

基于条件风险价值的综合能源系统日前-日内 两阶段调度模型

胡惊涛¹,吕飞春¹,张文涛¹,胡东¹,武旭²

(1. 国网江西省电力有限公司 余干县供电分公司,江西 上饶 335100;2. 兰州交通大学
自动化与电气工程学院,兰州 730070)

A conditional value-at-risk based two stage day-ahead dispatch model for integrated energy systems

HU Jingtao¹, LYU Feichun¹, ZHANG Wentao¹, HU Dong¹, WU Xu²

(1. Yugan Power Supply Company, State Grid Jiangxi Electric Power Co., Ltd., Shangrao 335100, China;
2. School of Automation and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China)

摘要:冷热电联供型综合能源微网(combined cooling heating and power micgrid, CCHP-MG)的普及和应用对提高能源利用效率和实现双碳目标具有重要的意义,但同时其资源聚合的复杂性和不确定性同样给其运行优化带来了挑战。基于此,构建了考虑风光出力不确定性的CCHP-MG日前-日内两阶段调度模型。在日前阶段,以运行成本最低为目标优化综合能源系统各设备运行策略,采用场景法处理风光出力的不确定性,并基于条件风险价值法对系统运行风险进行客观量化;在日内,风光预测值更加精确,以平抑联络线功率偏差为目标调整部分设备出力,在保证经济性的同时,尽可能的保证电网的安全稳定运行。最后,以某综合能源系统为例,验证了所构模型的有效性。

关键词:综合能源系统;条件风险价值;调度策略;两阶段优化;冷热电联供;场景法

Abstract: CCHP-MG has important application value to improve energy efficiency and achieve the goal of double carbon. At the same time, the complexity and uncertainty of resource aggregation also bring challenges to its operation optimization. Based on this, a two-stage scheduling model of CCHP-MG considering the uncertainty of wind and solar output is constructed. In the day ahead stage, the operation strategy of each equipment of the integrated energy system is optimized with the lowest operation cost as the goal, the scenario method is used to deal with the uncertainty of wind and solar output, and the system operation risk is objectively quantified based on the conditional value at risk method. Within the day, the predicted value of the wind and rain is more accurate, and the output of some equipment is adjusted to stabilize the power deviation of the tie line, so as to ensure the safe and stable operation of the power grid as much as possible while ensuring the economy. Finally, an integrated energy system is taken as an example to verify the effectiveness of the model.

Key words: integrated energy system; conditional value at risk; scheduling strategy; two stage optimization; CCHP; scene method

0 引言

新型电力系统建设以及电力体制改革的双重背景,对能源利用效率以及多能互补提出了更高的要求^[1-2]。同时冷热电联供型综合能源微网凭借电转气、热电联产等多种形式的能量转换,进一步提高了综合能源系统调度策略的灵活性,并能够在市场电价的引导下实现多种能源的优势互补与梯次配置^[3]。然而,复杂的能源结构、复杂的设备耦合关系、风光等可再生能源出力的波动性均给CCHP-MG的优化运行带来严峻的挑战,如何从多个时间尺度

上实现CCHP-MG的协调优化运行成为当前亟需解决的关键问题^[4-5]。

目前,针对CCHP-MG微网的不确定性优化问题,常用的方法包括场景法以及鲁棒优化法^[6-7]。其中,鲁棒优化法通常仅关注不确定性变量的边界值,求解的结果往往过于保守。而场景法通过场景生成和削减得出各场景发生概率,并继而可以求得在不确定变量影响下CCHP-MG系统的最大期望收益^[8]。然而,现有场景法大多未考虑风光之间的时空相关性,且在场景削减数目的设定上往往过于随意,未能对最佳场景削减数目进行客观数据量化,当削减场景数目过少时,容易缺失生成场景的关键信息,进而导致计算结果不准确。

此外,为了进一步降低风光出力不确定性对调

收稿日期:2022-10-27;修回日期:2022-12-01

基金项目:国家电网有限公司科技项目(5218C12230UC)

度结果的影响,已有文献采用多时间尺度对微网调度策略进行不同时间尺度的优化。文献[9]构建源荷协调的日前、日内、实时3阶段低碳经济调度模型,优化系统的负荷及旋转备用分配计划,并改善失负荷与弃风问题。文献[10—11]在日内以功率波动最小为目标函数建立了实时阶段优化模型。文献[12—13]则在日内构建了分时间尺度的滚动优化模型,对日前计划进行修正。然而,上述文献大多仅以实时调度成本最低或功率波动最小为目标函数,而未能将2者同时考虑进日内的调度目标中。

基于以上分析,本文提出了基于条件风险价值的CCHP-MG两阶段优化模型。在日前阶段,考虑风光出力的时空相关性以及场景削减的数量优化,以运行成本最低为目标优化综合能源系统各设备运行策略,并基于条件风险价值法对系统运行风险进行客观量化;在日内,以CCHP-MG功率偏差惩罚以及实时调度成本最低为目标函数,调整部分设备的调度策略。在保证经济性的同时,尽可能的保证电网的安全稳定运行。算例验证了本文所构模型以及所提方法的有效性。

