

基于目标函数优化法的风场层一次调频功率分配策略*

黄柯昊¹, 吴水军², 张瑀明², 沐润志², 代航¹, 赵浩益¹
 (1. 云南电网有限责任公司曲靖供电局, 云南 曲靖 655000;
 2. 云南电力试验研究院(集团)有限公司, 云南 昆明 650217)

摘要: 随着风电渗透率的不断上升, 大规模风电参与调频成为风电发展的重中之重, 功率分配方法也需更加智能化和简便化。因此, 利用目标函数优化法对风场层功率分配进行优化。首先, 对整个风电场进行调频功率函数的建模, 使整个风电场的实时功率变化值追踪整个风电场待分配功率, 将上述两者偏差值最小作为目标函数。其次, 通过超短期预测方法得到一定周期内每台风机风速和有功出力的上下限, 结合桨距角的变化限度作为约束条件。最后, 求解得到各台风机优化后的功率偏差值, 将其叠加到各台风机出力的基础值上进行调频。通过与其他功率分配方法对比, 验证了目标函数优化法的优越性, 其可以提高风电场调频的快速性和可靠性。

关键词: 双馈风电场; 风速预测; 协调控制; 功率分配优化; 目标函数; 一次调频
中图分类号: TM712 **文献标志码:** A **文章编号:** 1673-6540(2023)04-0058-11
doi: 10.12177/emca.2023.019

Power Allocation Strategy of Wind Farm Layer Primary Frequency Modulation Based on Objective Function Optimization Method*

HUANG Kehao¹, WU Shuijun², ZHANG Yuming², MU Runzhi², DAI Hang¹, ZHAO Haoyi¹
 (1. Qujing Power Supply Bureau, Yunnan Power Grid Co., Ltd., Qujing 655000, China;
 2. Yunnan Electric Power Test and Research Institute (Group) Co., Ltd., Kunming 650217, China)

Abstract: With the increasing of wind power permeability, large-scale wind power participation in frequency modulation becomes the most important part of wind power development, and power allocation method needs to be more intelligent and simple. Therefore, the objective function optimization method is used to optimize the power allocation of wind farm layer. Firstly, the frequency modulation power function of the whole wind farm is modeled so that the real-time power change value of the whole wind farm tracks the power to be distributed in the whole wind farm, and the minimum deviation between the above two is taken as the objective function. Secondly, the upper and lower limits of wind speed and active power output of each wind turbine in a certain period are obtained by ultra-short-term prediction method, and the variation limit of the pitch angle is taken as the restriction condition. Finally, the optimized power deviation value of each wind turbine is obtained and superimposed on the basic value of each wind turbine output for frequency modulation. By comparing with other power allocation methods, the superiority of the objective function optimization method is verified, which can improve the speed and reliability of wind farm frequency modulation.

收稿日期: 2022-10-25; 收到修改稿日期: 2023-01-04

* 基金项目: 国家自然科学基金(52037003); 云南省重大专项资助项目(202002AF080001)

作者简介: 黄柯昊(1995—), 男, 硕士, 研究方向为新能源参与一次调频策略。

吴水军(1980—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为新能源接入对电力系统的影响。

Key words: double-fed wind farm; wind speed prediction; coordinated control; power allocation optimization; objective function; primary frequency modulation

0 引言

随着能源规划的不断完善和发展,新能源并网带来的缺陷也在不断显现。由于风速的不确定性,风力发电具有波动性、随机性、间歇性以及不可控性等缺陷。风力发电机组输出功率的波动性和随机性会引发电网系统的潮流变化,可能导致电网中区域间联络线上的功率发生振荡,出现有功功率不平衡现象,从而导致电网频率波动。因此,将风力发电机进行大规模并网会影响电网的安全稳定运行^[1]。对于西北地区与云南地区等送端系统来说,新能源并网的影响主要体现在当电力系统突然失去负荷或向系统送电的输电通道突然发生闭锁时,系统的频率会突然升高。云南水力发电占比大,会出现水锤效应^[2],因此需要风电积极参与调频以缓解水电调频的压力。同时,由于清洁能源发展速度快于电网建设速度,西北地区弃风电比例较大,虽然火电机组调频速度快且效果好,但火电的环境危害大。为了降低新能源装机容量逐年增长对系统调频造成的危害,风电参与调频是未来发展的趋势。

从机组层考虑,目前参与电网调频的方法有多种,根据调频原理的差异,可分为功率备用控制、转子动能控制以及两者结合的协调控制。其中功率备用控制可分为变桨控制^[3-4]、超速减载控制^[5]以及两者结合的协调控制^[6]。转子动能控制可分为短时超发功率控制、虚拟惯量控制^[7]、下垂控制^[8-9]以及虚拟惯量控制与下垂控制结合的综合惯性控制。

由于双馈风电场单台机组的额定容量比常规同步机组小得多,双馈风电场的风电机组单元数量比较大。如果直接对风电场内的单台机组进行调频会使各台机组之间失去协调性,因此,对风电场进行调频需要合理分配功率。为解决风电场内各机组功率协调分配的问题,考虑风电场参与系统调频以及内部有功协调控制,目前主要有以下方法:风电场参与系统调频的有功分配协调策略^[10-11]、机组间转速协调控制^[12-13]、根据场内风电机组各自运行情况整定参数的变参数调频控制策略等。目前,一些专家将模型预测控制方法引

入风电有功控制研究领域^[14-15],进行有功功率闭环控制,利用实测信息反馈校正。针对风电场内有功功率分配问题,建立多时间尺度协调的风电集群有功调度与分配策略。将超短期预测分为多时间尺度进行细化,提高调频控制精度,可有效提升风电并网后的功率分配合理性^[16-17]。文献^[18]分析发现传统控制方法难以抵抗风力发电带来的频率波动,系统频率波动通过传统控制方法无法达到预期效果,因此提出基于超短期风电功率预测信息的风电集群有功功率模型用于预测协调控制,通过仿真平台搭建华北某地区多个风电场的控制模型,实现了输电通道的安全运行,并能有效抑制扰动带来的频率波动。文献^[19]对变速风力发电机组与同步发电系统弱耦合的关系进行研究,同时考虑系统调频能力和等效转动惯量,制定了风电场参与系统调频的时序控制策略,该方法依据各台风力发电机的不同风速进行分组,可以对风电场内风机的调频能力进行排序计算,合理安排各风电机组进行有功控制。文献^[20]考虑到多类型调频风电机组功率分配方法与传统调频功率分配方法的差异,建立了适用于风电场参与系统负荷频率控制的调频指令动态最优分配算法的模型,并采用互补松弛方法实现了模型的转化与快速求解。文献^[21]研究了规则排队法进行一次调频的有功功率实时分配,解决了风场层调频过程中功率分配的问题。

