

引用格式:杨力,朱晓纲,李勇,等.规模化储能虚拟同步控制策略及其惯量分析[J].电力科学与技术学报,2024,39(2):190-197.

Citation: YANG Li, ZHU Xiaogang, LI Yong, et al. Virtual synchronous control strategy and inertia analysis of large-scale energy storage[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(2): 190-197.

规模化储能虚拟同步控制策略及其惯量分析

杨力¹, 朱晓纲², 李勇², 陈晓嘉¹, 黄博文³, 徐镇涛²

(1. 湖南迪泰尔综合能源规划设计有限公司, 湖南长沙 410001; 2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南长沙 410082;

3. 国网湖南综合能源服务有限公司, 湖南长沙 410001)

摘要: 高比例电力电子设备无法为系统提供足够惯量, 给电力系统带来巨大的挑战。虚拟同步发电机 (virtual synchronous generator, VSG) 控制的储能系统可以参与电网频率调整, 提高频率稳定性。重点分析 VSG 控制参数对含规模化储能的多节点系统的稳定性和惯量支撑能力的影响, 给出规模化储能在不同系统惯量水平下控制参数的配置依据。首先, 介绍 VSG 控制的原理和实现方式, 并建立系统的状态空间模型。其次, 分析同步电机的惯量响应过程, 推导频率扰动事件下 VSG 需要提供的能量及对应的虚拟惯性时间常数。然后, 建立含 VSG 控制储能的 3 机 9 节点系统仿真模型, 利用模态分析法分析控制参数对系统稳定性的影响。最后, 通过仿真验证储能的惯性支撑能力以及储能参数配置原则的有效性。

关键词: 规模化储能; 虚拟同步机控制; 惯量提升; 频率稳定

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2024.02.021 **中图分类号:** TM732 **文章编号:** 1673-9140(2024)02-0190-08

Virtual synchronous control strategy and inertia analysis of large-scale energy storage

YANG Li¹, ZHU Xiaogang², LI Yong², CHEN Xiaojia¹, HUANG Bowen³, XU Zhentao²

(1. Hunan Ditel Comprehensive Energy Planning and Design Co., Ltd., Changsha 410001, China; 2. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China; 3. State Grid Hunan Energy Comprehensive Service Co., Ltd., Changsha 410001, China)

Abstract: The high proportion of power electronic equipment cannot provide enough inertia for the system, posing great challenges to the power system. The energy storage system controlled by the virtual synchronous generator (VSG) can participate in grid frequency adjustment and improve frequency stability. The influence of VSG control parameters on the stability and inertia support capability of a multi-node system with large-scale energy storage is analyzed, and the basis for configuring control parameters of large-scale energy storage under different system inertia levels is provided. Firstly, the principle and implementation of VSG control are introduced, and the state space model of the system is established. Secondly, the inertia response process of the synchronous motor is analyzed, and the energy required by VSG under frequency disturbance events and the corresponding virtual inertia time constant are derived. Then, a simulation model of a 3-machine 9-node system with VSG-controlled energy storage is established, and modal analysis is used to analyze the influence of control parameters on system stability. Finally, simulations are performed to verify the inertia support capability of energy storage and the effectiveness of energy storage parameter configuration principles.

Key words: large-scale energy storage; virtual synchronous machine control; inertia increase; frequency stability

近年来,随着新能源在电网中的渗透率不断提高,越来越多的电力电子设备接入到电力系统之

中。然而,与同步发电机不同,电力电子设备不能向系统提供备用旋转容量来保证系统的稳定运行,

收稿日期:2022-03-16;修回日期:2022-08-29

基金项目:国网湖南综合能源服务有限公司科技项目(HZN21002)

通信作者:李勇(1982—),男,博士,教授,博士生导师,主要从事电力系统运行与控制、电力电子系统与控制等方面的研究;E-mail:liyong1881@163.com

导致系统整体的惯量相对减小,频率波动和电压波动的事件时有发生。为此如何为电力系统提供足够的惯量支撑,确保系统能够正常稳定地运行成为亟待解决的问题。储能系统凭借其快速调节能力,成为解决新能源低惯量的有效手段。传统的储能系统主要通过下垂控制、VF 控制、PQ 控制等控制策略来进行储能系统的控制。近些年来,相关学者提出了一种新的储能系统控制策略,即虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)控制策略^[1-3]。这种控制策略通过模拟同步发电机的惯性、阻尼能力,设置一定的虚拟惯性常数和阻尼系数,从而让储能系统产生一定的虚拟惯量,保证电力系统的稳定运行。

