

考虑储能荷电状态及频率恢复特性的 改进型灵活虚拟惯性控制

孟建辉, 彭嘉琳, 王毅, 王慧, 赵彭辉

(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:基于虚拟同步发电机(VSG)控制的光储系统可向电网提供虚拟惯性以增强电网的稳定性,但源端储能的荷电状态和系统频率恢复特性对虚拟惯性的灵活调节具有重要的约束作用。针对此问题,在已有研究的基础上,提出了一种改进型灵活虚拟惯性控制方法,该方法一方面根据储能极限运行状态下的荷电状态自主调节虚拟惯量的大小,避免了储能单元的深度过充及过放;另一方面在储能安全运行时根据频率变化分阶段调节虚拟惯量,在减小系统频率偏差的同时加快其恢复速度。此外,搭建了孤岛四端微电网的小信号模型,分析了关键控制参数对系统稳定性的影响规律,并给出了控制参数的设计原则。最后,通过硬件在环实验验证了所提控制方法的有效性与优越性,提高了光储VSG控制技术的工程实用价值。

关键词:虚拟同步发电机;荷电状态;频率恢复特性;虚拟惯性;小信号建模;稳定性分析

中图分类号:TM 31

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202005026

0 引言

以光伏、风电为主的分布式电源(DG)大多基于电力电子变换器接口接入电力系统,本身不存在有利于保持系统稳定性的旋转惯性,其渗透率在电网中的迅速增加会降低系统整体转动惯量,严重影响了电力系统的动态响应和稳定性^[1]。因此,如何改善DG接入电网的友好性是近年来一个亟待解决的问题。

在此背景下,虚拟同步发电机(VSG)控制技术受到广泛关注。该控制理念最早由德国克劳斯塔尔工业大学的Beck教授提出,通过含储能的DG模拟同步发电机外特性提高系统频率稳定性^[2]。目前对于VSG的研究主要集中在自适应惯性控制、参数整定分析、频率特性优化等方面^[3-11]。文献[3]提出了一种自适应VSG控制策略,可保持最佳阻尼比,抑制功率和频率的振荡。文献[9]提出了一种改进型自适应虚拟惯量控制方法,具有较强的鲁棒性,能够提高微电网的抗干扰和过载能力。文献[10]提出了一种改进的bang-bang控制,通过虚拟惯量的自适应调节降低微电网动态频率偏差。文献[11]提出了一种最优比例积分(PI)的虚拟惯性控制方法来提高微电网的鲁棒性和稳健性。综上,目前所构建的VSG控制策略可以提高系统频率稳定性,降低频率偏差,

但未改善系统的频率恢复特性,同时忽略了源端储能单元自身的充放电特性对系统虚拟惯量的约束作用,在一定程度上缺乏工程应用价值。

为解决上述问题,结合储能特性的VSG控制成为研究的热点^[12-21]。文献[12]提出了基于VSG控制的储能系统惯性计算方法,并论证了储能电池及变流器等转动惯量计算方法的准确性。文献[14]提出了一种储能电池参与一次调频的虚拟惯性控制方法,可改善蓄电池的运行状态,但频率偏差较大时采用下垂控制会造成系统频率稳定性下降。文献[15]提出了一种考虑频率偏移量的光储VSG控制方法以减小系统振荡,但系统频率动态响应速度较慢,且未考虑储能运行极限(过充或过放)的约束。文献[17]提出了一种以蓄电池荷电状态(SOC)为反馈的VSG控制方法,可延长蓄电池的使用寿命,但在极限SOC下切除蓄电池会造成系统振荡或者失稳。文献[18]考虑了基于储能系统的电力系统暂态稳定性,提出了一种反馈线性惯性测量方法,展示了存储容量、通信延时及控制参数对惯性常数的影响,但未提出针对性的惯性调控手段。文献[19]提出了一种自适应储能调度的灵活惯性控制方案,可以提高DG的渗透率水平并有效集成多个微电网,但是没有考虑储能系统自身特性对虚拟惯量的影响。以上研究在不同方面改善了光储VSG系统的运行性能,但忽略了储能单元处于极限状态时对调节虚拟惯量的约束及其处于安全运行状态时对频率恢复特性的优化,降低了光储VSG控制技术的工程实用性。

综上,为了改善蓄电池工作状态及优化VSG控制系统的频率恢复特性,本文提出了一种改进型灵活虚拟惯性(IFVI)控制方法,该方法可以在储能处于极限运行状态时根据其SOC自主调节虚拟惯量的

收稿日期:2019-11-07; **修回日期:**2020-03-25

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51807064);河北省自然科学基金资助项目(E2018502152);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2017MS098,2019MS074)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51807064),the Natural Science Foundation of Hebei Province(E2018502152) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities(2017MS098,2019MS074)

大小,从而避免储能单元的深度过充及过放,以延长其使用寿命;在储能安全运行时根据频率变化分阶段调节虚拟惯量以加快系统频率恢复速度,增强系统运行的稳定性。相比于传统控制方法,该方法结合储能系统充放电特性对虚拟惯量进行自适应分阶段调节,能够在改善系统频率特性的同时保证储能系统的安全运行。此外,本文搭建了含光储VSG单元的孤岛四端微电网模型,建立其小信号模型,利用根轨迹法分析所提控制策略中关键参数对系统稳定性的影响规律,并给出了主要控制参数的设计原则。最后,通过硬件在环实验验证了所提控制方法的有效性,提高了光储VSG控制技术的工程实用性。

1 微电网拓扑结构和VSG控制策略

1.1 微电网拓扑结构

由光储VSG单元、同步发电机 G_1 和 G_2 组成的微电网系统带负荷运行,其拓扑结构如附录A图A1所示。图中, P_{G1} 、 P_{G2} 分别为同步发电机 G_1 、 G_2 发出的有功功率; P_l 为光储VSG单元输入交流母线的有功功率; P_L 为有功负荷。光储单元在整个系统中的渗透率水平较高,以便测试所提控制策略的作用和效果。同步发电机 G_1 工作在恒功率模式,以保证基本的负荷需求;同步发电机 G_2 负责系统二次调频;光伏发电单元作为新能源发电单元发出恒定功率;蓄电池承担系统的能量双向流动,以提高电能质量。

1.2 VSG控制策略

针对VSG控制方法,本文主要对其中的有功-频率控制环进行改进,其基本控制方程为:

$$P_{ref} - P_o - K_d(\omega - \omega_g) = 2Hd\omega/dt \quad (1)$$

其中, H 为虚拟惯量,表征系统旋转惯性的量; ω 、 ω_g 分别为VSG单元输出和公共母线的角频率; K_d 为阻尼系数; P_{ref} 为有功功率设定值; P_o 为DC/AC逆变器输出的功率。根据式(1)可得有功-频率的控制框图如附录A图A2所示。

1.3 灵活虚拟惯量控制策略

为了充分发挥VSG控制中虚拟惯性灵活可调的特性,笔者所在课题组提出了一种以系统频率变化率为调节依据的灵活虚拟同步发电机(FVSG)控制方法^[6],其中基于指数函数的虚拟惯量 H_{FVSG} 为:

$$H_{FVSG} = \begin{cases} k_1 \left(\left| df/dt \right| \right)^{k_2} + H_0 & |df/dt| \geq M \\ H_0 & |df/dt| < M \end{cases} \quad (2)$$