在实际工程中风机的桨距角有一定的变化范围,但是文献^[19]和文献^[21]未考虑桨距角变化范围限制对风场层调频的影响,在调频过程中缺乏对整个风电场功率的函数建模和系统性优化,未能基于目标函数进行最优动态分配,并且只能按照一定顺序依次调整功率并进行调频,有一定的局限性。

为解决上述问题,本文运用目标函数优化法的思路,对风场层功率分配进行系统性优化,使整个风电场的实时功率变化值追踪整个风电场待分配功率,将上述两者偏差值最小作为目标函数。再通过超短期预测方法得到一定周期内每台风机风速和有功出力的上下限,结合桨距角的变化限度作为约束条件。最后求解得到各台风机优化后

的功率偏差值,将其叠加到各台风机出力的基础上进行调频。通过与其他功率分配法对比,分析目标函数优化法的功率分配效果。

1 功率分配优化原理

1.1 实时功率拟合关系式

利用文献[21]中规则排队法得到调频后的风电场内各风机功率历史数据、桨距角历史数据以及预测风速数据并进行拟合,得到序号为DFIGN_n的风电机组调频后的实时功率拟合指令值 $P_{wn,n,t}$ 的多项式。该多项式中自变量为 $\beta_{n,n,t}$ 和 $V_{n,n,t}$,其中 $V_{n,n,t}$ 最高次为3次,因变量为 $P_{wn,n,t}$,该拟合式如下:

$$P_{wn,n,t} = a_{n,n} + b_{n,n}\beta_{n,n,t} + c_{n,n}V_{n,n,t} + d_{n,n}\beta_{n,n,t}V_{n,n,t} + e_{n,n}V_{n,n,t}^2 + f_{n,n}\beta_{n,n,t}V_{n,n,t}^2 + g_{n,n}V_{n,n,t}^3 \quad (1)$$

式中: $P_{wn,n,t}$ 为风电机组DFIGN_n在 t 时刻的实时功率; $a_{n,n}$ 、 $b_{n,n}$ 、 $c_{n,n}$ 、 $d_{n,n}$ 、 $e_{n,n}$ 、 $f_{n,n}$ 、 $g_{n,n}$ 为风电机组DFIGN_n的多项式拟合系数; $V_{n,n,t}$ 为风电机组DFIGN_n在 t 时刻的拟合风速; $\beta_{n,n,t}$ 为风电机组DFIGN_n在 t 时刻的拟合桨距角。

1.2 目标函数

由于本文中一次调频是从风场层考虑的,为实现风电场内各台机组功率的动态优化分配,在某一时刻,使整个风电场的实时功率变化值追踪整个风电场待分配功率,将上述两者偏差值最小作为目标函数。整个风电场待分配功率可由文献

$$P_{0,t} = \min \left| \Delta P_{\text{common},t} - \sum_{N=1}^n \left(\left(a_{n,n} + b_{n,n}\beta_{n,n,t} + c_{n,n}V_{n,n,t} + d_{n,n}\beta_{n,n,t}V_{n,n,t} + e_{n,n}V_{n,n,t}^2 + f_{n,n}\beta_{n,n,t}V_{n,n,t}^2 + g_{n,n}V_{n,n,t}^3 \right) - P_{wn,n,t} \right) \right| \quad (5)$$

得到各个时刻DFIGN_n的有功功率预测值 $P_{wn,n,t}^{\text{yc}}$,在该周期内找到 $P_{wn,n,t}^{\text{yc}}$ 的最大值作为DFIGN_n实时出力的上限值 $P_{wn,n,t}^{\text{max}}$,找到 $P_{wn,n,t}^{\text{yc}}$ 的最小值作为DFIGN_n实时出力的下限值 $P_{wn,n,t}^{\text{min}}$,可得:

$$P_{wn,n,t}^{\text{min}} \leq P_{wn,n,t} \leq P_{wn,n,t}^{\text{max}} \quad (7)$$

将式(1)代入不等式(7)消去 $P_{wn,n,t}$ 可得到下式:

$$P_{wn,n,t}^{\text{min}} \leq a_{n,n} + b_{n,n}\beta_{n,n,t} + c_{n,n}V_{n,n,t} + d_{n,n}\beta_{n,n,t}V_{n,n,t} + e_{n,n}V_{n,n,t}^2 + f_{n,n}\beta_{n,n,t}V_{n,n,t}^2 + g_{n,n}V_{n,n,t}^3 \leq P_{wn,n,t}^{\text{max}} \quad (8)$$

在实际工程中,桨距角的变化有一定范围限

[21]的综合惯性控制计算得到,因此可得以下实时目标函数:

$$P_{0,t} = \min | \Delta P_{\text{common},t} - \Delta P_{\text{real},t} | \quad (2)$$

式中: $\Delta P_{\text{common},t}$ 为整个风电场在 t 时刻的待分配功率; $\Delta P_{\text{real},t}$ 为整个风电场在 t 时刻的实时功率变化值; $P_{0,t}$ 为整个风电场在 t 时刻实时功率变化值与待分配功率的最小功率偏差值。

根据双馈式感应发电机(DFIG)调频机制可知,其有功功率基础值与调频补偿值叠加可得到风电场的实时功率。因此单台风力发电机组实际调频补偿值可由实时功率拟合值 $P_{wn,n,t}$ 与双馈风电机组未附加调频的功率(双馈风电机组有功功率基础值) $P_{wn,n,0,t}$ 作差并求绝对值得到。若整个风电场有 n 台机组,风电场实时功率变化值由 n 台双馈风电机组实时功率变化值求和得到,因此整个风电场在 t 时刻的实时功率变化值如下:

$$\Delta P_{\text{real},t} = \sum_{N=1}^n | P_{wn,n,t} - P_{wn,n,0,t} | \quad (3)$$

