

DOI:10.3969/j.issn.1001-4551.2018.07.017

考虑风电辅助调频的弱鲁棒调度模型*

林 峰¹, 王虹富², 汪 震^{1*}

(1. 浙江大学 电气工程学院, 浙江 杭州 310027; 2. 中国电力科学研究院
电网安全与节能国家重点实验室, 北京 100192)

摘要:为解决传统鲁棒在处理风电不确定性上存在过度保守的问题,将弱鲁棒原理应用到含风电电力系统调度中。用区间鲁棒不确定集合描述风场功率预测误差的不确定性,并建立了风电参与辅助调频情况下的风场备用、传统机组备用等约束条件,提出了一种考虑风电辅助调频的弱鲁棒经济调度模型,通过调度传统机组和风电场以保证系统安全运行,同时满足了一定经济恶化容忍度;在含风电场的IEEE30节点算例中,对比分析了基准场模型、传统鲁棒模型和弱鲁棒调度模型三者的调度结果。算例结果表明:考虑辅助调频能够提高调度解的可行度,且与传统鲁棒模型相比,弱鲁棒具有更好的经济性。

关键词:经济调度;弱鲁棒;备用计划;风电辅助调频

中图分类号:TM77

文献标志码:A

文章编号:1001-4551(2018)07-0746-05

Light robustness based dispatch model considered wind power's ancillary frequency

LIN Feng¹, WANG Hong-fu², WANG Zhen¹

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;
2. State Key Laboratory of Power Grid Safety and Energy Conservation,
China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: In order to overcome the overly conservatism of the traditional robustness method in dealing with the uncertainty of wind power, a light robustness based dispatch model that can consider the uncertainty of wind power with the prediction error information given only was proposed, in which the ancillary frequency support from wind power was introduced and the constraints about the wind farm reserve limits and the conventional reserve limits were formulated. Finally, three methods including the nominal-scenario model, the conventional robust model and the proposed light robustness based model were systematically compared to validate the effectiveness of the proposed method, using a modified IEEE 30-bus system with wind power integrated. And the results show that the ancillary frequency regulation support can improve the feasibility of the scheduling scheme. Furthermore, the light robustness method is more economical than the traditional robust model.

Key words: dispatch model; light robustness reserve scheduling; de-loading control

0 引 言

风力发电具有间歇性和波动性,不仅增加了调度复杂度,也由于额外增加的调峰备用降低了系统经济

运行效益^[1]。如何在电力系统经济调度中考虑风电不确定性已经成为重要问题^[2]。

目前处理风电不确定问题的方法大致有边界法、概率解析法、随机规划(SO)以及鲁棒优化(RO)等^[3]。

收稿日期:2017-11-07

基金项目:国家重点研发计划资助项目(2017YFB0902000);国家自然科学基金资助项目(51677165)

作者简介:林 峰(1992-),男,浙江温州人,硕士研究生,主要从事新能源并网下的电力优化调度方面的研究。E-mail: linfengreal@zju.edu.cn

通信联系人:汪 震,男,教授,博士生导师。E-mail: eezwang@ieece.org

其中,已有不少学者利用 SO 方法解决考虑风电出力不确定的电力系统相关问题。文献[4]建立风场尾流和风速不确定性模型,提出了考虑系统需求响应的风场运行规划模型,优化风场中各风机的运行方式;文献[5]结合决策依赖的随机规划方法,提出大规模风电并网下长时间尺度的发电厂规划模型,能够解决了长时间尺度下,不同时段决策变量对后序随机性有较大影响的规划问题。然而,这在一些实际工程中很难准确获得^[6],为此近年来有不少研究者将不依赖先验分布信息的 RO 方法应用到风电并网相关的电力系统调度领域中。传统的鲁棒优化中,以特定不确定集来描述不确定参数的波动范围,要求在整个不确定集内所有约束满足要求。如文献[7]提出了基于 RO 框架的考虑新能源出力不确定性系统能源备用调度方法,在保证系统具有足够可靠性。然而,实际应用中传统鲁棒在解决风电不确定问题时往往存在过度保守问题。

