

碳交易机制下计及电-热-冷综合能源系统需求响应优化调度

王 博,毛清祥,高文星,魏 莱,纪兴英

(江西水利电力大学 江西省教育厅能源低碳转化与存储重点实验室,江西 南昌 330099)

摘 要:在全球能源低碳化转型背景下,综合能源系统(integrated energy system, IES)作为提升能效和促进清洁能源消纳的重要手段,受到广泛关注。为实现系统低碳经济运行,文中将需求响应与碳交易机制引入 IES 优化调度中。首先,基于电-热-冷负荷的协同互补特性,构建了多能协同的需求响应模型;其次,结合燃气轮机与燃气锅炉的碳排放特征,采用基准线法分配无偿碳配额,并建立碳交易模型;最终,以最小化购能成本、碳交易成本、维护成本及弃风、弃光成本为目标,构建了电-热-冷 IES 优化调度模型,并转化为混合整数线性规划问题,通过 CPLEX 求解。算例分析设置 4 种场景,结果表明:引入碳交易后系统总成本降低 7.23%;进一步加入需求响应后,运行成本再降 4.31%。仿真结果还显示,需求响应与碳交易协同可有效实现负荷灵活转移,减少天然气消耗,显著降低碳排放,具有良好的应用前景。

关键词:需求响应;碳交易机制;综合能源系统

中图分类号:TM 73 **文献标志码:**A **文章编号:**1006-348X(2025)05-0012-06

0 引言

在化石燃料短缺与生态压力持续加剧的背景下,清洁能源的全球布局已成为国际社会推进能源结构调整、构建低碳经济体系的核心路径^[1-2]。在此背景下,综合能源系统(integrated energy system, IES)应运而生^[3]。优化调度不仅是 IES 能源生产、能源利用及供需平衡的前提,更是实现系统内多异质能源子系统协调互补与经济运行的关键所在^[4]。

在 IES 运行框架下,需求响应(demand response, DR)技术凭借其负荷形态调节能力,推动供给侧与需求侧动态匹配,优化负荷峰谷分布,保障系统经济性运行^[5]。目前,国内外对考虑 DR 的 IES 优化调度开展了较多研究。文献[6]考虑了用户侧电、热负荷的 DR,完成了大规模可再生能源并网的综合能源系统动态优化调控;文献[7]构建了电-气耦合的 IES,并在引入 DR 后实现了电力和天然气供需的优化分配;文献[8]引入 IB-DR 技术在电-热耦合的 IES 的应用验证显示,在维持终

端用能满意度指标不变的条件下,系统运营成本显著降低,同时运行稳定性实现同步增强。

双碳战略驱动下,IES 研究重点正沿着传统经济调度向低碳经济调度转型。实施碳排放权交易制度能够显著减少系统温室气体排放,同时优化整体运营支出^[9];文献[10]针对电-气耦合能源网络中的常规碳配额交易模式,研究了碳定价机制对系统运行成本和温室气体排放的调控作用。

综上所述,现有文献对同时考虑 DR 与碳交易机制的 IES 优化调度研究尚显不足,多数文献即便涉及 DR 响应也仅局限于电力负荷维度。为此,本研究聚焦于构建融合电-热-冷综合能源系统(Electricity-Heat-Cooling integrated energy system, EHCIES)三联供负荷需求响应与碳交易机制的协同调度模型。

1 构建含需求响应的 EHCIES 模型

EHCIES 结构的研究如图 1 所示。新能源发电单元主要由光伏发电(photovoltaic, PV)和风力发电

收稿日期:2025-06-12

基金项目:国家自然科学基金项目(51969017)。

作者简介:王博(1998),男,硕士研究生,研究方向为综合能源系统优化调度。

碳排放配额; β_h 为产生单位热量所获得的无偿碳排放配额,取 $0.375 \text{ kg}/(\text{kW}\cdot\text{h})$; γ 为电量折算系数; $P_{\text{GT},e}^t$ 、 $P_{\text{GT},h}^t$ 分别表示在时间 t 时段下GT的机电功率、热功率的供给量; P_{GB}^t 表示在时间 t 时段下GB的热功率的供给量; T 为系统的调度周期。

