

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240282

# 考虑源荷相关性及条件风险价值的综合能源系统 参与电能量-备用市场优化

李东东, 仇文杰, 周波, 林顺富

(上海电力大学电气工程学院, 上海 200090)

**摘要:** 为充分挖掘多种备用资源的调节潜力, 针对综合能源系统同时参与电能量与备用市场时的优化调度问题进行了研究。考虑同一区域内能源和负荷的相关特性以及系统的运行风险, 建立综合能源系统的日前调度随机优化模型。首先, 采用基于 Cholesky 分解的拉丁超立方采样技术生成符合综合能源系统中源荷相关性的风-光-荷样本矩阵。其次, 采用近邻传播(affinity propagation, AP)聚类算法生成典型场景。然后, 以日前调度成本、备用资源调整期望成本及条件风险价值构成的调度总成本最低为目标, 构建综合能源系统随机优化调度模型。最后, 建立综合能源系统仿真模型, 验证所提方法能够刻画综合系统内部的源荷相关性, 并实现系统运行经济性和安全性的平衡。

**关键词:** 综合能源系统; 电能量市场; 旋转备用市场; 源荷相关性; 条件风险价值

## Optimization of an integrated energy system participating in energy and spinning reserve markets considering source-load correlation and conditional value of risk

LI Dongdong, QIU Wenjie, ZHOU Bo, LIN Shunfu

(College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

**Abstract:** To fully explore the regulation potential of various reserve resources, the optimal scheduling problem of an integrated energy system when it participates in both the electrical energy and reserve markets is studied. Considering the relevant characteristics of energy and load in the same area and the risk faced by the system during operation, a stochastic optimization model for the day-ahead scheduling of the integrated energy system is established. First, the Latin hypercube sampling technique based on Cholesky decomposition is used to generate a wind-solar-load sample matrix that conforms to the source-load correlation in the integrated energy system. Secondly, the affinity propagation (AP) clustering algorithm is used to generate typical scenarios. Then, with the objective of minimizing the total cost of scheduling composed of day-ahead scheduling cost, expected cost of adjustment and conditional value of risk, a stochastic optimization scheduling model of the integrated energy system is constructed. Finally, a simulation model of the integrated energy system is established to verify that the proposed method can characterize the source-load correlation in the integrated system and achieve a balance between the economy and safety of system operation.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52377111).

**Key words:** integrated energy system; electric energy market; spinning reserve market; source-load correlation; conditional value of risk

## 0 引言

近年来, 以清洁低碳为目标的新一轮能源和科技变革在全球范围内蓬勃发展。能源互联网通过对多种形式的传统能源的生产、传输、消费及储存环

节整合协同, 实现了能源的低碳高效利用。以电能为核心的综合能源系统(integrated energy system, IES)集成电、热/冷、气等多种形式能源为一体, 有效提高了能源的利用率, 推动了能源的多元化利用<sup>[1-4]</sup>。同时, 电力市场的深入改革使得综合能源系统成为新型市场主体, 其拥有向电网提供多样化辅助服务的能力<sup>[5]</sup>。IES 通过协调优化自身多能协调互补, 减轻运

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52377111)

行成本的同时, 为系统的实时平衡提供支撑。

目前, 国内外学者对于综合能源系统的经济运行进行了大量研究。文献[6]利用电转气技术平抑净负荷波动, 提升系统的消纳风电能力, 同时兼顾了系统运行的经济性。文献[7]建立了以光热复合先进绝热压缩空气储能作为能源枢纽的农业园区综合能源系统模型, 以投资运行成本最低为目标对系统中各个环节的容量进行了优化配置。文献[8]提出了含多种灵活性资源的综合能源系统低碳经济运行策略, 提高了可再生能源消纳率。文献[9]构建了含电动汽车的综合能源系统规划与运行的双层模型, 实现系统经济低碳运行同时, 提高了用能自主性。上述文献并没有充分挖掘综合能源系统参与电力辅助服务市场的潜力。随着电力市场改革的逐渐深入, 电力辅助服务逐渐向用户侧推广。未来, 综合能源系统将能够同时参与电能市场与辅助服务市场。在电能-辅助服务市场环境下, IES 的运行优化策略问题得到了学术界的广泛关注。文献[10]分析了综合能源系统中储能设备参与提供各类电力辅助服务的可行性以及兼容性, 并对其经济性进行了评估。文献[11]考虑日前、日内及实时 3 个时间尺度, 提出对综合能源系统参与电能-辅助服务市场的多阶段优化模型。文献[12]考虑综合需求响应以及系统中多种备用资源, 建立综合能源系统日前-实时两阶段调度框架。

另一方面, 分布式新能源出力和负荷波动的不确定性给 IES 系统的调度决策和安全运行带来很大的风险<sup>[13]</sup>。因此, 如何制定合理的调度策略, 尽量削弱或量化不确定性因素对 IES 系统调度的影响, 实现系统经济安全运行, 成为学术界研究的热点。目前, 主要采取的不确定性处理方法有鲁棒优化<sup>[14]</sup>、随机优化<sup>[15]</sup>、模糊优化<sup>[16]</sup>等。鲁棒优化考虑系统运行最极端场景, 调度结果往往过于保守, 降低了系统运行的经济性, 模糊优化中的模糊隶属度的选取具有较强的主观性。而随机优化基于源荷概率分布, 生成离散场景, 从而将不确定性问题转换为确定性问题求解。然而, 大量的离散场景会导致问题求解时计算量较大。通常需要对生成的场景进行聚类削减, 保留典型场景用于调度决策, 而传统的 K-means 算法的结果依赖于事先给定的聚类数目。此外, 同一区域中的风、光、荷等多种随机因素通常存在一定的相关性。文献[17]采用 Copula 函数分析风电场内的多个风塔风速的相关性。文献[18]采用历史数据驱动的方法, 利用椭球不确定集合描述系统中的风光相

关性。文献[19]利用风光历史数据构成凸包不确定集合刻画风光的随机性和相关性。然而, 上述文献均未对不确定性因素产生的经济风险进行量化分析。而条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)<sup>[20]</sup>作为一种风险度量方法, 相较于风险价值(value at risk, VaR)具有单调、次可加性以及准确预计尾部风险等优势, 能够有效评估在一定置信水平下 IES 的运行风险, 提高系统运行的安全可靠。

综上所述, 本文在现有研究的基础上, 综合考虑源荷不确定性和相关性, 制定 IES 同时参与能量市场和旋转备用市场的前日调度策略, 引入条件风险价值对系统运行风险进行度量, 建立多能协同控制的 IES 日前优化调度模型。首先, 采用 Cholesky 分解技术分析源荷相关性, 在此基础上, 基于拉丁超立方采样技术进行抽样得到给定相关性系数的源荷样本矩阵。其次, 采用近邻传播聚类算法生成典型场景。然后, 以日前调度成本、备用资源调整期望成本及条件风险价值构成的调度总成本最低为目标, 构建 IES 随机优化调度模型。最后, 建立 IES 仿真模型, 验证模型及算法的有效性。