1 CCHP-MG基本架构及主要设备建模

1.1 CCHP-MG基本架构

本文构建的CCHP-MG基本架构如图1所示。从图1中可以看出,本文所研究的CCHP-MG系统包括电、气、热、冷4种形式的能源,4种形式的能源互相耦合、互相转化,整个CCHP-MG通过集中式母线与上级电网相连,从而可以与外部电网进行电能交互。

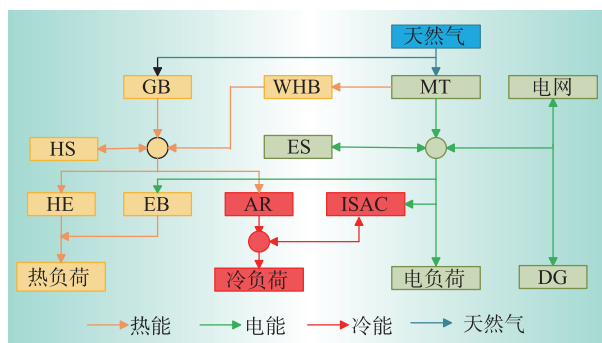


图1 CCHP-MG系统

Fig.1 CCHP-MG system

在具体设备方面,依次包括:风电机组(wind turbine, WT)、燃料电池(fuel cell, FC)、光伏面板(photo-voltaic, PV)、微型燃气轮机(micro turbine, MT)和燃气锅炉(gas boiler, GB);能量转换设备则主要包括电锅炉(electric boiler, EB)、吸收式制冷机(absorption

refrigerator, AR)、余热锅炉(waste heat boiler, WHB)、冰蓄冷空调(storage air conditioning, SAC)以及热交换器(heat exchanger, HE)等;储能类设备分为电储能设备(energy storage, ES)、热储能设备(heat storager, HS)以及冷储能设备(cold storager, CS)。

1.2 CCHP-MG主要设备建模

1.2.1 燃气轮机和蓄电池

燃气轮机通过消耗燃料输出电功率,具体如下

$$F_{MT}^T = \alpha_{F_i} P_{MT}^T + \beta_{F_i} U_{MT}^T \quad (1)$$

式中: P_{MT}^T 为MT在第 T 时段内的输出功率值; U_{MT}^T 为燃气轮机的启停状态,取值为1的时候表示开机工作,取值为0的时候表示关机; α_{F_i} 、 β_{F_i} 为与燃料费用相关的系数。

MT运行时,会与HE以及AR产生能量转换或交互,MT排除的高温余热烟气可以通过WHB进行回收。

燃料电池的燃料费用与输出功率之间的关系类似MT,蓄电池运行约束包括充池电约束以及电池的充电状态(state of charge, SOC)具体可参考文献[14],在此不再赘述。

1.2.2 燃气锅炉和电锅炉

当HE和HS中制造的热量无法满足系统热功率平衡时,GB则将剩余的热量补充完成。GB在运行的过程中需要满足的运行约束如下

$$H_{GB}^T = F_{GB}^T \eta_{GB} \quad (2)$$

$$H_{GB}^{\min} \leq H_{GB}^T \leq H_{GB}^{\max} \quad (3)$$

式中: F_{GB}^T 为GB的天然气耗量; H_{GB}^T 为GB实际输出的热功率; η_{GB} 为GB的效率系数; H_{GB}^{\max} 、 H_{GB}^{\min} 分别为GB输出功率的上、下限。

电锅炉可以在电价较低时,将富余的电能转化为热能以满足用户的热负荷需求,其运行过程中需要满足的约束条件如下

$$H_{EB}^T = P_{EB}^T \eta_{EB} \quad (4)$$

式中: P_{EB}^T 为EB的输入电功率; H_{EB}^T 为EB实际输出热功率; P_{EB}^{\max} 为EB的额定最大容量; η_{EB} 为EB的电热转换效率系数。

1.2.3 储热设备和冰蓄冷空调系统

CCHP-MG中的储热设备通常为蓄热槽,其能够实现现在热能富余的时候存储热能,并在热能缺额的时候释放热能,从而减少系统支付的购买或者制热费用,提高CCHP-MG系统的灵活性与经济性。储热设备与蓄电池的约束类似,此处不再赘述。

并联式通信感知一体化(integrated sensing and communication, ISAC)模式下蓄冰存储智能在电价低谷时发生,且制冷机可同时参与制冷和蓄冰。

2 CCHP-MG 日前优化调度

日前调度模型为提前 24 h 对风光出力进行预测,因此需要面临风光出力随机性的影响,本文采用场景法描述风光出力的不确定性,并基于 Frank-Copula 函数描述风光输出功率内在相关性,进而通过反变换得到风光联合出力场景。与此同时,通过计算不同场景削减数量的伪 F 统计指标得到最优场景削减数目。在得到不同的场景后,进一步采用条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)衡量风光出力不确定性带来的风险价值。

