

· 电网技术 ·

机组组合问题的仿射可调整鲁棒优化模型与算法

李利利, 丁 怡, 涂孟夫, 谢丽荣

(南瑞集团公司(国网电力科学研究院), 江苏 南京 211106)

摘要:为了有效应对电力系统调度决策中的不确定因素,尤其是大规模间歇式能源并网所带来的不确定性,提出基于仿射可调整鲁棒优化理论的不确定机组组合求解方法。建立了不确定机组组合问题的仿射可调整鲁棒优化模型,利用线性决策规则建立决策变量与不确定参数之间的仿射关系,从而将两阶段问题转化为单个阶段优化问题,在此基础上,采用对偶理论将模型转化为可以直接求解的标准混合整数规划模型。通过标准算例测试,验证了该方法的有效性。

关键词:发电计划;不确定性;鲁棒优化;安全约束机组组合;线性决策规则

中图分类号: TM734

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2017)03-0033-05

0 引言

为应对能源危机和环境问题,以风电为代表的新能源发电近年来得到了快速发展。与常规电源相比,新能源发电具有间歇性、波动性、不完全可预测性等调度运行特点。这些特点显著增加了电力系统运行的不确定性,给安全约束机组组合(SCUC)带来了新的挑战和要求^[1-4]。为此,当前迫切需要建立考虑新能源发电不确定性的调度计划优化技术手段。

从运筹学的角度,对不确定问题的处理主要有随机规划、模糊规划、鲁棒优化等方法^[5]。其中,鲁棒优化以其对问题不确定性数据的分布信息不作过多假设、最优解对不确定集合内的任意元素都保证约束可行性的特点,具有突出的优势^[6]。目前,鲁棒优化理论已经被用于解决电力系统运行中的多种不确定性问题,包括:考虑多个发电机组随机故障的机组组合建模^[7]、考虑电价不确定性的电厂竞价曲线构建^[8]、考虑相关规划不确定性的电网支持插入式混合动力电动汽车(PHEVs)潜力评估^[9]、风电并网最大装机容量计算^[10]等。

与此同时,应用鲁棒优化理论解决不确定机组组合问题也逐渐得到国内外学者的关注。文献[11]提出了电力系统鲁棒经济调度的理论框架,为大规模新能源并网后电网调度提供了一种解决方案。发电计划在时序上可以划分为机组的启停优化与实时出力分配两部分内容,机组启停决策应该在不确定因素实现之前获得具体的结果,而出力决

策则需要依赖于不确定因素的实际值,根据功率平衡实时计算获得。文献[12,13]提出了机组组合的两阶段鲁棒优化模型,能够在负荷或新能源发电不确定条件下提供鲁棒的开停机决策结果。文献[14]将两阶段鲁棒优化方法用于求解故障约束机组组合问题。文献[15]同时考虑风力发电与价格弹性负荷的不确定性,提出了多阶段鲁棒机组组合模型。

在算法方面,两阶段鲁棒优化问题的模型为混合整数非线性规划且具有较高的复杂度,难以采用成熟的算法软件直接求解。为了便于计算,上述文献均采用分解算法,如 Benders 对偶分解技术^[12-14]或原始分解技术^[15],将问题分解为主问题与子问题后迭代求解。然而,分解迭代算法需要在迭代过程中巧妙构建割平面约束以加速收敛^[13],鲁棒优化问题的复杂性会使得计算性能得不到保障。同时,分解后的子问题是一个包含双线性目标函数的非线性规划问题,难以求取全局最优解。

本文探索了一条直接求解鲁棒机组组合问题的可行途径。建立了不确定机组组合问题的仿射可调整鲁棒优化模型,利用线性决策规则建立决策变量与不确定参数之间的仿射关系,从而将两阶段问题转化为单个阶段优化问题,在此基础上,采用对偶理论将模型转化为可以直接求解的标准混合整数规划模型。通过标准算例测试,验证了该方法的有效性。

1 可调整鲁棒机组组合模型

可调整鲁棒优化的主要思想是把决策变量划分为可调整变量和不可调整变量进行分阶段决策。由文献[17],依赖于不确定集并随着不确定参数变

收稿日期:2016-11-30;修回日期:2017-01-15

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51577031);国家电网公司科技项目(考虑多基地和直流外送的新能源消纳调度决策分析和评价方法研究及应用)

化而调整其值的变量称为可调整变量,而在不确定参数实现前就已确定的变量称为不可调整变量。

对于不确定机组组合问题而言,机组状态应该在不确定因素实现之前确定具体的结果,属于不可调整变量。机组出力需要根据负荷平衡的等式约束,在不确定因素实现之后才能获得其具体的结果,属于可调整变量。

