

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.181053

风电场一次调频分层协调控制研究与应用

王瑞明¹, 徐浩², 秦世耀¹, 李少林¹, 张雷²

(1. 新能源与储能运行控制国家重点实验室(中国电力科学研究院有限公司), 北京 100192;

2. 科诺伟业风能设备(北京)有限公司, 北京 100190)

摘要: 大规模并网风电场参与一次调频是电网为保证自身安全做出的必然选择, 有功响应的快速性和稳定性是风电场需要解决的关键问题。提出一种基于分层架构的风电场参与电网一次调频的控制策略。在风电机组控制层, 提出了一种改进的带惯量补偿的有功控制策略, 提高一次调频的响应速度。在风电场控制层通过改进的惯量响应协调控制和功率备用控制策略, 避免电网频率出现波动, 并满足不同风况下备用功率的要求。基于 Matlab/Simulink 建立了含风电场的电力系统仿真模型, 仿真结果表明风电场具备全工况条件下参与电网一次频率调整的能力。最后在某 49.5 MW 风电场现场验证了所提控制策略的有效性。

关键词: 风电场; 一次调频; 协调控制; 现场验证

Research and application on primary frequency regulation of wind farms based on hierarchical coordinated control

WANG Ruiming¹, XU Hao², QIN Shiyao¹, LI Shaolin¹, ZHANG Lei²

(1. State Key Laboratory of Operation and Control of Renewable Energy & Storage Systems (China Electric

Power Research Institute Co., Ltd.), Beijing 100192, China; 2. Corona Wind Energy

Equipment (Beijing) Co., Ltd., Beijing 100190, China)

Abstract: Large scale grid-connected wind farms participating in primary frequency regulation is an inevitable choice for the grid to protect itself, and the fastness and stability of active power response are the key issues that need to be solved in a wind farm. This paper presents a control strategy for wind farm participating in grid primary frequency regulation based on hierarchical structure. In the wind turbine control layer, an improved active power control strategy with inertial compensation is proposed to improve the response speed of primary frequency regulation. In the wind farm control layer, through the improved inertia response coordinated control and power reserve control strategy, the grid frequency fluctuations are avoided and the reserve power requirements under different wind conditions can be met. Based on Matlab/Simulink, a power system simulation model with wind farm is established, and the simulation results show that the wind farm has the ability to participate in grid primary frequency regulation under full working conditions. Finally, the effectiveness of proposed approaches is confirmed by field tests in a 49.5 MW wind farm.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2018YFB090402) and Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. NYB17201700151).

Key words: wind farm; primary frequency regulation; coordinated control; field test

0 引言

随着并网风电容量增加, 风电渗透率不断提高, 电力系统的惯量下降, 一次频率调节能力降低, 使得系统在扰动下的频率变化率增加、频率最低点降低、

稳态频率下降, 降低了电网频率质量和稳定性^[1-2]。

为保证电网频率稳定, 风电作为电网的重要组成部分, 应当具备类似于常规电源的频率调节能力, 如旋转备用、惯量响应和一次调频。目前, 风电渗透率高的国家和地区发布的一些电网导则已明确要求并网风电场需要提供辅助调频功能^[3-7]。

目前, 风电参与电网调频的相关研究更多关注风电机组本身的调频技术, 包括虚拟惯量控制、转

基金项目: 国家重点研发计划课题(2018YFB090402); 国家电网公司科技项目资助(NYB17201700151)

子超速控制、变桨距控制和附加储能控制^[8-14]等, 而对于风电场内部不同机组间有功协调控制的研究并不多见。文献[15]提出风电机组参与电力系统惯量调频的时序协同控制策略, 降低了风电机组退出调频时对电网频率带来的二次冲击; 文献[16]提出了一种风火联合调度的风电场一次调频控制策略研究, 充分利用风电调频的快速性, 作为火电调频的补充。但是文献[15-16]的方法只能增加电力系统的惯量, 并不能增加旋转备用容量, 无法使风电场像常规电厂一样参与电网一次调频。文献[17]提出了一种限负荷条件下的风电场一次调频策略, 按照风电场内各机组风速不同对机组进行分组调频, 但是由于风速的测量误差较大, 分组策略具有一定的缺陷; 文献[18]提出了采用惯量响应与备用控制相结合的方式调频, 应用风电机组转动惯量来替代部分为电力系统提供一次调频备用的减载运行需求, 可以大大减少弃风电量, 但该方式只适用于中等风速段。

针对风电场参与一次调频存在的问题, 本文提出一种风电场一次调频分层协调控制策略, 针对不同频率扰动类型进行综合控制。首先详细介绍了风电机组惯量响应和有功控制的基本方法, 在此基础上提出了一种基于转速分组的风电场惯量响应协调控制策略, 使各台机组转速有序恢复, 避免电网频率出现波动; 提出了一种风电场理论功率计算方法, 满足不同风况下功率备用的要求。通过惯量响应和功率备用两种调频方式相结合, 可以提高风电场一次调频的响应速度, 降低损失电量, 提高风电场经济效益。最后通过仿真和现场实验验证了本文所提策略的有效性。

