



储能协助风电机组参与电网调频控制策略研究

颜全椿 顾文 范立新 唐一铭 刘亚南

Energy Storage Assists Wind Turbines to Participate in Grid Frequency Regulation Control Strategy Research

YAN Quanchun, GU Wen, FAN Lixin, TANG Yiming, LIU Yanan

引用本文:

颜全椿, 顾文, 范立新, 等. 储能协助风电机组参与电网调频控制策略研究[J]. 现代电力, 2022, 39(5): 537–546. DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0179

YAN Quanchun, GU Wen, FAN Lixin, et al. Energy Storage Assists Wind Turbines to Participate in Grid Frequency Regulation Control Strategy Research[J]. *Modern Electric Power*, 2022, 39(5): 537–546. DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0179

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0179>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

考虑荷电状态约束的储能参与电网一次调频综合控制策略

An Integrated Control Strategy for Energy Storage Participating in Primary Frequency Regulation Considering State of Charge Constraint

现代电力. 2022, 39(1): 95–103 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0009>

含新能源接入的配电网中储能系统协调控制策略

Coordinated Control Strategy of Energy Storage Systems in Distribution Network with the Integration of New Energy

现代电力. 2018, 35(1): 19–25 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2018/I1/19>

基于寿命模型的混合储能参与二次调频的经济性研究

Economic Feasibility in Secondary Frequency Regulation Considering Hybrid Energy Storage Cycle Life Model

现代电力. 2021, 38(2): 205–212 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2020.0303>

基于参数优化变分模态分解的混合储能功率分配策略

Hybrid Energy Storage Strategy Based on Parameter Optimized Variational Mode Decomposition

现代电力. 2021, 38(1): 51–59 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2020.0193>

双馈风机虚拟惯量控制对电力系统暂态稳定的影响

Impact of Virtual Inertia Control of Doubly-fed Induction Generator on Power System Transient Stability

现代电力. 2018, 35(4): 66–71 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2018/I4/66>

考虑负载变化率的混合储能分频控制优化策略

An Optimal Frequency Division Control for Hybrid Energy Storage Considering the Change Rate of the Load

现代电力. 2018, 35(4): 80–86 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2018/I4/80>

储能协助风电机组参与电网调频控制策略研究

颜全椿^{1,2}, 顾文¹, 范立新¹, 唐一铭¹, 刘亚南¹

(1. 国网江苏方天电力技术有限公司, 江苏省南京市 211100; 2. 河海大学能源与电气学院, 江苏省南京市 210098)

Energy Storage Assists Wind Turbines to Participate in Grid Frequency Regulation Control Strategy Research

YAN Quanchun^{1,2}, GU Wen¹, FAN Lixin¹, TANG Yiming¹, LIU Yanan¹

(1. Jiangsu Frontier Electric Technology Co., Ltd., Nanjing 211100, Jiangsu Province, China; 2. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, Jiangsu Province, China)

摘要: 风机通过电力电子设备连接至电网, 当转子动能与系统频率解耦, 无法为电网频率变化提供惯性支撑, 随着系统中风电比例的增加, 系统频率稳定受到严峻挑战。文中提出一种变系数综合惯性控制方法, 风机能够根据频率的扰动灵活调节输出功率; 在此基础上, 提出结合桨距角备用控制协同调频方法, 通过对风速的分段处理, 使风电机组参与电网调频具有针对性; 为进一步优化风电机组调频性能, 风电并网系统增加了储能装置, 通过对风储系统惯性进行详细分析, 提出了一种风储系统联合调频控制策略, 采用模糊控制策略对中高速区间风储出力分配制定相应的规则, 实时调节储能出力系数。最后对风储调频策略进行仿真验证, 结果表明, 所提方法能有效改善风电机组调频效果, 保证高比例风电并网的频率稳定。

关键词: 调频; 综合惯性控制; 变系数; 电池储能; 模糊控制

Abstract: Wind turbine generators are connected to power grid via power electronic equipments, so the kinetic energy of the rotor is decoupled from system frequency and cannot provide inertial support for grid frequency changes. Along with the increase of the proportion of wind power in power grid, system frequency stability will be severely challenged. For this reason, a variable coefficient integrated inertial control was proposed to make wind turbine enable to flexibly regulate its power output according to the magnitude of frequency disturbance. On this basis, combining with pitch angle deloading control and by means of the segment handling of wind speed, the wind turbine could participate in grid frequency modulation more effectively and targeted. In addition, in order to further optimize the frequency regulation performance, energy storage devices were added in wind power grid-connection system. The inertia of wind power energy storage system was analyzed in detail, and a joint frequency modulation control strategy for

wind power energy storage system was proposed, and in allusion to the problem that how to distribute the output of wind power energy storage within medium- and high- wind speed range, a fuzzy logic control strategy was adopted to realtime regulating the output coefficient of energy storage system. Finally, the frequency regulation storage for the proposed wind power energy storage was verified by simulation. Simulation results show that using the proposed method the effect of frequency regulation by wind power units can be effectively improved, so it is beneficial to ensure the frequency stability under high proportion grid connection of wind power generation.

Keywords: frequency regulation; integrated inertial control; variable coefficient; battery energy storage; fuzzy logic control

DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0179

0 引言

与传统同步发电机不同, 风力发电机组通过电力电子装置接入电网, 当转子动能与系统频率变化解耦, 风力发电机组无法为电网频率变化提供惯量支撑。随着电力系统中风电比例的增加, 系统的惯性将随之下降, 给电网频率的稳定带来巨大的挑战^[1-4], 因此研究风电机组参与电网调频控制策略对大规模风电并网具有重要意义。

目前, 针对风电并网所造成的系统频率不稳定问题开展了大量研究。为提高风力发电系统的频率响应能力, 文献 [5-8] 提出风机在最大功率点跟踪 (maximum power point tracking, MPPT) 运行方式下, 附加虚拟惯性控制和下垂控制策略, 为电网频率提供惯性支持, 但是没有对控制策略

