

计及源-荷不确定性的综合能源系统两阶段优化调度

朱西平,江 强,刘明航,罗惠文,龙文涛,黄 磊

(西南石油大学 电气信息学院,四川 成都 610500)

摘要:“双碳”背景下,为实现清洁能源稳定消纳,降低能源机组碳排放,提高综合能源系统运行经济性,提出一种低碳综合能源系统两阶段优化调度策略。日前调度考虑综合需求响应平抑供需差异波动风险,基于条件风险价值理论优化供能方案,保障系统运行稳定性;日内供能通过构建低碳综合能源系统模型,引入碳捕集设备、储碳装置与电转气协同运行,进一步消纳清洁能源的同时,提升系统的低碳性和经济性。基于此,构建以综合成本和碳排放量最小为低碳经济运行目标的模型,利用max-min模糊算法得到折中最优解,通过设置不同场景,对比验证了所提方案的有效性。

关键词:综合能源系统;两阶段优化;综合需求响应;碳捕集设备;低碳经济

中图分类号:TM73;TK01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202212014

0 引言

“十四五”时期作为我国能源行业转型变革的攻坚期,构建以清洁能源(clean energy, CE)为主体且高效安全的新型能源系统^[1],是“双碳”目标下建设低碳能源体系的重要发展方向。耦合多种能量联合供应的综合能源系统(integrated energy system, IES)对于促进CE消纳、传统能源脱碳减排具有重要的研究价值和实际意义。

构建低碳化IES的重要途径是零碳能源参与和脱碳技术融合^[2]。然而,风光出力存在不确定性,国内外研究人员对CE稳定供能开展了大量的研究工作。针对CE消纳对电力系统规划配置的影响,文献[3]通过鲁棒优化不确定性场景,调整发电资源,以减少经济效益来保障系统的鲁棒性;文献[4]提出了基于信息间隙决策理论方法实现安全约束机组组合的数学模型,以解决风电场负载和注入功率固有的随机性特征。而部分学者则希望通过间接消纳利用CE以减小其波动性的影响,一方面基于储能设备来规避CE在时间尺度上间歇性出力的影响^[5],另一方面利用能量转换设备在能量形式上转移富余能量变相供给^[6]。文献[7]构造了一个鲁棒备用调度模型,通过协调正常和重新调度状态下的发电资源来处理不确定性因素;文献[8]考虑引入电转气(power to gas, P2G)设备作为CE新的消纳途径,建立电力-天然气双向耦合能源系统;文献[9]构建了电采暖负荷群响应风电场预测偏差功率的调控响应策略,以最大化消纳偏差功率。由此可见,CE消纳中存在的

确定性因素可由源荷两侧着手考虑以保证系统稳定性。

传统化石能源始终是能源供给的有效保障^[10],在提升CE的同时,围绕非清洁能源(non-clean energy, NCE)供能的减排策略成为了研究热点。从政策角度而言,文献[11]考虑碳排放惩罚成本,采取经济政策来控制碳排放;文献[12]提出将碳交易机制引入能源系统的低碳调度模型,以协调低碳能源发电的经济性和低碳特性,但以经济策略控制碳排放的同时将限制生产成本,未切实达成减排效果。从技术角度而言,文献[13]提出了基于IES的低碳优化模型,用于分析能源消耗和碳减排的评价指标;文献[14]考虑含碳捕集电厂的电力系统低碳经济调度,分析了碳捕集电厂运行特性;文献[15]构建了P2G设备和碳捕集电厂协同工作模式,将电解水获得的H₂和CO₂甲烷化以制备CH₄,进一步提升系统的经济环境效益。但是碳捕集系统(carbon capture system, CCS)仅应用于传统电厂较为局限,能源机组产生的碳排放可以通过CCS捕获,将使得能源系统更加低碳化。

基于此,本文考虑构建保障CE稳定消纳及NCE减排排放的低碳化IES运行模型。首先,基于综合需求响应和风险管理策略进行能量供需优化,以实现CE消纳的同时保障系统稳定性;然后,研究碳捕集设备协同运行方式,以减少NCE的碳排放保证系统低碳性;最后,构建低碳IES两阶段优化调度模型,整体兼顾系统经济性和低碳性。通过仿真验证了所提方案能够有效提升系统的经济效益和环境效益。

1 低碳化IES模型

本文将包含电、热、气3种能量负荷形式的IES

收稿日期:2022-05-12;修回日期:2022-11-14

在线出版日期:2022-12-20

基金项目:四川省科技计划项目(2022YFQ0102)

Project supported by Sichuan Provincial Science and Technology Plan Project(2022YFQ0102)

作为对象展开研究,其内部能量流如图1所示。系统输入端连接上级电网和天然气管网,输出端通向园区用户满足多种能量形式负荷需求。

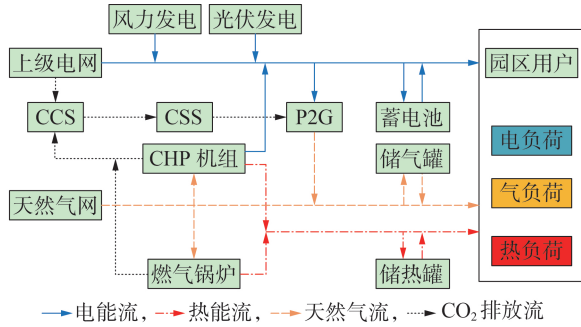


图1 低碳IES结构图

Fig.1 Structure diagram of low-carbon IES

该系统电源供能主要由风电场、光伏机组和以燃煤电厂为主的上级电网组成,其内部能量转化设备包括热电联产(combined heat and power, CHP)机组、燃气锅炉和P2G设备,将电、气能源根据用户需求灵活转换为电、热、气负荷,以搭建多能互补的IES实现能源高效利用。此外,CCS设备通过捕集各能源机组碳排放以实现低碳化目标,P2G设备利用富余CE产能促使碳污染转化为天然气,而CE产能的间歇性造成CCS和P2G启停存在时间尺度上的差异。因此,引入碳存储系统(carbon storage system, CSS)和CCS组成低碳化设备,能够进一步促进CCS与P2G协同工作。基于CE消纳和碳捕集利用将促使IES更加低碳化。

1) 光伏机组模型。

光伏输出功率 P_t^{pv} 由光伏转换效率 η_t^{pv} 、光伏面积 A^{pv} 及光照幅度 G_t 共同决定,表达式为:

$$P_t^{\text{pv}} = \eta_t^{\text{pv}} A^{\text{pv}} G_t \quad (1)$$

式中:下标 t 表示 t 时刻。光伏转换效率受环境因素影响,可参照基准效率计算得到:

$$\eta_t^{\text{pv}} = \eta^{\text{ref}} \partial^{\text{pv}} \left\{ 1 - \alpha_p \left[T_t + G_t \left(\frac{T^{\text{noc}} - 20}{800} \right) - T^{\text{ref}} \right] \right\} \quad (2)$$

式中: T_t 为当前环境温度; α_p 为功率温度系数; ∂^{pv} 为光伏降额因子,其受光伏面板遮光、接线损耗等物理因素的影响; T^{noc} 为设备工作标准温度; η^{ref} 、 T^{ref} 分别为光伏机组基准效率和基准环境温度。

2) 风力机组模型。

风力机组输出功率主要与环境风速有关,其风电功率输出模型可表示为:

$$P_t^{\text{wind}} = \begin{cases} 0 & v_t \leq v_{\text{ci}}, v_t \geq v_{\text{co}} \\ P_N \left(\frac{v_t - v_{\text{ci}}}{v_r - v_{\text{ci}}} \right) & v_{\text{ci}} \leq v_t \leq v_r \\ P_N & v_r \leq v_t \leq v_{\text{co}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: P_t^{wind} 为风电机组输出功率; P_N 为风力涡轮机额