文献[4]结合储能电池的容量和 SOC 与虚拟同步机控制策略,建立基于电池 SOC 和容量的虚拟惯量和阻尼系数自适应控制方法,提高了系统的频率稳定性能。文献[5]利用了 VSG 控制策略对微网系统的下垂控制进行了改造,并对 VSG 的阻尼系数参数进行了改进,减小了系统的频率波动,提高了系统的稳定程度。文献[6-8]利用系统的频率变化量和变化率自适应控制虚拟惯量和阻尼系数优化微电网的稳定性和抗干扰能力。文献[9]对比了虚拟惯量、直流电容以及 MPPT 曲线优化 3 种 VSG 控制策略,分析得到系统传递函数矩阵范数和频率振荡抑制能力的量化关系,从惯性补偿角度为控制策略提供参数选择。文献[10-15]建立虚拟惯量和阻尼系数与系统频率变化情况的对应关系,分析了虚拟惯量和阻尼系数对系统性能的影响,提出了自适应控制阻尼系数和虚拟惯量参数的 VSG 控制策略,对阻尼系数和虚拟惯量参数进行了优化设计,从而提高了系统的频率稳定性和抗干扰能力。文献[16]在 VSG 数学模型的基础上通过李雅普诺夫方法得到参数自适应规律,设计出 VSG 反推鲁棒控制方法,提高了系统的性能。文献[17-19]分析了虚拟惯量和阻尼系数与系统功角特性的关系,通过模糊算法自适应控制了阻尼系数和虚拟惯量参数,保证了系统的稳定运行。文献[20]根据系统的传递函数和控制模型分析了系统的频率响应,建立控制参数和频率响应的关系,最终提出了 VSG 控制参数程序化设计的方法。

目前采用虚拟同步发电机控制储能为系统提供虚拟惯量的研究较多。然而,在如何估计储能所具有的虚拟惯量、储能虚拟同步控制参数的配置对系统惯量的支撑能力的影响方面还缺少相关研究。

本文首先将介绍储能系统的 VSG 控制策略,给出储能的等效惯量的计算方法,推导出规模化储能虚拟惯性时间常数的配置方法。然后研究虚拟惯性时间常数和阻尼参数对系统稳定性的影响。最后,在 PowerFactory 中通过仿真进行验证。

1 储能虚拟同步发电机控制

1.1 储能虚拟同步控制策略

虚拟同步发电机控制通过模拟同步发电机的转子运动方程,使变流器有功输出的外输出特性具备惯性和阻尼特性。储能虚拟同步发电机控制外环为有功和无功功率控制环节,通过此环节生成幅值和相位。其中,有功功率环节完全模拟同步发电机的转子运动方程。标么化后的虚拟转子运动方程为

$$\begin{cases} 2H \frac{d\omega}{dt} = P_{\text{ref}} - P_e - D(\omega - \omega_g) \\ \frac{d\varphi}{dt} = (\omega - \omega_g)\omega_n \end{cases} \quad (1)$$

式中, ω 为虚拟同步发电机的虚拟角速度; ω_g 为并网点角速度; P_{ref} 、 P_e 分别为有功功率输入参考值和输出功率; ω_n 为系统额定角速度; φ 为虚拟功角; H 为虚拟惯性时间常数; D 为阻尼系数。

根据上述方程,有功—频率控制如图 1 所示。

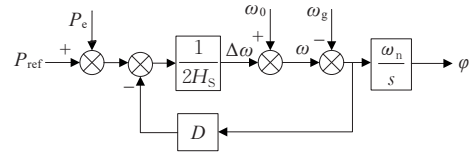


图 1 有功—频率控制

Figure 1 Diagram of active power and frequency control

同样,根据同步发电机励磁系统的无功—电压下垂特性,设计储能变流器的无功—电压控制器如图 2 所示。其中 Q_{ref} 为无功功率输入参考值, Q_e 为无功功率输出实际值, D_q 为无功功率的下垂系数, k_{p1} 、 k_{i1} 为比例积分系数, T_a 为延迟环节的时间常数, E_{ref} 为储能变流器输出端电压的额定值, E 为储能输出的参考电压。

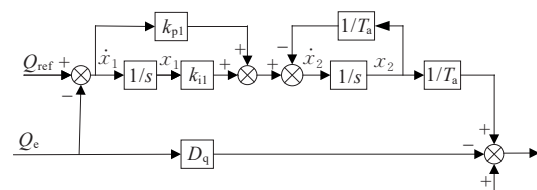


图 2 无功—电压控制

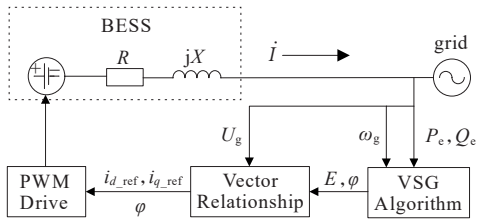
Figure 2 Diagram of reactive power and voltage control

储能变流器的参考电压可表示为

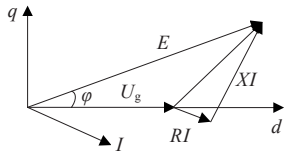
$$E = E_{\text{ref}} - D_q Q_e + (Q_{\text{ref}} - Q_e) \left(k_{p1} + \frac{k_{i1}}{s} \right) \frac{1}{1 + sT_a} \quad (2)$$

