

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.211270

基于模型预测的虚拟同步机控制储能调频研究

倪泽龙¹, 林钰钧¹, 王治涛², 许振宇¹, 陈霞¹

(1. 强电磁工程与新技术国家重点实验室(华中科技大学), 湖北 武汉 430074;

2. 华润电力(宜昌)有限公司, 湖北 宜昌 443000)

摘要: 储能虚拟同步机(Virtual Synchronous Generator, VSG)控制接入电网能够有效提升未来高比例可再生能源与高比例电力电子设备的“双高”电力系统的惯性, 抑制系统受到外界扰动时的频率波动。以调频为控制目标, 应用模型预测控制(Model Predictive Control, MPC)对储能变流器 VSG 的输入功率进行自适应控制, 能够进一步改善扰动时的系统频率响应。通过建立储能变流器 VSG 的预测模型, 设计了关于频率增量与输入功率加权平方和的代价函数。通过二次规划计算出最优控制序列, 对 VSG 有功功率输入值进行实时的修正。结果表明, 该方法可以提升系统惯性, 有效抑制功率波动时的最大频率偏移与最大频率变化率。相比于传统控制方法, 系统频率变化率得到了有效的改善。

关键词: 虚拟同步发电机; 模型预测控制; 调频

Research on frequency regulation of VSG controlled energy storages based on model predictive control

NI Zelong¹, LIN Yujun¹, WANG Zhitao², XU Zhenyu¹, CHEN Xia¹

(1. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology (Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, China; 2. China Resources (Holdings) Co., Ltd. (Yichang), Yichang 443000, China)

Abstract: Virtual synchronous generator (VSG)-controlled energy storage can enhance the inertia of power systems which have a high proportion of renewable energy and power electronic devices, and suppress frequency fluctuation during disturbance. Model predictive control (MPC) can be used to adaptively control the input power of VSG-controlled energy storage to improve the frequency response further. By establishing the prediction model of VSG-controlled energy storage, the cost function of the weighted sum of frequency and input power is designed. The optimal control sequence is computed by quadratic programming to modify the VSG input power. The results show that this method can effectively increase system inertia, suppress the maximum frequency deviation and rate of change of frequency during a load disturbance. The rate of change of frequency is effectively improved compared with existing control methods.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51821005).

Key words: virtual synchronous generator; model predictive control; frequency regulation

0 引言

近年来, 分布式可再生能源的开发与利用引起了广泛关注, 大量分布式电源通过不同类型的变流器连接到配电网或微电网中。基于下垂控制的电压型变流器由于其高效的功率分配性能, 得到了广泛应用^[1-4]。然而, 基于下垂控制的分布式可再生能

源机组与常规同步发电机相比, 既没有动态频率响应, 也不提供转动惯量支撑。因而随着非同步可再生能源渗透率增加, 系统的频率稳定性下降^[5-8]。

为了解决下垂控制带来的系统惯量缺失问题, 有学者提出在功率变换器的控制方法中运用模拟同步机的惯性特性与阻尼特性的方案, 从而补偿系统惯性, 增强电力系统的稳定性。这时候的变流器成为虚拟同步机(Virtual Synchronous Generator, VSG), 对应的控制方法称为虚拟同步机控制^[9]。学者利用 VSG 这一概念完成了许多工作。文献[10]通

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51821005); 国家电网有限公司总部科技项目资助(5419-202199551A-0-5-ZN)

过引进频率积分反馈回路，补偿微网频率的偏差，实现功率按比例分配，改善了 VSG 的调频性能。文献[11]引入了零起升压环节，将 VSG 控制策略应用到微电网黑启动中，避免在切换控制模式时导致黑启动失败。特别地，在工程上，储能通常通过变流器接入电网，同样存在惯量缺失问题^[12]，所以 VSG 控制在储能控制方面得到了诸多应用。文献[13]利用 VSG 控制实现储能与传统机组联合供电，并兼顾 SOC 与频率控制，通过自适应控制调整其权重分配。文献[14]通过 VSG 控制实现多储能并联运行，提出了储能系统辅助燃气轮机黑启动的调频调压策略。文献[15]提出了适用于光储并网的 VSG 控制方案，使得光储并联模块具有同步机的外特性，并且储能能够有效平抑光伏出力波动。

但是，当系统频率变化过大或过快时，上述传统 VSG 控制均不能保证较好的频率响应，频率偏移与频率变化率 (Rate of Change of Frequency, ROCOF) 都有可能过大，影响系统稳定性。其根本原因在于，控制只依靠 VSG 自身的响应，而缺乏实时控制与补偿。针对上述问题，目前最常见的解决办法是自适应调节虚拟惯量系数 J ^[16]和虚拟阻尼系数 D ^[17]。文献[16]提出了 VSG 的转动惯量自适应控制方案，在扰动刚发生时提高 J ，以此降低 ROCOF；在频率恢复时降低 J ，加快频率恢复速度。文献[17]提出了一种在线感知电网强度并以此自适应优化虚拟阻尼系数的方法，调节 D 使得系统频率偏差尽量小且不失稳(系统阻尼比接近 0.707)，优化 VSG 的动态响应。但是自适应调节控制参数的方法存在其局限性：其一，自适应调节参数存在延迟，当扰动过快、过大时，无法从根本上解决扰动发生瞬间 ROCOF 过大的问题，危害电力系统安全稳定；其二，自适应调节参数方法不是在 VSG 控制的基础上补偿有功缺额，而是直接改变控制系统中的参数大小，即不具有即插即用功能，在自适应调节环节出现故障时，很难直接去掉该环节从而排除故障，增大了系统的故障风险。所以，为保证系统安全稳定运行，需要类似于传统最优控制的实时优化控制方法，生成实时的最优控制函数 $u(t)$ 以达到优化系统控制效果的目的。目前在逆变器控制中常见的实时优化控制有 H-∞控制^[18]、谐振优化控制^[19]、模型预测控制^[20-24](Model Predictive Control, MPC)等等。MPC 通过预测控制效果，调节控制输入，达到更快、更稳定地追踪控制目标的效果^[20]。由于其可以提高闭环性能，鲁棒性好，近年来在分布式发电控制与储能控制中得到广泛的应用。文献[21]在储能三相两电平 VSC 换流器的控制中应用了 VSG 外环、