的惯性系数进行详细分析；文献[9]对下垂控制系数进行了改进，提出了一种变下垂系数控制，风机能够根据扰动的变化灵活调节有功功率输出；文献[10-11]提出超速备用控制的方法，使风电机组处于超速运行状态从而预留一定的功率备用，也能为电网提供惯性支持。但是超速备用控制受到最大转速限制，转速可调节的范围相对有限；文献[12]提出桨距角备用控制策略预留备用容量，通过调节桨距角的大小调节机组有功输出，参与电网调频。上述功率备用方法均未考虑风力发电机组自身发电效益，降低了风能利用率。故如何配置风电机组参与系统调频的控制策略与自身的发电效益，是目前亟需解决的问题。

由于储能电池具有快速响应、精确跟踪、大功率吞吐等特性，利用储能在风电并网、电网调频方面也得到了迅速的发展和应用^[13]。文献[14]分析了储能技术对高比例风电渗透率情况的频率响应应用场景；文献[15]提出基于模糊控制使风储系统的储能设备具有频率响应能力，但是忽略了风电机组的频率支撑能力；文献[16]提出超导储能协助风机恢复MPPT运行的控制策略，但是忽略了风储系统的协调特性，未对风电机组与储能协同调频进行深入研究；文献[17]中提出了在减载运行风电机组参与调频控制的机组上，研究了电池储能协调风电机组提供调频响应的策略。但是未考虑对电池储能单元荷电状态（state of charge, SOC）水平的管理问题，储能单元荷电状态SOC的维持是对其电量高效利用的关键。综上所述，现有文献很少涉及到风电机组和储能设备之间的协同调频问题。

本文针对风力发电机组自身调频控制策略存在的不足，对传统的综合惯性调频控制策略进行改进，提出一种变系数综合惯性控制，使风机根据扰动灵活调节输出功率。在此基础上，提出结合桨距角备用控制协同调频的方法，既解决了单独使用桨距角备用控制存在的桨距角频繁动作问题，还有效解决了频率波动下风力发电机组调频问题。通过对风速分段处理，风电机组参与电网调频更有针对性。为优化风电机组的调频性能，控制系统增加储能装置，对风储系统惯性进行详细分析，提出一种电池储能系统（battery energy storage system, BESS）辅助永磁直驱风力发电机组（direct-driven permanent magnet synchronous

generator wind generation system, PMSG-WT）协调调频控制策略，采用一种基于模糊逻辑的变系数储能出力，控制策略以转子转速和风速的分区为基础，针对中高风速区间风储分配出力制定相应的规则，对储能的出力系数进行实时调节。本文控制策略与单纯使用电池储能进行频率支持的策略相比，风储系统可以在BESS规模较小的情况下获得更佳的调频效果，与使用风电机组自身调频的控制策略相比，风储系统可以保证风电机组在任何风况及任何工作状态下都能够为系统提供惯性支撑，因此该控制策略更具有实用性。

1 风电机组调频控制策略

1.1 变系数综合惯性控制

为了使风机能够提供惯性响应，提取系统频率变化量及变化率作为转矩附加环的输入，来改变风机的输出功率，起到调频的效果。综合惯性控制包括两个部分：虚拟惯性控制和下垂控制，其控制框如图1所示。

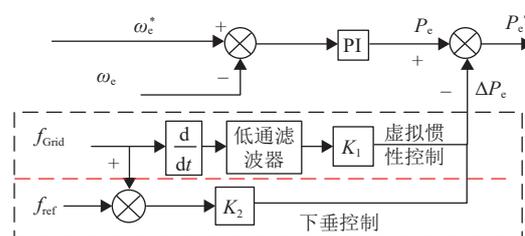


图1 综合惯性控制框

Fig. 1 Block diagram of integrated inertial control

在风机中加入控制，其输出功率改变量为

$$\Delta P_e = -K_1 \frac{df}{dt} - K_2 \Delta f \quad (1)$$

式中： ΔP_e 为有功变化量； K_1 为虚拟惯性系数； K_2 为下垂系数。

上述控制过程，惯性系数 K_1 、 K_2 是常数，由于风力发电机不能根据扰动灵活地调节输出功率，因此本文在转速控制中添加了一个附加的变系数控制回路以解决该问题。风力发电机在正常情况下通常工作在MPPT模式，此时对应最佳转速参考值 ω_e^* ，变系数控制是在最佳转速控制回路中引入频率变化量，用 ω_{e1}^* 代替最佳转速 ω_e^* ，其中 ω_{e1}^* 的表达式为：

$$\omega_{e1}^* = (1 + K_p \Delta f) \omega_e^* \quad (2)$$

式中： K_p 为与系统频率变化有关的常数。

变系数综合惯性控制框如图 2 所示，系数 K 为：

$$K = 1 + K_P \Delta f \quad (3)$$

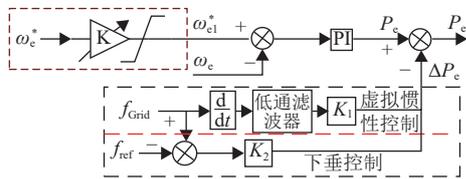


图 2 变系数综合惯性控制框

Fig. 2 Block diagram of variable coefficient integrated inertial control

加入变系数综合惯性控制后，当系统频率变化时，风力机的输出功率和转子动能将分为 3 个响应阶段。第 1 阶段：随着电网频率的下降，风机转子转速降低释放转子动能，转速的降低导致风机捕获的风能减少，此时释放的转子动能大于捕获风能的减少量，从而风机的输出功率增加，为系统提供惯性支撑；第 2 阶段：风机的输出功率降低，转子动能降低，风机捕获的风能随着转速的降低而持续降低，当捕获风能的减少量超过转子释放的动能时，风机的输出功率减少，风机参与系统调频的任务基本完成；第 3 阶段：风机恢复 MPPT 运行并增加转子动能。随着电网频率的恢复，风机逐渐提高转子转速增加捕获的风能，当电网频率稳定时，风机处于 MPPT 运行模式。