其中, $|df/dt|$ 为频率变化率; H_0 为稳态运行时的惯性时间常数; M 为频率变化率的临界值; k_1 、 k_2 为惯性调整系数。当 $|df/dt| < M$ 时,虚拟惯量为一定值,避免了稳态下 H 的频繁切换;当 $|df/dt| \geq M$ 时,虚拟惯量通过指数函数调节变大,从而减小系统频率变化量,改善系统的频率稳定性。相比于VSG控制方法,

FVSG控制可以根据系统频率变化率灵活地调节惯量的大小,更好地提高系统频率稳定性。

但无论是恒定惯量的VSG控制还是FVSG控制均没有考虑实际工程应用中储能系统的约束,在蓄电池运行到极限状态时,应调整虚拟惯量的大小来改变蓄电池有功出力,以减轻深度充放电对蓄电池的损害。另外,采用FVSG控制只实现了减小系统频率变化量,而系统频率的恢复速度还有待提高。

2 IFVI控制方法

针对上述VSG以及FVSG控制策略的不足,本文提出IFVI控制策略,其基本原理相同,但IFVI控制中的虚拟惯量 H 可以根据蓄电池的SOC以及频率变化情况进行调整。一方面避免蓄电池深度过充及过放,延长蓄电池使用寿命;另一方面改善系统频率和功率的响应特性,加快频率恢复速度。

2.1 考虑SOC极限的虚拟惯量控制方法

当蓄电池运行到充放电极限时,需要通过调节虚拟惯量改变蓄电池的有功出力,使蓄电池尽快进入安全状态或避免深度过充及过放,进而优化蓄电池运行状态。以蓄电池SOC来表征储能系统的工作状态,并将其划分为:

$$SOC \in \begin{cases} [0, a) & \text{深度过放} \\ [a, b) & \text{过度放电} \\ [b, c) & \text{正常工作} \\ [c, d) & \text{过度充电} \\ [d, 1] & \text{深度过充} \end{cases} \quad (3)$$

其中, b 、 c 分别为蓄电池过度放电和过度充电的SOC临界值; a 、 d 分别为蓄电池深度过放和深度过充的SOC临界值。需要说明的是,本文所提控制针对的是处于过充/过放区的蓄电池,处于深度过充/过放区的蓄电池无法实现能量双向流动,不再具备实现VSG控制的条件,本文对此不做讨论。

根据式(1)可以得到有功功率、角频率以及虚拟惯量之间的关系,稳态运行时,可将其简化为:

$$\frac{\Delta\omega}{\Delta t} = \frac{P_{in} - P_o}{2H} = \frac{\Delta P}{2H} \quad (4)$$

其中, P_{in} 为输入逆变器的有功功率; ΔP 为有功变化量,虚拟惯量 H 的变化会引起 ΔP 的变化。由于蓄电池承担着能量双向流动的责任,可细分为以下5种工况:①当蓄电池处于过放区且需要放电时,希望蓄电池出力尽量小,即有功变化量 ΔP 尽量小,近似认为短时间内角频率变化量 $\Delta\omega$ 不变化,那么,根据式(4), H 应尽量小,从而减小蓄电池有功出力,减慢蓄电池进入深度过放区的速度;②处于过充区且需要充电时,与工况①原理相同,同样需要减小 H ,延缓蓄电池进入深度过充区;③处于过放区但需要充电时,希望增加蓄电池充电能量,使蓄电池尽快进入正

常工作区,根据式(4),此时需要增大 H ,从而增大 ΔP 来增加蓄电池的充电能量;④处于过充区但需要放电时,与工况③原理相同,同样需要增大 H 使蓄电池尽快进入安全工作状态;⑤处于正常安全运行区时,详见2.2节。据此得到极限SOC下虚拟惯量的具体表达式为:

$$H_f = \begin{cases} k_3 \arctan[k_4(\text{SOC}-b)] + H_0 & a \leq \text{SOC} < b \\ k_3 \arctan[k_4(\text{SOC}-c)] + H_0 & c \leq \text{SOC} < d \end{cases} \quad (5)$$

$$H_c = \begin{cases} -k_3 \arctan[k_4(\text{SOC}-b)] + H_0 & a \leq \text{SOC} < b \\ -k_3 \arctan[k_4(\text{SOC}-c)] + H_0 & c \leq \text{SOC} < d \end{cases} \quad (6)$$

其中, H_f 、 H_c 分别为蓄电池处于放电和充电状态的虚拟惯量; k_3 、 k_4 为虚拟惯量调整系数。为更直观地体现所提控制的效果,将以上函数用图1表示,取 $a=0.1$ 、 $b=0.25$ 、 $c=0.75$ 、 $d=0.90$ 、 $k_3=1$ 、 $k_4=50$ 。

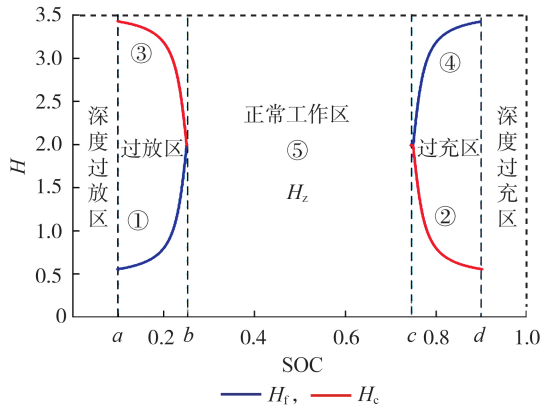


图1 极限SOC下虚拟惯量控制效果

Fig.1 Virtual inertia control effect under extreme SOC

2.2 考虑频率恢复特性的虚拟惯量控制方法

在蓄电池安全运行状态下(工况⑤),以优化系统频率恢复特性为目的,根据FVSG控制策略的不足,为了兼顾降低系统频率变化量以及缩短频率恢复时间,本文在FVSG控制策略基础上加以改进。

VSG输出等效电路可视作电压源与输出阻抗串联的形式,可以简化为附录A图A3所示的结构。图中, X 为滤波器及传输线路的综合电抗; U_o 为逆变器输出电压幅值; φ_1 为相位角; e 为交流母线电压; E 为交流母线电压幅值。设定交流母线电压相角为 0° ,可以得到逆变器输出功率 P_o 的表达式为:

$$P_o = U_o E \sin \varphi_1 / X \quad (7)$$

根据式(1)及附录A图A2所示的控制框图可以得到有功闭环传递函数如下:

$$\frac{P_o(s)}{P_{ref}(s)} = \frac{U_o E / X}{2 H s^2 + K_d s + U_o E / X} \quad (8)$$

显然,虚拟惯量直接影响输出有功功率,根据二阶系统的性质可知, H 越大,会导致振荡越明显,延

长功率及频率进入稳态的时间,从而影响系统动态性能,图2描述的是欠阻尼时不同惯量下的有功阶跃响应。同时根据式(4)可知, H 越小,系统受到扰动时频率变化量越大。

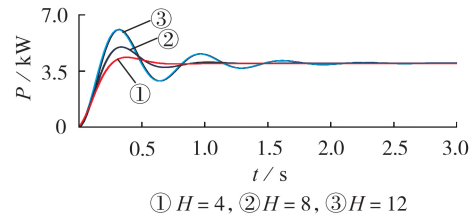


图2 不同虚拟惯量 H 下的有功阶跃响应

Fig.2 Step response of active power under different values of H

针对上述问题,本文将调频过程分解为两部分,从受到扰动到频率开始恢复为第一阶段,此时希望惯量较大以减小频率波动,从频率开始恢复到调频结束为第二阶段,此时希望惯量较小使频率快速恢复,二者的分界点为频率变化率 $df/dt=0$ 且频率变化量 $|\Delta f|$ 为最大值的时刻。据此,本文提出考虑频率恢复特性的虚拟惯量表达式为:

$$H_z = \begin{cases} [\varepsilon(t) - \varepsilon(t-t_z)] H_{FVSG} + H_{min} & |\Delta f| \geq K \\ H_0 & |\Delta f| < K \end{cases} \quad (9)$$