## 1 源荷典型场景生成及风险度量

### 1.1 典型场景生成

综合能源系统运行时面临可再生能源出力及电负荷波动等多种不确定性因素。受到温度、风速等自然环境影响, 同一区域内的这些不确定性变量通常存在一定的相关性, 采用斯皮尔曼秩相关系数对中国某地区的风速、光照及电负荷历史数据分析, 得到的相关性热力图如图 1 所示。本文采用随机优化对源荷不确定因素进行刻画, 随机优化基于源荷概率分布进行抽样, 得到离散的场景处理源荷不确定性, 本文分别采用 Beta 分布<sup>[21]</sup>、Weibull 分布<sup>[22]</sup>及正态分布描述光照、风速及电负荷预测误差的概率模型。而在相关性控制方面, Cholesky 分解法是一种简单

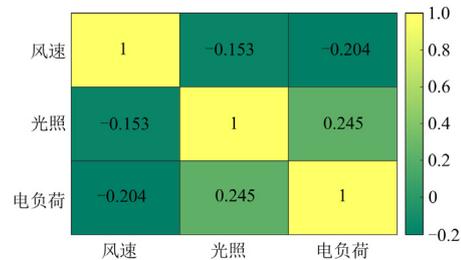


图 1 中国某地区风速、光照及电负荷相关性热力图  
Fig. 1 Heat map of wind speed, illumination and electrical load correlation in a region of China

易行、广泛使用的用于控制随机变量对应样本相关性的方法。基于 Cholesky 的拉丁超立方抽样方法 (Latin hypercube sampling, LHS) 通过采样、排序等步骤, 得到样本矩阵的相关性矩阵与历史数据的相关性矩阵近似相等, 具体的抽样步骤见文献[23]。

为避免生成大量样本导致求解计算量过大, 通常采用聚类算法对样本进行缩减。选择的聚类算法应尽量保留生成样本中的随机变量相关性。而邻近传播 (affinity propagation, AP) 聚类是一种基于信息传递进行簇划分的无监督聚类算法<sup>[24]</sup>, 能够自适应地确定最终的聚类数目, 并且 AP 算法最终的聚类中心为样本中实际存在的数据点。相较于 K-means 聚类等传统聚类算法, 该算法对离群点和异常值不敏感、聚类结果更稳定<sup>[25]</sup>。定义吸引力矩阵  $R$  和归属度矩阵  $A$ ,  $R(i, j)$  表示数据  $j$  是否适合作为数据  $i$  所在类别的聚类中心,  $A(i, j)$  表示数据点  $i$  是否适合选择数据点  $j$  作为该数据所在类的聚类中心。初始时默认所有数据点成为聚类中心的概率相等, 通过交替更新矩阵  $R$  和矩阵  $A$ , 实现信息聚类, 对聚类中心进行迭代筛选, 最终以使得  $R(i, k)$  与  $A(i, k)$  之和最大的数据点  $k$  作为数据点  $i$  的聚类中心。在实际应用中, 通常引入阻尼系数以加速收敛, 避免振荡。上述 AP 聚类的详细过程见文献[26], 本文不再赘述。典型场景生成流程如图 2 所示。

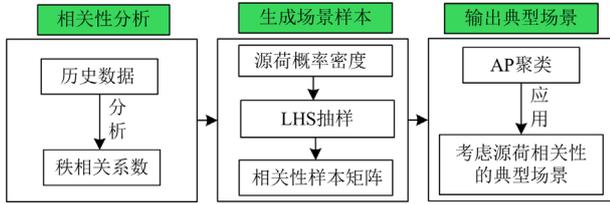


图 2 典型场景生成流程图

Fig. 2 Flowchart of typical scenario generation

## 1.2 风险度量

由于源荷不确定性因素会对系统的运行成本带来风险, CVaR 是经济领域中一种常用的风险指标, 能够有效地衡量尾部风险。下面对 CVaR 理论进行了简要阐述。

设决策变量为  $x$ , 不确定性变量为  $y$ ,  $p(y)$  为  $y$  的概率密度函数, 对于确定的  $x$ , 对应的损失函数为  $L(x, y)$ , 在给定的置信水平  $\alpha$  下, VaR 定义为

$$f_{\text{VaR}}(x) = \min \left\{ \theta \mid \int_{L(x, y) \leq \theta} p(y) dy \geq \alpha \right\} \quad (1)$$

式中:  $f_{\text{VaR}}(x)$  为置信度  $\alpha$  下的 VaR 值;  $\theta$  为损失函数  $L(x, y)$  的边界值。

VaR 值表示未来一段时间可能存在的最大损

失, 由于其存在难以度量尾部风险、非凸性、不满足次可加性等缺点, 本文采用 CVaR 作为风险度量方法。CVaR 值为损失函数超过 VaR 值的期望值, 表示如式(2)所示。

$$C_{\text{CVaR}} = \frac{1}{1-\alpha} \int_{L(x, y) \geq \theta} L(x, y) p(y) dy \quad (2)$$

通常该值难以直接按照式(2)计算, 需要引入辅助函数进行求解, 如式(3)所示。

$$C_{\text{CVaR}} = f_{\text{VaR}} + \frac{1}{1-\alpha} \int [L(x, y) - \theta]^+ p(y) dy \quad (3)$$

式中,  $[L(x, y) - \theta]^+ = \max \{L(x, y) - \theta, 0\}$ 。

当随机变量  $y$  的概率分布为连续分布时, 可通过抽样获得  $N$  个离散场景, 将分布离散化, 此时式(3)可改写为

$$C_{\text{CVaR}} = \theta + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=1}^N [L(x, y) - \theta]^+ \pi_s \quad (4)$$

式中:  $N$  为离散场景数量;  $\pi_s$  为场景  $s$  发生的概率。

## 2 多市场环境下的综合能源系统调度框架

建立如图 3 所示的考虑条件风险价值 CVaR 的综合能源系统调度模型。

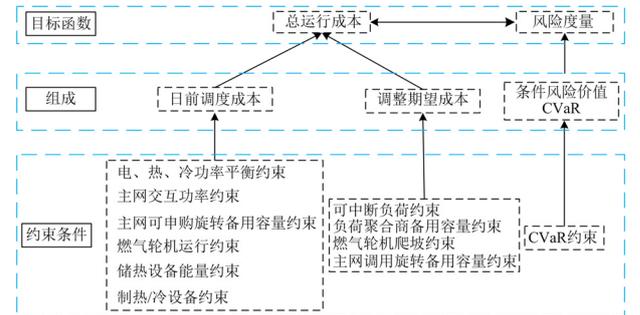


图 3 综合能源系统优化调度模型

Fig. 3 Optimal scheduling model of integrated energy system

### 2.1 目标函数

IES 日前优化调度模型的目标函数由总运行成本及风险度量成本组成。其中, 总运行成本包括日前调度成本和调整期望成本。日前调度成本包括日前调度计划成本和应对源荷不确定性的备用资源预定成本, 本文考虑的备用资源有主网备用、CCHP 机组、负荷聚合商以及可中断负荷。条件风险价值 CVaR 用于度量不确定因素导致的系统运行成本的变动风险,  $\beta$  定义为风险系数。目标函数  $F$  以及各部分具体表达如式(5)、式(6)所示。

$$\text{Min. } F = C_{\text{rq}} + C_{\text{tz}} + \beta C_{\text{CVaR}} \quad (5)$$

其中:

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{\text{rq}} = C_{\text{em}} + C_{\text{gt}} + C_{\text{m,pre}} + C_{\text{a,pre}} = \\ \sum_{t=1}^T (\rho'_m P'_m \Delta t + \lambda_{\text{gas}} \frac{P'_{\text{gt}}}{\eta_{\text{ge}}} \Delta t + C'_{\text{m,pre}} + C'_{\text{a,pre}}) \\ C_{\text{tz}} = \sum_{s=1}^N \pi_s C_{\text{adj}}^s = \\ \sum_{s=1}^N \left[ \pi_s \sum_{t=1}^T (C_{\text{cr}}^{t,s} + C_{\text{a,rel}}^{t,s} + C_{\text{br}}^{t,s} + C_{\text{m,rel}}^{t,s}) \right] \end{array} \right. \quad (6)$$

式中: 日前调度成本  $C_{\text{rq}}$  由主网供电成本  $C_{\text{em}}$ 、燃气轮机运行成本  $C_{\text{gt}}$ 、主网旋转备用预定成本  $C_{\text{m,pre}}$  以及负荷聚合商备用资源申购成本  $C_{\text{a,pre}}$  构成;  $T$  为一天中的时段总数, 本文取每个时段时长为 1 h, 则  $T = 24$ ;  $\rho'_m$ 、 $P'_m$  分别为  $t$  时段主网售电电价和主网向 IES 供电功率;  $\lambda_{\text{gas}}$ 、 $P'_{\text{gt}}$ 、 $\eta_{\text{ge}}$  分别为天然气价格、燃气轮机  $t$  时段计划出力以及燃气轮机发电效率;  $\Delta t$  为调度周期间隔, 本文取 1 h;  $C'_{\text{m,pre}}$ 、 $C'_{\text{a,pre}}$  分别为  $t$  时段主网旋转备用预定成本和负荷聚合商备用资源申购成本;  $C_{\text{tz}}$  为调整期望成本;  $C_{\text{adj}}^s$  为场景  $s$  下备用资源调用成本;  $C_{\text{cr}}^{t,s}$ 、 $C_{\text{a,rel}}^{t,s}$ 、 $C_{\text{br}}^{t,s}$  和  $C_{\text{m,rel}}^{t,s}$  分别为场景  $s$  下  $t$  时段调用 CCHP 机组、负荷聚合商、可中断负荷、主网提供备用资源的调用成本。各类型备用资源的预定及调用成本的具体计算公式见文献[27], 本文不再赘述。

## 2.2 约束条件

### 1) 任意场景中的电/热/冷功率平衡约束

$$\left\{ \begin{array}{l} P_m + P_{\text{gt}} + P_{\text{pv}} + P_{\text{wt}} + \Delta P_{\text{pv}}^s + \Delta P_{\text{wt}}^s + \Delta P_{\text{gt}}^s + \\ P_{\text{m,rel}}^s + P_{\text{a,rel}}^s + P_b^s = P_{\text{eth}} + P_{\text{etc}} + P_{\text{load}} + \\ \Delta P_{\text{load}}^s + \Delta P_{\text{eth}}^s, s = 1, 2, \dots, N \\ H_{\text{gt}} + H_{\text{eth}} + H_{\text{st}} + \Delta H_{\text{gt}}^s + \Delta H_{\text{eth}}^s = H_{\text{load}} + H_{\text{htc}} \\ Q_{\text{etc}} + Q_{\text{htc}} = Q_{\text{load}} \end{array} \right. \quad (7)$$

式中:  $P_m$ 、 $P_{\text{gt}}$ 、 $P_{\text{pv}}$ 、 $P_{\text{wt}}$  分别为日前主网计划供电功率、燃气轮机计划供电功率、光伏出力预测值以及风电出力预测值;  $\Delta P_{\text{pv}}^s$ 、 $\Delta P_{\text{wt}}^s$ 、 $\Delta P_{\text{gt}}^s$  分别为场景  $s$  下光伏发电、风力发电的偏差值以及燃气轮机的调整出力;  $P_{\text{m,rel}}^s$ 、 $P_{\text{a,rel}}^s$ 、 $P_b^s$  分别为场景  $s$  下主网、负荷聚合商以及可中断负荷提供的备用容量;  $P_{\text{eth}}$ 、 $P_{\text{etc}}$ 、 $P_{\text{load}}$  分别为电制热设备、电制冷设备用电功率以及电负荷功率预测值;  $\Delta P_{\text{load}}^s$ 、 $\Delta P_{\text{eth}}^s$  分别为场景  $s$  下电负荷预测误差和电加热器输入电功率的调整量;  $H_{\text{gt}}$ 、 $H_{\text{eth}}$ 、 $H_{\text{st}}$  分别为燃气轮机余热功率、电制热设备产热功率以及储热装置放热功率;

$\Delta H_{\text{gt}}^s$ 、 $\Delta H_{\text{eth}}^s$  分别为场景  $s$  下燃气轮机预热功率调整量以及电制热设备功率调整量;  $H_{\text{load}}$ 、 $H_{\text{htc}}$ 、 $Q_{\text{etc}}$ 、 $Q_{\text{htc}}$  和  $Q_{\text{load}}$  分别为热负荷需求、吸收式制冷机消耗热功率、电制冷机制冷功率、吸收式制冷机制冷功率及冷负荷需求功率。

### 2) 燃气轮机运行约束

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{gt,min}} \leq P_{\text{gt}} \leq P_{\text{gt,max}} \\ P_{\text{gt,min}} \leq P_{\text{gt}} + \Delta P_{\text{gt}}^s \leq P_{\text{gt,max}} \quad s = 1, 2, \dots, N \\ P_{\text{gt,dlit}} \leq \Delta P_{\text{gt}}^s \leq P_{\text{gt,ulit}} \end{array} \right. \quad (8)$$

式中:  $P_{\text{gt,max}}$ 、 $P_{\text{gt,min}}$  分别为燃气轮机出力最大、最小值;  $P_{\text{gt,ulit}}$ 、 $P_{\text{gt,dlit}}$  分别为场景  $s$  下的燃气轮机调整出力的最大、最小值。

### 3) 电制热设备约束

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{eth,min}} \leq P_{\text{eth}} \leq P_{\text{eth,max}} \\ P_{\text{eth,min}} \leq P_{\text{eth}} + \Delta P_{\text{eth}}^s \leq P_{\text{eth,max}} \quad s = 1, 2, \dots, N \\ P_{\text{eth,dlit}} \leq \Delta P_{\text{eth}}^s \leq P_{\text{eth,ulit}} \end{array} \right. \quad (9)$$

式中:  $P_{\text{eth,max}}$ 、 $P_{\text{eth,min}}$  分别为电制热设备耗电功率最大、最小值;  $P_{\text{eth,ulit}}$ 、 $P_{\text{eth,dlit}}$  分别为场景  $s$  下的电加热器输入功率调整量的最大、最小值。类似地, 系统中的制冷设备也存在类似约束, 本文不再赘述。

### 4) 可中断电负荷约束

$$0 \leq P_b^k \leq P_{b,\text{max}}^k \quad (10)$$

式中,  $P_b^k$  和  $P_{b,\text{max}}^k$  分别为第  $k$  级可中断负荷中断量以及该级可中断负荷中断量的上限。

### 5) 主网功率约束

$$\left\{ \begin{array}{l} P_m \leq P_{m,\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{mu}} \leq P_{\text{mu,max}} \\ 0 \leq P_{\text{md}} \leq P_{\text{md,max}} \\ P_m + P_{\text{m,rel}}^s \leq P_{m,\text{max}} \quad s = 1, 2, \dots, N \\ -P_{\text{md}} \leq P_{\text{m,rel}}^s \leq P_{\text{mu}} \end{array} \right. \quad (11)$$