MPC 功率预测内环控制策略，改善了在离网、并网时的控制效果。文献[22]设计了针对电池储能 MMC 的混合型模型预测控制方法，用传统 PI 控制处理电流内环，MPC 环节抑制共模电压，在降低了运算量的同时保证了控制效果。文献[23]将 MPC 算法应用到储能平抑风电波动的场景中，能够显著提升经济性。文献[24]涉及 MPC 算法在储能型数字控制系统中的应用，设计恰当的代价函数可以实现电压、电流跟踪效果的改进。但是，将 MPC 运用在储能 VSG 控制系统中，对有功功率缺额进行补偿，并用于平抑火电、风电机组频率波动的研究，目前还未有发现。

将 MPC 运用到储能 VSG 控制系统中，能够使储能更快速地对系统的功率缺额与频率动态进行反应^[12]。该方法首先建立 VSG 控制的数学模型，然后将该模型转化为预测模型，通过对系统未来变化的预测改变输入量，从而改善动态频率特性。本文在已有方法的基础上，考虑了 MPC 环节对 ROCOF 的响应。由于系统功率不平衡时，ROCOF 的增大应先于频率偏移，所以对 ROCOF 进行响应可以对频率实现更迅速的调节。基于此模型，控制器可以较准确地预测系统未来变化趋势，并在使代价函数达到最优的情况下产生最优控制序列，对 VSG 的功率缺额进行补偿，改善系统频率动态特性。最后通过仿真验证了该方法在火储系统与火-风-储系统中良好的控制效果。

1 微电网的结构与 VSG 控制介绍

1.1 微电网结构

如图 1 所示，本文研究的对象是由火力发电机组、双馈风机、负荷与储能组成的孤岛运行的交流微电网。

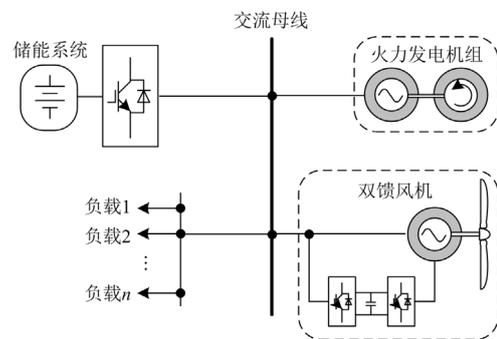


图 1 孤岛运行微电网示意图

Fig. 1 Schematic diagram of island operation microgrid

图 1 中，火力发电机组的出力由励磁器、调节器控制。双馈风机的控制方法可参考文献[25]；本文

研究的 MPC-VSG 控制方法应用在储能的变换器上。

1.2 VSG 控制基本原理

图 2 为储能变流器 VSG 的拓扑结构图^[16]。其中, 储能系统可以是单一储能或复合储能, 其通过 DC/DC 变换接入统一的直流母线, 再通过 VSG 控制的 DC/AC 变换器变换到交流侧。

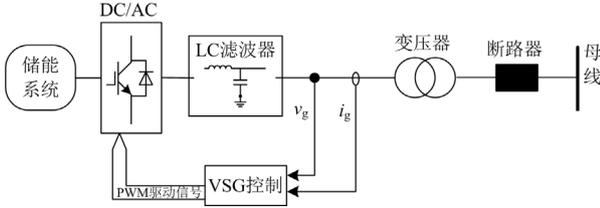


图 2 储能变流器 VSG 拓扑结构

Fig. 2 Topology of VSG control energy storage system

图 3 为传统的 VSG 控制框图^[14]。图中的 v_g 和 i_g 与图 2 对应, 分别为 VSG 输出端电压与端电流, f_g 为端电压频率, f_n 为系统额定频率; P_c 和 Q_c 分别为有功功率与无功功率测量值, 其代表了孤岛微电网中发电与负荷的不平衡; P_{ref} 和 Q_{ref} 分别为有功功率与无功功率额定值; J 为系统虚拟转动惯量系数; D 为系统虚拟阻尼系数; R 为频率下垂系数; δ 为电压调差系数; U_{ref} 为端电压幅值额定值; E 与 θ 为功率外环输出电压幅值与相位的参考值。该参考值经过电压电流内环控制与 SPWM 调制后便得到 PWM 脉冲。

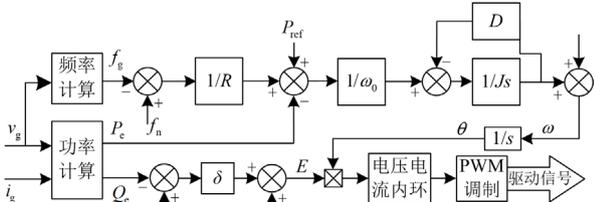


图 3 传统 VSG 控制框图

Fig. 3 Block diagram of traditional VSG control

由图 3 可得 VSG 的频率特性为

$$J \frac{d(\omega - \omega_n)}{dt} = \frac{P_{ref} + \frac{1}{R}(f_n - f_g) - P_c}{\omega_0} + D(\omega_n - \omega) \quad (1)$$

