

考虑低碳需求响应与季节性氢储的能源站分布鲁棒联合机会约束低碳规划方法

吴骏玲, 贺帅佳, 刘俊勇, 刘友波
(四川大学 电气工程学院, 四川 成都 610065)

摘要:能源站低碳发展是实现碳中和的一项关键任务。然而,可再生能源出力的不确定性显著影响着能源站低碳规划结果。为此,提出考虑低碳需求响应和季节性储氢的能源站分布鲁棒联合机会约束低碳规划方法,以协同减少能源站碳排放。利用动态碳排放因子来表征能源站的碳排放,并应用于低碳需求响应,以激励用户参与节能减排;引入季节性氢储系统作为另一减碳手段,实现可再生能源的长期跨季节储存与利用;同时,考虑风电、光伏出力的概率分布不确定性,基于 Bonferroni 不等式建立分布鲁棒联合机会约束规划模型。经案例研究表明,所提出的方法可以减少能源站的碳排放,并有效解决风电、光伏出力的概率分布不确定性问题。

关键词:动态碳排放因子;低碳需求响应;季节性氢储;分布鲁棒联合机会约束;规划;能源站

中图分类号: TM715

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202602020

0 引言

能源站作为综合能源系统的重要节点,其低碳规划是促进双碳目标实现的重要基础^[1-3]。低碳需求响应(low-carbon demand response, LCDR)和季节性氢储(seasonal hydrogen storage, SHS)作为有效降碳手段受到了广泛关注,但如何将二者结合并应用于能源站规划以充分降低能源站碳排放有待深入研究。此外,传统针对风电、光伏出力概率分布不确定性的处理方法难以充分保证能源站规划方案的安全性和鲁棒性。因此,本文提出一种考虑 LCDR 与 SHS 的能源站分布鲁棒联合机会约束(distributionally robust joint chance-constrained, DRJCC)低碳规划方法具有重要意义。

目前, LCDR^[4-5]与 SHS^[6-8]已成为碳减排的重要研究方向。在 LCDR 方面,文献[9]将基于价格型需求响应和碳排放限制的方法相结合,以降低碳排放,但未考虑用户对碳排放的感知能力以引导减排行为。文献[10]将碳排放因子(carbon emission factor, CEF)作为引导信号实现低碳调度,但该研究中 CEF 恒定不变,无法实时反映系统碳强度的实时变化。文献[11]将碳排放流理论应用于动态碳排放评估,进而建立了 LCDR 模型实现低碳优化调度。文

献[12]基于碳排放流理论将 LCDR 机制引入综合能源系统调度模型中,降低了系统整体碳排放量。结果表明,基于动态碳排放评估,从碳视角实施需求响应可以有效减少碳排放。在 SHS 方面,SHS 可以通过将富余的可再生能源从低碳排放季节转移到高碳排放季节来减少碳排放。文献[13]重点突出了 SHS 在丰能季制氢储氢、枯能季发电的跨季节能量转移作用,能够减少对火电的依赖,具有低碳价值。文献[14]利用 SHS 的跨季节储能特性解决可再生能源供需季节性失衡问题,减少化石能源消耗,并支持零能耗建筑全年净零碳排放。文献[15]表明对氢储能系统进行季节性调节可以有效解决高比例可再生能源电力系统的间歇性问题,显著降低碳排放成本。可见,现有研究验证了 LCDR 和 SHS 的碳减排效果,但 LCDR 多聚焦于日内时间尺度的短期降碳,难以解决不同季节的碳排放强度差异问题,SHS 则侧重于长期季节时间尺度上的能量转移,难以应对日内动态碳排放强度变化。能源站规划同时涵盖了短时间尺度和长时间尺度(如日内时间尺度、季节时间尺度),仅考虑某单一时间尺度降碳手段(LCDR 或 SHS)难以充分提升能源站规划方案的低碳性。因此,有必要将 LCDR 和 SHS 相结合以充分实现能源站的低碳规划。

此外,已有学者提出使用分布鲁棒机会约束^[16-17](distributionally robust chance-constrained, DRCC)来处理风光出力的概率分布不确定性。基于机会约束的分布鲁棒模型无需不确定参数的具体概率分布,消除了随机优化^[18-19]对精确概率分布的固有依赖性,同时降低了鲁棒优化^[20-21]的保守性。现有研究多采用基于独立机会约束的 DRCC 方法处理不确定性。文献[22]为应对源荷的多重不确定性,建立了

收稿日期:2025-11-08;修回日期:2026-02-11

在线出版日期:2026-03-02

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52307123);四川省智能微电网群运行控制工程技术研究中心开放课题(XHMG202403)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52307123) and the Engineering Technology Research Center on Intelligent Micro-Grid Group Operation and Control of Sichuan Province(XHMG202403)

基于 DRCC 的低碳经济调度模型,验证了 DRCC 方法在平衡系统经济性、安全性、低碳性方面的有效性。文献[23]提出的 DRCC 方法能够根据实际情况有效平衡规划方案的经济性与鲁棒性。文献[24]利用 DRCC 方法处理预测误差的不确定性,有效提高了能源利用率及其灵活性。文献[25]同时考虑风电和碳排放的不确定性,提出了基于矩模糊集的 DRCC 优化模型,有效平衡了系统经济性与运行鲁棒性。上述文献验证了基于独立机会约束的 DRCC 方法的有效性,但其通常导致决策方案安全性较低,而 DRJCC 方法要求以高概率同时满足多个约束,从而保障系统决策结果的安全性,能提供更强的安全性保证。因此,为得到更加安全的规划方案,采用 DRJCC 方法是必要的。

基于上述分析,本文提出一种同时考虑短期降碳措施 LCDR 和长期降碳措施 SHS 的能源站 DRJCC 低碳规划方法。其中,利用动态 CEF 向用户传达碳排放信息,引导用户自发调整用能行为,从而形成 LCDR 机制;基于构建的 SHS 模型实现电能跨季节和跨能源形式的长期存储和利用。然后,针对风光出力的概率分布不确定性,提出基于矩不确定性的 DRJCC 方法,并通过 Bonferroni 不等式进行转化。最后通过算例验证了所提模型和方法的有效性。

1 能源站框架

本文构建的含 SHS 系统、碳捕集(carbon capture and storage, CCS)的能源站中,电负荷由上级电网、风电、光伏发电、热电联产机组(combined heat and power unit, CHP)、有机朗肯循环(organic Rankine cycle, ORC)余热发电、SHS 系统、储电系统(electric storage system, ESS)供给,热负荷由 CHP、储热系统(thermal storage system, TSS)、电锅炉(electric boiler, EB)供给。能源耦合设备主要包括 CHP、EB、ORC 余热发电。能源站运行框架如附录 A 图 A1 所示。

SHS 系统主要包括电解槽(electrolyzer, EL)、储氢设备(hydrogen storage tank, HST)、氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)3种设备,能够将多余的电能转化为氢并储存,在负荷需求较大或碳排放量较大时再将氢气转化为电能,从而实现长时间尺度上的能量转移,可以用于解决长时间尺度上电量不平衡问题,降低系统碳排放。同时,CHP 包括燃气轮机和余热锅炉(waste heat boiler, WHB)2种设备,且在 CHP 上加装 CCS,有利于 CHP 运行时吸收排放出的 CO₂,达到进一步降低系统碳排放的目的。

2 LCDR 机制

2.1 分时碳计量模型

能源站与上级网络相连,其碳排放量不仅来源

于内部能量生产设备的直接碳排放量,还包括向上级电网购买电能所对应的间接碳排放责任,即能源站运行过程中产生的碳排放量包含自身碳排放量和外购碳排放量,可以表示为:

$$M_{s,t}^{\text{CO}_2} = M_{s,t}^{\text{Sub}} + M_{s,t}^{\text{In}} \quad (1)$$

式中: $M_{s,t}^{\text{CO}_2}$ 为第 s 个典型日 t 时刻能源站碳排放总量; $M_{s,t}^{\text{Sub}}$ 为上级电网在第 s 个典型日 t 时刻的购电等效碳排放量; $M_{s,t}^{\text{In}}$ 为能源站内部设备产生的碳排放量。

传统用电碳排放计量方法通常采用固定 CEF 进行核算,但该方法忽略了不同时段上级电网能源供应侧发电机机组的组成部分变化,导致用户侧对应的等效碳排放计量存在偏差。根据文献[26],购电 CEF 和电价类似,均受到各时段发电机组出力比例的影响。因此,可以将两者关联起来,将购电 CEF 的时段划分与分时电价的峰、谷、平时段保持一致,能够更加精准地反映购电的碳排放变化。