1 基于分层架构的风电场频率控制系统

考虑电网调频需求的风电场频率控制系统可由图 1 表示, 它包括运营管理层、风电场控制层和风电机组控制层。

运营管理层监督整个风电场的行为, 并决定了风电场的有功运行模式, 包括下发有功调度指令 P_{agc} 、一次调频参数等。

风电场控制层依据运营管理层的调控指令和风电场运行信息, 在电网频率发生变化时, 增加或减少降低风电场实际有功功率。风电场控制层对风电机组控制层下发相应有功参考指令 $P_{\text{set}}(j)$, 确保风电场的有功功率满足电网调频需求, 并实时向运营管理层反馈风电场运行信息。

风电机组控制层实现对每台风电机组的控制。它依据风电场控制层下发的有功参考指令 $P_{\text{set}}(j)$,

通过转矩控制器和变桨距控制器确保机组输出功率达到设定值。机组惯量响应单元输出补偿转矩 ΔT , 叠加到转矩控制器输出上, 获得新的目标转矩 T_{ref} 。风电机组的实际有功、理论可发功率等信息回送给风电场的控制层。

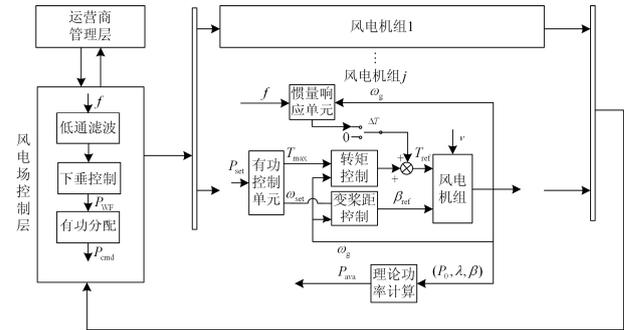


图 1 基于分层架构的风电场频率控制系统

Fig. 1 Wind farm frequency control system based on hierarchical structure

当电网频率超出正常范围时, 风电场控制层每隔 T_{wf} 调节 1 次, 理论上 T_{wf} 间隔越短, 控制效果越理想。但是由于实际风电场通信存在延时, 以一个 49.5 MW 风电场为例(包含 33 台 1.5 MW 风电机组), 通信延时大约为 500 ms 左右, 因此本文将 T_{wf} 设定为 1 s。

如图 1 所示的风电场频率分层控制系统, 风电场调频针对电网频率恢复较慢的情形时, 风电场需较大幅度地调整有功功率输出, 通过释放/提高功率备用对系统的频率稳定提供支持; 风电机组调频针对电网频率变化较快的情形时, 风电场调频以风电机组惯量响应为主, 风电场控制层负责机组间协调控制, 加快电网频率的恢复速率, 减少电网频率异常时间。

2 风电机组层控制策略

2.1 惯量响应基本原理

变速风电机组具有较大的转速可变范围(通常为 0.8~1.2 p.u.), 转子中存储着大量的旋转动能。文献[10]提出一种风电机组惯量控制策略, 通过变频器快速调节电磁转矩, 控制机组释放或存储旋转动能, 实现类似于同步发电机的惯量响应过程。

风电机组转子中存储的动能可以表示为

$$E = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (1)$$

式中: J 为叶轮和发电机转动惯量; ω 为风电机组转子转速。当电网频率从 f_0 变化到 f_1 时, 转子转速将相应地从 ω_0 变化到 ω_1 , 则风电机组吸收或释放的旋转动能为

$$\Delta E = \frac{1}{2} J (\omega_0^2 - \omega_1^2) \quad (2)$$

利用式(2)将风电机组旋转部件储存的动能换算成特定调频时间下的调频功率, 如式(3)。

$$\Delta P_1 = \eta \frac{J}{2\Delta t} (\omega_0^2 - \omega_1^2) \quad (3)$$

式中: η 为动能转化至电能的转换效率; ΔP_1 为惯量响应的补偿功率; Δt 为惯量响应持续时间。

通过转子动能的转换只能短暂增加/降低机组有功出力, 受限于机组转子速度存在限制, 为了避免触发机组故障, 需要对机组惯量响应的持续时间进行严格限制, 一般设定为10 s。

2.2 改进的风电机组有功控制

常规风电机组有功控制原理如图2所示, 假如机组有功目标值为 $80\%P_{rate}$, 由该曲线可以分别得到转速目标值和转矩上限分别是 $\omega_{0.8}$ 和 $T_{0.8}$ 。如果当前转速 ω 小于 $\omega_{0.8}$ 时, 转矩给定值 T_0 如图2中的实线所示, 桨距角不动作; 如果机组转速 ω 大于 $\omega_{0.8}$ 时, 转矩给定 T_0 如图2中的虚线所示, 与此同时, 通过调节桨距角维持转速恒定。由于风轮惯性较大, 转速变化较慢, 当有功目标值发生改变时, 通常需要 5~10 s 才能达到稳定状态。

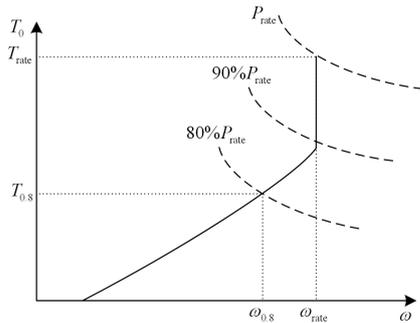


图2 常规风电机组有功控制示意图

Fig. 2 Schematic diagram of conventional wind turbine active power control

为了提高机组有功响应速度, 本文提出了一种考虑惯量补偿的风电机组有功控制策略, 控制框图如图3所示。其中, T_0 为常规转矩控制参考值, 为惯量补偿转矩值, τ 为变流器的响应时间。 ΔT

$$\Delta T = (k_{df} \frac{df}{dt} + k_{pf} \Delta f) / \omega \quad (4)$$

式中: k_{df} 为频率偏差的微分权重系数; k_{pf} 为频率偏差的权重系数; Δf 为系统频率偏差。

当 $|\Delta f|$ 大于控制死区 f_d 时, 惯量使能模块触发选择开关输出至1, 接收来自惯量控制模块输出的补偿转矩 ΔT ; 当 $|\Delta f|$ 小于控制死区 f_d , 或者 Δt 大于