式中:  $P_{m,\text{max}}$  为主网向系统供电功率的最大值;  $P_{\text{mu}}$ 、 $P_{\text{mu,max}}$  分别为主网预定上旋转备用及其上限值;  $P_{\text{md}}$ 、 $P_{\text{md,max}}$  分别为主网申购下旋转备用及其上限值。

### 6) 负荷聚合商约束

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq P_a^u \leq P_{a,\text{max}}^u \\ 0 \leq P_a^d \leq P_{a,\text{max}}^d \\ -P_a^d \leq P_{a,\text{rel}}^s \leq P_a^u \quad s = 1, 2, \dots, N \end{array} \right. \quad (12)$$

式中:  $P_a^u$ 、 $P_{a,\text{max}}^u$  分别为负荷聚合商预定上旋转备用及其上限值;  $P_a^d$ 、 $P_{a,\text{max}}^d$  分别为负荷聚合商预定

下旋转备用及其上限值。

7) CVaR 约束

对于离散分布, 基于 1.2 节相关介绍, 可以将 CVaR 转化为以下线性问题求解。

$$C_{CVaR} = \text{Min}_{\zeta, \eta_s} \zeta + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s \in \Omega} \pi_s \eta_s \quad (13)$$

$$\text{s.t.} \sum_{t=1}^T (\rho_m^t P_m^t \Delta t + \lambda_{\text{gas}} \frac{P_{\text{gt}}^t}{\eta_{\text{ge}}} \Delta t + C_{m,\text{pre}}^t + C_{a,\text{pre}}^t) + \sum_{t=1}^T (C_{\text{cr}}^{t,s} + C_{a,\text{rel}}^{t,s} + C_{\text{br}}^{t,s} + C_{m,\text{rel}}^{t,s}) - \zeta \leq \eta_s \quad (14)$$

式中:  $\zeta$  为 VaR 值;  $\Omega$  为所有场景  $s$  组成的集合;  $\eta_s$  为场景  $s$  下 IES 调度成本超过  $\zeta$  的部分,  $\eta_s \geq 0$ 。

3 模型求解

模型中的待求解变量可分为日前调度计划变量  $X$ 、各个场景下的备用资源调用变量  $Y$  以及 CVaR 约束中引入的辅助变量  $\zeta$  与  $\eta_s$ 。由于变量  $Y$  与  $C_{CVaR}$  均与具体的场景有关, 且  $Y$  的取值范围受到变量  $X$  的限制, 因此须首先确定变量  $X$ , 然后求解变量  $Y$ 。故可以将原问题转换成如式(15)、式(16)所示的双层优化模型求解, 上层优化模型求解的优化问题如式(15)所示。

$$\begin{cases} \min F(X, Y) = C_{\text{rq}}(X) + \sum_{s=1}^N \pi_s C_{\text{tz},s}(X, Y_s) + \beta C_{CVaR} \\ \text{s.t.} \begin{cases} h(X) = 0 \\ g(X) \leq 0 \end{cases} \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $C_{\text{rq}}(X)$ 、 $C_{\text{tz},s}(X, Y_s)$  为日前调度成本、场景  $s$  下调度成本;  $h(X)$ 、 $g(X)$  分别为仅和变量  $X$  有关的等式约束和不等式约束。

变量  $X$  确定后, 下层求解场景  $s$  下备用调整量  $Y_s$ 。

$$\begin{cases} \min G(X, Y_s) = \sum_{s=1}^N \pi_s C_{\text{tz},s}(X, Y_s) + \beta C_{CVaR} \\ \text{s.t.} \begin{cases} h_s(X, Y_s) = 0 \\ g_s(X, Y_s) \leq 0, s = 1, 2, \dots, N \end{cases} \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $G(X, Y_s)$  为下层优化模型, 可转化为  $N$  个独立的子问题求解;  $h_s(X, Y_s) = 0$ 、 $g_s(X, Y_s) \leq 0$  分别为与变量  $X$ 、 $Y_s$  有关的等式约束和不等式约束。

以上双层问题可用改进的惯性权重自适应粒子群算法<sup>[28]</sup>求解。该算法通过动态自适应改变权重因子以提高传统粒子群算法的性能和收敛速度。本文采用该方法对上层变量  $X$  迭代寻优, 待  $X$  确定后,

下层的目标函数及约束条件均可以调用成熟的商业软件 CPLEX 求解, 整体的求解流程如图 4 所示。

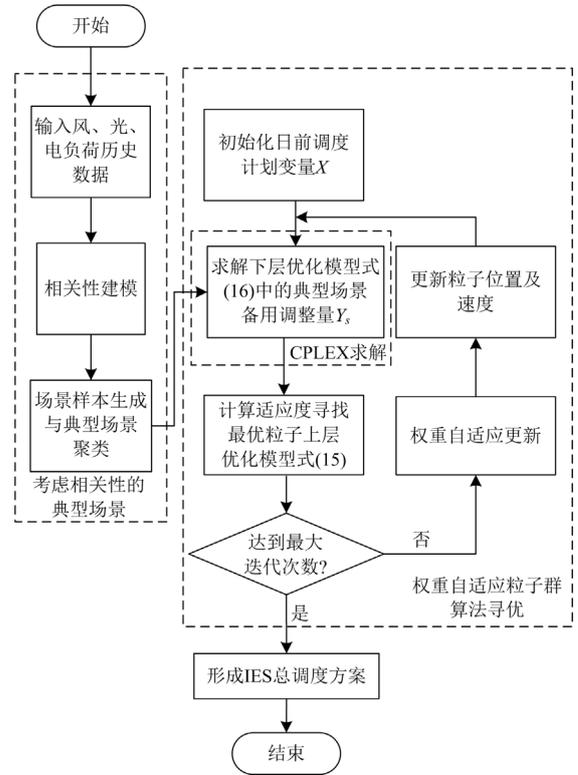


图 4 模型求解流程图

Fig. 4 Flowchart of model solving

4 算例分析

本文中综合能源系统结构见附录 A 图 A1, 系统中主要设备参数、电能量市场以及各时段主网电价及备用容量价格参考文献[27], 具体设备参数见附录 A 表 A1, 电力市场价格见附录 A 表 A2。综合能源系统中可再生能源出力、各类负荷预测数据分别如图 5 和图 6 所示。仿真程序通过 Matlab2020a 和 YALMIP 工具包编写, 并调用 CPLEX12.10 求解。