根据可调整鲁棒优化理论,建立不确定机组组合的鲁棒优化模型。为简化叙述,模型采用与文献[13]类似的紧凑表达形式,具体如下:

$$\min_{x,y} (\mathbf{c}^T x + \max_{d \in D} \mathbf{b}^T y(d)) \quad (1)$$

约束条件为:

$$\mathbf{F}x \leq \mathbf{f} \quad (2)$$

$$\mathbf{H}y(d) \leq \mathbf{h}(d) \quad \forall d \in D \quad (3)$$

$$\mathbf{A}x + \mathbf{B}y(d) \leq \mathbf{g} \quad \forall d \in D \quad (4)$$

$$\mathbf{T}y(d) + \mathbf{W}d = \mathbf{l} \quad \forall d \in D \quad (5)$$

式中: x 表示与机组状态相关的二进制变量,包括机组在各时段的启停状态、开机标志与停机标志; y 表示与机组出力相关的连续变量; d 表示电网运行中的不确定参数; D 为不确定集合; $\mathbf{c}, \mathbf{b}, \mathbf{F}, \mathbf{f}, \mathbf{A}, \mathbf{B}, \mathbf{g}, \mathbf{H}, \mathbf{h}, \mathbf{T}, \mathbf{W}, \mathbf{l}$ 均为紧凑模型表达中的各类参数向量。式(1)描述的目标函数为最小化机组启停成本与不确定集合中最坏情况下的机组出力成本;式(2)为与机组状态相关的约束条件,包括启停状态约束、最小开停机时间约束;式(3)为与机组出力相关的约束条件,包括备用需求约束、机组爬坡约束、直流潮流电网安全约束;式(4)为与机组状态和出力相耦合的约束条件,如机组出力上下限约束;式(5)为系统平衡约束。

根据上述模型,在机组组合优化时考虑了不确定集合 D 所描述的所有可能的情况,机组启停决策 x 均保持可行性,因此结果是鲁棒的。在经济调度优化中,有功出力 $y(d)$ 是不确定参数 d 的函数,能够随着不确定性参数 d 的实际值而变化,因而对于不确定集合中的任意实现而言是可调整的,这与电网运行中的实时调度功能是一致的。

需要说明的是,应用鲁棒优化理论解决电力系统实际问题时,其决策的保守性也引起了运行人员的担忧,如何构造合理的不确定集合尤为重要。以新能源发电为例,现实中不太可能发生所有预测同时达到边界的情况,不确定集合的构建可以综合考虑新能源发电的时空相关性,加入不确定预算约束,限制不确定性对预测的总体偏离程度,避免结果过于保守。不确定性集合的相关研究详见文献[12,13],本文不再赘述。

2 仿射可调整鲁棒机组组合模型

在可调整鲁棒机组组合模型中,机组出力建模为可调整变量,其与不确定参数之间的函数形式 $y(d)$ 是由优化问题隐式决定的,该模型难以直接求解。为此,本文采用仿射函数建立可调整变量与其所依赖的不确定参数之间的仿射关系,从而使模型变得易于求解。

在包含风电的发电调度过程中,基于电力平衡原则,只有当不确定性风电的实际值已知之后,通过实时有功调度,常规机组的有功出力才能最终确定。因此,在常规机组可调容量充裕的情况下,可以采用合理的假设,即假设常规机组出力可以根据对应的风电出力进行自动调整。为此,引入常规机组出力与其所依赖的风电出力之间的反馈规则,设定常规机组出力为相应不确定风电的仿射函数。

线性仿射函数预先假设可调整变量与不确定参数之间线性相关,又称为线性决策规则,主要用于运筹学领域,其理论与实例介绍详见专著[17]。线性仿射函数下的机组出力不再是完全可调整的,而是限于由仿射函数提供的调整范围。虽然相对自由化仿射函数而言无法获得最优的结果,然而自由化仿射函数通常难以求解,限制了其实际应用。采用线性仿射函数的鲁棒机组组合模型是一个线性优化问题,相对于非线性问题而言易于求解。在不确定机组组合问题中,机组出力建模为不确定参数的线性仿射函数,随着不确定参数的变化而进行调整。仿射函数定义如下:

$$y(d) = y_0 + \sum_{k=1}^K y_k d_k \quad (6)$$

式中: K 为系统中风电场的个数; d_k 为风电场的有功出力; y_0 与 y_k 为新引入的中间决策变量,其值通过求解鲁棒优化模型确定。在优化模型中显式包含该仿射函数,将可调整鲁棒机组组合模型转化为一个单个阶段的优化问题,转化后的模型具体如下,其中 Q 为新引入的中间变量。