定输出功率; v_t 为实际风速; v_r 为额定风速; v_{ci} 为切入风速; v_{co} 为切出风速。

3) CHP机组供能模型。

$$P_{s,t}^{\text{CHP}} - P_A^{\text{CHP}} - \frac{P_A^{\text{CHP}} - P_B^{\text{CHP}}}{H_A^{\text{CHP}} - H_B^{\text{CHP}}} (H_{s,t}^{\text{CHP}} - H_A^{\text{CHP}}) \leq 0 \quad (4)$$

$$P_{s,t}^{\text{CHP}} - P_B^{\text{CHP}} - \frac{P_B^{\text{CHP}} - P_C^{\text{CHP}}}{H_B^{\text{CHP}} - H_C^{\text{CHP}}} (H_{s,t}^{\text{CHP}} - H_B^{\text{CHP}}) \geq (I_{s,t}^{\text{CHP}} - 1) M \quad (5)$$

$$P_{s,t}^{\text{CHP}} - P_C^{\text{CHP}} - \frac{P_C^{\text{CHP}} - P_D^{\text{CHP}}}{H_C^{\text{CHP}} - H_D^{\text{CHP}}} (H_{s,t}^{\text{CHP}} - H_C^{\text{CHP}}) \geq (I_{s,t}^{\text{CHP}} - 1) M \quad (6)$$

$$0 \leq H_{s,t}^{\text{CHP}} \leq H_B^{\text{CHP}} I_{s,t}^{\text{CHP}} \quad (7)$$

$$P_C^{\text{CHP}} I_{s,t}^{\text{CHP}} \leq P_{s,t}^{\text{CHP}} \leq P_A^{\text{CHP}} I_{s,t}^{\text{CHP}} \quad (8)$$

式中:下标 s 表示场景 s ; $P_{s,t}^{\text{CHP}}$ 、 $H_{s,t}^{\text{CHP}}$ 分别为CHP机组发电、产热功率; P_A^{CHP} 、 P_B^{CHP} 、 P_C^{CHP} 、 P_D^{CHP} 和 H_A^{CHP} 、 H_B^{CHP} 、 H_C^{CHP} 、 H_D^{CHP} 分别为CHP机组在可行域4个端点时的发电功率和发热功率,可行域示意图如附录A图A1所示; M 为足够大的常数; $I_{s,t}^{\text{CHP}}$ 为表示CHP机组工作启停状态的0-1变量, $I_{s,t}^{\text{CHP}}=1$ 表示工作, $I_{s,t}^{\text{CHP}}=0$ 表示不工作。

CHP机组爬坡约束如下:

$$-R_{\text{dn}}^{\text{CHP}} \leq P_{s,t}^{\text{CHP}} - P_{s,t-1}^{\text{CHP}} \leq R_{\text{up}}^{\text{CHP}} \quad (9)$$

式中: $R_{\text{up}}^{\text{CHP}}$ 、 $R_{\text{dn}}^{\text{CHP}}$ 分别为CHP机组的上爬坡速率、下爬坡速率。

4) 燃气锅炉供能模型。

$$H_{s,t}^{\text{bo}} = \eta_{\text{bo}} G_{s,t}^{\text{bo}} \quad (10)$$

$$0 \leq H_{s,t}^{\text{bo}} \leq H_{\text{max}}^{\text{bo}} I_{s,t}^{\text{bo}} \quad (11)$$

式中: $H_{s,t}^{\text{bo}}$ 为燃气锅炉产热功率; $G_{s,t}^{\text{bo}}$ 为燃气锅炉耗气量; η_{bo} 为燃气锅炉热能转化率; $H_{\text{max}}^{\text{bo}}$ 为燃气锅炉供热上限值; $I_{s,t}^{\text{bo}}$ 为表示燃气锅炉供能状态的0-1变量, $I_{s,t}^{\text{bo}}=1$ 表示工作, $I_{s,t}^{\text{bo}}=0$ 表示不工作。

燃气锅炉爬坡约束如下:

$$-R_{\text{dn}}^{\text{bo}} \leq H_{s,t}^{\text{bo}} - H_{s,t-1}^{\text{bo}} \leq R_{\text{up}}^{\text{bo}} \quad (12)$$

式中: $R_{\text{up}}^{\text{bo}}$ 、 $R_{\text{dn}}^{\text{bo}}$ 分别为燃气锅炉的上爬坡速率、下爬坡速率。

5) 储能运行约束。

$$C_{s,t}^{\text{st},X} = C_{s,t-1}^{\text{st},X} + \left(P_{s,t}^{\text{ch},X} \zeta_X^{\text{ch}} - \frac{P_{s,t}^{\text{dis},X}}{\zeta_X^{\text{dis}}} \right) - \alpha_{\text{loss}}^X C_{s,t-1}^{\text{st},X} \quad (13)$$

式中: $X \in \{e, g, h\}$,其中e、g、h分别表示电、气、热3种能量形式; $C_{s,t}^{\text{st},X}$ 为各储能中储电/气/热值; $P_{s,t}^{\text{ch},X}$ 、 $P_{s,t}^{\text{dis},X}$ 分别为各储能电/气/热充、放功率; ζ_X^{ch} 、 ζ_X^{dis} 分别为各储能电/气/热充、放效率; α_{loss}^X 为各储能能量损失率。

$$\alpha_{\text{min}}^X C_c^{\text{st},X} \leq C_{s,t}^{\text{st},X} \leq \alpha_{\text{max}}^X C_c^{\text{st},X} \quad (14)$$

$$\frac{\alpha_{\text{min}}^X C_c^{\text{st},X} I_{s,t}^{\text{ch},X}}{\zeta_X^{\text{ch}}} \leq P_{s,t}^{\text{ch},X} \leq \frac{\alpha_{\text{max}}^X C_c^{\text{st},X} I_{s,t}^{\text{ch},X}}{\zeta_X^{\text{ch}}} \quad (15)$$

$$\alpha_{\text{min}}^X C_c^{\text{st},X} I_{s,t}^{\text{dis},X} \zeta_X^{\text{dis}} \leq P_{s,t}^{\text{dis},X} \leq \alpha_{\text{max}}^X C_c^{\text{st},X} I_{s,t}^{\text{dis},X} \zeta_X^{\text{dis}} \quad (16)$$

$$I_{s,t}^{\text{ch},X} + I_{s,t}^{\text{dis},X} \leq 1 \quad (17)$$

式中: α_{max}^X 、 α_{min}^X 分别为对应能量各储能设备上、下限

度,取 $\alpha_{\max}^X=90\%$ 、 $\alpha_{\min}^X=10\%$; $C_e^{\text{st},X}$ 为各储能设备额定值; $I_{s,t}^{\text{ch},X}$ 、 $I_{s,t}^{\text{dis},X}$ 为表示储能充放状态的 0-1 变量, $I_{s,t}^{\text{ch},X}=1$ 、 $I_{s,t}^{\text{dis},X}=0$ 表示储能正在充电, $I_{s,t}^{\text{ch},X}=0$ 、 $I_{s,t}^{\text{dis},X}=1$ 表示储能正在放电, $I_{s,t}^{\text{ch},X}=0$ 、 $I_{s,t}^{\text{dis},X}=0$ 表示储能未参与能源调度。

2 低碳 IES 运营方式

2.1 碳捕集设备联合运行模型

IES 中引入碳捕集设备用于捕获 CHP 机组、燃气锅炉等设备产能过程中产生的 CO_2 ,其通过压缩技术将 CO_2 从烟气系统中分离出来,运行方式如式 (18)~(22) 所示。 CO_2 捕获和分离的能耗由两部分组成。第一部分是固定能耗,与系统运行状态无关,主要维持系统内部结构变化而产生的能量消耗;第二部分是运行能耗,与系统的运行状态有关。

$$P_t^{\text{ccs}} = P_t^{\text{ccs},\text{f}} + P_t^{\text{ccs},\text{r}} \quad (18)$$

$$P_t^{\text{ccs},\text{r}} = P_e^{\text{ccs}} \lambda_{\text{ccs}} M_{\text{co}_2} \quad (19)$$

$$P_t^{\text{ccs},\text{f}} = P_0^{\text{ccs}} I_t^{\text{ccs}} \quad (20)$$

$$0 \leq M_{\text{co}_2}^{\text{ccs}} \leq \lambda_{\text{ccs}} M_{\text{co}_2} \quad (21)$$

$$M_{\text{co}_2} = \varepsilon_{\text{co}_2}^{\text{grid}} P_t^{\text{grid}} + \varepsilon_{\text{co}_2}^{\text{CHP}} G_t^{\text{CHP}} + \varepsilon_{\text{co}_2}^{\text{bo}} G_t^{\text{bo}} \quad (22)$$