系统实际碳排放量 Q_{EC} 需要综合考虑热电联产、GB设备运行状态等因素。实际的碳排放模型为:

$$\begin{cases} Q_{\text{EC}}^1 = Q_{\text{GT}}^1 + Q_{\text{GB}}^1 \\ Q_{\text{GT}}^1 = \alpha_h \left(\gamma \sum_{t=1}^T P_{\text{GT},e}^t + \sum_{t=1}^T P_{\text{GT},h}^t \right) \\ Q_{\text{GB}}^1 = \alpha_h \sum_{t=1}^T P_{\text{GB}}^t \end{cases} \quad (6)$$

式中: Q_{EC}^1 、 Q_{GT}^1 、 Q_{GB}^1 表示综合能源系统、GT和GB的实际碳排放量; α_h 为碳排放系数,取 $0.61 \text{ kg}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。

因此,实际碳排放与碳排放配额之间的差值 Q 为:

$$Q = Q_{\text{EC}}^1 - Q^0 \quad (7)$$

3 EHCIES优化运行模型

文中以EHCIES的总运行成本 C 作为目标函数,该成本包括购能成本 C_{buy} 、碳交易成本 C_{co_2} 、设备维护成本 C_{eq} 和弃风、弃光成本 C_{wp} ,具体表示为:

$$C_{\text{min}} = C_{\text{buy}} + C_{\text{co}_2} + C_{\text{eq}} + C_{\text{wp}} \quad (8)$$

1) 购能成本 C_{buy}

$$C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T \alpha_t P_{\text{e},\text{buy}}^t + \sum_{t=1}^T \beta_t P_{\text{g},\text{buy}}^t \quad (9)$$

式中: $P_{\text{e},\text{buy}}^t$ 、 $P_{\text{g},\text{buy}}^t$ 表示在 t 时段下购电量、购气量; α_t 、 β_t 分别表示在 t 时段下电价及气价。

2) 碳交易成本 C_{co_2}

$$C_{\text{co}_2} = \sum_{t=1}^T k_{\text{co}_2} Q_{\text{EC}}^{1,t} \quad (10)$$

式中: k_{co_2} 为碳交易市场价格。

3) 设备维护成本 C_{eq}

$$C_{\text{eq}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^9 \theta_i^{\text{eq}} P_i^t \quad (11)$$

式中: i 取 $1, 2, \dots, 9$,分别代表PV、WT、GT、WB、基于ORC的低温余热发电装置、WB、HP、AC和EC; θ_i^{eq} 为设备 i 的维修费用系数; P_i^t 为设备 i 在 t 时刻的输出功率。

4) 弃风、弃光成本 C_{wp}

$$C_{\text{wp}} = \lambda (P_{\text{wt},e}^t - P_{\text{wt}}^t + P_{\text{pv},e}^t - P_{\text{pv}}^t) \quad (12)$$