Δt_{max} 时, 惯量使能模块触发选择开关输出至2进行停止惯量控制, Δt_{max} 为惯量响应的最长持续时间, 通过风电场控制层进行分配。

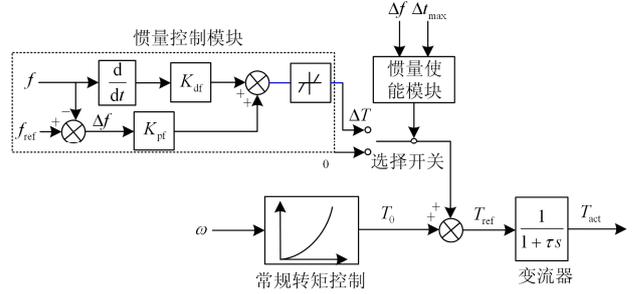


图3 带惯量补偿的风电机组有功控制方案

Fig. 3 Improved wind turbine active power control scheme with inertia compensation

3 风电场层控制策略

3.1 无功功率备用下风电场惯量响应协调控制

在无功功率备用的情况下, 当电网内有功负荷突变时, 电网频率相应降低/升高, 风电场内各机组自动释放/存储转子中存储的部分动能来阻止频率变化。如果惯量响应持续时间 Δt_{max} 设定为固定值, 在惯量响应结束时, 风电机组同时退出对电网频率会造成二次影响。

针对常规惯量响应存在的问题, 文献[15]提出了一种根据风速分组的风电场协调控制策略, 但是由于风速的测量误差较大, 通过风速大小无法反映实际惯量的大小, 分组策略存在一定的缺陷。本文在此基础上提出了一种改进的基于转速分组的风电场一次调频协调控制策略, 并由风电场控制层控制每台风电机组的惯量响应单元的使能。通过动态调节各机组惯量响应的持续时间 Δt_{max} , 使风电场中各机组能够有序退出, 可避免对电网频率二次影响。

假设风电场总共有 N 台机组, 首先根据风电机组运行转速分成 M 组, 分组方式如表1所示。

表1 风电场惯量响应协调控制分组

Table 1 Groups of coordinated control for wind farm inertia response

分组	1	2	3	4	5	6
转速范围/p.u.	≤0.8	0.8~0.9	0.9~1.0	1.0~1.1	1.1~1.2	≥1.2

同一控制周期内只允许一组风电机组退出惯量响应, 如果处于同一区间的机组台数多于 N/M , 则每个时间段内至多允许 N/M (取整)退出惯量响应。本算法实现流程如图4所示。

步骤1: 已使能惯量响应的风电机组集合为 A , 并按照表2进行分组。

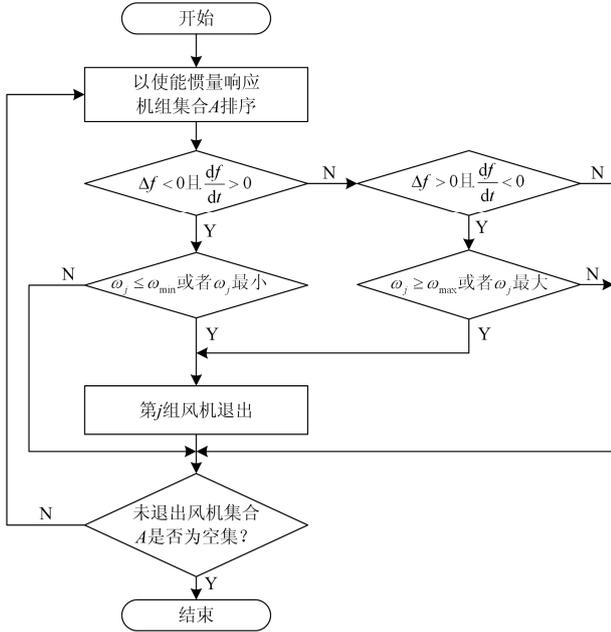


图4 风电场惯量响应协调控制流程图

Fig. 4 Flow chart of coordinated control for wind farm inertia response

步骤 2: 判断是否满足 $\Delta f < 0$ 且 $df/dt > 0$, 如果是则进入步骤 3, 否则进入步骤 4。

步骤 3: 如果集合 A 中的第 j 组的最低转速 $\omega_j \leq \omega_{\min}$ 或者 ω_j 最小, 则第 j 组退出惯量响应, 否则进入步骤 6。

步骤 4: 判断是否满足 $\Delta f > 0$ 且 $df/dt < 0$, 如果是则进入步骤 5, 否则进入步骤 6。

步骤 5: 如果集合 A 中的第 j 组的最高转速 $\omega_j \geq \omega_{\max}$ 或者 ω_j 最大, 则第 j 组退出惯量响应, 否则进入步骤 6。