其中, D_q 决定了无功—电压下垂特性。为了更好的体现有功环节的控制效果, 本文在测试中 D_q 取值较小。同时, 加入 PI 控制器用以控制无功功率的输出大小, 在 PI 控制后面增加一阶惯性环节可以避免在故障发生时无功功率的输出过于剧烈。

最后, 对基于虚拟同步机控制的储能系统的电流电压矢量关系和整体控制原理进行说明。VSG 储能系统并网时的整体控制原理图及其矢量图分别如图 3(a)、(b) 所示。



(a) 带 VSG 控制的储能并网控制



(b) 带 VSG 控制的储能矢量

图 3 VSG 控制方法原理

Figure 3 Principle of VSG control

图 3 中, R 、 X 分别为虚拟同步机储能的等效电阻和电抗, U_g 为储能并网点的电压, I 为储能的输出电流。将 VSG-BESS 的相量关系图 3(b) 中的相关相量分解, 可以得到储能输出电流在 d 轴和 q 轴上的参考值 i_{d_ref} 和 i_{q_ref} , 其表达式为

$$\begin{bmatrix} i_{d_ref} \\ i_{q_ref} \end{bmatrix} = Y \left[\begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} U_{gd} \\ U_{gq} \end{bmatrix} \right] \quad (3)$$

其中, E_d 、 E_q 分别为参考电压 E 在 d 轴和 q 轴上的分解值。

并网的虚拟同步控制储能系统的导纳矩阵 Y 可表示为

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{dd} & Y_{dq} \\ -Y_{dq} & Y_{dd} \end{bmatrix} = \frac{1}{R^2 + X^2} \begin{bmatrix} R & X \\ -X & R \end{bmatrix} \quad (4)$$

由图 3(a) 可知, VSG 首先会得到有功功率和无功功率输出的参考值和测量值以及锁相环测得的并网点频率, 经过有功—功率环节和无功—电压环节后分别得到功角 φ 和参考电压 E ; 然后根据 VSG

储能的矢量关系得到输出电流在 d 轴和 q 轴上的参考值 i_{d_ref} 和 i_{q_ref} , 分别与实际值比较之后经 PI 控制器并结合参考角度驱动 PWM 运行工作。

1.2 系统的状态空间模型

本文所用的模型是加入 VSG 储能系统的 3 机 9 节点系统, 系统进行状态空间模型建模时只考虑具有虚拟惯量的 VSG 控制储能系统和具有调频功能的同步发电机进行建模组成系统的状态空间模型。

1) VSG 控制储能系统的状态空间模型。

储能系统控制如图 1~3 所示, 根据控制框图推导出各控制环节的状态空间方程并整理如下:

$$\begin{cases} \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} [P_{\text{ref}} - P_e - D(\omega - \omega_g)] \\ \frac{d\varphi}{dt} = (\omega - \omega_g) \omega_n \\ \frac{dx_1}{dt} = Q_{\text{ref}} - Q_e \\ \frac{dx_2}{dt} = k_{p1}(Q_{\text{ref}} - Q_e) + k_{i1}x_1 - \frac{1}{T_a}x_2 \\ L \frac{di_o}{dt} = u_o - u_g - i_o R \end{cases} \quad (5)$$

式中, x_1 、 x_2 为无功电压控制框图中的状态变量; i_o 、 u_o 分别为储能输出的电流、电压; R 、 L 为储能并网等效电阻、电感, 且满足 $X = \omega L$ 。

将式(5)线性化并整理可以得到储能系统的状态空间模型为

$$\dot{\tilde{x}}_b = A_b \tilde{x}_b + B_b \tilde{u}_b \quad (6)$$

其中, \tilde{x}_b 、 \tilde{u}_b 分别为系统的状态变量和输入变量, $\tilde{x}_b = [\omega, \varphi, x_1, x_2, i_o]^T$, $\tilde{u}_b = [P_e, \omega_g, Q_e, u_o, u_g]^T$, 系数矩阵 A_b 、 B_b 分别为

$$A_b = \begin{bmatrix} -\frac{D}{2H} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \omega_n & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & k_{p1} & -\frac{1}{T_a} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix}$$

$$B_b = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2H} & \frac{D}{2H} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\omega_n & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -k_{p1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L} & -\frac{1}{L} \end{bmatrix}$$

2) 同步发电机的状态空间模型。

系统内具有调频功能的同步发电机 G_i 利用原

动机带动运行,原动机的输出特性为

$$\frac{P_m}{u} = \frac{k_{pn}}{\tau_{pn} + 1} \cdot \frac{1 - \tau_d s}{\tau_d s + 1} \quad (7)$$

式中, u 为燃油系统的输入变量; P_m 为原动机轴上具有的机械功率; k_{pn} 为燃油系统的增益和原动机的增益之和; τ_{pn} 为燃油系统的时间常数; τ_d 为原动机的延迟时间。系统内同步发电机 G_i 的结构如图4所示。