基于此,建立上级购电碳排放分时计量模型如式(2)、(3)所示。

$$M_{s,t}^{\text{Sub}} = \varepsilon_{s,t}^{\text{Sub}} P_{s,t}^{\text{Sub}} \quad (2)$$

$$\varepsilon_{s,t}^{\text{Sub}} = R_{s,t}^{\text{C}} \chi^{\text{C}} \quad (3)$$

式中: $\varepsilon_{s,t}^{\text{Sub}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{Sub}}$ 分别为上级电网在第 s 个典型日 t 时刻的购电 CEF、上级电网的购电功率; $R_{s,t}^{\text{C}}$ 、 χ^{C} 分别为火电机组在 t 时刻的单位发电量占比、单位发电 CEF。

在本文系统结构中,能源站能量生产设备为清洁设备和 CHP、CCS 设备。假设清洁能源机组产生的碳排放量较少,可忽略不计,实时产生碳排放的机组主要来源于 CHP,并且 CCS 设备能够捕集能源站产生的部分 CO₂。故能源站内部的碳排放量可表示为:

$$\begin{cases} P_{s,t}^{\text{CCS}} = \delta M_{s,t}^{\text{CCS}} \\ M_{s,t}^{\text{CCS}} = \alpha^{\text{CO}_2} M_{s,t}^{\text{CHP}} \\ M_{s,t}^{\text{CHP}} = E^{\text{CO}_2} G_{s,t}^{\text{CHP}} \\ M_{s,t}^{\text{TJ}} = M_{s,t}^{\text{CHP}} - M_{s,t}^{\text{CCS}} \end{cases} \quad (4)$$

$$M_{s,t}^{\text{In}} = M_{s,t}^{\text{TJ}} \quad (5)$$

式中: $P_{s,t}^{\text{CCS}}$ 为第 s 个典型日 t 时段 CCS 设备消耗的功率; δ 为 CCS 设备捕集单位 CO₂所需电能; $M_{s,t}^{\text{CCS}}$ 为 CCS 设备捕获 CO₂的量; α^{CO_2} 为 CCS 设备的捕碳水平; $M_{s,t}^{\text{CHP}}$ 为 CHP 机组产生的 CO₂总量; E^{CO_2} 为机组的碳排放强度; $M_{s,t}^{\text{TJ}}$ 为 CCS 设备净碳排量,即其排放到空气中的 CO₂量。

本文能源站各时段 CEF 由能源站总碳排放量(能源站内部碳排放量和外部购电的间接碳排放量之和)与能源站总有功注入电力(包括风电出力、光伏出力、CHP 发电出力以及外部购电功率)之比计算得出^[27],其数值随时间进行动态变化,表征能源站碳排放,能更直观地展示能源站用能所含碳强度随时间的变化。能源站动态 CEF $e_{s,t}$ 如式(6)所示。

$$e_{s,t} = \frac{M_{s,t}^{\text{CO}_2}}{P_{s,t}^{\text{Sub}} + P_{s,t}^{\text{WT}} + P_{s,t}^{\text{PV}} + P_{s,t}^{\text{CHP,e}}} \quad (6)$$

式中: $P_{s,t}^{\text{WT}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{PV}}$ 分别为风力、光伏的实际出力; $P_{s,t}^{\text{CHP},e}$ 为CHP输出的电功率。

2.2 LCDR模型

LCDR利用动态CEF,通过经济激励手段,促使用户调节自身用能行为,短期内将高碳排放时段的电能转移至低碳排放时段,以实现短期降碳。因此,基于动态CEF提出了LCDR模型,并提出了年碳排放激励成本 f_{inc} ,如式(7)所示。

$$f_{\text{inc}} = \sum_{s=1}^{N_s} 365 p_s c_{\text{inc}} \sum_{t=1}^T (\Delta P_{s,t}^{\text{L}^-} - \Delta P_{s,t}^{\text{L}^+}) e_{s,t} \quad (7)$$

式中: c_{inc} 为单位激励价格; N_s 为最大典型日数量; p_s 为第 s 个典型日发生的概率; $\Delta P_{s,t}^{\text{L}^+}$ 、 $\Delta P_{s,t}^{\text{L}^-}$ 分别为LCDR下负荷的增加量、减少量。

同时,模型还包括了相应的LCDR约束。其中式(8)规定了系统在需求响应的过程中,负荷的增加/减少量不能超过其允许上限;式(9)确保了需求响应实施前后,日总负荷量基本不变;式(10)表示用户在任意时刻不能同时处于增负荷及减负荷状态。

$$\begin{cases} 0 \leq \Delta P_{s,t}^{\text{L}^+} \leq u_{s,t}^+ \Delta \bar{P}_{s,t}^{\text{L}^+} \\ 0 \leq \Delta P_{s,t}^{\text{L}^-} \leq u_{s,t}^- \Delta \bar{P}_{s,t}^{\text{L}^-} \end{cases} \quad (8)$$

$$\left| \sum_{t=1}^T (\Delta P_{s,t}^{\text{L}^+} - \Delta P_{s,t}^{\text{L}^-}) \right| \leq \Delta \bar{Q}_s \quad (9)$$

$$u_{s,t}^+ + u_{s,t}^- \leq 1 \quad (10)$$

式中: $u_{s,t}^+$ 、 $u_{s,t}^-$ 分别为指示用户处于增负荷、减负荷的0-1状态变量; $\Delta \bar{P}_{s,t}^{\text{L}^+}$ 、 $\Delta \bar{P}_{s,t}^{\text{L}^-}$ 分别为负荷增加、减少的最大限值; $\Delta \bar{Q}_s$ 为电力用户的全天最大用电量变化值; T 为每个典型日内的调度总时段。

3 SHS系统建模

SHS系统利用能源生产、转换和存储技术来满足电力、热能和氢气需求,主要包括EL、HST、HFC这3种设备。SHS系统能够实现跨季节、长时间尺度下的能量转移,有效抑制可再生能源出力的波动性与负荷需求的季节性差异。该系统将富余的可再生能源转化为氢能储存起来,在负荷需求大或CEF过大的时刻释放出来。尤为重要的是,SHS通过增强可再生能源的消纳能力,代替化石能源发电,在促进能源站长期降碳方面发挥着重要作用。

3.1 EL模型

EL吸收电能用于产生氢气,同时将转换的氢气存入HST中。电氢转换约束以及与HST的关联约束可以表示为:

$$\begin{cases} P_{s,t}^{\text{EL,H}} = \chi^{\text{EL}} P_{s,t}^{\text{EL}} \\ P_{s,t}^{\text{EL,H}} = P_{s,t}^{\text{HST, ch}} \\ 0 \leq P_{s,t}^{\text{EL}} \leq N^{\text{EL}} \bar{P}^{\text{EL}} \\ -N^{\text{EL}} \Delta \bar{P}^{\text{EL}} \leq P_{s,t}^{\text{EL}} - P_{s,t-1}^{\text{EL}} \leq N^{\text{EL}} \Delta \bar{P}^{\text{EL}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{s,t}^{\text{EL}}$ 为第 s 个典型日 t 时刻EL消耗的电功率; $P_{s,t}^{\text{EL,H}}$ 为第 s 个典型日 t 时刻EL的产氢功率; χ^{EL} 为EL

的电氢转换效率; $P_{s,t}^{\text{HST, ch}}$ 为第 s 个典型日 t 时刻HST的充氢功率; N^{EL} 为EL的安装数量; \bar{P}^{EL} 为电解槽的最大工作功率; $\Delta \bar{P}^{\text{EL}}$ 为EL的爬坡上限。

3.2 储氢设备模型

盐穴储氢凭借其超大储存容量、低储存成本、高密封性与安全性以及长期调节能力,可支持跨季节储能,成为支撑氢能规模化发展的核心储能技术。因此,本文使用盐穴储氢作为SHS中的储氢设备。

SHS在1年中充、放电周期次数较少,其运行周期通常以季节为单位。鉴于这一特性,故假设在每个典型日下HST仅有充氢或放氢1种状态^[28],以有效避免HST在日内的频繁状态切换,使HST能够工作在不同典型日间,实现氢能日间交互。该模型主要适用于典型场景下的跨季节能量转移与降碳分析。