近年来风电主动控制技术的发展使得风机能够采用降载运行^[8]、惯性控制等控制策略适当参与到系统调频当中^[9],提供不同时间尺度的系统备用。现有研究表明,在经济调度中考虑风电场辅助调频利于减小系统备用压力利及降低调度成本^[10]。

为了解决传统鲁棒在解决风电不确定问题时过于保守的问题,本文将基于文献[11]提出一种考虑风电辅助调频的弱鲁棒经济调度模型。

1 弱鲁棒优化

完整的弱鲁棒优化模型包括基础场景模型和弱鲁棒模型两部分,如表 1 所示。

表 1 两种鲁棒优化模型

传统鲁棒模型	基础场景模型	弱鲁棒模型
$\min f(x)$	$\tilde{z} = \min f(x)$	$\min \ \gamma \ $
s. t.	s. t.	s. t.
$F(x, \xi) \leq 0$	$F(x, \tilde{\xi}) \leq 0$	$F(x, \tilde{\xi}) \leq 0$
$x \in R^n$	$x \in R^n$	$f(x) \leq \tilde{z}(1 + \rho)$
$\forall \xi \in \mathfrak{R}$		$F(x, \xi) \leq \gamma$
		$x \in R^n, \gamma \in R^n$
		$\forall \xi \in \mathfrak{R}$

如表 1 所示的传统鲁棒优化要求解在整个不确定集合 \mathfrak{R} 中都严格满足约束条件,即:

$$F(x, \xi) \leq 0, \forall \xi \in \mathfrak{R} \quad (1)$$

式中: x —决策变量; ξ —随机变量; $F(x, \xi)$ — x 和 ξ 的函数; \mathfrak{R} —不确定集合。

传统鲁棒优化只关心最坏场景下约束条件完全满足,不考虑个体不满足的情况,结果称为强鲁棒优

化^[12]。但在实际应用中存在过度保守的问题。

弱鲁棒优化是 Fischetti 等人首次提出的,其目的是得到一个考虑不确定性后目标恶化有限的解,与实际决策环境更为接近。基准场景模型的目标函数 $f(x)$ 为决策变量 x 相关的函数,通常为经济成本函数。约束条件 $F(x, \xi) \leq 0$ 不考虑任何不确定性, $\tilde{\xi}$ 为随机变量 $\xi \in \mathfrak{R}$ 的期望。基准场景模型最优解的目标函数值记为 \tilde{z} ,用于后续弱鲁棒模型的构建。

弱鲁棒模型需考虑不确定性,其约束包络:

(1) 决策变量 x 必须要满足基准场景下的约束 $F(x, \tilde{\xi}) \leq 0$;

(2) 考虑随机变量后, $f(x)$ 相对于基础场景求得 \tilde{z} 的恶化程度需在容忍范围内,即 $f(x) \leq \tilde{z}(1 + \rho)$,其中 $\rho > 0$ 为恶化容忍度,表示考虑随机变量后 $f(x)$ 允许的最大波动范围;

(3) 对于任一约束 i ,考虑随机变量的 $F_i(x, \xi) \leq 0$ 在整个不确定集中不再恒成立,需引入松弛约束 $F_i(x, \xi) \leq \gamma_i$,其中松弛量 γ_i 可以量化衡量约束 i 的不可行度。

弱鲁棒优化的目标函数为最小不可行度,其经济要求由决策者调整 ρ 控制;综合不可行度 $\| \gamma \|$ 表示不可行度的范数,本文采用 1-范数即 $\gamma = (\gamma_1 + \gamma_2 + \dots + \gamma_n)$, n 为不可行度的总个数。

2 考虑风电辅助调频的弱鲁棒调度模型

2.1 考虑风电辅助调频调度模型

在现有的控制策略中,风电机组能够长时间降载运行,在特定风速下满足:

$$p_w = (1 - K)\tilde{p}_w \quad (2)$$

式中: p_w —风机降载运行参考点; \tilde{p}_w —MPPT 运行点; K —降载比参数,为 MPPT 输出功率与降载输出功率的比值。

降载运行所能提供的辅助调频容量如下:

$$\begin{cases} r_w^- = (\bar{K} - K)\tilde{p}_w \\ r_w^+ = K\tilde{p}_w \end{cases} \quad (3)$$

