

考虑多能源站共享的配电网低碳规划方法

田浩, 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:针对多类型能源站碳排放差异性与共享复杂性的问题,提出一种考虑高碳、零碳与负碳能源站低碳共享的配电网低碳规划方法。基于碳市场政策建立多类型能源站共享运行模型,其中高碳能源站分别与零碳能源站共享国家核证自愿减排量收益、与负碳能源站共享等效碳排放权。考虑到能源站与配电网的能量耦合关系,以系统总利润最大化为目标,综合考虑配电网投资、运行和碳排放成本以及能源站协同运行收益,建立了能源站共享支撑的配电网低碳规划模型。针对配电网与能源站隶属于不同利益主体的特点,采用目标级联分析算法对该规划模型进行求解。通过改进的IEEE 33节点系统进行算例仿真,结果表明所提方法可以降低配电网投资成本与碳排放水平,提升多类型能源站的整体运行效益。

关键词:配电网;低碳规划;能源站;碳排放权交易;收益共享;目标级联分析算法

中图分类号:TM715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202602021

0 引言

随着建设清洁能源体系和新型电力系统目标的提出,配电网(distribution network, DN)作为连接电力供应侧和需求侧的关键桥梁,面临着更高要求的低碳规划^[1]。传统DN主要依赖从上级电网购买的燃煤电能,导致具有较高的碳排放水平^[2]。在能源体系转型的过程中,光伏、风电、储能等分布式能源发展迅速,可向DN提供清洁能源提升DN规划方案的低碳性^[3]。不同类型能源站(energy station, ES)在碳排放特性方面呈现显著差异,同一类型ES的减碳潜力有限,多类型ES间资源的协作利用^[4]则可充分发挥各自减碳潜力,有助于支撑DN低碳规划。因此,研究在多类型ES低碳共享运行的基础上,实现DN的低碳规划具有重要意义。

当前,在DN低碳规划研究中,国内外学者将ES视为重要环节^[5]。文献[6]在低碳DN规划过程中考虑零碳能源站(zero-carbon energy station, ZCES)的灵活支持,提出一种分布鲁棒优化方法应对可再生能源和负荷的概率分布不确定性。文献[7]在DN规划中,提出基于分布式数据中心和移动式储能站的时空碳响应模型,在抑制成本增长的同时实现最大化碳减排。文献[8]提出一种将碳捕集站与风力发电相结合的海上油田低碳电力系统规划方法,在保障系统安全稳定的同时,降低发电成本并减少平台碳排放。文献[9]提出一种考虑源-荷不确定性的DN多综合ES规划策略,提高系统灵活性和低碳性。

文献[10]将考虑电池退化的储能站引入DN低碳规划中,评估了储能站在DN脱碳中的作用。这些研究从不同方面论证了ES可提升DN规划方法的低碳性能,但多数研究在DN规划中仅考虑单一ES的降碳作用,而单一ES的运行降碳能力有限^[11],无法充分实现ES自身低碳运行及DN的低碳规划。

为进一步促进综合能源系统低碳发展^[12],ES之间的合作共享成为提升系统整体经济性与低碳效益的重要手段。文献[13]提出了一种整合社区储能与光伏充电站集群的能源协作模型,提高能源利用率,增强系统稳定性。文献[14]建立了一套考虑微电网联盟的用户侧共享储能计费博弈模型,使用Stackelberg博弈模型解决微网运营商与用户间的博弈问题,实现了用户聚合商与共享储能运营商的收益双赢。文献[15]利用电能双向流动的特性,针对具有电能生产能力的综合能源楼宇,提出了一种考虑电能共享的综合能源楼宇群运行框架,提升经济效益和分布式能源利用率。文献[16]提出一种多综合ES共享氢储能和虚拟储能的联合规划策略,提升了系统经济效益。这些研究验证了分布式ES之间合作共享可以降低运行成本,提高资源利用率与系统灵活性。但大多数研究更多聚焦于单一能源类型^[17]或单一共享方式,缺少对多类型ES之间多种共享方式的研究。碳排放权交易^[18]和国家核证自愿减排量^[19](Chinese certified emission reduction, CCER)被视为减少碳排放和提高运营经济性的有效措施。文献[20]提出了一种结合电氢耦合和碳排放流建模的多能源交易框架,以实现低碳经济运行。文献[21]提出了一种考虑两阶段碳排放权交易的多园区综合能源微电网混合博弈优化运行方法,在碳排放权交易中考虑了微电网运营商与各园区综合能源微电网和外部碳排放权交易市场的交易策略,以降低