式中: P_t^{ccs} 为 CCS 总能耗; $P_t^{\text{ccs},\text{r}}$ 为运行能耗; $P_t^{\text{ccs},\text{f}}$ 为固定能耗; P_e^{ccs} 为捕获单位质量 CO_2 所消耗电能; λ_{ccs} 为 CO_2 捕获率; M_{co_2} 为各能源机组总碳排放量; P_0^{ccs} 为机组维持能耗; I_t^{ccs} 为表示碳捕集设备运行状态的 0-1 变量, $I_t^{\text{ccs}}=1$ 表示开启, $I_t^{\text{ccs}}=0$ 表示关闭; M_{co_2} 为系统捕获 CO_2 质量; $\varepsilon_{\text{co}_2}^{\text{grid}}$ 、 $\varepsilon_{\text{co}_2}^{\text{CHP}}$ 、 $\varepsilon_{\text{co}_2}^{\text{bo}}$ 分别为燃煤电厂、CHP 机组、燃气锅炉对应的 CO_2 排放强度; P_t^{grid} 、 G_t^{CHP} 、 G_t^{bo} 分别为燃煤电厂产电量、CHP 机组和燃气锅炉产能耗气量。

为进一步考虑节能,仅在可再生能源富余时启动 P2G,而 CCS 需要在传统产能设备启动时保持运行。因此,添加 CSS 可以弥补 P2G 和 CCS 运行上存在的时间差, CSS 模型约束如式 (23) 和式 (24) 所示。

$$M_{s,t}^{\text{co}_2} = M_{s,t-1}^{\text{co}_2} + (1 - \alpha_{\text{loss}}^{\text{co}_2}) M_{\text{co}_2}^{\text{ccs}} - \frac{M_t^{\text{out}}}{1 - \alpha_{\text{loss}}^{\text{co}_2}} \quad (23)$$

$$M_{s,\min}^{\text{co}_2} \leq M_{s,t}^{\text{co}_2} \leq M_{s,\max}^{\text{co}_2} \quad (24)$$

式中: $M_{s,t}^{\text{co}_2}$ 、 $M_{s,t-1}^{\text{co}_2}$ 分别为 t 、 $t-1$ 时刻 CSS 的储碳量; $\alpha_{\text{loss}}^{\text{co}_2}$ 为 CSS 碳损耗系数; M_t^{out} 为 CO_2 输出量; $M_{s,\min}^{\text{co}_2}$ 、 $M_{s,\max}^{\text{co}_2}$ 分别为 CSS 的最小和最大存储量。

P2G 利用 CSS 中的 CO_2 和通过电解水产生的 H_2 合成天然气,如式 (25) 所示,合成的天然气进入储气罐储存以满足用户气负荷需求。基于此,将富余电能以另一种能量形式满足用户用能需求。

$$\begin{cases} Q_t^{\text{P2G}} = P_t^{\text{P2G}} \lambda_{\text{P2G}} \\ Q_t^{\text{co}_2} = \frac{Q_t^{\text{P2G}}}{\eta_{\text{co}_2}^{\text{P2G}}} \end{cases} \quad (25)$$

式中: Q_t^{P2G} 、 $Q_t^{\text{co}_2}$ 分别为 P2G 天然气产量和 CO_2 消耗

量; P_t^{P2G} 为 P2G 耗电功率; λ_{P2G} 为 P2G 设备转换效率; $\eta_{\text{co}_2}^{\text{P2G}}$ 为生产单位天然气所需 CO_2 流量系数。

2.2 综合需求管理方法

IES 旨在以多能互补的形式实现新能源消纳和探索新型低碳能源系统转型方法,从需求侧考虑与时俱进的需求管理方法尤为重要,如图 2 所示。

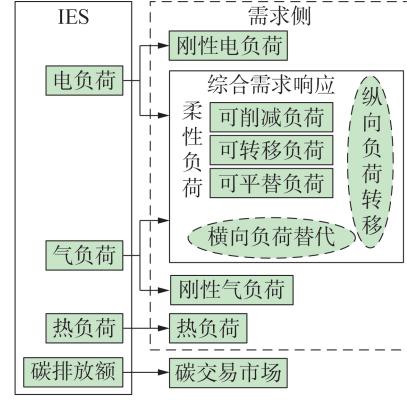


图 2 综合需求管理示意图

Fig.2 Schematic diagram of integrated demand management

本文主要考虑电、热、气 3 种能量负荷形式,其中电、气 2 种能量载体负荷较为特殊,在时间尺度上存在较大起伏,其中电负荷波动尤为明显。鉴于电、气负荷在时间尺度上存在较大波动,将作为综合需求管理的主要对象。相较而言,热负荷整体需求稳定,直接供应便可满足需求。因此,针对不同能量载体需求特性划分进行综合需求管理,以实现负荷最佳管理方法。此外,系统中引入碳捕集设备能够有效降低碳排放,富余碳排放额可以进行碳交易盈利,增加系统经济效益。

在单能量载体负荷需求中主要以价格补偿形式为导向实现负荷转移、削减及降低峰谷差。而 IES 内不同能量载体相耦合,使得需求响应形式不单在时间尺度上实现纵向转移,且能够以另一能量载体形式实现横向替代,得以实现 2 种方式(纵向需求响应(vertical demand response, VDR)、横向需求响应(horizontal demand response, HDR))的综合需求响应管理。

1) VDR。

VDR 针对峰谷负荷差异明显的电能需求,基于分时价格引导用户错峰用能,实现削峰填谷。VDR 模型如式 (26) 和式 (27) 所示。

$$D_t^{\text{e}, \text{VDR}} = D_t^{\text{el}} + P_t^{\text{e}, \text{up}} - P_t^{\text{e}, \text{dn}} \quad (26)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{e}, \text{up}} \leq F_{\text{LPF}}^{\text{e}, \text{up}} D_t^{\text{el}} I_t^{\text{e}, \text{up}} \\ 0 \leq P_t^{\text{e}, \text{dn}} \leq F_{\text{LPF}}^{\text{e}, \text{dn}} D_t^{\text{el}} I_t^{\text{e}, \text{dn}} \\ I_t^{\text{e}, \text{up}} + I_t^{\text{e}, \text{dn}} \leq 1 \\ \sum_{t=1}^T P_t^{\text{e}, \text{up}} = \sum_{t=1}^T P_t^{\text{e}, \text{dn}} \end{cases} \quad (27)$$

式中: $D_t^{e, \text{VDR}}$ 为电负荷需求供给值; D_t^{el} 为电负荷需求值; $P_t^{e, \text{up}}$ 、 $P_t^{e, \text{dn}}$ 分别为电负荷需求增加、削减量; $F_{\text{LPF}}^{e, \text{up}}$ 、 $F_{\text{LPF}}^{e, \text{dn}}$ 分别为电负荷需求可增加、削减量限度; $I_t^{e, \text{up}}$ 、 $I_t^{e, \text{dn}}$ 为表示电负荷需求供给状态的0-1变量, $I_t^{e, \text{up}}=1$ 、 $I_t^{e, \text{dn}}=0$ 表示负荷需求量增加, $I_t^{e, \text{up}}=0$ 、 $I_t^{e, \text{dn}}=1$ 表示负荷需求量削减, $I_t^{e, \text{up}}=0$ 、 $I_t^{e, \text{dn}}=0$ 表示未进行负荷需求调整; T 为日前调度时间尺度。