式中: $P_{wn,n,0,t}$ 为在 t 时刻风电机组DFIGN_n未附加调频的功率。

将式(3)代入式(2)消去 $\Delta P_{\text{real},t}$,得到下式:

$$P_{0,t} = \min \left| \Delta P_{\text{common},t} - \sum_{N=1}^n | P_{wn,n,t} - P_{wn,n,0,t} | \right| \quad (4)$$

最后,将式(1)的实时功率拟合值代入式(4)消去 $P_{wn,n,t}$,可得到下式:

制,此范围一般设置为 8~11°/s,如下所示:

$$\left(\frac{d\beta}{dt}\right)_{\min} \leq \frac{d\beta}{dt} \leq \left(\frac{d\beta}{dt}\right)_{\max} \quad (9)$$

式中: $\left(\frac{d\beta}{dt}\right)_{\min}$ 为 DFIG_{n-n} 桨距角变化率最小值;

$\left(\frac{d\beta}{dt}\right)_{\max}$ 为 DFIG_{n-n} 桨距角变化率最大值。

将目标函数式(5)与约束条件式(6)、式(8)和式(9)联立,对目标函数进行实时优化求解,使目标函数最小,得到实时拟合桨距角和实时拟合风速的值,再把实时拟合桨距角和实时拟合风速代入式(1)计算出 DFIG_{n-n} 优化求解后的实时功率:

$$P_{wn,n,t}^{\text{opti}} = a_{n,n} + b_{n,n}\beta_{n,n,t}^{\text{opti}} + c_{n,n}V_{n,n,t}^{\text{opti}} + d_{n,n}\beta_{n,n,t}^{\text{opti}}V_{n,n,t}^{\text{opti}} + e_{n,n}(V_{n,n,t}^{\text{opti}})^2 + f_{n,n}\beta_{n,n,t}^{\text{opti}}(V_{n,n,t}^{\text{opti}})^2 + g_{n,n}(V_{n,n,t}^{\text{opti}})^3 \quad (10)$$

式中: $P_{wn,n,t}^{\text{opti}}$ 为 DFIG_{n-n} 在 t 时刻优化求解后的实时功率; $\beta_{n,n,t}^{\text{opti}}$ 为 DFIG_{n-n} 在 t 时刻优化求解后的实时拟合桨距角; $V_{n,n,t}^{\text{opti}}$ 为 DFIG_{n-n} 在 t 时刻优化求解后的实时拟合风速。

双馈风力发电机实时功率与双馈风力发电机有功功率基础值作差可得到调频功率补偿值,因此在本文中,将优化求解后的实时功率与双馈风电机组未附加调频的功率作差,即可得到风电机组 DFIG_{n-n} 优化求解后的调频功率补偿值,如下式所示:

$$\Delta P_{n,n,t}^{\text{opti}} = P_{wn,n,t}^{\text{opti}} - P_{wn,n,0,t} \quad (11)$$

式中: $\Delta P_{n,n,t}^{\text{opti}}$ 为 DFIG_{n-n} 在 t 时刻优化求解后的调频功率补偿值。

目标函数优化法的流程图如图 1 所示。

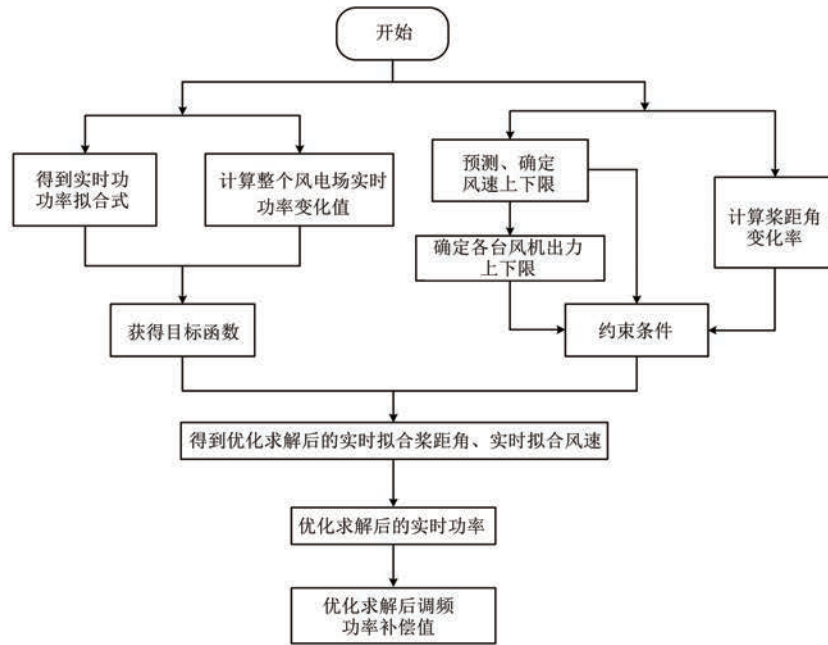


图 1 风电场有功功率优化后的功率分配流程图

2 风电场调频仿真分析

为便于比较目标函数优化法的调频控制性能,本文利用 MATLAB/Simulink 仿真软件构建如图 2 所示的微网模型,该模型包含多台柴油机和双馈风力发电机系统。在风电场侧划分 4 类机组,并将风速基本一致的机组用一台 DFIG 等值,整个风电场被等值为 4 台机组,总装机容量为 6 MW(4×1.5 MW),选择初始风速 9 和 10 m/s 的

机组作为低风速群第 1 台和第 2 台机组,即 DFIG1_1 和 DFIG1_2;初始风速 13 和 15 m/s 的机组作为高风速群第 1 台和第 2 台机组,即 DFIG2_1 和 DFIG2_2。风电场内部各风电机组都经 25 kV/575 V 的箱变升压后汇集到公共连接点(PCC)。而在柴油机侧用 3 台柴油发电机等值,总装机容量为 9 MW(3×3 MW),每台柴油机出口有 1 MW 的就地负荷,都经 25 kV/2.4 kV 的箱变升压后汇集到 PCC。 P_L 为风电场并网点出口处的就地负