收稿日期:2025-12-08;修回日期:2026-02-14

在线出版日期:2026-03-05

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52307123)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52307123)

各微电网的碳排放成本和运行成本。文献[22]提出了一种考虑碳排放多级利用的综合能源系统两阶段混合博弈共赢策略,建立了多级碳排放管理策略,显著降低了各综合能源系统的碳排放成本,提高了系统运行灵活性。文献[23]提出了一种考虑电-证耦合交易的微电网群联盟低碳调度策略,以解决DN运营商与微电网群联盟之间的主从博弈以及联盟内微电网主体利益分配问题。上述文献验证了在优化调度模型中引入碳排放权交易和CCER机制可以有效降低碳排放成本。但现有研究主要从忽略网络结构的微电网出发研究短期运行层面的策略优化与收益分配问题,未能充分涉及多类型ES合作共享对DN长期低碳规划的影响^[24]。

综上,本文提出一种考虑多ES共享的DN低碳规划方法。首先,建立CCER收益共享模型和等效碳排放权共享模型,实现高碳能源站(high-carbon energy station, HCES)、负碳能源站(negative-carbon energy station, NCES)与ZCES之间的共享运行。然后,基于ES和DN电能量的耦合,构建了以DN总成

本最小化和多类型ES总运行经济效益最优的双层优化模型,通过概率期望的方法来表征ZCES中光伏出力与多类型负荷的不确定性,采用目标级联分析(analytical target cascading, ATC)算法对模型进行求解。最后,通过算例仿真验证本文所提方法的合理性与有效性。

1 多类型ES共享运行模型

1.1 DN低碳规划框架

我国可再生能源装机规模持续扩张,非化石能源发电装机首次超过火电装机规模,占总装机容量比重首次超过50%。同时碳捕集与封存(carbon capture and storage, CCS)技术迎来关键突破,并投产了一些示范性项目。在此背景下,本文根据碳排放水平的不同,将ES分为HCES、ZCES和NCES这3种类别,并在DN节点汇聚多类型ES,充分发挥各站功能,核心目标是通过协同运行,减少DN的投资运行成本和ES的运行成本,并提升DN规划的低碳性能。DN低碳规划框架如图1所示。