2) HDR。

HDR 针对电、气柔性负荷中可平替需求, 通过经济补偿以引导用户转移负荷需求, 达到供需稳定。结合能源间价格和设备效率的相对关系进行建模, 当等效电价较高时, 将引导多能用户增大用气量; 当等效电价较低时, 将引导多能用户增大用电量。IES 中电、气负荷的相互替代满足能量守恒定律, 运用热值等效对 HDR 进行如下建模:

$$(D_t^{\text{gl}} - D_t^{\text{gl, HDR}}) + \lambda_{\text{ge}} (D_t^{\text{el}} - D_t^{\text{el, HDR}}) = 0 \quad (28)$$

$$\begin{cases} \Delta D_{\min}^{\text{g}} \leq D_t^{\text{gl}} - D_t^{\text{gl, HDR}} \leq \Delta D_{\max}^{\text{g}} \\ \Delta D_{\min}^{\text{e}} \leq D_t^{\text{el}} - D_t^{\text{el, HDR}} \leq \Delta D_{\max}^{\text{e}} \end{cases} \quad (29)$$

$$\lambda_{\text{ge}} = \frac{\lambda_{\text{e}} Q_{\text{e}}}{\lambda_{\text{g}} Q_{\text{g}}} \quad (30)$$

式中: D_t^{gl} 为气负荷需求值; $D_t^{\text{el, HDR}}$ 、 $D_t^{\text{gl, HDR}}$ 分别为电、气负荷需求供给值; λ_{ge} 为电-气热值转换率; $\Delta D_{\min}^{\text{x}}$ 、 $\Delta D_{\max}^{\text{x}}$ ($X \in \{\text{e}, \text{g}\}$) 分别为可参与 HDR 的最小、最大电/气负荷量; λ_{e} 、 λ_{g} 分别为电、气利用效率; Q_{e} 、 Q_{g} 分别为单位电能、天然气热值。

3 低碳 IES 两阶段调度优化

针对 IES 低碳化有着更多目标要求, 本文从时间尺度上将调度过程分为两阶段进行优化, 如图3所示。在第一阶段, 针对 CE 及负荷需求存在波动, 结合市场能源价格信息进行综合需求响应引导, 确保供能可靠性; 在第二阶段, 充分利用 CCS 和 P2G 设备通过富余电能减少碳排放, 结合碳交易市场实现经济效益。

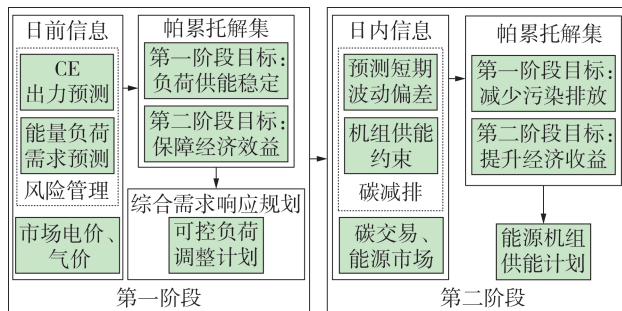


图3 两阶段优化调度框架

Fig.3 Framework of two-stage optimal scheduling

3.1 第一阶段优化模型

3.1.1 第一阶段目标函数

第一阶段目标函数如下:

$$\min F_1 = [f_1, f_2] \quad (31)$$

$$\begin{cases} f_1 = \sum_{t=1}^T (f_{\text{VOLL}, t}^{\text{E}} + f_{\text{VOLL}, t}^{\text{G}}) \\ f_2 = \sum_{t=1}^T (C_{\text{ce}, t} + C_{\text{ncc}, t} + C_{\text{IDR}, t} + C_{\text{VOLL}, t}) \end{cases}$$

式中: $f_{\text{VOLL}, t}^{\text{E}}$ 、 $f_{\text{VOLL}, t}^{\text{G}}$ 分别为电、气需求负荷损失值; $C_{\text{ce}, t}$ 、 $C_{\text{ncc}, t}$ 分别为 CE、NCE 供能成本; $C_{\text{IDR}, t}$ 、 $C_{\text{VOLL}, t}$ 分别为综合需求响应引导和负荷损失补偿费用。

$$C_{\text{ce}, t} = \zeta^{\text{pv}} P_t^{\text{pv}} + \zeta^{\text{wind}} P_t^{\text{wind}} \quad (32)$$

$$C_{\text{ncc}, t} = s_t^{\text{e}} P_t^{\text{grid}} + s_t^{\text{g}} G_t^{\text{grid}} \quad (33)$$

$$C_{\text{IDR}, t} = \psi^{\text{VDR}} (P_t^{\text{up}} + P_t^{\text{dn}}) + \psi^{\text{HDR}} (P_t^{\text{tr}} + P_t^{\text{in}}) \quad (34)$$

$$C_{\text{VOLL}, t} = \varepsilon_t^{\text{el}} f_{\text{VOLL}, t}^{\text{E}} + \varepsilon_t^{\text{gl}} f_{\text{VOLL}, t}^{\text{G}} \quad (35)$$

式中: ζ^{pv} 、 ζ^{wind} 分别为光伏、风电机组运维成本系数; G_t^{grid} 为向上级燃气管网购气量; s_t^{e} 、 s_t^{g} 分别为实时电价、气价; P_t^{up} 、 P_t^{dn} 分别为 VDR 调整后负荷需求增加、削减量; P_t^{tr} 、 P_t^{in} 分别为 HDR 调整后负荷需求削减、增加量; ψ^{VDR} 、 ψ^{HDR} 分别为 VDR、HDR 调度成本系数; $\varepsilon_t^{\text{el}}$ 、 $\varepsilon_t^{\text{gl}}$ 分别为电、气负荷供能不足惩罚成本系数。

3.1.2 不确定性场景模型

针对 CE 供能不确定性, 本文通过 β 分布函数对光伏和风电预测的相关误差进行建模仿真^[16], 可表示为:

$$f(\Delta P_{Z_i}; \lambda_1, \lambda_2) = \Delta P_{Z_i}^{\lambda_1 - 1} (1 - \Delta P_{Z_i})^{\lambda_2 - 1} N^* \quad (36)$$

式中: $Z \in \{\text{G}, \text{W}\}$, 其中 G、W 分别表示光伏、风电 2 种新能源; ΔP_{Z_i} 为光伏/风电的预测误差, 满足约束条件 $0 \leq \Delta P_{Z_i} \leq 1$; λ_1 、 λ_2 为 β 分布函数相关参数; N^* 为标准化因子。与光伏/风电预测误差相关的均值 $E(\Delta P_{Z_i})$ 和方差 $\sigma_{Z_i}^2$ 分别如下:

$$E(\Delta P_{Z_i}) = \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (37)$$

$$\sigma_{Z_i}^2 = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \lambda_2)^2 (\lambda_1 + \lambda_2 + 1)} \quad (38)$$

由于园区能量负荷需求存在波动性, 本文根据高斯概率密度函数正态性对负荷需求预测精度进行仿真模拟, 可表示为:

$$f(\Delta x_i; \mu_x, \sigma_x^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_x^2}} \exp\left[-\frac{(\Delta x_i - \mu_x)^2}{2\sigma_x^2}\right] \quad (39)$$

式中: Δx_i 为负荷需求的实时预测误差; μ_x 、 σ_x^2 分别为实验数据平均值、方差。

3.1.3 风险管理模型

针对日前预测存在不确定性误差, 通过条件风险价值理论^[17]进行风险划分, 将能量负荷中潜在风险进行量化, 使得日前供需优化策略更具可靠性和灵活性, 模型如下:

$$D_{\text{risk}} = (1 - \beta) E(P) - \beta R_{\alpha, s}^{\text{VaR}}(P) \quad (40)$$

式中: D_{risk} 为能量负荷需求值; $E(P)$ 为负荷供给期望值; β 为风险系数, 且 $0 \leq \beta < 1$; $R_{\alpha, s}^{\text{Var}}$ 为置信水平 α 下的负荷损失阈值, 即条件风险价值。本文调度优化可具体表示为:

$$\begin{cases} D_{\text{risk}} = (1-\beta)F_e - \beta \left(\zeta + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s \in \Omega} \rho_s \pi_s \right) \\ F_e - \zeta \leq \pi_s \\ \pi_s \geq 0 \end{cases} \quad (41)$$

式中: F_e 为能量负荷供给值; Ω 为 IES 日前预测场景集合; ρ_s 为场景发生概率; ζ 、 π_s 为中间参量, 无具体物理意义。

3.2 第二阶段优化模型

3.2.1 第二阶段优化目标

第二阶段优化目标如下:

$$\min F_2 = [f_3, f_4] \quad (42)$$

$$\begin{cases} f_3 = \sum_{t=1}^T (M_{\text{co}_2, t} - M_{\text{co}_2, t}^{\text{ccs}}) \\ f_4 = \sum_{t=1}^T (C_{\text{ce}, t} + C_{\text{ncc}, t} + C_{\text{r}, t} + C_{\text{s}, t} + C_{\text{co}_2, t}) \end{cases}$$