荷。由于目标函数式(5)为混合整数非线性规划(MINLP)型多项式,运用 MATLAB 中的 OPTI toolbox 求解器来求解目标函数。为了验证目标函

数优化法的优越性,将本文方法与文献[21]的规则排队法均应用于图2所示的系统并进行仿真,对两种方法的仿真结果进行比较。

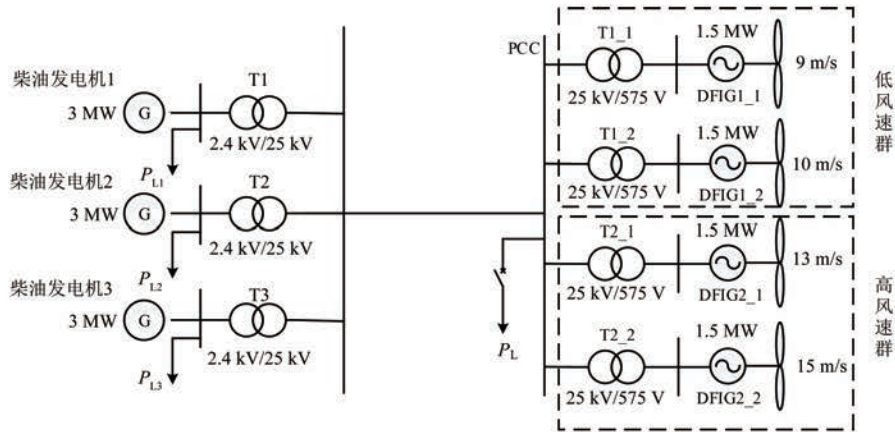


图2 微网模型图

2.1 负荷突减仿真分析

1 s 时在 P_L 处切除 5 MW 负荷,双馈风电场并网点频率升高。图3为4台机组超短期预测的风速结果,采用随机风形式模拟风速变化,结果选择预测时段为1~10 s,预测周期为9 s。根据规则排队法得到各台风机参与调频后的功率历史数据、桨距角历史数据以及风速数据,利用拟合工具箱得到式(1)的拟合系数,如表1所示。

表1 高频情况下各风机多项式拟合系数

机组	DFIG1_1	DFIG1_2	DFIG2_1	DFIG2_2
$a_{n,n}$	-0.038 38	0.868 40	0.394 30	-0.243 10
$b_{n,n}$	3.038 00	4.245 00	14.610 00	-17.930 00
$c_{n,n}$	-1.979 00	-4.484 00	-14.220 00	18.940 00
$d_{n,n}$	-0.434 30	-0.656 70	-1.703 00	2.783 00
$e_{n,n}$	0.416 70	1.011 00	1.890 00	-2.724 00
$f_{n,n}$	0.022 24	0.030 69	0.047 86	-0.105 30
$g_{n,n}$	-0.021 01	-0.056 97	-0.062 17	0.097 73

负荷突减时双馈风力发电机组有功功率、转速图以及并网点频率对比分析如图4~图8所示。

由图4可知,对于无附加调频分配的 DFIG1_1 而言,发生高频扰动后,转速没有明显的改变,有功功率从扰动开始时的 0.550 3 MW 下降至最低点的 0.438 3 MW 之后又迅速回升,降功率过程仅仅持续了短暂的 0.072 s,此情况下机组不能持续降功率;规则排队法调频的 DFIG1_1 在发生高