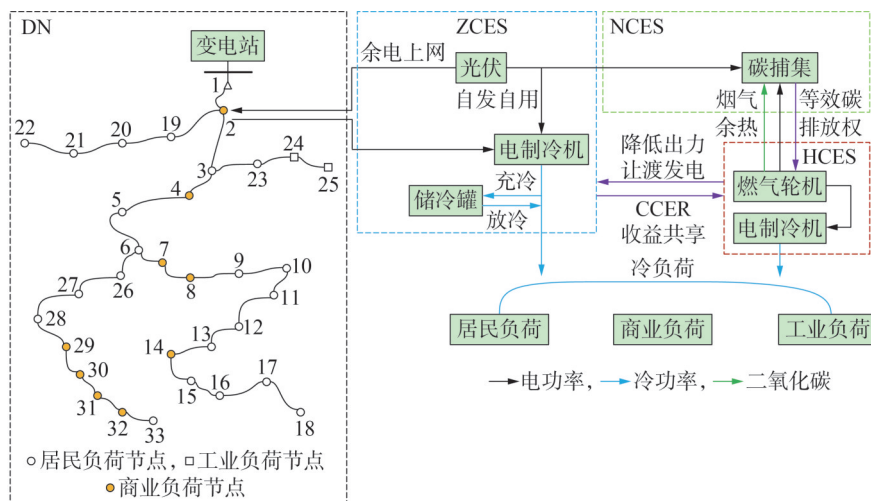


图1 DN低碳规划框架

Fig.1 Low-carbon planning framework for DN

ES与DN的节点通过电能量耦合在一起,变电站注入DN的功率不仅为周边区域供电,还可在ES电力短缺时为ES供电。本文中假设HCES为燃气轮机,其以天然气为主要燃料,碳排放特性明确且调节能力强,在区域综合能源系统中具有广泛的应用;ZCES由光伏电站、电制冷机和储冷罐组成,光伏发电在运行阶段不产生直接碳排放,是典型的零碳能源形式,电制冷机与储冷罐可实现电-冷能量转换与时序转移,提升光伏的消纳水平;NCES为碳捕集机组,CCS是当前较为成熟的负碳技术,可通过对空气或烟气中的二氧化碳捕集与处理,实现负碳排放。燃气轮机与光伏电站为电制冷机提供电能,ES电能供应不足时从DN购电,清洁能源过剩时可出售给

DN获取收益。电制冷机作为ES的制冷设备,为周边区域的冷能负荷供能。储冷罐以确保冷能的持续供应。碳捕集机组从燃气轮机的烟气中捕获二氧化碳,实现负碳排放。

1.2 ES运行模型

ES作为一种综合能源供应设施,通过集成不同形式能源的生产、转换、存储和分配环节来提高能源利用效率、促进碳减排和可持续发展。本文中各类ES的能源主要来自自身光伏产生的电能、燃气轮机产生的电能、从DN购买的电能、电制冷机产生的冷能、储冷罐的冷能等。ES整体功率平衡方程可以表示为:

$$P_{s,t}^{PV} + P_{s,t}^{CT} + P_{s,t}^{E,D} = \eta_e^{CCS} P_{s,t}^{CCS} + P_{s,t}^{EC} \quad (1)$$

$$P_{s,t}^{EC,e} + P_{s,t}^{CST,d} - P_{s,t}^{CST,e} = P_{s,t}^{ES,e} - P_{s,t}^{ES,e,LL} \quad (2)$$

式中: s, t 分别为场景标识和时间标识; $P_{s,t}^{PV}$ 为ZCES中光伏发电功率; $P_{s,t}^{GT}$ 为HCES中燃气轮机发电功率; $P_{s,t}^{E,D}$ 为ES和DN的交互功率; $P_{s,t}^{CCS}$ 、 η_e^{CCS} 分别为NCES的运行功率和电耗系数; $P_{s,t}^{EC}$ 、 $P_{s,t}^{EC,e}$ 分别为电制冷机的耗电功率和制冷功率; $P_{s,t}^{CST,e}$ 、 $P_{s,t}^{CST,d}$ 分别为储冷罐的充、放冷功率; $P_{s,t}^{ES,e}$ 为冷负荷功率; $P_{s,t}^{ES,e,LL}$ 为失冷负荷功率。式(1)、(2)分别表示ES的电功率平衡和冷功率平衡关系。

电制冷机的功率转换方程为:

$$P_{s,t}^{EC,e} = P_{s,t}^{EC} \eta^{EER} \quad (3)$$

式中: η^{EER} 为电制冷机的电冷转换性能系数。

1.3 CCER 收益共享模型

CCER是指对我国境内可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证,并在国家温室气体自愿减排交易注册登记系统中登记的温室气体减排量。CCER主要的执行策略为重点排放单位每年可以使用CCER抵销碳排放配额的清缴,抵销比例上限为应清缴碳排放配额的5%。

在此框架下,ZCES可通过替代高碳排放的基准电源发电形成经核证的减排量,并在碳交易市场中获得CCER收益。根据相关政策,装机容量不超过6 MW的工商业分布式光伏项目,可选择“全部自发自用”或者“自发自用、余电上网”模式^[25],采用后一模式的,年自发自用电量占发电量的比例由各省级能源主管部门结合实际确定。考虑到ZCES的自发自用电量和上网电量与HCES让出的发电空间大小密切相关,本节引入动态共享因子(dynamic sharing factor, DSF) σ_t ,建立CCER收益共享机制。ZCES在保证自身利益的前提下,将CCER收益按比例与HCES进行分成,以促使HCES让出发电空间。该策略不仅有助于提高ZCES的消纳水平,而且能够降低HCES自身的碳排放量。CCER共享原理如图2所示。需要注意的是,本文中ZCES因低碳发电而获得的CCER收益仅共享给进行发电让渡的HCES,暂不涉及其他的HCES。