HST的运行约束如式(12)~(17)所示。

$$S_{1,1}^{\text{HST}} = (1 - 365 \gamma_{\text{loss}}^{\text{HST}} p_{N_s} \Delta t) \times \left[S_{N_s,1}^{\text{HST}} + 365 p_{N_s} (S_{N_s,24}^{\text{HST}} - S_{N_s,1}^{\text{HST}}) \right] \quad (12)$$

$$S_{1,t}^{\text{HST}} = (1 - \gamma_{\text{loss}}^{\text{HST}}) S_{1,t-1}^{\text{HST}} + (P_{1,t}^{\text{HST, ch}} \eta^{\text{HST, ch}} - P_{1,t}^{\text{HST, dis}} / \eta^{\text{HST, dis}}) \Delta t \quad 2 \leq t \leq 24 \quad (13)$$

$$\begin{cases} S_{s,1}^{\text{HST}} = (1 - 365 \gamma_{\text{loss}}^{\text{HST}} p_{s-1} \Delta t) \times \left[S_{s-1,1}^{\text{HST}} + 365 p_{s-1} (S_{s-1,24}^{\text{HST}} - S_{s-1,1}^{\text{HST}}) \right] \\ S_{s,t}^{\text{HST}} = (1 - \gamma_{\text{loss}}^{\text{HST}}) S_{s,t-1}^{\text{HST}} + (P_{s,t}^{\text{HST, ch}} \eta^{\text{HST, ch}} - P_{s,t}^{\text{HST, dis}} / \eta^{\text{HST, dis}}) \Delta t \end{cases} \quad 2 \leq s \leq N_s \quad (14)$$

$$\begin{cases} N^{\text{HST}} \underline{S}^{\text{HST}} \leq S_{s,t}^{\text{HST}} \leq N^{\text{HST}} \bar{S}^{\text{HST}} \\ 0 \leq P_{s,t}^{\text{HST, ch}} \leq \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, ch}} N^{\text{HST}} \bar{P}^{\text{HST, ch}} \\ 0 \leq P_{s,t}^{\text{HST, dis}} \leq \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, dis}} N^{\text{HST}} \bar{P}^{\text{HST, dis}} \end{cases} \quad (15)$$

$$\begin{cases} \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, ch}} + \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, dis}} \leq 1 \\ \varepsilon_s^{\text{ch}} + \varepsilon_s^{\text{dis}} \leq 1 \end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases} \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, ch}} \leq \varepsilon_s^{\text{ch}} \leq \sum_{t=1}^T \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, ch}} \\ \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, dis}} \leq \varepsilon_s^{\text{dis}} \leq \sum_{t=1}^T \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, dis}} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $\eta^{\text{HST, ch}}$ 、 $\eta^{\text{HST, dis}}$ 、 $\gamma_{\text{loss}}^{\text{HST}}$ 分别为 t 时刻HST充、放氢效率、自释放速率; $P_{s,t}^{\text{HST, ch}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{HST, dis}}$ 分别为 t 时刻HST充、放氢功率; $S_{s,t}^{\text{HST}}$ 为 t 时刻HST的储能值; p_{N_s} 为第 N_s 个典型日发生的概率; N^{HST} 为HST的安装数量; $\underline{S}^{\text{HST}}$ 、 \bar{S}^{HST} 和 $\bar{P}^{\text{HST, ch}}$ 、 $\bar{P}^{\text{HST, dis}}$ 分别为HST储能最小值、最大值和充、放氢功率最大值; $\varepsilon_{s,t}^{\text{HST, ch}}$ 、 $\varepsilon_{s,t}^{\text{HST, dis}}$ 分别为HST的充氢状态变量、放氢状态变量; $\varepsilon_s^{\text{ch}}$ 、 $\varepsilon_s^{\text{dis}}$ 分别为HST的充、放氢变量; Δt 为单位时间步长,取1h。

式(12)规定了HST在第1个典型日下的初始容量,其值等于最后1个典型日所在季节的充放氢累积。式(13)定义了其余典型日之间的容量关系,即下一个典型日的初始容量等于上一个典型日所在季

节的充放氢累积。式(17)建立了式(16)中 2 个 0-1 变量之间的联系,确保 HST 在任一典型日内只有充氢或放氢 1 种状态。

3.3 氢燃料电池模型

HFC 从 HST 获得氢气用于发电, HFC 的发电量如式(18)所示。

$$\begin{cases} P_{s,t}^{\text{HFC}} = \chi_e^{\text{HFC}} P_{s,t}^{\text{HFC,H}} \\ P_{s,t}^{\text{HFC,h}} = \chi_h^{\text{HFC}} (1 - \chi_e^{\text{HFC}}) P_{s,t}^{\text{HFC,H}} \\ P_{s,t}^{\text{HFC,H}} = P_{s,t}^{\text{HST,dis}} \\ 0 \leq P_{s,t}^{\text{HFC}} \leq N^{\text{HFC}} \bar{P}^{\text{HFC}} \\ -N^{\text{HFC}} \Delta \bar{P}^{\text{HFC}} \leq P_{s,t}^{\text{HFC}} - P_{s,t-1}^{\text{HFC}} \leq N^{\text{HFC}} \Delta \bar{P}^{\text{HFC}} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_{s,t}^{\text{HFC}}$ 为第 s 个典型日 t 时刻 HFC 输出的电功率; $P_{s,t}^{\text{HFC,H}}$ 为第 s 个典型日 t 时刻 HFC 消耗的氢功率; $P_{s,t}^{\text{HFC,h}}$ 为第 s 个典型日 t 时刻 HFC 输出的热功率; χ_e^{HFC} 、 χ_h^{HFC} 分别为 HFC 的电氢转换效率、余热利用效率; N^{HFC} 为 HFC 的安装数量; \bar{P}^{HFC} 为 HFC 的最大出力; $\Delta \bar{P}^{\text{HFC}}$ 为 HFC 的爬坡上限。

4 能源站规划模型

4.1 目标函数

本文能源站以总成本最小化为优化目标,规划模型的目标函数如式(19)所示。

$$\min F = \min (f_{\text{Inv}} + f_{\text{Ope}} + f_{\text{Sub}} + f_{\text{CO}_2} + f_{\text{Inc}} + f_{\text{Cur}}) \quad (19)$$

式中: F 为年总规划成本; f_{Inv} 、 f_{Ope} 、 f_{Sub} 、 f_{CO_2} 、 f_{Inc} 和 f_{Cur} 分别为设备投资成本、系统年运行成本、年购能成本、年碳交易成本、年碳减排激励成本和年弃风弃光惩罚成本。

$$f_{\text{Inv}} = \sum_{\varphi} N^{\varphi} c^{\varphi} \frac{r(1+r)^{T_{\varphi}}}{(1+r)^{T_{\varphi}} - 1} \quad (20)$$

$$\begin{cases} f_{\text{Ope}} = C_{\text{Ope}}^{\varphi'} + C_{\text{Ope}}^{\text{ESS}} + C_{\text{Ope}}^{\text{TSS}} \\ C_{\text{Ope}}^{\varphi'} = \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^T 365 p_s \sum_{\varphi'} c_{\text{Ope}}^{\varphi'} P_{s,t}^{\varphi'} \Delta t \\ C_{\text{Ope}}^{\text{ESS}} = \sum_{s=1}^{N_s} 365 p_s \sum_{t=1}^T (\eta^{\text{ESS, ch}} P_{s,t}^{\text{ESS, ch}} - P_{s,t}^{\text{ESS, dis}} / \eta^{\text{ESS, dis}}) c_{\text{Ope}}^{\text{ESS}} \Delta t \\ C_{\text{Ope}}^{\text{TSS}} = \sum_{s=1}^{N_s} 365 p_s \sum_{t=1}^T (\eta^{\text{TSS, ch}} P_{s,t}^{\text{TSS, ch}} - P_{s,t}^{\text{TSS, dis}} / \eta^{\text{TSS, dis}}) c_{\text{Ope}}^{\text{TSS}} \Delta t \end{cases} \quad (21)$$

$$f_{\text{Sub}} = \sum_{s=1}^{N_s} 365 p_s \sum_{t=1}^T (c_{\text{Sub},t}^{\text{E}} P_{s,t}^{\text{Sub}} + c_{\text{Sub},t}^{\text{G}} G_{s,t}^{\text{CHP}}) \Delta t \quad (22)$$

$$f_{\text{CO}_2} = \sum_{s=1}^{N_s} 365 p_s F_s^{\text{CO}_2} \quad (23)$$

$$f_{\text{Cur}} = \sum_{s=1}^{N_s} 365 p_s c_{\text{Cur}} \sum_{t=1}^T (\tilde{P}_{s,t}^{\text{WT}} - P_{s,t}^{\text{WT}} + \tilde{P}_{s,t}^{\text{PV}} - P_{s,t}^{\text{PV}}) \Delta t \quad (24)$$