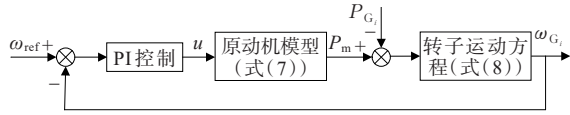


图4 发电机 G_i 结构

Figure 4 Structure of Generator G_i

同步发电机 G_i 的转子运动方程可以表示为

$$J_{G_i} \frac{d\omega_{G_i}}{dt} = \frac{P_{G_i}}{\omega_{ref}} - k_L \omega_{G_i} \quad (8)$$

式中, ω_{G_i} 为同步发电机 G_i 的角速度; J_{G_i} 为同步发电机 G_i 的转动惯量; k_L 为损耗系数。

根据以上方程得到同步发电机 G_i 的状态方程为

$$\begin{cases} \frac{d\omega_{G_i}}{dt} = \frac{1}{J_{G_i}} \left[\frac{P_{mi} - P_{G_i}}{\omega_{ref}} - k_L \omega_{G_i} \right] \\ \frac{d\varphi_{G_i}}{dt} = \omega_{ref} - \omega_{G_i} \\ \frac{dx_3}{dt} = -\frac{1}{\tau_{pn}} x_3 + \frac{k_{pn}}{\tau_{pn}} \left[K_p (\omega_{ref} - \omega_{G_i}) + K_i \varphi_{G_i} \right] \\ \frac{dx_4}{dt} = -\frac{1}{\tau_d} x_4 + x_3 \end{cases} \quad (9)$$

式中, x_3, x_4 为同步发电机控制中的状态变量; φ_{G_i} 为同步发电机 G_i 与并网点电压相角差; K_p 为PI控制器比例增益; K_i 为其积分增益。

将式(9)线性化并整理可以得到同步发电机 G_i 的状态空间模型为

$$\dot{\tilde{x}}_{G_i} = A_{G_i} x_{G_i} + B_{G_i} u_{G_i} \quad (10)$$

其中, x_{G_i}, u_{G_i} 分别为系统的状态变量和输入变量, $x_{G_i} = [\omega_{G_i}, \varphi_{G_i}, x_3, x_4]^T$, $u_{G_i} = [P_{G_i}]^T$, 系数矩阵 A_{G_i}, B_{G_i} 分别为

$$A_{G_i} = \begin{bmatrix} -\frac{k_L}{J_{G_i}} & 0 & \frac{1}{J_{G_i} \omega_{ref}} & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{k_{pn} K_p}{\tau_{pn}} & \frac{k_{pn} K_i}{\tau_{pn}} & -\frac{1}{\tau_{pn}} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -\frac{1}{\tau_d} \end{bmatrix}, B_{G_i} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{J_{G_i} \omega_{ref}} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

3) 系统整体状态空间模型。

根据以上对储能系统以及同步发电机的分析,联立式(6)、(10)得到系统的状态空间模型为

$$\dot{\tilde{x}}_{sys} = A_{sys} x_{sys} + B_{sys} u_{sys} \quad (11)$$

其中, x_{sys}, u_{sys} 分别为系统的状态变量和输入变量, $x_{sys} = [x_b, x_{G_1}, x_{G_2}, x_{G_3}]^T_{(17*1)}$, $u_{sys} = [u_b, u_{G_1}, u_{G_2}, u_{G_3}]^T_{(8*1)}$, 系数矩阵 $A_{sys(17*17)}, B_{sys(17*8)}$ 分别为

$$A_{sys} = \begin{bmatrix} A_b & 0 & 0 & 0 \\ 0 & A_{G_1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & A_{G_2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & A_{G_3} \end{bmatrix}, B_{sys} = \begin{bmatrix} B_b & 0 & 0 & 0 \\ 0 & B_{G_1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & B_{G_2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & B_{G_3} \end{bmatrix}$$

2 VSG 储能惯量分析

传统电力系统的惯量主要来源于同步发电机的旋转惯量。同步发电机的惯性时间常数表现为转子在额定转矩下,转子从静止状态启动到额定转速时的时间,其定义为转子旋转动能与其额定容量的比值,即

$$H = \frac{E}{S} = \frac{\frac{1}{2} J \omega_n^2}{S} \quad (12)$$

式中, H 为发电机的惯性时间常数; E 为发电机的旋转动能; J 为转动惯量; ω_n 为额定旋转角速度; S 为储能装置容量。电力系统的惯性时间常数可以通过单个电机的惯性时间常数来确定。

采用虚拟同步发电机控制的储能系统会模拟同步发电机的运行方式,当电力系统频率变化时,发电机和VSG储能都能吸收或输出能量,从而为系统提供惯量支撑。因此,储能的等效惯性时间常数可以按照类似于发电机的计算方式折算进系统惯量。

在实际频率扰动事件中,同步发电机会自发地向电网注入或吸收能量,这部分能量由转子储存的旋转动能承担。受到频率偏差的限制,同步发电机释放或吸收的能量只占储存的旋转动能中的小部分。这种固有的响应过程称为同步电机的惯量响应。将在惯量反应阶段同步机释放或吸收到电网的能量记为 E_{av} ,其计算公式为

$$E_{av} = E_{G,n} - E_{G,nadir} = \frac{1}{2} J \cdot (\omega_n^2 - \omega_{nadir}^2) \quad (13)$$