图2 CCER共享原理图

Fig.2 Schematic diagram of CCER sharing mechanism

根据新能源发电CCER核证规则,ZCES可获得的CCER核证量由清洁能源机组出力与相应机组边际排放因子乘积决定^[26]。因此,ZCES获得的CCER核证量和CCER收益分别为:

$$\begin{cases} E_{s,t}^{CCER} = \mu P_{s,t}^{PV} \\ \mu = 0.75 F_{OM} + 0.25 F_{BM} \end{cases} \quad (4)$$

$$C_{s,t}^{CCER} = E_{s,t}^{CCER} p^{CCER} \quad (5)$$

式中: $E_{s,t}^{CCER}$ 和 $C_{s,t}^{CCER}$ 分别为ZCES形成的CCER核证量和获得的CCER收益; μ 为单位清洁能源机组的二氧化碳减排因子; F_{OM} 为电量边际排放因子,取0.8587; F_{BM} 为容量边际排放因子,取0.2854; p^{CCER} 为单位CCER交易价格。

为了提高HCES让渡发电空间的主动性,HCES获得的CCER分成收益应完全覆盖其因让渡发电所损失的收益,即:

$$\sigma_t E_{s,t}^{CCER} p^{CCER} \geq C_{Inc}^{GT} \quad (6)$$

式中: C_{Inc}^{GT} 为HCES因让渡发电损失的收益。

为保障ZCES自身收益,ZCES的CCER分成收益与售电收益应覆盖自身的弃光惩罚成本,即:

$$(1 - \sigma_t) E_{s,t}^{CCER} p^{CCER} + f_{Inc}^{E,E2D,s} \geq C^{PV} \quad (7)$$

式中: $f_{Inc}^{E,E2D,s}$ 为光伏向DN出售电力的收益; C^{PV} 为光伏的弃光惩罚成本。

结合实际情况,在进行CCER收益共享时应考虑ZCES的满意度,该满意度通过引入ZCES满意度参数 ε_t 来表征^[27]。假设 ε_t 与 σ_t 、新能源出力预测值有关,具体关联方式如式(8)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq \sigma_t \leq \sigma_{max} \\ \varepsilon_t \geq \varepsilon_{min} \\ \varepsilon_t = 1 - \frac{\sigma_t}{\sigma_{max}} - \frac{S^{PV} - \tilde{P}_{s,t}^{PV}}{\theta S^{PV}} \end{cases} \quad (8)$$

式中: σ_{max} 为 σ_t 的最大值,由系统运营商确定; ε_{min} 为ZCES满意度参数的最小值; S^{PV} 为系统中光伏的装机容量; $\tilde{P}_{s,t}^{PV}$ 为光伏预测功率; θ 为缓冲系数,其作用是防止在夜间光伏出力总值较小,不进行收益共享的情况下, ε_t 也大于 ε_{min} 。

式(8)反映的经济含义为:当ZCES具备较高出力潜力且消纳压力较大时,通过提高收益共享比例 σ_t 增强HCES的让渡意愿;反之,在ZCES出力较低时,降低收益共享比例 σ_t 以保障自身利益。