式中: $\varphi \in \{\text{ESS, TSS, EB, CHP, CCS, EL, HST, HFC, ORC}\}$, $\varphi' \in \{\text{EB, CHP, CCS, EL, HST, HFC, ORC}\}$; N^{φ} 为设备投资数量; c^{φ} 为设备投资单价; r 为折现率; T_{φ} 为

设备寿命; $c_{\text{Ope}}^{\varphi'}$ 为设备在 t 时刻单位功率输出运行成本; $P_{s,t}^{\varphi'}$ 为设备在 t 时刻的出力; $P_{s,t}^{\text{ESS, ch}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{ESS, dis}}$ 分别为 ESS 在第 s 个典型日 t 时段的充、放电功率; $\eta^{\text{ESS, ch}}$ 、 $\eta^{\text{ESS, dis}}$ 分别为 ESS 的充、放电效率; $C_{\text{Ope}}^{\varphi'}$ 、 $C_{\text{Ope}}^{\text{ESS}}$ 、 $C_{\text{Ope}}^{\text{TSS}}$ 分别为设备 φ' 的总运行成本、ESS、TSS 的运行成本; $P_{s,t}^{\text{TSS, ch}}$ 、 $P_{s,t}^{\text{TSS, dis}}$ 分别为 TSS 在第 s 个典型日 t 时段的充、放电功率; $\eta^{\text{TSS, ch}}$ 、 $\eta^{\text{TSS, dis}}$ 分别为 TSS 的充、放电效率; $G_{s,t}^{\text{CHP}}$ 为 CHP 机组输入天然气功率; $c_{\text{Sub},t}^{\text{E}}$ 、 $c_{\text{Sub},t}^{\text{G}}$ 分别为 t 时刻的购电价格、购气价格; c_{Cur} 为弃风弃光惩罚单价; $\tilde{P}_{s,t}^{\text{WT}}$ 、 $\tilde{P}_{s,t}^{\text{PV}}$ 分别为风力、光伏的预测出力值。

4.2 约束条件

约束条件包括功率平衡约束、投资约束、功率约束、风光出力约束、CHP 约束、储电和储热设备约束、电锅炉约束以及碳交易约束,具体如附录 B 式 (B1) — (B13) 所示。

4.3 考虑风光不确定性的 DRCC 模型

能源站内可再生能源接入比例较高,为保证得到合理的规划解,规划时应考虑风光的不确定性。首先,将风光出力约束改写成联合机会约束的形式。

$$\Pr \left\{ \begin{array}{l} P_{s,t}^{\text{WT}} \leq \tilde{P}_{s,t}^{\text{WT}} \\ P_{s,t}^{\text{PV}} \leq \tilde{P}_{s,t}^{\text{PV}} \end{array} \right\} \geq 1 - \alpha \quad (25)$$

式中: $\Pr\{\cdot\}$ 表示概率函数。

根据文献[29], Bonferroni 不等式将联合约束的违反风险概率上限 α 平均分配给各个单一约束,这虽然导致每个单一约束的置信水平要求更高,使得整体模型更偏保守一些,但极大地降低了模型的求解复杂性。故本文采用 Bonferroni 不等式分解联合机会约束,如式(26)所示。

$$\Pr \left\{ \begin{array}{l} P_{s,t}^{\text{WT}} \leq \tilde{P}_{s,t}^{\text{WT}} \\ P_{s,t}^{\text{PV}} \leq \tilde{P}_{s,t}^{\text{PV}} \end{array} \right\} \geq \Pr \{P_{s,t}^{\text{WT}} \leq \tilde{P}_{s,t}^{\text{WT}}\} + \Pr \{P_{s,t}^{\text{PV}} \leq \tilde{P}_{s,t}^{\text{PV}}\} - 1 \geq 1 - \alpha \quad (26)$$

可得:

$$\Pr \{P_{s,t}^{\text{WT}} \leq \tilde{P}_{s,t}^{\text{WT}}\} + \Pr \{P_{s,t}^{\text{PV}} \leq \tilde{P}_{s,t}^{\text{PV}}\} \geq 2 - \alpha \quad (27)$$

因此,式(25)可以表示为式(28)、(29)的形式。

$$\Pr \{P_{s,t}^{\text{WT}} \leq \tilde{P}_{s,t}^{\text{WT}}\} \geq 1 - \alpha/2 \quad (28)$$

$$\Pr \{P_{s,t}^{\text{PV}} \leq \tilde{P}_{s,t}^{\text{PV}}\} \geq 1 - \alpha/2 \quad (29)$$

本文采用基于矩不确定性的分布鲁棒优化方法处理机会约束规划问题。以风电为例,将 $\tilde{P}_{s,t}^{\text{WT}}$ 用忽略典型日和时段角标的 ε 表示,提出基于二阶矩的不确定集合 U , 光伏同理。

$$U = \left\{ F(\varepsilon) \left\{ \begin{array}{l} F(\varepsilon \in \Omega^{\varepsilon}) = 1 \\ E(\varepsilon) = \mu \\ E[(\varepsilon - \mu)^2] = \sigma^2 \\ \underline{\mu} \leq \mu \leq \bar{\mu}, \underline{\sigma}^2 \leq \sigma^2 \leq \bar{\sigma}^2 \end{array} \right. \right\} \quad (30)$$

式中: $F(\varepsilon)$ 为风电出力的概率分布; Ω^{ε} 为 ε 的支集;

$E(\cdot)$ 为期望; μ, σ^2 分别为 ε 的均值、方差;等号右侧第1行表示在支集 Ω^ε 上的 ε 的概率分布函数之和为1,第2行表示 ε 的均值为 μ ,第3行表示 ε 的方差为 σ^2 ,最后1行表示均值和方差的变化范围; $\underline{\mu}, \bar{\mu}$ 和 $\underline{\sigma}^2, \bar{\sigma}^2$ 分别为均值的下限、上限和方差的下限、上限。

为便于表示,将机会约束式(28)简化为:

$$\Pr\{g^0(x)+g(x)\varepsilon \leq 0\} \geq 1 - \frac{\alpha}{2} \quad x \in X, \varepsilon \in U \quad (31)$$

式中: x 为决策变量; X 为决策变量集合; $g^0(x)$ 为实际风电出力,即 $P_{s,t}^{\text{WT}}$; $g(x)$ 为-1。

根据文献[30],采用条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)理论转化后的机会约束可以表示为:

$$\sup_{\varepsilon \in U, x \in X} \text{CVaR}_{0.5\alpha}(g^0(x)+g(x)\varepsilon) \leq 0 \quad (32)$$

根据CVaR的定义^[30],有:

$$\text{CVaR}_{0.5\alpha}(g^0(x)+g(x)\varepsilon) = \inf_{\beta \in \mathbb{R}} \left\{ \beta + \frac{1}{0.5\alpha} E \left[(g^0(x)+g(x)\varepsilon)^+ \right] \right\} \quad (33)$$

式中: $\text{CVaR}_{0.5\alpha}(\cdot)$ 为风险度量算子,表示风险水平为 0.5α 的条件风险价值, 0.5α 为风险水平参数; $(\theta)^+ = \max\{\theta, 0\}$, $\theta = g^0(x)+g(x)\varepsilon$; β 为辅助变量。根据式(33),式(32)的左侧部分展开如式(34)所示。

$$\sup_{\varepsilon \in U, x \in X} \inf_{\beta \in \mathbb{R}} \left\{ \beta + \frac{1}{0.5\alpha} E \left[(g^0(x)+g(x)\varepsilon)^+ \right] \right\} = \inf_{\beta \in \mathbb{R}} \left\{ \beta + \frac{1}{0.5\alpha} \sup_{\varepsilon \in U, x \in X} E \left[(g^0(x)+g(x)\varepsilon)^+ \right] \right\} \quad (34)$$

根据文献[30],上述CVaR表示的机会约束可以基于对偶理论和辅助变量转化为式(35)、(36)所示。

$$\inf_{\beta, v, \tau, z, p, \eta_1, \eta_2} \beta + \frac{1}{0.5\alpha} (v+p) \leq 0 \quad (35)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} 4zp \geq \tau^2 + g^2(x)\bar{\sigma}_i^2 \\ g(x) = \eta_1 - \eta_2 \\ v - g^0(x) + \beta + \tau - (\eta_1\bar{\mu}_i - \eta_2\underline{\mu}_i) - z > 0 \\ z > 0, v \geq 0, p \geq 0, \eta_1 \geq 0, \eta_2 \geq 0 \end{cases} \quad (36)$$