其中, $\Delta f = f - f_{ref}$, f 为系统频率, f_{ref} 为系统频率参考值; K 为频率变化量临界值,其取值并非恒定值,在实际工程中负荷是随机变化的,当负荷的变化造成频率波动剧烈时,则适当地增加 K 的取值,反之则减小 K 的取值,根据负荷波动的规模实时调节 K 的取值使之更贴近于实际工况; t_z 为 $df/dt=0$ 且 $|\Delta f|$ 为最大值对应的时刻; H_{min} 为小于 H_0 的系统最小惯量;阶跃函数 $\varepsilon(t) - \varepsilon(t-t_z)$ 可以实现在 t_z 时刻之前其值为1,在 t_z 时跳变为0。当 $|\Delta f| < K$ 时,虚拟惯量保持为 H_0 ,避免频繁切换;当 $|\Delta f| \geq K$ 时,第一阶段根据 df/dt 调节虚拟惯量,采用FVSG控制减小频率变化量,当 $|\Delta f|$ 达到最大值且频率变化率过零时意味着系统频率有回归稳态的趋势,进入第二阶段时,希望加快频率响应速度,虚拟惯量切换至 H_{min} ,从而缩短系统频率的调节时间。调频过程示意图如图3所示。该示例仅代表一般情况,对于在频率到达最值之前或之后就出现频率变化率为0的情况,以上控制方法同样适用,需要同时满足 $|\Delta f|$ 为最大值且检测到 $df/dt=0$ 才可以切换虚拟惯量,并且在切换之后不进行二次切换,实现虚拟惯量的分阶段调节,加快恢复至工频的速度。需要说明的是,此处频率变化量最大值表示的是负荷随机变化频率与工频50 Hz的最大偏移量,在实际应用中由频率监测装置进行实时的对比监测来确定。

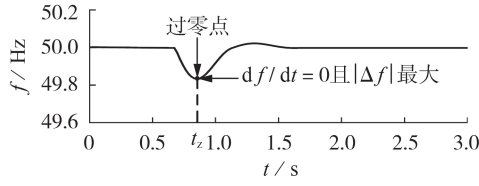


图3 调频过程示意图

Fig.3 Schematic diagram of frequency regulation process

2.3 IFVI控制方法

根据以上分析得到本文所提 IFVI 控制方法,具体表达式如式(5)、(6)、(9)所示。IFVI 控制的有功频率环节如图4所示。该控制的核心是根据 SOC 以及频率变化率对虚拟惯量进行调整,进而改善蓄电池的工作状态并优化系统的频率恢复特性,延长蓄电池的使用寿命并优化系统频率动态响应特性。图5给出了 IFVI 控制中计算 H 的流程,图中逆变器输出的功率 P_o 用于判定蓄电池的充放电状态,不考虑 $\text{SOC} < a$ 或 $\text{SOC} > d$ 的情况。参数 $k_1 - k_4$ 的设计原则将在后文中分析。

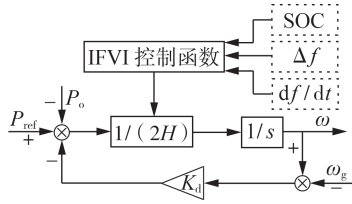


图4 IFVI控制策略的有功-频率控制框图

Fig.4 Active power-frequency control block diagram of IFVI control strategy

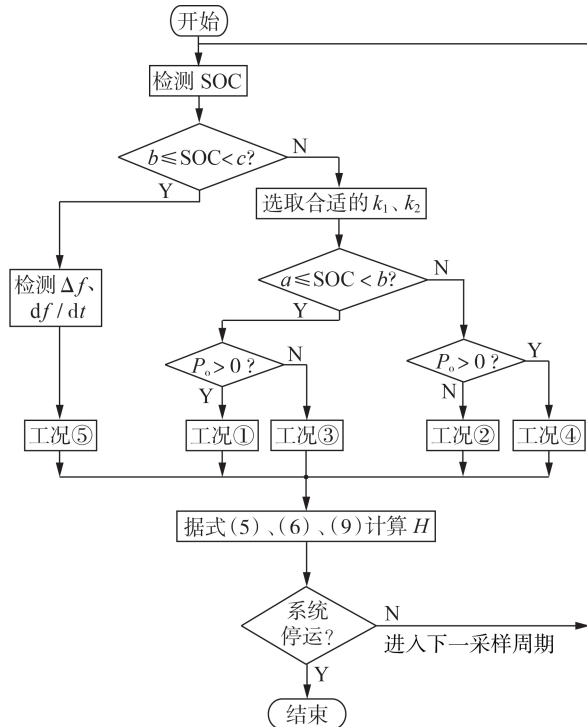


图5 IFVI控制策略流程图

Fig.5 Flowchart of IFVI control strategy

相比于 VSG 及 FVSG 控制策略,本文所提 IFVI 控制策略一方面通过反正切函数(式(5)、(6))的作用,自主调节虚拟惯量 H ,进而调整系统有功变化量 ΔP ,避免蓄电池深度充放电,延长其使用寿命;另一方面利用频率变化调节 H (式(9)),在减小频率变化量的基础上缩短系统频率恢复时间,在提高系统稳定性的同时优化功率和频率的动态响应特性。

3 系统小信号建模

为分析采用 IFVI 控制策略后系统在受到小扰动时的稳定性,构建附录 A 图 A1 所示的四端微电网的小信号模型。需要说明的是,由于同步发电机 G_1 工作在恒功率模式, P_1 为恒定负荷,二者线性化之后可近似为 0,虚拟惯量的变化对其稳定性影响甚微,因此本文主要针对包含虚拟惯量的光储 VSG 单元及用于调频的发电机 G_2 进行建模来组成系统的小信号模型。

3.1 含 VSG 控制的变流器小信号模型

光伏和储能单元分别经 DC/DC 换流器输出稳定直流电压,然后经 DC/AC 逆变器接入系统,逆变器结构如附录 A 图 A4(a)所示,逆变器控制部分包括功率环和电压电流环。图中, L 、 C 分别为滤波器电感和电容; X_1 、 R_1 分别为线路等效电抗和电阻,且 $X_1 = \omega_{\text{ref}} L_1$, ω_{ref} 为角频率参考值; i_1 、 u_1 分别为滤波器前级电感电流和前级端口电压; u_o 、 i_o 分别为逆变器输出电压和电流;脉宽调制(PWM)近似等效为传递函数为 1 的环节。电压、电流环均采用 PI 控制,其控制结构如附录 A 图 A4(b)所示。图中, u_o^* 为功率环输出的参考电压,是电压环的输入; i_1^* 为电压环输出的参考电流,是电流环的输入; K_{pv} 、 K_{ic} 分别为电压环、电流环 PI 控制器的比例增益, K_{iv} 、 K_{ie} 为其积分增益; x_1 、 x_2 为状态变量。

