

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210801

基于虚拟同步机技术的储能机电暂态特性建模

和萍, 李钊, 李从善, 方祺元, 郑明明

(郑州轻工业大学电气信息工程学院, 河南 郑州 450002)

摘要: 虚拟同步机技术通过模拟传统同步发电机特性, 使采用变流器的电源具有同步机组的惯量、阻尼、频率和电压调整等运行外特性, 是解决新能源发电接入电网稳定运行的重要手段。提出一种用于机电暂态的虚拟同步机控制储能建模方法。该储能模型包括虚拟同步机控制、储能限制模块和模型接口模块, 并考虑虚拟同步机定子方程和储能充放电功率、荷电状态、运行效率、死区及逆变器限制特性。基于电力系统分析综合程序, 采用用户自定义方式搭建模型。以 IEEE 4 机 2 区域和河南电网为例进行模型有效性验证, 结果表明了所提建模技术相比于传统方法的优势。

关键词: 机电暂态; 虚拟同步机; 储能建模; 用户自定义建模

Electromechanical transient modeling of energy storage based on virtual synchronous machine technology

HE Ping, LI Zhao, LI Congshan, FANG Qiyuan, ZHENG Mingming

(School of Electrical and Information Engineering, Zhengzhou University of Light Industry, Zhengzhou 450002, China)

Abstract: By simulating the characteristics of the traditional synchronous generator, virtual synchronous machine technology allows the power supply using the converter to have the characteristics of inertia, damping, frequency and voltage adjustment of the synchronous generator. It is an important technical means for the stable operation of the new energy power generation connected to the power grid. This paper proposes an electromechanical transient modeling method of energy storage based on virtual synchronous machine technology. The energy storage model includes virtual synchronous machine control, energy storage restriction and a model interface module, and takes into account the rotor equation of the virtual synchronous machine, energy storage charge and discharge power, charged state, operating efficiency, dead zone and inverter limitation characteristics. Based on power system analysis and a synthesis program, the model is built by a user-defined method. The IEEE 4 machine 2 region and Henan power grid are selected for simulation verification. The simulation results show that the modeling technology proposed has advantages over the traditional method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51607158).

Key words: electromechanical transient; virtual synchronous machine; energy storage; user-defined modeling

0 引言

随着新能源渗透率的不断增加, 传统同步发电机发电比例逐渐降低, 电力系统中的旋转备用容量及转动惯量相对减少, 降低了电网抗扰动的稳定支撑能力和自身调节能力, 这给电网的安全稳定运行带来

了严峻挑战^[1-3]。以电力电子装置为接口的储能系统(如储能变流器)凭借其快速调节能力, 成为稳定常规机组出力和平抑高比例新能源波动的有效手段^[4-5]。

建立能够反映大规模电池储能系统运行特性的模型对于研究储能规模化并网后电网的安全稳定至关重要。高渗透率下电力系统暂态稳定分析需要低阶、准确和开放的储能机电暂态模型。现有储能并网特性的建模大多以精细模型为基础针对其具体研究目标进行相应简化所得。文献[6-10]提出了在电力系统分析综合程序(Power System Analysis Software

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51607158); 河南省科技攻关研究项目资助(222102320198); 郑州轻工业大学重点培育计划项目资助(2020ZDPY0204)

Package, PSASP)仿真平台上建立计及电池充放电功率的储能系统机电暂态模型,均采用频率有功控制和电压无功控制。文献[6]所建通用储能模型分为厂站级控制和本地级控制,模型较为完善,支持恒功率因数控制、下垂控制、定电压控制等多种控制策略转换。文献[7-8]基于节点电流注入法建立含有有功无功解耦控制和下垂控制的外环控制策略、模型接口和限制环节的储能机电暂态模型,在三相接地短路故障下能较好地抑制功角波动。文献[9]在此基础上加入有功前馈控制和充放电功率限制,并通过平抑新能源波动的仿真验证模型有效性。文献[10]构建基于支路暂态势能控制的储能系统暂态模型,提高系统暂态势能承受能力。文献[11]提出基于动态下垂系数和动态荷电状态基点的储能一次调频控制策略以同时保证储能调频效果和荷电状态维持效果。文献[12-14]建立多时间尺度的储能模型并应用于提高大规模新能源并网稳定性,研究电池储能系统的机电暂态特性和中长期动态特性。上述储能模型和控制器设计均属于机电暂态范畴,大多基于下垂控制等传统控制方式针对研究问题进行改进,未能充分发挥储能潜力。

储能系统的外部特性由其控制策略决定,可以根据系统需求进行灵活设定,为传统电力系统运行注入新的可控性^[15]。为实现平抑新能源波动、增强电网抗扰性的目标,储能凭借并网换流器的快速响应特性能够使变流器接口表现为同步发电机的暂态特性和阻尼功率振荡能力,即虚拟同步机控制(Virtual Synchronous Generator, VSG)^[16]。该控制使储能装置为电网贡献惯性和阻尼,在电网频率或电压发生波动时主动参与系统的调频和调压,动态弥补功率差额,帮助改善系统频率和电压的稳定性,有望成为大规模储能系统接入电力系统控制运行的重要技术^[17-20]。

对于应用于储能换流器的虚拟同步机控制,文献[21]利用混合储能的优势并采用虚拟同步机技术解决微网中新能源波动引起的频率偏移,平滑储能出力并维持荷电状态在合理区间。文献[22-25]提出在虚拟同步机控制的基础上,系统在不同响应阶段自适应地改变VSG参数以获得更好的调节效果,进一步发挥储能频率支撑能力。但上述模型多在电磁暂态仿真尺度下对微网进行精确仿真,应用于储能接入大型电力系统暂态稳定分析时存在计算速度慢、数值稳定性差等问题。

本文提出适用于大型电力系统暂态稳定分析的虚拟同步机控制下储能机电暂态建模方法。建立包含虚拟调速器、虚拟励磁控制器、转子机械方程

和定子电气方程的虚拟同步机控制;对储能本体模型、电流内环控制和换流器等不同时间尺度元件进行简化;根据节点电流注入法设计模型接口,实现储能与电网功率交换。以电力系统分析综合程序包为仿真平台,在IEEE 4机2区域系统和区域性电网中进行不同工况仿真分析,通过对比多个工况下系统运行特性验证了模型有效性。

1 虚拟同步发电机技术控制原理

虚拟同步发电机技术通过控制并网逆变器模拟同步机外特性,使新能源机组具有惯量、阻尼、调频和调压等并网运行特性来提供频率和电压支撑,从而提高新能源机组接入电网的运行适应性和安全稳定水平^[26]。

基于VSG的拓扑结构如图1所示,储能单元经VSG控制策略的并网换流器,然后通过LCL滤波器及传输线路等流入电网。其中: i_{abc} 和 u_{abc} 分别为并网电流和感应电动势, T_m 为机械转矩, L_f 和 C_f 分别为滤波电感和滤波电容, P 和 Q 为VSG实际输出有功功率和无功功率。