式中: $v, \tau, z, p, \eta_1, \eta_2$ 都为辅助变量。

式(36)中的第1个约束为非线性约束,难以求解,为便于求解,可以将其转化为二阶锥形式,左侧部分如式(37)所示。

$$4zp = (z+p)^2 - (z-p)^2 \quad (37)$$

则式(36)中的第1个约束可以转化为如式(38)所示的二阶锥形式。

$$\left\| \begin{array}{c} \tau \\ g(x)\bar{\sigma}_i \\ z-p \end{array} \right\|_2 \leq z+p \quad (38)$$

4.4 非线性项的线性化

4.4.1 CEF和碳激励成本的线性化

计算动态CEF和年减碳激励成本为非线性化优化问题,故对式(6)和式(7)采用McCormick方法进行线性化求解。

式(6)可以表示为:

$$e_{s,t}P_{s,t}^{\text{Sub}} + e_{s,t}P_{s,t}^{\text{WT}} + e_{s,t}P_{s,t}^{\text{PV}} + e_{s,t}P_{s,t}^{\text{CHP},e} = M_{s,t}^{\text{CO}_2} \quad (39)$$

引入辅助变量 $x_{s,t}, y_{s,t}, u_{s,t}$ 和 $v_{s,t}$,具体表达式为:

$$\begin{cases} x_{s,t} = e_{s,t}P_{s,t}^{\text{Sub}} \\ y_{s,t} = e_{s,t}P_{s,t}^{\text{WT}} \\ u_{s,t} = e_{s,t}P_{s,t}^{\text{PV}} \\ v_{s,t} = e_{s,t}P_{s,t}^{\text{CHP},e} \end{cases} \quad (40)$$

对式(7)引入辅助变量 $a_{s,t}$ 和 $b_{s,t}$,具体表达式为:

$$\begin{cases} a_{s,t} = \Delta P_{s,t}^{\text{L-}} e_{s,t} \\ b_{s,t} = \Delta P_{s,t}^{\text{L+}} e_{s,t} \end{cases} \quad (41)$$

则 $x_{s,t}$ 对应的线性约束为:

$$\begin{cases} x_{s,t} \leq \underline{e}P_{s,t}^{\text{Sub}} + e_{s,t}\bar{P}^{\text{Sub}} - \underline{e}\bar{P}^{\text{Sub}} \\ x_{s,t} \leq \bar{e}P_{s,t}^{\text{Sub}} + e_{s,t}\underline{P}^{\text{Sub}} - \bar{e}\underline{P}^{\text{Sub}} \\ x_{s,t} \geq \bar{e}P_{s,t}^{\text{Sub}} + e_{s,t}\bar{P}^{\text{Sub}} - \bar{e}\bar{P}^{\text{Sub}} \\ x_{s,t} \geq \underline{e}P_{s,t}^{\text{Sub}} + e_{s,t}\underline{P}^{\text{Sub}} - \underline{e}\underline{P}^{\text{Sub}} \end{cases} \quad (42)$$

式中: $\underline{P}^{\text{Sub}}, \bar{P}^{\text{Sub}}$ 分别为购电功率下限、上限; \underline{e}, \bar{e} 分别为动态CEF的下限、上限。

$y_{s,t}, u_{s,t}, v_{s,t}, a_{s,t}$ 和 $b_{s,t}$ 的线性约束与式(42)类似,此处不再赘述。

4.4.2 其他非线性项的线性化

对于式(15)中的非线性问题使用big-M法进行线性化,引入辅助变量 z_1, z_2 ,其中 z_1, z_2 为整数, M 为一个足够大的数作为 N^{HST} 的上限,有:

$$\begin{cases} \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, ch}} N^{\text{HST}} = z_1 \\ \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, dis}} N^{\text{HST}} = z_2 \end{cases} \quad (43)$$

$$\begin{cases} 0 \leq z_1 \leq M\varepsilon_{s,t}^{\text{HST, ch}} \\ 0 \leq N^{\text{HST}} - z_1 \leq M(1 - \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, ch}}) \end{cases} \quad (44)$$

$$\begin{cases} 0 \leq z_2 \leq M\varepsilon_{s,t}^{\text{HST, dis}} \\ 0 \leq N^{\text{HST}} - z_2 \leq M(1 - \varepsilon_{s,t}^{\text{HST, dis}}) \end{cases} \quad (45)$$

5 算例分析

5.1 算例数据

在能源站中,按春、夏、秋、冬4个季节划分该能源站的风光负荷数据,并用典型日来代表各个季节的特征,各季节典型日的天数分别为90、91、91、93,调度时间为24h。能源站向电网购电上限为9MW,向气网购气上限为50MW。阶梯碳交易区间长度 $d=15$ t,单位碳排放量惩罚价格基数为35\$/t,奖励价格基数为21\$/t,阶梯增长系数为32%^[31]。模型所需的风光出力均值与方差均可从长期历史数据中统计得出,但由于实际数据难获取与隐私问题,本文

参考文献[32]进行设置。各设备投资参数和购电电价如附录C表C1、C2所示,风光出力、电热负荷预测曲线如附录C图C1所示。

本文通过MATLAB调用Yalmip工具箱构建模型,采用Cplex求解器进行求解。

5.2 不同方案结果对比分析

为验证引入LCDR机制和SHS的能源站对于降低系统碳排放,进行长时间尺度下能量转移的有效性,设置4种不同的场景进行算例对比分析,其中场景1为仅考虑短时储能的基准场景,场景4为本文所提规划方法。各场景设置情况如表1所示。

表1 各场景设置

Table 1 Settings for each case

场景	LCDR	SHS	短时储能
1	×	×	√
2	√	×	√
3	×	√	√
4	√	√	√

注:√表示考虑该项;×表示不考虑该项

不同场景下能源站的规划数量、结果分别如表2、3所示。

表2 不同场景下的规划数量

Table 2 Planning numbers in different cases

场景	规划数量/台								
	CHP	CCS	EB	ORC	ESS	TSS	EL	HST	HFC
1	7	9	7	5	10	10	0	0	0
2	6	8	7	3	10	10	0	0	0
3	6	8	7	3	10	10	4	20	5
4	5	7	7	1	10	10	5	20	2

相比于场景1,场景2的总成本减少了 3.815×10^6 ,碳排放总量减少了64.37 t,这说明考虑LCDR机制后,能有效降低系统的碳排放量及规划成本。这是因为LCDR由动态CEF引导,将高碳排放时段电能转移至低碳排放时段,从而降低了高碳排放时段的规划成本。

基于图1分析具体原因。场景2在引入LCDR机制后,由动态CEF引导,利用碳激励价格激励用户调节用能行为,将高碳排放时段的电能转移到低碳排放时段,减少了高碳排放时段的外部购能以及CHP的发电量,CHP、CCS、ORC的规划容量减少。与场景1相比,场景2的投资成本、运行成本、购能成本分别降低17.09%、15.23%、16.53%,碳排放量降低

15.55%,且低碳排时段的风光消纳率升高至93.35%。以冬季典型日为例,如图2可以看出,在场景1下,CEF在11:00—23:00时段较高,01:00—11:00时段内较低,在实施LCDR后,电能从高碳排放时段转移到低碳排放时段。4种典型日有着相似的趋势。由此可见,利用动态CEF计量能源站碳排放以进行LCDR,可有效激励用户自发调节用能行为,促进削峰填谷,使得能源站经济性、低碳性均有所提高。

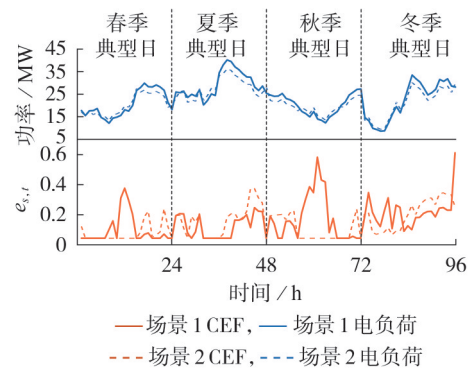


图1 各典型日下场景1和场景2电负荷及CEF对比
Fig.1 Comparison of electric load and CEF between Case 1 and Case 2 on typical days

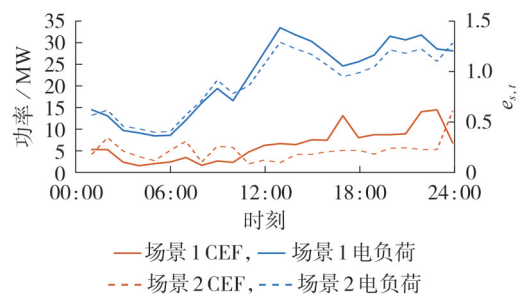


图2 冬季典型日下场景1和场景2电负荷及CEF对比
Fig.2 Comparison of electric load and CEF between Case 1 and Case 2 on typical winter day