1.2 功率备用控制

在相同的风速条件下，风机的机械功率 P_w 由风机转子转速 ω_0 和桨距角 β 决定，因此通过超速和变桨距控制可以改变风机的有功功率输出。

功率备用控制包括超速备用控制和桨距角备用控制。超速备用控制通过控制转子转速使其超过最佳速度以达到功率备用的目的，桨距角备用控制则通过调节桨距角的值使风机处于减载运行状态。其原理如图 3 所示，图中 2 条曲线表示不同桨距角的风机输出功率与转子速度关系。点 A 为 MPPT 运行点，对应的转速为最佳转速 ω_{r0} ；B 为超速控制点；C 为变桨距控制点；风机运行状态从点 B 改变到点 A，超速控制可以向系统提供的功率为 ΔP_1 ；风机从工作点 C 调节桨距角到点 A，向系统提供的功率为 ΔP_2 。由图 3 可知，桨距角备用控制所能增发的功率要大于超速备用控制，由于受到风机最大转速的限制，超速备用控制仅适用于低风速运行状态，桨距角备用控制可

以在任何风速条件下工作。因此，本文提出的综合协调控制策略采用桨距角控制作为功率备用控制。

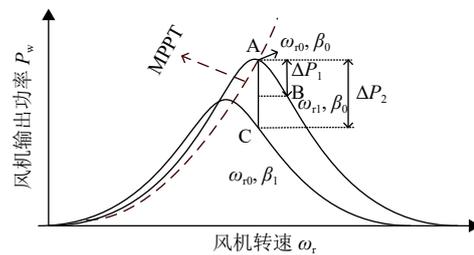


图 3 功率备用控制

Fig. 3 Power reserve control

1.3 协同调频控制策略

本文提出一种风电机组协同调频控制策略，不仅可以为系统提供足够的惯性支撑，还可以根据系统的扰动调节风机输出。通过对风速的分段处理，风电机组参与电网调频更有针对性。

协同调频控制方法：监测风速信号，当风速低于额定风速时，若系统频率产生波动采用变系数综合惯性控制为系统提供惯性支持；当风速超过额定风速时，调节桨距角，使风机处于减载系数为 10% 的运行状态，此刻发生系统频率扰动，调节桨距角使风机全功率运行。风机的备用功率结合变系数综合惯性控制转子动能一同参与调频，可以有效地提高高风速下系统的频率跌落最低点。这种协同控制方法在确保任何风速条件下调频效果的同时又极大地减少了弃风，提高运行的经济性，其控制框如图 4 所示。

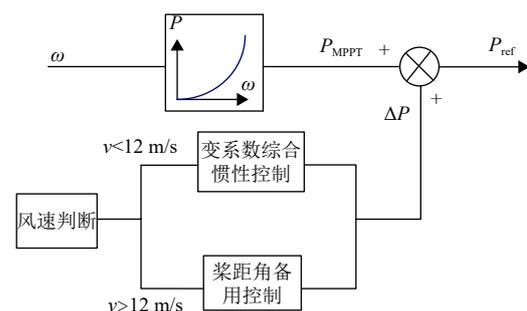


图 4 协调控制策略框

Fig. 4 Block diagram of coordinated control strategy

2 电池储能协助风电机组参与系统调频

电池储能系统具有响应速度快、能量密度高、容量配置灵活的优点，可用来辅助配合风电机组

参与系统调频，将电池储能与风电机组结合构成风储联合系统，通过调节储能出力，改善风电机组调频性能，给系统提供较好的频率支撑。

2.1 风储联合系统惯性分析

实际风储联合系统中储能一般安装在风场功率出口端，本文以单台永磁直驱风电机组为例，将电池储能系统通过储能双向变流器并入系统直流侧，结构如图5所示。

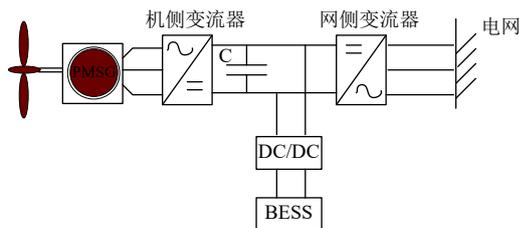


图5 风储联合系统结构

Fig. 5 Structure of wind storage combined system

加入 BESS 之前，储存在 PMSG 转子中的动能 E_{WF} 表示为

$$E_{WF} = \frac{1}{2} J \omega_m^2 \quad (4)$$

式中： ω_m 为转子转速； J 为 PMSG 的转动惯量。

PMSG 的惯性常数 H 表示为

$$H = \frac{E_{WF}}{S_{WF}} = \frac{J \omega_s^2}{2S_{WF}} \quad (5)$$

式中： S_{WF} 、 ω_s 分别是 PMSG 的视在功率和额定转速。

加入 BESS 后，PMSG 与储能系统协调控制，风储系统的惯性时间常数为

$$H_{PMSG_BESS} = \frac{[E_{WF} + K_{BESS} E_{BESS}]}{S_{WF}} = \frac{[1/2J(\Delta\omega_s)^2 + K_{BESS} E_{BESS}]}{S_{WF}} \quad (6)$$

式中： E_{BESS} 为储能系统的能量输出； K_{BESS} 为储能系统的贡献系数。BESS 参与频率调节 ($K_{BESS}=1$)，则 H_{PMSG_BESS} 值较高；BESS 不参与频率调节 ($K_{BESS}=0$)，则 H_{PMSG_BESS} 与风电机组单独调频时的惯性常数相同。

假设附加协调控制使风储系统像传统同步发电机一样模拟惯性，则

$$E_{WF} + K_{BESS} E_{BESS} = \frac{1}{2} J_{PMSG_BESS} \omega_g^2 \quad (7)$$

式中： J_{PMSG_BESS} 是风储系统等效转动惯量； ω_g 是额定电网同步转子转速。

系统频率变化时，风储系统等效输出功率为

$$\Delta P = \Delta P_{WF} + K_{BESS} \Delta P_{BESS} = J_{PMSG_BESS} \omega \frac{d\omega}{dt} \quad (8)$$

式中： ΔP_{WF} 、 ΔP_{BESS} 是 PMSG、BESS 的额外输出功率； ω 是虚拟同步发电机的机械转子转速。

与式 (7) 类比，PMSG-BESS 系统的惯性常数可以改写为

$$H_{PMSG_BESS} = \frac{E_{WF} + K_{BESS} E_{BESS}}{S_{WF}} = \frac{J_{PMSG_BESS} \omega_g^2}{2S_{WF}} \quad (9)$$