式中: $C_{\text{r}, t}$ 、 $C_{\text{s}, t}$ 分别为能源机组、储能设备运行成本; $C_{\text{co}_2, t}$ 为碳排放成本。

$$\begin{aligned} C_{\text{r}, t} = & a_1 (P_{\text{s}, t}^{\text{CHP}})^2 + a_2 P_{\text{s}, t}^{\text{CHP}} + b_1 (H_{\text{s}, t}^{\text{CHP}})^2 + \\ & b_2 H_{\text{s}, t}^{\text{CHP}} + c P_{\text{s}, t}^{\text{CHP}} H_{\text{s}, t}^{\text{CHP}} + d I_{\text{s}, t}^{\text{CHP}} + \zeta^{\text{bo}} H_{\text{s}, t}^{\text{bo}} + \\ & \zeta^{\text{ecs}} P_{\text{s}, t}^{\text{P2G}} + \zeta^{\text{P2G}} P_{\text{s}, t}^{\text{P2G}} \end{aligned} \quad (43)$$

$$\begin{aligned} C_{\text{s}, t} = & \zeta^{\text{ess}} (P_{\text{s}, t}^{\text{e}} + P_{\text{s}, t}^{\text{dis, e}}) + \zeta^{\text{tss}} (P_{\text{s}, t}^{\text{h}} + P_{\text{s}, t}^{\text{dis, h}}) + \\ & \zeta^{\text{gss}} (P_{\text{s}, t}^{\text{g}} + P_{\text{s}, t}^{\text{dis, g}}) + \zeta^{\text{css}} (C_{\text{s}, t}^{\text{ch}} + C_{\text{s}, t}^{\text{dis}}) \end{aligned} \quad (44)$$

$$C_{\text{co}_2, t} = (f_3 - k_{\text{co}_2}^{\text{CHP}} P_{\text{s}, t}^{\text{CHP}} - k_{\text{co}_2}^{\text{bo}} H_{\text{s}, t}^{\text{bo}}) s_{\text{co}_2} \quad (45)$$

式中: ζ^{bo} 、 ζ^{ecs} 、 ζ^{P2G} 分别为燃气锅炉、CCS、P2G 设备运行成本系数; a_1 、 a_2 、 b_1 、 b_2 、 c 、 d 为 CHP 机组运行成本系数^[18]; ζ^{ess} 、 ζ^{tss} 、 ζ^{gss} 、 ζ^{css} 分别为储能设备储电、热、气、碳成本系数; $C_{\text{s}, t}^{\text{ch}}$ 、 $C_{\text{s}, t}^{\text{dis}}$ 分别为储碳设备储存、释放量; $k_{\text{co}_2}^{\text{CHP}}$ 、 $k_{\text{co}_2}^{\text{bo}}$ 分别为 CHP 机组、燃气锅炉碳排放程度系数; s_{co_2} 为碳交易价格。

3.2.2 能量供需平衡约束

能量供需平衡约束如下:

$$D_t^{\text{el}} + P_t^{\text{ecs}} + P_t^{\text{P2G}} = P_t^{\text{grid}} + P_t^{\text{wind}} + P_t^{\text{pv}} + P_t^{\text{CHP}} + P_t^{\text{dis}} - P_t^{\text{ch}} \quad (46)$$

$$D_t^{\text{h}} = H_t^{\text{bo}} + H_t^{\text{CHP}} + H_t^{\text{dis}} - H_t^{\text{ch}} \quad (47)$$

$$D_t^{\text{g}} + G_t^{\text{bo}} + G_t^{\text{CHP}} = G_t^{\text{grid}} + G_t^{\text{P2G}} \quad (48)$$

$$0 \leq P_t^{\text{grid}} \leq P_{\text{max}}^{\text{grid}} \quad (49)$$

$$0 \leq G_t^{\text{grid}} \leq G_{\text{max}}^{\text{grid}} \quad (50)$$

式中: D_t^{el} 为园区用户热负荷需求值; P_t^{ch} 、 P_t^{dis} 分别为蓄电池充、放电量; H_t^{ch} 、 H_t^{dis} 分别为储热罐储、放热量; G_t^{P2G} 为 P2G 设备产气量; $P_{\text{max}}^{\text{grid}}$ 、 $G_{\text{max}}^{\text{grid}}$ 分别为购电、购气限值。

3.2.3 多目标优化决策方法

本文两阶段优化调度中皆为多目标优化, 因此需基于 ε -约束方法进行分析求解。第一阶段为供需优化, 保证系统可靠性的同时兼具经济性; 第二阶段为机组供能优化, 减少污染排放的同时提升经济效益。优化模型如式(51)所示。基于 ε -约束方法获得帕累托最优解, 通过 max-min 模糊算法从帕累托前沿中得到最优解, 其中模糊隶属函数如式(52)所示。

$$\begin{cases} F = \min(f_1^{\text{obj}}) \\ \text{s.t. } f_2^{\text{obj}} \leq \varepsilon \\ \text{其他等式和不等式约束} \end{cases} \quad (51)$$

$$\mu_i^n = \begin{cases} 1 & f_i^n \leq f_i^{\min} \\ \frac{f_i^{\max} - f_i^n}{f_i^{\max} - f_i^{\min}} & f_i^{\min} \leq f_i^n \leq f_i^{\max} \\ 0 & f_i^n \geq f_i^{\max} \end{cases} \quad (52)$$

式中: f_1^{obj} 、 f_2^{obj} 分别为第一阶段、第二阶段优化目标函数; $i=1, 2$, 分别对应第一阶段、第二阶段; f_i^n 为对应目标函数的第 n 个帕累托前沿解; μ_i^n 为第 n 个帕累托前沿解的隶属度值; $f_i^{\min}$ 、 $f_i^{\max}$ 分别为帕累托解集中目标函数的最小值、最大值。

依次计算所有解的隶属度值并取其最小值:

$$\mu^n = \min(\mu_1^n, \mu_2^n) \quad n=1, 2, \dots, N \quad (53)$$

式中: N 为帕累托前沿解个数。

然后再从解集中选择最大值, 该值所对应的解为最终的折中决策解 μ^* , 即:

$$\mu^* = \max(\mu^1, \mu^2, \dots, \mu^N) \quad (54)$$

4 算例分析

4.1 算例数据

本节以某园区 IES 为例, 对其两阶段优化调度运行展开研究, 算例中 IES 整体结构如图 1 所示。仿真中能源机组设备参数见文献[19-20], 碳捕集设备配置见文献[21-22], 光照幅度和风速预测如附录 A 图 A2 所示, 图中阴影部分为该能源潜存波动范围。系统能量负荷需求预测值如附录 A 图 A3 所示。系统向上级购电价格信息如附录 A 表 A1 所示, 购气价格为 3.45 元 / m^3 。由于负荷损失存在不确定性, 其惩罚系数设定为能源价格的 120%, 考虑综合需求响应时, 其可控柔性负荷为预测负荷的 5%, 补偿价格为 0.15 / ($\text{kW} \cdot \text{h}$)^[19], 碳交易价格为 250 元 / t。该算例通过 MATLAB 仿真并调用 GUROBI 进行求解。

4.2 场景设置

为研究碳交易机制下, 风光出力不确定性和负荷需求波动性对 IES 日前调度的影响, 以及前瞻需求供能策略和碳捕集联合技术对 IES 实际运行的优化效果, 设置如下 6 种场景进行仿真分析。

1) 日前场景(设置场景1—3)。

场景1, 不考虑风险因素和综合需求响应的 IES 经济调度; 场景2, 只考虑风险因素, 不考虑综合需求响应的 IES 经济调度; 场景3, 考虑风险因素和综合需求响应的 IES 经济调度, 风险因子 $\beta=0.8$ 。