相比于场景1,场景3的总成本减少了 7.24×10^5 ,风光消纳率由91.96%升至93.86%,碳排放总量减少了1.03 t。这说明考虑SHS后,能有效提高风光消纳率,降低规划成本,并具有一定的降碳能力。这是由于SHS可以通过能源转换将多余的风光转换成氢能进行储存,在负荷较大时放出,实现了跨季节能量转移。

基于图3分析具体原因。与短时储能相比,HST的规划容量很大($2000 \text{ MW} \cdot \text{h}$),可用于日间氢能源

表3 各场景规划结果

Table 3 Planning results in different cases

场景	总成本/\$	投资成本/\$	运行成本/\$	购能成本/\$	弃风弃光惩罚成本/\$	碳激励成本/\$	碳排放总量/t	风光消纳率/%
1	2.3004×10^7	4.3935×10^6	3.4073×10^6	8.8636×10^6	5.3824×10^6	0	413.89	91.96
2	1.9189×10^7	3.6426×10^6	2.8884×10^6	7.3982×10^6	4.4510×10^6	5157.51	349.52	93.35
3	2.2280×10^7	5.1688×10^6	3.3358×10^6	8.6648×10^6	4.1083×10^6	0	412.86	93.86
4	1.8471×10^7	4.3393×10^6	2.8337×10^6	7.2504×10^6	3.1866×10^6	6897.10	349.02	95.24

互补,在每个典型日仅进行充氢或者放氢,可以实现氢能的跨季节调度。而附录C图C2中,场景1下的ESS与TSS的存储能量在数千千瓦时量级范围内波动,尽管能有效进行日内能量调节,但其充放电行为被限制在日内,无法解决春、秋季可再生能源充沛与夏、冬季能源需求高涨之间的季节性不平衡问题。由附录C图C3可知,春季典型日在09:00—14:00时段、秋季典型日在09:00—18:00时段的弃风弃光现象较为明显,HST通过能源转换将春季和秋季典型日的多余风光功率转换为氢能进行存储,在夏季典型日和冬季典型日电负荷较大时再通过HFC转换为电能放出,以此实现了2次跨季节存储。由此可知,基于SHS的电-氢相互转换实现了电能以不同能源形式进行长期存储和能源的跨季节交互,促进了风光的消纳,因此弃风弃光惩罚成本相比于场景1下降了 1.2741×10^6 。由于SHS储氢能力较强,春、秋季典型日利用EL电解储氢,夏、冬季利用HFC释放电能,增加了HFC的电、热出力,从而减少了能源站的外部购能和CHP的发电量,CHP、CCS、ORC的规划容量减少,故系统的购能成本下降了 1.988×10^5 ,而购能的减少使得碳排放量下降了1.03 t。综合来看,SHS可以有效提高风光消纳率,提高能源站的经济性、低碳性,间接改善能源站用电负荷的季节特性。

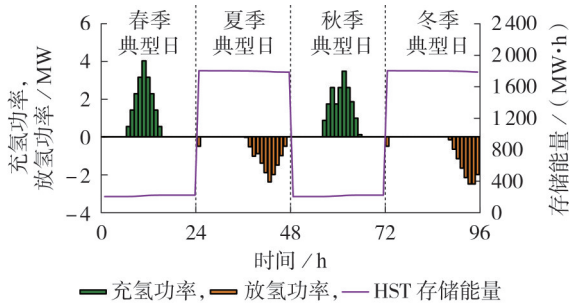


图3 储能设备充、放氢功率及存储能量

Fig.3 Hydrogen charging and discharging power, and stored energy of HST

场景4在场景2的基础上引入了SHS。由表2和表3可以看出,相较于场景2和场景3,场景4的CHP、CCS、ORC规划容量均减少,且总成本、运行成本、购能成本和碳排放总量进一步下降,风光消纳率提升。同时,碳激励成本相较于场景2增加33.73%,这表明SHS的引入促使用户进行LCDR减少用电,

增强了电能从高碳排时段向低碳排放时段转移的效果,有助于提高能源站的经济性和低碳性。进一步分析表明,场景4相比于场景2中风光消纳率提升1.89%,但碳排放量减少有限,仅降低0.5 t,这是因为SHS系统在进行电-氢-电能量转换过程中存在效率损失,导致部分原本可被消纳的风光能量在转换过程中未能完全转化为有效的电能,稀释了减排效果。同时由附录C图C4可知,相比于场景2,场景4下的CHP出力虽有下降但幅度有限,使得CHP出力降低导致的降碳效果不明显。综合来看,场景4的总成本最小,碳排放总量最小,验证了LCDR与SHS在经济性与低碳性两方面的协同作用,证明了本文所提方法的有效性。

5.3 电价与碳价灵敏度分析

本节在场景4的基础上,分析不同电价和碳价对总规划成本和碳排放总量的影响,其中,电价变化通过对电价进行上下调整来实现,即调整 $(1+\lambda_E)c_{Sub,t}^E$ 中的 λ_E ,碳价变化通过设置不同的碳惩罚价格基数来实现,结果分别如附录C图C5、C6所示。

由图C5可以看出,能源站的总规划成本与电价呈正相关的趋势,碳排放总量与电价呈负相关的趋势。 λ_E 在较低区间 $[-0.2, 0]$ 时,碳排放总量的下降陡度相比于 λ_E 在较高区间 $[0.1, 0.25]$ 时的陡度大,说明在电价较低时,降低碳排放的效果比较明显。

由图C6可以看出,随着碳惩罚价格基数的增大,总规划成本呈现上升趋势,而碳排放总量呈现下降趋势。当碳惩罚价格基数小于30 \$/t时,碳排放总量下降趋势比较明显;当碳惩罚价格基数大于30 \$/t时,碳排放总量下降趋势放缓。

5.4 DRCC优化方法分析

5.4.1 参数 α 灵敏度分析

考虑风光的不确定性,本文设置置信水平为0.9,但不同的置信水平将导致不同的规划结果,且通过调整置信水平可以控制风光出力的不确定性。为研究参数 α 对规划结果的影响,设置参数 α 的取值从0.05到0.3变化,步长为0.05,即置信水平从0.95到0.7变化。规划结果如附录C表C3和表4所示。

由表C3和表4可以看出,随着参数 α 的取值变大,总成本、运行成本、购能成本、碳交易成本和碳排放总量持续减少,但碳激励成本增加。当置信

表4 不同 α 取值下的规划结果对比

Table 4 Comparison of planning results with different values of α

α	总成本/\$	投资成本/\$	运行成本/\$	购能成本/\$	弃风弃光惩罚成本/\$	碳交易成本/\$	碳激励成本/\$	碳排放总量/t
0.05	3.6188×10^7	4.2879×10^6	3.8437×10^6	1.0754×10^7	1.6042×10^7	1.2571×10^6	243 1.76	516.23
0.10	3.2889×10^7	4.4602×10^6	3.5944×10^6	1.0029×10^7	1.3578×10^7	1.2237×10^6	363 1.49	488.81
0.15	3.1426×10^7	4.3875×10^6	3.5101×10^6	9.7380×10^6	1.2598×10^7	1.1877×10^6	497 6.19	475.33
0.20	3.0601×10^7	4.3817×10^6	3.4391×10^6	9.5882×10^6	1.2004×10^7	1.1828×10^6	504 0.66	470.04
0.25	3.0045×10^7	4.4428×10^6	3.3893×10^6	9.4557×10^6	1.1569×10^7	1.1762×10^6	523 1.51	465.13
0.30	2.9641×10^7	4.5650×10^6	3.3580×10^6	9.3453×10^6	1.1194×10^7	1.1729×10^6	586 6.35	461.40

水平为95%时,总成本为 $\$ 3.6188 \times 10^7$,碳排放总量为516.23 t,相比于置信水平为70%时总成本增加22.09%,碳排放总量增加11.88%,这是因为机会约束的置信水平越小,满足风光出力约束的概率就越小,代表风光不确定性对能源站经济性和碳排放的影响变小,无需投入更多的经济成本应对风光不确定性。此外,随着参数 α 从0.15增加到0.3,CHP、CCS、EB、ORC、ESS、TSS的规划数量保持不变,而HST的数量从10台增加到13台,总投资成本从 $\$ 4.2879 \times 10^6$ 增加到 $\$ 4.5650 \times 10^6$ 。这是因为低置信水平可能导致风光出力变大,为提升能源站规划结果的经济性,需要增加EL和HST的投资规模,将更多富余可再生能源转化成氢能,从而替代部分外部购能和CHP出力。与此同时,弃风弃光惩罚成

