

计及不确定性和混合储能设备的综合能源系统多目标优化调度模型

马艳霞¹, 周静涵², 董晓晶¹, 王华卿², 张玮琪¹, 谭忠富^{2, 3}

(1. 国网宁夏电力有限公司经济技术研究院, 宁夏 银川 75000; 2. 华北电力大学经济与管理学院, 北京 102206;
3. 延安大学经济与管理学院, 陕西 延安 716000)

摘要:为提高综合能源系统内可再生能源消纳水平,量化不确定性机组出力对系统调度的影响,首先构建包含氢能—天然气混合储能的综合能源系统,分析混合储能在系统中的运行特性;其次,构建综合能源系统多目标优化调度模型,利用多目标 CVaR 方法对风电机组不确定性风险进行描述;然后,采用模糊 C 均值—综合质量评估方法 (FCM-CCQ) 与改进的粒子群算法将系统不确定性问题转化为确定性问题;最后,分别求解不考虑不确定性的单目标优化结果和考虑不确定性的综合目标优化结果。结果表明:混合储能设备能够有效地提高可再生能源消纳水平,实现能量的多级转化;可再生能源不确定性将增加综合能源系统综合成本,系统风险承受能力越强,调度结果越优。

关键词:混合储能设备;风电不确定性;多目标 CVaR;综合能源系统

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.03.003 中图分类号:TM732 文章编号:1673-9140(2022)03-0019-14

Multi-objective optimal scheduling model for multi-energy system considering uncertainty and hybrid energy storage devices

MA Yanxia¹, ZHOU Jinghan², DONG Xiaojing¹, WANG Huaqing²,
ZHANG Weiqi¹, TAN Zhongfu^{2, 3}

(1. Economic and Technological Research Institute of State Grid Ningxia Electric Power Co., Ltd., Yinchuan 750000, China;
2. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;
3. School of Economics and Management, Yan'an University, Yan'an 716000, China)

Abstract: Aiming at improving the renewable energy consumption level in the multi-energy system and quantify the influence of uncertain unit output on system scheduling, a multi-energy system containing hydrogen and gas energy storage is constructed and the operation characteristics of hybrid energy storage in the system are analyzed in this paper. Then, a multi-objective optimal scheduling model for multi-energy systems is proposed, and the uncertainty risk of wind turbines is described by the multi-objective conditional value at risk method. In addition, the fuzzy C-mean-comprehensive quality assessment and improved particle swarm optimization are utilized to transform the system uncertainty problem into a deterministic problem. Finally, the single-objective optimization results without uncertainty and the comprehensive objective optimization results with uncertainty are solved respectively. It is shown that (1) hybrid energy storage devices can effectively improve the consumption level of renewable energy and realize the multi-

收稿日期:2021-04-20;修回日期:2021-09-11

基金项目:国网宁夏电力有限公司科技项目(5229JY190014)

通信作者:周静涵(1997-),女,博士研究生,主要从事综合能源系统优化研究;E-mail:1201922206120@ncepu.edu.cn

stage energy conversion. (2) the uncertainty of renewable energy increases the comprehensive cost of a multi-energy system. (3) the improved risk tolerance of system can improve scheduling results.

Key words: hybrid energy storage device; wind power uncertainty; the multi-objective CVaR method; multi-energy system

随着全球能源储量日渐减少,人民生活对能源的需求不断提高、各国可再生能源渗透比例快速增长,如何有效地利用能源、合理使用可再生能源、实现需求侧与供给侧供需平衡、减少化石能源燃烧造成的环境污染、提高能源供给系统稳定性,已经成为亟需解决的问题^[1]。截止2022年2月底,中国风电装机容量约3.3亿kW,同比增长17.5%;太阳能发电装机容量约3.2亿kW,同比增长22.7%。由于可再生能源发电存在多重不确定性,且发电量与用电量在时间和空间上存在较强的不匹配性,可再生能源并网后,受电力系统调节范围限制,将导致弃风、弃光现象,2021年全国平均弃风率为3.1%,弃光率为2%^[2]。因此,在提高可再生能源占比的同时,应积极探索提高可再生能源消纳水平的途径。

综合能源系统能够有效地整合区域内多种资源,充分挖掘各类能源之间的互补潜力,实现能源子系统之间的协调规划和能源之间的相互转换,满足多元化用能需求的同时,有效地提升能源利用效率、缓解环境压力,是解决能源问题、促进可再生能源消纳的有效途径^[3]。因此,考虑可再生能源发电不确定性,同时利用天然气网络的储能和输送能力,与氢储能系统结合形成混合储能系统,进行综合能源系统优化调度,对准确预测发电功率、制定精确的调度计划、提高系统能源利用效率、提高综合能源系统稳定性及经济性具有重要研究价值。

国内外学者已经针对综合能源系统优化调度展开了广泛的研究,主要是考虑可再生能源出力功率不确定性,通过电源之间的互补性提高系统的调控灵活性^[4]。文献[5-6]在考虑可再生能源发电不确定性的基础上,引入储能装置以增加系统稳定性,并基于成本效益分析提出了包含储能装置的综合能源系统规模设计方案;文献[7-8]通过引入P2G技术和调峰补偿机制,提高了综合能源系统对多种能源、多类型负荷的互补、整合作用,但未能考虑储能设备在综合能源系统中所起到的供能缓冲、能源聚合和增加系统稳定性的多重作用;文献[9]利用区间线性

规划方法对模型进行求解,测算P2G装置转换效率、相关组件输出功率以及运营成本,确定可再生能源发电单元的不确定性水平,实现系统调度优化;文献[10]基于综合能源系统的不确定性构建了两阶段优化调度模型,利用氢转天然气和电转天然气装置提高对可再生能源发电的可容纳程度,降低综合能源系统与主网之间的交互波动;文献[11]基于源荷双侧不确定性,提出了鲁棒优化模型,在满足用户负荷需求的基础上,通过协调能源服务主体,实现社会福利最优化;文献[12]考虑了电源侧可再生能源发电不确定性和需求侧负荷波动性,构建多目标鲁棒优化模型,缩小负荷峰谷差、增大风电消纳率、实现系统燃料成本最小化。

以上研究对如何提高综合能源系统运行经济性及促进可再生能源消纳进行了探讨,而较少考虑混合储能设备在能源转化过程中的能量损失和可再生能源不确定性对系统多目标优化结果的作用。因此,本文设计含氢能—天然气混合储能的综合能源系统,构建考虑不确定性的综合能源系统多目标优化调度模型,利用模糊C均值及综合质量评估方法将风电不确定性出力进行模糊聚类评价,转化为确定性典型场景,利用改进的粒子群算法搜寻最佳综合目标优化结果。

1 含氢能—天然气混合储能的综合能源系统结构

电—气互联综合能源系统主要包括小型燃气轮机、电转气装置、混合储能设备、可再生能源发电单元和负荷。利用P2G储能装置将可再生能源发电高峰过剩的清洁电力转化为天然气,在可再生能源出力不足而电网负荷高峰期,利用小型燃气轮机发电,减少大电网火电机组调峰压力。传统电—气储能系统虽然实现了电力网和天然气网的有效耦合,进行富余电力的大规模、低成本存储,但由于只考虑电转天然气,直接进行天然气传输,而忽略了可再生

能源发电不确定性对天然气网络的冲击影响,且能量转换效率仅 45%~65%,能量转换损失较大。而氢能-天然气混合储能系统(hydrogen-gas energy storage system, HGESS)以电制氢为中间转换环节,起到富余能量从电网流向天然气网络的缓冲作用,同时电制氢环节能量转换率达 75%~85%,既实现能源的高效利用,又充分发挥了氢能制作简单、安全环保等特点。