式中: $P_{\text{wt},e}^t$ 、 $P_{\text{pv},e}^t$ 分别为无弃风、无弃光时在 t 时段下的

输出功率; P_{wt}^t 、 P_{pv}^t 分别为弃风、弃光时在 t 时段下的实际输出功率; λ 为弃风、弃光的单位惩罚因子。

3.1 约束条件

1) CHP运行约束

CHP发电由GT发电和ORC发电两部分组成。CHP中的产热量与WB中的产热量相对应。

$$\begin{cases} P_{\text{CHP},e}^t = P_{\text{GT},e}^t + P_{\text{ORC},e}^t \\ P_{\text{GT},e}^t = Q_{\text{CHP}}^{\text{gt}} \tau_{\text{GT}}^e V_g \\ P_{\text{GT},h}^t = Q_{\text{CHP}}^{\text{gt}} \tau_{\text{GT}}^h V_g \\ P_{\text{ORC},e}^t = P_{\text{GT},h}^t \alpha_t \delta_{\text{ORC}} \\ P_{\text{CHP},h}^t = P_{\text{GT},h}^t \beta_t \tau_{\text{WB}} \\ \alpha_t + \beta_t = 1; 0 \leq \alpha_t, \beta_t \leq 1 \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P_{\text{ORC},e}^t$ 表示在 t 时段下低温余热发电装置产生的电功率; $Q_{\text{CHP}}^{\text{gt}}$ 表示燃气轮机在 t 时段下的天然气消耗量; τ_{GT}^e 、 τ_{GT}^h 分别表示为GT的气转电和气转热效率; β_t 表示在 t 时段下余热锅炉的热回收效率; α_t 表示在 t 时段下余热发电效率; V_g 表示天然气的低热值,取 $9.97 (\text{kW}\cdot\text{h})/\text{m}^3$; τ_{WB} 表示WB的热转换效率; δ_{ORC} 表示余热发电装置的发电效率。PV、WT、GB、AC和EC能源转换设备约束以及储能系统约束,可参考文献[13]。

2) 热泵约束条件

$$\begin{cases} P_{\text{HP},h}^{\text{min}} \leq P_{\text{HP},h}^t \leq P_{\text{HP},h}^{\text{max}} \\ R_{\text{HP}}^{\text{down}} \leq P_{\text{HP},h}^t - P_{\text{HP},h}^{t-1} \leq R_{\text{HP}}^{\text{up}} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $P_{\text{HP},h}^{\text{min}}$ 、 $P_{\text{HP},h}^{\text{max}}$ 分别为热泵输出功率最小值、最大值; $R_{\text{HP}}^{\text{down}}$ 、 $R_{\text{HP}}^{\text{up}}$ 分别为热泵输出功率的爬坡速率最小值与最大值。

3) 电功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{\text{gridbuy}}^t + P_{\text{WT}}^t + P_{\text{PV}}^t + P_{\text{CHP},e}^t + P_{\text{ES}}^{\text{dis},t} = \\ P_{\text{e},\text{load}}^t + P_{\text{gridsell}}^t + P_{\text{HP}}^t + P_{\text{EC}}^t + P_{\text{ES}}^{\text{chr},t} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{\text{e},\text{load}}^t$ 表示在 t 时段下的电负荷; P_{gridbuy}^t 、 P_{gridsell}^t 分别表示从上级电网购电和售电; $P_{\text{ES}}^{\text{dis},t}$ 、 $P_{\text{ES}}^{\text{chr},t}$ 分别表示在 t 时段下充电装置放电、充电功率。

4) 热功率平衡约束

$$P_{\text{WB},h}^t + P_{\text{GB},h}^t + P_{\text{HP},h}^t + P_{\text{ES}}^{\text{dis},t} = P_{\text{h},\text{load}}^t + P_{\text{AC},h}^t + P_{\text{HS}}^{\text{chr},t} \quad (16)$$

式中: $P_{\text{h},\text{load}}^t$ 表示在 t 时段下的热负荷; $P_{\text{ES}}^{\text{dis},t}$ 、 $P_{\text{HS}}^{\text{chr},t}$ 分别表示在 t 时段下储热系统放热、充热功率。

5) 冷功率平衡约束

$$P_{\text{AC},c}^t + P_{\text{EC},c}^t = P_{\text{c},\text{load}}^t \quad (17)$$

式中: $P_{\text{c},\text{load}}^t$ 表示在 t 时段下的冷负荷。

3.2 电、热和冷负荷满意度约束

电、热和冷负荷满意度指标可描述为:

$$I = \frac{\sum_{i \in (e,h,c)} \left(1 - \frac{\sum_{t=1}^T |P_{k,load}^{*,t} - P_{k,load}^t|}{\sum_{t=1}^T P_i} \right)}{3} \quad (18)$$

