according to the gap metric, the typical operation points of each sub-operation space are determined and taken as the vertices of polytope, and the mapping relationship between the scheduling gain and the system operation conditions and the controller is established. Finally, an adaptive controller is designed for different frequency oscillation modes. Simulative results of the test system show that the adaptive coordinated damping controller can not only damp the sub-synchronous oscillation and low frequency oscillation simultaneously in the grid-connected energy storage-based VSG system, but also maintain a good damping level under a wide range of time-varying operating conditions of wind power output.

Key words: virtual synchronous generator; linear parameter varying; coordinated control; energy storage; sub-synchronous oscillation; low frequency oscillation; direct-driven wind turbine; damping

附录 A

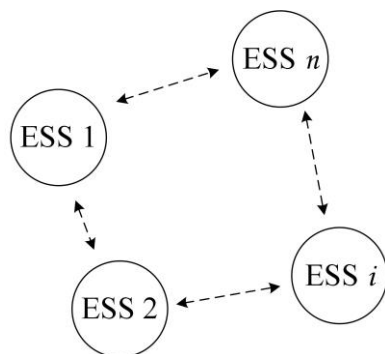


图 A1 分布式 ESS 通信拓扑网络

Fig.A1 Communication topology network of distributed ESS

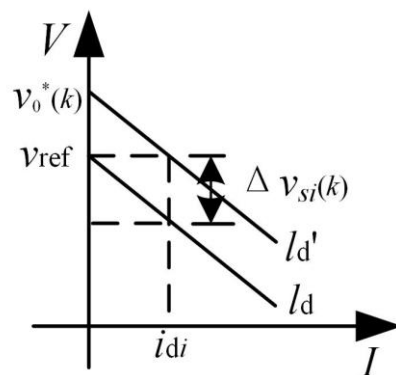


图 A2 一次控制电压补偿原理图

Fig.A2 Schematic diagram of primary control voltage compensation

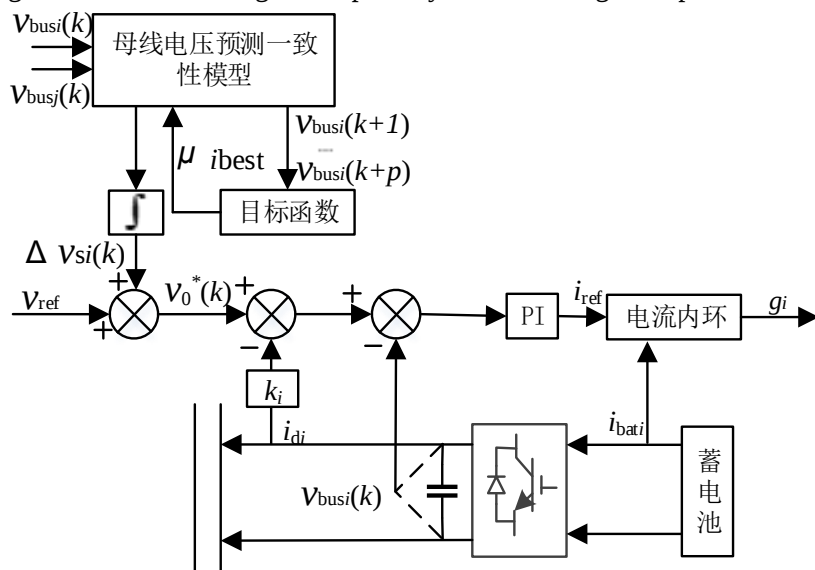