根据式(13)可以在频率扰动事件中根据频率扰动大小估算所有同步机包括采用虚拟同步控制的储能需要提供的能量。

根据惯性时间常数的定义,在惯性反应过程中

系统所有同步机释放或吸收的能量可表达为

$$E_{av} = \frac{f_n^2 - f_{nadir}^2}{f_n^2} \sum H_{G_i} S_{G_i} \quad (14)$$

式中, E_{av} 、 $E_{G,n}$ 、 $E_{G,nadir}$ 分别为系统发生扰动时可以获得能量、同步发电机在额定状态下的旋转动能和在频率最低(高)点时的旋转动能; f_{nadir} 为系统发生扰动后频率跌落过程中的最低点频率; S_{G_i} 为发电机 G_i 的容量。

则根据式(14)可以得到储能需要配置的等效惯量时间常数,其表达式为

$$H = \frac{\Delta E_{av}}{S} \frac{f_n^2}{f_n^2 - f_{nadir}^2} \quad (15)$$

为此根据式(15)可以估算系统惯量变化时储能需要提供的惯性时间常数。

3 VSG 储能系统稳定性分析

3.1 储能控制参数对系统稳定性的影响分析

为了研究储能控制参数的选择对系统稳定性的影响,利用模态分析工具箱在3机9节点系统对系统进行特征根求解。本文主要研究VSG储能对系统的频率稳定性的影响,因此只对虚拟惯性时间常数 H 和阻尼系数 D 进行根轨迹分析,如图5所示。图5(a)为 $D=100$ 时, H 从5变化到75的特征根轨迹,图5(b)为 $H=50$ 时, D 从1变化到100的特征根轨迹。

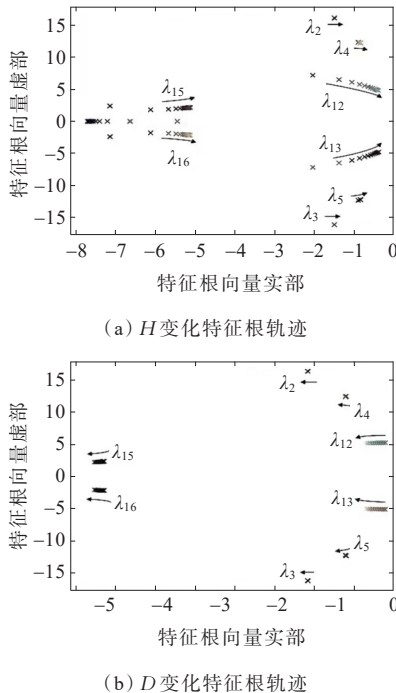


图5 H 和 D 变化的根轨迹

Figure 5 Root locus with variation of H and D

图5中, λ 代表特征根;黑色箭头代表特征根随参数变化时的移动方向。由图5可知, λ_2 、 λ_3 和 λ_4 、 λ_5 2对共轭复根受 H 和 D 影响较小; λ_{12} 、 λ_{13} 和 λ_{15} 、 λ_{16} 2对共轭复根受 H 和 D 影响较大,尤其是 λ_{12} 、 λ_{13} 这对共轭复根十分靠近虚轴,即实部为0。这表明 λ_{12} 、 λ_{13} 代表的模态受 H 和 D 影响较大,且易于失稳。

虚拟惯性时间常数 H 和阻尼系数 D 对系统的主要特征根都有一定的影响。由图5(a)可知,随着虚拟惯性时间常数 H 增大,主要的共轭复根均向复平面右侧移动,系统稳定性降低。由图5(b)可知,随着阻尼系数 D 增大,主要的共轭复根均向复平面左侧移动,系统稳定性增强。因此,在控制参数选择时应综合考虑 H 和 D 的影响,为提高储能对惯量支撑能力需要提高 H ,同时为了系统稳定,也应同时提高 D 。

本文中系统发生频率扰动后可根据惯量分析计算VSG储能的虚拟惯性时间常数,为保证稳定性还需根据模态分析结果选择合适的阻尼系数保证系统稳定性。

3.2 储能系统阻尼系数设计方法

本文所用虚拟同步控制策略主要有 H 和 D 2个参数。下面给出一种阻尼系数 D 的设计方法。

结合同步发电机SG的二阶标准模型,参考SG的小信号模型分析方法,得到本文所使用VSG模型的自然振荡角频率 ω_n 和阻尼比 ξ 为

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\frac{K_P}{2H}} \\ \xi = \frac{D}{4} \sqrt{\frac{2}{K_P H}} \end{cases} \quad (16)$$

传统的VSG控制策略下,逆变器的 ω_n 和 ξ 值是固定的。其中 K_P 为VSG简化的同步功率,大小为 UE/Z , U 、 E 分别为VSG的输出电压和内电势, Z 为VSG的虚拟阻抗、线路阻抗等之和。