2.1 日前风光联合场景生成与场景削减方法

2.1.1 风光场景生成方法

与传统基于蒙特卡洛或预测类方法不同,本文风光场景在生成的过程中充分考虑了风光的时空相关性,由于天气晴朗且光照充足时,风电出力可能较低,因此风光场景之间呈负相关性,本文采用 Frank-Copula 函数对此关系进行描述。

首先,采用核密度估计法建立 24 h 内每个时段的风电和光伏输出功率的概率密度函数,表达式如下

$$\begin{cases} f_{h,t}(x_i) = \frac{1}{nh} \sum_{d=1}^n K\left(\frac{x_i - X_{d,t}}{h}\right) \\ f_{h,t}(y_i) = \frac{1}{nh} \sum_{d=1}^n K\left(\frac{y_i - Y_{d,t}}{h}\right) \end{cases} \quad (5)$$

式中: $X_{d,t}$ 为第 d 天 t 时段风机出力; h 为时间窗宽度; $Y_{d,t}$ 为第 d 天 t 时段的光伏面板输出功率; $K(\cdot)$ 为核函数。

其次,结合选取的 Frank-Copula 函数,可得风光输出功率的联合分布函数具体表达式为

$$f(x_i, y_i) = \frac{-\lambda_i \left(e^{-\lambda_i} - 1 \right) e^{-\lambda_i(u_i + v_i)} f(x_i) f(y_i)}{\left[\left(e^{-\lambda_i} - 1 \right) + \left(e^{-\lambda_i u_i} - 1 \right) \left(e^{-\lambda_i v_i} - 1 \right) \right]^2} \quad (6)$$

最后,针对各个时段风光联合概率分布函数进行采样,基于反变换求解每个时段风电和光伏机组的采样出力,得到 M 组采样结果并保存记录。

2.1.2 风光场景削减方法

基于 Frank-Copula 函数生成的场景数量过于庞大,导致日前调度模型的计算时间大幅度增加,求解效率过低本文引入伪 F 统计指标对此进行评价,其物理含义为:某一数据样本聚为 G 类的效果。伪 F 统计比率计算式如下

$$PFS = \frac{\text{tr}(S_B^p)(m-k)}{\text{tr}(S_W^p)(k-1)} \quad (7)$$

式中: $\text{tr}(S_B^p)$ 、 $\text{tr}(S_W^p)$ 分别为不同矩阵的迹; m 为样本

数; k 为聚类数量; S_B^p 、 S_W^p 分别为变量样本之间的类间和类内散步矩阵。

2.2 基于 CVaR 的 CCHP-MG 日前调度策略

基于 CVaR 可以对风光出力不确定性带来的潜在风险收益进行刻画^[16],以便不同类型的 CCHP-MG 投资主体灵活调整自身的投资策略,结合场景法以及 CVaR 法,可得 CCHP-MG 日前调度模型的目标函数为

$$F = \min \sum_{s=1}^{N_s} P_s \cdot \sum_{w=1}^N P_w \cdot (C_{NG} + C_{bt} + C_{grid}) + L \cdot \delta \quad (8)$$

式中: P_s 、 P_w 分别为第 s 中风电场景、第 w 中光伏场景发生的概率; C_{NG} 、 C_{bt} 、 C_{grid} 分别为燃料成本、蓄电池充放电老化成本以及与电网功率交互的成本; L 为风险系数,可根据投资者的风险偏好自行设定; δ 为风险价值。

CCHP-MG 日前调度模型还需要满足冷-热-电功率平衡约束,具体如下

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n H_{MT,i}^T + H_{EB}^T + H_{GB}^T - H_{lst,chr}^T + H_{lst,dis}^T = H_{load}^T \\ Q_{MT,i}^T + Q_a^T + Q_d^T = Q_{load}^T \\ \sum_{i=1}^n P_{MT,i}^T + P_{WT,s}^T + P_{PV,s}^T + P_{FC}^T + P_{grid,s}^T - P_{bt,chr}^T + \\ P_{bt,dis}^T = P_{load}^T + P_{ISAC}^T + P_{EB}^T \end{cases} \quad (9)$$

式中: $H_{MT,i}^T$ 、 H_{EB}^T 、 H_{GB}^T 分别为燃气轮机、电锅炉、燃气锅炉产生的热功率; $H_{lst,chr}^T$ 、 $H_{lst,dis}^T$ 分别为储热设备的储热功率以及放热功率; H_{load}^T 为系统热负荷; $Q_{MT,i}^T$ 、 Q_a^T 、 Q_d^T 分别为燃气轮机的冷功率、冰蓄冷空调的制冷功率以及融冰功率; Q_{load}^T 为系统冷负荷; P_{ISAC}^T 为 t 时段 ISAC 的电功率; $P_{WT,s}^T$ 、 $P_{PV,s}^T$ 分别为 s 场景下 WT 和 PV 的输出功率; $P_{grid,s}^T$ 为 s 场景下市场购电功率; $P_{WT,i}^T$ 为燃气轮机电功率; P_{FC}^T 为燃料电池电功率; $P_{bt,dis}^T$ 、 $P_{bt,chr}^T$ 分别为储能的放电功率和充电功率; P_{EB}^T 为电锅炉的电功率; P_{load}^T 为系统电负荷。