结合式 (8)(9) 可推得

$$\frac{\Delta P}{S_{WF}} = 2H_{PMSG_BESS} \frac{\omega}{\omega_g} \frac{d(\omega/\omega_g)}{dt} \quad (10)$$

将式 (10) 转换为标么值

$$H_{PMSG_BESS} = \frac{\Delta P_{pu}}{2\omega_{pu} \frac{d\omega_{pu}}{dt}} \quad (11)$$

换算成标么值后，由于 ω_{pu} 等于 f_{pu} ，式 (11) 可以表示为

$$f_{pu} \frac{df_{pu}}{dt} H_{PMSG_BESS} = \frac{\Delta P_{pu}}{2} \quad (12)$$

对式 (12) 进行积分

$$\Delta P_{pu} \Delta t = H_{PMSG_BESS} * [f_{pu}^2(t + \Delta t) - f_{pu}^2(t)] \quad (13)$$

式中： $f_{pu}(t)$ 和 $f_{pu}(t + \Delta t)$ 是 t 和 $t + \Delta t$ 时频率的标么值。任意 $t + \Delta t$ 时刻的系统频率为

$$f_{pu}(t + \Delta t) = \sqrt{\Delta P_{pu} * \Delta t / H_{PMSG_BESS} + f_{pu}^2(t)} \quad (14)$$

从式 (14) 可以看出，当系统频率异常时，风储系统可以为系统提供频率支撑。随着 H_{PMSG_BESS} 的增加，系统频率的变化减小。

2.2 基于模糊逻辑的变系数风储协同控制策略

由于储能难以依据风电机组的实时运行状态决定出力状况，根据风机的运行状态，时刻调节储能出力是个复杂的过程，要建立对应的数学模型较为困难，所以此时模糊逻辑控制策略非常适用。模糊逻辑控制的特点即不用对被控过程进行定量的数学建模就能够解决复杂的过程。

本节提出一种基于模糊逻辑的变系数风储协同控制，以转子转速和风速分区为基础，针对储能无法根据风机具体的运行状态调整其出力问题提出了相应的解决办法。通过采用模糊控制对储能出力系数的实时调节，使风储系统的频率响应能力得到极大的提高。模糊控制器如图 6(a) 所示，分别输入风电机组转子转速 ω_r 与风机输出功率

P_w 的标么值，输出储能出力的惯性响应参与系数 α ，通过模糊控制实时调节系数 α 决定储能在整个调频过程的出力。如图 6(b)、(c) 所示为模糊控制器输入变量转子转速 ω_r 与风机输出功率 P_w 的隶属函数，输出 α 的隶属函数如图 6(d) 所示，输入 ω_r 与 P_w 的模糊语言变量 S(小)、M(中)、L(大)，输出系数 α 的模糊语言变量 VS(非常小)、S(小)、M(中)、L(大)、VL(非常大)。

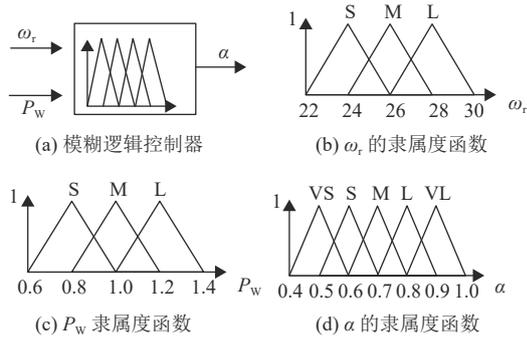


图 6 模糊控制器及输入输出隶属度函数

Fig. 6 Fuzzy controller and its input and output membership functions

模糊控制器根据风机输出功率与转子转速的变化实时改变储能的有功增量，动态模拟常规机组频率响应特性。模糊控制的原则为：随着转子转速 ω_r 增大， P_w 增大，则输出的储能惯性响应参考系数 α 要尽可能大，此刻风机的输出功率逐步逼近极限值，可以增发的有功出力随着输出功率的增大而减小，因此需要储能在风机输出功率大时尽可能的出力。实验过程中，采用三角形隶属度函数的控制效果较好，更适用于描述风储调频过程。采用三角形隶属度函数，模糊控制器推理如表 1 所示。

表 1 模糊逻辑推理

Table 1 Fuzzy logic reasoning

转速	功率		
	S	M	L
S	S	M	M
M	M	L	L
L	L	L	VL

通过在风储联合控制系统中采用模糊逻辑控制，根据风速以及风机的运行状态可以动态地决定储能参与系统频率调节的能力。通过协同控制，在充分利用风机调频能力的同时避免其过度参与

系统调频，充分发挥储能的动态特性，实现了风储协调配合运行。

2.3 协助风电机组的储能调频控制策略

由上节分析可知，储能的出力通过模糊逻辑控制后会根据风况的不同而改变。其控制方法为模糊变系数下垂控制，表达式为：

$$P_b = -\alpha \cdot K_b \Delta f \quad (15)$$

式中： α 为储能出力的惯性响应参与系数； Δf 为系统频率的跌落值； K_b 为下垂系数； P_b 为储能输出的有功功率；储能参与调频的控制如图 7。

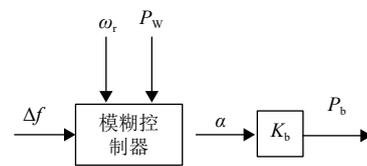


图 7 储能参与调频的控制方法

Fig. 7 Control method of energy storage participating in frequency regulation

本节提出一种风储协同调频控制方案，首先控制器提取监控系统频率，当系统频率偏离正常运行范围时将采取相应的措施，该过程包括以下 3 个步骤：

1) 如果系统频率下降超过限值，首先利用风电机组自身转子动能参与调频，当转子的转速达到允许最小转速，协同控制策略要求 BESS 在必要时提供额外的能量。其中，根据 PMSG 运行状态可对控制器进行更详细的设计；