本从 α 为0.05时的 $\$ 1.6042 \times 10^7$ 降至 α 为0.3时的 $\$ 1.1194 \times 10^7$,表明风光的消纳水平提升。结合表4中碳激励成本增长带来的碳减排激励效应,碳排放总量也有所下降。上述结果验证了所提DRJCC方法在经济性、安全性与低碳性方面的有效性,可通过设置不同的 α ,实现三者之间的平衡。

5.4.2 DRJCC与其他方法对比

为验证本文所提DRJCC方法的有效性,本文选取3种不确定性处理方法进行对比分析,分别为:①本文所提DRJCC方法;②基于正态分布的传统机会约束方法,即CCP方法;③基于确定性矩的DRCC方法,即D-DRJCC方法。置信水平设置为0.9,联合机会约束以 $1-\alpha/2$ 的形式展开。规划结果如附录C表C4、表5所示。

表5 不同求解方法结果对比

Table 5 Comparison of planning results with different uncertainty methods

方法	总成本/\$	投资成本/\$	运行成本/\$	购能成本/\$	弃风弃光惩罚成本/\$	碳交易成本/\$	碳激励成本/\$	碳排放总量/t
DRJCC	3.2889×10^7	4.4602×10^6	3.5944×10^6	1.0029×10^7	1.3578×10^7	1.2237×10^6	3631.49	488.81
CCP	1.9612×10^7	4.3757×10^6	2.8401×10^6	7.4518×10^6	3.1866×10^6	9.1295×10^5	7237.40	363.48
D-DRJCC	2.1663×10^7	4.6093×10^6	2.9733×10^6	7.7393×10^6	5.4071×10^6	9.4711×10^5	6656.20	379.40

由表C4可以看出,本文所提的DRJCC方法对设备(CHP、CCS、EB、ORC、ESS、TSS和HFC)的投资数量最多,为48;而D-DRJCC模型仅次于本文所提DRJCC方法,为44;CCP方法下的设备投资数量最低,为43。这是因为本文所提的DRJCC模型同时考虑风光出力的概率分布与矩不确定性,和D-DRJCC方法与CCP方法相比,本文所提DRJCC方法需要投入更多的发电设备,同时减少EL、HST这2个耗电设备,以主动预防风光波动的最恶劣场景。由于CCP方法忽略了风光概率分布的不确定性,故该方法下的投资数量最少。这表明DRJCC方法的鲁棒性最好,CCP方法的鲁棒性最差。由表5可以看出,本文所提的DRJCC方法的总成本、运行成本、购能成本和碳交易成本最高,而CCP方法最低,这表明DRJCC方法通过牺牲部分经济性来提升系统鲁棒性,而CCP方法在经济性方面表现最佳。上述结果验证了所提DRJCC方法可以在牺牲一定经济性的情况下提供最佳的鲁棒性和安全性的能源站规划方案。

5.4.3 矩不确定集合对能源站规划的影响

为了探究DRJCC方法对风光出力概率分布未知集的依赖程度,逐步增大均值和标准差的上、下限。本节设置均值和标准差的上、下限分别为 $(1 \pm \lambda_\mu)\mu_r$ 、 $(1 \pm \lambda_\sigma)\sigma_r$,其中偏差系数 λ_μ 从0到0.25变化,步长为0.05; λ_σ 从0到0.03变化,步长为0.01。规划结果如附录C图C7所示。

由图C7可以看出,若 λ_μ 保持不变,总规划成本随 λ_σ 的增大而增大,这是因为 λ_σ 增大表示风光出力的波动性增强,能源站需要付出更多成本以应对出力不确定性,从而增加了总规划成本。若 λ_σ 保持不

变,总规划成本随 λ_μ 的增大而增大,这是因为 λ_μ 增大表示风光出力的期望值波动范围扩大,可再生能源预测偏差增大,能源站需要付出更多成本以应对这种情况,导致总规划成本增加。上述分析表明,所提模型依赖于风光出力的矩不确定集合范围,实际应用中应精确估计矩信息,以得到更经济合理的规划结果。

6 结论

针对风光出力的概率分布不确定性,本文建立了考虑LCDR和SHS的能源站DRJCC低碳规划模型。结合仿真结果分析,得到如下结论。

1) LCDR与SHS的结合可提升能源站规划方案的经济性与低碳性。通过动态CEF引导用户调整用电行为,LCDR机制有效降低了能源站的碳排放与总规划成本;SHS通过实现跨季节能量转移,进一步提升了碳减排效果,同时增强了规划方案的经济性。此外,电价和碳价对规划结果也有一定影响,其与总规划成本呈正相关趋势,与总碳排放量呈负相关趋势。

2) 通过所提出的DRJCC低碳规划方法选择不同的置信水平,可以调整能源站的经济性、安全性和低碳性。与高置信水平相比,低置信水平的能源站规划方案呈现更优的经济性与低碳性。此外,所提DRJCC模型对矩不确定集合范围具有一定依赖性,范围越大经济性成本越高。