3 CCHP-MG 日内优化调度

在日内,风光预测提前 4 h 进行,预测精度更加准确,而此时由于日前日内风光出力预测误差导致 CCHP-MG 与上级电网的交互功率将出现偏差,而该偏差值往往要面临高额的不平衡惩罚。为了减少偏差惩罚,降低日前-日内联络线功率波动,日内目标函数为在经济效益最优的基础上叠加偏差惩罚费用,具体如下

$$F = \min \sum_{s=1}^{N_s} P_s \cdot \sum_{w=1}^N P_w \cdot (C_{NG} + C_{bt} + C_{grid} + C_{erro}) \quad (10)$$

式中: C_{erro} 为日内偏差惩罚成本;具体计算如下

$$C_{\text{erro}} = \mu_{\text{erro}} \sum_{t=1}^T (P_t^{\text{grid}} - P_t^{\text{grid}0})^2 \quad (11)$$

日内调度过程中同样需要满足冷热电功率平衡约束

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n H_{\text{MT},i}^{T'} + H_{\text{EB}}^{T'} + H_{\text{GB}}^{T'} - H_{\text{lst,chr}}^{T'} + H_{\text{lst,dis}}^{T'} = H_{\text{load}}^{T'} \\ Q_{\text{MT},i}^{T'} + Q_a^{T'} + Q_d^{T'} = Q_{\text{load}}^{T'} \\ \sum_{i=1}^n P_{\text{MT},i}^{T'} + P_{\text{WT},s}^{T'} + P_{\text{PV},s}^{T'} + P_{\text{FC}}^{T'} + P_{\text{grid},s}^{T'} - P_{\text{bt,chr}}^{T'} + P_{\text{bt,dis}}^{T'} = P_{\text{load}}^{T'} + P_{\text{ISAC}}^{T'} + P_{\text{EB}}^{T'} \end{cases} \quad (12)$$

4 算例测试与结果分析

4.1 算例描述

本文以某典型 CCHP-MG 为例进行算例测试。CCHP-MG 部分设备的主要参数和典型冷-热-电负荷需求取自文献[14],具体见表1,市场电价见表2。CVaR 参数方面,取置信度为0.95,风险偏好系数取0.5。日前阶段模型整体为混合整数线性规划问题^[15-16],采用 MATLAB YALMIP 工具箱调用 CPLEX 求解器完成求解。日内模型为混合整数二阶锥问题,采用 MATLAB YALMIP 工具箱调用 GUROBI 求解器完成求解。

表1 部分设备运行参数

Table 1 Operating parameters of some equipments

参数名称	数值	参数名称	数值/kW
α_{F1}, β_{F1}	2.64,66.20	$P_{\text{MT},1}^{\text{max}}, P_{\text{MT},2}^{\text{max}}$	600,450
α_{F2}, β_{F2}	2.7,50.0	$P_{\text{MT},1}^{\text{min}}, P_{\text{MT},2}^{\text{min}}$	15,15
η_L	0.02	$H_{\text{GB}}^{\text{max}}, H_{\text{GB}}^{\text{min}}$	1 400,0
$C_{\text{op,h}}, C_{\text{op,c}}$	1.50,0.95	$Q_a^{\text{max}}, Q_d^{\text{max}}$	500,120

表2 市场电价

Table 2 Market electricity price

时段	电价 元/kWh
峰期(7:00—11:00, 18:00—22:00)	1.21
平期(12:00—17:00)	0.73
谷期(23:00—次日 6:00)	0.45

4.2 算例结果分析

4.2.1 日前场景生成与削减效果分析

本文首先基于 Frank-Copula 生成 200 组风光联合出力场景,并进一步通过所构方法求解最优的削减数目。由于场景削减最终数量一般不超过 \sqrt{M} 个,即场景削减数量在 15 个以下,依次计算各种削减数量下的场景评价指标(pseudo F-statistics, PFS),具体结果如图2所示。随着聚类数目的增加,类内距离将减小,类间距离则会逐渐增大,但 $(m-k)/(k-1)$ 的值又将随着 k 的增大而减小。因此,PFS 的值将

会先上升而后不断下降,即 PFS 的值将会在某一个 k 值处达到最大值,此时的 k 值认为是最佳聚类数目。从图2中也可以看出,在场景削减数目为 10 个时,此时 PFS 值最优,故最佳场景削减数目为 10 个。