式中: r_w^+, r_w^- —风电场上、下调备用容量; \bar{K} — K 的上限值,其值越大意味着风机输出功率调节的范围越大,降载运行的最大调节区间约为 MPPT 模式的 10% ~ 20%^[13]。

传统调度模式中没有考虑风电场辅助调频能力,风场需弃风以保证系统的安全稳定;风电主动控制使得风电适当参与到系统调频当中,提供一定系统备用容量,减小系统备用压力,增大风电接入容量。考虑风

电辅助调频的调度模式下,不仅由 AGC 电厂平衡系统功率偏差,风电场也提供辅助调频。综上所述,本文提出考虑风电辅助调频调度模型。

(1) 目标函数。优化的目标为总运行成本最小,即:

$$\min f \quad (4)$$

$f = C_g^T p_g + C_g^{+T} r_g^+ + C_g^{-T} r_g^- + C_w^T p_w + C_w^{+T} r_w^+ + C_w^{-T} r_w^-$
 式中: p_g —传统机组计划出力; $r_g^+, r_g^-, r_w^+, r_w^-$ —传统机组和风电场提供的上、下调备用容量; C_g, C_w —传统机组、风电场的成本系数; $C_g^+, C_g^-, C_w^+, C_w^-$ —相应的上、下调备用成本系数。

(2) 约束条件。传统机组输出功率上、下限:

$$P_g^{\min} \leq p_g \leq P_g^{\max} \quad (5)$$

式中: P_g^{\min}, P_g^{\max} —机组的出力上、下限。

传统机组备用约束:

$$\begin{cases} 0 \leq r_g^+ \leq \min[P_g^{\max} - p_g, R_g^{\max}] \\ 0 \leq r_g^- \leq \min[p_g - P_g^{\min}, R_g^{\max}] \end{cases} \quad (6)$$

式中: R_g^{\max} —传统机组的爬坡容量,本文取 0.1 P_g^{\max} 。

风电场降载比约束:

$$0 \leq K \leq \bar{K} \quad (7)$$

式中: \bar{K} —降载比上限,本文统一设为 0.2。

风场备用约束。风场承担的备用应在以下限定范围备用约束:

$$\begin{cases} 0 \leq r_{w,t}^- \leq (\bar{K} - K) \bar{p}_w \\ 0 \leq r_{w,t}^+ \leq K \bar{p}_w \end{cases} \quad (8)$$

假设系统负荷预测完全准确,风电功率为唯一不确定性来源,机组备用仅需满足消纳风电波动的需求。同时传统机组及风场均以定比例承担调节功率以匹配系统失配功率,即:

$$\begin{cases} \Delta p_g = -M\xi \\ \Delta p_w = -T\xi \end{cases} \quad (9)$$

式中: ξ —风场 MPPT 模式下实际功率与预测值的误差; $\Delta p_g, \Delta p_w$ —风场、传统机组所承担的失配调整功率; M, T —传统机组、风场响应风电出力单位波动量的能力系数矩阵,且 $M_{ij} \geq 0, T_{kj} \geq 0$ 。

为了保证机组与风场的出力调节量刚好抵消风场出力波动, M 和 T 还需满足下式:

$$\sum_{i \in \Phi_C} M_{ij} + \sum_{k \in \Phi_W} T_{kj} = 1 - K_j, j \in \Phi_W \quad (10)$$

式中: Φ_W, Φ_C —风场、传统机组的节点集合。

降载运行可以减少风电出力波动, $1 - K_j$ 可近似表示风场 j 降载时和 MPPT 状态下的不确定误差的比值。另外,实际风场和机组的失配调整量应在自身承担的上下调容量内,即有:

$$\begin{cases} -r_g^- \leq \Delta p_g \leq r_g^+ \\ -r_w^- \leq \Delta p_w \leq r_w^+ \end{cases} \quad (11)$$

功率平衡约束:

$$\mathbf{1}^T p_g + \mathbf{1}^T \bar{p}_w = \mathbf{1}^T \bar{p}_d \quad (12)$$