2) 日内场景(设置场景4—6)。

场景4, 碳交易机制下未考虑供需优化的 IES 低碳经济调度; 场景5, 考虑碳交易机制、供需优化的 IES 两阶段优化调度; 场景6, 考虑碳交易机制和碳捕集设备及供需优化的 IES 两阶段优化调度。

4.3 算例结果及分析

4.3.1 日前供需优化策略分析

图4为场景1、3在不确定性因素存在相同波动情况下的电、气负荷供能场景。通过电负荷需求功率曲线可以发现电负荷峰谷极端负荷场景较为明显, 在01:00—05:00波谷时段, 风电资源丰富, 若采用CE为主体的供能手段, 则会因其不确定性存在较大风险; 在11:00—13:00和19:00—22:00波峰时段, 电负荷需求量大, 受负荷需求波动性影响易引起较大的误差损失。而气负荷需求存在时段差异, 但整体趋于稳定。基于此, 针对10:00—12:00和18:00—

22:00时段, 柔性电负荷分别以HDR和VDR进行负荷需求引导, 在01:00—06:00和23:00—24:00时段利用价格引导用户提高用电需求, 在10:00—12:00和18:00—22:00时段通过经济补偿转移电、气负荷需求。因此, 通过综合需求响应能够有效地实现电、气负荷保持较稳定需求量以平抑不确定性因素影响。

系统在场景1—3下的电负荷需求曲线如附录A图A4所示, 可见场景2、3在考虑风险规避的情况下能够有效应对不确定性因素带来的影响。在场景1下, 整体负荷损失达6.60%, 有8个时段负荷损失误差超过10%, 其中在15:00—16:00时段最大负荷损失达到12.75%, 给系统稳定运行带来较大风险; 场景2在考虑风险因子的情况下, 整体负荷损失降为3.74%, 但由于局部极端负荷的存在, 仍有3个时段负荷损失超10%, 最大负荷损失量在16:00—17:00时段为86.68 kW, 误差达10.56%; 而场景3下所有时段负荷损失均小于5%, 总体误差损失降为2.11%。仿真算例结果说明能源供需结构优化通过风险管理和综合需求响应的协调作用能够有效减小CE和负荷需求波动性的影响, 保证系统稳定运行。

4.3.2 运行效益结果分析

系统在场景6下的实际机组运行效果图如附录A图A5所示。由图可知, 电负荷供能主体来源于上级燃煤电厂, 在01:00—06:00和23:00—24:00时段需求较低、电价便宜且CE丰富时, 系统除满足基本需求外, 将存储部分电能在高负荷时段进行电能补给, 且利用富余电能通过P2G设备生成燃气供给。在10:00—12:00时段电价较高而CE供能稳定时, CE将充分用于负荷需求, 而在18:00—22:00高电价时段, 系统通过储能放电和风电机组协调作用以实现经济效益最优。园区热负荷需求依靠燃气锅炉和CHP机组协同供能, 整体负荷稳定供给。燃气机组持续运行增加了气负荷需求且产生碳排放, 因此基于CCS能够有效实现碳减排, 再通过P2G设备电解水消耗CO₂生成燃气供能。其中, 为节约P2G运行成本, 在12:00和18:00—22:00时段并未启用P2G, 所以P2G和CCS在启用时间上的差异需要通过CSS进行弥补。基于此, 在CE丰富的时段可以生成燃气以满足负荷及生产需求, 在时间产能差异上利用储能进行填补。仿真结果表明本文所提模型能够有效提升系统经济效益和环境效益。

系统在场景4—6下的综合运行成本如表1所示。场景5在对日前供需优化的情况下, 向上级购能成本减少了7.83%, 能源机组成本增加了6.38%, 从而实现风险损失成本降低了71.03%, 总成本降低

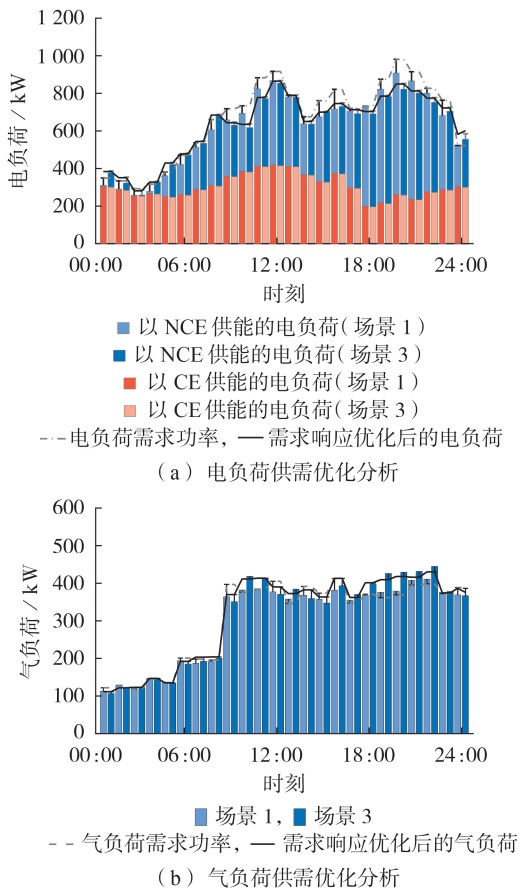


图4 场景1、3下的综合供需优化

Fig.4 Comprehensive supply and demand optimization under Scenario 1 and Scenario 3

了6.35%。在场景6下增加了碳捕集设备,系统机组成本增加了15.81%,但通过日前供需优化和碳交易机制的协调作用,实现总成本在基础场景开销的情况下,系统风险损失成本降低了73.95%,碳排放量减小了45.4%。通过算例分析,日前调度优化可以有效降低风险损失,而碳捕集设备在增加一定机组成本的情况下能够减少碳排放,基于需求侧交易激励机制能够进一步控制成本,实现系统最佳经济效益和环境效益。

表1 场景4—6下的运行效益对比
Table 1 Comparison of operational benefit under Scenario 4,5 and 6

项目	运行效益		
	场景4	场景5	场景6
上级购能成本/元	7247.82	6680.42	7064.71
需求响应成本/元	—	197.67	197.67
负荷损失补偿费用/元	1626.92	471.40	423.82
能源机组成本/元	7276.34	7740.51	8964.47
碳交易成本/元	1365.29	1314.62	562.18
总成本/元	17516.37	16404.62	17212.85
碳排放量/kg	5833.21	5676.82	3187.84

4.3.3 运行效益对比分析

场景4—6的经济效益和环境效益帕累托解集对比如图5所示。可见场景5在日前供需优化下有效提升了经济效益,且场景6在引入碳捕集设备后能够更有效地实现低碳化目标。经对比发现含碳捕集设备的IES能够大幅度改善环境,但对应地将承担的较高经济成本。

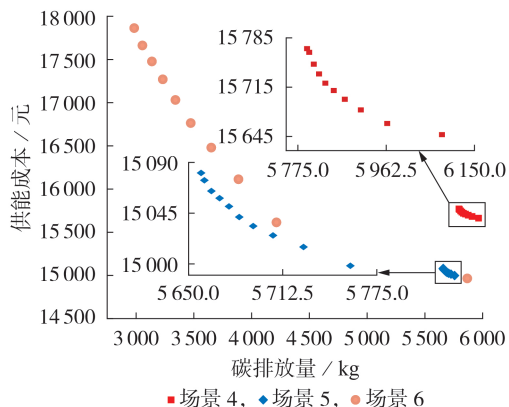


图5 场景4—6运行效益对比

Fig.5 Comparison of operational benefit under Scenario 4,5 and 6

由于并未具体完善相关碳交易机制,因此研究碳交易价格变化能进一步激励IES引入碳捕集设备,减少IES碳排放量,不同碳交易价格对IES的影响如图6所示。由图可知,提升碳交易价格能够激励碳捕集设备的运行,而随之对应的能源机组设备将为提升经济效益而增加少量碳排放,碳捕集量上

升的同时促进P2G设备运行。总体而言,碳排放量随着碳交易价格提升得到有效控制,但碳交易价过高仅会增加成本压力未能提升环境效益,因此碳交易价格在160~320元/t区间内能够实现较好的激励效果。