图 A3 蓄电池控制框图

Fig.A3 Control block diagram of battery

表 A1 直流微电网系统参数

Table A1 Parameters of DC microgrid system

参数	数值	参数	数值
下垂系数 k_{d1}	0.05	负载功率 P_{load3}	60 kW
下垂系数 k_{d2}	0.1	风机 1 输出功率 P_{w1}	36 kW
下垂系数 k_{d3}	0.15	风机 2 输出功率 P_{w2}	36 kW
电压参考值 v_{ref}	400 V	风机 3 输出功率 P_{w3}	36 kW
基于 MPC 算法的控制周期	0.002 s	蓄电池 1SOC	80%
预测步长 p	1	蓄电池 2SOC	80%
线路阻抗 Z_{12}	0.03 Ω	蓄电池 3SOC	80%
线路阻抗 Z_{23}	0.02 Ω	蓄电池 1 容量	30 kW h
线路阻抗 Z_{13}	0.02 Ω	蓄电池 2 容量	30 kW h
通信系数 a_{12}	1	蓄电池 3 容量	30 kW h
通信系数 a_{13}	1	权重系数 w_1	0.1
通信系数 a_{23}	1	权重系数 w_2	0.1
负载功率 P_{load1}	20 kW	权重系数 w_3	0.5
负载功率 P_{load2}	40 kW		

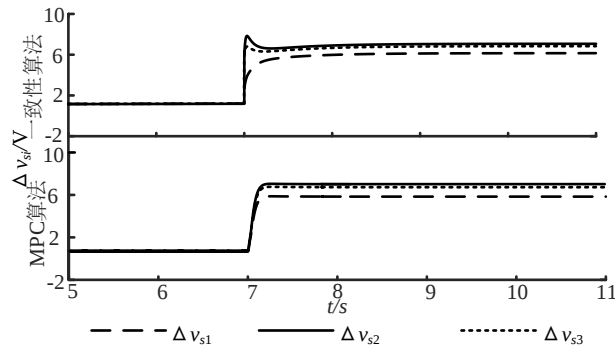


图 A4 负荷变化时不同算法下的电压补偿量

Fig.A4 Voltage compensation with different algorithms when load changes

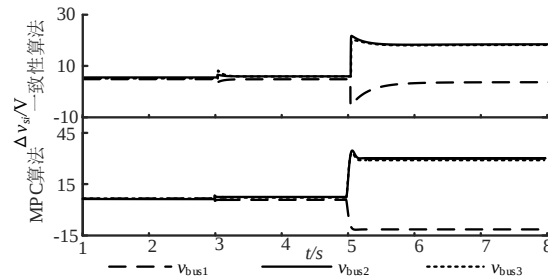


图 A5 网络结构变化时不同算法下的电压补偿量

Fig.A5 Voltage compensation with different algorithms when network structure changes

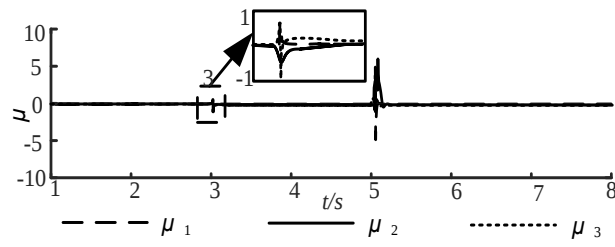


图 A6 网络结构变化时 MPC 算法下的预测系数

Fig.A6 Prediction coefficient with MPC algorithm when network structure changes

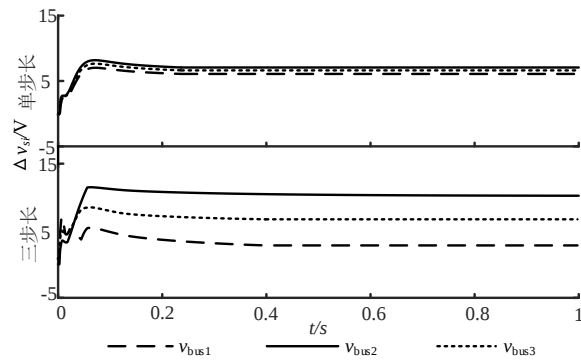


图 A7 不同预测步长的 MPC 算法下的电压补偿量

Fig.A7 Voltage compensation with MPC algorithm under different prediction steps