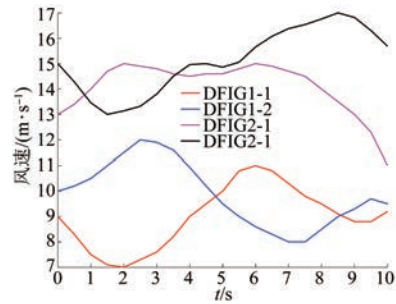


图3 负荷突减时4台风机风速的预测

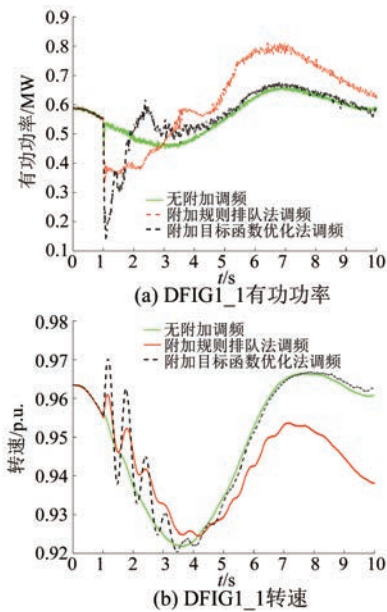


图4 低风速群 DFIG1_1 有功功率和转速

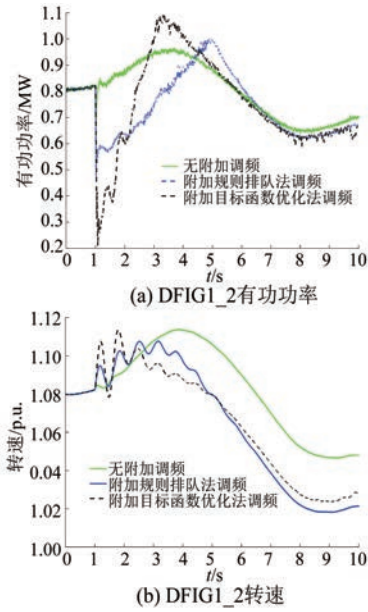


图5 低风速群 DFIG1_2 有功功率和转速

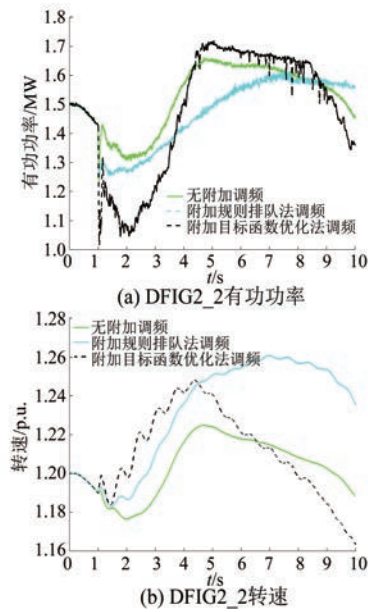


图7 高风速群 DFIG2_2 有功功率和转速

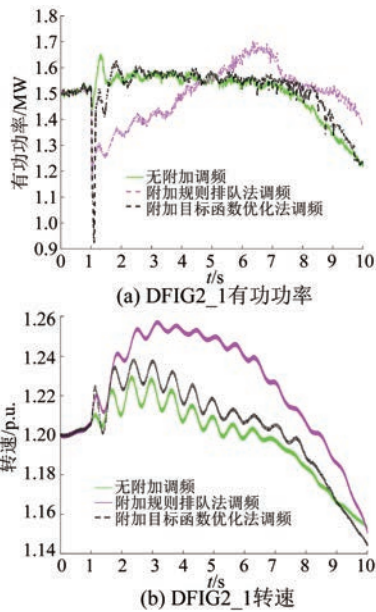


图6 高风速群 DFIG2_1 有功功率和转速

频扰动以后,风机的转速开始升高,风机有富余的降功率能力,使转速将多余的有功功率储存,有功功率从扰动发生时的 0.550 3 MW 下降至最低点的 0.280 1 MW 又缓慢回升,整个降功率过程持续时间为 1.95 s 左右;在运用目标函数优化法调频分配策略以后,有功功率从扰动发生时的 0.550 3 MW 下降至最低点的 0.136 3 MW 又不断回升,降功率过程持续时间为 0.874 s 左右,且目标函数优化法的转速第一次振荡升高的幅度比规

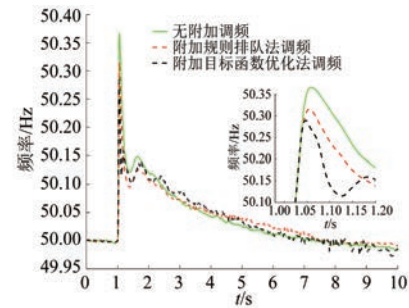


图8 双馈风电机组并网节点频率图

则排队法高。

由于 DFIG1_2、DFIG2_1 和 DFIG2_2 的无附加调频、规则排队法以及目标函数优化法的有功功率和转速变化趋势与 DFIG1_1 大致相同,在此不作赘述,汇总如表 2 所示。

表2 高频情况下多方法功率变化趋势对比

机组		DFIG1_1	DFIG1_2	DFIG2_1	DFIG2_2
初始功率/MW		0.550 3	0.821 9	1.520 0	1.427 0
功率下降最低点/MW	无附加调频	0.438 3	0.670 5	1.419 0	1.224 0
	规则排队法	0.280 1	0.460 3	1.153 0	1.156 0
	目标函数优化法	0.135 8	0.209 5	0.919 3	1.015 0
降功率持续时间/s	无附加调频	0.072 0	0.106 0	0.015 0	0.122 0
	规则排队法	1.950 0	3.412 0	3.597 0	7.258 0
	目标函数优化法	0.865 0	1.832 0	0.610 0	3.322 0

由表 2 可知,发生高频扰动时,4 台机组中目标函数优化法的功率下降是最明显的,而 4 台机

组中规则排队法降功率持续时间是最长的。因此,可以针对不同扰动来选择适当的调频方法,如果高频问题下功率过剩很严重,这时需要下降的功率更多,此时运用目标函数优化法来进行调频分配,运用其瞬时下降功率多的优势尽可能地减少过剩的有功功率;如果高频问题下功率过剩不严重,但是持续高频的时间很长,此时运用规则排队法来降功率,利用其降功率持续时间长的优势,来改善系统高频问题。

由图 8 可知,1 s 时系统发生高频扰动问题,系统无附加调频时有功功率过剩,只有柴油机分担下降的功率,频率最高值达 50.370 Hz;若系统附加规则排队法调频,在一定时间内使柴油机分担调频的功率减少,各风电机组在各自参与降功率的时间段内,减少有功功率输出持续的时间变长,功率下降的最低点变低,使系统过剩的有功功率下降的量变多,并网点频率最高值降低至 50.320 Hz;若系统附加目标函数优化法调频,在一定时间内柴油机分担下降的功率更少,各类风电机组减少的有功功率也更多,并网点频率改善效果更好,并网点频率最高值降低至 50.290 Hz。因此,两种调频方法对并网点频率均有改善,但后者改善效果更好,能够在高频扰动下有效抑制并网点频率的上升。

图 9 为 3 台柴油机有功功率变化趋势图。以图 9(a) 1 号柴油机为例进行分析,在 1 s 发生高频扰动后,除了风电机组能降功率以外,柴油机也提供一定的降功率作用。无附加调频时,柴油机有功功率第一次下降的最低点为 1.663 MW;附加规则排队法调频以后,柴油机有功功率第一次下降的最低点为 1.979 MW,比无附加调频时提升了 0.316 MW,出力高于无附加调频的时长为 4.027 s;而附加目标函数优化法调频后,柴油机有功功率第一次下降的最低点为 2.036 MW,比无附加调频时提升了 0.373 MW,出力高于无附加调频的时长为 2.079 s。

根据以上分析可知,在附加风电调频后,由柴油机分担调频所需的下降功率减少,而双馈风力发电机组分担调频所需的下降功率增多,使双馈风力发电机能更大程度地参与系统调频。附加目标函数优化法调频后,第一次下降的功率最低点比无附加调频、规则排队法调频有所提升,增强了

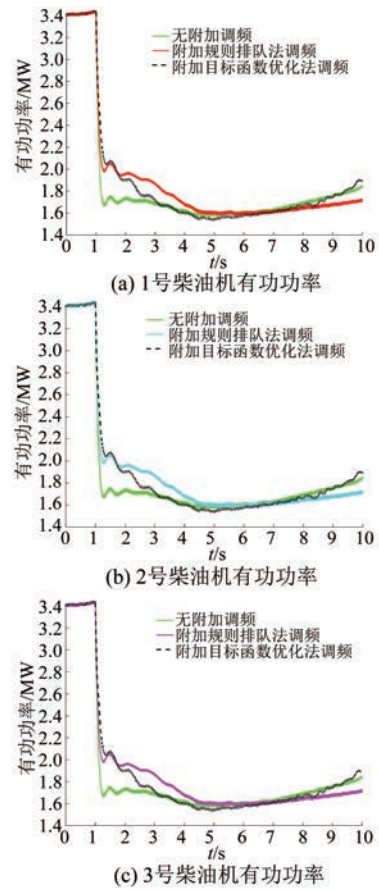


图 9 3 台柴油机有功功率变化趋势图

风电机组调频的降功率能力。

双馈风力发电机组功率指令对比分析如图 10 所示。由图 10 可知,本文控制方法可使双馈风力发电机的实际有功出力较为准确地跟踪期望机组优化后调频功率的指令值及其变化趋势。根据图 3 可知,由于风速的湍流分量很大,风速变化很快,风机实际出力并不能很精确地跟踪出力指令值,在跟踪过程中有一定偏差,会出现偏离优化后调频指令值的情况,但其变化趋势与指令值基本保持一致。

