

考虑火电机组调度计划交付能力的 风火电联合优化与调度

高云龙*, 王伟萧

(厦门大学航空航天学院, 福建 厦门 361102)

摘要: 为了规模化开发利用风电, 应对高不确定性风电资源的大规模接入, 针对我国贫油、少气、富煤的能源结构布局, 主要从火电机组调度计划交付能力的角度来研究风火电联合优化与调度, 探索充分发挥风火发电的互补机制与理论方法。通过引入机会约束规划来处理风电的随机性, 并建立了含概率约束的不确定模型。针对离散时间调度模型中存在的能量不可交付和备用容量上下限不可达的问题, 提出含积分约束的连续时间调度模型, 将风火电联合优化与调度这一实际问题建模为一个含连续时间约束与概率约束的不确定非线性规划问题, 并给出将该问题转化为确定性问题的方法。对所提出的连续时间调度模型进行实验仿真表明了该模型的合理性和有效性。

关键词: 风电; 电力系统优化调度; 机会约束; 连续时间调度模型

中图分类号: TM 301

文献标志码: A

文章编号: 0438-0479(2019)01-0111-05

根据中国风电发展目标所设定的路线图^[1], 到 2020, 2030 和 2050 年, 风电装机容量将分别达到 2 亿、4 亿和 10 亿 kW, 成为中国的五大电源之一, 预计到 2050 年能满足 17% 的电力需求。风电作为清洁低碳能源, 是目前技术最成熟、基本可实现商业化且最具发展潜力的新兴可再生能源。随着风电并网规模的扩大, 风电的随机性、间歇性和反调峰等特性对电力系统安全稳定运行带来了新的挑战。在电力系统优化调度中, 如何有效地应对风电的不稳定性成为目前研究热点^[2]。

葛炬等^[3]建立了风电出力偏差的概率密度分析函数, 提出了基于机会约束规划的含风电场电力系统旋转备用模型。Hu 等^[4]在求解经济调度问题时采用鲁棒调度策略, 以应对风电的不确定性。Shuklo 等^[5]利用聚类技术削减场景, 并采用引力搜索算法求解模型。Bangerjee 等^[6]建立了计及阀点效应的短期风水火电联合调度模型。

但是这些研究忽略了常规发电机组的能量与备用调度计划的可实现性。目前电力系统优化调度通常

采用离散时间进行建模^[3-6], 用机组调度时段内的平均功率代替机组的连续时间出力, 但是在实际生产过程中火电机组的出力是连续变化的, 离散时间调度模型会导致调度时段内能量具有不可交付性。例如: Guan 等^[7]详细阐述了电力生产过程中离散时间调度即使满足出力的爬升约束, 也可能存在能量的不可交付性; 高云龙等^[8]以实例说明了离散调度模型中备用容量上下限存在不可达的情况。

因此, 本文中考虑风电的随机性并基于机会约束规划建立了含积分约束的含风电的电力系统优化与调度模型。基于已有文献的研究结果, 最终将含概率约束的模型转化为确定性模型进行求解。

1 风电连续建模

1.1 机会约束规划

机会约束规划是随机规划的重要分支, 采用允许所做决策在一定程度上不满足约束条件, 但是该决策应使约束条件成立的概率不小于某一置信水平的原

收稿日期: 2017-11-20 录用日期: 2018-07-16

基金项目: 国家自然科学基金(61203176); 福建省自然科学基金(2013J05098, 2016J01756); 厦门大学大学生创新创业训练计划(2016Y0452)

* 通信作者: gaoyl@xmu.edu.cn

引文格式: 高云龙, 王伟萧. 考虑火电机组调度计划交付能力的风火电联合优化与调度[J]. 厦门大学学报(自然科学版), 2019, 58(1): 111-115.

Citation: GAO Y L, WANG W X. Optimization based scheduling for wind power integrated system considering the delivery capability of the thermal power unit[J]. J Xiamen Univ Nat Sci, 2019, 58(1): 111-115. (in Chinese)



则,模型^[9]为:

$$\text{s.t.} \begin{cases} P\{f(x, \xi) \leq \bar{f}\} \geq \omega_1, \\ P\{h_j(x, \xi) \leq 0, j=1, 2, \dots, p\} \geq \omega_2. \end{cases} \quad (1)$$

其中: x 为 n 维决策向量; ξ 为随机向量; $f(x, \xi)$ 为目标函数; $h_j(x, \xi)$ 为随机约束函数; $P\{\cdot\}$ 为 $\{\cdot\}$ 中事件成立的概率; ω_1 和 ω_2 分别为事先给定的目标函数和约束条件的置信水平。