2) 系统频率恢复时，即 $f > f_{min}$ ， ω_r 恢复将开始，把风储协调控制策略切换到 MPPT 控制模式，此时风机转子动能逐渐增加。该过程的控制如图 8 所示。 P_{r1} 为储能提供给风机转子转速恢复的输出功率。 t_1 时刻风机开始恢复转子转速，此时储能系统通过放电弥补电网功率缺额，避免系统频率的再次跌落； t_2 时刻转子转速恢复到正常水平，储能不再放电，避免储能输出功率骤降影响电网运行的稳定性。控制环节增加斜坡响应，即 t_2 时

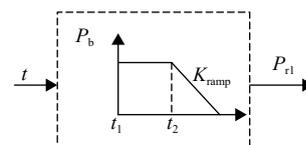


图 8 储能参与风机转速恢复的控制方法

Fig. 8 Control method of energy storage participating in speed recovery of wind turbine

刻以斜率 K_{ramp} 的方式降低储能输出功率至 0。

3) 当 ω_r 恢复到正常值, BESS 开始充电以提高 SOC, 当 SOC 恢复到正常水平, 整个调频过程

结束。

对步骤 1 的详细分析, 具体控制流程如图 9 所示, 将 PMSG 的运行分为两个状态。

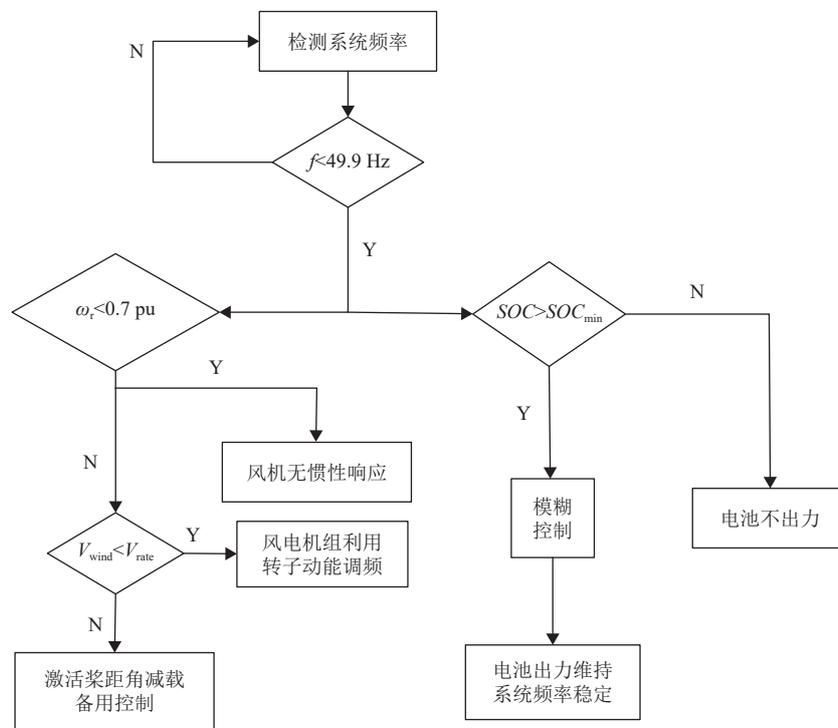


图 9 风储协同调频控制流程

Fig. 9 Flowchart of wind power energy storage cooperative frequency regulation control

状态 1: 如果 $\omega_r < \omega_{r\min}$ 或者 $P_W > P_{\max}$, 转子没有可以释放的动能, 风机的输出功率已达到极限。协同控制策略要求 BESS 释放能量以获得频率支持, 此状态, 模糊控制储能出力的惯性响应参与系数 α 尽可能大。

状态 2: 如果 $\omega_r > \omega_{r\min}$, $P_W < P_{\max}$, 转速大于最小允许转速, 风机功率小于最大输出功率。此时风电机组 MPPT 运行模式采用调频控制方式, 利用转子动能和桨距角备用功率参与调频。此时, 储能 SOC 状态值 S 大于 SOC 状态下限值 S_{\min} , BESS 与风电机组一起参与系统调频, 储能的出力采用模糊变系数下垂惯性控制; $S < S_{\min}$, 则无需 BESS 出力, 调节 $K_b = 0$ 。

3 仿真分析

为验证所提出控制策略的有效性, 基于 MATLAB/Simulink 建立了 PMSG-BESS 协调控制策略的仿真模型。系统模型包括 1 台 2 MW 直驱永磁同步风力发电机、1 台同步发电机 (SG)、1

个固定负载和 1 个可变负载及电池储能系统, 仿真结构如图 10。永磁直驱风电机组参数见表 2, 电池储能的参数见表 3。图中固定负载 2 MW, 可切换负载 0.55 MW。

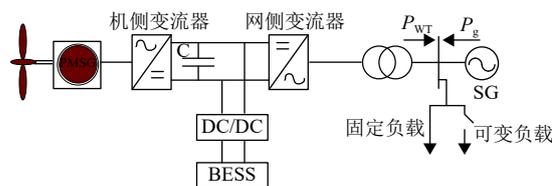


图 10 风储调频系统仿真结构

Fig. 10 Simulation architecture of wind power energy storage cooperative frequency regulation

3.1 风电机组协同控制策略

1) 风速设置 11 m/s, 由于低于额定风速, 风电机组采用变系数综合惯性控制。对比传统定系数综合惯性控制方式, 两者分别面对系统不同的扰动, 其中小扰动调节可变负载 0.55 MW, 大扰动可变负载可增至 0.95 MW, 仿真结果如图 11。由图 11(a)、(b) 看出, 变系数综合惯性控制面对

表 2 风电机组参数

Table 2 Parameters of the PMSG-WT

风力机参数	数值	永磁同步发电机参数	数值
桨叶半径/m	35	定子电阻/ Ω	0.01
空气密度/ $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	1.225	dq 轴电感/mH	0.835
最佳叶尖速比	8.1	转动惯量/ $\text{kg}\cdot\text{m}^{-2}$	8500
最佳风能利用系数	0.48	永磁磁链/Wb	8.76
额定风速/ $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$	12	极对数	32
额定功率/MW	2	额定功率/MW	2