为直观说明, 视电压电流内环与 PWM 环节的时间尺度足够小, 频率控制迅速, 则

$$\omega = \omega_g = 2\pi f_g \quad (2)$$

则式(1)可化为

$$J \frac{df}{dt} = \left(\frac{1}{2\pi\omega_0 R} + D \right) (f_n - f_g) + \frac{1}{\omega_0} (P_{ref} - P_c) \quad (3)$$

由式(3)可得, 若系统稳定, 则在有功功率输入输出不平衡, $P_{ref} \neq P_c$, 即出现有功功率缺额时, 由于功频下垂系数 R 和系统虚拟阻尼系数 D 的共同作用, 频率偏移额定值直至进入另一个稳态。系统重新进入稳态时, 频率的偏移使得式(3)等号左右两边回到 0, 即频率变化率 df/dt 为 0, 系统频率可以稳定在某一偏离额定值的水平上, 这与同步机的调频功能类似。

但是, 式(3)代表的频率特性不足之处在于 ROCOF 过大。在系统内出现短时间的有功缺额时, 扰动瞬时的 ROCOF 与有功功率缺额成正比, 比例系数由虚拟惯量系数 J 决定。同时由于稳态时式(3)等号右边必须为零, 故稳态时频率偏移 $|f_n - f_g|$ 同样与有功功率缺额成正比, 比例系数由功频下垂系数 R 和虚拟阻尼系数 D 共同决定。即使火电机组的调频作用可以补偿有功缺额, 但由于火电机组调频的时间尺度远大于 VSG 响应的的时间尺度, 系统频率仍然偏移到一个不理想的水平, 如第 3.2.1 节仿真所示。

综上所述, VSG 的缺点在于依靠系统自身的响应, 而缺乏实时控制与优化。VSG 的数学模型比较清晰, 容易获得其预测模型, 所以其适合于使用 MPC 方法进行实时滚动优化, 生成最佳控制序列, 对其进行有功缺额的补偿。下文将介绍运用 MPC 对 VSG 进行补偿的控制方法, 即 MPC-VSG 控制方法。

2 MPC-VSG 控制介绍

MPC-VSG 控制框图如图 4 所示。

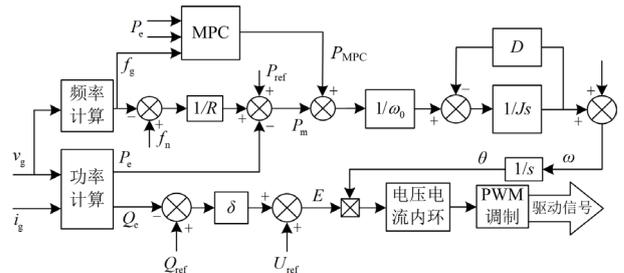


图 4 MPC-VSG 控制框图

Fig. 4 Block diagram of MPC-VSG control

图 4 在传统 VSG 控制框图中引入了 MPC 环节。其中 P_m 为输入机械功率, P_{MPC} 为有功功率补偿。由于有功功率补偿 P_{MPC} 的作用, 式(3)变为

$$J \frac{df}{dt} = \left(\frac{1}{2\pi\omega_0 R} + D \right) (f_n - f_g) + \frac{1}{\omega_0} (P_{MPC} + P_{ref} - P_c) \quad (4)$$

由式(4)可以看出, 如果控制方法得当, P_{MPC} 可

以完全补偿负荷功率 P_c 的波动, 即负荷扰动不会引起系统频率的变化。由 VSG 的数学模型可以引入 MPC 环节, 在设定合适的代价函数后得到有功功率补偿值 P_{MPC} , 对有功功率缺额进行补偿, 从而使代价函数达到最优, 达到希望的调频效果。

2.1 预测模型的建立

模型预测控制首先需要建立被研究系统的数学模型。通过 VSG 的频率特性可以得到系统的状态方程^[21]为

$$\dot{\omega}(t) = -\frac{D}{J}(\omega(t) - \omega_0) + \frac{1}{J\omega_0}P_m(t) - \frac{1}{J\omega_0}P_c(t) \quad (5)$$

输出方程为

$$y(t) = \omega(t) \quad (6)$$

式中: $P_m = P_{ref} - (1/R)(f_g - f_n)$ 为 VSG 输入功率; 而输出功率 P_c 可看作一个可测量的扰动量。扰动可测量便于在优化时控制输出的上下限。

对式(5)进行离散化后得到

$$\Delta\omega(k+1) = A\Delta\omega(k) + B_m\Delta P_m(k) + B_c\Delta P_c(k) \quad (7)$$

式中

$$\begin{cases} A = e^{-\frac{D}{J}T_s} \\ B_m = \frac{1}{J\omega_0} \int_0^{T_s} e^{-\frac{D}{J}\tau} d\tau \\ B_c = -\frac{1}{J\omega_0} \int_0^{T_s} e^{-\frac{D}{J}\tau} d\tau \end{cases} \quad (8)$$

“ Δ 物理量(k)”表示该量在第 k 步的增量(increment), 即

$$\Delta\omega(k) = \omega(k) - \omega(k-1) \quad (9)$$

$$\Delta P_m(k) = P_m(k) - P_m(k-1) \quad (10)$$

$$\Delta P_c(k) = P_c(k) - P_c(k-1) \quad (11)$$

由于工程上“物理量相对于其额定值的偏移量(error)”也常用“ Δ 物理量”表示, 故本文将后者符号表示为“物理量_{error}”, 如频率偏移 f_{error} , 以示区别。