1.2 基于机会约束规划的连续时间调度模型

本文中火电机组总发电成本与备用成本之和最小作为目标函数:

$$\min_{r_i^{up}(k), r_i^{down}(k), p_i(k)} f = \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^N (C(p_i(k)) + \bar{q}_i r_i^{up}(k) + \underline{q}_i r_i^{down}(k)), \quad (2)$$

其中: f 为调度周期内火电机组的总发电成本与总备用成本之和; k 为调度时段数; N 为火电机组个数; $p_i(k)$ 为第 i 台机组在第 k 时段的发电能量; $C(p_i(k))$ 为第 i 台机组在第 k 时段的发电成本; $r_i^{up}(k)$ 和 $r_i^{down}(k)$ 分别表示为第 i 台机组在第 k 时段提供的上、下旋转备用电量; \bar{q}_i 和 \underline{q}_i 分别表示为第 i 台机组上、下旋转备用的报价成本。

系统约束包括:

1) 系统负载平衡约束

$$\sum_{i=1}^N p_i(k) + p_w(k) = D(k). \quad (3)$$

其中: $D(k)$ 为第 k 个调度时段电量需求; $p_w(k)$ 为风电场在第 k 个调度时段的发电量, 满足: $p_w(k) = P_w(k) \cdot \tau$, 其中 τ 为每个调度时段的时间长度。

2) 上下旋转备用约束:

$$P\left\{\sum_{i=1}^N r_i^{up}(k) \geq R_D(k) + u_s \% P_w(k)\right\} \geq \eta_1, \quad (4)$$

$$P\left\{\sum_{i=1}^N r_i^{down}(k) \geq d_s \% P_w(k)\right\} \geq \eta_2. \quad (5)$$

其中: $u_s \%$ 和 $d_s \%$ 分别表示为风电波动对上、下旋转备用的需求; η_1 和 η_2 为旋转备用的置信水平。

单个机组的物理运行约束包括:

1) 发电量和发电功率的关系:

$$p_i(k) = \int_{(k-1)\tau}^{k\tau} g_i(t) dt, \quad (6)$$

其中 $g_i(t)$ 为第 i 台机组的瞬时发电功率。

2) 火电机组发电能力约束:

$$P_{\min,i} \leq g(t) \leq P_{\max,i}. \quad (7)$$

3) 发电功率和机组爬坡率的关系:

$$g_i(t) = g_i(0) + \int_0^t u_i(\zeta) d\zeta, \quad (8)$$

式中 $u_i(t)$ 表示第 i 台机组在 t 时刻瞬时爬坡率。

4) 爬坡率上下限约束:

$$-\Delta_i \leq u_i(t) \leq \Delta_i, \quad (9)$$

式中 Δ_i 表示机组的最大升降负荷能力。

5) 备用容量上下限约束:

$$0 \leq r_i^{up}(k) \leq r_{i,\max}^{up}(k), \quad (10)$$

$$0 \leq r_i^{down}(k) \leq r_{i,\max}^{down}(k). \quad (11)$$

6) 初始时刻机组出力限制:

$$g_i(0) = g_{i,0}^*, \quad (12)$$

式中 $g_{i,0}^*$ 表示第 i 台机组初始时刻的发电功率。

7) 风电场的出力约束:

$$0 \leq P_w(k) \leq w_{\max}, \quad (13)$$

式中 w_{\max} 为风电场的装机最大容量. 引入概率约束:

$$P\{w(k) \geq P_w(k)\} \geq \rho, \quad (14)$$

其中 ρ 是风电约束的置信水平。

2 风电预测

本文中假设风电出力服从 Beta 分布^[10], 则概率密度分布函数为:

$$f_{X_k}(x_k) = \begin{cases} \frac{1}{B(\alpha_k, \beta_k)} x_k^{\alpha_k-1} (1-x_k)^{\beta_k-1}, & 0 < x_k < 1, \\ 0, & \text{其他.} \end{cases} \quad (15)$$

其中: x_k 表示归一化后的风电出力, 满足 $x_k = w_k / w_{\max}$, $x_k \in [0, 1]$; $B(\alpha_k, \beta_k)$ 是 Beta 函数, 根据第 k 个调度时段风电出力归一化的均值 μ_k 和标准差 σ_k 的预测结果, 求得 α_k 和 β_k 。

$$E(x_k) = \frac{\mu_k}{w_{\max}} = \frac{\alpha_k}{\alpha_k + \beta_k}, \quad (16)$$

$$D(x_k) = \left(\frac{\sigma_k}{w_{\max}}\right)^2 = \frac{\alpha_k \beta_k}{(\alpha_k + \beta_k)^2 (\alpha_k + \beta_k + 1)}. \quad (17)$$