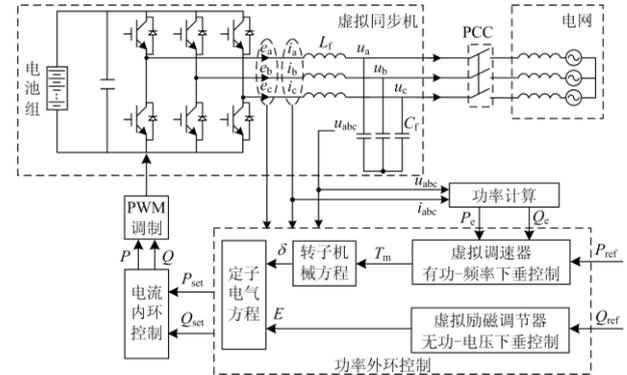


图1 VSG控制结构图

Fig. 1 VSG control structure diagram

由图1可知,储能换流器控制模型由外环功率控制和电流内环控制组成,外环控制即为虚拟同步机控制,包含虚拟调速器、转子机械方程、虚拟励磁调节器和定子电气方程。

虚拟调速器和转子机械方程是VSG有功功率控制部分。虚拟调速器从外特性上模拟调速器,使得有功功率和系统频率具有下垂特性,表达式为

$$\begin{cases} P_m = P_{ref} + \Delta\omega / k_f \\ \Delta\omega = \omega_{ref} - \omega_{grid} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $\Delta\omega$ 表示电网额定频率 ω_{ref} 与电网频率 ω_{grid} 的差值; k_f 为有功下垂比例系数; P_m 和 P_{ref} 分别为机械功率和有功功率参考值。

转子方程通过功率差控制机械转矩的输出从而调节频率, 并采用阻尼功率抑制功率振荡, 公式为

$$\begin{cases} J \frac{d(\omega - \omega_{\text{ref}})}{dt} = \frac{P_m}{\omega_{\text{ref}}} - \frac{P_e}{\omega_{\text{ref}}} - D(\omega - \omega_{\text{ref}}) \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_{\text{ref}} \end{cases} \quad (2)$$

式中: D 为阻尼系数; ω 为 VSG 输出电压角频率; $D(\omega - \omega_{\text{ref}})$ 为阻尼功率; P_e 为电磁功率; J 为虚拟转动惯量; δ 为 VSG 与电网电压相位差, 称为功角。由式(2)可看出 J 使得功率和频率动态特性具有惯性, D 提高了系统阻尼, 使功率波动时产生阻尼功率抑制振荡。

VSG 无功功率控制即虚拟励磁调节器, 如式(3)所示, 通过母线电压差值和无功功率差值作为反馈模拟励磁系统得到 VSG 内电势^[27]。

$$\begin{cases} E = E_0 + \frac{k_{qi}}{s} \cdot \Delta Q + k_v \cdot \Delta U \\ \Delta Q = Q_{\text{ref}} - Q \\ \Delta U = U_{\text{ref}} - U \end{cases} \quad (3)$$

式中: k_v 是无功电压比例系数; k_{qi} 是无功功率积分系数; E 为 VSG 内电势; ΔQ 为无功功率参考值 Q_{ref} 与无功功率实际值 Q 的差值; ΔU 为电网电压参考值 U_{ref} 与电网电压实际值 U 的差值; E_0 为 VSG 输出空载电动势幅值。

VSG 电磁部分建模以定子电气部分为原型, 考虑了定子电路电压电流关系, 根据图(1)所示电路并将其机端电压转换至 d 、 q 轴可得电磁方程如式(4)。其中虚拟电阻 R_v 调节系统阻尼特性, 虚拟同步电感 L_v 有助于有功无功解耦, 但此式不能反映磁链以及内在电磁特性^[28]。

$$\begin{cases} L_v \frac{di_{vd}}{dt} = E_d - u_{od} - R_v i_{vd} + \omega_n L_v i_{vq} \\ L_v \frac{di_{vq}}{dt} = E_q - u_{oq} - R_v i_{vq} + \omega_n L_v i_{vd} \end{cases} \quad (4)$$

式中: E_d 、 E_q 分别为 VSG 内电势 d 轴和 q 轴分量; i_{vd} 、 i_{vq} 为 VSG 虚拟电流 d 轴和 q 轴分量。VSG 并网等效模型如图 2 所示, 其中 $E \angle \delta$ 为变流器基波电压向量, $U \angle 0$ 为并网点电压向量。

由图 2 可得并网电流如式(5)所示。

$$i = \frac{E \angle \delta - U \angle 0}{R_v + jX_v} \quad (5)$$

为实现有功无功解耦控制, VSG 能有效运行的要求是传输线路接近纯感性^[20]。故使虚拟电阻 R_v 为零, 使得逆变器输出电压与电网电压间等效阻抗表

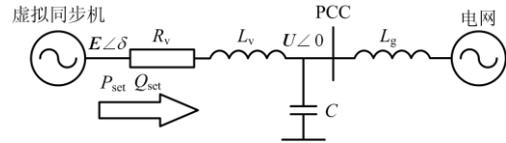


图 2 储能变流器并网等效电路

Fig. 2 Grid-connected equivalent circuit of energy storage converter

现为纯感性, 输出视在功率为

$$S = UI^* = U \frac{E \angle (-\delta) - U}{-jX_v} = P_{\text{set}} + jQ_{\text{set}} \quad (6)$$

展开上式, 可得并网变流器注入有功功率和无功功率为

$$P_{\text{set}} = \frac{EU \sin \delta}{X_v} \quad (7)$$

$$Q_{\text{set}} = \frac{EU \cos \delta - U^2}{X_v} \quad (8)$$

2 虚拟同步机控制的储能模型构建

2.1 储能系统模型结构

储能系统主要由储能元件、并网换流器(Power Conversion System, PCS)和控制系统组成, 其结构如图 3 所示。储能元件是能量存储与释放的载体, 并以换流器为接口进行储能与电网功率交换。控制系统提取电网与储能元件运行数据并对储能运行状态进行监测和控制, 使储能元件与系统的动态过程相匹配, 实现平抑功率波动的要求。

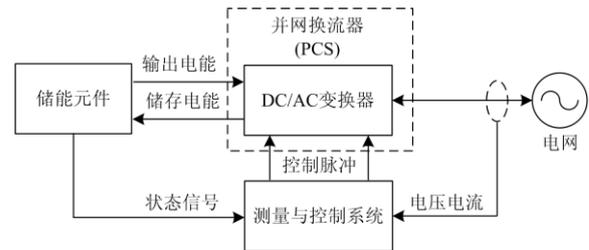


图 3 储能系统结构

Fig. 3 Energy storage system structure

为了更好地分析大规模并网系统的暂态过程和设计控制部分, 基于上述储能系统结构搭建如图 4 所示储能机电暂态模型, 由储能换流器控制模型、储能本体模型和模型接口组成。

储能并网换流器是储能系统核心单元, 其目的是通过控制逆变电路调节输出电压的频率、幅值和相位等参数, 实现将储能元件直流电与适合电网的交流电相互转化, 可分为外环控制和内环控制。外环控制是装置的主控制器, 从电网读取母线频率 ω

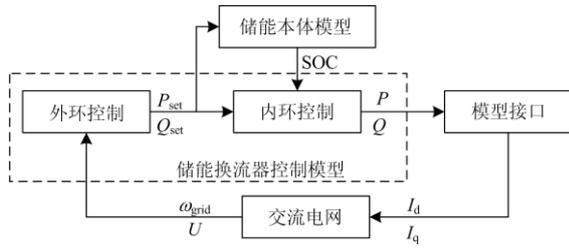


图4 储能机电暂态模型

Fig. 4 Transient model of energy storage system

母线电压 U 等数据后根据虚拟同步机控制计算得到有功功率指令值 P_{set} 和无功功率指令值 Q_{set} 。储能本体模型对外环所得指令值进行限值和预处理,使其满足储能电池运行特性。内环控制得到并网换流器输出有功功率 P 和无功功率 Q 后通过模型接口转化为储能交流侧电流 d 轴分量 i_d 和 q 轴分量 i_q 注入电网。

2.2 储能换流器控制模型

2.2.1 内环控制

换流器内环控制结构如图5所示,主要包括采用基于PI环节的前馈解耦法内环控制模型和电压源换流器(Voltage Source Converter, VSC),通过调节内环输出电压参考值 U_{cd} 、 U_{cq} ,使交流侧电流 d 、 q