2.2 负荷突增仿真分析

1 s 时,在 P_L 处投入 6 MW 负荷,双馈风电场并网点频率降低。图 11 为负荷突增时 4 台机组超短期预测的风速结果,采用随机风形式模拟风速变化,预测时段为 1~10 s,预测周期为 9 s。根据规则排队法得到各风机参与调频后的功率历史数据、桨距角历史数据以及风速数据,利用拟合工具箱得到式(1)的拟合系数如表 3 所示。

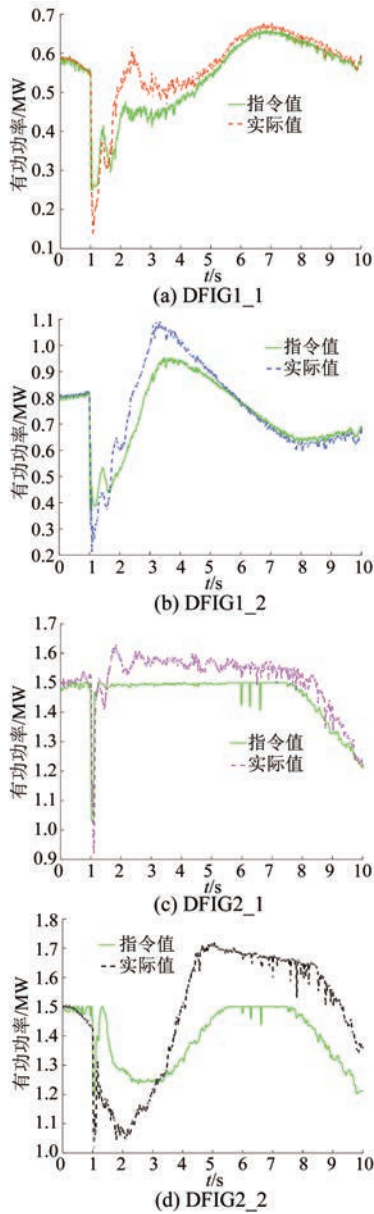


图 10 风机出力的指令值与实际有功功率值的对比

表 3 低频情况下各风机多项式拟合系数

机组	DFIG1_1	DFIG1_2
$a_{n,n}$	0.000 627 9	0.002 092
$b_{n,n}$	0.379 200	0.704 000
$c_{n,n}$	0.620 100	0.293 400
$d_{n,n}$	0.111 600	0.043 120
$e_{n,n}$	-0.111 400	-0.042 300
$f_{n,n}$	-0.005 445	-0.002 186
$g_{n,n}$	0.005 430	0.002 132

负荷突增时双馈风力发电机组有功功率、转速图以及并网点频率对比分析如图 12~图 16 所示。

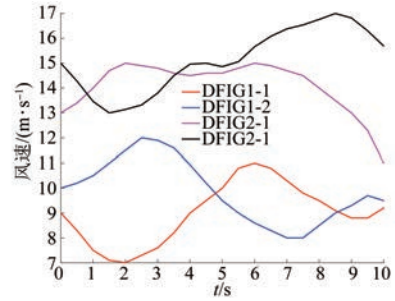


图 11 负荷突增时 4 台风机风速的预测

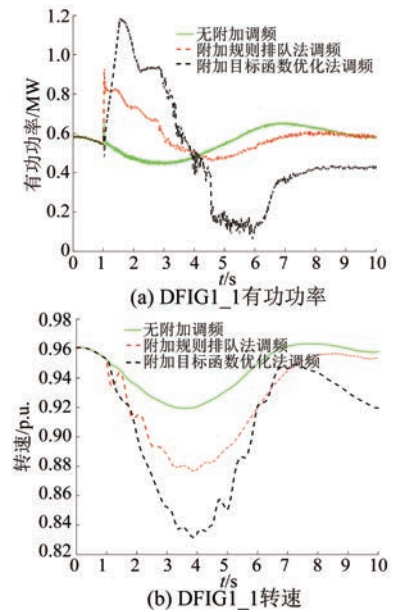


图 12 负荷突增时低风速群 DFIG1_1 有功功率和转速

由图 12 可知,在发生低频扰动并无附加调频时,双馈风力发电机的转速没有明显的变化,无附加调频的有功功率从开始的 0.545 7 MW 上升至最高点 0.662 8 MW 又迅速回落,机组没有调频措施产生多余的有功功率,因此不能持续降功率,仅支撑了短暂的 0.074 s;采用规则排队法调频时,为补偿系统有功功率的不平衡,风机的转速开始降低,释放转子中的动能来补偿系统的有功功率,有功功率从开始的 0.545 7 MW 上升至最高点的 0.933 2 MW 又缓慢回落,降功率持续时间为 3.139 s 左右;而在运用目标函数优化法调频以后,有功功率从开始的 0.545 7 MW 上升至最高点的 1.188 MW 又回落,降功率持续时间为 3.065 s 左右。由于 DFIG1_2 的无附加调频、规则排队法调频以及目标函数优化法调频的有功功率和转速变化趋势与 DFIG1_1 机组大致相同,因此不作赘