记 w_k 的分布函数为 $F_{W_k}(w_k)$, 可推导得到

$$F_{W_k}(w_k) = P\{W_k \leq w_k\} = P\{w_{\max} X_k \leq w_k\} = F_{X_k}(w_k / w_{\max}). \quad (18)$$

3 模型转化

3.1 概率约束处理

结合式(18)将概率约束条件(4)、(5)和(14)分别

<http://jxmu.xmu.edu.cn>

转化为确定性约束条件:

$$\sum_{i=1}^N r_i^{up}(k) \geq R_D(k) + u_s \% \cdot \omega_{max} F_{X_k}^{-1}(\eta_1), \tag{19}$$

$$\sum_{i=1}^N r_i^{down}(k) \geq d_s \% \cdot \omega_{max} F_{X_k}^{-1}(\eta_2), \tag{20}$$

$$0 \leq P_w(k) \leq \omega_{max} F_{X_k}^{-1}(1 - \rho). \tag{21}$$

3.2 积分约束处理

定理 1 设 $p_i(k), g_i(t)$ 满足约束(6)~(9), 则有下列结论成立:

$$|g_{i,k} - g_{i,k-1}| \leq \Delta_i \cdot \tau, \tag{22}$$

$$\underline{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k}) \leq p_i(k) \leq \bar{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k}). \tag{23}$$

基于定理 1, 将等式约束(6)~(9)转化为不等式约束(22)和(23).

4 考虑火电机组调度计划交付能力的风火电联合调度模型

结合(2)、(3)、(7)、(10)~(12)、(19)~(23), 最终将考虑火电机组调度计划交付能力的风火电联合

调度, 转化为一个确定的非线性问题.

对于该问题, 本文中借助 MATLAB 优化工具箱中的序列二次规划对调度模型进行求解.

5 实验仿真

采用 8 台火电机组和 1 个风电场组成的电力系统作为测试对象进行实验仿真, 基于文献[11]中数据, 使用本文中方法给出调度结果, 如表 1 所示, $R_D(k)$ 取各调度时段系统负荷需求的 5%.

风电场的装机容量为 200 MW, 文献[12]中的表 1 列出了调度周期内风电预测的均值和标准差以及参数 α_k 和 β_k .

当置信水平 $\rho = \eta_1 = \eta_2 = 0.9$ 时, 表 1 显示在不同爬坡率的条件下, 离散时间调度模型中常规机组的发电成本都低于连续时间调度模型, 这是因为离散时间调度模型, 放松了对机组的物理运行约束, 将过多的负荷分配到发电成本较低的机组上, 但是调度结果在实际调度过程中无法精确提供. 而本文中的调度模型, 调度结果可精确实现, 显然安全性更高.

表 1 在不同爬坡水平下的火电机组发电成本

Tab.1 The generation cost of thermal units under different ramp rate

元

模型类型	不同爬坡水平下火电机组发电成本				
	$\Delta_i = 5\% \cdot P_{max,i}$	$\Delta_i = 4\% \cdot P_{max,i}$	$\Delta_i = 3\% \cdot P_{max,i}$	$\Delta_i = 2\% \cdot P_{max,i}$	$\Delta_i = 1.5\% \cdot P_{max,i}$
连续时间模型	637 720	637 723	637 727	637 735	637 743
离散时间模型	637 712	637 712	637 711	637 712	637 712

从图 1 可以看出, 离散时间调度模型中 5 号机组的发电量在各个调度时段都低于连续时间模型. 这是由于 5 号机组发电成本较高, 离散时间调度模型将更多的发电量集中在发电成本较低的机组上, 而在连续

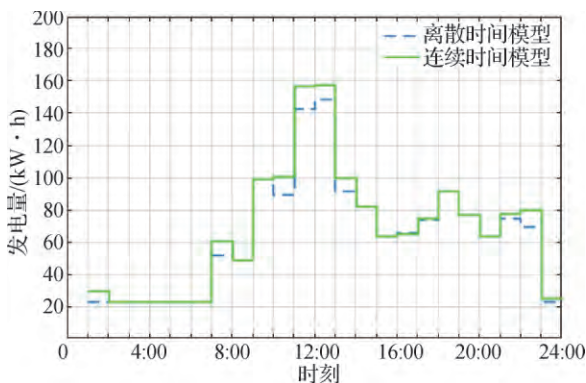


图 1 5 号机组发电量在离散时间模型和连续时间模型的对比
Fig.1 Comparison of energy delivery of unit 5 in the discrete time model and continuous time model

时间调度模型中, 一部分发电成本较低机组被重新优化分配.