$$\min_{x,y} (\mathbf{c}^T x + Q) \quad (7)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{F}x \leq \mathbf{f} \quad (8)$$

$$\max_{d \in D} \mathbf{b}^T (y_0 + \sum_{k=1}^K y_k d_k) \leq Q \quad (9)$$

$$\max_{d \in D} \{ \mathbf{H} (y_0 + \sum_{k=1}^K y_k d_k) - \mathbf{h}(d) \} \leq 0 \quad (10)$$

$$\max_{d \in D} \{ \mathbf{A}x + \mathbf{B} (y_0 + \sum_{k=1}^K y_k d_k) - \mathbf{g} \} \leq 0 \quad (11)$$

$$\mathbf{T} (y_0 + \sum_{k=1}^K y_k d_k) + \mathbf{W}d - \mathbf{l} = 0 \quad (12)$$

式中: Q 表示机组的经济调度成本;式(7—12)为机组组合模型式(1—5)中代入仿射函数转化而来。式(7)为总成本最低的鲁棒优化目标函数;式(8)包括启停状态约束、最小开停机时间约束;式(9)为总成本中的经济调度成本约束;式(10)包括备用需求约束、机组爬坡约束、电网安全约束;式(11)为机组出力上下限约束;式(12)为系统平衡约束。

3 模型求解

在上述仿射可调整鲁棒模型中,由于式(9—12)中非线性因素的存在,无法直接求解。为此,采用对偶理论进一步对模型进行转化。为便于叙述,假设不确定集合 D 为“盒式”不等式^[11]:

$$D = \{d_k \mid d_{k0} - \Delta d_k \leq d_k \leq d_{k0} + \Delta d_k\} \quad (13)$$

其中, $d_k, d_{k0}, \Delta d_k$ 分别为风电场 k 的出力实际值、波动区间中值与波动区间半径。分别以不等式(9)、等式(12)为例说明模型转化过程,不等式(10)和(11)的转化原理与式(9)相同,不再赘述。

为了保证不等式(9)的可行性,即最坏情况下的经济调度成本不高于 Q ,需要确保如下优化问题的目标值小于或等于 Q :

$$\max_d \mathbf{b}^T (y_0 + \sum_{k=1}^K y_k d_k) \quad (14)$$

$$\text{s.t.} \quad d_{k0} - \Delta d_k \leq d_k \leq d_{k0} + \Delta d_k \quad (15)$$

上述优化问题符合强对偶理论的要求,因而可以通过对偶问题模型来取代极大值模型,其对偶问题如下:

$$\min \mathbf{b}^T y_0 + \sum_{k=1}^K [(r_k - s_k) d_{k0} + (r_k + s_k) \Delta d_k] \quad (16)$$

$$\text{s.t.} \quad r_k - s_k = \mathbf{b}^T y_k \quad (17)$$

其中, r_k, s_k 为非负的对偶变量。根据强对偶理论,当且仅当对偶问题的目标值小于或等于 Q 时,才能保证原始问题的目标值小于或等于 Q 。对偶问题是一个极小值模型,要求其目标值小于或等于 Q ,等价于存在 r_k, s_k 以满足要求。因此,式(9)可转化为如下线性化的形式:

$$\mathbf{b}^T y_0 + \sum_{k=1}^K [(r_k - s_k) d_{k0} + (r_k + s_k) \Delta d_k] \leq Q \quad (18)$$

$$r_k - s_k = \mathbf{b}^T y_k \quad (19)$$

为了保证系统平衡约束式(12)对于风电场的可能出力 d_k 始终保持可行性,分别将式(12)中的常量项与不确定参数 d_k 相关项进行归并,当且仅当如下等价得到满足:

$$\mathbf{T} y_0 - \mathbf{l} = 0 \quad (20)$$

$$\mathbf{T} \sum_{k=1}^K y_k + \mathbf{W} = 0 \quad (21)$$

至此,将可调整鲁棒机组组合问题转化为标准的混合整数规划模型,该模型由式(7)、式(8)、式(10)、式(11)、式(18—21)组成,可以采用成熟的商用求解器(如CPLEX)快速求解。