3) 与其他方法(如CCP和D-DRJCC方法)相比,本文所提的DRJCC方法虽然牺牲了一定经济性,但显示出更优的鲁棒性和安全性。

未来将进一步研究日内负荷突变、极端情况等

场景下的能源站弹性规划问题,并研究保守性更低的联合会约束处理方法。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 窦真兰,张春雁,张帅,等. 多区域电-冷-热互联分布式能源站量质协同规划研究[J]. 电网技术,2025,49(3):976-987.
DOU Zhenlan,ZHANG Chunyan,ZHANG Shuai,et al. Research on quantity and quality collaborative planning of multi-regional electric-cold-thermal interconnected distributed energy Station [J]. Power System Technology,2025,49(3):976-987.
- [2] PENG Q,WANG X,KUANG Y,et al. Hybrid energy sharing mechanism for integrated energy systems based on the Stackelberg game[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems,2021,7(5):911-921.
- [3] DING T,JIA W H,SHAHIDEHPOUR M,et al. Review of optimization methods for energy hub planning, operation, trading, and control[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2022,13(3):1802-1818.
- [4] 张良,王殿彬,戚佳金,等. 基于动态碳排放因子的电动汽车低碳需求响应机制研究[J]. 电力系统保护与控制,2025,53(17):13-24.
ZHANG Liang,WANG Dianbin,QI Jiajin,et al. Research on low-carbon demand response mechanism for electric vehicles based on dynamic carbon emission factors[J]. Power System Protection and Control,2025,53(17):13-24.
- [5] 吉全,李元芳,叶平峰,等. 源-网-荷-储与低碳-经济双重协同的电力系统规划[J]. 电力自动化设备,2025,45(9):174-182.
JI Xingquan,LI Yuanfang,YE Pingfeng,et al. Power system planning based on double synergy of source-network-load-storage and low carbon-economy[J]. Electric Power Automation Equipment,2025,45(9):174-182.
- [6] JIANG S,WEN S,ZHU M,et al. Scenario-transformation-based optimal sizing of hybrid hydrogen-battery storage for multi-timescale islanded microgrids[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2023,14(3):1784-1795.
- [7] 金昱焯,方家琨,艾小猛,等. 含季节性氢储能的电力系统跨尺度全年时序生产模拟方法[J]. 电力系统自动化,2025,49(14):120-129.
JIN Yuyue,FANG Jiakun,AI Xiaomeng,et al. Cross-time-scale annual chronological production simulation method for power system with seasonal hydrogen energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems,2025,49(14):120-129.
- [8] PAN G S,GU W,QIU H F,et al. Bi-level mixed-integer planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering leveled cost of hydrogen[J]. Applied Energy,2020,270:115176.
- [9] ZHONG X Q,ZHONG W F,LIU Y,et al. Optimal energy management for multi-energy multi-microgrid networks considering carbon emission limitations[J]. Energy,2022,246:123428.
- [10] LIU Y Q,LIU W,LIU J Y,et al. Optimal operation strategy for multi-energy systems considering renewable energy fluctuation and carbon emission[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2025,169:110794.
- [11] HUANG J,YUAN M,ZOU Z,et al. Low-carbon economic optimization scheduling in distributed energy systems considering carbon emission responsibility and demand response[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2025,169:110768.
- [12] 杨周义,邢海军,江伟建,等. 基于低碳需求响应的含煤制氢与碳捕集电厂的综合能源系统优化调度[J]. 电力自动化设备,2024,44(4):25-32.
YANG Zhouyi,XING Haijun,JIANG Weijian,et al. Optimal scheduling of integrated energy system with coal-to-hydrogen and carbon capture power plant based on low-carbon demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2024,44(4):25-32.
- [13] 鲁明芳,李咸善,李飞,等. 季节性氢储能-混氢燃气轮机系统两阶段随机规划[J]. 中国电机工程学报,2023,43(18):6978-6991.
LU Mingfang,LI Xianshan,LI Fei,et al. Two-stage stochastic programming of seasonal hydrogen energy storage and mixed Hhydrogen-fueled gas turbine system[J]. Proceedings of the CSEE,2023,43(18):6978-6991.
- [14] SUN Q R,WU Z,GU W,et al. Tri-level multi-energy system planning method for zero energy buildings considering long- and short-term uncertainties[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2023,14(1):339-355.
- [15] YU Z,LIN J,LIU F,et al. Joint multi-stage planning of renewable generation,HESS,and AESS for deeply decarbonizing power systems with high-penetration renewables[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2025,16(3):1613-1628.
- [16] 田雨,许仪勋,徐永乐,等. 考虑电氢耦合及双层不确定性的园区综合能源系统优化运行[J]. 电力自动化设备,2025,45(10):177-185.
TIAN Yu,XU Yixun,XU Yongle,et al. Optimal operation of park integrated energy system considering electro-hydrogen coupling and dual-layer uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment,2025,45(10):177-185.
- [17] 孙惠娟,胡紫平,彭春华,等. 含氢综合能源系统多目标最优折中分布鲁棒低碳调度[J]. 电力自动化设备,2025,45(4):10-18,36.
SUN Huijuan,HU Ziping,PENG Chunhua,et al. Multi-objective optimal compromise distributionally robust low-carbon scheduling of hydrogen-containing integrated energy system [J]. Electric Power Automation Equipment,2025,45(4):10-18,36.
- [18] 李恒杰,刘依环,曾贤强,等. 基于前景理论的居民小区负荷日前随机优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制,2025,53(17):67-78.
LI Hengjie,LIU Yihuan,ZENG Xianqiang,et al. Day-ahead stochastic optimal scheduling strategy for residential community loads based on prospect theory[J]. Power System Protection and Control,2025,53(17):67-78.
- [19] 周福举,荆江平,马智刚,等. 计及源网荷储协同的有源配电网检修计划两阶段随机优化模型[J]. 智慧电力,2024,52(11):64-71.
ZHOU Fujun,JING Jiangping,MA Zhigang,et al. Two-stage stochastic optimization model for active distribution network maintenance plan considering source-network-load-storage coordination[J]. Smart Power,2024,52(11):64-71.
- [20] 卢佳富,梁宁,徐慧慧,等. 计及动态绿证-碳排协同交易机制的含氢综合能源系统鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制,2025,53(22):43-54.
LU Jiafu,LIANG Ning,XU Huihui,et al. Robust optimal dispatch of hydrogen-integrated energy systems considering dynamic green certificate-carbon emission cooperative trading mechanism[J]. Power System Protection and Control,2025,53(22):43-54.
- [21] 吴迟录,杨晓辉,万钊,等. 计及碳-绿证互联交易的虚拟电厂两阶段鲁棒优化调度[J]. 智慧电力,2025,53(5):16-23.
WU Chilu,YANG Xiaohui,WAN Zhao,et al. Two-stage robust optimal scheduling for virtual power plants considering carbon-green certificate interlinked trading[J]. Smart Power,2025,53(5):16-23.
- [22] 巴金宇,何川,南璐,等. 基于绿证-阶梯碳交易联动与分布鲁棒机会约束的含氢园区综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力

- 自动化设备,2025,45(10):169-176.
- BA Jinyu, HE Chuan, NAN Lu, et al. Low-carbon economic scheduling of park-integrated energy system containing hydrogen based on green certificate-tiered carbon trading and distributionally robust chance constraint[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(10):169-176.
- [23] 王秋杰,梅洪宁,谭洪,等. 含生物质辅助制氢的园区综合能源系统分布鲁棒优化配置[J/OL]. 电网技术. (2025-06-04) [2025-12-12]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.2233>.
- [24] CHEN G, ZHANG H C, HUI H X, et al. Fast Wasserstein-distance-based distributionally robust chance-constrained power dispatch for multi-zone HVAC systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(5):4016-4028.
- [25] LI H, WU Q W, YANG L, et al. Distributionally robust negative-emission optimal energy scheduling for off-grid integrated electricity-heat microgrid[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(2):803-818.
- [26] 王雷雷,高红均,刘畅,等. 考虑分时碳计量的智能楼宇群电-碳耦合互动共享[J]. 电网技术, 2022, 46(6):2054-2064.
- WANG Leilei, GAO Hongjun, LIU Chang, et al. Electricity carbon coupling sharing among intelligent buildings considering time-of-use carbon emission measurement[J]. Power System Technology, 2022, 46(6):2054-2064.
- [27] 崔杨,邹新鹏,赵钰婷,等. 考虑动态电碳排放因子的新型电力系统电碳综合需求响应调度方法[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(10):1-7.
- CUI Yang, ZOU Xinpeng, ZHAO Yuting, et al. Electricity-carbon integrated demand response scheduling method for new power system considering dynamic electricity-carbon emission factor[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(10):1-7.
- [28] 徐艳春,刘海权,孙思涵,等. 计及混合能源共享站的多微网系统双层混合整数规划[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(23):9136-9148.
- XU Yanchun, LIU Haiquan, SUN Sihan, et al. Bi-level mixed integer programming of multi-microgrid system considering the hybrid energy sharing station[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(23):9136-9148.
- [29] 吴志,李广焕,顾伟. 考虑耦合电压稳定联合会约束的新型配电网优化运行研究[J]. 中国电机工程学报, 2026, 46(2):493-505.
- WU Zhi, LI Guanghuan, GU Wei. Research on optimal operation of new distribution network considering coupling voltage stability joint chance constraint[J]. Proceedings of the CSEE, 2026, 46(2):493-505.
- [30] SHI Z C, LIANG H, HUANG S J, et al. Distributionally robust chance-constrained energy management for islanded microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2):2234-2244.
- [31] 尚梦琪,高红均,贺帅佳,等. 考虑阶梯碳奖惩和综合需求响应的楼宇低碳规划[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(6):926-940.
- SHANG Mengqi, GAO Hongjun, HE Shuaijia, et al. Low-carbon planning for buildings considering ladder carbon reward and punishment and integrated demand response[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2024, 58(6):926-940.
- [32] HE S J, GAO H J, WANG L F, et al. Distributionally robust planning for integrated energy systems incorporating electric-thermal demand response[J]. Energy, 2020, 213:118783.

作者简介:

吴骏玲(2002—),女,硕士研究生,主要研究方向为能源站规划(E-mail:2265567270@qq.com);

贺帅佳(1994—),男,副研究员,博士,通信作者,主要研究方向为综合能源系统与配电网互动优化(E-mail:shuaijihe@scu.edu.cn)。

(编辑 丁欣欣)

Distributionally robust joint chance-constrained low-carbon planning method for energy station considering low-carbon demand response and seasonal hydrogen storage

WU Junling, HE Shuaijia, LIU Junyong, LIU Youbo

(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Low-carbon development of energy stations is a key task in achieving carbon neutrality. However, the output uncertainty of renewable energy significantly affects the planning results of energy stations. A distributionally robust joint chance-constrained low-carbon planning method for energy station is proposed, where low-carbon demand response and seasonal hydrogen storage are both considered to reduce carbon emissions of energy stations. The dynamic carbon emission factor is utilized to characterize carbon emissions of energy station. Then, the factor is applied to the low-carbon demand response to incentivize users to participate in both energy conservation and emission reduction. Seasonal hydrogen storage is adopted to enable long-term cross-seasonal utilization of renewable energy, which is regarded as another decarbonization measure of energy station. At the same time, accounting for the probability distribution uncertainty of wind turbine and photovoltaic power outputs, a distributionally robust joint chance-constrained planning model of energy station is established based on Bonferroni inequality. Case studies demonstrate that the proposed approach can reduce the carbon emissions of energy stations and effectively address the probability distribution uncertainty of both wind turbine and photovoltaic power outputs.

Key words: dynamic carbon emission factor; low-carbon demand response; seasonal hydrogen storage; distributionally robust joint chance-constrained; planning; energy station