表 3 电池储能参数

Table 3 Parameters of battery energy storage system

BESS	数值
额定电压/V	1200
额定容量/Ah	20
初始SOC/%	48
额定放电电流/A	4
响应时间/s	30

不同扰动时，风机的输出功率不同，即风机可以根据扰动灵活调节输出功率。变系数综合惯性控制与定系数综合惯性控制面对相同扰动时，前者风机出力更多，调频效果更好，图 11(d) 对比定系数综合惯性控制、变系数综合惯性控制与无频率响应控制的频率跌落最低点，验证了这个结论。

传统的定系数综合惯性控制面对系统扰动，风机出力基本没有变化，由图 11(c) 看出，变系数综合惯性控制释放的转子动能明显更大，转速下降得更多。

2) 风速设置 13 m/s，由于风速超过额定风速，此时激活桨距角控制，采用协同控制策略。正常情况风电机组运行在额定功率以下，当系统频率跌落，需要风电机组参与调频，通过降低桨距角使风机输出功率增加，为系统提供惯性支持。仿真结果如图 12，图 12(a) 为不同控制的系统频率响应，图 12(b) 为系统频率跌落的最低点。从图示的仿真结果可知，协同控制策略对频率跌落最低点的提升最为显著。图 12(c) 所示，风速超过额定风速，风机的输出功率超过额定功率 2 MW，这种状态下的长期运行会降低风机的使用寿命，因此协同控制中增大初始运行的桨距角，保持风机在额定功率以下运行，并在发生负载突增时减小桨距角，增加风机的风能利用系数，使风机输出功率增加，如图 12(d) 和 12(e) 所示。风机的备用功率结合变系数综合惯性控制中释放的转子动能一同参与系统调频，对系统的频率调节有更好的效果。

3.2 基于模糊控制策略的电池储能出力仿真分析

为验证基于模糊逻辑的变系数风储协同控制

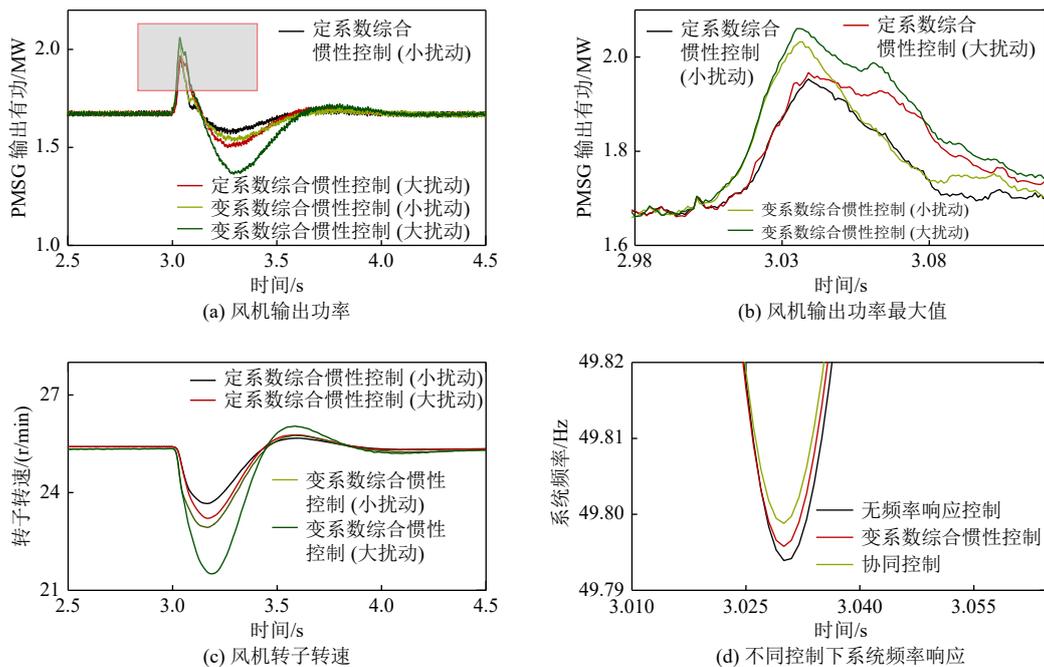


图 11 风电机组在不同调频控制下的仿真结果

Fig. 11 Simulation results of wind power unit under different frequency regulation control