4 算例分析

4.1 基本算例

本文采用改进的IEEE RTS—1996算例^[18],系统原始数据中有32台发电机组,总装机容量为3405 MW。系统中有24个母线节点、7个安全约束断面,峰荷2850 MW出现在第18 h,第19 h。在该系统中加入风电机组,风电通过第16节点集中接入,其预测出力采用国内某电网的区域汇集风电的实际数据。作为系统中的不确定性因素,设定风电的实际可能出力在其预测值上下20%的波动区内变化,如图1所示。建立安全约束下的24 h日前机组组合鲁棒模型,采用混合整数规划软件包CPLEX12.3求解。

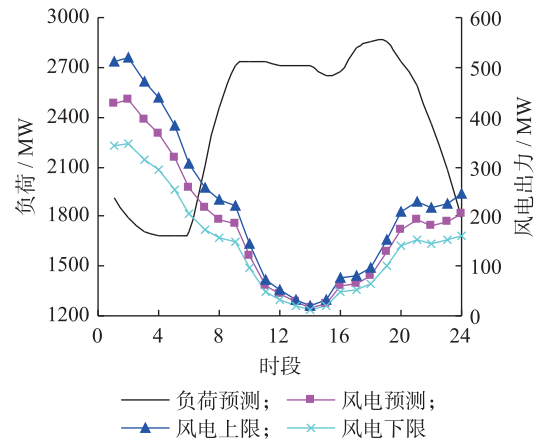


图1 系统负荷与风功率预测曲线

Fig.1 Load and wind power forecast curve

将鲁棒优化(RO)的结果与当前在电力生产中广泛应用的备用调整方法(REG)的结果进行对比,备用调整方法为考虑新能源备用需求的不确定性发电计划优化。本文将其备用需求量设定为与风电的波动量一致。

4.2 鲁棒性分析

对大量模拟场景进行经济调度(ED)计算,以评估机组组合结果对波动区间内的任意场景是否都能够保证约束可行性。仿真结果如表1所示。

表1 2种算法的ED收敛次数比较

Table 1 Convergence results of ED between two methods

UC 结果来源	ED 计算次数	ED 收敛次数
REG	10 000	9645
RO	10 000	10 000

表1中,RO获得的机组组合结果显示,计算10 000个场景下的经济调度问题全部收敛,表明该方法的开停机结果对于风电的随机波动具有较高的适应性。REG得到的机组组合结果却在多个场景下经济调度无法收敛。

RO建模考虑了不确定集合内的所有可能的情况,机组组合结果能够适应风电在区间内的任意波动,在该场景下的经济调度问题是收敛的。

4.3 经济性分析

在经济调度模型中引入松弛变量,以保证经济性分析中优化问题的收敛性,并设定松弛变量的惩罚因子为1000 \$/(MW·h),算例中机组平均发电成本为10 \$/(MW·h)。

RO的特点是考虑了不确定区间内的所有可能情况。为此,对于机组组合结果,分别计算10 000个模拟场景下的经济调度问题,平均成本对比如表2所示。

表2 2种算法的ED成本比较

Table 2 Cost comparison of ED between two methods \$

算法	总成本	调度成本	组合成本	惩罚成本
REG	457 641	446 826	4 970	5 845
RO	453 715	446 402	7 313	0

由表2可知,基于机组组合结果计算10 000个模拟场景下的经济调度问题,RO结果的经济调度平均总成本要低于REG,因为其考虑了多场景的可能性,不会产生经济调度惩罚成本,从而总体具有较好的经济效益。

4.4 计算性能分析

测试算例的可调整鲁棒优化模型共有27 000多个约束条件,14 000多个决策变量,其中整数变量为2304个。混合整数规划算法的收敛精度设置为0.10%。问题的求解时间为26.8 s,优化目标为459 746.76 \$。将本文方法与两阶段分解算法^[15]的计算性能进行对比,如表3所示。

表3 2种算法的计算性能比较

Table 3 Performance comparison between two methods

计算方法	计算时间/s	优化目标/\$
仿射算法	26.8	459 746.76
分解算法	37.2	459 938.25

由表3可知,本文方法在计算效率和计算结果上均优于两阶段分解算法,显示出良好的计算性能。

5 结语

本文针对间歇式能源接入后电力系统调度决

策环境不确定性的问题,提出了基于可调整优化的鲁棒机组组合求解方法。算例仿真表明鲁棒机组组合结果可以适应风电在波动区间内的任意变化,降低实时调度的风险,提升系统运行的整体经济效益。同时,根据调度运行需求,通过设置合理的不确定集合,可以实现电网安全与经济的最优协调。

参考文献:

- [1] 裴哲义,董存,辛耀中.我国风电并网运行最新进展[J].中国电力,2010,43(6):78-82.
PEI Zheyi, DONG Cun, XIN Yaozhong. Review of operation and management of integrating wind power in China[J]. Electric power, 2010, 43(6): 78-82.
- [2] UMMELS B C, GIBESCU M, PELGRUM E, et al. Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch[J]. IEEE Transaction on Energy Conversion, 2007, 22(1): 44-51.
- [3] 李利利,姚建国,耿建. SCUC/SCED 问题分析[J]. 江苏电机工程, 2010, 29(3): 24-27.
LI Lili, YAO Jianguo, GENG Jian. Analysis of the research on SCUC/SCED[J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2010, 29(3): 24-27.
- [4] 张文婷,范立新,顾文.考虑风电预测误差的电力系统有功实时调度[J].江苏电机工程,2016,35(1):11-15.
ZHANG Wenting, FAN Lixin, GU Wen. Real-time active power dispatch of wind integrated system considering wind power forecast errors[J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2016, 35(1): 11-15.
- [5] 赵晋泉,汪晶.不确定机组组合处理方法评述[J].江苏电机工程,2010,29(5):1-5.
ZHAO Jinquan, WANG Jing. Review on handling methods for uncertain unit commitment[J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2010, 29(5): 1-5.
- [6] BEN-TALA, NEMIROVSKI A. Robust optimization: methodology and applications[J]. Mathematical Programming, 2002, 92(3): 453-480.
- [7] STREET A, OLIVEIRA F, ARROYO J. Contingency constrained unit commitment with n-K security criterion: a robust optimization approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1581-1590.
- [8] BARINGO L, CONEJO A. Offering strategy via robust optimization[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1418-1425.
- [9] HAJIMIRAGHA A, CANIZARES C, FOWLER M. A robust optimization approach for planning the transition to plug-in hybrid electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(4): 2264-2274.
- [10] 李斯,周任军,童小娇,等.基于盒式集合鲁棒优化的风电并网最大装机容量[J].电网技术,2011,35(12):208-213.
LI Si, ZHOU Renjun, TONG Xiaojiao, et al. Robust optimization with box set for maximum installed capacity of wind farm connected to grid[J]. Power System Technology, 2011, 35

- (12):208-213.
- [11] 魏 韡,刘 锋,梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度:(一)理论基础[J]. 电力系统自动化,2013,37(17):37-43.
WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power systems Part one theoretical foundation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17):37-43.
- [12] BERTSIMAS D, LITVINOV E, SUN A X. Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1):52-63.
- [13] JIANG R, WANG J, GUAN Y. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2):800-810.
- [14] WANG Q, WATSON J, GUAN Y. Two-stage robust optimization for N-k contingency-constrained unit commitment [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3):2366-2375.
- [15] ZHAO C, WANG J, WATSON J, et al. Multi-stage robust unit commitment considering wind and demand response uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3):2708-2717.
- [16] BEN-TALI A, GORVASHKO A, GUSLITZER E. Adjustable robust solutions of uncertain linear programs [J]. Mathematical Programming, 2004, 99(2):351-376.
- [17] BEN-TAL A, GHAOUI L, NEMIROVSKI A. Robust optimization [M]. New Jersey: Princeton University Press, 2009.
- [18] Reliability Test System Task Force. The IEEE reliability test system—1996 [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 27(2):800-810.

作者简介:



李利利

李利利(1987—),男,安徽宿州人,高级工程师,从事电力系统运行和优化研究工作;

丁 恰(1974—),男,江苏南京人,研究员级高级工程师,从事电力系统自动化研究工作;

涂孟夫(1977—),男,湖南长沙人,高级工程师,从事电力系统运行和优化研究工作;

谢丽荣(1977—),女,河北衡水人,高级工程师,从事电力系统运行和优化研究工作。

Affinely Adjustable Robust Optimization Model and Algorithm for Unit Commitment Problem

LI Lili, DING Qia, TU Mengfu, XIE Lirong

(NARI Group Corporation State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 211106, China)

Abstract: A unit commitment optimization method based on affinely adjustable robust optimization is proposed for power system scheduling with uncertainty, especially when large-scale intermittent energy integrated. An affinely adjustable robust optimal model of uncertainty unit commitment is developed. The affine relationship between decision variables and uncertain parameters is established by linear decision rules. Therefore, the two-stage model can be reformulated into a single stage optimization problem. On this basis, the problem can be transformed to a standard mixed integer programming model through duality theory. Analysis of test system shows the effectiveness of the proposed algorithm.

Key words: generation scheduling; uncertainty; robust optimization; security constrained unit commitment (SCUC); linear decision rules

(编辑 刘晓燕)