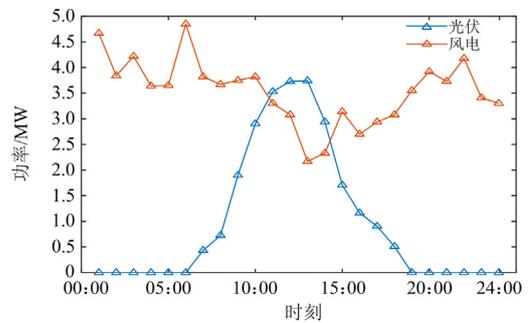


图 5 风/光预测功率曲线

Fig. 5 Wind/photovoltaic power prediction curves

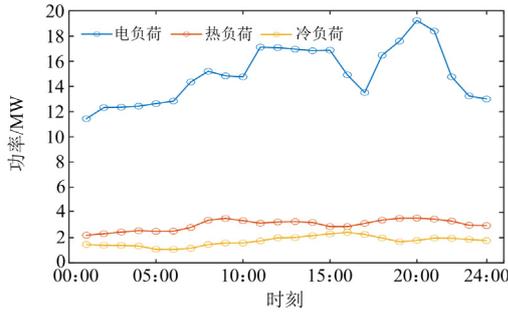


图 6 电/热/冷负荷预测曲线

Fig. 6 Electricity/heat/cooling load prediction curves

#### 4.1 聚类结果分析

本文采用聚类指标 *Silhouette* 衡量聚类优劣程度, 该指标能够度量聚类结果中数据点与其所属簇内数据点的相似度, 以及与其他簇中数据点的不相似度, 其取值范围为 $[-1, 1]$ , 分类结果越好, 对应的该指标的数值越大。

设某种聚类方法将原始数据分为  $n$  簇, 对于任意一个数据点  $i$ , 其到该点所在类中其他数据点的距离平均值定义为  $a(i)$ ,  $a(i)$  越小表示数据点  $i$  与其所在簇中的其他点越相似。其他类中的数据点和数据点  $i$  之间所有平均距离的最小值定义为  $b(i)$ ,  $b(i)$  越大表示与其他簇中的数据点越不相似。因此, 优秀的聚类方法对应有较小的  $a(i)$  以及较大的  $b(i)$ 。从而, *Silhouette* 指标  $S(i)$  定义为

$$S(i) = \frac{b(i) - a(i)}{\max\{a(i), b(i)\}} \quad (17)$$

选取不同的分类数目, AP 聚类算法与 K-means 算法的轮廓系数对比如表 1 所示。由表 1 可知, 在相同的聚类数目下, AP 聚类的 *Silhouette* 指标值均要高于 K-means 聚类, 证明了 AP 聚类效果的优越性。同时, AP 聚类不依赖于给定的初值, 聚类的结果更加稳定。

表 1 AP 和 K-means 的轮廓系数对比

Table 1 Comparison of profile coefficient between AP and K-means

分类数目	K-means 聚类轮廓系数	AP 聚类轮廓系数
3	0.386	0.563
6	0.254	0.437
10	0.141	0.322

本文综合考虑聚类效果及计算时间, 选择聚类数目为 6, 生成随机优化的典型场景与历史数据中真实值出力曲线对比如附录 A 图 A2 所示, 各典型场景的概率如附录 A 表 A3 所示。由图 A2 可知, 生

成的典型场景较好地保留了源荷功率曲线的变化趋势, 同时在真实功率一定范围内波动, 体现出源荷功率的随机特性, 说明了聚类得到的典型场景具有代表性。

以 12 h 为例, 生成 1000 组源荷数据, 采用 AP 聚类方法得到的源荷 AP 聚类结果如图 7 所示。

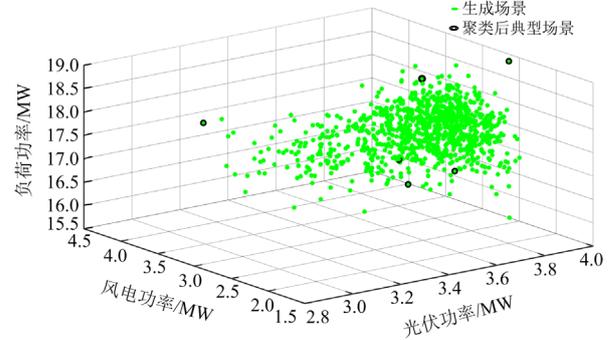


图 7 源荷 AP 聚类结果

Fig. 7 AP clustering results of source-load

#### 4.2 源荷相关性对成本的影响验证

为验证源荷相关性对 IES 运行成本的影响, 设计以下两种运行方案。

方案一: 不考虑源荷相关性;

方案二: 考虑源荷相关性。

上述两种方案, 系统的各部分运行成本如表 2 所示, 两种方案下各时段调度结果及备用需求分别如图 8、图 9 所示。由表 2 可知, 考虑相关性时, 系统的日前调度成本及调整期望成本均降低, 总运行成本降低了 3.4%。由图 8 可知, 大部分时段, 方案二中系统中燃气轮机出力及从电网购电量均有所降低, 仅在午间 11:00—14:00 电价峰值时段, 由于电负荷向上波动, 风光联合出力向下波动, 系统中的燃气轮机增加出力, 以满足负荷用电需求, 总体而言, 由于风光荷波动的互补特性, 降低了系统的调度成本。由图 9 可知, 考虑相关性后, 降低了系统中各时段的备用需求。

#### 4.3 调度结果分析

以  $\beta = 0.8$  为例, 求解得到综合能源系统的能源设备出力优化结果如图 10 所示。

表 2 源荷相关性对系统运行成本影响

Table 2 Impact of source-load correlation on system operating cost

方案	日前调度成本	调整期望成本	总运行成本
一	222 679.52	20 976.80	243 674.32
二	215 400.22	19 945.32	235 345.54

元

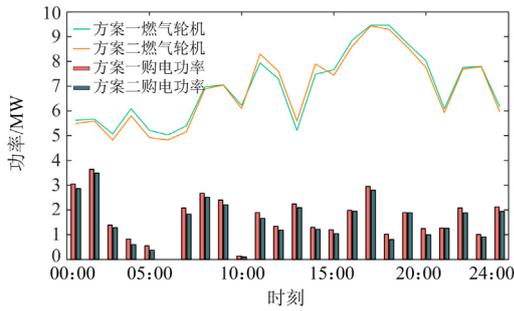


图 8 不同方案下的调度结果

Fig. 8 Scheduling results in different schemes

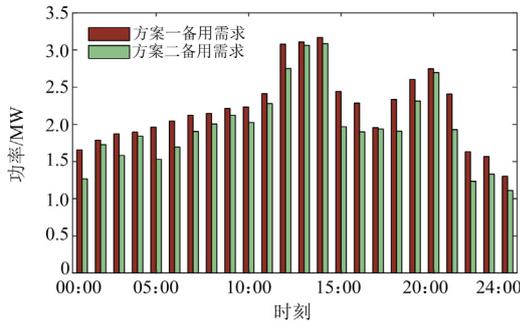


图 9 不同方案下各时段的备用需求

Fig. 9 Reserve demand of each period in different schemes

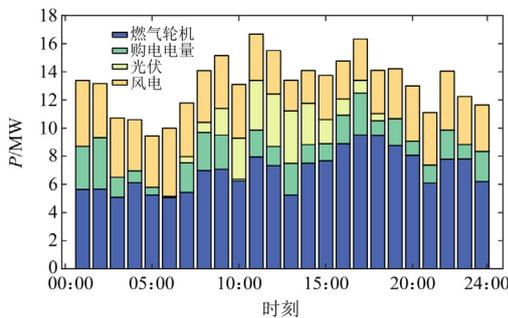
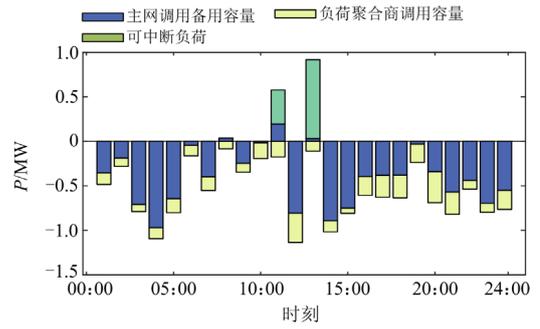