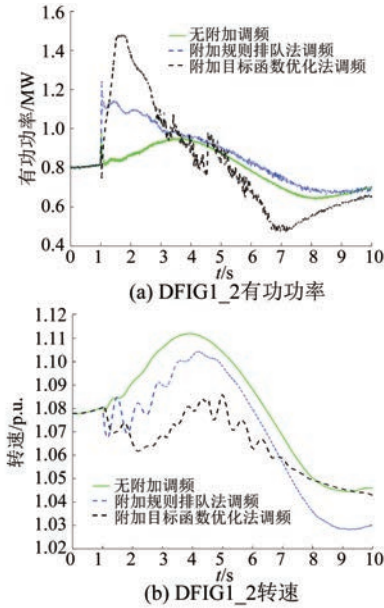


图 13 负荷突增时低风速群 DF1G1_2 有功功率和转速

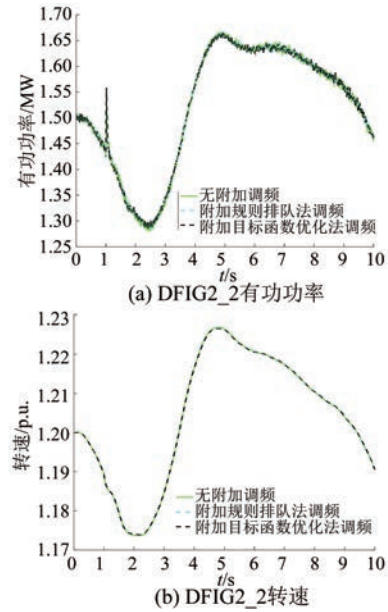


图 15 负荷突增时高风速群 DF2G2_2 有功功率和转速

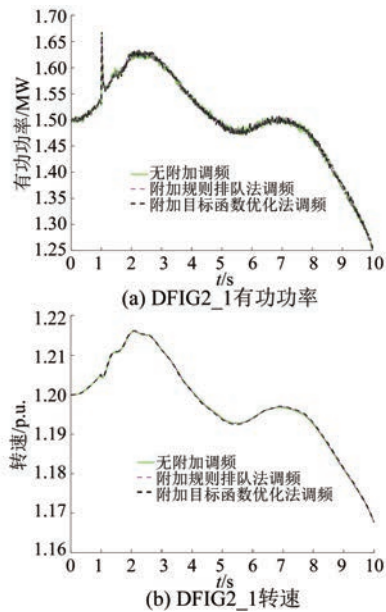


图 14 负荷突增时高风速群 DF2G2_1 有功功率和转速

功率,若继续上升且超过额定功率的话,可能会因为过载而损坏风机,因此这两台机组不能进行升功率控制。

表 4 低频情况下各种方法功率变化趋势对比

机组群	DF1G1_1	DF1G1_2
初始功率/MW	0.545 7	0.816 6
功率上升最高点/MW	无附加调频	0.662 8
	规则排队法	0.933 2
	目标函数优化法	1.188 0
升功率持续时间/s	无附加调频	0.107 0
	规则排队法	3.139 0
	目标函数优化法	3.065 0

述,汇总如表 4 所示。发生低频扰动时,参与调频的两台机组与高频情况有类似的结论,即目标函数优化法的功率上升是最明显的;而与高频情况不同的是这两种策略的升功率持续时间是近似相同的。

如图 14 和图 15 所示,在采用两种调频方法之后,高风速群机组 DF2G2_1 和 DF2G2_2 的有功功率与转速趋势几乎不变,这是由于这两台机组在预测风速范围内发出的有功功率已经达到额定

由图 16 分析可知,1 s 时系统发生低频扰动问题,无附加调频时系统发生有功功率缺额,只有柴油机能增加有功功率,分担功率缺额,频率最低下降至 49.630 Hz;若系统附加规则排队法调频,在一定时间内使柴油机增发的有功功率减少,各风电机组在各自参与升功率的时间段内,增加有功功率输出持续的时间变长,功率下降的最低点回升,使系统的有功功率缺额不断减少,并网点频率下降最低点升至 49.670 Hz;若系统附加目标函数优化法调频,虽然在一定时间内柴油机分担功率缺额更少,但是由于运行在高风速的两台机组达到额定出力不能继续升功率,只有低风速群的

两台机组有升功率空间从而可进行升功率控制,因此并网点频率下降最低点未能改善,低至49.620 Hz,但在频率回升过程中目标函数优化法优于规则排队法。在低频扰动下,两种调频方法各有优缺点,规则排队法能抬升频率下降的最低点,而目标函数优化法在频率回升过程中对频率有抬升作用,能有效抑制并网点频率的下降。

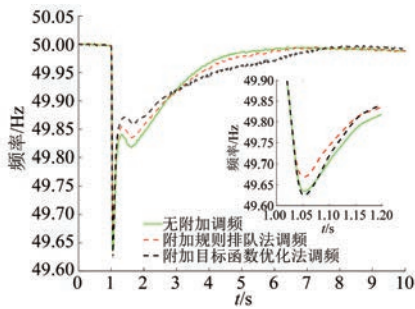


图 16 负荷突增时双馈风力发电机组并网点频率图

负荷突增时柴油机有功功率对比分析如图 17 所示。以图 17(a) 1 号柴油机为例进行分析,

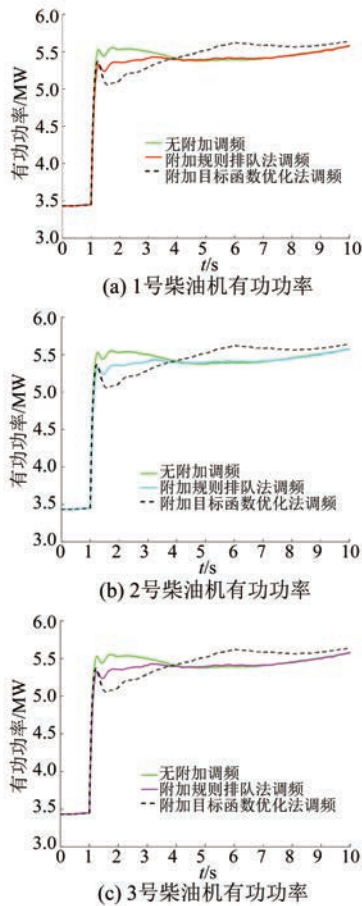


图 17 负荷突增时 3 台柴油机有功功率变化趋势图

在发生低频扰动后,其与高频情况相似,除了风电机组能升功率以外,柴油机也提供一定的升功率作用。无附加调频时,柴油机有功功率第一次上升的最高点为 5.529 MW;附加规则排队法调频以后,柴油机有功功率第一次上升的最高点为 5.329 MW,比无附加调频时下降了 0.200 MW,出力低于无附加调频的时长为 4.335 s;而附加目标函数优化法调频后,柴油机有功功率第一次上升的最高点为 5.368 MW,出力低于无附加调频的时长为 3.945 s。根据以上分析可知,在附加风电调频后,由柴油机分担调频所需的上升功率减少,而双馈风力发电机组分担调频所需的上升功率增多,使双馈风力发电机能更大程度地参与系统调频。附加目标函数优化法调频后,柴油机有功功率第一次上升的最高点比无附加调频、规则排队法有所下降,提升了风电机组调频的升功率能力。