步骤 6: 判断集合 A 是否为空集, 若是, 则流程结束, 否则重复进行步骤 2。

3.2 有功功率备用下风电场一次调频控制

在预留功率备用的情况下, 频率的调整将由风电场内有调整能力的风电机组相互协调, 共同承担有功负荷的变化量。

本文设计的风电场一次调频控制包括旋转备用控制环节、下垂控制环节、有功闭环控制环节和有功分配环节, 如图 5 所示。

为了保证风电场在全风况下具备一次调频的能力, 风电场需预留一定的旋转备用容量。由于风速的时变性, 给风电场理论可发有功功率的计算带来了不确定性。本文提出了一种简化计算方法。

根据风轮的空气动力学特性, 风电机组的有功出力 P 可用式(5)表示。

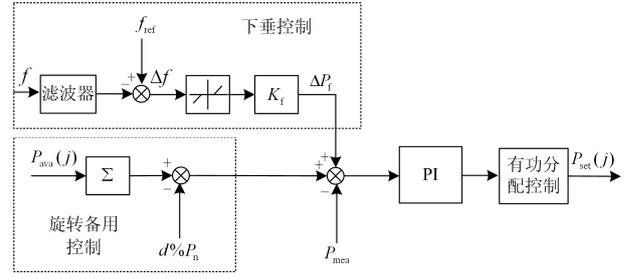


图5 风电场一次调频控制方案

Fig. 5 Control scheme of wind farm primary frequency regulation

$$P = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho \pi R^2 v^3 \quad (5)$$

式中: ρ 为空气密度(kg/m^3); R 为风力机的风轮半径(m); v 为风速(m/s); λ 为叶尖速比; β 为桨距角, $C_p(\lambda, \beta)$ 为风能利用系数; C_p 为叶尖速比和桨距角的非线性函数。

风电机组的理论可发有功可由式(6)所示。

$$P_{\text{ava}} = \frac{1}{2} C_p(\lambda_{\text{opt}}, \beta_{\text{opt}}) \rho \pi R^2 v^3 \quad (6)$$

式中: λ_{opt} 为最佳叶尖速比; β_{opt} 为最优桨距角, 一般为 0° 。

减载运行情况下, 风电机组的有功出力为

$$P_{\text{del}} = \frac{1}{2} C_p(\lambda_{\text{del}}, \beta_{\text{del}}) \rho \pi R^2 v^3 \quad (7)$$

定义 $d\%$ 为减载运行百分比, 即

$$d\% = 1 - \frac{P_{\text{del}}}{P_{\text{ava}}} \quad (8)$$

由于减载运行与 MPPT 运行时, 叶尖速比变化不大, 可以认为有功出力只与桨距角相关, 通过查询叶片设计曲线, 可以得到某 1.5 MW 机组的减载百分比 $d\%$ 与桨距角的对应关系如图 6 所示。

由此可知, 已知机组减载运行下的桨距角和实际功率, 通过式(9)计算得到的机组的理论有功。

$$P_{\text{ava}} = \begin{cases} \frac{P_{\text{del}}}{1 - d\%}, & P_{\text{ava}} \leq P_{\text{rate}} \\ P_{\text{rate}}, & P_{\text{ava}} > P_{\text{rate}} \end{cases} \quad (9)$$

式中, P_{rate} 表示风电机组的额定功率。

假设风电场有 N 台风机, 则整个风电场的理论可发功率可用式(10)计算。

$$P_{\text{wf_ava}} = \sum_{j=1}^N P_{\text{ava}}(j) \quad (10)$$

式中: P_n 为风电场的理论可发功率; $P_{\text{ava}}(j)$ 为第 j 台机组的理论可发功率。

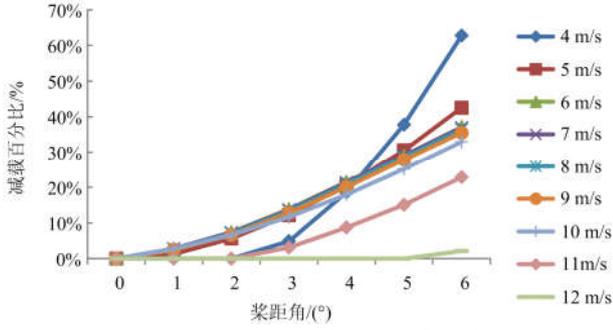


图 6 1.5 MW 机组减载百分比变化曲线

Fig. 6 Deloading percentage curve of 1.5 MW wind turbine

风电场下垂控制的具体实现过程为：风电场首先预留风电场额定功率的 $d\%$ 作为备用功率，当并网点频率 f 发生扰动后， f 经过低通滤波后与频率参考值 f_{ref} 相减，再通过 K_f 比例增益放大后作为下垂控制的附加有功，这里设定一次调频控制死区为 f_d 。

因此，风电场一次调频控制的参考输入信号如式(11)所示。

$$P_{wf_set} = P_{wf_ava} - d\%P_n + \Delta P_f \quad (11)$$

式中： P_n 是风电场的额定功率； ΔP_f 是风电场下垂控制的附加有功。

风电场有功闭环控制环节的目标是实现风电场有功输出的无差调节，可采用常规的 PI 控制器。

风电场有功目标值按照各台机组的理论可发功率进行比例分配，并下发至每个风电机组控制单元。具体分配方法如式(12)所示。

$$P_{set}(j) = \frac{P_{wf_set}}{P_{wf_ava}} P_{ava}(j) \quad (12)$$

式中， $P_{set}(j)$ 代表第 j 台机组的有功目标值。

4 仿真验证

4.1 系统简介

为验证本文提出的风电场一次调频分层协调控制策略，在 Matlab/Simulink 仿真软件中搭建了含风电场的电力系统仿真模型，该系统包含 1 个 60 MW 的火电机组和 1 个 15 MW 的风电场。仿真系统的调频结构是在经典的电力系统一次调频框架下增加了风电场的调频环节^[19]，具体的仿真模型结构如图 7 所示。