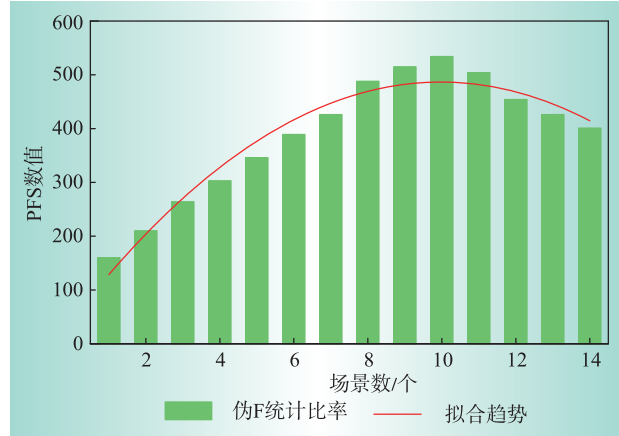


图2 不同场景下的指标统计结果

Fig. 2 Statistical results of indicators in different scenarios

经过场景削减后,最终得到风光场景出力如图3以及图4所示。

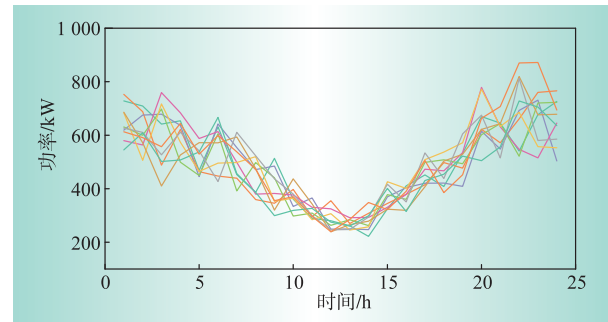


图3 典型风电场景

Fig. 3 Typical wind power scenario

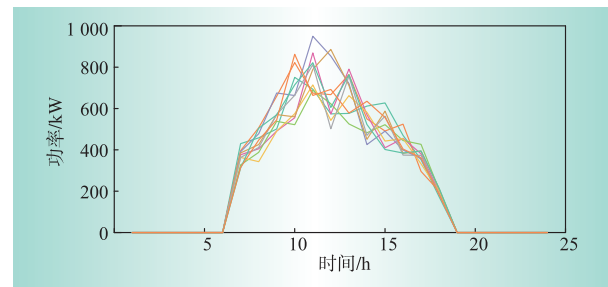


图4 典型光伏场景

Fig. 4 Typical photovoltaic scenario

从图4中可以看出,在光伏出力较低的0:00—6:00以及19:00—24:00,此时风电出力恰好处于较高水平,而在光伏出力较高的10:00—15:00,风电出力则处于较低水平,可见,在 Frank-Copula 函数的辅助下,风光最终输入场景保持了较强的负相关性,更加符合实际。

为进一步体现所提场景削减法的有效性,设置以下几种场景生成与削减方案。

- 方案1:采用本文所提场景生成与削减方案;
- 方案2:考虑风光相关性,场景削减数量取5;
- 方案3:考虑风光相关性,场景削减数量取20;
- 方案4:不考虑风光出力相关性,风光单独进行场景生成与削减,削减数目按PFS最大值确定;
- 方案5:采用本文所提场景生成方法,不进行场景削减。

5种场景下,两阶段调度模型的偏差惩罚成本、总运行成本以及功率偏差数值分别如表3所示。

表3 不同方案优化结果

Table 3 Optimization results of different schemes

方案编号	售电偏差功率/MW	购电偏差功率/MW	偏差惩罚/元	总运行成本/元	计算时间/s
方案1	4.891 1	7.307 4	2 316.90	60 160.2	12.46
方案2	5.588 4	8.532 6	2 682.10	61 125.6	6.28
方案3	4.771 3	7.830 5	2 393.50	59 610.2	27.74
方案4	6.514 4	9.010 3	2 948.60	60 989.5	12.69
方案5	4.635 3	7.015 6	2 212.89	59 024.5	2 548.56

对比方案1以及方案3可知,由于本文所提场景削减方案能够保留生成场景中的大部分信息,因此方案1与方案3整体优化结果相差不大,而方案2削减后场景数更少,但是也缺失了原有场景中的部分信息,导致功率偏差相对较高。而对比方案1以及方案4可知,考虑风光出力相关性所得场景更加符合实际,整体功率偏差远低于未考虑相关性的方案。此外,从计算效率方面来看,方案1最终为10个场景,方案2为5个场景,方案3为20个场景,方案4为10种场景,方案5为200个场景,因此计算时间为方案2<方案1≈方案4<方案3<方案5,即不进行场景削减时,大量的场景包含的不确定性信息更加全面,计算结果也全面优于方案1—方案4,但是其计算时间也最长,不利于快速作出决策。而本文所提方案在基本保留不确定性信息的前提下,也能够极大程度上削减场景数量,从而兼顾优化结果与计算效率,更加符合实际应用场景。

4.2.2 两阶段调度经济性分析

为了体现本文所提两阶段调度模型的有效性,设置以下对比算例。

策略1:不采用日前-日内调度框架,仅考虑CCHP-MG参与日前调度;