在设计VSG控制器的时候,VSG的自然振荡角频率通常是参照同步发电机的固有振荡频率来确定,这样就可以计算出虚拟惯性时间常数 H 的取值范围为

$$\frac{K_P}{2\omega_{nmax}^2} \leq H \leq \frac{K_P}{2\omega_{nmin}^2} \quad (17)$$

考虑最优二阶系统的概念, $\xi=0.707$ 作为参考值,阻尼系数 D 的取值情况可求得:

$$2\xi \sqrt{2K_P H_{min}} \leq D \leq 2\xi \sqrt{2K_P H_{max}} \quad (18)$$

式(18)给出了 H 和 D 之间的关系,同时可以保

证系统的稳定性,可作为储能系统虚拟同步控制策略中阻尼系数 D 的初始取值,之后可以根据实际情况确定最终的阻尼系数 D 。

4 仿真验证

4.1 系统模型

本文在仿真软件 DIgSILENT/PowerFactory 中搭建含储能的 3 机 9 节点系统,其拓扑结构如图 6 所示。该系统由 3 台同步发电机,12 个节点以及 4 个负荷端组成,其中电网节点包括了 3 条发电机机端母线和 9 条传输母线。同步发电机 G_1 、 G_2 、 G_3 的额定容量分别为 250、150、100 MV·A,系统总负荷为 315 MW。设定 3 台同步发电机的惯性时间常数 H 分别为 4、2、2 s。所有发电机均未配置调速器。储能电站接入 4 节点,其容量为 50 MW/100.2 MW·h。

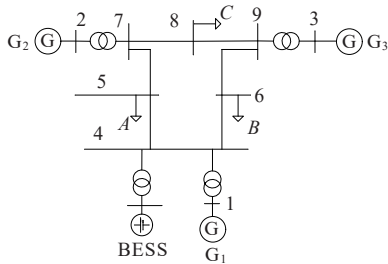


图 6 带储能的 3 机 9 节点系统拓扑

Figure 6 Topology of 3-machine 9-bus system with BESS

4.2 VSG 储能对系统惯量支撑效果验证

为验证 VSG 储能对电力系统惯量支撑效果,在接入储能的 3 机 9 节点系统中进行测试,将 G_1 的惯性时间常数 H_1 设置不同的值,模拟不同惯量水平的系统。

在时间为 5 s 时,设置负荷 A 的有功功率突增 40 MW,使系统存在一个有功功率缺额,造成系统频率跌落。在上述的故障事件下,分别将 H_1 设置为 8 s 和 4.5 s,模拟原惯量水平系统和惯量降低后的系统。然后在惯量降低后的系统中,接入一定参数配置的 VSG 储能,使得系统的频率响应曲线尽量与原惯量水平系统的频率响应曲线基本一致。

图 7 为 23 机 9 节点系统配置 VSG 储能前后的频率变化曲线。实线和虚线分别代表 H_1 等于 8 s 和 4.5 s 时的系统频率响应,点划线代表储能接入惯量降低后的系统频率响应。对比实线和虚线,可以看出低惯量系统相比较高惯量系统,系统惯量响应阶段频率变化率更大,频率最低点更小。由点划线可以看出,配置 VSG 储能后,系统的频率响应曲线与原惯量水平系统的频率响应曲线基本一致,

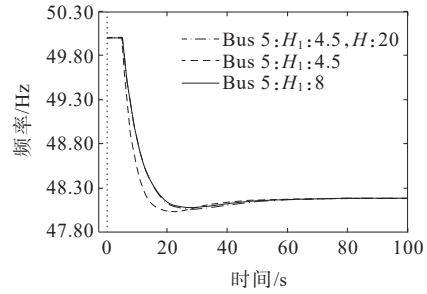


图 7 有无 VSG 储能系统频率曲线

Figure 7 Frequency curve of system with or without VSG-BESS

说明配置 VSG 储能可以明显提升系统的惯量支撑能力。

在负荷故障发生时,VSG 储能控制器立刻下达指令输出有功功率抑制频率下跌,如图 8 所示。几乎在故障发生时刻,储能的有功输出达到最大,随后振荡下降,直到 24.87 s 有功功率达到最低点 2.27 kW,惯性响应基本结束,储能也基本不再提供惯量支撑。

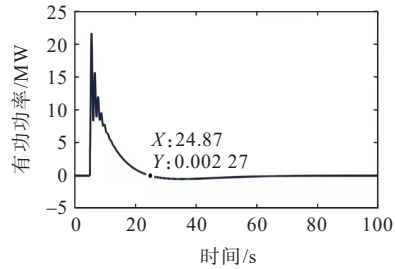


图 8 VSG 储能电池输出有功功率曲线

Figure 8 Output active power of VSG-BESS

4.3 VSG 储能参数配置方法验证

为了验证储能装置虚拟惯性时间常数的选取原则,选取具有一定惯量的同步发电机的系统,逐步降低同步发电机具有的惯量,对同步发电机惯量降低的系统接入储能进行仿真。仿真过程中系统频率如图 9 所示,仿真结果总结如表 1 所示。