1.4 等效碳排放权共享模型

NCES采用吸附法或吸收法等碳捕集技术将二氧化碳从HCES排放的烟气中分离,捕集的二氧化碳通过压缩设备转化稳定状态,储存于储存设备中。储存的二氧化碳可视为产生的负碳排放,捕集的二氧化碳量等效为碳排放权,可用于等效碳排放权共享。NCES生成的等效碳排放权计算公式为:

$$E_{s,t}^{equ} = \eta_c^{CCS} P_{s,t}^{CCS} \quad (9)$$

式中: $E_{s,t}^{equ}$ 为NCES生成的等效碳排放权; η_c^{CCS} 为碳捕集效率,通常取90%以上。

HCES燃烧产生的尾气(二氧化碳浓度为4%~5%)通过管道输送至NCES。NCES捕集过程中利用

HCES的烟气余热驱动吸收剂再生,降低捕集能耗,减少运行成本^[28]。NCES生成的等效碳排放权通过共享机制分配给HCES。NCES提供的等效碳排放权 $E_{s,t}^{\text{equ},s}$ 为:

$$E_{s,t}^{\text{equ},s} = \min(E_{s,t}^{\text{equ}}, e_{\text{gas}} P_{s,t}^{\text{GT}} - E_{s,t}^{\text{GT},\text{pei}}) \quad (10)$$

式中: $E_{s,t}^{\text{equ},s}$ 为NCES共享的等效碳排放权; e_{gas} 为HCES的碳排放因子; $E_{s,t}^{\text{GT},\text{pei}}$ 为HCES的碳配额。

引入共享意愿因子 ω_i ,NCES共享的等效碳排放权按共享价格出售给HCES,价格根据市场情况和共享意愿动态调整,公式为:

$$p^{\text{equ},s} = (1 - \omega_i) p^c \quad (11)$$

式中: $p^{\text{equ},s}$ 为等效碳排放权共享价格; p^c 为碳排放权交易价格。

考虑实际情况,应保证NCES收益覆盖其自身的运行成本,即:

$$p^{\text{equ},s} E_{s,t}^{\text{equ},s} + (E_{s,t}^{\text{equ}} - E_{s,t}^{\text{equ},s}) p^c \geq C_{\text{Ope}}^{\text{CCS}} \quad (12)$$

式中: $C_{\text{Ope}}^{\text{CCS}}$ 为NCES的运行成本。

2 考虑多ES共享的DN低碳规划模型

2.1 DN低碳规划模型

2.1.1 目标函数

本文DN规划内容包括建设变电站和支路馈线。DN规划模型同时考虑了经济性和环保效益,以DN规划总成本最小为目标。目标函数由DN收入 $f_{\text{Inc}}^{\text{DS}}$ 、设备投资成本 $f_{\text{Inv}}^{\text{DS}}$ 、系统运行成本 $f_{\text{Ope}}^{\text{DS}}$ 、碳排放成本 $f^{\text{DS},c}$ 组成,如式(13)所示。

$$\min(f_{\text{Inc}}^{\text{DS}} + f_{\text{Ope}}^{\text{DS}} + f^{\text{DS},c} - f_{\text{Inv}}^{\text{DS}}) \quad (13)$$

DN收入 $f_{\text{Inc}}^{\text{DS}}$ 通常用向电力负荷出售电力的收入来表示,该收入由两部分组成。第一部分是向普通电力负荷售电的收入。第二部分是向ES收取过网费以及从ES购买清洁能源的政府补贴收入^[29]。本文的研究重点是DN和ES之间的相互作用。来自普通电力负荷的收入可以假设为一个常数,这是不优化的。因此,DN的收入如式(14)所示。

$$f_{\text{Inc}}^{\text{DS}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s (P_{s,t}^{\text{D},\text{D2E},s} \lambda_t^{\text{D2E}} + P_{s,t}^{\text{D},\text{E2D},b} \pi_t^{\text{gov}}) \quad (14)$$

式中: S 为场景数; T 为运行周期,取24 h; p_s 为场景概率; $P_{s,t}^{\text{D},\text{D2E},s}$ 为DN中从DN流向ES的功率; λ_t^{D2E} 为过网费; $P_{s,t}^{\text{D},\text{E2D},b}$ 为DN中从ES流向DN的功率; π_t^{gov} 为政府补贴价格。