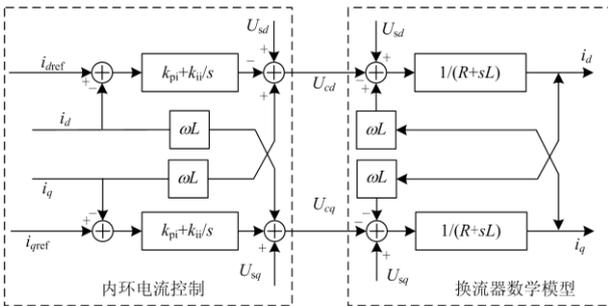


图5 换流器及内环控制模型

Fig. 5 VSC and inner loop control model

轴分量 i_d 、 i_q 跟踪外环控制器输出电流指令 i_{dref} 、 i_{qref} , 并采用有功无功解耦控制消除耦合。

将换流器及内环控制模型等效变换并消除耦合后可得到 d 、 q 轴相互独立的控制环,结构如图6所示。

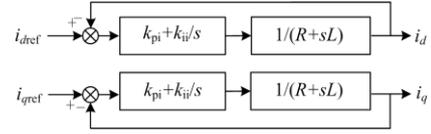


图6 消除耦合后并网换流器内环控制

Fig. 6 Inner loop control of VSC after eliminating coupling

d 轴与 q 轴简化过程完全相同,传递函数为

$$H(s) = \frac{i_d(s)}{i_{dref}(s)} = \frac{k_{pi}s + k_{ii}}{Ls^2 + (R + k_{pi})s + k_{ii}} \quad (9)$$

为达到更好的跟踪特性,根据零极点抵消原则,其传递函数可等效为一阶惯性环节^[9],功率特性方程为

$$\begin{cases} \frac{dP}{dt} = -\frac{P}{T_p} + \frac{P_{set}}{T_p} \\ \frac{dQ}{dt} = -\frac{Q}{T_q} + \frac{Q_{set}}{T_q} \end{cases} \quad (10)$$

式中, T_p 、 T_q 分别为 P_{set} 和 Q_{set} 跟踪 P 、 Q 的响应时间。

2.2.2 储能换流器建模

根据前文虚拟同步机控制模型和简化内环控制可作储能换流器控制模型如图7所示,并基于PSASP中用户自定义模型构建储能换流器控制模型,其框图可见图8。图中建模临时约定变量 TM1—TM10 所代表含义如表1所示,各功能框和输入输出信号含义可见文献[6]。

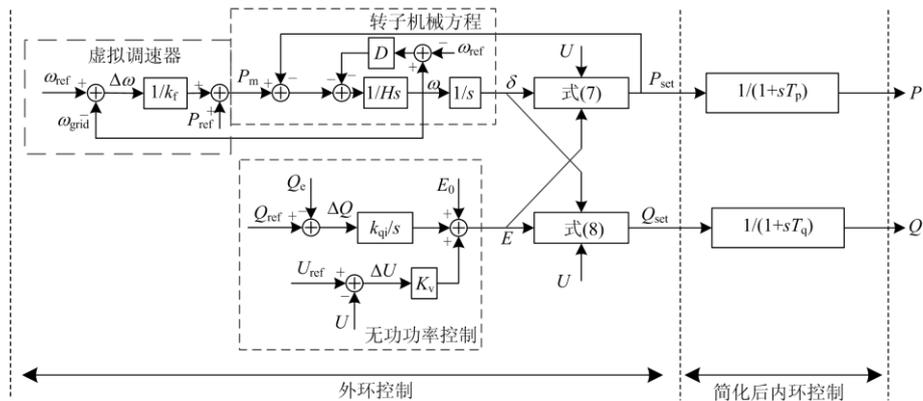


图7 储能换流器控制模型

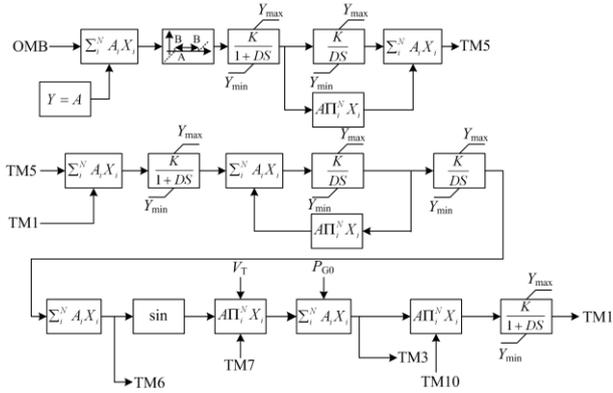
Fig. 7 Converter control model of energy storage

表 1 临时约定变量设置说明

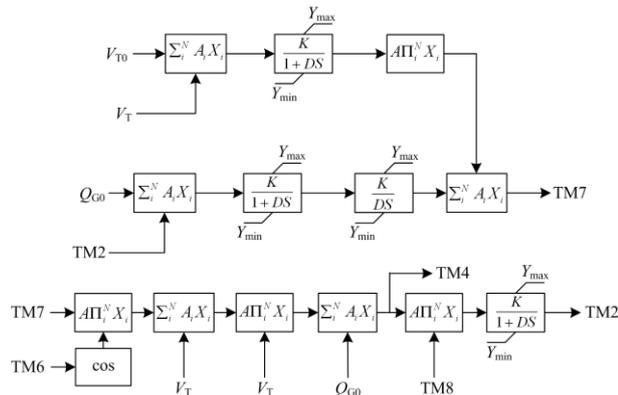
Table 1 Temporary convention variable setting description

临时约定变量	功能说明
TM1	有功功率输出 P
TM2	无功功率输出 Q
TM3	有功功率指令 P_{set}
TM4	无功功率指令 Q_{set}
TM5	机械功率 P_m
TM6	VSG 功角 δ
TM7	VSG 内电势 E
TM8	无功功率控制信号
TM9	荷电状态 SOC
TM10	有功功率控制信号

有功控制部分如图 8(a)所示, 包含虚拟调速器、转子机械方程和式(7)有功功率输出。其中 OMB 为母线电压频率, P_{G0} 为有功功率初始值。无功控制部分为图 8(b), 两段框图分别对应虚拟励磁调节器和式(8)无功功率输出。其中 Q_{G0} 为无功功率初始值, V_T 为母线电压, V_{T0} 为母线电压初始值。



(a) 有功功率控制模块



(b) 无功功率控制模块

图 8 外环功率控制框图

Fig. 8 Outer loop power control block diagram

2.3 储能本体模型

储能元件的不同体现在数学模型中为充放电速率、功率等级等参数的差异, 在机电暂态时间尺度下可忽略荷电状态对储能元件内部参数的改变, 认为电池在机电暂态过程中的充放电特性和参数是线性和非时变的, 将其外特性近似等效为一条直线, 储能本体模型等值为换流器有关限制环节参数的设置^[8], 包含荷电状态计算、容量限制、死区环节、运行效率、充放电功率限制及换流器容量限制部分。

1) 储能荷电状态指可充电电池现有电量与最大电量的百分比, 反映电池剩余容量的多少, 对电池利用效率、使用寿命具有重要作用。常用估计荷电状态(State of Charge, SOC)的方法有按时计量法、开路电压法和神经网络法、卡尔曼滤波算法等^[29]。本文采用广泛使用且简单的按时计量法估计 SOC。