为了直接得到频率增量 Δf (方便代价函数的构建, 详见 2.2 节), 本文选取输出方程为

$$y(k+1) = \Delta\omega(k+1) \quad (12)$$

即

$$y(k+1) = A\Delta\omega(k) + B_m\Delta P_m(k) + B_c\Delta P_c(k) \quad (13)$$

这样就得到了 VSG 的预测模型。

以 3 步预测为例, 预测方程为

$$Y(k+1|k) = S_A\Delta\omega(k) + S_m\Delta P_m(k) + S_c\Delta P_c(k) \quad (14)$$

式中

$$S_A = [A \quad A^2 \quad A^3]^T \quad (15)$$

$$S_m = \begin{bmatrix} B_m & 0 & 0 \\ AB_m & B_m & 0 \\ A^2B_m & AB_m & B_m \end{bmatrix} \quad (16)$$

$$S_c = [B_c \quad AB_c \quad A^2B_c]^T \quad (17)$$

2.2 代价函数

为了减小系统在动态过程中的频率偏移, 通常将优化目标选为频率偏移 f_{error} 最为直接。但这样选择代价函数忽视了 ROCOF 的影响。图 5 为负载突变下系统频率和 ROCOF 变化的波形图。

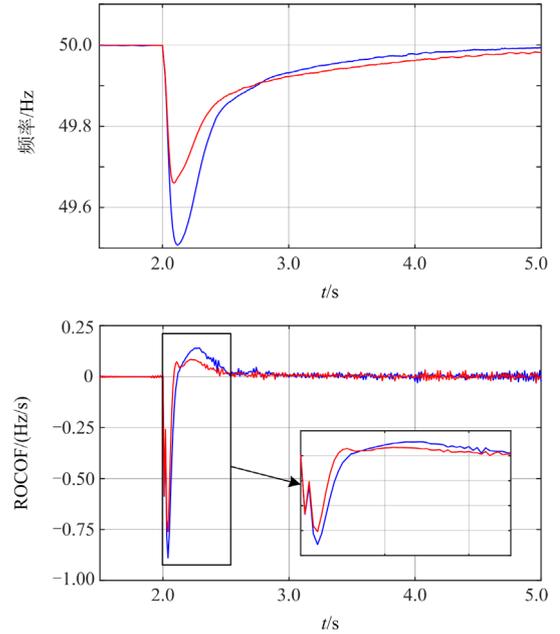


图 5 负载突变下的 ROCOF

Fig. 5 ROCOF under load mutation

图 5 中, 红线比蓝线减少约 34% 频率偏移, 但 ROCOF 几乎无改善。而且 ROCOF 的出现顺序要早于频率偏移, 如果在代价函数里考虑 ROCOF, 理论上可以对频率变化产生更迅速的反应。

并且, 从 VSG 控制表达式(3)可看出, VSG 为电力系统提供的虚拟惯性意义在于, 当机械功率与电磁功率不平衡时, 降低频率变化率 df/dt 的大小, 而非频率偏差。对频率偏差的改善手段有设置虚拟阻尼环节、调速器环节等, 与虚拟惯性无关。所以, 在 VSG 控制中引入 MPC 环节, 也应以改善频率变化率为主要目的较为合适。

由导数的定义可知, 步长足够小时, ROCOF 可以由 Δf 得到, 如式(18)所示。

$$ROCOF(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{f(k) - f(k-1)}{\Delta t} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta f(k)}{\Delta t} \quad (18)$$

所以出于改善 ROCOF 的目的, 本文的代价函数将频率增量 Δf 与控制量增量 ΔP_m 综合考虑。虽然优化目标里并未考虑频率偏移 f_{error} , 但从实验可得在改善 ROCOF 的同时, 频率偏移 f_{error} 同样得以改善, 如 3.2 节所述。

同时, 为方便比较与区分, 本文把另一种将代价函数选为频率偏移 f_{error} 与控制量增量 ΔP_m 的 MPC-VSG 方法称为传统 MPC-VSG 方法^[12], 在第 3 节的仿真中, 将比较其与本文所提方法的控制效果。

如前所述, 本文选择控制成本为关于频率增量 $\Delta\omega$ 与控制量增量 ΔP_m 两者的函数, 所以代价函数为其加权和。

$$J = \sum_{i=1}^3 [(\alpha\Delta\omega(k+i|k))^2 + (\beta\Delta P_m(k-1+i))^2] \quad (19)$$

即

$$J = \sum_{i=1}^3 [(\alpha y(k+i|k))^2 + (\beta\Delta P_m(k-1+i))^2] \quad (20)$$

约束条件为

$$\begin{cases} y_{\min} \leq y(k) \leq y_{\max} \\ \Delta P_{m_min} \leq \Delta P_m(k) \leq \Delta P_{m_max} \end{cases} \quad (21)$$

用矩阵形式表达为

$$J = \|\Gamma_y (Y(k+1|k) - R(k+1))\|^2 + \|\Gamma_{P_m} \Delta P_m(k)\|^2 \quad (22)$$

约束条件为

$$\begin{cases} Y_{\min}(k+1) \leq Y(k+1|k) \leq Y_{\max}(k+1) \\ \Delta P_{m_min}(k) \leq \Delta P_m(k) \leq \Delta P_{m_max}(k) \end{cases} \quad (23)$$

式中: $R(k+1)$ 为行数与预测步长相同、列数为 1 的零矩阵, 表示控制目标为 Δf 趋近 0; Γ_y 、 Γ_{P_m} 、 P_m 、 $Y_{\min}(k+1)$ 、 $Y_{\max}(k+1)$ 、 $\Delta P_{m_min}(k)$ 、 $\Delta P_{m_max}(k)$ 分别为 α 、 β 、 y_{\min} 、 y_{\max} 、 ΔP_{m_min} 、 ΔP_{m_max} 组成的列向量。