HGESS 由电制氢(electrolytic hydrogen unit, EHU)、燃料电池(fuel cell unit, FCU)、氢转天然气(hydrogen to gas unit, H2GU)及氢能存储(hydrogen storage unit, HSU)4 个单元构成,包括电转氢和电转天然气 4 个能量转换阶段。第 1 阶段电转氢过程,当系统内存在富余电能时,利用电能将水分解为 H_2 和 O_2 , H_2 将存入氢存储系统或直接供应;第 2 阶段电转天然气是当系统内仍存在未能转换电能时, H2GU 将 H_2 和大气中捕获的 CO_2 合成 CH_4 , 利用天然气网络进行传输,直接供应系统内常规气负荷。当系统内可再生能源出力不足时,燃料电池和小型燃气轮机进行放电,将 H_2 或 CH_4 中储存的化学能转换为电能。与传统综合能源系统相比, HGESS 系统通过 2 个阶段能量转换,在时间与空间上实现了可再生能源高效利用及电网与天然气网络耦合。同时, HGESS 系统可以有效地应对可再生能源出力随机性及不确定性,当系统剩余可再生能源较少时,能量流通过第 1 阶段高效型能量闭环流动圈实现能源高效利用;当系统剩余可再生能源较多时,能量流通过第 2 阶段能量型能量闭环流动圈实现能源规模利用。含混合储能的综合能源系统结构如图 1 所示。

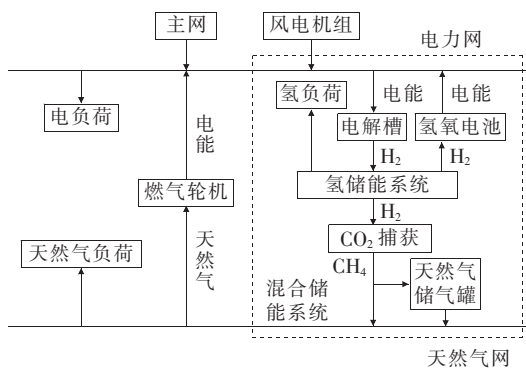


图 1 含混合储能的综合能源系统

Figure 1 Multi-energy system with hybrid energy storage

2 考虑混合储能的综合能源系统优化调度模型

2.1 电源出力模型

1) 微型燃气轮机出力模型。

$$P_{i,t}^{MT} = \eta_{GT} H F_{i,t}^{MT} \quad (1)$$

式中 $P_{i,t}^{MT}$ 为第 i 台燃气机组在 t 时刻的输出功率; η_{GT} 为微型燃气轮机发电效率; H 为天然气高热值(单位天然气完全燃烧后,其烟气被冷却到初始温度,其中的水蒸气以凝结水的状态排出时,所放出的全部热量); $F_{i,t}^{MT}$ 为第 i 台燃气机组在 t 时刻的燃气消耗速率。

2) 风力发电出力模型。

综合能源系统中风力、光伏发电受自然风速、太阳辐射影响,具有较强的不确定性,本文仅考虑风电机组出力不确定性。

自然风速可以通过 Weibull 函数描述:

$$f(v) = \frac{\varphi}{\vartheta} \left(\frac{v}{\vartheta}\right)^{\varphi-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{\vartheta}\right)^{\varphi}\right] \quad (2)$$

式中 v 为风速; φ 为形状参数; ϑ 为尺度参数。根据风速分布函数,可以计算风力发电功率为

$$g_{wpp,t} = \begin{cases} 0, & 0 < v_t < v_{in}, v_t > v_{out} \\ (v_t - v_{in}) \cdot & v_{in} \leq v_t \leq v_r \\ (v_r - v_{in}) g_r, & \\ g_r, & v_r \leq v_t \leq v_{out} \end{cases} \quad (3)$$

式中 $g_{wpp,t}$ 为风电机组在 t 时刻的发电功率; v_t 为 t 时刻的自然风速; v_{in} 、 v_{out} 分别为切入、切出风速; v_r 为额定风速; g_r 为额定输出功率。

3) 氢储能设备充放电模型。

$$E_t^H = E_{t-1}^H - \left(P_t^H - \alpha_{E2H} \sum_{i=1}^{N_{ELE}} P_{i,t}^{ELE} + \frac{\sum_{i=1}^{N_{FC}} P_{i,t}^{FC}}{\alpha_{H2E}} + \frac{\sum_{i=1}^{N_{H2G}} P_{i,t}^{H2G}}{\alpha_{H2G}} \right) \Delta t \quad (4)$$

$$E_{min}^H \leq E_t^H \leq E_{max}^H \quad (5)$$

式中 E_t^H 、 E_{t-1}^H 分别为氢储能系统 t 时刻和 $t-1$ 时刻剩余电量; P_t^H 为直接供应氢负荷功率; α_{E2H} 、 α_{H2E} 、 α_{H2G} 分别为电解制氢、燃料电池发电、氢气合

成甲烷的效率; N_{ELE} 、 N_{FC} 、 N_{H2G} 分别为电解槽、氢燃料电池及 H2G 装置个数; $P_{i,t}^{\text{ELE}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{FC}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{H2G}}$ 分别为第 i 个电解槽、氢燃料电池、H2G 装置在 t 时刻消耗的有功功率; $E_{\text{min}}^{\text{H}}$ 、 $E_{\text{max}}^{\text{H}}$ 分别为氢储能系统最小、最大容量; Δt 为运行时长。

2.2 目标函数

本文所提的综合能源系统多目标优化调度模型涉及系统运行成本和环境成本 2 个部分。系统运行成本包括燃气机组的燃气费用、向主网购售电费用以及混合储能系统在充放电、合成 CH_4 的过程中损耗和注入天然气网络的气收益; 环境成本则包括向外部主网购电, 化石燃料燃烧造成的大气污染治理成本、燃气机组运行产生的碳排放成本和储能系统合成 CH_4 时消耗 CO_2 所带来的环境效益。

2.2.1 系统运行成本

$$\min f_1 = f_{\text{power}} + f_{\text{HGESS}} \quad (6)$$

式中 f_1 为综合能源系统运行成本; f_{power} 为综合能源系统发电单元运行成本; f_{HGESS} 为综合能源系统混合储能单元运行成本。

1) 发电单元运行成本。综合能源系统发电单元包括微型燃气轮机和风电机组发电, 其运行成本包括燃气机组的燃气成本及综合能源系统供电能力不足时向大电网端的购售电成本, 即

$$f_{\text{power}} = f_{\text{power}}^{\text{MT}} + f_{\text{power}}^{\text{G}} \quad (7)$$

式中 $f_{\text{power}}^{\text{MT}}$ 为燃气机组运行成本; $f_{\text{power}}^{\text{G}}$ 为向大电网端的购售电成本。其中, 微型燃气轮机燃气成本为

$$f_{\text{power}}^{\text{MT}} = (C_{\text{gas}}/H) \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{MT}}} (P_{i,t}^{\text{MT}}/\eta_{\text{GT}} \Delta t) \quad (8)$$

式中 T 为调度周期数; C_{gas} 为天然气购买价格; N_{MT} 为微型燃气机组个数; Δt 为运行时长。

由于可再生能源机组出力存在不确定性, 综合能源系统需要与大电网端进行能量交互来维持系统内供需平衡, 因此, 与大电网端进行能量交互的成本收益为

$$f_{\text{power}}^{\text{G}} = \sum_{t=1}^T \lambda_t P_t^{\text{G}} \Delta t \quad (9)$$

式中 λ_t 为 t 时刻的分时电价; P_t^{G} 为 t 时刻综合能源系统向大电网端购售电的有功功率(功率大于 0 时表示购电, 小于 0 时表示售电)。

2) 混合储能系统运行成本。混合储能系统运行

成本主要考虑电—气能量转换时系统的能量损失成本以及储能系统向天然气网络注入天然气的收益。

$$f_{\text{HGESS}} = f_{\text{HGESS}}^{\text{cost}} - f_{\text{HGESS}}^{\text{earn}} \quad (10)$$

$$f_{\text{HGESS}}^{\text{cost}} = \sum_{t=1}^T \Delta t \lambda_t \left(\frac{1 - \alpha_{\text{E2H}}}{\alpha_{\text{E2H}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{ELE}}} P_{i,t}^{\text{ELE}} + \frac{1 - \alpha_{\text{H2E}}}{\alpha_{\text{H2E}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{FC}}} P_{i,t}^{\text{FC}} + \frac{1 - \alpha_{\text{H2G}}}{\alpha_{\text{H2G}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{H2G}}} P_{i,t}^{\text{H2G}} \right) \quad (11)$$

$$f_{\text{HGESS}}^{\text{earn}} = (P_{\text{gas}}/H) \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{H2G}}} P_{i,t}^{\text{H2G}} \Delta t \quad (12)$$