式中: $\mathbf{1}^T$ —1 组成的向量; \bar{p}_d —负荷预测功率。

直流潮流及线路安全鲁棒约束:

$$\begin{aligned} \hat{p}_l &= G_w [(1 - K) \cdot (\bar{p}_w + \xi) + \Delta p_w] + \\ &G_g (p_g + \Delta p_g) - G_d \bar{p}_d - P_l^{\max} \leq \hat{p}_l \leq P_l^{\max} \end{aligned} \quad (13)$$

式中: G_g, G_w, G_d —直流潮流模型下传统机组、风电场、负荷的功率分配系数矩阵; \hat{p}_l —实际线路潮流, P_l^{\max} —该线路的潮流上限。

2.2 基准场景模型

基准场景模型中不考虑不确定性,即有风电预测误差期望和方差均为零。基准场景调度模型是为了求得考虑风电不确定性时的最优调度成本 \tilde{z} ,用于构建弱鲁棒模型:

$$\tilde{z} = \min f \quad (14)$$

2.3 弱鲁棒模型

基准场景下,调度模型中的风电出力不存在误差,但实际的决策中,误差 ξ 的存在不可避免:

$$\xi_i \in [-\varepsilon_i, \bar{\varepsilon}_i], i \in \Phi_W \quad (15)$$

式中: $\bar{\varepsilon}_i, \varepsilon_i$ —风电预测误差的上、下限。

在得到 \tilde{z} 的基础上,决策者根据实际需求,给定一个考虑不确定性后恶化容忍度 ρ ,得到调度成本约束 $f \leq \tilde{z}(1 + \rho)$ 。参照表 1,此时基于弱鲁棒优化的风电调度模型如下:

$$\begin{aligned} \min & \|\lambda\| \\ \text{s. t. } & f \leq \tilde{z}(1 + \rho) \\ & P_g^{\min} \leq p_g \leq P_g^{\max}, 0 \leq K \leq \bar{K} \\ & \begin{cases} 0 \leq r_g^+ \leq \min[P_g^{\max} - p_g, R_g^{\max}] \\ 0 \leq r_g^- \leq \min[p_g - P_g^{\min}, R_g^{\max}] \end{cases} \\ & 0 \leq r_{w,t}^- \leq (\bar{K} - K) \bar{p}_w, 0 \leq r_{w,t}^+ \leq K \bar{p}_w \\ & \sum_{i \in \Phi_C} M_{ij} + \sum_{k \in \Phi_W} T_{kj} = 1 - K_j \\ & 0 \leq M_{ij} \leq 1, 0 \leq T_{kj} \leq 1, j \in \Phi_W \\ & -r_g^- - \lambda_1 \leq \Delta p_g \leq r_g^+ + \lambda_2 \\ & -r_w^- - \lambda_3 \leq \Delta p_w \leq r_w^+ + \lambda_4 \\ & \mathbf{1}^T p_g + \mathbf{1}^T \bar{p}_w = \mathbf{1}^T \bar{p}_d \\ & -P_l^{\max} - \lambda_5 \leq \hat{p}_l \leq P_l^{\max} + \lambda_6 \end{aligned}$$

式中: λ —含不确定变量约束的松弛变量组成的向量, $\lambda = [\lambda_1^T, \lambda_2^T, \lambda_3^T, \lambda_4^T, \lambda_5^T, \lambda_6^T]^T$, MW。

本文利用 Matlab YALMIP 工具包建立基准场景^[14],并调用 IBM CPLEX 求解线性规划问题得到 \tilde{z} ,

将其作为常数代入弱鲁棒模型。可利用文献[15]的方法将上述考虑风电辅助调频的弱鲁棒经济调度模型转化成确定性的线性规划模型,进而可依旧利用上述工具建模求解。

3 案例分析

3.1 案例介绍

本文采用修改的含风电 IEEE 30 节点系统来验证弱鲁棒调度模型,其中风电场 W1、W2 替换原系统 11、13 节点处的发电机组,系统拓扑、节点负荷和网络参数见文献[16]。传统机组和风电场的参数分别如表(2,3)所示。