优化模型为

$$\begin{cases} \min J \\ \text{s.t. 式(23)} \end{cases} \quad (24)$$

于是 MPC 的优化问题转化为了二次型优化问题^[26], 在有解的情况下得到的最优解即为对 VSG 控制输入功率的补偿 $P_{\text{MPC}}(k)$ 。综上所述, MPC-VSG 控制流程图由图 6 所示。

由于该代价函数(22)为二次型凸函数, 其不等式约束函数(23)也为凸函数, 故该优化问题是凸二次型优化问题, 根据文献[12], 用 Matlab 自带 quadprog 函数就可以得到全局最优解。若二次型优化无解, 通常是预测模型的参数病态, 导致状态矩阵(15)及控制矩阵(16)、(17)奇异, 可以通过优化预测模型解决。若模型上已经无法再修改, 则需要

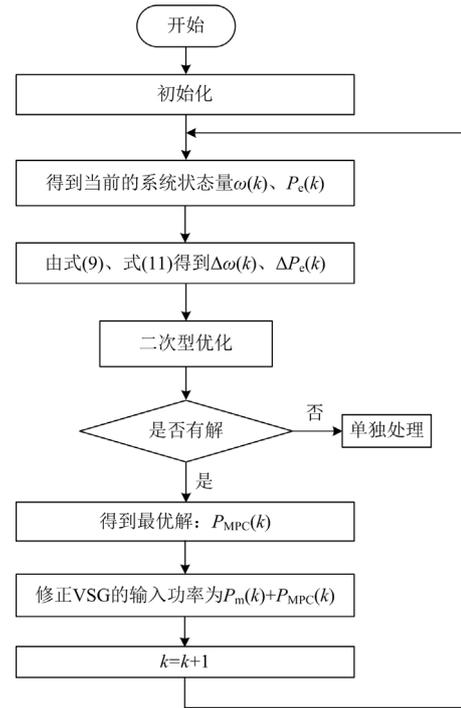


图 6 MPC-VSG 控制流程图

Fig. 6 Flow chart of MPC-VSG control

算法上进行改进。比较常见的方法是松弛变量法, 通过在优化目标中加入松弛因子, 保证在每个优化时步内找到一个次优的可行解^[26]。

3 仿真结果分析

为验证前述理论分析的正确性与 MPC-VSG 方案的可行性, 利用 PSCAD/EMTDC 搭建如图 1 所示的仿真模型, 参数详见表 1 与表 2 所示。考虑火电-储能系统并联与火电-风电-储能系统并联两种应用场景, 风力发电机采用文献[25]设计的 DFIG 模型。

表 1 同步发电机参数

Table 1 Parameters of synchronous generator		
参数	符号	数值
额定功率	P_{SG}	20 kVA
额定线电压	V_n	230 V(有效值)
额定频率	f_{SG}	50 Hz
惯性系数	J_{SG}	5.0 s
阻尼系数	D_{SG}	3.0
再热器时间常数	T_{RH}	0.3 s
调速器系数	T_G	0.1 s
高压涡轮系数	F_{HP}	0.3 s
主入口容积时间常数	T_{CH}	0.2 s

表 2 VSG 控制参数

Table 2 Parameters of VSG

参数	数值
额定功率 P_{ref}	2 kVA
额定线电压 U_{ref}	110 V(有效值)
直流侧电压 U_{dc}	250 V
额定频率 f_{ref}	50 Hz
虚拟惯性系数 J	2.5 s
虚拟阻尼系数 D	1.0
频率下垂系数 R	0.05
电压调差系数 δ	0
开关频率 f_s	2.5 kHz

3.1 仿真参数设置

火电机组参数如表 1 所示, VSG 控制参数如表 2 所示。文献[25]中的 DFIG 模型额定容量为 1.5 MVA, 但由于本文考虑的是规模小的孤岛微电网, 所以将其等比例缩放至额定容量为 1.5 kVA, 额定线电压有效值保持 690 V 不变, 其他系统参数均取标么值, 故与其相同。

3.2 不同控制方法效果比较

3.2.1 场景 1: 火电-储能系统

火-储系统由额定容量为 20 kVA 的火电机组与额定容量为 2 kVA 的储能单元并联向负荷供电, 如图 7 所示。当 $t=2.0$ s 时, 负荷突增 1 kW, 比较不同控制方法下的控制效果。

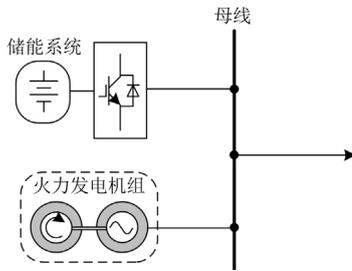


图 7 火-储系统拓扑结构

Fig. 7 Topology of thermal power-energy storage system

由于本文所提方法优化目标为频率增量 Δf , 所以理论上首先对频率变化率 ROCOF 产生影响。如图 8 所示, “VSG”、“传统 MPC-VSG 方法”、“所提方法”曲线分别代表传统 VSG 控制方法、传统 MPC-VSG 方法、本文所提方法的频率响应。可以看出传统 VSG 方法与传统 MPC-VSG 方法的最大 ROCOF 分别达到了约 0.9 Hz/s 和 0.75 Hz/s, 说明传统 MPC-VSG 方法对 ROCOF 几乎没有改善作用, 而本文所提方法将最大 ROCOF 降至 0.25 Hz/s 以下, 降低了约 72.2%。