策略2:采用日前-日内两阶段调度,但是日内部分不考虑交互功率偏差惩罚;

策略3:采用日前-日内两阶段调度,且日内部分考虑功率交互偏差惩罚;

策略4:采用日前-日内两阶段调度,且日内部

分仅以功率偏差值最小为目标函数。

4种算例下,CCHP-MG的各项费用计算如表4所示,不同算例下费用对比结果如图5所示。由于策略3以及策略4需要对日前-日内交互功率偏差进行平抑,因此需要更多的调度燃气轮机、锅炉等设备,故策略3以及策略4中燃气轮机、锅炉运行费用相对较高,并且由于策略4是完全以功率波动最小为目标函数,因此其对部分设备的调用将更加频繁,因此对应的运行费用也是4种策略下最高的,但是由于其功率偏差最小,故其偏差惩罚费用也是4种策略中最低的。而策略3由于目标函数中同时考虑经济性与偏差惩罚,因此其最终的综合成本最低,能够同时兼顾经济性与CCHP-MG运行的稳定性,体现了本文所构日前-日内两阶段调度模型的有效性。

表4 不同策略下各项费用计算

Table 4 Cost calculation under different strategies

场景	购电费用	燃气轮机成本	锅炉成本	偏差惩罚	总运行成本
策略1	14 526.5	25 699.4	16 519.4	10 234.8	66 980.1
策略2	15 038.2	24 459.7	16 132.8	10 234.8	65 865.5
策略3	14 156.8	26 259.7	17 426.8	2 316.9	60 160.2
策略4	14 059.8	28 995.3	17 649.6	1 024.8	61 729.5

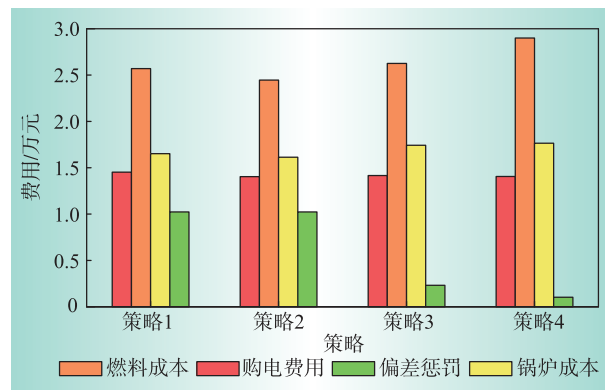


图5 不同算例下各项费用对比

Fig. 5 Comparison of various expenses under different calculation examples

4.2.3 日前阶段CVaR法的有效性分析

本文在日前阶段采用CVaR法模拟并量化CCHP-MG在运行过程中可能面临的风险,在不同风险系数下,条件风险价值变化曲线如图6所示。随着风险系数的增加,投资者对于风险的厌恶程度逐渐加深,因此CCHP-MG整体的调度策略偏向于保守,从而导致CCHP-MG的运行成本将快速增加。与之相反,CVaR表示对于风险系数下带来的潜在收益,因此风险越高,收益越高,成本值就越低。

进一步构建条件风险价值与CCHP-MG运行成本的前沿曲线,如图7所示。按照风险系数的大小,在 $L=0.8\sim 10.0$ 时,认定其为低风险调度区域,在 $L=0.3\sim 0.8$ 时,认定其为中风险调度区域,在 $L=0\sim 0.3$ 时,认定其为高风险调度区域,可以看到,前沿曲线在低风险区域内较为陡峭,CCHP-MG的运行成本随着风险价值的改变而快速降低,而在中风险区域,前沿曲线较为平缓,运行成本随着风险价值的改变并不明显,在高风险区域,运行成本随着风险价值的变化开始变得更加明显,由此可见,本文通过条件风险价值量化CCHP-MG运行风险较为合理,条件风险价值法能够依据投资者不同的风险偏好给出期望收益和对应的调度策略。