式中 f_{HGESS} 为混合储能系统运行成本; $f_{\text{HGESS}}^{\text{cost}}$ 为系统能量转换损失成本; $f_{\text{HGESS}}^{\text{earn}}$ 为储能系统气收益; P_{gas} 为 CH_4 的出售价格。

2.2.2 环境成本

综合能源系统环境成本计算为

$$\min f_2 = \lambda_{\text{CO}_2}^{\text{G}} P_t^{\text{G}} + \lambda_{\text{CO}_2}^{\text{MT}} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{MT}}} P_{i,t}^{\text{MT}} - \lambda_{\text{CO}_2}^{\text{H2G}} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{H2G}}} P_{i,t}^{\text{H2G}} \quad (13)$$

式中 f_2 为综合能源系统环境成本; $\lambda_{\text{CO}_2}^{\text{G}}$ 为区域电网单位供电 CO_2 排放系数; $\lambda_{\text{CO}_2}^{\text{MT}}$ 为微型燃气轮机单位发电 CO_2 排放系数; $\lambda_{\text{CO}_2}^{\text{H2G}}$ 为 H2G 装置合成 CH_4 的 CO_2 捕获系数。

2.3 约束条件

2.3.1 电力网络约束

1) 电力功率平衡约束。

$$P_t^{\text{G}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{MT}}} P_{i,t}^{\text{MT}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} P_{i,t}^{\text{WT}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{FC}}} P_{i,t}^{\text{FC}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ELE}}} P_{i,t}^{\text{ELE}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{H2G}}} P_{i,t}^{\text{H2G}} + P_t^{\text{L}} \quad (14)$$

式中 P_t^{L} 为 t 时刻系统电负荷功率; $P_{i,t}^{\text{WT}}$ 为第 i 个风电机组在 t 时刻的有功功率; N_{WT} 为风电机组个数。

2) 节点电压约束。

$$U_{i,\text{min}} \leq U_{i,t} \leq U_{i,\text{max}} \quad (15)$$

式中 $U_{i,t}$ 为节点 i 在 t 时刻的电压; $U_{i,\text{max}}$ 、 $U_{i,\text{min}}$ 分别为节点 i 的电压上、下限。

3) 线路功率约束。

$$P_{1,\text{min}} \leq P_1 \leq P_{1,\text{max}} \quad (16)$$

式中 P_1 为线路 1 流过的功率; $P_{1,\text{max}}$ 、 $P_{1,\text{min}}$ 分别为线路 1 允许经过的功率上、下限。

4) 微型燃气轮机出力约束。

$$P_{i,\min}^{\text{MT}} \leq P_{i,t}^{\text{MT}} \leq P_{i,\max}^{\text{MT}} \quad (17)$$

式中 $P_{i,t}^{\text{MT}}$ 为第 i 台燃气轮机在 t 时刻的有功功率; $P_{i,\max}^{\text{MT}}$ 、 $P_{i,\min}^{\text{MT}}$ 分别为第 i 台燃气轮机有功功率上、下限。

5) 微型燃气轮机爬坡约束。

$$P_{i,t}^{\text{MT}} - P_{i,t-1}^{\text{MT}} \leq R_{U,i} \quad (18)$$

$$P_{i,t-1}^{\text{MT}} - P_{i,t}^{\text{MT}} \leq R_{D,i} \quad (19)$$

式中 $R_{U,i}$ 、 $R_{D,i}$ 分别为第 i 个燃气机组爬坡、滑坡上限。

2.3.2 耦合单元约束

P2G 和燃气轮机实现了电网与天然气网络之间的能量互通,二者的耦合模型构建如下。

1) P2G 耦合单元约束。混合储能系统将 P2G 划分为电解制氢以及氢转天然气 2 个环节,氢储能系统输出功率与天然气网络注入功率耦合关系为

$$Q_{\text{H}_2\text{G},t} \cdot H = \sum_{i=1}^{N_{\text{H}_2\text{G}}} P_{i,t}^{\text{H}_2\text{G}} = \alpha_{\text{H}_2\text{G}} P_t^{\text{H}} \quad (20)$$

式中 P_t^{H} 为氢储能系统在 t 时刻氢能转化为天然气的功率。

2) 微型燃气轮机耦合单元约束。微型燃气轮机在综合能源系统中既为电源,也是消耗天然气的气负荷单元,燃气机组发电量与天然气消耗量关系为

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{MT}}} P_{i,t}^{\text{MT}} / \eta_{\text{GT}} = Q_{\text{MT},t} \cdot H \quad (21)$$

3 综合能源系统多目标优化调度模型不确定性描述

在可再生能源装机成本下降以及相关政策驱动影响下,可再生能源接入比例持续提高。本文构建的综合能源系统具有较强的多能耦合以及混合储能灵活性,在充分考虑可再生能源发电不确定性的条件下,可以通过挖掘综合能源系统灵活性,利用各单元耦合协调,补偿所接入可再生能源出力单元所带来的不确定性,减少不确定性风险对综合能源系统调度运行造成的成本增量,实现供能实时平衡。

基于本文第 1 章所构建的综合能源系统优化调度模型,为了提高综合能源系统运行调度的可靠性及经济性,对风电机组出力不确定性进行描述,并利用多目标 CVaR 方法描述风电出力不确定性对综

合能源系统运行成本和环境成本造成的风险损失,构建混合储能综合能源系统多目标优化调度模型。

3.1 风电机组出力不确定性描述

在综合能源系统各单元出力调度过程中,需要根据风电机组历史出力数据提前预测机组未来出力水平,而风力发电受风速影响存在较强的不确定性,为规避其不确定性造成的综合能源系统调度运行风险,应用多目标 CVaR 方法对其风险进行描述,考虑风电机组出力不确定性后的电力网络约束为

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{ELE}}} P_{i,t}^{\text{ELE}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{H}_2\text{G}}} P_{i,t}^{\text{H}_2\text{G}} + P_t^{\text{L}} - P_t^{\text{G}} - \sum_{i=1}^{N_{\text{MT}}} P_{i,t}^{\text{MT}} - \sum_{i=1}^{N_{\text{FC}}} P_{i,t}^{\text{FC}} \leq \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} P_{i,t}^{\text{WT}} \quad (22)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} P_{i,t}^{\text{WT}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} \bar{P}_{i,t}^{\text{WT}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} e_i(t) \quad (23)$$

式中 $\bar{P}_{i,t}^{\text{WT}}$ 为第 i 个风电机组在 t 时刻的出力预测值; $e_i(t)$ 为第 i 个风电机组在 t 时刻的出力预测值与实际出力的偏差。根据文献[13]可以假定风电机组出力偏差服从正态分布 $e_i(t) \sim N(\theta_{i,t}, \sigma_{i,t}^2)$, $\theta_{i,t}$ 、 $\sigma_{i,t}^2$ 分别为第 i 个风电机组在 t 时刻有功功率预测偏差均值和标准差, $e_i(t)$ 分布规律可由历史出力数据获得。

风电机组的不确定性会影响综合能源系统的调度方案,当风电机组出力预测值高于实际值时,为满足园区内部负荷需求,将增大燃气轮机机组出力以及储能设备能源转换水平,增加系统运行成本;在预测偏差较大时,受其他出力单元功率约束,将增加园区系统向主网的购电成本;当风电机组出力预测值低于实际值时,则可能增加园区内部可再生能源弃能量,导致系统环境成本增加。因此,为降低风电机组出力不确定性给系统稳定运行带来的风险,需要借助风险分析方法描述不确定性因素对目标函数的影响程度。

3.2 多目标 CVaR 方法

当系统内存在多个损失函数时,可采用多目标 CVaR 方法,描述确定置信水平下的风险状况。设存在与决策变量 $x \in X \subset R^n$ 相关的 n 个损失函数 $f_k(x, \zeta) \in R^n \cdot R^m \rightarrow R^k (k=1, 2, \dots, K)$, 其均为连续函数, ζ 为连续型随机变量,表示可能会影响损失函数的不确定性因素,概率密度函数为 $p(z)$,