按照图 A4 推导各环节的状态方程并整合为:

$$\begin{cases} \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} [P_{\text{ref}} - P_o - K_d(\omega - \omega_g)] \\ \frac{d\varphi_1}{dt} = \omega, \quad \frac{dx_1}{dt} = u_o^* - u_o \\ \frac{dx_2}{dt} = K_{pv}(u_o^* - u_o) + K_{iv}x_1 - i_1 \\ L \frac{di_1}{dt} = K_{pc} [K_{pv}(u_o^* - u_o) + K_{iv}x_1 - i_1] + K_{ie}x_2 - u_o \\ C \frac{du_o}{dt} = i_1 - i_o, \quad L_1 \frac{di_o}{dt} = u_o - e - i_o R_1 \end{cases} \quad (10)$$

根据图 A4(a)所示的等效电路,可得到 DC/AC 逆变器输出的有功功率 P_o 以及输入交流母线的有功功率 P_1 ,表达式见附录 B。将式(10)线性化并整理得到变流器的小信号模型,其中参考电压变化量 $\Delta u_o^* \approx U_o \Delta \varphi_1$, $\Delta \varphi_1$ 为逆变器输出电压相角的变化量。

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}_b = \mathbf{A}_b \Delta \mathbf{x}_b \quad (11)$$

其中, $\Delta \mathbf{x}_b = [\Delta \dot{\varphi}_1 \ \Delta \varphi_1 \ \Delta x_1 \ \Delta x_2 \ \Delta i_1 \ \Delta u_o \ \Delta i_o]^T$; 系数矩阵 $\mathbf{A}_b$ 详见附录B。

3.2 发电机 G_2 小信号模型

发电机 G_2 由原动机带动, 原动机输出特性可以用传递函数表示为^[22]:

$$\frac{P_m}{u} = \frac{k_{pm}}{\tau_{pm}s + 1} \frac{1 - \tau_d s}{\tau_d s + 1} \quad (12)$$

其中, u 为燃油喷射系统的输入信号; P_m 为公共轴上产生的机械功率; k_{pm} 为燃油喷射系统的增益和原动机的增益之和; τ_{pm} 为燃油喷射系统时间常数; τ_d 为原动机的迟滞时间。

发电机 G_2 的转子运动方程可以表示为:

$$J_{G2} \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{P_{G2}}{\omega_{ref}} - k_L \omega_r \quad (13)$$

其中, ω_r 为发电机 G_2 角频率; J_{G2} 为发电机 G_2 的转动惯量; k_L 为损耗系数。发电机 G_2 结构如图6所示。

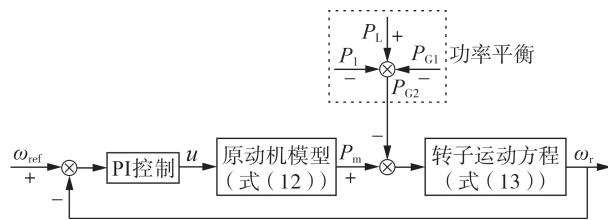


图6 发电机 G_2 结构

Fig.6 Structure of Generator G_2

据此得到发电机 G_2 的状态方程为:

$$\begin{cases} \frac{d\varphi_2}{dt} = \omega_{ref} - \omega_r \\ \frac{dx_3}{dt} = -\frac{1}{\tau_{pm}} x_3 + \frac{k_{pm}}{\tau_{pm}} [K_p(\omega_{ref} - \omega_r) + K_i \varphi_2] \\ \frac{dx_4}{dt} = -\frac{1}{\tau_d} x_4 + x_3 \\ J_{G2} \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{P_m - (P_L - P_1 - P_{G1})}{\omega_{ref}} - k_L \omega_r \end{cases} \quad (14)$$

其中, x_3, x_4 为状态变量; φ_2 为发电机 G_2 与交流母线电压相角差; K_p 为PI控制器比例增益, K_i 为其积分增益。由于系统中发电机 G_1 工作在恒功率模式, P_L 为恒定负荷, P_{G1}, P_L 线性化为0。将式(12)和式(14)联立并线性化得到发电机 G_2 的小信号模型如下:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}_{G2} = \mathbf{A}_{G2} \Delta \mathbf{x}_{G2} + \mathbf{B}_1 \Delta \mathbf{x}_b \quad (15)$$

其中, $\Delta \mathbf{x}_{G2} = [\Delta \dot{\varphi}_2 \ \Delta \varphi_2 \ \Delta x_3 \ \Delta x_4]^T$; 系数矩阵 $\mathbf{A}_{G2}, \mathbf{B}_1$ 详见附录B。

3.3 四端系统小信号模型

根据上述分析, 联立式(11)、(15)得到四端系统的小信号模型如下:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}_{sys} = \mathbf{A}_{sys} \Delta \mathbf{x}_{sys} \quad (16)$$

其中, $\Delta \mathbf{x}_{sys} = [\Delta \mathbf{x}_b \ \Delta \mathbf{x}_{G2}]^T$ 包含11个状态变量; 系数矩阵 $\mathbf{A}_{sys}$ 详见附录B。

4 稳定性分析及主要控制参数设计原则

4.1 系统稳定性分析

据式(16)可知, 系统共有11个特征根, 其根轨迹如图7所示。图中只显示主导特征根的变化情况, 其他特征根变化较小, 可忽略, 图中箭头所指方向为特征根变化趋势。

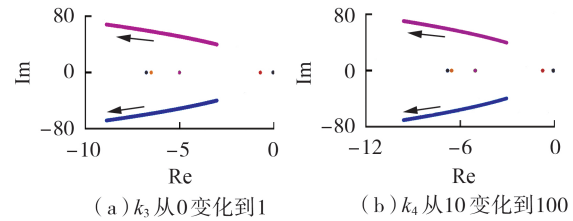


图7 关键参数变化时的系统特征根轨迹

Fig.7 Eigenvalue locus of system with variation of key parameters

依据式(9)给出的虚拟惯量切换策略, 同时考虑到根轨迹分析关注的是平衡点附近极小扰动下的动态, 则小扰动分析时对应的是 $|\Delta f| < K$ 的情形, 该情形下虚拟惯量为常数 H_0 。因此本文未评估参数 k_1, k_2 的影响, 只考虑了参数 k_3, k_4 对系统稳定性的影响。

图7描述了IFVI控制策略中主要控制参数 k_3, k_4 的变化对系统根轨迹的影响。图7(a)、(b)分别为 k_3 从0变化到1、 k_4 从10变化到100的根轨迹。由图可知, 随着 k_3 或 k_4 的增大, 主导特征根 s_1, s_2 的根轨迹均向远离虚轴方向变化, 系统稳定性提高。因此在满足约束条件的前提下 k_3, k_4 应尽量大, 以上分析为控制参数设计提供了依据。

4.2 稳定运行边界

在工频额定电压的运行情况下, 由于受到蓄电池或换流器容量的限制, 惯性过大, 换流器无法提供所需的功率, 同时过大的惯性会造成系统的动态响应变慢, 超调量增大, 并会产生一定的振荡, 因此需要对虚拟惯量调节范围进行限制。根据式(4)得到:

$$H_{max} = \frac{\Delta P_{max} \Delta t}{2\Delta\omega} = \frac{\Delta P_{max} \Delta t}{4\pi \Delta f} \quad (17)$$