2) 储能容量限制也即维持储能电池荷电状态处于一个合理的区间, 防止过充或过放对电池造成损伤。

3) 充放电功率限制是由于储能元件的约束, 致使储能系统存在充放电功率上下限。

4) 储能运行效率包含储能单体运行效率和电力电子器件效率, 本文将电池荷电状态的变化对储能运行效率影响进行简化, 根据文献[29]将整体运行效率简化为一常数。

5) 换流器容量限制指由于工作时储能有功输出大多并不满功率运行, 因此换流器具有一定的无功调节能力, 常采用有功功率为主、无功功率为辅的调控措施^[14]。

6) 死区环节的作用是在系统遭受较小扰动时避免储能频繁充放电降低储能寿命而人为设置的动作边界^[30]。

根据以上原则, 可列出其约束条件为

$$\begin{cases}
 SOC = SOC_0 + \frac{\int_0^t P_{set} dt}{T_{tot}} \\
 \text{If } SOC \notin [SOC \min, SOC \max], P = 0 \\
 -P_{max} \leq P \leq P_{max} \\
 -Q_{max} \leq Q \leq Q_{max} \\
 Q_{max} = \sqrt{S^2 - P^2} \\
 P = \eta P_{set} \\
 \text{If } f \notin [f_{min}, f_{max}], P = 0
 \end{cases} \quad (11)$$

式中: T_{tot} 为额定功率下放电时间; SOC_0 为电池初始电量; 有功功率指令 P_{set} 也即储能元件发出有功功率, 包含对电网输出有功功率 P 和功率损耗。其中充电时有功功率 P 符号为正, 放电时符号为负,

大小受储能最大充放电功率限制,而无功功率 Q 受逆变器容量限制^[6]。式(1)储能本体模型主要参数设置如表 2 所示。

表 2 储能参数设置

Table 2 Energy storage parameter setting

参数	数值
储能系统整体运行效率 η	0.85
电池初始荷电状态 SOC_0	0.6
电池最小荷电状态 SOC_{min}	0.2
电池最大荷电状态 SOC_{max}	0.8
额定功率下放时间 T_{tot}	200
频率死区最小值 f_{min}	49.96
频率死区最大值 f_{max}	50.033

充放电功率限制、储能运行效率及死区环节在图 8 外环功率控制模型中设置参数实现。计及储能运行效率的荷电状态计算及容量限制、换流器限制如图 9 所示。

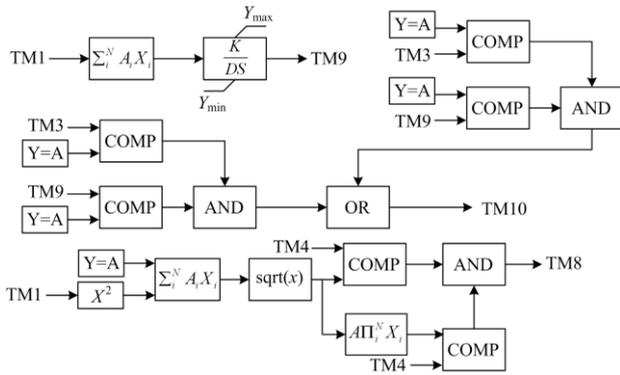


图 9 储能限制环节

Fig. 9 Energy storage restriction link

2.4 模型接口

由于 PSASP 是基于节点电流注入法将模型的输出功率注入到系统中,故从内环产生的有功功率 P 、无功功率 Q 需以有功电流实部 I_R 、有功电流虚部 I_I 的形式进行转化。

针对储能模型向系统注入功率,可读取并网节点母线电压 \dot{U} 的实部为 U_R ,虚部为 U_I 。则可求其视在功率并用 P 、 Q 反解 I_R 、 I_I ,求得

$$\begin{cases} S = UI^* = (U_R + jU_I)(I_R - jI_I) = P + jQ \\ I_R = \frac{U_R P + U_I Q}{U_R^2 + U_I^2} \\ I_I = \frac{U_I P - U_R Q}{U_R^2 + U_I^2} \end{cases} \quad (12)$$

根据式(12),可画出储能并网模型接口如图 10

所示。其中 $VT1R$ 和 $VT1I$ 分别对应母线电压实部 U_R 与虚部 U_I , ITR 和 ITI 分别对应 I_R 和 I_I 。

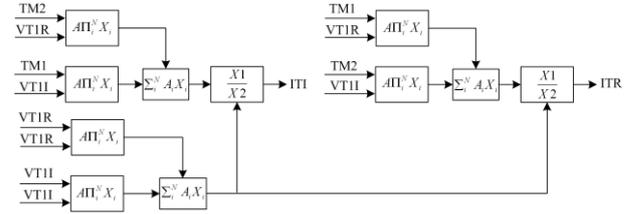


图 10 并网模型接口

Fig. 10 Grid-connected interface model

3 算例分析

3.1 IEEE 4 机 2 区域

为验证本文构建模型的有效性,本文在 IEEE 4 机 2 区域系统中加入风机、光伏电站和储能模型进行分析。系统网架结构如图 11 所示,发电机 G_1 、 G_2 所在区域一和 G_3 、 G_4 所在区域二通过双回联络线进行连接,系统基准容量为 100 MVA,四台发电机额定容量 900 MVA,有功出力 700 MW,并网电压 20 kV,联络线传输功率 400 MW,其中发电机 G_3 为平衡节点,仿真步长为 0.01 s。储能电站接在电网送端母线 6 处以增强电网调频能力。

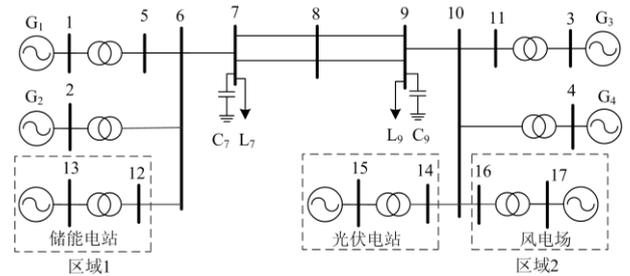


图 11 IEEE 4 机 2 区域系统

Fig. 11 IEEE 4-machine 2-zone system

虚拟同步机控制的参数如表 3 所示,其中 T_0 为测量环节的延时。光伏电站和风电场接入母线 10,其稳态下输出功率分别为 48 MW 和 30 MW,储能电站稳态时输出功率为 0,仅在电网发生扰动后进行出力,加快系统恢复。

表 3 仿真模型参数设置

Table 3 Simulation model parameter setting

参数	数值	参数	数值
L/mH	1	k_f	0.02
J	0.3	U_{ref}	1.02
D	10	ω_{ref}	1
k_v	0.035	T_p	0.01
k_{qi}	0.007	T_q	0.01

为验证本文所建 VSG 控制储能模型相较传统储能模型在抑制新能源波动的有效性, 本章将 VSG 储能模型设为模型 1, 文献[7]所提基于 PI 控制储能机电暂态模型设为模型 2, PSASP 软件中储能模型设为模型 3。其中模型 2 外环控制框图如图 12 所示。在多种工况下通过观察时域仿真下模型的发电机功角、母线电压、线路功率、储能有功输出及 Prony 分析下的系统振荡特性并比较得出结论。

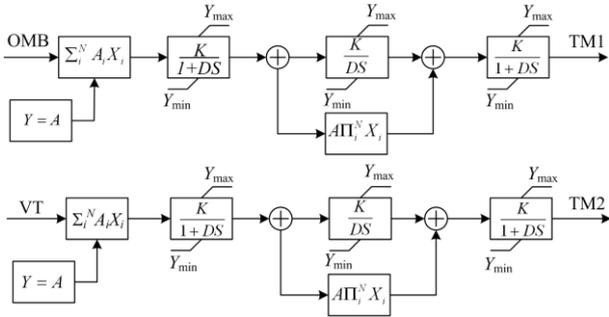


图 12 模型 2 外环控制器结构

Fig. 12 Outer loop controller structure of model 2

3.1.1 风电场与光伏电站出力波动

仿真工况如图 13 所示, 设置扰动为风电场从 $t = 2\text{ s}$ 时受到阵风扰动, 风速开始增加, 并在 $t = 3\text{ s}$ 时风速达到最大值 8 m/s , 随后阵风逐渐减弱, $t = 4\text{ s}$ 时风速恢复至初始水平。光伏电站在 $t = 1\text{ s}$ 时受到渐变光扰动, 光照强度以 5 W/m^2 增加, 在 $t = 3\text{ s}$ 时达到最大值并维持不变。 $t = 4\text{ s}$ 时光照强度开始以同样的速率降低, 到 $t = 6\text{ s}$ 时扰动结束, 光照强度恢复至初始值。