$f_k(x, \zeta)$ 的分布函数为

$$\begin{aligned} \psi_k(x, y_k) &= \\ P\{f_k(x, \zeta) \leq y_k\} &= \int_{f_k(x, z) \leq y_k} p(z) dz \quad (24) \end{aligned}$$

定义损失函数权重为 $\lambda_i (i=1, 2, \dots, n)$, 则决策变量 x 在置信水平 α 下, 基于权重 λ 的 α -CVaR 损失值可表示为

$$\begin{aligned} y^*(x, \lambda) &= \\ \min \left\{ \begin{array}{l} \left[y \mid \sum_{i=1}^K (\lambda_k (1 - \alpha_k)^{-1} \psi_k) \mid, (x \geq y) \right] \\ \sum_{k=1}^K (\lambda_k \alpha_k (1 - \alpha_k)^{-1}) \end{array} \right\} \quad (25) \end{aligned}$$

引入损失函数为

$$\begin{aligned} \phi_{k, \alpha_k}(x, y_k) &= \\ (1 - \alpha_k)^{-1} \int_{f_k(x, z) \geq y_k} f(x, z) p(z) dz \quad (26) \end{aligned}$$

则决策变量 x 在置信水平 α 下基于权重 λ 的 α -CVaR 损失值为

$$\phi(x, y^*(x, \lambda)) = \sum_{i=1}^n (\lambda_i \phi_{i, \alpha_i}(x, y^*(x, \lambda))) \quad (27)$$

式中 α_i 为第 i 个损失函数的置信水平。

定义优化函数以寻求可行域下 α -CVaR 损失值最小, 即

$$\min \phi(x, y^*(x, \lambda)) = \sum_{i=1}^n \lambda_i \phi_{i, \alpha_i}(x, y^*(x, \lambda)) \quad (28)$$

3.3 综合能源系统多目标 CVaR 优化调度模型

3.3.1 考虑风电机组不确定性的目标函数构建

在考虑不确定性时, 风电机组出力偏差造成的损失将由综合能源系统中的微型燃气机组及储能设备承担。因此, 引入风电出力预测偏差概率, 构建考虑风险的系统优化调度目标函数。

1) 发电单元运行成本。

$$f_{\text{power}}^{\text{MT}} = (C_{\text{gas}}/H) \sum_{t=1}^T (\varphi_{\text{MT}} e(t) P_t^{\text{MT}} / \eta_{\text{GT}} \Delta t) \quad (29)$$

$$f_{\text{power}}^{\text{G}} = \sum_{t=1}^T (\lambda_t \varphi_{\text{G}} e(t) P_t^{\text{G}} \Delta t) \quad (30)$$

$$f_{\text{power}} = f_{\text{power}}^{\text{MT}} + f_{\text{power}}^{\text{G}} \quad (31)$$

式中 φ_{MT} 、 φ_{G} 分别为微型燃气轮机机组和外部主网承担功率调整比例的任务; P_t^{MT} 为 t 时刻微型燃气轮机的有功功率; P_t^{G} 为 t 时刻系统向主网购电功率; $e(t)$ 为 t 时刻风电机组实际出力功率与预测功率的偏差值。

2) 混合储能系统运行成本。

$$\begin{aligned} f_{\text{HGESS}} &= \sum_{t=1}^T (\Delta t \varphi_{\text{HGESS}} e(t) \cdot \\ \lambda_t \left[\frac{1 - \alpha_{\text{E2H}}}{\alpha_{\text{E2H}}} P_t^{\text{ELE}} + \frac{1 - \alpha_{\text{H2E}}}{\alpha_{\text{H2E}}} P_t^{\text{FC}} + \right. \\ \left. \frac{1 - \alpha_{\text{H2G}}}{\alpha_{\text{H2G}}} P_t^{\text{H2G}} \right] - (P_{\text{gas}}/H) P_t^{\text{H2G}} \quad (32) \end{aligned}$$

式中 φ_{HGESS} 为混合储能系统承担的功率调整系数; P_t^{ELE} 、 P_t^{FC} 、 P_t^{H2G} 分别为电解槽、氢燃料电池、P2G 装置在 t 时刻消耗的有功功率。

3) 系统运行成本。

$$\min f_1 = f_{\text{power}} + f_{\text{HGESS}} \quad (33)$$

4) 环境成本。

$$\begin{aligned} \min f_2 &= \\ \lambda_{\text{CO}_2}^{\text{G}} \varphi_{\text{G}} e(t) P_t^{\text{G}} + \lambda_{\text{CO}_2}^{\text{MT}} \sum_{t=1}^T \varphi_{\text{MT}} e(t) P_t^{\text{MT}} - \\ \lambda_{\text{CO}_2}^{\text{H2G}} \sum_{t=1}^T \varphi_{\text{H2G}} e(t) P_t^{\text{H2G}} \quad (34) \end{aligned}$$

式中 φ_{H2G} 为 P2G 装置承担的功率调整系数。

3.3.2 考虑不确定性的约束条件构建

在考虑不确定性因素时, 需要对传统约束条件进行不确定性转化, 其中, 电力功率平衡约束如式(26)、(27)所示。

1) 微型燃气轮机出力约束。

$$P_{\text{min}}^{\text{MT}} \leq P_t^{\text{MT}} \varphi_{\text{MT}} e(t) \leq P_{\text{max}}^{\text{MT}} \quad (35)$$

式中 $P_{\text{min}}^{\text{MT}}$ 、 $P_{\text{max}}^{\text{MT}}$ 分别为微型燃气机组出力功率上下限。

2) 微型燃气轮机爬坡约束。

$$P_t^{\text{MT}} \varphi_{\text{MT}} e(t) - P_{t-1}^{\text{MT}} \varphi_{\text{MT}} e(t-1) \leq R_{\text{U}} \quad (36)$$

$$P_{t-1}^{\text{MT}} \varphi_{\text{MT}} e(t-1) - P_t^{\text{MT}} \varphi_{\text{MT}} e(t) \leq R_{\text{D}} \quad (37)$$

式中 R_{U} 、 R_{D} 分别为微型燃气轮机爬坡、滑坡上下限。

3) P2G 耦合单元约束。

$$Q_{\text{P2G}, t} \cdot H = P_t^{\text{H2G}} \varphi_{\text{H2G}} e(t) = \alpha_{\text{H2G}} P_t^{\text{H}} \quad (38)$$

4) 微型燃气轮机耦合单元约束。

$$P_t^{\text{MT}} \varphi_{\text{MT}} e(t) / \eta_{\text{GT}} = Q_{\text{MT},t} \cdot H \quad (39)$$

3.3.3 多目标 CVaR 优化调度模型构建

利用多目标 CVaR 方法,以考虑不确定性因素目标函数的 α -CVaR 值最小为目标,构建损失函数,即

$$F_{i,\alpha_i}(T, y_i) = y_i + (1 - \alpha_i)^{-1} \cdot \int_{z \in R^m} (f_i(T, e) - y_i)^+ p(e) de \quad (40)$$

$$\min \sum_{k=1}^K \lambda_k F_{i,\alpha_i}(T, y) \quad (41)$$

$$\text{s. t. } y \in R, x \in X \quad (42)$$

式(40~(42)中 T 为综合能源系统各出力单元集合; α_i 为第 i 个目标函数的置信水平; y_i 为第 i 个目标函数的 α -CVaR 值。式(41)等价于对于任意 x , 如果存在 y 是式(40)的唯一最优解,满足条件:

$$P(\pi_i(x, y) = z) = \int_{\pi_i(x, z) = \xi} p(z) dz = 0 \quad (43)$$

则以下结论成立:

$$\sum_{i=1}^n (\lambda_i \phi_{i,\alpha_i}(x, y)) = \min_{\xi \in R} \sum_{i=1}^n (\lambda_i F_{i,\alpha_i}(x, y)) \quad (44)$$

$$y = y^*(x, \lambda) \quad (45)$$

此时,对于任意给定权值 λ ,若 (x, y) 能够使模型式(41)达到最优的同时,式(6)成立,则 x 能够使模型(27)达到最优。

综上,构建考虑不确定性的综合能源系统调度方案 α -CVaR 值最小的优化模型为

$$\begin{cases} \min & F_{i,\alpha_i}(T, y_i), i = 1, 2 \\ \text{s. t. } & P_t^G + \sum_{i=1}^{N_{\text{MT}}} P_{i,t}^{\text{MT}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{FC}}} P_{i,t}^{\text{FC}} - \sum_{i=1}^{N_{\text{ELE}}} P_{i,t}^{\text{ELE}} + \\ & \sum_{i=1}^{N_{\text{H2G}}} P_{i,t}^{\text{H2G}} - P_t^L \leq \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} P_{i,t}^{\text{WT}} \end{cases}$$