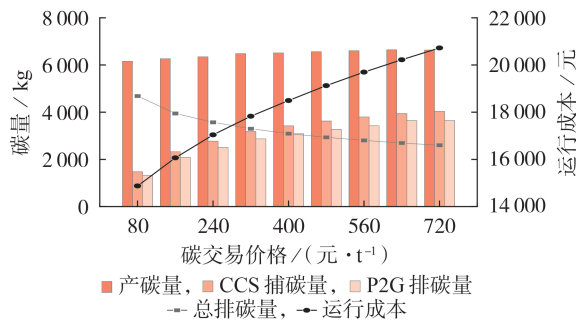


图6 不同碳交易价格对IES的影响
Fig.6 Impact of different carbon trading prices on IES

5 结论

本文从CE消纳和NCE减排角度出发,通过日前供需优化和供能结构优化分析,提出含碳捕集设备的低碳IES两阶段调度模型,将经济和环境效益转化为主子问题并采用max-min模糊算法进行求解,可得如下结论:

- 1)针对CE供能和负荷需求不确定性,前瞻风险规避策略不需要以较高成本保证稳定,考虑多能耦合与综合需求响应的供需优化调度能够有效保证系统运行可靠性的同时兼具经济效益;
- 2)低碳IES能够拓展IES在经济和环境效益上的决策空间,利用储碳装置可以弥补与P2G运行上的时间差异,进一步优化消纳CE的同时降低能源机组碳排放量;
- 3)考虑IES参与碳交易市场能够降低减排设备的运行成本,碳交易价格波动会影响碳捕集设备的工作状态,通过设置合理的碳交易参数能够引导系统减排效果。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 陈胜,卫志农,顾伟,等. 碳中和目标下的能源系统转型与变革:多能流协同技术[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):3-12.
CHEN Sheng, WEI Zhinong, GU Wei, et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems: multi-energy flow coordination technology [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 3-12.
- [2] 卓振宇,张宁,谢小荣,等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化,2021,45(9):171-191.
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Elec-

- tric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [3] TAN J, WU Q W, HU Q R, et al. Adaptive robust energy and reserve co-optimization of integrated electricity and heating system considering wind uncertainty[J]. Applied Energy, 2020, 260: 114230.
- [4] AHMADI A, NEZHAD A E, SIANO P B, et al. Information-gap decision theory for robust security-constrained unit commitment of joint renewable energy and gridable vehicles[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2020, 16(5): 3064-3075.
- [5] 袁伟, 王彩霞, 李琼慧, 等. 面向新能源大规模消纳的大容量储能多分区两阶段优化配置方法研究[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(4): 393-400.
- YUAN Wei, WANG Caixia, LI Qionghui, et al. Multi-area two-stage optimal allocation method of large-scale energy storage for renewable energy consumption[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(4): 393-400.
- [6] 降国俊, 崔双喜, 樊小朝. 考虑V2G及P2G的微能源网协调控制策略[J]. 太阳能学报, 2021, 42(10): 431-436.
- JIANG Guojun, CUI Shuangxi, FAN Xiaohao. Coordination control strategy of microenergy network considering V2G and P2G[J]. Acta Energetica Sinica, 2021, 42(10): 431-436.
- [7] CHEN Z, LI Z S, GUO C X, et al. Fully distributed robust reserve scheduling for coupled transmission and distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 169-182.
- [8] 吴江, 王晶晶, 张强, 等. 考虑电转气消纳风电的电-气综合能源系统两阶段鲁棒协同调度[J]. 太阳能学报, 2022, 43(2): 436-443.
- WU Jiang, WANG Jingjing, ZHANG Qiang, et al. Two-stage robust cooperative scheduling for electricity-gas integrated energy system considering power-to-gas for wind power accommodation[J]. Acta Energetica Sinica, 2022, 43(2): 436-443.
- [9] 邱革非, 何超, 骆钊, 等. 考虑新能源消纳及需求响应不确定性的配电网主从博弈经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(6): 66-74.
- QIU Gefei, HE Chao, LUO Zhao, et al. Economic dispatch of Stackelberg game in distribution network considering new energy consumption and uncertainty of demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(6): 66-74.
- [10] 单葆国, 冀星沛, 姚力, 等. 能源高质量发展下中国电力供需格局演变趋势[J]. 中国电力, 2021, 54(11): 1-9, 18.
- SHAN Baoguo, JI Xingpei, YAO Li, et al. Evolving tendency of electric supply and demand pattern under the circumstances of high-quality energy development[J]. Electric Power, 2021, 54(11): 1-9, 18.
- [11] 张晓辉, 刘小琰, 钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6132-6142.
- ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6142.
- [12] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈嘉滨, 等. 考虑阶梯式碳交易与供需灵活响应的综合能源系统优化调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3094-3106.
- CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Jiabin, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering ladder-type carbon trading and flexible double response of supply and demand[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3094-3106.
- [13] LU Y, WANG S, SUN Y, et al. Optimal scheduling of buildings with energy generation and thermal energy storage under dynamic electricity pricing using mixed-integer nonlinear programming[J]. Applied Energy, 2015, 147: 49-58.
- [14] 陈海鹏, 陈晋冬, 张忠, 等. 计及灵活运行碳捕集电厂捕获能耗的电力系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 133-139.
- CHEN Haipeng, CHEN Jindong, ZHANG Zhong, et al. Low-carbon economic dispatching of power system considering capture energy consumption of carbon capture power plants with flexible operation mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 133-139.
- [15] HEMMATI R, NOSRATABADI S M, MEHRJERDI H. Coordination of thermal/wind energies in power-to-gas process for cost/pollution abatement considering wind energy recovery[J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2022, 44(1): 632-649.
- [16] MANSOURI S A, AHMARINEJAD A, JAVADI M S, et al. Two-stage stochastic framework for energy hubs planning considering demand response programs[J]. Energy, 2020, 206: 118124.
- [17] JADIDBONAB M, BABAEI E, MOHAMMADI-IVATLOO I B. CVaR-constrained scheduling strategy for smart multi carrier energy hub considering demand response and compressed air energy storage[J]. Energy, 2019, 174: 1238-1250.
- [18] RAZAVI S E, JAVADI M S, NEZHAD A E, et al. Mixed-integer nonlinear programming framework for combined heat and power units with nonconvex feasible operating region: feasibility, optimality, and flexibility evaluation[J]. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2019, 29(3): e2767.
- [19] MOKARAMIAN E, SHAYEGHI H, SEDAGHATI F, et al. Four-objective optimal scheduling of energy hub using a novel energy storage, considering reliability and risk indices[J]. Journal of Energy Storage, 2021, 40: 102731.
- [20] MOKARAMIAN E, SHAYEGHI H, SEDAGHATI F, et al. A CVaR-robust-based multi-objective optimization model for energy hub considering uncertainty and e-fuel energy storage in energy and reserve markets[J]. IEEE Access, 2021, 9: 109447-109464.
- [21] MA Y M, WANG H X, HONG F, et al. Modeling and optimization of combined heat and power with power-to-gas and carbon capture system in integrated energy system[J]. Energy, 2021, 236: 121392.
- [22] 田丰, 贾燕冰, 任海泉, 等. 考虑碳捕集系统的综合能源系统“源-荷”低碳经济调度[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3346-3355.
- TIAN Feng, JIA Yanbing, REN Haiquan, et al. “Source-load” low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture system[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3346-3355.

作者简介:



朱西平

朱西平(1971—),男,教授,博士,主要研究方向为能源互联网与能源区块链等(E-mail: 171372240@qq.com);

江强(1996—),男,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统调度优化等(E-mail: tryutmost@163.com)。

(编辑 李玮)

(下转第32页 continued on page 32)

Multi-time scale optimal scheduling of regional integrated energy system considering wind power correlation

CHEN Zhiying¹, WEN Buying¹, ZHU Zhenshan^{1,2}

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350100, China;

2. Fujian Province University Engineering Research Center of Smart Distribution Grid Equipment, Fuzhou 350100, China)

Abstract: The uncertainty of source and load along with the wind power correlation can make the scheduling results of regional integrated energy system less credible. To solve this problem, taking the minimum comprehensive operation cost as the objective, a scheduling model of regional integrated energy system with multi-time scale is proposed. In the day-ahead stage, the two-stage robust optimization model considering wind power correlation is proposed, and the column-and-constraint generation method is used for the iterative solution. In the intra-day scheduling stage, the different response rates of cold, heat and power are considered, and the hierarchical rolling optimization model of cold, heat and power based on model predictive control is proposed to further eliminate the fluctuation of source and load power. The simulative results show that the robust optimization method considering the wind power correlation reduces conservatism and improves economy. The economic and stable operation of regional integrated energy system is realized by using model predictive control in the hierarchical optimization of cold, heat and power.