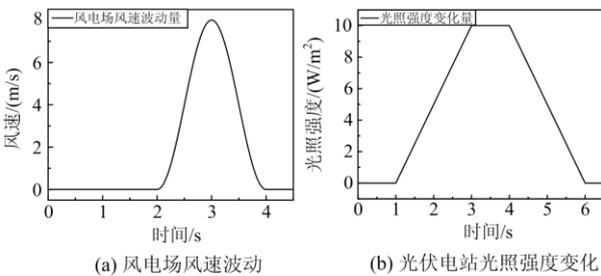


图 13 风电场及光伏电站扰动

Fig. 13 Disturbance of wind farms and photovoltaic power plants

由图 14 的仿真结果可以看出, 模型 1 和模型 2 储能模型在受到风速和光照强度扰动的工况下抑制振荡波动效果均较为显著, 模型 3 对改善新能源电站出力波动的效果较弱。模型 1 和模型 2 在发电机功角、母线电压、联络线传输功率的响应曲线均有较好的效果, 系统稳定性有明显提高, 且模型 1 能

更快平滑新能源出力波动, 振荡时间最短, 曲线波动范围更小, 平抑波动效果最好。

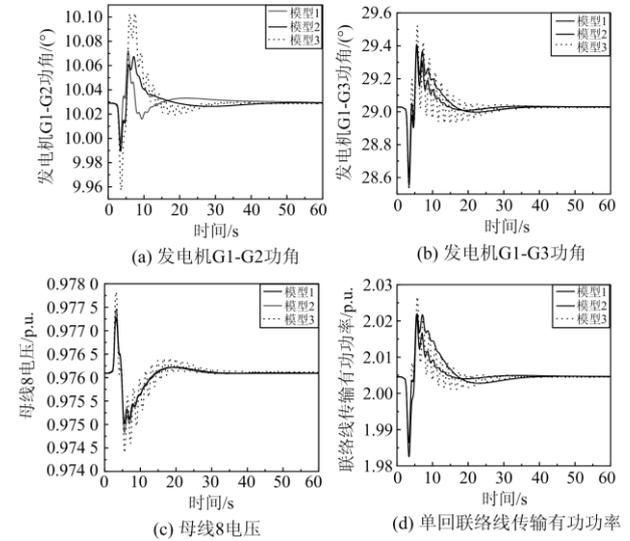


图 14 不同储能加入下系统振荡曲线

Fig. 14 Oscillation curve of the system with different energy storage added

3.1.2 Prony 分析储能加入后系统振荡特性

进一步地, 为了更直观体现 VSG 控制策略对系统稳定性的改善, 分别对加入 VSG 控制储能系统与未加储能系统进行 Prony 算法拟合分析, 通过分析功角曲线的模态, 直接估计系统的振荡频率、阻尼、幅值和特征根。设置扰动为负荷 1 有功功率阶跃响应, 以减小噪声对拟合结果的影响。结果如表 4 所示, 其中模式 1 为区域间振荡, 模式 2 为区域一局部振荡, 模式 3 为区域二局部振荡。

表 4 各储能加入下系统振荡模式

Table 4 System oscillation modes under the addition of energy storage

模型	特征根	频率/ Hz	阻尼比/ %	衰减 系数	模式
1	$-0.497 \pm j4.092$	0.651	12.052	-0.497	1
	$-1.1124 \pm j7.197$	1.145	15.276	-1.112	2
	$-1.1024 \pm j7.208$	1.147	15.120	-1.102	3
2	$-0.5066 \pm j3.955$	0.629	12.705	-0.506	1
	$-1.0925 \pm j7.205$	1.147	14.991	-1.093	2
	$-1.1844 \pm j7.045$	1.121	16.579	-1.184	3
3	$-0.1085 \pm j3.722$	0.592	12.914	-0.108	1
	$-1.1399 \pm j7.184$	1.143	15.671	-1.140	2
	$-1.1855 \pm j7.062$	1.124	16.561	-1.186	3

由表 4 可以看出, 加入储能模型 1、2 相较模型 3 对系统振荡有明显改善, 系统区域间振荡阻尼比大大增加, 频率增加, 特征根左移, 衰减系数减小,

储能模型 2 的抑制振荡效果最好。对于区域一的振荡，三种储能模型阻尼比相近，模型 3 效果最好，优于模型 1，模型 2 阻尼比最低，频率最高，特征根最靠右，衰减系数最大，效果最差。对于区域二振荡模态，模型 1 平抑波动效果最差，模型 2 效果最好，其阻尼比最大，振荡频率最小，特征根在模型 3 的右侧。故模型 1、2 的改善效果最明显。

3.1.3 联络线三相短路接地

为验证不同运行工况下储能的暂态特性，改变发电机 G_1 出力为 620 MW， G_2 出力为 600 MW，母线 9 处负荷为 1 667 MW，相应 slack 节点发电机 G_4 有功出力为 717 MW，此时联络线传输功率减小到 230 MW。设置扰动为 $t = 0.5$ s 时母线 7、母线 8 之间联络线三相短路接地，在 $t = 0.51$ s 时故障切除。在 $t = 2$ s 时母线 7 处所接负荷有功波动 5 MW，无功波动 10 MW 并在 $t = 2.1$ s 时负荷冲击扰动消除，观察此时发电机功角、母线电压等如图 15 所示。

由图 15 所示，在常规发电机组出力降低，联络线传输功率降低，系统遭受较大故障下模型 1 仍有较好的平抑波动能力，发电机功角波动曲线 15 s 内恢复稳定，联络线端点母线 7 电压在 5 s 内恢复，联络线功率波动和功角振荡幅值最小，具有明显抑制出力波动、提高系统稳定性的作用。

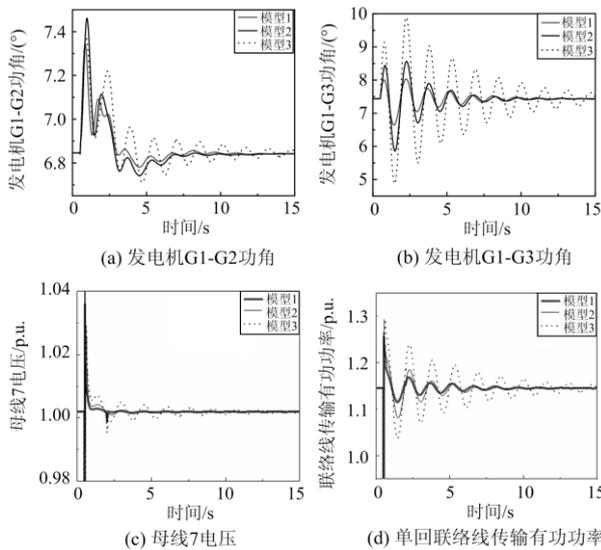


图 15 系统暂态故障后储能作用下电网曲线

Fig. 15 Grid curve under energy storage after system transient fault

3.2 河南电网仿真

河南电网 2018—2019 年采用“分布式布置，模块化设计，单元化接入，集中式调控”技术方案，建成多点布局电池储能示范工程，开展储能支持电网安全、清洁能源高效利用及调峰、调频等多目标