表 2 传统机组参数

No	$C_g/$ ($\$ \cdot \text{MW}^{-1}$)	P_g^{\min}/MW	P_g^{\max}/MW	$C_g^+, C_g^-/$ ($\$ \cdot \text{MW}$)
G1	21	50	260	18
G2	24	10	60	18
G3	23	0	30	15
G4	22	0	30	16

表 3 风电场参数

No	$C_w/$ ($\$ \cdot \text{MW}^{-1}$)	$C_w^+, C_w^-/$ ($\$ \cdot \text{MW}^{-1}$)	\bar{K}	\tilde{p}_w/MW
W1	20	19	0.2	50
W2	19	19	0.2	40

表 4 不同模式下各传统机组发电备用情况

No	基准场景模型			传统鲁棒模型			弱鲁棒模型		
	p_g/MW	r_g^+/MW	r_g^-/MW	p_g/MW	r_g^+/MW	r_g^-/MW	p_g/MW	r_g^+/MW	r_g^-/MW
G1	113.33	0	0	115.66	1.83	1.82	113.13	4.63	4.62
G2	16.67	0	0	25.42	4.08	4.07	22.87	6	6
G3	30	0	0	27	3	3	27	3	3
G4	30	0	0	27	3	3	27	3	3

表 5 不同模式下各风电场发电备用情况

No	基准场景模型			传统鲁棒模型			弱鲁棒模型		
	K	r_w^+/MW	r_w^-/MW	K	r_w^+/MW	r_w^-/MW	K	r_w^+/MW	r_w^-/MW
W1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
W2	0	0	0	0.100 3	4	4	0.087 6	2.93	2.93

由此表明:弱鲁棒可通过决策者人工控制容忍度参数 ρ 调节经济性,相对于传统鲁棒更加灵活,保守问题得到改善。且风电预测误差越大,弱鲁棒带来的经济效益越明显。

3.2.2 恶化容忍度的影响

分别比较两种模式:(1)风电辅助调频;(2)MPPT 模式。对弱鲁棒备用计划的影响。两种模式下不可行度 $\|\lambda\|$ 和容忍度 ρ 的关系如图 1 所示。

当容忍度 $\rho < 4\%$ 时,两种模式的不可行度 $\|\lambda\|$ 基本相同且较大,优化结果都非常接近基准场景模型的解;当逐渐放宽 $\rho > 4\%$,考虑风电辅助调频在相同 ρ 下,

3.2 试验结果与分析

3.2.1 方法对比研究

以下分别比较 10% 和 15% 的风电功率预测误差下的调度结果。

(1)10% 预测误差。为了对比传统鲁棒模型和弱鲁棒模型的调度效果,不同模型的传统机组和风电场发电备用计划如表(4,5)所示。

基准场景模型的总费用 $\tilde{z} = 4\ 130.01\ \$$,风电场 $K=0$,且由于模型中不考虑风电不确定性,各机组的备用需求为零,此时 $\|\lambda\| = 36\ \text{MW}$ 较高;当恶化容忍度 ρ 取 14%,弱鲁棒模型的总费用为 $4\ 708.21\ \$$,W2 风电降载运行,并提供一定备用,同传统机组一起消纳风电波动,其 $\|\lambda\| = 2.15\ \text{MW}$ 较低;而考虑辅助调频的传统鲁棒模型求得总费用为 $4\ 750.8\ \$$,相对于 \tilde{z} 恶化了 15.03%,风电降载比相对其他两种模型结果较大,弃风更多,但由于整体上备用需求较多,不可行度 $\|\lambda\| = 0$ 。

(2)15% 预测误差。当风电功率预测误差为 15% 时,传统鲁棒模型的总费用 $4\ 905.59\ \$$, $\|\lambda\| = 0$,弱鲁棒模型的总费用 $4\ 708.23\ \$$, $\|\lambda\| = 9.53\ \text{MW}$ 。可见风电预测误差越大,弱鲁棒优化可带来较高的经济效益。