设备投资成本 $f_{\text{Inv}}^{\text{DS}}$ 包括变电站投资成本 $C_{\text{Inv}}^{\text{Sub}}$ 和线路的投资成本 $C_{\text{Inv}}^{\text{line}}$,表示为:

$$f_{\text{Inv}}^{\text{DS}} = C_{\text{Inv}}^{\text{Sub}} + C_{\text{Inv}}^{\text{line}} \quad (15)$$

$$C_{\text{Inv}}^{\text{Sub}} = \frac{r(1+r)^{T_{\text{Sub}}}}{(1+r)^{T_{\text{Sub}}}-1} S^{\text{Sub},\text{inv}} c^{\text{Sub}} \quad (16)$$

$$C_{\text{Inv}}^{\text{line}} = \frac{r(1+r)^{T_{\text{line}}}}{(1+r)^{T_{\text{line}}}-1} \sum_{ij \in \Omega^{\text{line}}} \sum_{d \in \Omega^{\text{line-type}}} x_{ij,d}^{\text{line}} l_{ij}^{\text{line}} c^{\text{line}} \quad (17)$$

式中: r 为贴现率; T_{Sub} 、 T_{line} 分别为变电站和线路的使用寿命; ij 为线路标识; d 为线路种类标识; Ω^{line} 、 $\Omega^{\text{line-type}}$ 分别为线路集合和候选线路种类集合; $S^{\text{Sub},\text{inv}}$ 为变电站投资容量; c^{Sub} 、 c^{line} 分别为变电站和线路的单位投资成本; $x_{ij,d}^{\text{line}}$ 为线路的0-1投资变量,保证每条线路只能选择1种线路种类; l_{ij}^{line} 为线路长度。

运行成本可由从上级电网的购电成本 $C_{\text{Ope}}^{\text{Sub}}$ 、从ES的购电成本 $C_{\text{Ope}}^{\text{D},\text{E2D},b}$ 以及失负荷成本 $C_{\text{Ope}}^{\text{DS},\text{LL}}$ 简单表示为:

$$f_{\text{Ope}}^{\text{DS}} = C_{\text{Ope}}^{\text{Sub}} + C_{\text{Ope}}^{\text{D},\text{E2D},b} + C_{\text{Ope}}^{\text{DS},\text{LL}} \quad (18)$$

详细运行成本如下:

$$C_{\text{Ope}}^{\text{Sub}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s P_{s,t}^{\text{Sub}} c_t^{\text{Sub}} \quad (19)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{D},\text{E2D},b} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s P_{s,t}^{\text{D},\text{E2D},b} \pi_t^{\text{E2D},b} \quad (20)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{DS},\text{LL}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega^{\text{NL}}} p_s P_{s,t,i}^{\text{D},\text{LL}} c^{\text{DS},\text{LL}} \quad (21)$$

式中: $P_{s,t}^{\text{Sub}}$ 为变电站功率; c_t^{Sub} 为上级电网售电价格; $\pi_t^{\text{E2D},b}$ 为DN向ES购电价格; i 为负荷节点标识; Ω^{NL} 为负荷节点集合; $P_{s,t,i}^{\text{D},\text{LL}}$ 为电负荷失负荷功率; $c^{\text{DS},\text{LL}}$ 为电负荷失负荷的惩罚价格。

根据中国的实际情况,假设上游电网向DN的注入电为煤电。因此,碳排放成本包括投资变电站和线路的材料碳排放成本以及利用燃煤电量产生的运行碳排放成本。运行碳排放成本用变电站的电量换算。碳排放成本为:

$$f^{\text{DS},c} = C_{\text{Inv}}^{\text{DS},c} + C_{\text{Ope}}^{\text{Sub},c} = C_{\text{Inv}}^{\text{Sub},c} + C_{\text{Inv}}^{\text{line},c} + C_{\text{Ope}}^{\text{Sub},c} \quad (22)$$

式中: $C_{\text{Inv}}^{\text{DS},c}$ 为投资变电站和线路的材料碳排放成本; $C_{\text{Ope}}^{\text{Sub},c}$ 为运行碳排放成本。