其中, H_{max} 为综合考虑多个影响因素下系统可设定的最大虚拟惯量; ΔP_{max} 为系统允许的功率变化最大值。 H_{max} 受到功率变化最大值的直接影响, 影响功率变化最大值的因素是不同系统结构的装置特性, 尤其是蓄电池和换流器容量限制, 长期工作在功率极限状态会对各组成设备造成影响, 甚至缩短设备的使用寿命, 同时, 通过式(8)及图2可知, 在二阶系统中, H 越大, 会导致超调量越大, 振荡越明显, 延长

功率及频率进入稳态的时间,从而使得系统动态性能受到影响。

另外,考虑到系统频率稳定性、静态特性和算法的实现,虚拟惯量过小会降低系统整体的旋转惯性,通过式(4)可知, H 越小,系统受到扰动时频率变化量越大,系统频率稳健性下降,从而降低系统抗干扰能力。因此,需设定所提控制策略下能够保证系统所必需的最小惯量 $H_{\min}$ 。综上所述,系统实际稳定运行的边界约束条件可以表示为:

$$H_{\min} \leq H \leq H_{\max} \quad (18)$$

此外,控制参数的选择必须考虑式(18)所示的约束条件,否则虚拟惯量的越限会影响所提控制方法的控制效果。

4.3 控制参数的选择

在选择参数 k_3 、 k_4 时应考虑式(18)中系统稳定运行虚拟惯量边界条件,以工况③为例,根据式(6)可得:

$$k_3 = -\frac{H_{\max} - H_0}{\arctan[k_4(\text{SOC} - b)]} \quad (19)$$

可见,参数 k_3 、 k_4 会直接影响到系统虚拟惯量的大小,进而影响控制策略的作用效果。设定 $H_0=0$,图8为蓄电池处于工况③时,不同 k_4 下虚拟惯量随 k_3 以及SOC变化的三维曲面。可以看出,随着 k_4 的增加,倾斜度越高,表明参数 k_4 与虚拟惯量 H 的交互作用越显著,即 k_4 越大,随着SOC的下降,虚拟惯量增长越迅速,响应速度越快。在工况③时, H 的大小主要受参数 k_3 的影响, H 变化的响应速度主要受 k_4 影响,所以在设定参数时,应该在满足稳定运行边界前提下优先按照图8(d)所示的变化趋势设计。 k_3 、 k_4 在工况①、②、④中的作用效果与工况③相同,不同的是工况①、②考虑了式(18)中虚拟惯量最小边界值, k_1 和 k_2 的选取原则可采用文献[6]所得结论,限于篇幅,不再赘述。

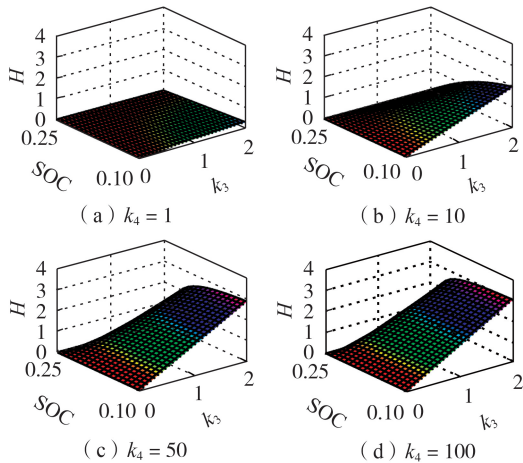


图8 不同 k_4 下 k_3 及SOC对 H 交互影响曲面图

Fig.8 Interactive effect surface diagram of k_3 and SOC on H under different values of k_4

经过以上分析可以得到结论如下:

(1) k_1 、 k_3 主要由系统稳定运行边界来限定, k_2 、 k_4 主要由虚拟惯量 H 的变化趋势来确定,可在设计时先行选择;

(2)通过系统稳定运行边界条件的设定,可以避免光储单元崩溃,提高系统的安全稳定性;

(3)控制参数的设计应在三维曲面分析的基础上同时满足根轨迹分析结论及稳定运行边界条件,保证所提控制的有效性。

5 硬件在环实验验证

5.1 硬件在环实验平台

为验证所提控制策略的正确性与有效性,本文搭建了如附录A图A5所示的控制器级硬件在环测试平台。该系统由RT-LAB实时仿真器(型号为OP5600)、DSP控制器(型号为TMS320F28335)和上位机等构成。RT-LAB及上位机之间采用TCP/IP网络通信协议来彼此传递信息,实际控制器DSP与RT-LAB之间则通过A/D与D/A转换接口直接相连,以实现高速率的信息传输。部署在RT-LAB中的实时仿真模型包含一般测试单元与重点测试单元两部分。其中一般测试单元还包括功率转换系统(PCS)、微源控制器(MC)及负荷控制器(LC)。本文所提IFVI、FVSG和VSG控制策略均部署在DSP控制器中,附录A图A1所示的四端系统实时仿真模型部署在RT-LAB中,DSP运算产生的PWM脉冲经光电隔离模块与RT-LAB的脉冲输入端口相连,实验波形在录波仪DL850上进行录制。为了便于比较,将相关数据采用画图软件进行绘制。

四端系统中,光伏侧额定辐照度为 1000 W/m^2 ,假设光伏发电单元为恒功率电源,蓄电池额定电压为270 V,额定容量为 $7 \text{ A} \cdot \text{h}$,以便在短时间内观察到SOC的变化;直流母线额定电压为500 V,交流母线额定电压为380 V。其他具体参数见附录C表C1。

5.2 实验验证与分析

5.2.1 工况①与工况②

从图1可以看出,蓄电池在工况①和工况②时虚拟惯量的控制效果相同。为验证以上2种工况下所提控制策略的有效性,将IFVI控制与恒定惯量的VSG控制进行对比。在系统运行5 s时进入稳态,此时投入虚拟惯量控制函数,工况①中设置SOC初始值为0.231,在系统运行10 s时投入负荷2 kW;工况②中设置SOC初始值为0.772,在系统运行10 s时切除负荷2 kW。工况①和工况②下虚拟惯量 H 、DC/AC逆变器输出功率 P_o 以及蓄电池SOC的变化曲线分别如图9和图10所示。发电机 G_2 负责系统的二次调频,VSG会恢复稳态,最终由发电机 G_2 承担变化的负荷,下文所涉及的工况同理。

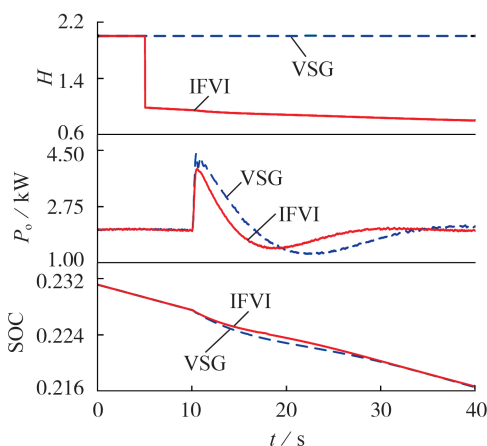


图9 工况①下的系统响应

Fig.9 Response of system under Working Condition ①

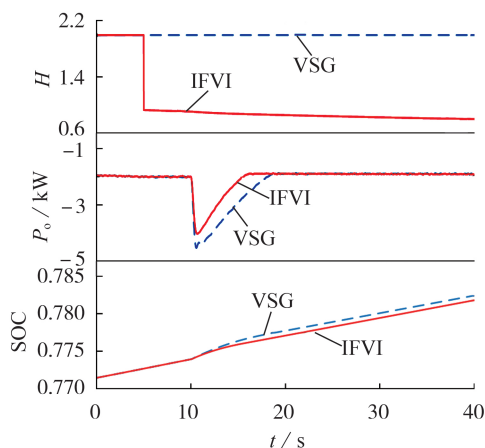


图10 工况②下的系统响应

Fig.10 Response of system under Working Condition ②

从图9和图10中可看出,IFVI控制策略下的虚拟惯量明显小于VSG控制下的虚拟惯量,故IFVI控制策略下的蓄电池有功出力相对较小,因而蓄电池SOC变化相对缓慢,延缓了蓄电池进入深度过放/过充区的时间,进而改善了蓄电池的工作状态,且其有功响应特性明显优于VSG控制策略,提高了系统的安全稳定性。