式(14)~(25),式(39)~(43)

$$\begin{cases} T = \{P_{i,t}^{\text{MT}}, P_{i,t}^{\text{WT}}, P_{i,t}^{\text{ELE}}, P_{i,t}^{\text{FC}}, P_{i,t}^{\text{H2G}}\} \end{cases} \quad (46)$$

3.3.4 综合优化目标函数

由于系统运行成本损失值最小与环境成本损失值最小存在相互对立关系,因此首先采用模糊集理论将目标函数转化为隶属度函数,再采用加权综合指标法将多目标函数转化为单目标函数。

优化第 i 个目标函数的隶属度函数为

$$F_i = \begin{cases} 1, & \hat{F}_{\beta_i} \geq F_{\beta_i}^{\max} \\ \frac{\hat{F}_{\beta_i} - F_{\beta_i}^{\min}}{F_{\beta_i}^{\max} - F_{\beta_i}^{\min}}, & F_{\beta_i}^{\min} \leq \hat{F}_{\beta_i} \leq F_{\beta_i}^{\max} \\ 0, & \hat{F}_{\beta_i} \leq F_{\beta_i}^{\min} \end{cases} \quad (47)$$

式中 $F_{\beta_i}^{\min}$ 为第 i 个目标函数的优化结果; $F_{\beta_i}^{\max}$ 为第 i 个目标函数单目标优化结果的最大值。

因此,综合目标函数为

$$\min F = \omega_1 F_1 + \omega_2 F_2 \quad (48)$$

式中 ω_1 、 ω_2 分别为系统运行成本、环境成本权重系数,且 $\omega_1 + \omega_2 = 1$ 。

4 求解算法

针对考虑不确定性的综合能源系统多目标优化调度模型,本文运用模糊 C 均值及综合质量评估方法(FCM-CCQ)与改进的粒子群算法相结合进行求解。在单目标优化阶段,利用模糊 C 均值及综合质量评估方法将不确定性问题转化为确定性问题,通过选取多组风电机组出力历史数据进行聚类分析,将历史出力数据聚类为几个典型场景数目,在不同典型场景中寻求单目标函数最优解。在多目标优化调度模型求解阶段,基于单目标函数最优解结果,初始化粒子适应度,利用改进的粒子群算法(improved particle swarm optimization, IPSO)同时兼顾系统运行成本及环境成本,在多维解空间中构造所谓的“粒子群”,粒子群中每个粒子通过跟踪自己和群体发现最优值,不断修正自己的前进方向和速度,从而找寻最优解。算法求解流程如图 2 所示。

更新后粒子的速度和位移、权重表示方法为

$$v_i(t+1) = \omega v_i(t) +$$

$$a_1 R_1 [X_i - x_i(t)] + a_2 R_2 [X_g - x_i(t)] \quad (49)$$

$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1) \quad (50)$$

$$\omega = \mu + \theta N(0, 1) \quad (51)$$

$$\mu = \mu_{\min} + (\mu_{\max} - \mu_{\min}) \text{rand}(0, 1) \quad (52)$$

式(49)~(52)中 ω 为惯性权重因子; θ 、 μ 分别为随即权重方差和均值; μ_{\max} 、 μ_{\min} 分别为随机权重的均值最大、最小值; a_1 、 a_2 为学习因子; R_1 、 R_2

为 $[0,1]$ 之间的随机数; $x_i(t)$ 、 $v_i(t)$ 分别为第*i*个粒子在*t*时刻的位置和速度; X_i 为第*i*个粒子目前搜索到的最优位置; X_g 为所有粒子搜索到的最优位置; $N(0,1)$ 为标准正态分布随机数; $\text{rand}(0,1)$ 为 $0\sim 1$ 之间的随机数。

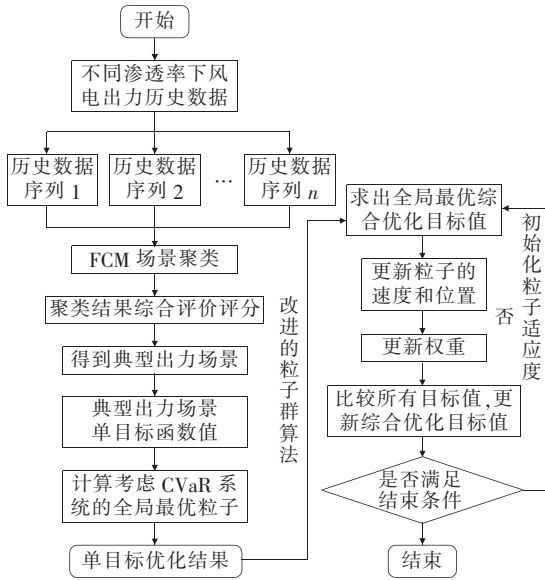


图 2 多目标调度优化模型求解流程

Figure 2 Process chart of the multi-objective scheduling optimization model

5 算例分析

5.1 基础数据

为验证模型的有效性,本文选取北方某工业园区为背景进行算例分析。天然气网络运行约束和储气罐的具体参数见文献[14-15]。结合该省实际价格并参照国内外成熟供能市场综合折算^[16-17],园区内部及外部供能价格如表 1 所示,园区系统主要设备参数如表 2 所示^[18]。

表 1 电/气分时价格

Table 1 Time-of-use price of electricity and gas

峰谷时段	时段划分	外购价格	
		电/(元/(kW·h))	气/(元/m ³)
谷时段	23:00—07:00	0.346	—
平时段	11:00—14:00	0.706	—
	18:00—23:00		
峰时段	07:00—11:00	1.178	—
	14:00—18:00		
	00:00—24:00	—	2.500

表 2 园区综合能源系统设备主要参数

Table 2 Parameters of devices in the park multi-energy systems

设备	最小出力功率/ kW	最大出力功率/ kW	爬坡上限/ (kW/min)	爬坡上限/ (kW/min)	效率/ %
风机	0	3 000	—	—	—
微型燃气轮机	25	300	5	10	35
电解槽	—	—	—	—	90
燃料电池	5	40	2	2	70
H2G 装置	0	100	—	—	60

系统内部风电机组装机容量为 30 MW、微型燃气轮机机组装机容量为 6 MW、储能装机容量为 5 MW。多目标粒子群算法中,粒子种群数目为 200,混沌搜索代数 为 100,算法最高迭代次数为 400;微型燃气轮机发电模型中,天然气高热值为 10.8 (kW·h)/m³^[13]。参考文献[18],设置主网单位发电量的 CO₂ 排放系数为 1.19 kg/(kW·h),微型燃气轮机 CO₂ 排放系数为 0.68 kg/(kW·h),H2G 装置单位 CO₂ 捕获系数为 2.2 kg/(kW·h),单位发电量单位 CO₂ 处置费用为 1 203 元/t;风电发电不确定模型中,切入、切出以及额定风速分别为 3、26、15 m/s,基于自然条件,结合发电模型,本文取 1 h 为时间步长,对园区一天 24 h 进行优化调度,根据风电机组历史出力数据和预测数值,通过设置置信度水平,确定出最佳聚类场景结果为 10 组典型风电出力场景,如图 3 所示。预测园区典型日电负荷、天然气负荷、氢负荷需求量如图 4 所示。

在综合能源系统实际运行过程中,需要同时考虑系统运行成本和环境成本,通过调整单个优化目标权重来求解综合目标最优解,为量化分析系统内部风电机组出力不确定性对系统成本的影响,通过设置不同置信度水平反映系统对风险的规避程度。本文基于不同置信度水平设置目标函数权重,选取 6 种典型情况进行对比,如表 3 所示。

随着环境成本权重系数的增加,系统内部机组将承担更多的由于风电出力不确定性造成的功率调整,基于目标函数的权重设定,参考文献[18],设置系统各单元所承担的由于风电出力不确定性造成的