详细的碳排放成本如下:

$$C_{\text{Inv}}^{\text{Sub},c} = \frac{r(1+r)^{T_{\text{Sub}}}}{(1+r)^{T_{\text{Sub}}}-1} S^{\text{Sub},\text{inv}} A^{\text{Sub},c} c^c \quad (23)$$

$$C_{\text{Inv}}^{\text{line},c} = \frac{r(1+r)^{T_{\text{line}}}}{(1+r)^{T_{\text{line}}}-1} \sum_{ij \in \Omega^{\text{line}}} \sum_{d \in \Omega^{\text{line-type}}} x_{ij,d}^{\text{line}} l_{ij}^{\text{line}} A^{\text{line},c} c^c \quad (24)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{Sub},c} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s P_{s,t}^{\text{Sub}} c^c \quad (25)$$

式中: $A^{\text{Sub},c}$ 、 $A^{\text{line},c}$ 分别为单位变电站和线路材料产生的碳排放; c^c 为碳排放权交易价格。

2.1.2 约束条件

DN约束条件包括变电站投资容量约束、潮流约束、安全约束、交换功率约束、失负荷约束和共识约束,具体如附录A式(A1)~(A8)所示。

2.2 ES共享模型

2.2.1 目标函数

为体现多类型ES的经济性和低碳性,在目标函数中同时考虑系统运行成本和碳排放成本,以总成本最小为优化目标函数,可表示为:

$$f^{\text{ES}} = \min(f_{\text{Ope}}^{\text{ES}} + f_{\text{Inc}}^{\text{ES},c} - f_{\text{Inc}}^{\text{ES}}) \quad (26)$$

式中: f^{ES} 为目标函数; $f_{\text{Ope}}^{\text{ES}}$ 、 $f_{\text{Inc}}^{\text{ES},c}$ 和 $f_{\text{Inc}}^{\text{ES}}$ 分别为 ES 运行成本、碳排放成本和 ES 收入。

ES 的收入 $f_{\text{Inc}}^{\text{ES}}$ 包括 ZCES 向 DN 出售电力的收入 $f_{\text{Inc}}^{\text{E},\text{E2D},s}$ 、CCER 收入以及 NCES 出售等效碳排放权的收入, 可表示为:

$$f_{\text{Inc}}^{\text{ES}} = f_{\text{Inc}}^{\text{E},\text{E2D},s} + f_{\text{Inc}}^{\text{CCER}} + f_{\text{Inc}}^{\text{equ}} \quad (27)$$

$$f_{\text{Inc}}^{\text{E},\text{E2D},s} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s P_{s,t}^{\text{E},\text{E2D},s} \pi_t^{\text{E2D},b} \quad (28)$$

$$f_{\text{Inc}}^{\text{CCER}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s E_{s,t}^{\text{CCER}} p^{\text{CCER}} \quad (29)$$

$$f_{\text{Inc}}^{\text{equ}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s [p^c E_{s,t}^{\text{equ}} + E_{s,t}^{\text{equ},s} (p^{\text{equ},s} - p^c)] \quad (30)$$

式中: $P_{s,t}^{\text{E},\text{E2D},s}$ 为 ES 中从 ES 流向 DN 的功率。

ES 的运行成本包括 ZCES 中光伏的弃光惩罚成本 C^{PV} 、电制冷机的运行成本 $C_{\text{Ope}}^{\text{EC}}$ 、储冷罐的运行成本 $C_{\text{Ope}}^{\text{CST}}$ 、HCES 的运行成本 $C_{\text{Ope}}^{\text{GT}}$ 、NCES 的运行成本 $C_{\text{Ope}}^{\text{CCS}}$ 、从 DN 购买电力的成本 $C_{\text{Ope}}^{\text{E},\text{D2E},b}$ 以及失负荷成本 $C_{\text{Ope}}^{\text{ES},\text{LL}}$, 具体如式(31)~(38)所示。

$$C_{\text{Ope}}^{\text{ES}} = C^{\text{PV}} + C_{\text{Ope}}^{\text{EC}} + C_{\text{Ope}}^{\text{CST}} + C_{\text{Ope}}^{\text{GT}} + C_{\text{Ope}}^{\text{CCS}} + C_{\text{Ope}}^{\text{E},\text{D2E},b} + C_{\text{Ope}}^{\text{ES},\text{LL}} \quad (31)$$