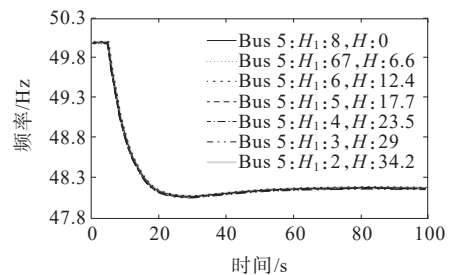


图 9 不同 H_1 和 H 时系统频率曲线

Figure 9 System frequency curves with different H_1 and H

表1 VSG储能系统不同控制参数仿真结果

Table 1 Simulation result with different control parameters of VSG-BESS

$H_1(S)$	ΔE_{av}	$H_{th}(S)$	$H_{si}(S)$
8	0	0	0
7	17.6	5	6.6
6	35.3	10	12.4
5	53.0	15	17.7
4	70.7	20	23.5
3	88.3	25	29.0
2	106.0	30	34.2

表1中,第1行代表的未加VSG储能的系统,其同步发电机 G_1 的惯性时间常数为8s。第2行到第7行为同步发电机 G_1 惯性时间常数逐步降低。第2列为同步发电机惯量降低后的系统在惯量反应阶段同步发电机释放到电网的能量的差值,第3列则是根据式(15)算得的储能系统应提供的虚拟惯性时间常数,第4列则是在实际仿真中使系统保持原惯量水平储能所需要提供的虚拟惯性时间常数。

由表1可知,在同步发电机惯量逐步降低的系统中,同步发电机惯量越低,储能系统需要提供的惯量支撑就越多,储能系统的虚拟惯性时间常数就越大。理论上,根据公式可以计算得到储能系统需要提供虚拟惯量的理论值 H_{th} ,理论虚拟惯性时间常数与同步发电机惯性时间常数降低量为线性关系。实际仿真中,通过调节储能虚拟惯性时间常数使得系统频率响应与高惯量系统一致,得到虚拟惯性时间常数的实际值 H_{si} 。

通过计算得到的理论值与仿真得到的实际值之间存在一定的偏差,经过分析,原因在于当系统发生频率扰动事件时,系统同步发电机的惯量如果发生变化,那么不仅是主要提供惯量的同步发电机的惯量会发生变化,同样地系统内存在的负荷具有的等效惯量也会发生变化。同步发电机和系统负荷惯量变化的总量才是低惯量系统加入的储能装置所需要提供的惯量。然而,系统负荷的等效惯量难以计算,故本文仅采用同步发电机的惯量变化计算储能系统需要提供的等效惯性时间常数,因而会具有一定的误差,采用该方法可以为储能系统参数的配置提供一定的参考。

5 结语

本文在DIgSILENT/PowerFactory仿真软件中

搭建了规模化VSG储能模型,并将其接入3机9节点系统分析其参数配置对稳定性及惯量支撑能力的影响。通过分析同步电机的惯量响应过程,推导出频率扰动事件下系统旋转能量需求及对应的虚拟惯性时间常数。然后对该系统进行模态分析,通过模态分析确定虚拟惯性时间常数对应的阻尼系数保证系统稳定性。通过在不同惯量水平下的仿真,验证了控制系数选取方法的有效性。该方法存在一定的缺陷,没有考虑惯量变化时负荷等效惯量的变化,在之后的研究中可以研究惯量变化时负荷等效惯量变化的计算方法,进一步提高储能参数配置方法的准确性。

参考文献:

- [1] 郑天文,陈来军,陈天一,等.虚拟同步发电机技术及展望[J].电力系统自动化,2015,39(21):165-175.
ZHENG Tianwen, CHEN Laijun, CHEN Tianyi, et al. Review and prospect of virtual synchronous generator technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015,39(21):165-175.
- [2] CHEEMA K M, CHAUDHARY N I, TAHIR M F, et al. Virtual synchronous generator: modifications, stability assessment and future applications[J]. Energy Reports, 2022,8:1704-1717.
- [3] CHEEMA K M. A comprehensive review of virtual synchronous generator[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020,120:106006.
- [4] 杨帆,邵银龙,李东东,等.一种计及储能容量和SOC约束的模糊自适应VSG控制策略[J].电网技术,2021,45(5):1869-1877.
YANG Fan, SHAO Yinlong, LI Dongdong, et al. Fuzzy adaptive VSG control strategy considering energy storage capacity and SOC constraint[J]. Power System Technology, 2021,45(5):1869-1877.
- [5] 李昊,王杰.基于虚拟同步发电机技术的改进微网下垂控制[J].电力科学与技术学报,2018,33(2):11-19.
LI Hao, WANG Jie. Modified droop control based on virtual synchronous generator[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2018,33(2):11-19.
- [6] 赵晶晶,杜明,刘帅,等.基于模型预测控制的双馈风电机组调频与转子转速恢复策略[J].中国电力,2023,56(6):11-17.
ZHAO Jingjing, DU Ming, LIU Shuai, et al. Frequency modulation and rotor speed recovery strategy of doubly-fed induction generator based on model predictive control[J]. Electric Power, 2023,56(6):11-17.
- [7] 李明飞,吴在军,全相军,等.计及阻尼特性的构网型并网逆变器暂态同步稳定性分析[J].电力系统自动化,2023,47(15):198-207.