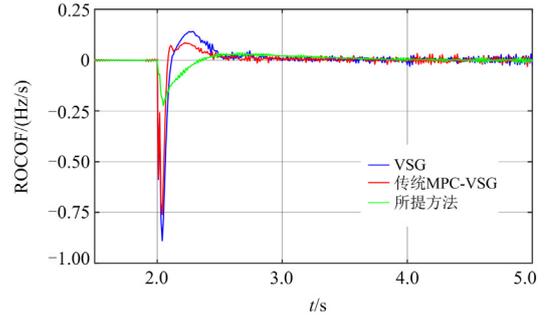


图 8 负载突变下的 ROCOF

Fig. 8 ROCOF under load mutation

由图 9 可以看出, 最大频率偏移约为 0.49 Hz、0.33 Hz、0.28 Hz, 因此本文所提方法同样改善了频率偏移。

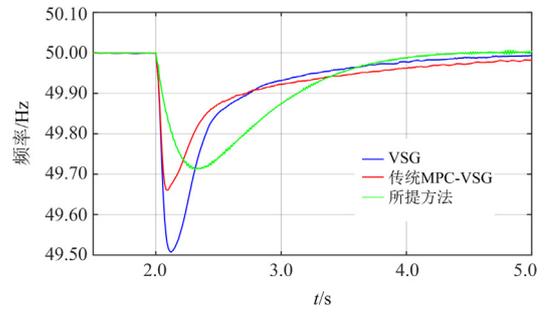


图 9 负载突变下的系统频率

Fig. 9 System frequency under load mutation

综上所述, 本文所提方法对 ROCOF 与频率偏移均产生有效改善作用。

图 10 为 MPC 环节输出功率 P_{MPC} 的对比图。可以看出当负荷波动时, 本文所提方法输出功率补偿 P_{MPC} , 使式(4)等号右边趋近于零, 从而频率的变化率 df/dt 也趋近于零。而传统 MPC-VSG 方法主要针对频率偏移 f_{error} , 无法快速感应 ROCOF 的突增。所以在频率稍偏移时, 系统频率几乎和传统 VSG 控制同步变化, 直至频率偏移量达到某一水平

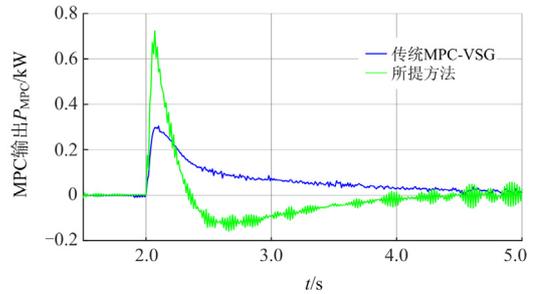


图 10 MPC 输出功率

Fig. 10 Output power of MPC

时 MPC 环节才起主要作用, 所以其对频率变化的反应比本文所提方法迟钝。

3.2.2 场景 2: 火电-风电-储能系统

火-风-储系统由额定容量为 20 kVA 的火电机组、额定容量为 2 kVA 的储能单元与额定容量为 1.5 kVA 的 DFIG 并联向负荷供电, 如图 11 所示。

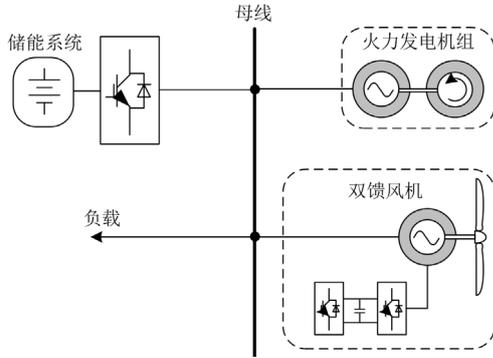


图 11 火-风-储系统拓扑结构

Fig. 11 Topology of thermal power-wind power-energy storage system

DFIG 的风速条件、输出有功功率分别如图 12 和图 13 所示。

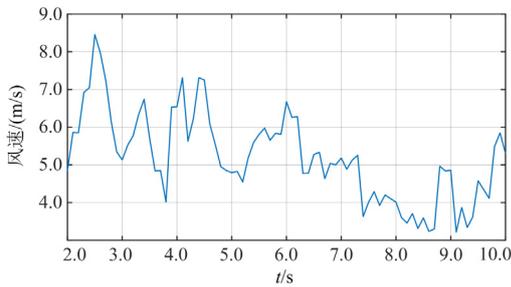


图 12 双馈风机的风速条件

Fig. 12 Wind speed condition of DFIG

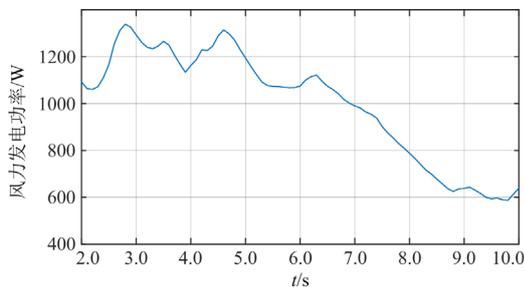


图 13 双馈风机的输出有功功率

Fig. 13 Output active power of DFIG

根据图 14, 传统 MPC-VSG 方法虽然可以有效抑制频率偏移, 但是其频率波动与传统 VSG 方法几乎同步, 而本文所提方法则可以有效地减少频率波

动的次数。其原因在于本文所提方法的控制指标为频率变化率, 等效于提升了系统惯性, 惯性的增大使得频率波动次数有效减少。

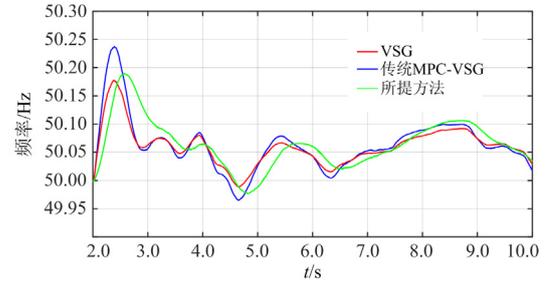


图 14 负载突变下的系统频率

Fig. 14 System frequency under load mutation

图 15 为不同控制方法下负载突变时的 ROCOF 对比图。可以看出本文所提方法能够有效抑制 ROCOF, 最大 ROCOF 可比传统 MPC-VSG 方法降低约 50%。该实验结果证明了所提控制方法的有效性。