5.2.2 工况③与工况④

蓄电池在工况③和工况④时虚拟惯量的控制效果相同。工况③中设置SOC初始值为0.239,10 s时切除负荷2 kW;工况④中设置SOC初始值为0.769,10 s时投入负荷2 kW。相应的变化曲线如附录A图A6和图A7所示。可以看出,IFVI控制下的 H 明显大于VSG控制下的 H ,所以IFVI控制策略下蓄电池的电能变化相对较大,从而蓄电池SOC变化得快,工况③在23.05 s提前进入安全运行状态,工况④在30.65 s提前进入安全运行状态,故而降低了蓄电池损害程度,可以延长蓄电池的使用寿命。

5.2.3 工况⑤

当蓄电池处于工况⑤正常充放电时,以优化系

统频率恢复特性为目的。为了验证式(9)所示控制的有效性,将IFVI控制与FVSG控制进行对比。以处于放电状态的蓄电池为例,设置SOC初始值为0.55,10 s时投入负荷1 kW, $H_0=1.0$, $H_{\min}=0.3$, $K=0.1$ Hz, $|\Delta f|>K$ 。系统变化曲线如附录A图A8所示,13.5 s之前为调频第一阶段,采用FVSG控制,13.5 s时频率变化率过零点进入第二阶段,虚拟惯量切换到 $H_{\min}$ 。可以看出频率恢复阶段动态响应速度加快,同时功率进入稳态的时间缩短,明显提高了系统的动态调节能力。

根据上述硬件在环实验结果可知,所提IFVI控制策略相较于VSG、FVSG控制策略更优,在蓄电池过充或过放工况下能够改善蓄电池工作状态,延长蓄电池的使用寿命,提高系统充放电安全稳定性;在蓄电池安全运行时可以缩短系统频率的恢复时间,使VSG系统高效运行。

6 结论

(1)针对光储单元提出的IFVI控制策略,综合考虑了蓄电池极限SOC及频率变化对虚拟惯性调节的约束,通过四端小信号建模及根轨迹分析探究了关键控制参数对系统稳定性的影响规律,制定了参数的设计原则,给出了系统稳定运行的边界约束条件,提高了参数设计的准确性。

(2)本文所提策略能够根据蓄电池极限SOC主动调节虚拟惯量的大小,改善极限工况下系统的稳定运行性能,延长蓄电池使用寿命,同时在蓄电池安全运行时减小系统频率的恢复时间,对VSG控制算法的工程化应用具有参考价值。

(3)目前本文所提控制策略只考虑了单一光储灵活虚拟惯性系统的自适应调节,适用于含单一蓄电池的拓扑结构。理论上所提控制策略同样适用于包含多组蓄电池或其他储能单元的VSG系统,可以提高各自的频率稳定性,保证各VSG单元自律稳定运行。拟搭建包含2组蓄电池及1组超级电容器的多灵活惯性系统,拟采用“集中协调,分散自治”的虚拟惯性调控策略实现各VSG单元之间的自律协同运行,并进行不同工况下虚拟惯量最优分配的实验验证,这将是未来可进一步研究的工作。

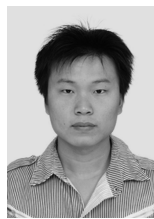
附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 肖湘宁,陈萌.不平衡电压下虚拟同步发电机功率控制策略[J].电力自动化设备,2017,37(8):193-200.
XIAO Xiangning, CHEN Meng. Power control of virtual synchronous generator under unbalanced grid voltage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 193-200.
- [2] BECK H P, HESSE R. Virtual synchronous machine[C]//9th International Conference on Electrical Power Quality and

- Utilisation. Barcelona, Spain: IEEE, 2007: 1-6.
- [3] WANG F, ZHANG L, FENG X, et al. An adaptive control strategy for virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2018, 54(5): 5124-5133.
- [4] 程启明, 余德清, 程尹曼, 等. 基于自适应旋转惯量的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 79-85.
- CHENG Qiming, YU Deqing, CHENG Yinman, et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on adaptive rotational inertia[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 79-85.
- [5] 孟建辉. 分布式电源的虚拟同步发电机控制技术研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2015.
- MENG Jianhui. Control strategy of virtual synchronous generator for distributed generation[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2015.
- [6] 邹培根, 孟建辉, 王毅, 等. 灵活虚拟同步机主要控制参数对系统频率稳定性的影响分析[J]. 高电压技术, 2018, 44(4): 1335-1342.
- ZOU Peigen, MENG Jianhui, WANG Yi, et al. Influence analysis of the main control parameters in FVSG on the frequency stability of the system[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(4): 1335-1342.
- [7] 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器控制策略[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.
- [8] 杨赞, 梅飞, 张宸宇, 等. 虚拟同步发电机转动惯量和阻尼系数协同自适应控制策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(3): 125-131.
- YANG Yun, MEI Fei, ZHANG Chenyu, et al. Coordinated adaptive control strategy of rotational inertia and damping coefficient for virtual synchronous generator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 125-131.
- [9] 刘尧, 陈建福, 侯小超, 等. 基于自适应虚拟惯性的微电网动态频率稳定控制策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9): 75-82.
- LIU Yao, CHEN Jianfu, HOU Xiaochao, et al. Dynamic frequency stability control strategy of microgrid based on adaptive virtual inertia[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 75-82.
- [10] LI J, WEN B, WANG H. Adaptive virtual inertia control strategy of VSG for micro-grid based on improved bang-bang control strategy[J]. IEEE Access, 2019, 7: 39509-39514.
- [11] KERDPHOL T, RAHMAN F S, MITANI Y, et al. Robust virtual inertia control of an islanded microgrid considering high penetration of renewable energy[J]. IEEE Access, 2017, 6: 625-636.
- [12] 胡安平, 杨波, 潘鹏鹏, 等. 基于电力电子接口的储能系统惯性特征研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(17): 4999-5008.
- HU Anping, YANG Bo, PAN Pengpeng, et al. Study on inertial characteristics of energy storage system with power electronic interface[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(17): 4999-5008.
- [13] 张祥宇, 杨黎, 朱晓荣, 等. 光储发电系统的虚拟转动惯量控制[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(9): 109-115.
- ZHANG Xiangyu, YANG Li, ZHU Xiaorong, et al. Virtual moment of inertia control of optical storage power generation system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(9): 109-115.
- [14] 邓霞, 孙威, 肖海伟. 储能电池参与一次调频的综合控制方法[J]. 高电压技术, 2018, 44(4): 1157-1165.
- DENG Xia, SUN Wei, XIAO Haiwei. Integrated control strategy of battery energy storage system in primary frequency regulation[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(4): 1157-1165.
- [15] 殷桂梁, 董浩, 代亚超, 等. 光伏微网中VSG参数自适应控制策略[J]. 电网技术, 2020, 44(1): 192-199.
- YIN Guiliang, DONG Hao, DAI Yachao, et al. Adaptive control strategy of VSG parameters in photovoltaic microgrid[J]. Power System Technology, 2020, 44(1): 192-199.
- [16] 胡文强, 吴在军, 孙充勃, 等. 基于VSG的储能系统并网逆变器建模与参数整定方法[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(8): 13-23.
- HU Wenqiang, WU Zaijun, SUN Chongbo, et al. Modeling and parameter setting method for grid-connected inverter of energy storage system based on VSG[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(8): 13-23.
- [17] 陈虹妃, 张宸宇, 缪惠宇, 等. 带蓄电池SOC反馈的虚拟同步发电机系统[J]. 电力工程技术, 2018(4): 90-96.
- CHEN Hongfei, ZHUANG Chenyu, MIAO Huiyu, et al. Virtual synchronous generator system with battery SOC feedback control[J]. Electric Power Engineering Technology, 2018(4): 90-96.
- [18] HAMMAD E, FARRAJ A, KUNDUR D. On effective virtual inertia of storage-based distributed control for transient stability[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 10(1): 327-336.
- [19] GOLPIRA H, MESSINA A R, BEVRANI H. Emulation of virtual inertia to accommodate higher penetration levels of distributed generation in power grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(5): 3384-3394.
- [20] 朱晓荣, 韩丹慧. 基于虚拟惯性控制的直流微电网稳定性分析及改进方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(12): 121-127.
- ZHU Xiaorong, HAN Danhui. Stability analysis of DC microgrid based on virtual inertia control and its improved method[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(12): 121-127.
- [21] 张祥宇, 李凌斐, 边子轩. 基于混合静止能量的虚拟转动惯量控制技术[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(11): 50-56.
- ZHANG Xiangyu, LI Lingfei, BIAN Zixuan. Virtual moment inertia control based on hybrid static energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(11): 50-56.
- [22] TORRES M, LOPES L A C. Virtual synchronous generator control in autonomous wind-diesel power systems[C]//Electrical Power & Energy Conference (EPEC). Montreal, QC, Canada: IEEE, 2009: 1-6.