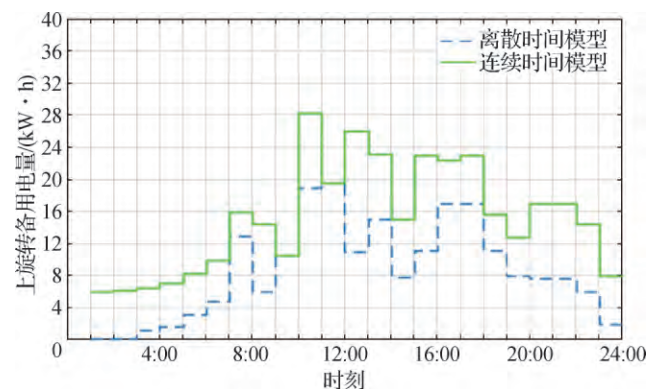


图 2 5 号机组可以提供的上旋转备用在离散时间模型和连续时间模型的对比

Fig.2 Comparison of up spinning reserve of unit 5 in the discrete time model and continuous time model

从图 2 可以看出,连续时间调度模型中 5 号机组的备用发电量远远高于离散时间调度模型,这是因为:离散时间调度模型中对备用的约束不严格,造成工作在最大处理区域的发电机组提供了部分备用,而在连续时间调度模型中备用容量由可精确提供备用的机组提供。

从表 2 可以看出当置信水平从 1.0 降到 0.8,系统能提供的上下旋转备用减少,总发电成本相应地减少,但是电力系统运行的风险性增大.从表 3 可以看出随着 ρ 变高,风电的穿透功率越小,风电接入电力系统的可接受风电容量越小。

表 2 旋转备用容量的置信水平对电力系统经济性影响

Tab.2 Influence of confidence level of spinning reserve on the economy of the power system

η	总发电成本/元	上旋转备用/kW	下旋转备用/kW
1.0	640 252	2 440.8	1 920.1
0.9	639 792	2 040.9	1 106.6
0.8	639 744	1 999.1	1 023.4

表 3 ρ 对风电场穿透功率的影响

Tab.3 Influence of ρ on the penetration power of wind farm

ρ	风电穿透功率/kW
0.1	92
0.3	79
0.5	704
0.7	60
0.9	46

图 3 可以看出 ρ 越高,电力系统接纳的风电越少.从图 4 中可以看出随着 ρ 减小,电力系统的总成本越来越低,但是当风电渗透度越大,电力系统的安全性能变差,系统需要提供更多的备用来应对风电的随机性。

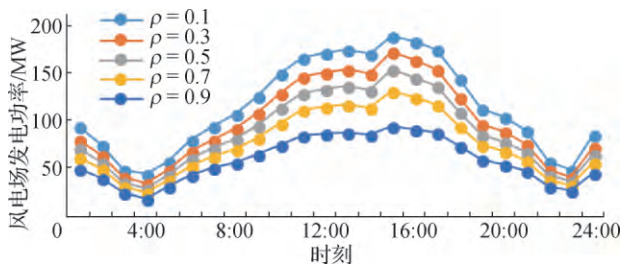


图 3 不同的 ρ 下风电场在各个调度时段的发电功率对比

Fig.3 Comparison of wind power in each scheduling period under different ρ

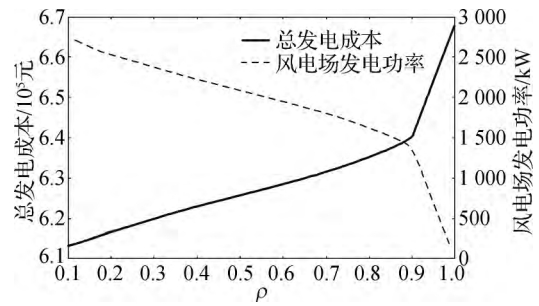


图 4 发电成本和风电场发电功率随 ρ 变化

Fig.4 Total generation cost and wind power under different ρ

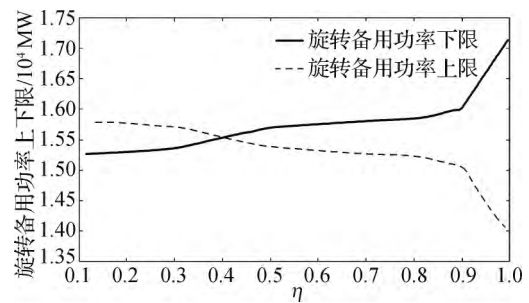


图 5 上下旋转备用容量随备用容量的置信水平的变化

Fig.5 The total up and down spinning reserve under different confidence levels of reserve