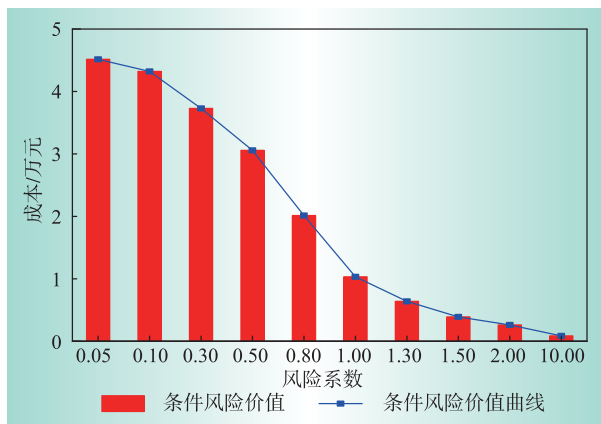


图6 条件风险价值随风险系数变化曲线

Fig. 6 Variation curve of conditional value at risk with risk coefficient

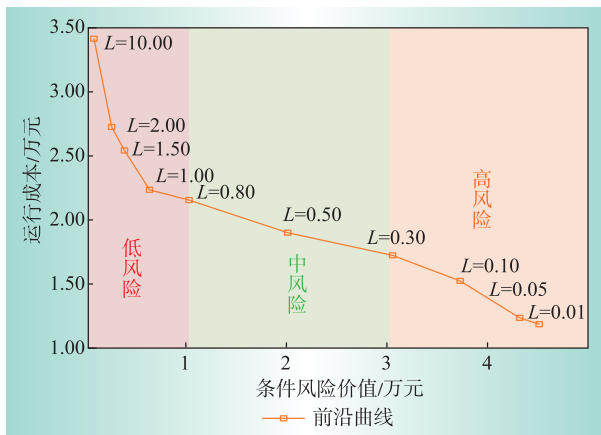


图7 条件风险价值与微网运行成本前沿曲线

Fig. 7 Frontier curve of conditional value at risk and operation cost of microgrid

4.2.4 两阶段模型对功率偏差抑制效果分析

为体现本文所提方法在抑制CCHP-MG交互功率偏差方面的有效性,对4.2.1节中策略2以及策略3下购电电量以及售电电量曲线进行分析,具体如图8以及图9所示。

结合上图可以看出,采用本文所提的日前-日内两阶段微网优化调度模型能够有效平抑微网申报值

的功率波动,减少日前-日内购电功率以及售电功率的偏差,从而避免遭受高额的偏差惩罚费用。

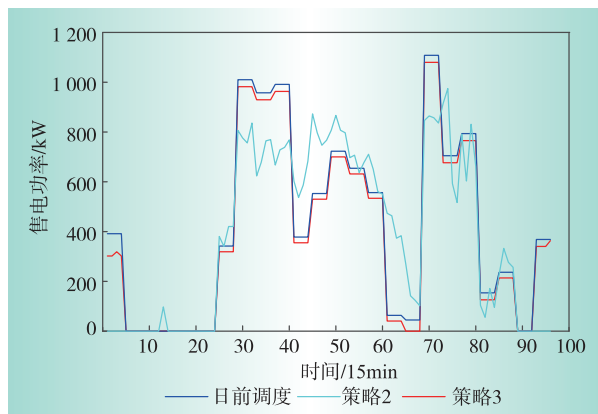


图8 不同策略下售电电量

Fig. 8 Electricity sales quantity under different strategies

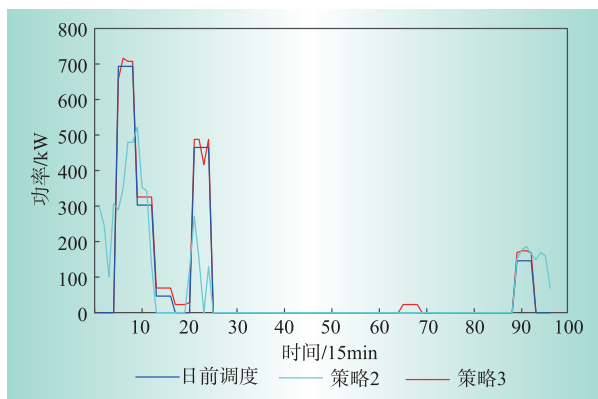


图9 不同策略下购电电量

Fig. 9 Electricity purchase quantity under different strategies

5 结论

本文构建了基于条件风险价值的综合能源系统日前-日内两阶段调度模型,经过算例测试,得出以下结论:

- (1) 考虑风光出力相关性所得场景生成结果更加符合实际,所得场景方案能够降低系统日内功率偏差,减少偏差惩罚费用,提高系统经济性。
- (2) 采用伪F统计指标确定的场景削减数目能够在包含大部分生成场景的关键信息的前提下,尽可能的降低场景削减的数目,以保证计算效率。
- (3) 本文通过条件风险价值量化CCHP-MG运行风险较为合理,条件风险价值法能够依据投资者不同的风险偏好给出期望收益和对应的调度策略。
- (4) 在日内调度中以偏差惩罚和实时调度成本构成综合目标函数,能够在有效平抑CCHP-MG购电电量和售电电量的波动的前提下,尽可能的降低系统的实时调度成本,提高经济效益。D

参考文献:

- [1] 王成山,洪博文,郭力. 冷热电联供微网优化调度通用建模方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(31):26-33.
WANG Chengshan, HONG Bowen, GUO Li. General modeling method for optimal dispatching of micro grid of combined cooling, heat and power supply [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(31):26-33.
- [2] GUO J, LI Y, SHEN Y, et al. A novel incentive mechanism for CCHP-based microgrids in spinning reserve [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3):1 697-1 712.
- [3] GU W, WANG Z, LUO Z, et al. An online optimal dispatch schedule for cchp microgrids based on model predictive control [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5):2 332-2 342.
- [4] 艾芊,郝然. 多能互补、集成优化能源系统关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化,2018,42(4):2-10.
AI Qian, HAO Ran. Key technologies and challenges of multi energy complementary, integrated and optimized energy system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4):2-10.
- [5] CHEN P, SUN K, ZHANG C, et al. A feasible zone analysis method with global partial load scanning for solving power flow coupling models of CCHP systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2022, 10(2):371-377.
- [6] 姜涛,周慧娟,周炜然,等. 基于源荷协同调峰的区域综合能源系统优化调度[J]. 电器与能效管理技术, 2022(9):8-17.
JIANG Tao, ZHOU Huijuan, ZHOU Weiran, et al. Optimal dispatch of regional integrated energy system based on source-load coordinated peak load shaving [J]. Electrical & Energy Management Technology, 2022(9):8-17.
- [7] 曹彬,吕干云,王楠,等. 综合能源系统优化调度下的需求响应研究与应用[J]. 电力需求侧管理,2021,23(4):45-50.
CAO Bin, LYU Ganyun, WANG Nan, et al. Research and application of demand response under optimal scheduling of integrated energy system [J]. Power Demand Side Management, 2021, 23(4):45-50.
- [8] 韩华春,吴盛军,汪成根. 基于多能流联合解算与分析的综合能源在线仿真系统开发[J]. 电力需求侧管理, 2021,23(4):33-38.
HAN Huachun, WU Shengjun, WANG Chenggen. Development of integrated energy online simulation system based on multi energy flow joint solution and analysis [J]. Power Demand Side Management, 2021, 23(4):33-38.
- [9] 崔杨,邓贵波,曾鹏,等. 计及碳捕集电厂低碳特性的含风电电力系统源-荷多时间尺度调度方法[J]. 中国电机工程学报,2022,42(16):5 869-5 886,6 163.
CUI Yang, DENG Guibo, ZENG Peng, et al. Multi-time scale source-load dispatch method of power system with wind power considering low-carbon characteristics of carbon capture power plant [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(16):5 869-5 886, 6 163.
- [10] FENG W, WEI Z, SUN G, et al. A conditional value-at-risk-based dispatch approach for the energy management of smart buildings with HVAC systems [J]. Electric Power Systems Research, 2020, 188:106 535.
- [11] 杨冬锋,徐扬,姜超. 考虑多类型需求响应的电-热联合系统多时间尺度协调调度[J]. 太阳能学报,2021, 42(10):282-289.
YANG Dongfeng, XU Yang, JIANG Chao. Multiple time-scale coordinated scheduling of combined electro-thermal system considering multi-type demand response [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(10):282-289.
- [12] 王磊,周建平,朱刘柱,等. 基于分布式模型预测控制的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 电力系统自动化,2021,45(13):57-65.
WANG Lei, ZHOU Jianping, ZHU Liuzhu, et al. Multi-time-scale optimization scheduling of integrated energy system based on distributed model predictive control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(13):57-65.
- [13] 郁丹,杨鹏,唐人,等. 基于随机微分方程的区域综合能源系统优化调度方法[J]. 供用电,2022,39(5):89-95.
YU Dan, YANG Peng, TANG Ren, et al. Optimal dispatch method of regional integrated energy system based on stochastic differential equation [J]. Distribution & Utilization, 2022, 39(5):89-95.
- [14] 程杉,黄天力,魏荣宗,等. 含冰蓄冷空调的冷热电联供型微网多时间尺度优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019,43(5):30-38.
CHENG Shan, HUANG Tianli, WEI Rongzong, et al. Multi time scale optimal scheduling of CCHP microgrid with ice storage air conditioning [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5):30-38.
- [15] 张加贝,孙恒一,钱锋,等. 基于需求响应的用户侧综合能源系统分布式博弈均衡策略[J]. 电力需求侧管理,2021,23(1):36-42.
ZHANG Jiabei, SUN Hengyi, QIAN Feng, et al. Distributed game equilibrium strategy of user side integrated energy system based on demand response [J]. Power Demand Side Management, 2021, 23(1):36-42.
- [16] HUANG K, LEU D. Syntactic pattern recognition for wavelet clustering in seismogram [J]. IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing, 2019, 12(7):2 453-2 461.

作者简介:

胡惊涛(1984),男,江西上饶人,学士,工程师,研究方向为电力调度、调度运行技术、电力营销管理与电能计量;

吕飞春(1978),男,江西上饶人,学士,工程师,研究方向为配电网重构技术、电力运行调度优化、综合能源管理与反窃电;

张文涛(1986),男,江西上饶人,学士,工程师,研究方向为电力营销管理和配电网技术;

胡东(1978),男,江西鄱阳人,学士,工程师,研究方向为电能计量技术研究与新能源接入配网拓扑;

武旭(1993),男,甘肃白银人,硕士研究生,研究方向为光伏发电系统并网逆变器控制与优化、新能源负荷预测、电能计量及反窃电技术。

(责任编辑 于丽芳)