式中： $P_{k,load}^{*,t}$ 、 $P_{k,load}^t$ 分别表示在 t 时段下需求响应之前和之后负荷 k 的功率； P_i 为能源种类 i 的功率。

4 算例分析

文中以中国东北某地区电-热-冷综合能源系统为研究对象,包含 PV、WT、GT、WB、ORC 低温余热发电装置、GB、HP、EC 和 AC 等单元。调度周期为 24 小时,每小时为一个时段,构建混合整数线性规划模型,并通过 MATLAB 集成 CPLEX 求解器进行数值计算,获取最优解。表 1 列出了各设备参数,能源价格采用分时机制,电力与天然气的分时价格见表 2 和表 3,图 2 展示了电、热、冷负荷初始分布及风电与光伏预测出力。

表 1 设备参数

设备类型	设备参数	数值
GT	安装容量/kW	4 000
	电效率	0.3
	热效率	0.4
WB	效率	0.8
GB	效率	0.9
HP	安装容量/kW	600
	效率	4.4
基于 ORC 的低温余热发电装置	安装容量/kW	400
	效率	0.8
	切除系数	0.15
AC	安装容量/kW	800
	效率	1.2
EC	安装容量/kW	600
	效率	3
储电系统	容量上限	600
	容量下限	50
	充放热效率	0.95/0.9
	最大充放热功率/kW	300
储热系统	容量上限	600
	容量下限	30
	充放热效率	0.95/0.9
	最大充放热功率/kW	300

表 2 分时电价

类别	时段	价格 元/kWh
谷时	06:00~07:00、18:00~19:00	0.363
平时	07:00~18:00、23:00~24:00	0.689
峰时	01:00~06:00、19:00~23:00	1.015

表 3 分时气价

类别	时段	价格 元/m ³
谷时	01:00~08:00	0.250
平时	08:00~10:00、13:00~19:00、22:00~24:00	0.350
峰时	10:00~13:00、19:00~22:00	0.500

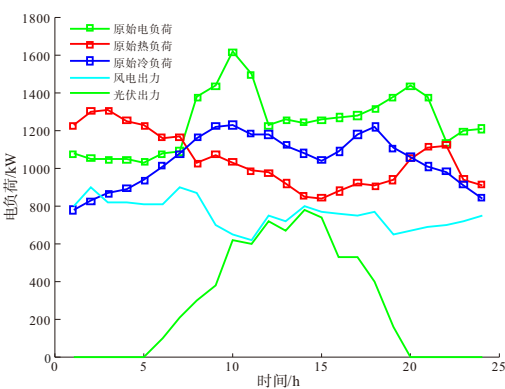


图 2 电-热-冷负荷以及风电、光伏预测出力曲线

4.1 碳交易机制下需求响应效益的综合分析

为了验证引入电-热-冷负荷 DR 和碳交易机制可以降低文中所提优化模型的经济运行成本,设置了四种不同的场景进行分析,如表 4 所示。场景 1 仅含需求响应,场景 2 仅含碳交易机制,场景 3 碳交易与需求响应协同作用,场景 4 无碳交易机制及需求响应(基准场景)。

表 4 各场景优化调度结果

场景	系统运行总成本 /元	购能成本 /元	运行维护成本 /元	碳交易成本 /元	实际碳排放量 /kg
1	24 972.60	21 178.35	1 933.19	1 448.26	26 246.12
2	24 929.94	22 215.25	1 898.36	403.53	20 465.14
3	23 855.62	21 199.92	1 849.60	393.31	19 946.48
4	26 873.13	22 470.86	2 435.80	1 553.67	27 512.82