图 10 能源设备出力优化结果

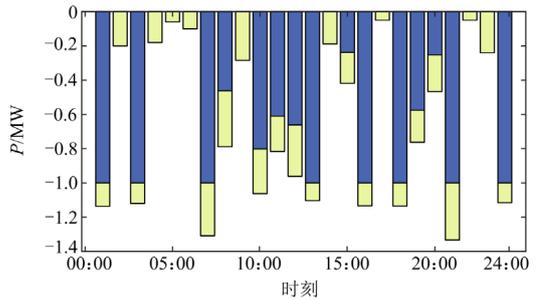
Fig. 10 Output optimization results of energy equipment

在 00:00—07:00 时段,主网电价处于谷时段,IES 中的燃气轮机出力处于较低水平,以提高从主网的购电电量。在电网购电电价以及主网备用预定价格均较高的 17:00—20:00 时段,燃气轮机提高发电功率以满足供电/热需求,从而减少向主网购电的需求。同时,预留一定的上旋转备用以应对源荷功率波动。

为分析场景概率对调用的备用资源类型的影响,选取典型场景 3、典型场景 4 中的备用调用情况进行对比,调用功率如图 11 所示。



(a) 场景3(概率为0.070)备用资源调用结果



(b) 场景4(概率为0.435)备用资源调用结果

图 11 不同场景下备用资源调用结果

Fig. 11 Reserve capacity calling results in different scenarios

场景 3 中在 11:00—12:00 时段和 13:00—14:00 时段调用可中断负荷满足系统的上旋转备用需求,而场景 4 中并未调用可中断负荷,这是由于场景 3 发生概率较低,则备用资源调用成本期望值较小,预定成本占主要部分,因此在该场景中安排只包含调用成本的可中断负荷提供备用资源更具有经济性。相反对于发生概率较高的场景 4,由于可中断负荷的调用成本较高,使得对应的调整期望成本较高,此时仅通过主网及负荷聚合商提供备用容量更有利于系统经济运行。

#### 4.4 优化模型对比分析

为验证本文所提源荷不确定方法的优越性,设计以下 3 种方案,采用 LHS 方法抽样生成 500 组源荷场景,设计以下 3 种方案。

方案三:鲁棒优化;

方案四:随机优化方法,不考虑 CVaR;

方案五:随机优化方法,同时考虑 CVaR,即本文所提方法。

得到系统的运行成本如表 3 所示,可知方案三中考虑了最极端场景,导致其日前调度成本和调整期望成本均比方案四及方案五有所增加。本文所提方法的总运行成本介于随机优化与鲁棒优化之间,这是由于考虑 CVaR 的随机优化方法不仅关注了典

型场景的期望成本, 也兼顾了源荷不确定对 IES 造成的运行风险, 较好地平衡了系统运行的经济性与鲁棒性。

表 3 不同优化方法下系统的运行成本  
Table 3 System operating cost with different optimization methods

方案	日前调度成本	调整期望成本	总运行成本
三	248 745.85	24 145.61	272 891.46
四	189 785.32	20 338.33	210 123.65
五	215 459.69	19 940.74	235 400.43

在不同方案中, 系统的总运行成本随着生成的源荷场景数量变化的优化结果如图 12 所示。由图 12 可知, 生成的场景数目越多, 鲁棒优化得到的系统总运行成本越高, 这是因为鲁棒优化将新增场景中总运行成本更高的场景作为制定调度计划的依据。而方案四、方案五中求得的运行成本基本保持不变。由于随机优化求解的目标函数为期望值, 对于服从相同分布的源荷场景, 场景数量对于优化结果影响较小。

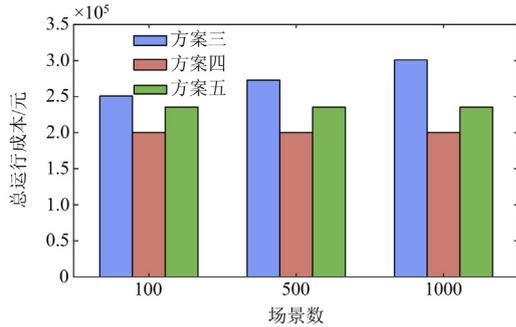


图 12 不同优化方法总运行成本和场景数的关系

Fig. 12 Relationship between objective value of different optimization methods and the number of scenarios

#### 4.5 风险偏好系数对优化结果的影响

不同风险偏好系数下, 系统的总运行成本和 CVaR 的有效前沿曲线如图 13 所示, 可以看出, 随着风险系数  $\beta$  的增大, IES 总运行成本逐渐增加, 而 CVaR 的值逐渐减小, 说明决策者对风险的厌恶程度加深, 调度策略趋于保守,  $\beta$  增大过程中, 总运行成本从  $1.99 \times 10^5$  元增加到  $2.64 \times 10^5$  元, CVaR 从  $2.94 \times 10^5$  元减小到  $2.27 \times 10^5$  元, 即 CVaR 减小 22.8% 导致总运行成本增加了 32.6%。依据图 13 可将风险取值范围划分为 3 个区间, 分别代表保守型、中立型、激进型, 综合能源运营商可根据自身偏好选择对应的风险系数, 制定调度计划。

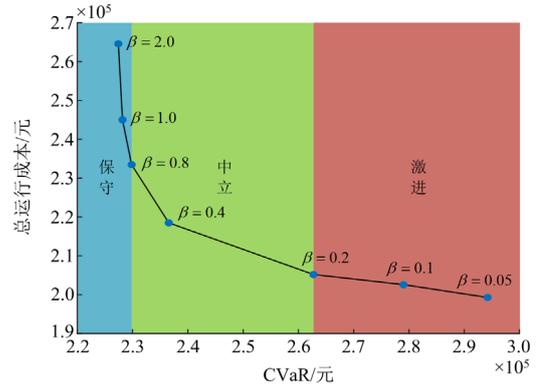


图 13 总运行成本和 CVaR 的有效前沿曲线

Fig. 13 Efficient frontier curve of total operating cost vs CVaR

## 5 结论

本文综合考虑了风光出力和电负荷的不确定性以及相互之间的相关性, 建立了综合能源系统参与日前电能以及旋转备用能量市场的随机优化调度模型, 引入条件风险价值 CVaR 度量系统中多元不确定性因素对 IES 运行的风险, 提高系统运行经济性的同时, 将运行风险限制在可接受的范围内。通过算例分析, 得到的主要结论如下所述。

1) 采用基于相关系数矩阵的 LHS, 能够更准确地描述 IES 多元随机变量的不确定性和相关性。AP 聚类算法能够自适应确定聚类中心的数量, 并以原始数据中已有场景作为典型场景, 聚类结果具有较好的典型性。