风电场等值模型基于 Simwindfarm 工具箱搭建，包含了动态风速模块、尾流模块和风电机组模块^[20]。算例中风电场包含 10 台 1.5 MW 双馈风电机组，前两排各 4 台机组，第 3 排 2 台机组。上下两排风电机组间距为 400 m，上下游风电机组间距 400 m。其他仿真参数见表 2。

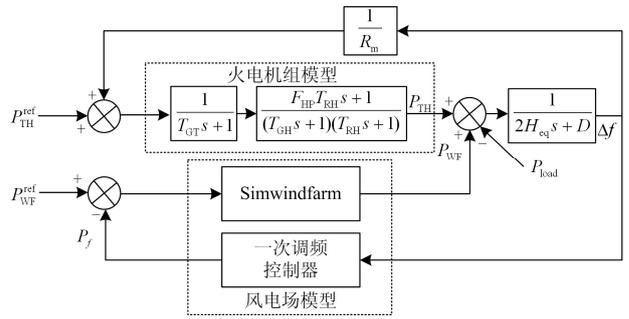


图 7 含风电场的电力系统仿真模型

Fig. 7 Simulation model of power system with wind farm

表 2 仿真模型参数

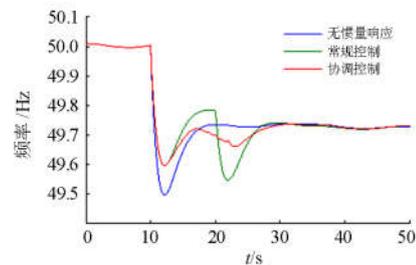
Table 2 Simulation model parameters

仿真模型参数	参数值
系统等效惯性时间常数 H_{eq}	4 s
系统等效阻尼特性 D	2
风电场控制指令周期 T_{wf}	1 s
一次调频控制死区 f_d	0.05 Hz
风电场调频下垂系数 K_f	20
机组惯量微分补偿系数 k_{df}	12 s
机组惯量偏差补偿系数 k_{pf}	20

4.2 无功功率备用下风电场惯量响应协调控制仿真

为了验证本文 3.1 节所提出的风电场惯量响应协调控制策略，选取平均风速 8 m/s 的湍流风进行动态仿真验证。仿真系统的初始负荷和发电功率平衡，即系统的初始频率 $f = 50$ Hz，且风电场无功功率备用。在 $t = 10$ s 时，系统负荷突然增加 10%。

图 8(a)和图 8(b)为风电场不参与调频、常规惯量响应和协调控制作用下电网频率和风电场有功的仿真波形。由此可见，具备惯量响应的风电场能够提供短暂的有功支撑，帮助电网频率快速恢复。但是采用常规控制，在惯量响应退出的瞬间($t=20$ s)，会造成频率的二次跌落，并且存在机组转速过低触发机组停机的风险，如图 8(c)所示。而采用协调控制策略，使风电场中各机组能够有序退出惯量响应，可避免对电网频率二次影响，并且避免转速越限发生。



(a) 电网频率

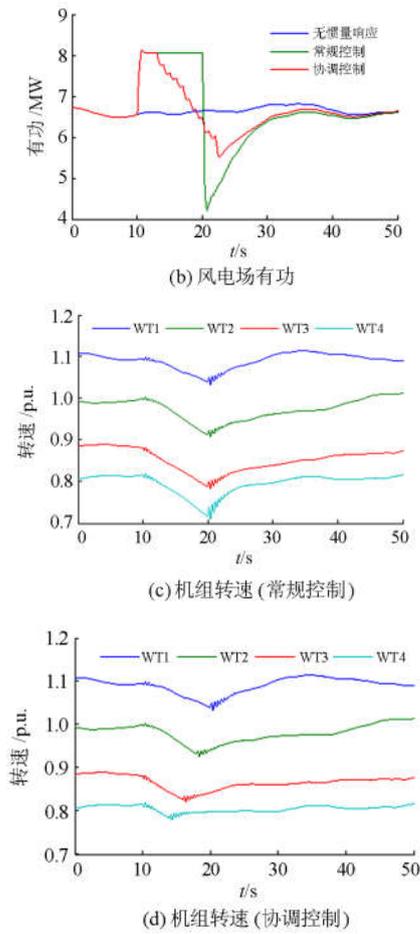


图 8 风电场惯量响应协调控制仿真波形

Fig. 8 Simulation results of coordinated control for wind farm inertia response

4.3 有功功率备用下风电场一次调频控制仿真

在有功率备用的情况下, 频率的调整由风电场内有调整能力的风电机组相互协调, 共同承担有功负荷的变化量, 以下仿真设设备用功率为 $10\% P_n$, 其他工况设定同 4.2 节。

图 9 为频率下扰时的仿真波形, 在 $t=10$ s 时, 系统负荷突然增加 10%。如果风电场不参与调频, 在频率事件发生后, 电网频率最低点跌落至 49.6 Hz, 最终稳定在 49.79 Hz。而采用功率备用的