1) 场景 1 与场景 3 对比分析

在场景 1 中,由于优化调度未纳入碳交易机制,系统以最低购能成本为目标进行运行决策。这一策略使得系统更倾向于采购价格较低的天然气来满足能源需求,从而有效降低了初期购能成本。然而,天然气的大量使用导致碳排放显著增加,系统不得不额外购买碳排放配额以抵消超额排放。因此,场景 1 不仅引发了较高的碳排放水平,也进一步推高了系统的整体运行成本。

2) 场景 2 与场景 4 对比分析

正是因为场景 2 考虑了碳交易机制,所以在此场景下,碳排放量有所限制。相较于场景 4,温室气体排放下降了 25.62%,同时整个系统的运营费用缩减了 7.23%。通过对比分析可知,该方案在降低碳排放量和节约经济支出方面均取得了显著成效。

3) 场景 2 与场景 3 对比分析结果

在场景 2 基础上,场景 3 通过用户侧需求响应引入了电-气-冷负荷相互替代策略,用户得以根据能源价格自由选择用能。具体为在低电价夜间转移负荷,替代高电价白天用电,优化能效以节能。这一策略使

碳排放减少了 2.53%,系统总运行成本降低 4.31%,低碳性与经济性均得到显著改善。

4.2 结合碳交易与需求响应的设备运行策略研究

在考虑 DR 和碳交易机制后,电、热、冷负荷的设备出力如图 3-图 5 所示。

由图 3 可知,每日的 01:00-08:00 为电价低谷时段,用电负荷主要由电网购电和可再生能源供应,富余电力通过供能其他设备或储电系统存储,从而降低运行成本;在 8:00-10:00、13:00-19:00 及 22:00-00:00 的高电价时段,因购电成本高于购气成本,系统优先调用新能源供电;其中 22:00-24:00 光伏无出力,启动 CHP 以缓解供电压力;10:00-12:00 与 19:00-21:00 为用电高峰,系统主要依靠新能源与 CHP 满足 HP、EC 及电负荷需求,储电系统在高峰时段放电、低谷时段充电,保障系统经济高效运行。

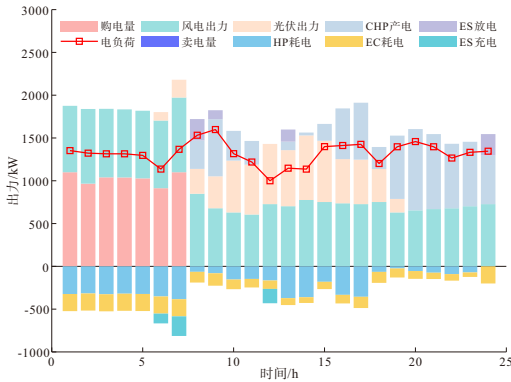


图 3 场景 3 电负荷设备出力

由图 4 可知,在 00:00-08:00,电价处于谷时段 AC 和热负荷均由 HP 供应,在其他时段,AC 和热负荷供应主要依靠 HP、GB 和少量 WB。考虑到 HP 供热效率高于 CHP 和 GB,因此优先选择 HP 供热,在 HP 不能完全满足热负荷需求且该时段 CHP 不出力的情况下,采用 GB 供热。储热系统将多余热量储存,并在供热不足时及时释放,保障供热的稳定性。

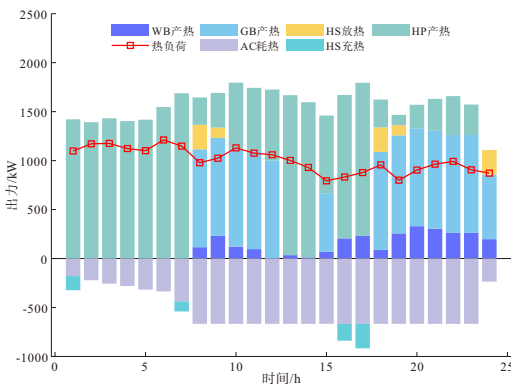


图 4 场景 3 供热负荷设备出力

由图 5 可知,冷负荷供应依靠 EC 和 AC。在 00:00-08:00,电价处于谷时段,EC 满发。在 EC 不能完全满足冷负荷需求时,采用 AC。在 08:00-13:00 和 16:00-21:00 时段,冷负荷需求逐渐增大,电价较高,供电设备优先为用户提供用电负荷,因此该时段主要依靠 AC 提供冷能,维持系统稳定运行。