- LI Mingfei, WU Zaijun, QUAN Xiangjun, et al. Transient synchronization stability analysis of grid-forming grid-connected inverter considering damping characteristics [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(15): 198-207.
- [8] 颜琬滢, 段建东, 陈童, 等. 基于综合电流幅值比的永磁直驱风力发电机送出线路纵联保护[J]. *供用电*, 2023, 40(4): 47-54.
- YAN Wanying, DUAN Jiandong, CHEN Tong, et al. Pilot protection based on comprehensive current amplitude ratio for outgoing transmission line with permanent magnet synchronous wind power generator[J]. *Distribution & Utilization*, 2023, 40(4): 47-54.
- [9] 张航, 周传杰, 张林, 等. 基于概率神经网络——小波神经网络-DS信息融合的电厂引风机故障诊断[J]. *发电技术*, 2022, 43(6): 951-958.
- ZHANG Hang, ZHOU Chuanjie, ZHANG Lin, et al. Fault diagnosis of power plant induced draft fan based on PNN-WNN-DS information fusion[J]. *Power Generation Technology*, 2022, 43(6): 951-958.
- [10] 江世明, 唐杰. 基于暂态阻尼增强的改进VSG控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(19): 144-154.
- JIANG Shiming, TANG Jie. Improved VSG control strategy based on transient damping enhancement[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(19): 144-154.
- [11] 张丹丹, 陈俊钦, 阳瑞霖. 巨型水轮发电机中性点新型接地方式分析[J]. *高压电器*, 2023, 59(1): 1-7.
- ZHANG Dandan, CHEN Junqin, YANG Ruilin. Analysis of new grounding mode for neutral point of giant hydro-generator[J]. *High Voltage Apparatus*, 2023, 59(1): 1-7.
- [12] 许守东, 潘馨钰, 李世伟, 等. 基于光伏自适应注入量的配电网单相接地故障保护方法[J]. *电网与清洁能源*, 2023, 39(9): 140-150.
- XU Shoudong, PAN Xinyu, LI Shiwei, et al. A single phase grounding fault protection method for distribution networks based on photovoltaic adaptive injection amount[J]. *Power System and Clean Energy*, 2023, 39(9): 140-150.
- [13] LI D D, ZHU Q W, LIN S F, et al. A self-adaptive inertia and damping combination control of VSG to support frequency stability[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2017, 32(1): 397-398.
- [14] 卢开诚, 刘铠诚, 董树锋. 基于模糊单神经元PI的微电网频率自适应控制[J]. *电力工程技术*, 2022, 41(5): 131-139.
- LU Kaicheng, LIU Kaicheng, DONG Shufeng. A microgrid frequency control method based on fuzzy single neuron adaptive PI control[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2022, 41(5): 131-139.
- [15] 潘斌, 彭嵩, 余俊杰, 等. 考虑动态响应的虚拟发电厂频率-功率改进自适应下垂控制策略[J]. *电测与仪表*, 2023, 60(4): 92-98.
- PAN Bin, PENG Song, YU Junjie, et al. Improved adaptive droop control strategy for frequency-power of virtual power plant considering dynamic response[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2023, 60(4): 92-98.
- [16] 付卓铭, 胡俊杰, 马文帅, 等. 规模化电动汽车参与电力系统二次调频研究综述[J]. *电力建设*, 2023, 44(2): 1-14.
- FU Zhuoming, HU Junjie, MA Wenshuai, et al. Review of research on participation of numerous electric vehicles in power system secondary frequency-regulation service [J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(2): 1-14.
- [17] 邹浩泽, 朱晨烜, 张贻山, 等. 一种基于改进模糊聚类算法的自适应典型日选取方法[J]. *智慧电力*, 2022, 50(1): 60-67.
- WU Haoze, ZHU Chenxuan, ZHANG Yishan, et al. Adaptive method for selecting typical days based on improved fuzzy clustering algorithm[J]. *Smart Power*, 2022, 50(1): 60-67.
- [18] SHI Y, FANG C, CHEN L, et al. Inertia parameter selection method for HVDC converter station based on VSG control[J]. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 2022, 17(2): 1019-1030.
- [19] LI C, CAO Y, YANG Y, et al. Impedance-based method for DC stability of VSC-HVDC system with VSG control[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2021, 130: 106975.
- [20] 尹政, 胡存刚, 芮涛, 等. LC滤波型电压源逆变器无模型预测电压控制策略[J]. *电工技术学报*, 2023, 38(14): 3723-3732.
- YIN Zheng, HU Cungang, RUI Tao, et al. Model-free predictive voltage control strategy for LC-filtered voltage source inverter[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2023, 38(14): 3723-3732.