作者简介:



孟建辉

孟建辉(1987—),男,河南扶沟人,高级工程师,博士,主要研究方向为电力电子技术、新能源发电与电力系统(E-mail: mengjianhui2008@163.com);

彭嘉琳(1994—),女,河北保定人,硕士研究生,主要研究方向为分布式发电的控制技术、虚拟同步机的控制技术(E-mail: pengjialin157@163.com);

王毅(1977—),男,河北秦皇岛人,教授,博士,主要研究方向为电力电子技术在电力系统中的应用(E-mail: yi.wang@ncepu.edu.cn);

王慧(1982—),男,湖北潜江人,工程师,博士研究生,通信作者,主要研究方向为风力发电控制技术、电力电子技术在电力系统中的应用(E-mail: wanghui@ncepu.edu.cn)。

(编辑 李玮)

(下转第114页 continued on page 114)

Sliding mode observer based AC voltage sensorless model predictive control for grid-connected inverter

GUO Leilei¹, JIN Nan¹, LI Yanyan¹, DAI Linwang², WANG Huaqing¹, ZHANG Kaixuan¹

(1. College of Electrical and Information Engineering, Zhengzhou University of Light Industry, Zhengzhou 450002, China;

2. State Key Laboratory of Operation and Control of Renewable Energy & Storage Systems, China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: To improve the operational reliability of grid-connected inverters, and reduce the fault influence of AC voltage sensors, a grid voltage and frequency adaptive observation method based on sliding mode observer and double low-pass filters is studied and proposed, and a predictive current control strategy based on the observed grid voltage is designed for grid-connected inverters. The proposed grid voltage observation method can overcome the influence of frequency deviation on grid voltage observation, and improve the grid voltage observation accuracy. Meanwhile, because of the utilization of the low-pass filter, the influence of the grid voltage harmonic on the current control can be suppressed to a certain extent. Detailed comparative experimental results verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: grid-connected inverter; sliding mode observer; AC voltage sensorless; model predictive control; low-pass filter

(上接第107页 continued from page 107)

Improved flexible virtual inertial control considering SOC of energy storage and characteristics of frequency recovery

MENG Jianhui, PENG Jialin, WANG Yi, WANG Hui, ZHAO Penghui

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

Abstract: The photovoltaic and energy storage system based on VSG (Virtual Synchronous Generator) control can provide virtual inertia for power grid to enhance the system stability. However, SOC (State Of Charge) of the source-end energy storage and the characteristics of system frequency recovery present essential limiting effect on the flexible adjustment of virtual inertia. Aiming at this problem, an improved flexible virtual inertia control method is proposed based on the existing research. On the one hand, the virtual inertia can be adjusted independently according to SOC in the limit operating state of energy storage, so that the deep overcharge and discharge of the energy storage can be avoided. On the other hand, the virtual inertia is adjusted according to the variation of frequency in stages during the safe operation of energy storage, so that reducing the system frequency deviation and accelerating the recovery speed. In addition, the small-signal model of the islanding four-terminal microgrid is built. The influence of the key control parameters on system stability is analyzed, and the design principles of parameters are explored. Finally, the effectiveness and the superiority of the proposed control method are verified by the hardware-in-the-loop experiments, and the engineering practical value of photovoltaic and energy storage VSG control technology is improved.

Key words: virtual synchronous generator; state of charge; characteristics of frequency recovery; virtual inertia; small-signal modeling; stability analysis

附录

附录 A

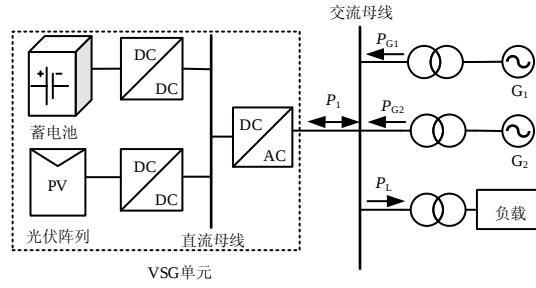


图 A1 含 VSG 单元的四端系统拓扑结构
Fig.A1 Four-terminal system topology with VSG unit

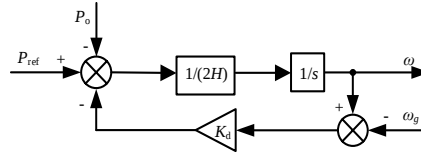


图 A2 有功-频率控制框图
Fig.A2 Active power-frequency control block diagram

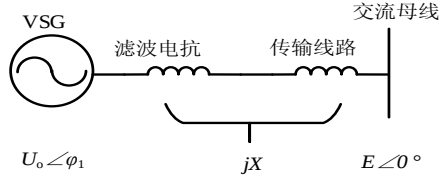
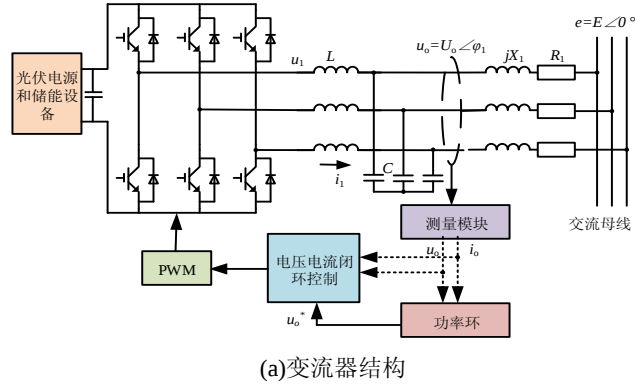
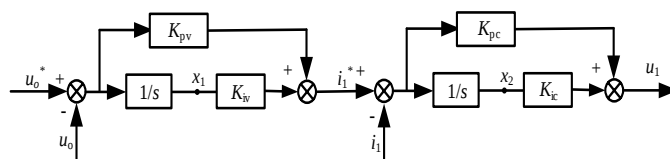