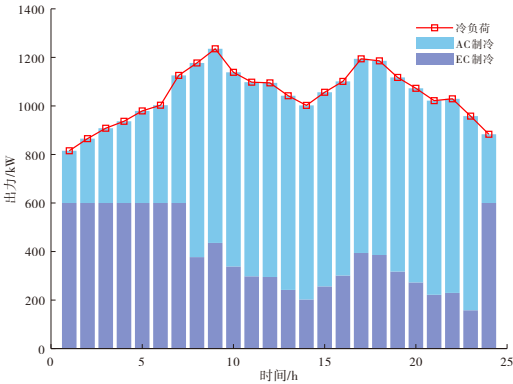


图 5 场景 3 冷负荷设备出力

4.3 电、热、冷负荷的需求响应分析

图 6-8 分别展示了 DR 实施前后用户的电、热、冷负荷曲线及各时段 CL、RL 与 SL 情况。

从图 6 可以看出,在分时电价和补偿机制激励下,用户积极参与 DR。相比实施前,实施后负荷峰谷更分明。为缓解供电压力,采用负荷转移策略优化调配电力需求至不同电价时段,高峰电价(10:00-12:00)部分负荷转移至平、谷时段,有效降低峰值压力,提升其他时段负荷水平。同时,谷时段可再生能源出力较高,有助于提高清洁能源消纳率,降低系统运行成本。

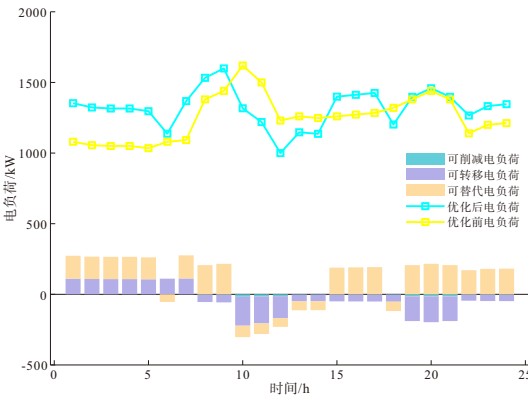


图 6 电负荷需求响应

从图 7 可以看出,虽然在 DR 之前的 01:00-7:00、19:00-22:00 处于用热高峰期,在满足用户需求的同时还有剩余负荷。因此,将可转移负荷转移到其他时段,以缓解其他时段的供热压力,维持系统的稳定。

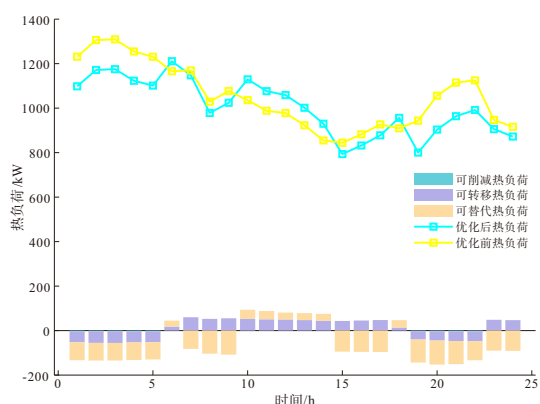


图7 热负荷需求响应

从图8可以看出,由于电价在00:00-7:00处于谷平阶段,且可再生能源出力较大,因此该时段分配给EC的电量过剩,AC出力较多,使得该时段可转移负荷较多。10:00-14:00电价较高,为了缓解冷负荷压力,可以将这部分负荷转移到其他时段,或者利用可替代负荷进行代替。