运行示范。为了验证本文所建模型与仿真软件的良好衔接性和在电网中的鲁棒性，设置算例为河南电网信阳地区 500 kV 双回线路浉河-春申线，由于此线路在河南电网中处于边缘地区，容易受到扰动造成稳定性问题。电网主网架如图 16 所示，系统基准容量为 100 MVA。华豫电厂有四台常规发电机组 G_1 — G_4 ，其中 G_1 、 G_2 各有功出力 300 MW， G_3 、 G_4 各有功出力 660 MW，浉河-春申 500 kV 线路传输有功功率为 325 MW，方向由浉河流向春申。仿真设置储能电站分布式接入电网受端春申、赤城、葵花、弦城、映山红、漳圣、蓼城、潢川变电站以观察储能电网受端对系统的改善情况，其中单个储能电站额定有功功率为 20 MW。

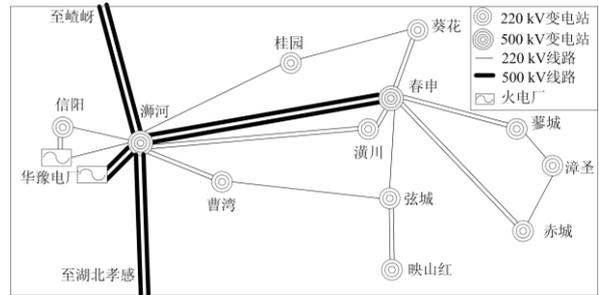
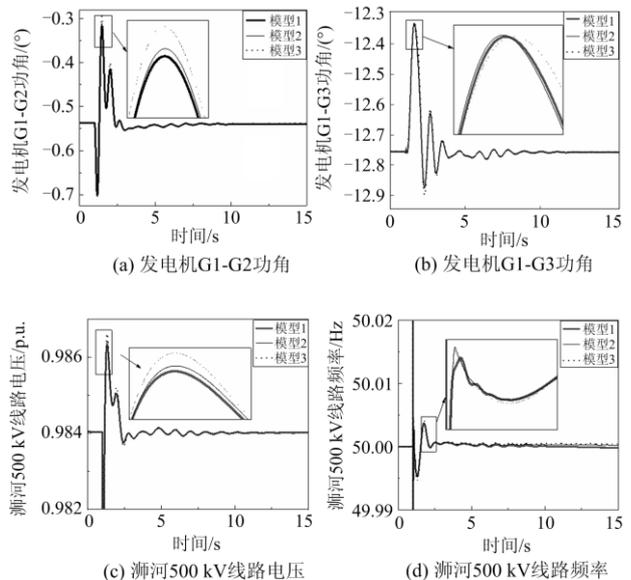


图 16 河南电网信阳地区网架结构图

Fig. 16 Structure diagram of the grid of Xinyang District in Henan Power Grid

3.2.1 联络线单相短路接地

设置仿真工况为 $t = 1$ s 时浉河-春申 500 kV 线路单相短路接地，并在 $t = 1.01$ s 时故障恢复。各个储能电站初始有功输出 10 MW，三种储能模型在此工况下有功功率输出、母线电压及母线频率变化波形如图 17 所示。



(c) 浉河 500 kV 线路电压

(d) 浉河 500 kV 线路频率

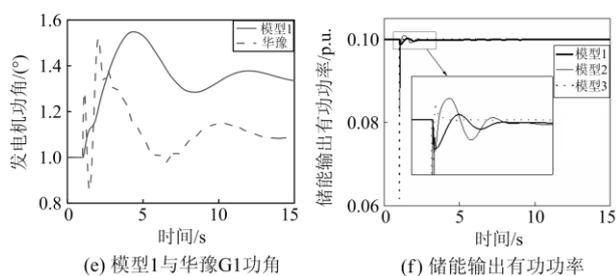


图 17 沂河-春申单相短路接地故障仿真曲线

Fig. 17 Single-phase short-circuit ground fault simulation curve of Shihe-chunshen line

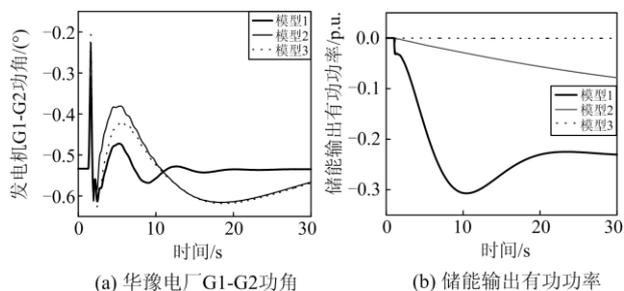
可以看出, 本文所建储能模型 1 相较模型 2、3 在改善发电机功角波动、电压波动和稳定线路频率上均有提升, 模型能够有效提高系统稳定性, 改善功率波动。最大频率偏差降低且后延, 在单相短路故障对电网有一定的故障支撑作用。

图 17(e)中将 VSG 的功角与同步机功角初值对齐进行比较, 两者变化趋势大致相同, 表明模型具有良好的同步特性, 能够准确模仿同步机的行为对电网进行调节。从三种储能模型有功功率输出对比可以看出, 由于出力特性不同, 在故障瞬间模型 1 的有功输出并未呈现较大的功率跌落, 仍保持较为连续状态, 模型 2 与模型 3 均有不同程度的瞬时跌落。从沂河 500 kV 母线频率的对比图中可以看出模型 1 相较下垂控制方式能减小最大频率偏差, 延迟频率极值点出现的时间, 对电网起到支撑作用。

3.2.2 负荷阶跃响应

为观察系统在不同稳定运行点下的响应情况, 设置赤城变电站所接负荷在 $t = 1.2$ s 时有功功率永久性下降 200 MW, 储能在故障前不输出有功功率, 各储能模型在阶跃响应下的动态响应如图 18 所示。

由图 18 可得, 在电网阶跃响应变化时三种储能模型的差异相较短路故障更为明显。图 18(a)中模型 1 的摇摆角最大幅值与初始摇摆周期有明显降低, 抑制系统振荡的时间减小, 能够在短时间内恢复稳定。图 18(b)中模型 1 有功功率输出经历振荡后稳定为 -23.6 MW。模型 2 与模型 3 的有功功率输出



(a) 华豫电厂 G1-G2 功角

(b) 储能输出有功功率

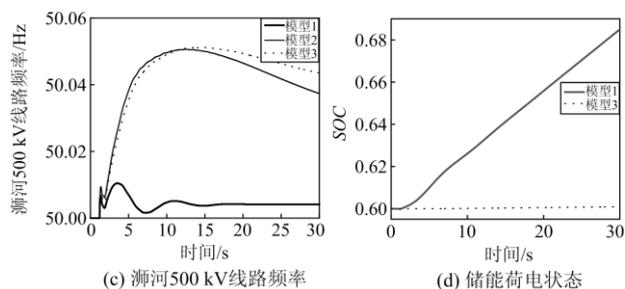


图 18 负荷阶跃响应仿真曲线

Fig. 18 Load step response simulation curve

呈线性规律降低。图 18(c)中模型 2 和模型 3 在 $t = 12$ s 附近母线频率达到最大值 50.05 Hz, 随后缓慢下降。模型 1 在 $t = 3.6$ s 时最大频率偏差为 50.01 Hz, 在 $t = 17$ s 进入稳态, 达到新的平衡点, 此时系统完成一次调频, 母线频率为 50.004 Hz。由于模型 1 与模型 3 的有功功率输出相差较大, 图 18(d)中两者荷电状态的差距也较为显著。