负荷突增时双馈风力发电机功率指令对比分析如图 18 所示。对于低频情况来说,高风速下两台机组已达到额定功率,不能进行升功率控制,因此 DFIG2_1 和 DFIG2_2 未分配升功率指令。由图 18 可知,与高频情况追踪效果相似,本文控制方法可以使双馈风力发电机的实际有功出力较为准确地跟踪期望的机组优化后调频功率的拟合指令值及其变化趋势,在跟踪过程中会出现偏离优化后调频指令值的情况,但其变化趋势与指令值

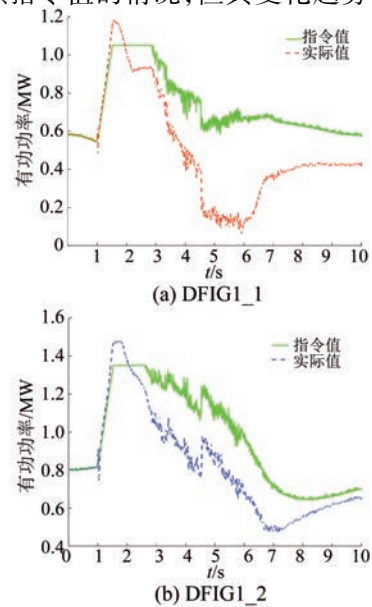


图 18 负荷突增时风机出力的指令值与实际有功功率值的对比

基本保持一致。

综合高频与低频情况的仿真分析可知,在发生高频扰动问题时,系统附加规则排队法调频和目标函数优化法调频,在一定时间内均可使柴油机分担的下降功率减少,各风电机组各自参与调频减少有功功率输出持续的时间变长,两种调频方法对并网点频率均有改善,但目标函数优化法改善效果更好,能够在高频扰动下有效抑制并网点频率的上升。而在发生低频扰动问题时,由于高风速群的两台机组已经处于额定功率,不能增发多余的有功功率,利用间接功率预测得知只有低风速群的两台机组有升功率能力,并网点的功率缺额依靠低风速群的两台机组增发有功功率,使系统有功功率趋于平衡,两种调频策略对并网点频率均有改善,各有优缺点。在低频扰动下,规则排队法能抬升最低点频率,而目标函数优化法在频率回升过程中对频率有抬升作用。这证明了目标函数优化法提高了双馈风电场系统频率响应能力和有功支撑能力。

3 结 语

本文基于目标函数优化法对风场层功率进行分配,并通过仿真软件搭建微网系统,对所提策略进行分析。仿真结果表明,在高频扰动时,目标函数优化法对频率的改善效果更好,在低频扰动时,目标函数优化法在频率回升过程中对频率有抬升作用。另外,目标函数优化法依靠约束条件进行动态优化分配,对并网点频率有改善作用,能充分发挥风电场控制技术的优势与调频能力,挖掘含双馈风电机组的风电场参与系统调频的潜力。

【参 考 文 献】

[1] DAS A, JANI H K, NAGABABU G, et al. A comprehensive review of wind-solar hybrid energy policies in India: barriers and recommendations[J]. Renewable Energy Focus, 2020, 35: 108.

[2] 何越,张勇,陈亦平,等.增强型调速器对中国云南电网超低频振荡影响分析[J].电力系统自动化, 2019,43(13): 185.

[3] 薛迎成,郇能灵,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.

[4] 于国强,谢振华,张天海,等.参与电网调频的风电机组线性变参数变桨控制策略[J].热能动力工程,2021,36(5):119.

[5] 蔡国伟,钟超,吴刚,等.考虑风电机组超速减载与惯量控制的电力系统机组组合策略[J].电力系统自动化,2021,45(16): 134.

[6] 张留生,谢震,许可宝,等.基于超速和变桨优化协调的双馈风电机组一次调频控制[J].电器与能效管理技术,2021(10): 18.

[7] 李世春,邓长虹,龙志君,等.适应于电网高风电渗透率下的双馈风电机组惯性控制方法[J].电力系统自动化, 2016, 40(1):33.

[8] 张旭,陈云龙,岳帅,等.风电参与电力系统调频技术研究的回顾与展望[J].电网技术,2018,42(6): 1793.

[9] 张冠锋,杨俊友,孙峰,等.基于虚拟惯量和频率下垂控制的双馈风电机组一次调频策略[J].电工技术学报,2017,32(22): 225.

[10] MAURICIO J M, MARANO A, EXPOSITO A G, et al. Frequency regulation contribution through variable speed wind energy conversion systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2009,24(1): 173.

[11] CHANG-CHIEN L R, YIN Y C. Strategies for operating wind power in a similar manner of conventional power plant[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2009,24(4): 926.

[12] CONROY J F, WATSON R. Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2008,23(2): 649.

[13] KEUNG P K, LI P, BANAKAR H, et al. Kinetic energy of wind-turbine generators for system frequency support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009,24(1): 279.

[14] ALQURASHI A, ETEMADI A, KHODAEI A. Model predictive control to two-stage stochastic dynamic economic dispatch problem[J]. Control Engineering Practice,2017,69: 112.

[15] DU Y, PEI W, CHEN N, et al. Real-time microgrid economic dispatch based on model predictive control strategy[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,2017,5(5): 787.

[16] 叶林,张慈杭,汤涌,等.多时空尺度协调的风电集群有功分层预测控制方法[J].中国电机工程学报,2018,38(13): 3767.

(下转第 76 页)