功率调整系数,如表 4 所示。

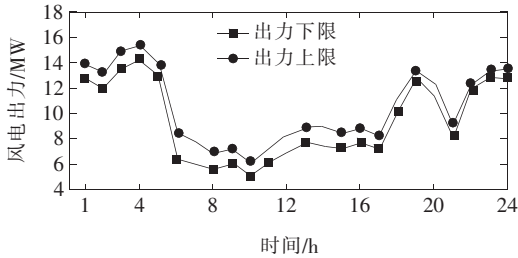


图 3 典型日风电机组供电量

Figure 3 Wind turbine power supply of a typical day

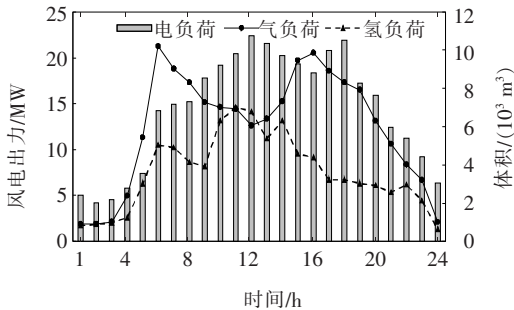


图 4 典型日园区用户电—气—氢负荷需求

Figure 4 Electricity-gas-hydrogen load demand of a park user in a typical day

表 3 情景设定

Table 3 Scenario setting

情景	置信度水平	权重系数	
		f_1	f_2
1	0.85	0.75	0.25
2	0.85	0.25	0.75
3	0.90	0.75	0.25
4	0.90	0.25	0.75
5	0.95	0.75	0.25
6	0.95	0.25	0.75

表 4 功率调整系数设置

Table 4 Setting of power adjustment coefficient

权重系数		功率调整系数		
f_1	f_2	微型燃气轮机	外部主网	混合储能系统
0.75	0.25	0.30	0.60	0.10
0.25	0.75	0.45	0.35	0.20

5.2 结果分析

为更好分析风力发电不确定性对综合能源系统运行成本、环境成本 2 个目标造成的影响以及在考虑目标函数权重时混合储能系统对综合能源系统协调优化运行的影响,本节通过设置不考虑不确定性的

单目标优化和考虑不确定性的综合目标优化情景进行对比分析。

5.2.1 不考虑不确定性的单目标优化结果

1) 运行成本最小的单目标优化结果分析。在不考虑风电出力不确定性的条件下,以系统运行成本最小为目标,各单元出力情况如图 5 所示。

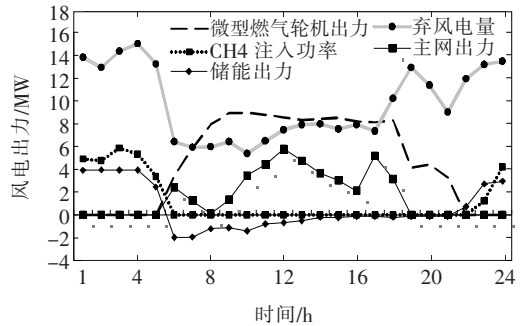


图 5 运行成本最小优化结果

Figure 5 Optimization results with minimum operating cost

在 23:00—05:00 时段,风电机组处于出力高峰期,在满足系统电负荷的基础上,混合储能系统通过电制氢过程,满足系统氢负荷需求,并通过氢转天然气进一步消纳系统风电,在满足系统气负荷的基础上,以天然气的形式进行能量存储。同时,由于储能系统运行成本较高,为实现运行成本最小,储能系统将无法发挥最大效用,系统内仍存在大量弃风电量。

在 05:00—07:00 时段,风电机组出力减小,系统负荷增多,此时外部电价处于谷时段,微型燃气轮机单位运行成本和储能发电成本均高于外购电成本,由于仅考虑系统运行成本,所以剩余负荷均由外网购入。

在 07:00—18:00 时段,风电机组出力难以满足系统负荷需求,外部电价处于峰、平时段,系统将优先采取微型燃气轮机发电,剩余电力由外网购入。受峰时段外部高电价影响,为减少购电成本,系统将进一步启动燃料电池装置进行放电。

在 18:00—23:00 时段,外购电价处于平时段,微型燃气轮机受爬坡等功率限制,出力减小,剩余电量主要通过外部购电补足。

2) 环境成本最小的单目标优化结果分析。以环境成本最小为目标,各单元出力如图 6 所示,弃风电量始终为零。在 22:00—05:00 时段,存在大量未消纳风电,为提高系统环境效益,混合储能系统将通过电转氢和氢转天然气两阶段进行高效率的能量转

换。在 05:00—23:00 时段,由于风电出力难以满足系统负荷需求,系统优先采用燃料电池发电,不足部分由微型燃气轮机和外网补足。由于微型燃气轮机的环境成本低于外购电,系统将不受外部分时电价影响,优先采用微型燃气轮机发电,系统负荷量缺额由外购电量补足。

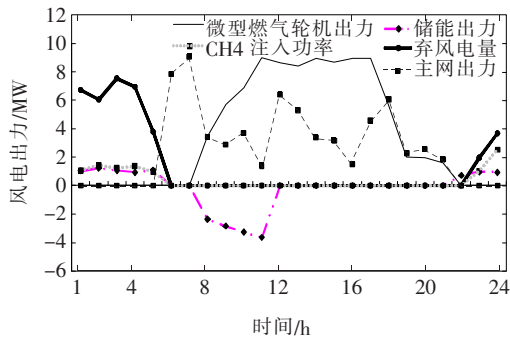


图 6 环境成本最小优化结果

Figure 6 Optimization results of minimum environmental cost

3)单目标优化结果对比分析。以运行成本最小为目标时,系统受外购分时电价影响,外购电的优先级高于微型燃气轮机发电;以环境成本最小为目标时,由于微型燃气轮机发电的单位碳排放量低于外部发电,系统将优先采用微型燃气轮机发电,因此,以环境成本最小为优化目标的系统气负荷量将高于以运行成本最小为优化目标的气负荷量,以环境成本最小为目标的系统日气负荷量为 $177\ 119.0\ \text{m}^3$,以运行成本最小为目标的系统日气负荷量为

$166\ 854.4\ \text{m}^3$,各时段气负荷需求如图 7 所示。在风电出力高峰期,系统气负荷主要来源于用户的用气需求,微型燃气轮机处于待机状态,2 条单目标优化曲线基本重合;在 05:00 以后,受微型燃气轮机出力影响,2 条气负荷曲线出现波动,但由于微型燃气轮机装机容量限制,两者没有显著差异。

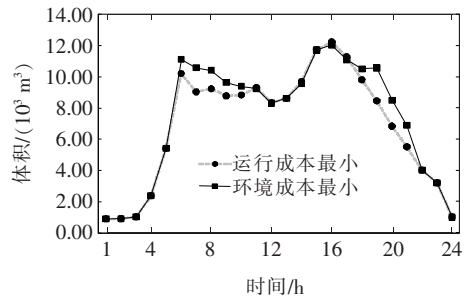


图 7 系统天然气净负荷单目标优化结果

Figure 7 Single-target optimization for the system natural gas net load

单目标成本优化结果对比如表 5 所示,当以运行成本最小为优化目标时,系统弃风量为 $36.64\ \text{MW}\cdot\text{h}$,一方面,系统采用成本更低的外购低谷电,减少微型燃气轮机的发电成本;另一方面,由电转天然气合成的 CH_4 减少了天然气购买成本,系统总运行成本显著降低。当以环境成本最小为优化目标时,系统出力优先级为风电机组最高,然后依次为储能系统、微型燃气轮机、外网购电,系统风电均被消纳,因此,系统运行成本增加至 $12.847\ 8$ 万元,而环境成本减小至 $8.537\ 0$ 万元。

表 5 单目标优化结果对比

Table 5 Comparison of single-target optimization results

优化目标	风电并网总量/ ($\text{MW}\cdot\text{h}$)	弃风量/ ($\text{MW}\cdot\text{h}$)	运行成本/ 元	环境成本/ 元	总成本/ 元
运行成本最小	206.79	36.64	123 699.70	87 475.90	211 175.60
环境成本最小	243.43	0.00	128 478.10	85 370.17	213 848.27