3.2.3 不同运行点下切机故障

为进一步验证采用虚拟同步机控制的储能电站参与系统调节相较其他模型的有效性, 通过改变华豫电厂机组 G_1 和 G_2 出力来比较不同工况下储能模型及系统的输出特性。故障设置为在 $t = 1$ s 时华豫电厂机组 G_1 和 G_2 切机, 切机比例为 0.2, 储能电站初始状态下不出力。系统动态响应和储能模型出力分别如图 19 和图 20 所示, 根据联络线传输功率的不同分为三列以比较储能模型外特性在不同运行点下的变化规律。

联络线传输功率 326 MW、316 MW 和 306 MW 分别对应华豫电厂机组 G_1 和 G_2 各有功出力 300 MW、400 MW 和 500 MW。根据春申 500 kV 母线频率响应曲线图可看出本文搭建的模型 1 在三种运行状态下的最大频率偏差分别约为 0.2 Hz、0.3 Hz 和 0.35 Hz, 相较另两种模型有较大的改善。联络线传输功率降低会恶化系统动态响应, 模型 1 三种运行状态下到达频率最低点时间均为 $t = 4.3$ s, 较模型 2 和模型 3 提前约 8 s 和 10 s 达到新的稳态点, 系统暂态稳定性和惯量水平有明显的提升, 说明模型能够有效提高系统稳定性。储能模型 1 的沂河-春申联络线传输功率有更明显的曲线波动, 在 $t = 8.7$ s 达到最低点, 随后经过波动达到稳定。模型 2 和模型 3 均经历一系列小振荡并在 $t = 2$ s 左右结束振荡, 但模型 2 随后线性下降, 达到新的功率稳定点需较长时间, 而模型 3 则在 $t = 10$ s 时恢复到稳态。说明模型 1 响应系统故障更为明显, 由于虚拟调速器的作用使得新的稳态点变化较大。春申-赤城

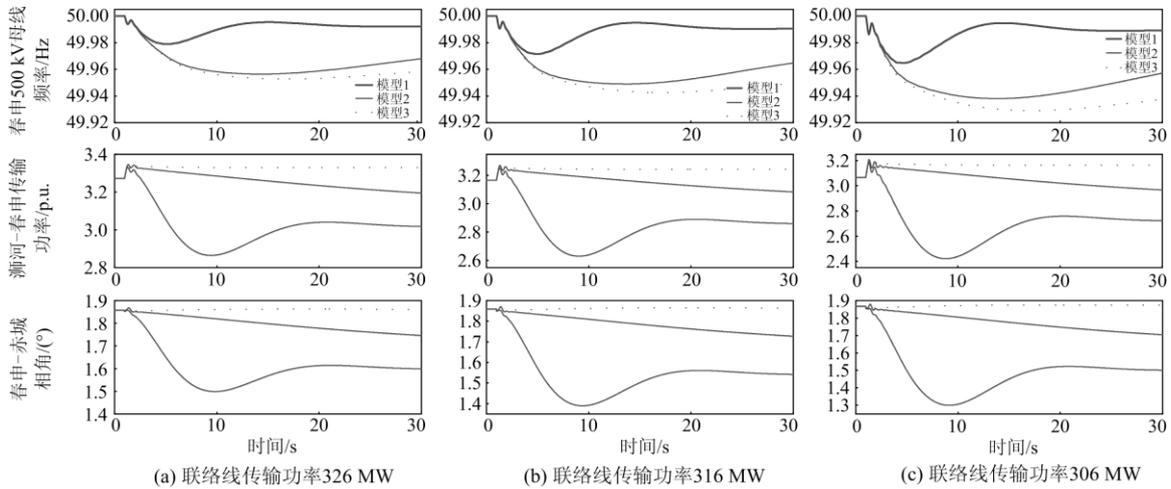


图 19 配置不同储能模型在联络线功率改变仿真结果对比

Fig. 19 Comparison of simulation results of power change in tie-line with different energy storage models

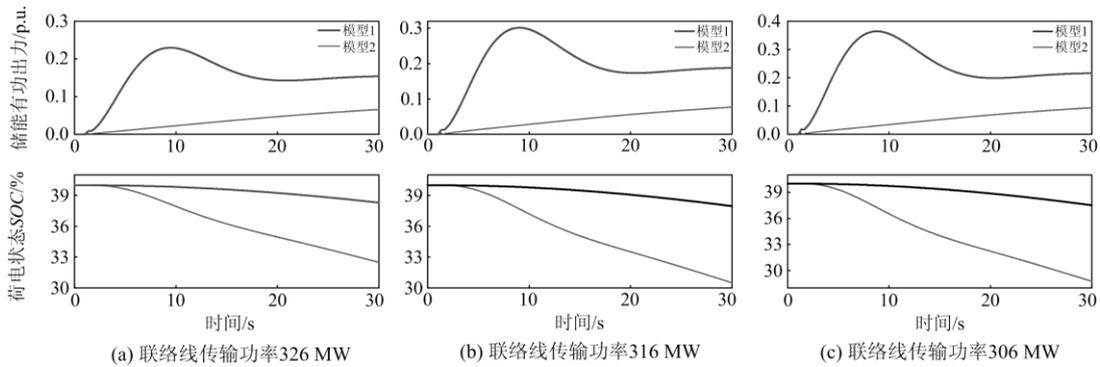


图 20 储能模型在联络线功率改变出力情况对比

Fig. 20 Comparison of energy storage model's power output changes in tie-line

母线相角也说明了这一点，三种运行状态下母线相角曲线与功率曲线变化趋势相同并同时达到最低点和稳定点。

对应图 19 仿真结果可以看出，储能模型 1 相较模型 2 和模型 3 在系统发生阶跃响应时出力较大，能为系统提供惯量支撑以降低频率偏差和抑制振荡，这与图 20 中储能模型内部参数有功出力和荷电状态的变化一一对应，表明所建储能模型的正确性。

4 结论

本文在对储能系统各部分模型工作原理进行分析的基础上建立了基于虚拟同步机控制的储能机电暂态模型，并通过算例分析了不同控制策略对电网暂态过程的影响。得到如下结论。

1) 基于储能系统结构原理和虚拟同步机控制的分析与机电暂态尺度下简化，提出一种虚拟同步

机控制的储能机电暂态模型，并针对每一组成部分进行详细建模。

2) 在 PSASP 仿真平台上实现了本文建立的电池储能系统仿真功能，通过多种工况的仿真和暂态特性分析，具有较为准确的外特性变化趋势，验证了储能模型的有效性和正确性，能够反映同步机的暂态特性和储能运行特性。

3) 储能模型具备效率、充放电功率限制、荷电状态限制、变流器时延、死区等特性，通过四机二区系统和河南电网的算例分别分析了储能接入电网供端和受端的作用，表明模型具有良好的优化能力和较好的通用性。

本文所建模型可为之后分析储能大规模接入电网采用多种控制方式提供参考。

参考文献

[1] 刘闯, 孙同, 蔡国伟, 等. 基于同步机三阶模型的电池储能电站主动支撑控制及其一次调频贡献力分析[J].