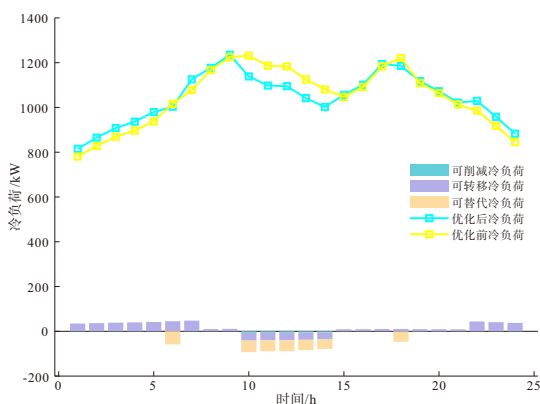


图8 冷负荷需求响应

5 结语

针对IES的优化运行问题,文中以系统运行成本最小为目标函数,建立基于DR和碳交易机制的IES优化运行模型,优化系统中各设备的出力。通过仿真验证,得出以下结论:

1) 文中提出的电、热、冷负荷需求响应可有效缓解用能高峰期供能设备的供能压力。DR可以灵活调节用户侧负荷,在用能高峰期,可以削减或转移部分负荷,维持系统的稳定性。

2) 碳交易与需求响应的协同应用可显著提升综合能源系统调度灵活性及能源利用效率,推动绿色低碳发

展,并削减系统运行成本。实证表明:该策略使EHCIES总支出同比降低11.54%,碳排放总量下降达29.93%。

参考文献:

- [1] You C, Kim J. Optimal design and global sensitivity analysis of a 100% renewable energy sources based smart energy network for electrified and hydrogen cities[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 223: 113252.
- [2] Wang S, Meng Z, Yuan S. IEC 61970 standard based common information model extension of electricity-gas-heat integrated energy system[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 118: 105846.
- [3] 李楠,柳玉宾,王恒涛,等.综合能源系统优化调度研究综述[J].能源与节能, 2021(10): 58-59.
- [4] 陈泉,宗炫君,李梦源.计及节能性的多异质能源系统多目标协同优化[J].中国电力, 2023, 56(06): 148-157.
- [5] 葛鑫鑫,付志扬,徐飞,等.面向新型电力系统的虚拟电厂商业模式与关键技术[J].电力系统自动化, 2022, 46(18): 129-146.
- [6] 喻潇,蒋东荣,肖昊,等.计及动态氢价的综合能源系统低碳经济调度[J].重庆理工大学学报(自然科学), 2024, 38(12): 197-206.
- [7] Sheikhi A, Bahrami S, Ranjbar A M. An autonomous demand response program for electricity and natural gas networks in smart energy hubs[J]. Energy, 2015, 89: 490-499.
- [8] Du P, Lu N, Zhong H, et al. Integrated Demand Response in the Multi-Energy System[J]. Demand Response in Smart Grids, 2019: 121-142.
- [9] 负保记,张恩硕,张国,等.考虑综合需求响应与“双碳”机制的综合能源系统优化运行[J].电力系统保护与控制, 2022, 50(22): 11-19.
- [10] 魏震波,马新如,郭毅,等.碳交易机制下考虑需求响应的综合能源系统优化运行[J].电力建设, 2022, 43(01): 1-9.
- [11] 王利猛,刘雪梦,李扬,等.阶梯式碳交易机制下考虑需求响应的综合能源系统低碳优化调度[J].电力建设, 2024, 45(02): 102-114.
- [12] 李娇,周政.智能电网中的分布式能源管理与优化分析[J].电子技术, 2024, 53(11): 286-287.
- [13] Chen N, Gao J, Gao L, et al. Economic dispatch of integrated energy systems taking into account the participation of flexible loads and concentrated solar power plants[J]. Energy, 2025, 320: 135222.