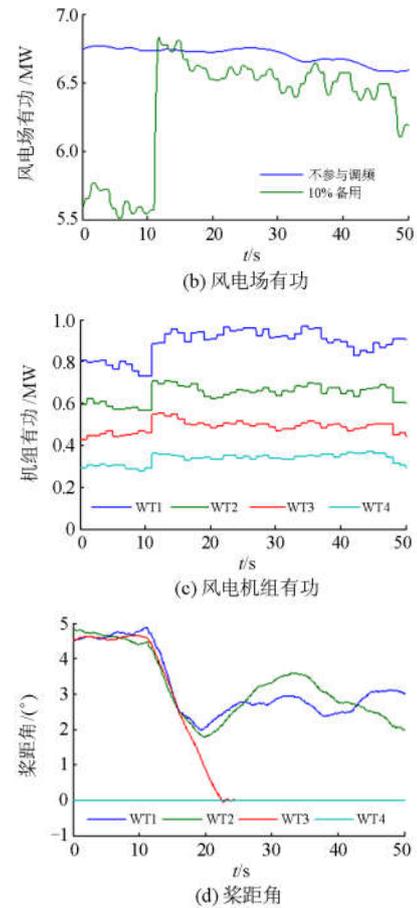
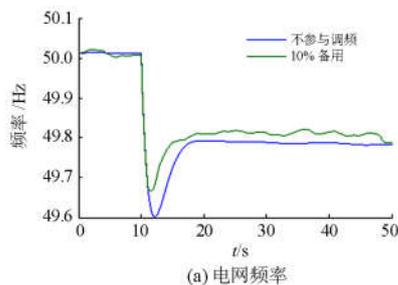
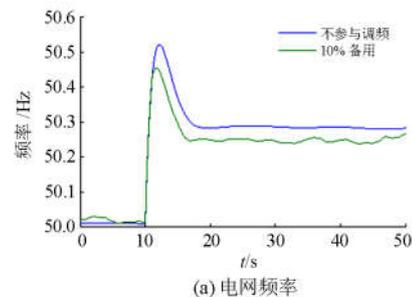


图 9 风电场功率备用控制仿真波形(频率下扰)

Fig. 9 Simulation results of power reserve control for wind farm during frequency drop

调频方式, 当电网频率小于控制死区时, 风电场一次调频动作激活, 按照下垂曲线增加有功出力。由于风电场控制指令下发周期 T_{wf} 为 1 s, 风电场实际有功出力从 $t=11$ s 开始增加, 其中 WT1—WT4 按比例增加有功出力。在该方案下, 电网频率最低点跌落至 49.67 Hz, 最终稳定在 49.81 Hz。

图 10 为频率上扰时的仿真波形, 在 $t=10$ s 时, 系统负荷突然减少 10%。如果风电场不参与调频, 在频率事件发生后, 电网频率最高点上升至 50.42 Hz, 最终稳定在 50.23 Hz。而采用功率备用的调频方式,



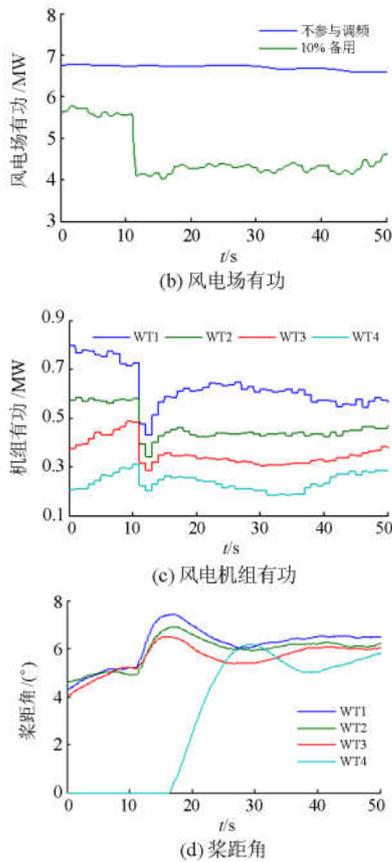


图 10 风电场功率备用控制仿真波形(频率上扰)
Fig. 10 Simulation results of power reserve control for wind farm during frequency rise

当电网频率大于调频死区时，风电场一次调频动作激活，风电场实际有功出力从 $t = 11$ s 开始减少，其中 WT1—WT4 桨距角增加，并按比例降低有功出力。在该方案下，电网频率最低点跌落至 50.35 Hz，最终稳定在 50.19 Hz。

4.4 风电场惯量响应与功率备用综合控制

为了验证风电场惯量响应与功率备用综合控制效果，分别采用 10%功率备用和 6%功率备用加惯量响应两种调频方式，在不同风况下进行了仿真对比验证。

图 11 为平均风速为 8 m/s 的湍流风况下的仿真结果。如果按照 10%功率备用控制，在频率事件发生后，电网频率最低点跌落至 49.67 Hz，最终稳定在 49.81 Hz。而采用综合控制策略，在 1 s 以内风电机组可以通过惯量响应来释放存储在转子中的旋转动能，快速地为系统提供短时的有功支持；在惯量响应依次退出后，风电场调整各台机组的有功目标值，继续为电网提供持续的有功支持。在该方案下，电网频率最低点跌落至 49.7 Hz，并最终稳定在 49.81 Hz。