2) 考虑源荷相关性, 利用多元不确定性因素的互补特性优化调整设备运行功率, 总运行成本降低了 3.4%, 提高了系统运行的经济性。

3) 计及 CVaR 的综合能源系统日前经济调度模型能够使得决策者根据自身偏好制定合理的运行策略, 实现运行经济性与鲁棒性的平衡。

## 附录 A

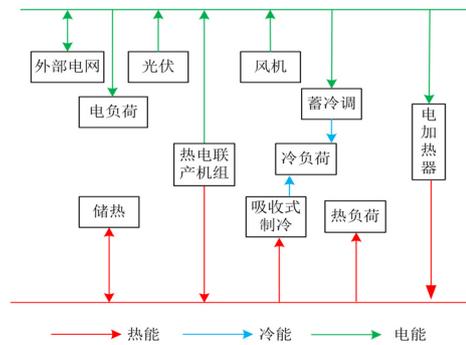


图 A1 综合能源系统结构

Fig. A1 Integrated energy system structure

表 A1 综合能源系统设备参数

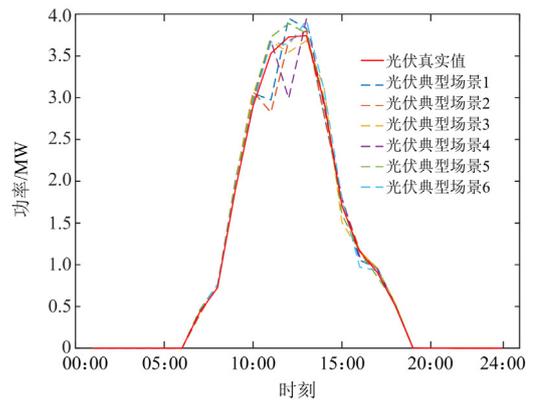
Table A1 Parameters of equipment in integrated energy system

设备	参数	数值/ MW	参数	数值
燃气轮机	出力下限	5	发电	0.45
	出力上限	10	效率	
	功率调整量最小值	0	余热	0.5
	功率调整量最大值	1	效率	
电加热器	耗电功率下限	0	制热	0.98
	耗电功率上限	5		
	耗电功率调整量最小值	0		
	耗电功率调整量最大值	0.6		
蓄冷调	耗电功率下限	0	制冷	2
	耗电功率上限	5	效率	
吸收式 制冷机	吸热功率下限	0	制冷	1.1
	吸热功率上限	5	效率	
储热设备	出力上限	-3	—	—
	出力下限	3	—	—

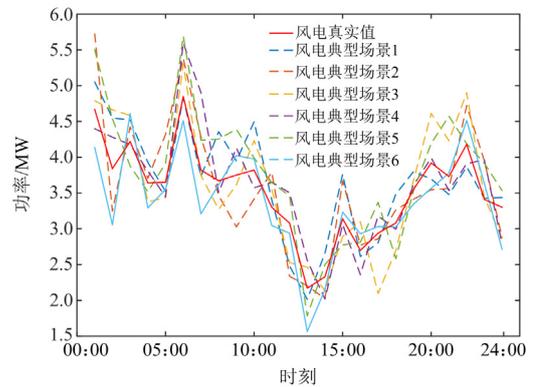
表 A2 各时段主网电价及备用容量价格

Table A2 Main grid and reserves capacity price during each period

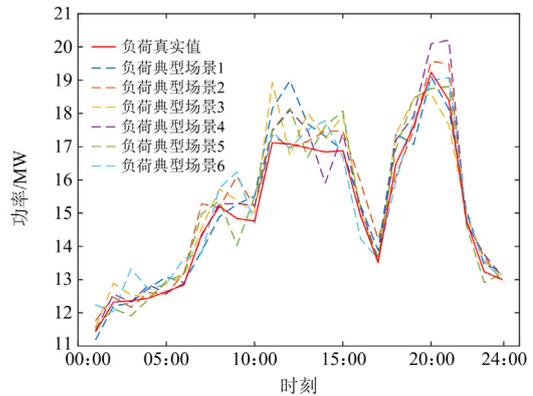
时刻	主网电价	主网备用申购价格	主网备用调用价格
01:00	420	5	20
02:00	420	5	20
03:00	420	5	20
04:00	420	5	20
05:00	420	5	20
06:00	420	5	20
07:00	420	5	20
09:00	500	5	30
10:00	500	5	30
11:00	500	16.7	30
12:00	560	15.54	50
13:00	560	22.42	50
14:00	560	26.05	50
15:00	500	30.13	30
16:00	500	25.82	30
17:00	560	25.01	50
18:00	560	23.49	50
19:00	560	25.38	50
19:00	560	25.38	50
20:00	560	25.36	50
21:00	560	24.03	50
22:00	560	22.08	50
23:00	500	18.57	30
24:00	500	5	30



(a) 光伏典型场景与真实值



(b) 风电典型场景与真实值



(c) 电负荷典型场景与真实值

图 A2 AP 聚类典型场景与真实值

Fig. A2 Typical AP clustering scenarios and real values

表 A3 典型场景概率分布

Table A3 Probability distribution of typical scenarios

场景	1	2	3	4	5	6
概率	0.161	0.117	0.070	0.435	0.157	0.060

参考文献

[1] WU Jiaqing, GU Jie, LIU Shuqi, et al. Strategies for improving resilience of regional integrated energy