由于进行单目标优化时未考虑风电机组不确定性,系统内部机组出力较为稳定,优化目标不同时对运行成本的影响仅是各机组之间的出力调控。其中,运行成本及环境成本主要组成成分如表 6 所示。

由表 6 可知,当环境成本最小时,在风电出力高峰期,系统将通过储能系统利用风电进行能源的多类型转化,从而达到风电完全消纳的目的;在风力发电低谷期,系统将充分调动微型燃气轮机机组和混

合储能设备,以满足内部负荷需求。因此,相较于以运行成本最小为优化目标的情景,以环境成本最小为优化目标时,系统内部燃气轮机机组及混合储能运行成本显著增加,外部购电成本由 $60\ 097.92$ 元减少至 $39\ 235.82$ 元,且微型燃气轮机机组的 CO_2 产出成本由 $72\ 494.70$ 元增加至 $93\ 583.78$ 元,外部购电 CO_2 产出成本由 $93\ 452.89$ 元减少至 $58\ 279.21$ 元。

表 6 单目标优化成本主要组成部分

Table 6 Main components of single-objective optimization cost

优化目标	运行成本/元			环境成本/元	
	微型燃气轮机	外网购电	混合储能运行	微型燃气轮机 CO ₂	外部购电 CO ₂ 产出
运行成本最小	58 611.11	60 097.92	4 990.69	72 494.70	93 452.89
环境成本最小	75 661.38	39 235.82	13 580.35	93 583.78	58 279.21

5.2.2 考虑不确定性的综合目标优化结果

根据优化调度模型,选取图 3 中风电出力 6 种典型情景进行优化,随着置信度水平的增加,同一权重水平下综合目标函数值趋向更优。在同一置信水平下,环境成本权重的增加将导致综合目标函数值增加,结果如表 7 所示。

表 7 多情景优化调度结果

Table 7 Multi-scenario optimal scheduling results

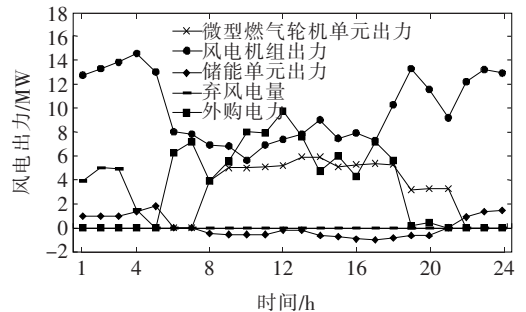
置信度水平	优化结果				
	情景设置	弃风电量/MW	运行成本/元	环境成本/元	综合目标函数值
0.85	1	15.33	140 433.52	99 735.63	0.833 7
	2	9.09	145 200.07	98 461.83	0.933 5
0.90	3	16.02	139 868.66	98 777.92	0.797 4
	4	9.12	144 817.45	96 986.35	0.852 0
0.95	5	16.42	138 145.88	96 308.34	0.694 3
	6	11.72	144 121.96	94 995.77	0.740 0

由于综合目标优化中考虑系统中风电出力不确定性,因此优化结果相比于未考虑系统不确定性的单目标优化结果,系统运行成本、环境成本在不同置信度水平下均有不同程度的增加,较明显地反映了系统不确定性对系统运行经济效益、环境效益的影响。同时,随着置信度水平的提高,系统决策者对风险的接纳程度增加,系统不确定性增加,风电出力波动性增强,受系统成本目标的限制,系统内部弃风电量增加。

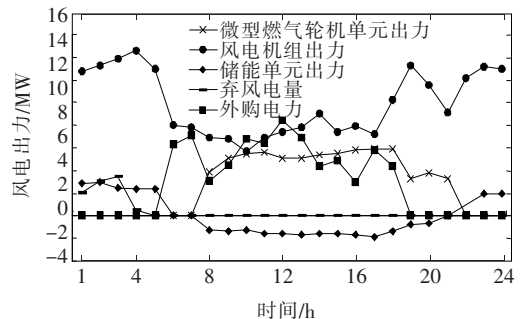
1)同一置信水平优化结果分析。对比同一置信度水平下不同目标函数权重优化结果,如图 8~10 所示。以情景 5、6 为主要对象进行分析,当环境成本权重增加时,系统弃风电量由 16.42 MW 减少至 11.72 MW,微型燃气轮机出力由 65.20 MW 增加

至 75.90 MW,外购电量由 81.95 MW 减少至 56.32 MW。优化结果中运行成本由 138 145.88 元增加至 144 121.96 元,环境成本由 96 308.34 元减少至 94 995.77 元,同时系统综合目标函数值由 0.694 3 增加至 0.740 0。

当环境成本函数权重增加时,在风电出力低谷期,系统将增加微型燃气轮机机组和混合储能系统出力,减少外部购电量,因此系统内部出力增加将导致运行成本增加;在风电出力高峰期,系统在满足基础电负荷需求的基础上,将增加混合储能系统出力,混合储能运行成本增加,混合储能设备第 1 阶段以电转氢为主进行能量转化,可满足系统氢负荷需

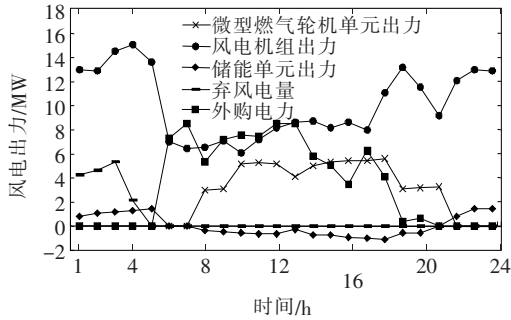


(a)情景 1 优化结果

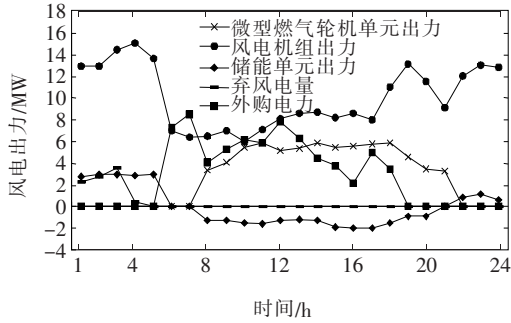


(b)情景 2 优化结果

图 8 置信度 85% 下不同目标函数权重优化结果
Figure 8 Optimization results of different objective function weights at the 85% confidence level



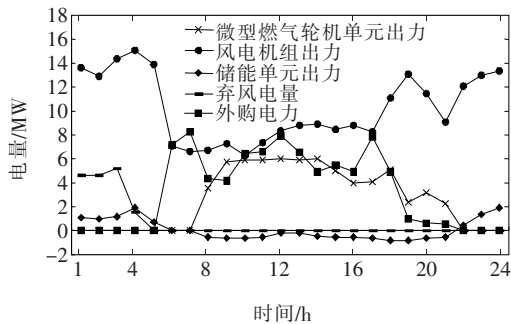
(a)情景3优化结果



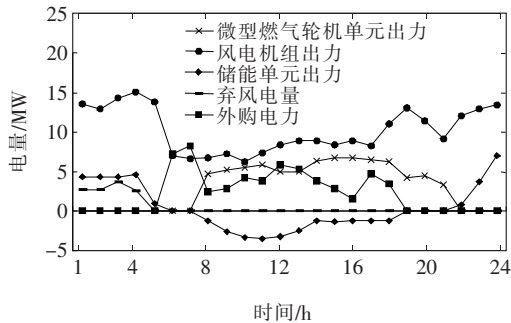
(b)情景4优化结果

图9 置信度90%下不同目标函数权重优化结果

Figure 9 Optimization results of different objective function weights at the 90% confidence level



(a)情景5优化结果



(b)情景6优化结果

图10 置信度95%下不同目标函数权重优化结果

Figure 10 Optimization results of different objective function weights at the 95% confidence level