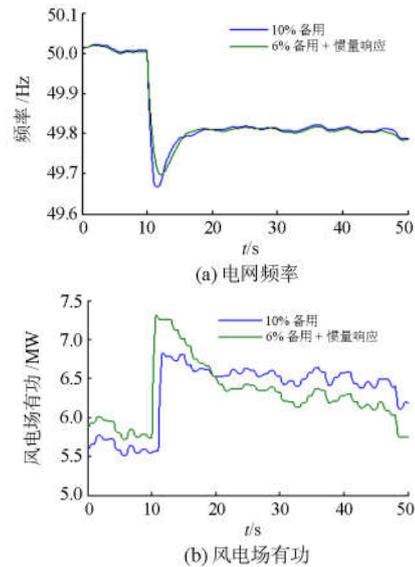


图 11 惯量响应和功率备用综合控制仿真波形(8 m/s)
Fig. 11 Simulation results of integrated control of inertia response and power reserve (8 m/s)

图 12 为平均风速为 15 m/s 的湍流风况下的仿真结果。如果按照 10%功率备用控制，在频率事件发生后，电网频率最低点跌落至 49.66 Hz，最终稳定在 49.81 Hz。而采用综合控制策略，在 1 s 以内风电机组可以通过惯量响应来释放存储在转子中的旋转动能，快速地为系统提供短时的有功支持，最大瞬时功率为 15.5 MW。在惯量响应依次退出后，风电场调整各台机组的有功目标值，继续为电网提供持续的有功支持。在该方案下，电网频率最低点跌落至 49.7 Hz，并最终稳定在 49.81 Hz。

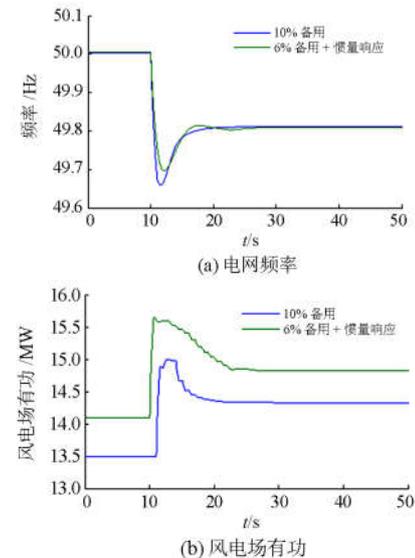


图 12 惯量响应和功率备用综合控制仿真波形(15 m/s)
Fig. 12 Simulation results of integrated control of inertia response and power reserve (15 m/s)

由此可见,通过惯量响应和功率备用综合控制,在提高频率响应速度的同时,可以有效降低风电场备用功率,提高风电场经济效益。

5 现场实验

为了验证本文所提出的风电场一次调频控制系统和方法,在黑龙江省某 49.5 MW 风电场进行了现场实验研究。该风电场安装 33 台单机额定容量为 1.5 MW 的双馈风电机组,风电场频率控制系统安装在升压站内,根据并网点频率调整有功出力。风电机组侧控制策略在风机主控系统中实现。

由于实际电网中触发频率扰动需要通过甩负荷的方式实现,实现较为困难。在实验过程中电网频率信号通过信号发生器给定,模拟电网频率发生扰动,通过测量风电场出口的有功输出,验证风电场一次调频响应特性。

图 13 为一次调频测试期间模拟频率指令与风电场有功功率测试波形。在模拟频率事件发生前风电场预留备用功率为 $6\%P_n$ 。电网频率从 50.05 Hz 变化到 49.77 Hz,持续时间为 20 s。从频率变化超过死区范围后,风电场一次调频开始动作,有功响应时间为 3.5 s,风电场实际有功增量为 $5.6\%P_n$ 。

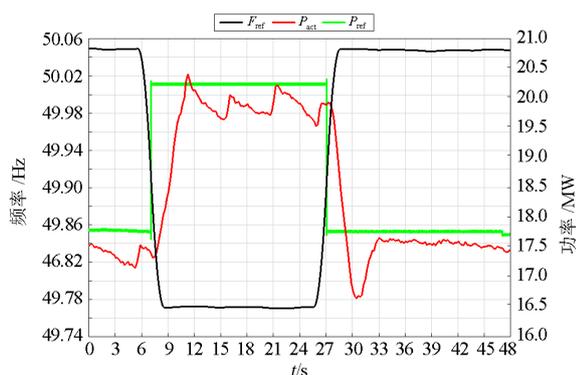


图 13 风电场一次调频实际测试结果

Fig. 13 Field test results of wind farm primary frequency regulation

6 结论

针对风电场参与一次调频存在的问题,本文研究了提高风电场接入电网频率稳定性的协调控制系统和方法,并进行了仿真和现场实验验证。

1) 考虑风电场内部通信网络的延时,提出了一种基于分层架构的风电场频率控制系统,针对不同频率扰动类型进行分层控制。

2) 在风电机组控制层,提出了一种改进的机组有功控制策略,通过引入惯量使能和惯量控制模块,

提高了一次调频的响应速度。

3) 在风电场控制层,提出了一种基于转速分组的风电场惯量响应协调控制策略,使各台机组转速有序恢复,避免电网频率出现波动,提出了一种风电场理论功率计算方法,满足不同风况下功率备用的要求。