- 中国电机工程学报, 2020, 40(15): 4854-4866.
- LIU Chuang, SUN Tong, CAI Guowei, et al. Third-order synchronous machine model based active support control of battery storage power plant and its contribution analysis for primary frequency response[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(15): 4854-4866.
- [2] 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.
- [3] ERDIWANSYAH, MAHIDIN, HUSIN H, et al. A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(1): 37-54.
- [4] 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, 5297.
- 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, 5297.
- [5] ANEKE M, WANG M. Energy storage technologies and real life applications – a state of the art review[J]. Applied Energy, 2016, 179: 350-377.
- [6] 中国电力科学研究院. 电力系统分析综合程序(PSASP)用户手册[R]. 北京: 中国电力科学研究院, 2019.
- China Electric Power Research Institute. Power system analysis software package user's manual[R]. Beijing: China Electric Power Research Institute, 2019.
- [7] 张步涵, 马智泉, 谢光龙, 等. 并联储能型FACTS装置的PSASP建模与仿真[J]. 电网技术, 2010, 34(3): 31-36.
- ZHANG Buhan, MA Zhiquan, XIE Guanglong, et al. Modeling and simulation of parallel FACTS with energy storage in power system analysis software package[J]. Power System Technology, 2010, 34(3): 31-36.
- [8] 李建林, 牛萌, 张博越, 等. 电池储能系统机电暂态仿真模型[J]. 电工技术学报, 2018, 33(8): 1911-1918.
- LI Jianlin, NIU Meng, ZHANG Boyue, et al. Simulation model of battery energy storage system in electromechanical transient[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(8): 1911-1918.
- [9] 李妍, 荆盼盼, 王丽, 等. 通用储能系统数学模型及其PSASP建模研究[J]. 电网技术, 2012, 36(1): 51-57.
- LI Yan, XING Panpan, WANG Li, et al. A mathematical model of versatile energy storage system and its modeling by power system analysis software package[J]. Power System Technology, 2012, 36(1): 51-57.
- [10] 李朋, 李欣然, 韦肖燕, 等. 基于暂态势能控制的储能提高暂态稳定性研究[J]. 电力系统及其自动化学报, 2017, 29(5): 41-47.
- LI Peng, LI Xinran, WEI Xiaoyan, et al. Research on Improving transient stability by energy storage system based on transient potential energy control[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2017, 29(5): 41-47.
- [11] 李军徽, 高卓, 应鸿, 等. 基于动态下垂系数与SOC基点的储能一次调频控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(5): 1-10.
- LI Junhui, GAO Zhuo, YING Hong, et al. Primary frequency regulation control strategy of energy storage based on dynamic droop coefficient and SOC reference[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(5): 1-10.
- [12] 王皓怀, 汤涌, 侯俊贤, 等. 提高互联网暂态稳定性的大规模电池储能系统并网控制策略及应用[J]. 电网技术, 2013, 37(2): 327-333.
- WANG Haohuai, TANG Yong, HOU Junxian, et al. Grid-integration control strategy of large-scale battery energy storage system and its application to improve transient stability of interconnected power grid[J]. Power System Technology, 2013, 37(2): 327-333.
- [13] 陆秋瑜, 胡伟, 郑乐, 等. 多时间尺度的电池储能系统建模及分析应用[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 86-93, 14.
- LU Qiuyu, HU Wei, ZHENG Le, et al. Modeling and analysis of battery energy storage systems in multitime scales application[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 86-93, 14.
- [14] 叶小晖, 刘涛, 吴国旻, 等. 电池储能系统的多时间尺度仿真建模研究及大规模并网特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(11): 2635-2644.
- YE Xiaohui, LIU Tao, WU Guoyang, et al. Multi-time scale simulation modeling and characteristic analysis of large-scale grid-connected battery energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(11): 2635-2644.
- [15] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171-191.
- ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [16] 许振宇, 石梦璇, 周建宇, 等. 基于飞轮储能的网/储协调虚拟同步机控制策略的小信号模型分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(20): 6236-6248.
- XU Zhenyu, SHI Mengxuan, ZHOU Jianyu, et al. Small

- signal model analysis of network/storage coordination virtual synchronous generator control based on flywheel energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(20): 6236-6248.
- [17] 姜静雅, 王玮, 唐芬, 等. 基于电网扰动暂态响应分析的虚拟同步机黑箱建模[J]. 电网技术, 2020, 44(11): 4227-4236.
JIANG Jingya, WANG Wei, TANG Fen, et al. Black-box modeling of virtual synchronous generator based on transient response analysis under grid disturbances[J]. Power System Technology, 2020, 44(11): 4227-4236.
- [18] 赵东元, 胡楠, 傅靖, 等. 提升新能源电力系统灵活性的中国实践及发展路径研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 1-8.
ZHAO Dongyuan, HU Nan, FU Jing, et al. Research on the practice and road map of enhancing the flexibility of a new generation power system in China[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 1-8.
- [19] ZHANG B, YAN X W, ALTAHIR S Y. Control design and small-signal modeling of multi-parallel virtual synchronous generators[C] // IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), April 4-6, 2017, Cadiz, Spain: 471-476.
- [20] 任碧莹, 邱姣姣, 刘欢, 等. 基于虚拟同步发电机双机并联系统的参数自适应优化控制策略[J]. 电工技术学报, 2019, 34(1): 128-138.
REN Biying, QIU Jiaojiao, LIU Huan, et al. Optimization control strategy of self-adjusting parameter based on dual-parallel virtual synchronous generators[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(1): 128-138.
- [21] 赵伟, 李雄, 乔仁飞, 等. 基于混合储能的孤岛微网 VSG 控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(12): 33-40.
ZHAO Wei, LI Xiong, QIAO Renfei, et al. VSG control strategy of an isolated microgrid based on hybrid energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(12): 33-40.
- [22] LI D, ZHU Q, LIN S, et al. A self-adaptive inertia and damping combination control of VSG to support frequency stability[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2016, 32(1): 397-398.
- [23] ZHANG X, MAO F, XU H, et al. An optimal coordination control strategy of micro-grid inverter and energy storage based on variable virtual inertia and damping of VSG[J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2017, 3(3): 25-33.
- [24] 张兴伟, 谭丽平, 陈文浩, 等. 基于二次系统优化的储能变流器惯性提升方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(8): 128-135.
ZHANG Xingwei, TAN Liping, CHEN Wenhao, et al. Inertial lifting method of an energy storage converter based on secondary system optimization[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(8): 128-135.
- [25] LIU J, YANG D, YAO W, et al. PV-based virtual synchronous generator with variable inertia to enhance power system transient stability utilizing the energy storage system[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(4): 429-437.
- [26] 秦晓辉, 苏丽宁, 迟永宁, 等. 大电网中虚拟同步发电机惯量支撑与一次调频功能定位辨析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9): 36-43.
QIN Xiaohui, SU Lining, CHI Yongning, et al. Functional orientation discrimination of inertia support and primary frequency regulation of virtual synchronous generator in large power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 36-43.
- [27] 程冲, 杨欢, 曾正, 等. 虚拟同步发电机的转子惯量自适应控制方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(19): 82-89.
CHENG Chong, YANG Huan, ZENG Zheng, et al. Rotor inertia adaptive control method of VSG[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19): 82-89.
- [28] 吕志鹏, 盛万兴, 刘海涛, 等. 虚拟同步机技术在电力系统中的应用与挑战[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 349-360.
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, LIU Haitao, et al. Application and challenge of virtual synchronous machine technology in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 349-359.
- [29] TOMANA M, CIPINA R, CERVINKA D, et al. Li-ion battery charging efficiency[J]. ECS Transactions, 2016, 74(1): 37-43.
- [30] 马智慧, 李欣然, 谭庄熙, 等. 考虑储能调频死区的一次调频控制方法[J]. 电工技术学报, 2019, 34(10): 2102-2115.
MA Zhihui, LI Xinran, TAN Zhuangxi, et al. Integrated control of primary frequency regulation considering dead band of energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(10): 2102-2115.

收稿日期: 2021-07-01; 修回日期: 2021-10-26

作者简介:

和萍(1980—), 女, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统稳定性分析与控制、新能源并网; E-mail: hplkz@126.com

李钊(1996—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源并网与储能建模. E-mail: lizhao0616@126.com

(编辑 葛艳娜)