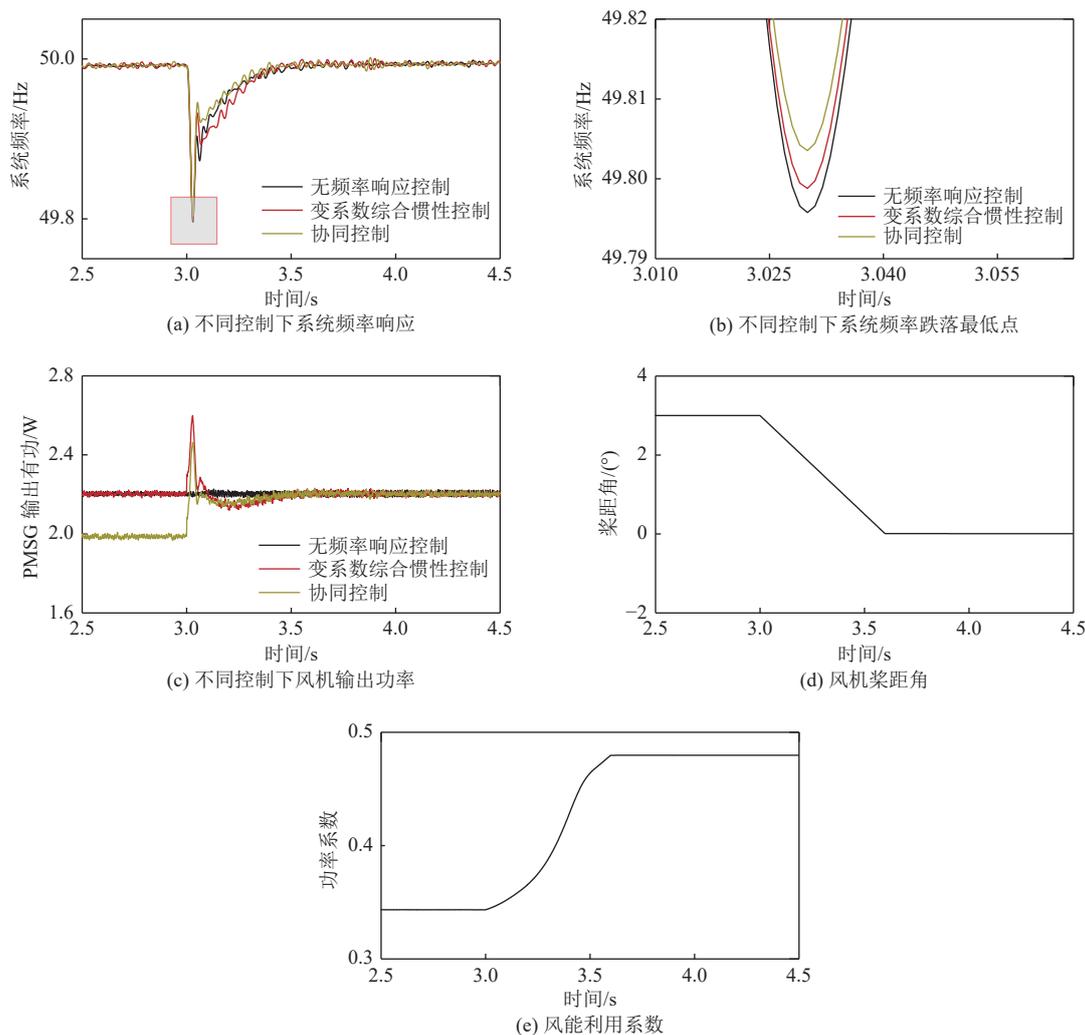


图 12 风电机组在不同调频控制下的仿真结果

Fig. 12 Simulation results of wind power unit under different frequency regulation control

策略有效性,对储能有附加模糊控制的情况进行仿真,通过对比不同风速下储能的出力状况验证所提基于模糊逻辑的变系数风储协同控制策略的有效性及其优越性。选取4种风速条件,分别为10、11、12和13 m/s,表4列出了不同风速条件的风机输出功率、转速以及储能出力的惯性响应参与系数 α ,可以看出随着风机输出功率的增大,系数 α 也变大。图13(a)为储能在不同风速条件下的输出功率,由图可知电池储能面对不同风速时,经过模糊逻辑控制后其出力也不同,随着风速的增高,储能侧的惯性响应系数变大,从而出力也增加,给风储系统提供更好的惯性支撑。为了更好的说明该模糊控制策略的有效性,在风机侧先不附加调频控制,风电机组处于正常的运行状态,只对电池储能参与系统调频进行仿真对比。图13(b)

对比3种不同控制下的系统频率,即无频率响应控制、电池储能定系数控制及加模糊控制后的储能变系数控制,据图可知在变系数控制下的调频效果更好。图13(c)为该3种控制条件下的储能出力状况,在变系数控制下储能的出力最大,调频效果最优。

3.3 风储协同调频控制策略仿真分析

为验证第2节研究电池储能协同风电机组调

表 4 不同风速下的仿真结果

Table 4 Simulation results under different wind speeds

风速/m·s ⁻¹	风机转速/r·min ⁻¹	风机输出功率/MW	惯性响应系数 α
10	22	1.13	0.55
11	24.3	1.5	0.745
12	26.5	1.95	1.07
13	28.7	2.48	1.25

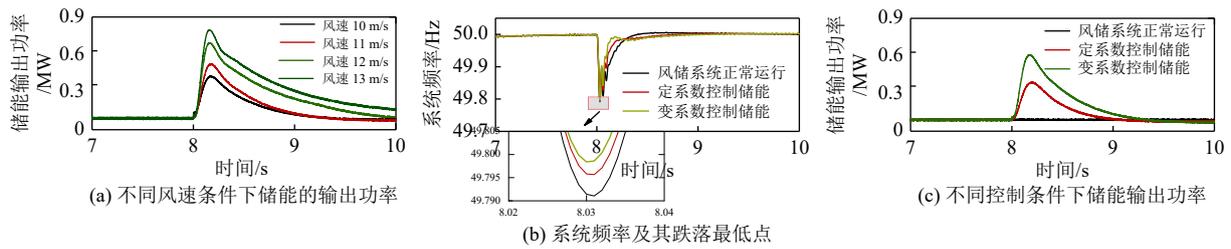


图 13 基于模糊控制策略的电池储能调频仿真验证

Fig. 13 Simulation verification of fuzzy control strategy-based battery energy storage system frequency regulation

频控制策略的有效性，图 10 所示的风储系统分别仿真了无频率响应控制、风储协同调频控制情况。由于 $S < S_{\min}$ 时，仿真结果与风电机组单独参与调频基本相同，本文只仿真 $S > S_{\min}$ 时的情况。此时风速条件设为 11 m/s，在 8 s 时系统加入 0.55 W 负载，其仿真结果如图 14 所示，可以看出有电池储能的出力，再结合变系数综合惯性控制，系统频率最低点显著提高。

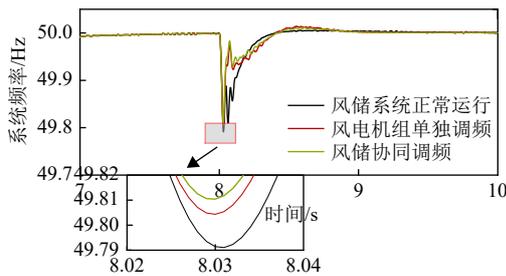


图 14 风储联合系统调频控制仿真结果

Fig. 14 Simulation results of frequency regulation control for combined wind power energy storage system

4 结论

本文提出的风电机组协同调频控制策略，充分利用了风电机组的调频能力，为系统提供了惯性支撑，同时风机可根据风力的扰动灵活调节输出功率。在此基础上，提出利用电池储能协助风电机组调频，构建了风储联合系统，通过储能协助控制，解决 PMSG 风电机组短期频率响应能力不足的问题。经过仿真验证，本文提出的控制策略有效提升了风电机组的调频能力，增强了高风电渗透率系统的频率稳定。