求,第2阶段以电转天然气为主,在满足系统气负荷需求的基础上,能通过从外部捕获 CO_2 ,实现 CO_2 负排放,混合储能系统能量阶梯利用的环境效益得以发挥。同时,随着环境成本函数权重增加,系统弃风电量减少,能源利用效率提高。因此,考虑系统不确定性的综合目标成本函数较好地协调了运行成本与环境成本之间的平衡关系,同时量化了系统不确定性带来的经济损失,比不考虑不确定性的单目标模型更具有实际应用意义。

2)同一权重系数优化结果分析。对比同一权重系数下不同置信度水平系统优化结果,以情景2、4、6为例,随着置信度水平的提高,系统将增大储能出力以提供备用服务,情景2储能充放电为36.06 MW,综合目标函数值为0.9335;情景4储能充放电总值为41.33 MW,综合目标函数值为0.8520;情景6储能充放电总值为52.77 MW,综合目标函数值为0.7400。

因此,两阶段混合储能能够有效地提高园区系统调度的灵活性,减少风电不确定性对园区各单元出力的影响,使系统优化结果趋向更优。一方面,由于储能系统具有较高的运行成本,需要合理确定系统运行成本和环境成本权重水平,发挥储能系统的环保价值,寻求系统综合效益最优;另一方面,置信水平的提高使得系统优化调度结果趋向更优,说明在含不确定性电源出力的综合能源系统优化调度中,想要获得较优的优化方案,则需要承担较高的风险。因此,系统决策者需要明确风险厌恶水平,通过设置可接受的置信度水平,求解可接受风险范围内的优化调度方案。

6 结语

为了提高综合能源系统能源利用效率,分析风电机组出力不确定性为系统调度带来的风险,本文构建了综合能源系统运行成本最小和环境成本最小的多目标优化调度模型,并利用系统的天然气网络,结合P2G装置,实现弃风电量的多级利用。研究结果如下。

1) 氢能—天然气混合储能系统以电为基础,通过第 1 阶段电—氢转化和第 2 阶段电—气转化,有效地实现了系统内部能源转化,满足系统多类型能源需求。随着环境成本权重系数的增加,混合储能系统通过增大电气转化量,能有效增加系统可再生能源消纳能力,降低弃风电量,具有较高的环保价值。

2) 系统运行成本最小优化目标与环境成本最小优化目标存在对立性,当以运行成本最小为优化目标时,由于混合储能系统的运行成本较高,混合储能系统工作效率受成本的限制,无法有效消纳可再生能源,造成系统存在弃风电量;当以环境成本最小为优化目标时,将更好地发挥系统中混合储能系统的作用,通过能源转化实现系统弃风电量完全消纳;在多目标优化中,混合储能系统的运行虽然增加了系统运行成本,但实现了能源多级利用,减少能量损失和弃风电量,进而使得综合优化效果更佳。

3) 多目标 CVaR 优化调度模型可以有效地反映风电机组不确定性出力为系统调度带来的风险水平,利用模糊 C 均值及综合质量评估方法与改进的粒子群算法可以简化模型的复杂程度,将不确定性问题转化为确定性问题。通过设置不同置信度水平,可以得到系统决策者不同风险态度下的优化调度方案。风险承受能力越强,系统综合成本越小,调度损失、污染排放越低,优化调度结果越优。因此,本文所构建的综合能源系统多目标 CVaR 优化调度模型兼具经济与环境效益。

参考文献:

- [1] 屈小云,吴鸣,李奇,等. 多能互补综合能源系统综合评价研究进展综述[J]. 中国电力,2021,54(11):153-163.
QU Xiaoyun, WU Ming, LI Qi, et al. Review on comprehensive evaluation of multi-energy complementary integrated energy systems[J]. Electric Power, 2021, 54(11):153-163.
- [2] 国家能源局. 国家能源局发布 1-2 月份全国电力工业统计数据[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2022-03/21/c_1310522988.htm.
- [3] 马令希,付学谦. 考虑农业—气象—能源耦合的农业能源互联网理论及应用[J]. 中国电力,2021,54(11):115-124.
MA Lingxi, FU Xueqian. Theory and application of agricultural energy internet considering coupling of agriculture, meteorology and energy[J]. Electric Power, 2021, 54(11):115-124.
- [4] 付菊霞,陈洁,邓浩,等. 平抑风电波动的混合储能系统控制策略[J]. 电测与仪表,2020,57(5):94-100.
FU Juxia, CHEN Jie, DENG Hao, et al. Control strategy of hybrid energy storage system for mitigating wind power fluctuations[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(5):94-100.
- [5] 郜宁,张慧媛,王子琪,等. 区域电网分布式储能选址定容规划[J]. 高压电器,2020,56(8):52-58.
GAO Ning, ZHANG Huiyuan, WANG Ziqi, et al. Planning for site selection and capacity determination of distributed energy storage in regional power grid[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(8):52-58.
- [6] MIAO D, HOSSAIN S. Improved gray wolf optimization algorithm for solving placement and sizing of electrical energy storage system in micro-grids[J]. ISA Transactions, 2020, 102:376-387.
- [7] 邓逸天,王宇辉,黄景光,等. 考虑需求响应的含 P2G 电—气综合能源系统优化调度[J]. 智慧电力,2020, 48(12):8-13,32.
DENG Yitian, WANG Yuhui, HUANG Jingguang, et al. Optimal dispatch of integrated electricity-gas system with power to gas considering demand response[J]. Smart Power, 2020, 48(12):8-13,32.
- [8] ZHOU S, SUN K, WU Z, et al. Optimized operation method of small and medium-sized integrated energy system for P2G equipment under strong uncertainty[J]. Energy, 2020, 199:117269.
- [9] REZAEI N, KHAZALI A, MAZIDI M, et al. Economic energy and reserve management of renewable-based microgrids in the presence of electric vehicle aggregators: A robust optimization approach[J]. Energy, 2020, 201:117629.
- [10] 风—光—蓄—火联合发电系统的两阶段优化调度策略[J]. 电网与清洁能源,2020,36(5):75-82.

- WANG Mingsong. Two-stage optimal dispatching strategy of the wind-solar-pumped storage-thermal combined system[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(5): 75-82.
- [11] ABREU L V L. Risk-constrained coordination of cascaded hydro units with variable wind power generation [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(3): 359-368.
- [12] 应飞祥, 徐天奇, 李琰, 等. 含电动汽车充电站商业型虚拟电厂的日前调度优化策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(21): 92-100.
- YING Feixiang, YING Feixiang, YING Feixiang, et al. Research on day-to-day scheduling optimization strategy of a commercial virtual power plant with an electric vehicle charging station[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(21): 92-100.
- [13] 周星球, 郑凌蔚, 杨兰, 等. 考虑多重不确定性的综合能源系统日前优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(7): 2466-2473.
- ZHOU Xingqiu, ZHENG Lingwei, YANG Lan, et al. Day-ahead optimal dispatch of an integrated energy system considering multiple uncertainty [J]. Power System Technology, 2020, 44(7): 2466-2473.
- [14] PU L, WANG X H, TAN Z F, et al. Is China's electricity price cross-subsidy policy reasonable? comparative analysis of eastern, central, and western regions [J]. Energy Policy, 2020, 138: 111250.
- [15] PU L, WANG X H, TAN Z F, et al. Feasible electricity price calculation and environmental benefits analysis of the regional nighttime wind power utilization in electric heating in Beijing [J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 212: 1434-1445.
- [16] 古哲源, 苏小林, 秦宏, 等. 综合能源系统储能规划研究 [J]. 电气自动化, 2019, 41(5): 31-34.
- GU Zheyuan, SU Xiaolin, QIN Hong, et al. Research on energy storage planning of the integrated energy system [J]. Electrical Automation, 2019, 41(5): 31-34.
- [17] 仇知, 王蓓蓓, 贲树俊, 等. 计及不确定性的区域综合能源系统双层优化配置规划模型 [J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 176-185.
- QIU Zhi, WANG Beie, BEN Shujun, et al. Bi-level optimal configuration planning model of regional integrated energy system considering uncertainties [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 176-185.
- [18] 胡伟, 杨梓俊, 王瑾然, 等. 园区综合能源系统日前多目标优化调度 [J]. 电力科学与技术学报, 2021, 36(1): 13-20.
- HU Wei, YANG Zijun, WANG Jinran, et al. Multi-objective optimal scheduling of integrated energy system in the industry park [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(1): 13-20.