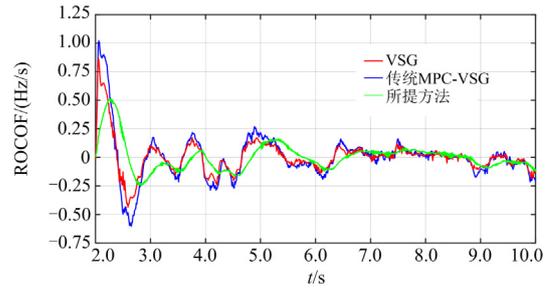


图 15 负载突变下的 ROCOF

Fig. 15 ROCOF under load mutation

图 16 为 MPC 环节输出功率 P_{MPC} 的对比图。可以看出传统 MPC-VSG 方法的功率补偿以尽快消除频率偏移为目标, 所以 P_{MPC} 的波峰、波谷与频率波形同步。本文所提方法的 MPC 环节通过 ROCOF 的变化, 代入式(4)计算得到有功缺额, 并进行功率补偿。所以其 P_{MPC} 曲线与系统有功功率缺额的波形同步。

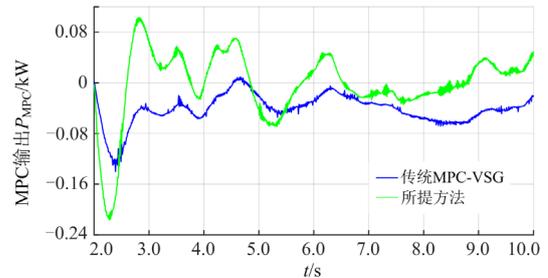


图 16 MPC 输出功率

Fig. 16 Output power of MPC

4 结论

本文针对储能变流器 VSG 的调频作用, 推导了 VSG 的频率特性, 通过模型预测控制对 VSG 的频率动态特性进行了优化。得到的主要结论如下:

1) 通过 VSG 的数学模型离散化可以得到预测模型, 进而在预测系统未来变化的基础上根据优化目标改变控制量的大小, 可以改善系统动态特性。

2) 对 ROCOF 进行优化的同时可以达到改善频率偏移的作用, 而且 ROCOF 比频率偏移先产生, 所以本文提出的 MPC-VSG 方法可更迅速地地对系统有功缺额进行补偿, 从而减缓频率的变化。

3) 本文主要研究对象为单个储能系统, 下一步可以重点研究多个储能系统的 MPC-VSG 控制效果, 提出多储能协同控制的调频策略, 从而有效提升高比例新能源电力系统稳定性。

参考文献

[1] JIN Z, MENG L, GUERRERO J M, et al. Hierarchical control design for a shipboard power system with DC distribution and energy storage aboard future more-electric ships[J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2018, 14(2): 703-714.

[2] ROCABERT J, LUNA A, BLAABJERG F, et al. Control of power converters in AC microgrids[J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2012, 27(11): 4734-4749.

[3] 刘青, 张彤钰, 田艳军. 直流配电网光伏变流器柔性出力自适应分段下垂控制[J]. *电力建设*, 2021, 42(10): 60-70.
LIU Qing, ZHANG Tongyu, TIAN Yanjun. Adaptive segmented droop control for flexible output of photovoltaic converter in DC distribution network[J]. *Electric Power Construction*, 2021, 42(10): 60-70.

[4] LOU G, GU W, LU X, et al. Distributed secondary voltage control in islanded microgrids with consideration of communication network and time delays[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020, 11(5): 3702-3715.

[5] 曾正, 李辉, 冉立. 交流微电网逆变器控制策略述评[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(9): 142-151.
ZENG Zheng, LI Hui, RAN Li. Comparison on control strategies of inverters in AC microgrids[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(9): 142-151.

[6] 陈雪梅, 陆超, 韩英铎. 电力系统频率问题浅析与频率特性研究综述[J]. *电力工程技术*, 2020, 39(1): 1-9.
CHEN Xuemei, LU Chao, HAN Yingduo. Review of power system frequency problems and frequency dynamic characteristics[J]. *Electric Power Engineering*

Technology, 2020, 39(1): 1-9.

[7] 赵晋泉, 汤建军, 吴迪, 等. 直流馈入受端电网暂态电压与频率稳定紧急协调控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(22): 45-53.
ZHAO Jinquan, TANG Jianjun, WU Di, et al. Emergency coordination control strategy for transient voltage and transient frequency stability in HVDC infeed receiving-end power grid[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(22): 45-53.

[8] 张健, 李天慧, 马刚, 等. 基于智能负载的光伏并网电压和频率稳定方法研究[J]. *智慧电力*, 2020, 48(10): 52-57.
ZHANG Jian, LI Tianhui, MA Gang, et al. Voltage and frequency stabilization method for grid-connected photovoltaic system based on smart load[J]. *Smart Power*, 2020, 48(10): 52-57.

[9] 钟庆昌. 虚拟同步机与自主电力系统[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(2): 336-349.
ZHONG Qingchang. Virtual synchronous machines and autonomous power systems[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(2): 336-349.