致谢

国网江苏省电力公司科技项目—新能源场站快速功率协调控制及孤岛启动优化仿真与试验研究 (KJXM-0278) 对本文的研究提供了资助，谨此深表感谢。

参考文献

- [1] 唐西胜, 陆海洋. 风电柔性直流并网及调频控制对电力系统功角稳定性的影响[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14): 4027-4035.
TANG Xisheng, LU Haiyang. Impact of VSC-HVDC based wind power on power system angle stability considered of frequency control[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14): 4027-4035(in Chinese).
- [2] 吉静, 郝丽丽, 王昊昊, 等. 大规模风电参与一次调频下基于机组快速启动能力的日内滚动调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(05): 121-130.
JI Jing, HAO Lili, WANG Haohao, *et al.* Intra-day rolling dispatch considering large-scale wind power participating in primary frequency regulation based on unit fast start-up capability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(05): 121-130(in Chinese).
- [3] CHENG M, ZHU Y. The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review[J]. *Energy Convers Manage*, 2014, 88: 332-347.
- [4] 颜湘武, 崔森, 宋子君, 等. 基于超级电容储能控制的双馈风电机组惯量与一次调频策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 111-120.
YAN Xiangwu, CUI Sen, SONG Zijun, *et al.* Inertia and primary frequency regulation strategy of doubly-fed wind turbine based on super-capacitor energy storage control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 111-120(in Chinese).
- [5] 王旭斌, 杜文娟, 王海风. 考虑锁相环动态的直驱风电机组虚拟惯性控制对电力系统小干扰稳定性影响[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(08): 2239-2252.
WANG Xubin, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Small-signal stability of power systems as affected by D-PMSG virtual inertia control considering PLL dynamics[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(08): 2239-2252(in Chinese).
- [6] 陈汉杰, 罗毅, 张磊, 等. 双馈风机虚拟惯量控制对电力系统暂态稳定的影响[J]. 现代电力, 2018, 35(4): 66-71.
CHEN Hanjie, LUO Yi, ZHANG Lei, *et al.* Impact of vir-

- tual inertia control of doubly-fed induction generator on power system transient stability[J]. *Modern Electric Power*, 2018, 35(4): 66–71(in Chinese).
- [7] 杨蕾, 李胜男, 黄伟, 等. 考虑风光新能源参与二次调频的多源最优协同控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(19): 43–49.
YANG Lei, LI Shengnan, HUANG Wei, *et al.* Optimal coordinated control of multi-source for AGC with participation of wind and solar energy[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(19): 43–49(in Chinese).
- [8] KAYIKCI M, MILANOVIC J V. Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009, 24(2): 859–867.
- [9] 黄伟, 陈炜, 吴军, 等. 基于功率平衡控制原理的双馈风电机组辅助调频方法[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(01): 66–72.
HUANG Wei, CHEN Wei, WU Jun, *et al.* Auxiliary frequency modulation method of DFIG-based wind turbine based on principle of power balance control[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(01): 66–72(in Chinese).
- [10] 潘文霞, 全锐, 王飞. 基于双馈风电机组的变下垂系数控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(11): 126–131.
PAN Wenxia, QUAN Rui, WANG Fei. A variable droop control strategy for doubly-fed induction generators[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(11): 126–131(in Chinese).
- [11] 胡家欣, 胥国毅, 毕天姝, 等. 减载风电机组变速变桨协调频率控制方法[J]. *电网技术*, 2019, 43(10): 3656–3663.
HU Jiaxin, XU Guoyi, BI Tianshu, *et al.* A strategy of frequency control for deloaded wind turbine generator based on coordination between rotor speed and pitch angle[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(10): 3656–3663(in Chinese).
- [12] 张昭遂, 孙元章, 李国杰, 等. 超速与变桨协调的双馈风电机组频率控制[J]. *电力系统自动化*, 2011, 35(17): 20–25.
ZHANG Zhaosui, SUN Yuanzhang, LI Guojie, *et al.* Frequency regulation by doubly fed induction generator wind turbines based on coordinated overspeed control and pitch control[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2011, 35(17): 20–25(in Chinese).
- [13] 孟杰, 丁泉, 陈孝煜, 等. 基于寿命模型的混合储能参与二次调频的经济性研究[J]. *现代电力*, 2021, 38(2): 205–212.
- MENG Jie, DING Quan, CHEN Xiaoyu, *et al.* Economic feasibility in secondary frequency regulation considering hybrid energy storage cycle life model[J]. *Modern Electric Power*, 2021, 38(2): 205–212(in Chinese).
- [14] 阮绵晖, 郑建平, 刘尧, 等. 离网直流微网群混合储能容量优化配置方法[J]. *电力工程技术*, 2021, 40(3): 99–105.
RUAN Mianhui, ZHENG Jianping, LIU Yao, *et al.* Optimization configuration method for hybrid energy storage capacity of independent DC microgrid cluster[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2021, 40(3): 99–105(in Chinese).
- [15] 范立新, 郭浩, 顾文, 等. 基于储能与桨距角协调控制的风电功率波动平抑方法[J]. *电力自动化设备*, 2016, 36(09): 100–105.
FAN Lixin, GUO Hao, GU Wen, *et al.* Wind power fluctuation suppression based on control coordination between energy storage and pitch angle[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2016, 36(09): 100–105(in Chinese).
- [16] 刘巨, 姚伟, 文劲宇, 等. 一种基于储能技术的风电场虚拟惯量补偿策略[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(07): 1596–1605.
LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, *et al.* A wind farm virtual inertia compensation strategy based on energy storage system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(07): 1596–1605(in Chinese).
- [17] MIAO L, WEN J, XIE H, *et al.* Coordinated control strategy of wind turbine generator and energy storage equipment for frequency support[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2015, 51(4): 2732–2742.

收稿日期: 2021-07-05

作者简介:

颜全椿(1989), 男, 博士研究生, 高级工程师, 研究方向为新能源运行分析与控制, E-mail: yanquanchun@126.com;

顾文(1969), 男, 高级工程师, 研究方向为新能源并网运行分析, E-mail: wengu@sina.com;

范立新(1965), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为网源协调技术, E-mail: 15905166159@139.com;

唐一铭(1990), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为新能源并网运行分析技术, E-mail: 15850665099@139.com;

刘亚南(1988), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为新能源并网调试技术, E-mail: lynwyx@163.com。