图 A3 VSG 等效输出电路
Fig.A3 VSG equivalent output circuit

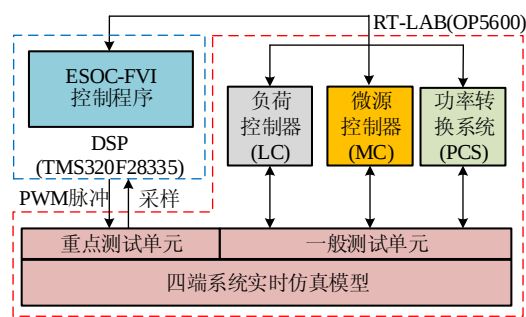


(a)变流器结构

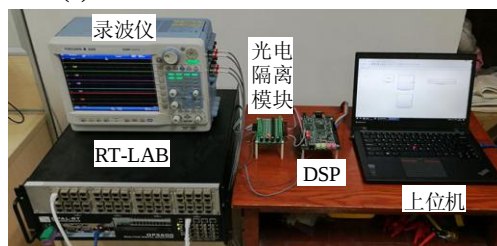


(b)电压电流环结构

图 A4 含 VSG 控制的变流器整体及部分结构
Fig.A4 Overall and partial structure for the converter contained VSG control



(a) 控制器级硬件在环测试平台设计框图



(b) 测试平台实物图

图 A5 硬件在环实验平台

Fig.A5 Hardware-in-the-loop experimental platform

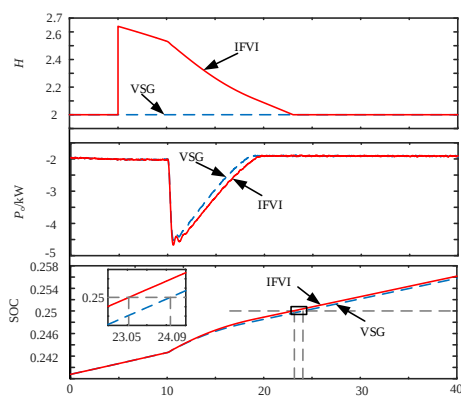


图 A6 工况③的系统响应

Fig.A6 Response of the system under working Condition ③

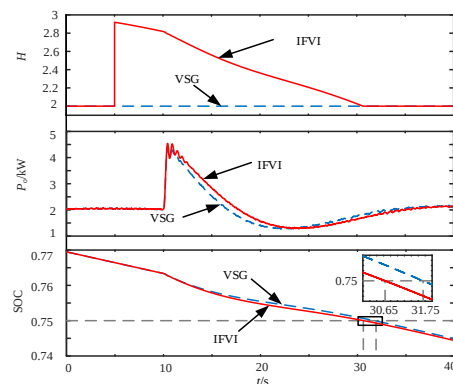


图 A7 工况④的系统响应

Fig.A7 Response of the system under working Condition ④

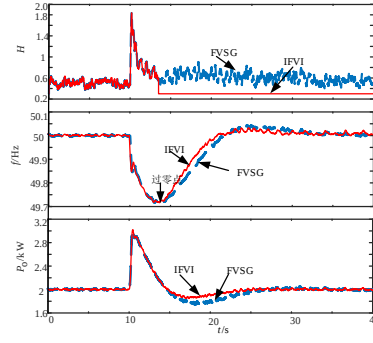


图 A8 工况⑤的系统响应

Fig.A8 Response of the system under working Condition ⑤

附录 B

A_b 、 A_{G2} 、 B_1 分别为系统小信号模型系数矩阵 A_{sys} 中的非零元素，其中出现的参数 φ_{10} 为逆变器输出电压相角的初始值，根据图 7(a)等效电路计算得到 DC/AC 逆变器输出的有功功率 P_o 以及逆变器输入交流母线的功率 P_1 为：

$$P_o = \frac{R_1 U_o^2 - R_1 U_o E \cos \varphi_1 + X_1 U_o E \sin \varphi_1}{R_1^2 + X_1^2}$$

$$P_1 = \frac{R_1 U_o E \cos \varphi_1 + X_1 U_o E \sin \varphi_1 - R_1 E^2}{R_1^2 + X_1^2}$$

二者线性化系数 M_0 、 M_1 分别为：

$$M_0 = \frac{R_1 U_o E \sin \varphi_{10} + X_1 U_o E \cos \varphi_{10}}{R_1^2 + X_1^2}$$

$$M_1 = \frac{-R_1 U_o E \sin \varphi_{10} + X_1 U_o E \cos \varphi_{10}}{R_1^2 + X_1^2}$$

$$A_b = \begin{bmatrix} -\frac{K_d}{2H} & -\frac{M_0}{2H} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & U_o & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & K_{pv} U_o & K_{iv} & 0 & -1 & -K_{pv} & 0 \\ 0 & \frac{K_{pc} K_{pv} U_o}{L} & \frac{K_{iv} K_{pv}}{L} & \frac{K_{ic}}{L} & \frac{K_{pc}}{L} & -\frac{K_{pc} K_{pv} + 1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C} & 0 & -\frac{1}{C} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L_1} & \frac{R_1}{L_1} \end{bmatrix}$$

$$A_{G2} = \begin{bmatrix} -\frac{k_L}{J_{G2}} & 0 & \frac{1}{J_{G2} \omega_{ref}} & -\frac{2}{\tau_d J_{G2} \omega_{ref}} \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{k_{pm} K_p}{\tau_{pm}} & \frac{k_{pm} K_i}{\tau_{pm}} & -\frac{1}{\tau_{pm}} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -\frac{1}{\tau_d} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B}_1 = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{M_1}{J_{G2}\omega_{\text{ref}}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A}_{\text{sys}} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_b & \mathbf{0} \\ \mathbf{B}_1 & \mathbf{A}_{G2} \end{bmatrix}$$

附录 C

表 C1 四端系统参数

Table C1 Four-terminal system parameters

参数	稳态值	参数	稳态值	参数	稳态值
R_1	$0.1\ \Omega$	$K_{iv}、K_{ic}$	0.01	J_{G2}	0.66
L_1	4.8 mH	K_{pv}	1	τ_{pm}	0.2
L	1.4 mH	K_{pc}	0.3	τ_d	0.011
C	500 μ F	K_p	410	K_d	12
ω_{ref}	314 rad/s	K_i	367.3	k_L	0.11
a	0.10	c	0.75	k_{pm}	1
b	0.25	d	0.90	H_0	1.0