由图 5 中看出随着 ρ 的减小,上旋转备用功率上限越来越大,下旋转备用上限越来越小.因此在实际的含风电的电力系统优化调度中需要综合考虑发电成本和系统的运行风险,通过权衡两方面影响来制定经济可靠的发电计划。

6 结 论

本文中主要研究基于机会约束规划,建立了考虑火电机组调度计划交付能力的含风电的电力系统优化和调度模型,并设计了将该模型转化为一个确定性问题的求解方法.通过与传统的离散时间模型相比,本文中连续时间模型更加精确地实现调度且更符合电力系统的实际运行状态.通过仿真实验,分析了不同 ρ 下的发电成本,结果显示,本文中所建立的连续时间调度模型具有合理性和可靠性。

参考文献:

[1] 国家发展和改革委员会能源研究所,国际能源署.中国风电发展路线图 2050[R].北京:国家发展和改革委员会能源研究所,2011.

- [2] 薛禹胜,雷兴,薛峰,等.关于风电不确定性对电力系统影响的评述[J].中国电机工程学报,2014,34(29):5029-5040.
- [3] 葛炬,王飞,张粒子.含风电场电力系统旋转备用获取模型[J].电力系统自动化,2010,34(6):32-36.
- [4] HU B Q, WU L, GUAN X H, et al. Comparison of variant robust SCUC models for operational security and economics of power systems under uncertainty[J]. Electric Power Systems Research, 2016, 133: 121-131.
- [5] SHUKLA A, SINGH S N. Cluster based wind - hydro-thermal unit commitment using GSA algorithm [C] // 2014 IEEE PES General Meeting Conference & Exposition. [S.l.]: IEEE, 2014: 1-5.
- [6] BANGERJEE S, DASGUPTA K, CHANDA C K. Short term hydro - wind-thermal scheduling based on particle swarm optimization technique [J]. Electrical Power and Energy Systems, 2016, 81: 275-288.
- [7] GUAN X H, GAO F, SVOBODA A J. Energy delivery capacity and generation scheduling in the deregulated electric power market[J]. IEEE Trans Power Syst, 2000, 15(4): 1275-1280.
- [8] 高云龙,潘金艳,杨子江,等.电力系统能量与备用联合优化与精确调度[J].中国科学:技术科学,2012,42(1):47-56.
- [9] 刘宝碇,赵瑞清,王纲.不确定规划及应用[M].北京:清华大学出版社,2003:79-87.
- [10] BLUDSZUWEIT H, DOMINGUEZ-NAVARRO J A, LLOMBART A. Statistical analysis of wind power forecast error[J]. IEEE Trans Power Systems, 2008, 23(3): 983-991.
- [11] 管晓宏,翟桥柱,冯泳翰,等.一类含积分约束的生产制造系统优化调度[J].中国科学:技术科学,2010,40(1):41-51.
- [12] 张海峰,高峰,吴江.含风电的电力系统动态经济调度模型[J].电网技术,2013,37(5):1298-1303.

Optimization based scheduling for wind power integrated system considering the delivery capability of the thermal power unit

GAO Yunlong*, WANG Weixiao

(School of Aerospace Engineering, Xiamen University, Xiamen 361102, China)

Abstract: In order to scale up development and utilization of wind power and coping with large scale of high uncertainty of wind sources, we urgently need to explore and fully develop the complementary mechanism and theory method of wind-thermal power generation to deal with China's poor-oil, less-gas and rich-coal energy structure and arrangement. Through introducing chance constrained programming to cope with the randomness of wind power, we establishes uncertain model with probability constraints. Considering the generation schedule obtained with discrete-time model might be unrealizable in terms of energy and the upper and lower bounds of spinning reserve offered by a unit is unreachable, a new model for optimization based scheduling model with integral constraints is presented. Finally based on the idea of model transformation, the random dispatching model containing probability constraints is transformed into an equivalent deterministic model. Simulation experiments for the optimization based accurate scheduling for wind power integrated system is performed and simulation results are discussed. It is demonstrated the new model is reasonable and effective.

Keywords: wind power; power system scheduling; chance constrained; continuous-time scheduling model