4) 现场实验表明,在预留备用功率的情况下,风电场能够快速响应电网频率变化,调整并网点的输出功率。未来将继续开展风电场惯量响应与功率备用综合控制的现场实验工作。

参考文献

- [1] 刘巨, 姚伟, 文劲宇, 等. 大规模风电参与电网频率调整的技术展望[J]. 电网技术, 2014, 38(3): 638-646.
LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, et al. Prospect of technology for large scale wind farm participating into power grid frequency regulation[J]. Power System Technology, 2014, 38(3): 638-646.
- [2] 姚亮, 陈峦, 郑彬, 等. 风-火互补发电系统区域频率控制的策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(11): 46-52.
YAO Liang, CHEN Luan, ZHENG Bin, et al. Research on area frequency control strategy of wind-fire hybrid power generation system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(11): 46-52.
- [3] EON Netz GmbH. Grid code-high and extra high voltage[R]. Bayreuth: E.ON Netz GmbH, 2006.
- [4] Hydro-Québec TransÉnergie. Technical requirements for the connection of generation facilities to the Hydro-Quebec transmission system: supply requirements for wind generation[R]. Quebec: Hydro-Québec TransÉnergie, 2009.
- [5] Nordic Grid. Nordic grid code 2007 (Nordic collection of rules)[R]. Norway: Nordic Grid, 2007.
- [6] Eskom System Operations and Planning Division. Grid code requirements for wind energy facilities connected to distribution or transmission system in south Africa (version 4.4)[R]. South Africa: Eskom System Operations and Planning Division, 2012.
- [7] National Grid (Great Britain) Company. Grid code documents: connection conditions[R]. London: National Grid (Great Britain) Company, 2009.
- [8] 李军徽, 冯喜超, 严干贵, 等. 高风电渗透率下的电力系统调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(2): 163-170.
LI Junhui, FENG Xichao, YAN Gangui, et al. Survey on frequency regulation technology in high wind penetration power system[J]. Power System Protection and Control,

- 2018, 46(2): 163-170.
- [9] HWANG M, MULJADI E, PARK J W, et al. Dynamic droop-based inertial control of a doubly-fed induction generator[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(3): 924-933.
- [10] 曹军, 王虹富, 邱家驹. 变速恒频双馈风电机频率控制策略[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(13): 78-82.
CAO Jun, WANG Hongfu, QIU Jiaju. Frequency control strategy of variable-speed constant-frequency doubly-fed induction generator wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(13): 78-82.
- [11] 赵冬梅, 许瑞庆, 郑立鑫. 全风况下双馈风机参与调频的协调控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(12): 53-59.
ZHAO Dongmei, XU Ruiqing, ZHENG Lixin. Research on coordinated control strategy for DFIGs participating in system frequency regulation with different wind[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(12): 53-59.
- [12] 薛迎成, 邵能灵, 宋凯, 等. 变速风力发电机提供调频备用容量研究[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(8): 75-80.
XUE Yingcheng, TAI Nengling, SONG Kai, et al. Variable speed wind turbines provide primary reserve for frequency control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(8): 75-80.
- [13] 张昭遂, 孙元章, 李国杰, 等. 超速与变桨协调的双馈风电机频率控制[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(17): 20-25.
ZHANG Shaosui, SUN Yuanzhang, LI Guojie, et al. Frequency regulation by doubly fed induction generator wind turbines based on coordinated over speed control and pitch control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(17): 20-25.
- [14] 付媛, 王毅, 张祥宇, 等. 变速风电机组的惯性与一次调频特性分析及综合控制[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(27): 4706-4716.
FU Yuan, WANG Yi, ZHANG Xiangyu, et al. Analysis and integrated control of inertia and primary frequency regulation for variable speed wind turbines[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(27): 4706-4716.
- [15] 何成明, 王洪涛, 孙华东, 等. 变速风电机组调频特性分析及风电场时序协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(9): 1-6.
HE Chengming, WANG Hongtao, SUN Huadong, et al. Analysis on frequency control characteristics of variable speed wind turbines and coordinated frequency control strategy of wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(9): 1-6.
- [16] 刘吉臻, 姚琦, 柳玉, 等. 风火联合调度的风电场一次调频控制策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(12): 3462-3469.
LIU Jizhen, YAO Qi, LIU Yu, et al. Wind farm primary frequency control strategy based on wind & thermal power joint control[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3462-3469.
- [17] 范冠男, 刘吉臻, 孟洪民, 等. 电网限负荷条件下风电场一次调频策略[J]. 电网技术, 2016, 40(7): 2030-2037.
FAN Guannan, LIU Jizhen, MENG Hongmin, et al. Primary frequency control strategy for wind farms under output-restricted condition[J]. Power System Technology, 2016, 40(7): 2030-2037.
- [18] ZERTEK A, GREGOR V, MILOŠ P. A novel strategy for variable-speed wind turbines' participation in primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(4): 791-799.
- [19] KUNDUR P, BALU N, LAUBY M. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-hill, 1994.
- [20] GRUNNET J, SOLTANI M, KNUDSEN T, et al. Aeolus toolbox for dynamics wind farm model, simulation and control[C] // The European Wind Energy Conference & Exhibition, EWEC 2010, 2010.

收稿日期: 2018-08-15; 修回日期: 2018-10-23

作者简介:

王瑞明(1976—), 男, 高级工程师, 研究方向为新能源发电技术; E-mail: wangrm@epri.sgcc.com

徐浩(1988—), 男, 通信作者, 博士, 研究方向为风电控制技术; E-mail: xuhao109@foxmail.com

秦世耀(1977—), 男, 教授级高工, 研究方向为新能源发电技术。E-mail: qinsya@126.com

(编辑 周金梅)