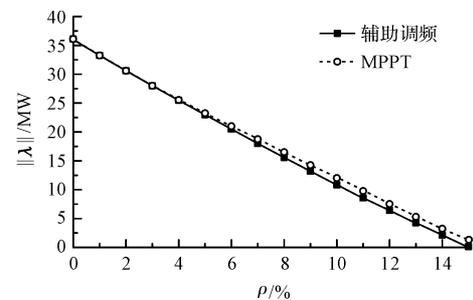


图 1 不同控制模式下 $\|\lambda\| - \rho$ 曲线

不可行度 $\|\lambda\|$ 更小,即在相同经济性要求下,考虑风电辅助调频相比传统 MPPT 模式有更优的可行解。

4 结束语

本文提出一种考虑风电辅助调频的弱鲁棒经济调度模型,算例结果表明:该方法能够通过控制基准场景恶化容忍度,得到具有一定鲁棒性的调度解;且相对于风电定功率控制模式具有更高可行度,缓解了传统机组备用压力。

相对于侧重于调度解的鲁棒性的传统鲁棒优化,弱鲁棒优化更加关注决策者关心的经济性问题,且风电预测误差越大,其带来的经济效益越明显。

参考文献 (References):

- [1] UMMELS B C, GIBESCU M, PELGRUM E, et al. Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch[J]. **IEEE Transactions on energy conversion**, 2007, 22(1):44-51.
- [2] 汪超群, 韦化, 吴思缘. 计及风电不确定性的随机安全约束机组组合[J]. **电网技术**, 2017(5):1419-1427.
- [3] ZUBO R H A, MOKRYANI G, RAJAMANI H-S, et al. Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: a review[J]. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017(72):1177-1198.
- [4] XU J, YI X, SUN Y, et al. Stochastic optimal scheduling based on scenario analysis for wind farms[J]. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2017, 8(4):1548-1559.
- [5] ZHAN Y, ZHENG Q P, WANG J, et al. Generation expansion planning with large amounts of wind power via decision-dependent stochastic programming[J]. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2017, 32(4):3015-3026.
- [6] 季峰, 蔡兴国, 王超柱. 基于弱鲁棒优化的含风电电力系统调度方法[J]. **中国电机工程学报**, 2016, 36(17):4600-4609.
- [7] WEI W, LIU F, MEU S W, et al. Robust energy and reserve dispatch under variable renewable generation [J]. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2015, 6(1):369-380.
- [8] WANG H M, JOSEFSSON R, MEHMEDOVIC H. Frequency controlling wind power modeling of control strategies[J]. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2013, 4(4):954-959.
- [9] FU Y, WANG Y, ZHANG X. Integrated wind turbine controller with virtual inertia and primary frequency responses for grid dynamic frequency support [J]. **IET Renewable Power Generation**, 2016, 11(8):1129-1137.
- [10] TENG F, STRBAC G. Assessment of the role and value of frequency response support from wind plants [J]. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2016, 7(2):586-595.
- [11] SCHÖBEL A. Generalized light robustness and the trade-off between robustness and nominal quality [J]. **Mathematical Methods of Operations Research**, 2014, 80(2):161-191.
- [12] BEN-TAL A, NEMIROVSKI A. Robust convex optimization [J]. **Mathematics of operations research**, 1998, 23(4):769-805.
- [13] ATTYA A B T, HARTKOPF T. Control and quantification of kinetic energy released by wind farms during power system frequency drops [J]. **IET Renewable Power Generation**, 2013, 7(3):210-224.
- [14] LOFBERG J. YALMIP: a toolbox for modeling and optimization in Matlab [C]. 2004 IEEE International Conference on Computer Aided Control Systems Design, TanPei: IEEE, 2004.
- [15] BEN-TAL A, EL G L, NEMIROVSKI A. Robust optimization [M]: Princeton: Princeton University Press, 2009.
- [16] University of Washington Electrical Engineering Website. Power flow test cases-30bus [EB/OL]. <https://www2.ee.washington.edu/research/pstca>.

[编辑:李辉]

本文引用格式:

林峰, 王虹富, 汪震. 考虑风电辅助调频的弱鲁棒调度模型[J]. **机电工程**, 2018, 35(7):746-750.

LIN Feng, WANG Hong-fu, WANG Zhen. Light robustness based dispatch model considered wind power's ancillary frequency [J]. **Journal of Mechanical & Electrical Engineering**, 2018, 35(7):746-750.

《机电工程》杂志; <http://www.meem.com.cn>