- systems in the prevention-resistance phase of integration[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2023, 8(2): 1-18.
- [2] 郭宴秀, 苏建军, 刘洋, 等. 考虑电热交互和共享储能的多综合能源系统运行优化[J]. *中国电力*, 2023, 56(4): 138-145.  
GUO Yanxiu, SU Jianjun, LIU Yang, et al. Optimal operation of multiple integrated energy systems considering power and heat interaction and shared energy storage system[J]. *Electric Power*, 2023, 56(4): 138-145.
- [3] 蒋明喆, 成贵学, 赵晋斌. 考虑动态荷储策略的综合能源系统双层规划模型[J]. *电力科学与技术学报*, 2022, 37(5): 44-57.  
JIANG Mingzhe, CHENG Guixue, ZHAO Jinbin. Double-deck planning model of integrated energy system in consideration of dynamic load energy storage strategy[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2022, 37(5): 44-57.
- [4] 亢猛, 钟伟勃, 石鑫, 等. 计及负荷供给可靠性的园区综合能源系统两阶段优化方法研究[J]. *发电技术*, 2023, 44(1): 25-35.  
KANG Meng, ZHONG Yiqing, SHI Xin, et al. Research on two-stage optimization approach of community integrated energy system considering load supply reliability[J]. *Power Generation Technology*, 2023, 44(1): 25-35.
- [5] 孙启星, 尤培培, 李成仁, 等. 适应中国现行电力市场环境下的容量市场机制设计[J]. *中国电力*, 2022, 55(8): 196-201.  
SUN Qixing, YOU Peipei, LI Chengren, et al. Capacity market mechanism design under electricity market mechanism in China[J]. *Electric Power*, 2022, 55(8): 196-201.
- [6] 卫志农, 张思德, 孙国强, 等. 计及电转气的电-气互联综合能源系统削峰填谷研究[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(16): 4601-4609, 4885.  
WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Study on peak shaving and valley filling of electricity to gas interconnected integrated energy system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(16): 4601-4609, 4885.
- [7] 方乐, 刘成奎, 陈晓弢, 等. 含光热复合压缩空气储能的分分布式综合能源系统容量规划方法[J]. *电工技术学报*, 2022, 37(23): 5933-5943.  
FANG Le, LIU Chengkui, CHEN Xiaotao, et al. Capacity planning method of distributed integrated energy system with solar thermal composite compressed air energy storage[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2022, 37(23): 5933-5943.
- [8] 潘超, 范宫博, 王锦鹏, 等. 灵活性资源参与的电热综合能源系统低碳优化[J]. *电工技术学报*, 2023, 38(6): 1633-1647.  
PAN Chao, FAN Gongbo, WANG Jinpeng, et al. Low carbon optimization of electric and heating integrated energy system with flexible resource participation[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2023, 38(6): 1633-1647.
- [9] 李东东, 汪璐璐, 王维, 等. 考虑源荷互动的综合能源系统多目标双层规划[J]. *电网技术*, 2024, 48(2): 527-542.  
LI Dongdong, WANG Lulu, WANG Wei, et al. Multi-objective bi-level planning for integrated energy systems considering source-load interaction[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(2): 527-542.
- [10] 马恒瑞, 王波, 高文忠, 等. 综合能源系统中储能设备参与辅助服务的运行优化[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(8): 34-40, 68.  
MA Hengrui, WANG Bo, GAO Wenzhong, et al. Operation optimization of energy storage equipment participating in auxiliary service[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(8): 34-40, 68.
- [11] 谭俊丰, 杨苹, 张凡, 等. 考虑能量-辅助服务下的园区综合能源系统多时间尺度优化模型[J]. *中国电力*, 2022, 55(10): 100-111.  
TAN Junfeng, YANG Ping, ZHANG Fan, et al. Multi-time scale optimization dispatch model of integrated energy system considering energy-auxiliary services[J]. *Electric Power*, 2022, 55(10): 100-111.
- [12] FAN Wei, TAN Zhongfu, LI Fanqi, et al. A two-stage optimal scheduling model of integrated energy system based on CVaR theory implementing integrated demand response[J]. *Energy*, 2023, 263.
- [13] 雷嘉明, 姜爱华, 吴新飞, 等. 计及源荷不确定性的综合能源系统近端策略优化调度[J]. *电力科学与技术学报*, 2023, 38(5): 1-11.  
LEI Jiaming, JIANG Aihua, WU Xinfei, et al. Proximal policy optimization dispatch of integrated energy system considering source-load uncertainty[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2023, 38(5): 1-11.
- [14] 韩子娇, 那广宇, 董鹤楠, 等. 考虑灵活性供需平衡的含电转氢综合能源系统鲁棒优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(6): 161-169.  
HAN Zijiao, NA Guangyu, DONG Henan, et al. Robust optimal operation of integrated energy system with P2H considering flexibility balance[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(6): 161-169.
- [15] 黄昊, 倪秋龙, 李震, 等. 考虑柔性负荷无功调节能力的配网日前两阶段无功随机优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(16): 23-33.  
HUANG Hao, NI Qiulong, LI Zhen, et al. Day-ahead

- two-stage stochastic reactive power scheduling optimization for a distribution network considering the reactive power regulation capability of flexible loads[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(16): 23-33.
- [16] 林顺富, 曾旭文, 沈运帷, 等. 考虑灵活性需求的园区综合能源系统协同优化配置[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(9): 9-17.  
LIN Shunfu, ZENG Xuwen, SHEN Yunwei, et al. Collaborative optimal configuration of park-level integrated energy system considering flexibility requirement[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(9): 9-17.
- [17] 李东东, 张先明, 姚寅, 等. 计及转子动能损失和风速相关性的风电场有效惯量估计[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(22): 63-73.  
LI Dongdong, ZHANG Xianming, YAO Yin, et al. Estimation of effective inertia of a wind farm considering rotor kinetic energy loss and wind velocity correlation[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(22): 63-73.
- [18] 张宇威, 肖金星, 杨军, 等. 基于风光数据驱动不确定集合的配电网与多微网鲁棒经济调度[J]. *电力建设*, 2021, 42(10): 40-50.  
ZHANG Yuwei, XIAO Jinxing, YANG Jun, et al. Data-driven robust economic dispatch for distribution network and multiple micro-grids considering correlativity of wind and solar output[J]. *Electric Power Construction*, 2021, 42(10): 40-50.
- [19] 巨云涛, 李红权, 于宗民, 等. 考虑多元不确定性和备用需求的微电网双层鲁棒容量规划[J]. *电网技术*, 2023, 47(8): 3343-3361.  
JU Yuntao, LI Hongquan, YU Zongmin, et al. Bi-level robust capacity planning of micro-grid considering multivariate uncertainties and reserve demand[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(8): 3343-3361.
- [20] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. *Journal of Risk*, 2000, 2: 21-42.
- [21] 米元泽. 考虑源荷不确定性平衡的多源协同规划研究[D]. 济南: 山东大学, 2022.  
MI Yuanze. Research on multiple collaborative planning considering source-load uncertainty balance[D]. Jinan: Shandong University, 2022.
- [22] 张沈习, 李珂, 程浩忠, 等. 考虑相关性的间歇性分布式电源选址定容规划[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(8): 53-58, 140.  
ZHANG Shenxi, LI Ke, CHENG Haozhong, et al. Optimal siting and sizing of intermittent distributed generator considering correlations[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(8): 53-58, 140.
- [23] YU H, CHUNG C Y, WONG K P, et al. Probabilistic load flow evaluation with hybrid latin hypercube sampling and Cholesky decomposition[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009, 24(2): 661-667.
- [24] 魏联滨, 王伟臣, 李慧, 等. 基于 AP 聚类和鲁棒优化的电网规划灵活性评估[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2020, 32(3): 99-106, 150.  
WEI Lianbin, WANG Weichen, LI Hui, et al. Evaluation on grid planning flexibility based on affinity propagation clustering and robust optimization[J]. *Proceedings of the CSU-EPSCA*, 2020, 32(3): 99-106, 150.
- [25] 别佩. 考虑风电接入的电力系统有功实时调度模型与算法研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2018.  
BIE Pei. Research on real-time active power dispatch model and algorithm of wind power integrated system[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2018.
- [26] 王晓霞, 俞敏, 霍泽健, 等. 基于近邻传播聚类与 LSTNet 的分布式光伏电站群短期功率预测[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(6): 133-141.  
WANG Xiaoxia, YU Min, HUO Zejian, et al. Short-term power forecasting of distributed photovoltaic station clusters based on affinity propagation clustering and long short-term time-series network[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(6): 133-141.
- [27] 周鹤宁. 基于改进粒子群算法的微电网优化调度[D]. 沈阳: 沈阳工程学院, 2022.  
ZHOU Hening. Optimal dispatch of microgrid based on improved particle swarm algorithm[D]. Shenyang: Shenyang Institute of Technology, 2022.
- [28] 黄伟, 葛良军, 华亮亮, 等. 参与双重市场的区域综合能源系统日前优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(12): 68-75.  
HUANG Wei, GE Liangjun, HUA Liangliang, et al. Day-ahead optimal scheduling of regional integrated energy system participating in dual market[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(12): 68-75.

收稿日期: 2024-03-12; 修回日期: 2024-06-26

作者简介:

李东东(1976—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为风力发电与电力系统稳定控制、智能用电等; E-mail: powerlidd@163.com

仇文杰(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统优化运行; E-mail: 2387463723@qq.com

周波(1980—), 男, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为电力市场运营、交易机制及交易大数据分析。E-mail: ryanz125@163.com

(编辑 张颖)