Key words: regional integrated energy system; linear polyhedron set; model predictive control; hierarchy of cold, heat and power; multi-time scale

(上接第16页 continued from page 16)

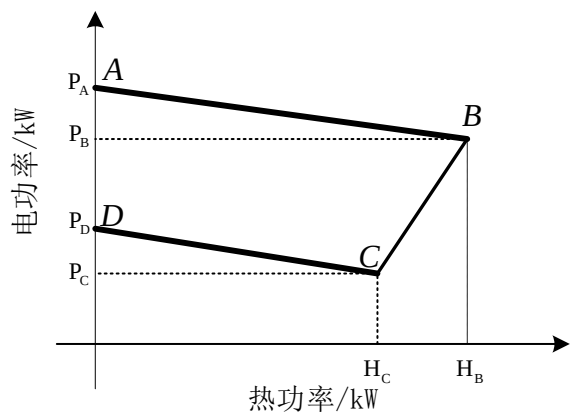
Two-stage optimal scheduling of integrated energy system considering source-load uncertainty

ZHU Xiping, JIANG Qiang, LIU Minghang, LUO Huiwen, LONG Wentao, HUANG Lei

(School of Electrical Engineering and Information, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

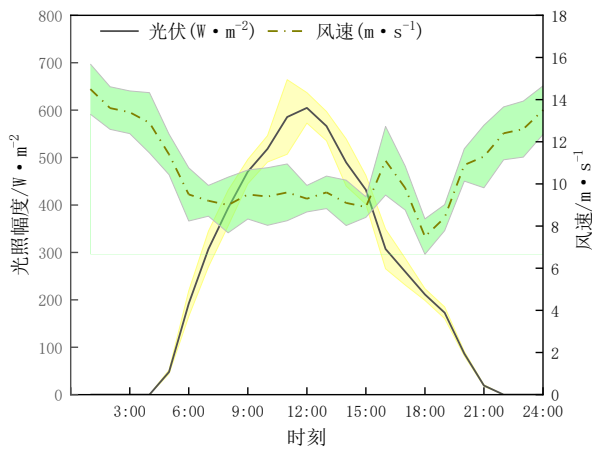
Abstract: Under the background of “dual carbon”, a two-stage optimal scheduling strategy for low-carbon integrated energy system is proposed to achieve stable consumption of clean energy, reduce carbon emission from energy units and improve the operation economy of integrated energy system. The day-ahead scheduling considers the integrated demand response to stabilize the fluctuation risk of supply and demand differences. And it optimizes the energy supply scheme based on the conditional value-at-risk theory to ensure the stability of system operation. By building the low-carbon integrated energy system model, the intra-day energy supply introduces carbon capture equipment and carbon storage device to operate collaboratively with power to gas process. It will further absorb clean energy while improving the low-carbon and economy of system. Based on this, the model with the minimum comprehensive cost and carbon emission as the low-carbon economic operation objective is constructed. And then, a compromise optimal solution is obtained by using the max-min fuzzy algorithm. Finally, the effectiveness of the proposed scheme is verified by setting and comparing different scenarios.

Key words: integrated energy system; two-stage optimization; integrated demand response; carbon capture equipment; low-carbon economy



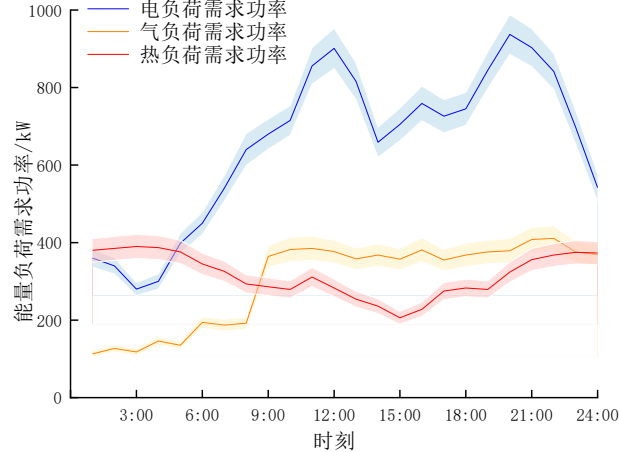
图A1 CHP机组运行区域图

Fig.A1 Feasible operating region of CHP unit



图A2 风、光预测参数图

Fig.A2 Wind and PV forecast parameter diagram



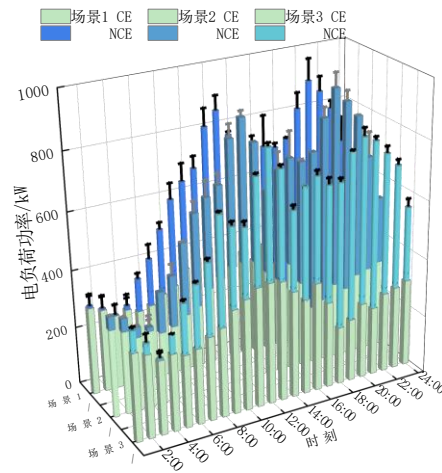
图A3 能量负荷需求预测场景图

Fig.A3 Energy load demand forecasting scenario diagram

表A1 实时电价信息参数

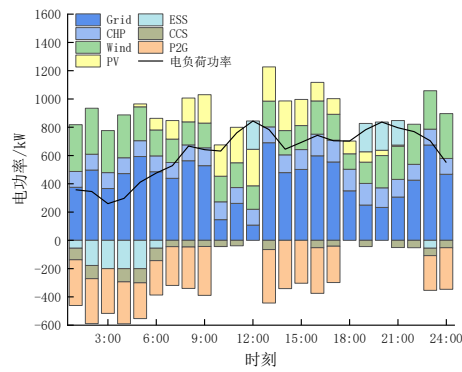
Table A1 Real-time electricity price information parameter

时段	01:00-06:00, 23:00-24:00	07:00-09:00, 13:00-17:00	10:00-12:00, 18:00-22:00
购电电价/ [元 (kW h) ⁻¹]	0.42	0.88	1.35

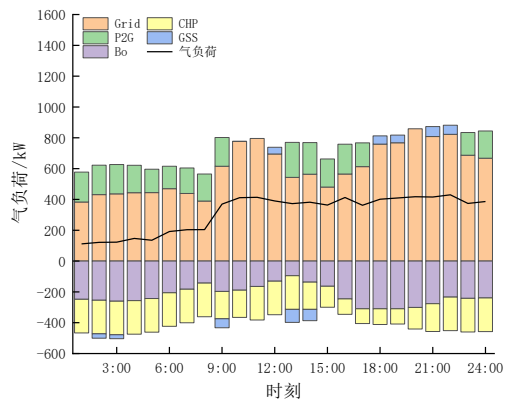


图A4 场景1-3日前供需优化策略分析

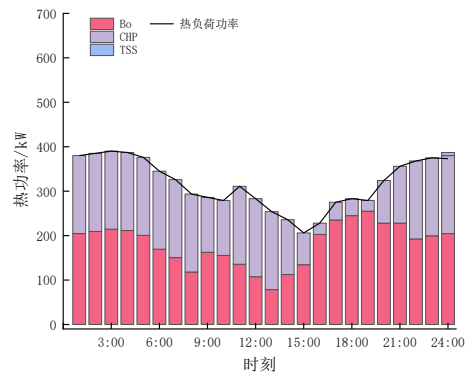
Fig.A4 Analysis of supply and demand optimization strategy before day of Scenario 1-3



(a)电负荷供需平衡图



(b)气负荷供需平衡图



(c)热负荷供需平衡图

图A5 场景6优化运行结果

Fig.A5 Optimization run results of Scenario 6