[10] 孙亮, 杨晓飞, 孙立国, 等. 基于改进虚拟同步发电机的多逆变器频率无差控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(11): 18-27.
SUN Liang, YANG Xiaofei, SUN Liguang, et al. Frequent deviation-free control for microgrid multi-inverters based on improving a virtual synchronous generator[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(11): 18-27.

[11] 付华, 刘公权, 齐晨飞, 等. 计及微电网黑启动的虚拟同步发电机调频策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(14): 59-68.
FU Hua, LIU Gongquan, QI Chenfei, et al. Frequency regulation strategy of a virtual synchronous generator-based microgrid considering the black start process[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(14): 59-68.

[12] LONG B, LIAO Y, CHONG K T, et al. MPC-controlled virtual synchronous generator to enhance frequency and voltage dynamic performance in islanded microgrids[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, 12(2): 953-964.

[13] 胡超, 张兴, 石荣亮, 等. 独立微电网中基于自适应权重系数的 VSG 协调控制策略[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(2): 516-525.
HU Chao, ZHANG Xing, SHI Rongliang, et al. VSG coordinated control based on adaptive weight factors in islanded microgrids[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(2): 516-525.

[14] 李旭, 罗嘉, 丁勇, 等. 辅助重型燃气轮机黑启动的大容量储能系统控制技术及其在应用[J/OL]. *中国电机工*

- 程学报: 1-13[2021-10-11]. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.210073.
- LI Xu, LUO Jia, DING Yong, et al. Control technology and application of large-scale energy storage system assisting black start of heavy duty gas turbine[J/OL]. Proceedings of the CSEE: 1-13[2021-10-11]. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.210073.
- [15] 高建瑞, 李国杰, 汪可友, 等. 考虑储能充放电功率限制的并网光储虚拟同步机控制[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(4): 134-150.
- GAO Jianrui, LI Guojie, WANG Keyou, et al. Control of grid-connected PV-battery virtual synchronous machine considering battery charging/discharging power limit[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(4): 134-150.
- [16] 李德胜, 李国策, 刘博. 基于虚拟同步发电机控制技术的 V2G 系统研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(7): 127-133.
- LI Desheng, LI Guoche, LIU Bo. Research on V2G system based on virtual synchronous generator control technology[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(7): 127-133.
- [17] 张骞, 李征, 蔡旭, 等. 一种电网强度在线感知的自适应虚拟同步控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(21): 117-125.
- ZHANG Qian, LI Zheng, CAI Xu, et al. An adaptive VSG control strategy based on online grid impedance measurements[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(21): 117-125.
- [18] 王雨虹, 张威, 韩冰, 等. 基于 LMI 的永磁同步电机鲁棒 H^∞ 自补偿滑模控制[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(5): 81-90.
- WANG Yuhong, ZHANG Wei, HAN Bing, et al. Robust H^∞ self-compensation sliding mode control of a permanent magnet synchronous motor based on linear matrix inequality[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(5): 81-90.
- [19] 全相军, 窦晓波, 龙昌明, 等. 逆变器电压复变量谐振优化控制[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4214-4224.
- QUAN Xiangjun, DOU Xiaobo, LONG Changming, et al. Optimal design for inverters based on complex variable resonant controllers[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4214-4224.
- [20] 王明捐, 刘友波, 高红均, 等. 计及运行成本风险的主动配电网两阶段随机模型预测控制[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(11): 8-18.
- WANG Mingjuan, LIU Youbo, GAO Hongjun, et al. A two-stage stochastic model predictive control strategy for active distribution network considering operation cost risk[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(11): 8-18.
- [21] 尹山, 董建园. 基于 VSG_MPC 的储能换流器调频控制策略[J]. 电源技术, 2021, 45(2): 249-254.
- YIN Shan, DONG Jianyuan. Frequency modulation control strategy of energy storage converter based on VSG_MPC[J]. Chinese Journal of Power Sources, 2021, 45(2): 249-254.
- [22] 李楠, 高峰. 电池储能型模块化多电平变换器的混合模型预测控制方法[J]. 电工技术学报, 2017, 32(14): 165-174.
- LI Nan, GAO Feng. A hybrid model predictive control method for modular multilevel converter of battery energy storage system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(14): 165-174.
- [23] 孙玉树, 张国伟, 唐西胜, 等. 风电功率波动平抑下的 MPC 双储能控制策略研究[J]. 电工技术学报, 2019, 34(3): 571-578.
- SUN Yushu, ZHANG Guowei, TANG Xisheng, et al. Research on MPC and dual energy storage control strategies with wind power fluctuation mitigation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(3): 571-578.
- [24] 方番, 李媛, 肖先勇, 等. 储能型准 Z 源逆变器的有限集模型预测控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(7): 2133-2143.
- FANG Fan, LI Yuan, XIAO Xianyong, et al. An finite control set-model predictive control for energy-stored quasi-z-source inverters[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(7): 2133-2143.
- [25] 周鑫. 含大规模风电的电力系统安全稳定控制若干问题研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2017.
- ZHOU Xin. Research on several issues of power system security and stability control with large scale wind power integration[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2017.
- [26] 龚建伟, 姜岩, 徐威. 无人驾驶车辆模型预测控制[M]. 北京: 北京理工大学出版社, 2014.
-
- 收稿日期: 2021-09-14; 修回日期: 2021-11-15
- 作者简介:
- 倪泽龙(2000—), 男, 本科生, 研究方向为储能控制技术; E-mail: 1079400611@qq.com
- 林钰钧(1998—), 男, 博士研究生, 研究方向为储能集群运行与控制技术。E-mail: yjlin20@hust.edu.cn
- (编辑 周金梅)