$$C^{\text{PV}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s (\tilde{P}_{s,t}^{\text{PV}} - P_{s,t}^{\text{PV}}) c^{\text{PV}} \quad (32)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{EC}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s P_{s,t}^{\text{EC}} c^{\text{EC}} \quad (33)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{CST}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s (\eta^{\text{CST},c} P_{s,t}^{\text{CST},c} + P_{s,t}^{\text{CST},d} / \eta^{\text{CST},d}) c^{\text{CST}} \quad (34)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{GT}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s P_{s,t}^{\text{GT}} c^{\text{GT}} \quad (35)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{CCS}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s P_{s,t}^{\text{CCS}} c^{\text{CCS}} \quad (36)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{E},\text{D2E},b} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s P_{s,t}^{\text{E},\text{D2E},b} \lambda_t^{\text{D2E}} \quad (37)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{ES},\text{LL}} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s P_{s,t}^{\text{ES},c,\text{LL}} c^{\text{ES},c,\text{LL}} \quad (38)$$

式中: c^{PV} 为弃光惩罚价格; c^{GT} 、 c^{CCS} 、 c^{EC} 、 c^{CST} 分别为燃气轮机、碳捕集、电制冷机和储冷罐的单位运行成本; $\eta^{\text{CST},c}$ 、 $\eta^{\text{CST},d}$ 分别为储冷罐的充、放冷效率; $P_{s,t}^{\text{E},\text{D2E},b}$ 为 ES 中从 DN 流向 ES 的功率; $P_{s,t}^{\text{ES},c,\text{LL}}$ 为 ES 中的冷负荷失负荷功率; $c^{\text{ES},c,\text{LL}}$ 为冷负荷失负荷惩罚价格。

HCES 的碳排放成本为:

$$f_{\text{Inc}}^{\text{ES},c} = C_{\text{Ope}}^{\text{R},c} = 365 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T p_s p^c \times \max(0, e_{\text{gas}} P_{s,t}^{\text{GT}} - E_{s,t}^{\text{GT},\text{pei}} - E_{s,t}^{\text{equ},s}) \quad (39)$$

式中: $C_{\text{Ope}}^{\text{R},c}$ 为 HCES 碳排放成本。

2.2.2 约束条件

ES 的功率平衡约束见式(1)、(2), 其他约束条件包括光伏出力约束、各机组出力约束、储能约束和失负荷约束等, 具体如附录 A 式(A9)~(A14)所示。

3 分布式求解框架

3.1 不确定性处理模型

本文 DN 和多类型 ES 中的不确定性主要来自光伏出力与多类型负荷。本文利用概率期望的形式来表征不确定性^[30], 将 DN 规划模型的一般框架和对应公式简化为式(40)所示的形式。

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{x}^{\text{DS}} \in \mathbf{X}^{\text{DS}}} f_{\text{inv}}(\mathbf{x}^{\text{DS}}) + \min_{\mathbf{y}^{\text{DS}} \in \mathbf{Y}^{\text{DS}}} E_{\zeta}[Q(\mathbf{x}^{\text{DS}}, \zeta)] \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{A}\mathbf{x}^{\text{DS}} \leq \mathbf{f} \\ \mathbf{B}\mathbf{y}^{\text{DS}} \leq \mathbf{g} \\ \mathbf{C}\mathbf{x}^{\text{DS}} + \mathbf{D}\mathbf{y}^{\text{DS}} = \mathbf{E}\zeta \\ P_{s,t}^{\text{D},\text{E}} = \hat{P}^e \end{cases} \end{cases} \quad (40)$$

式中: $\mathbf{x}^{\text{DS}}$ 、 $\mathbf{y}^{\text{DS}}$ 分别为 DN 规划的投资决策变量和运行变量, 其中, 投资决策变量包含变电站投资容量和线路类型, 运行变量包含与 ES 的交换功率和从上级电网的购电功率; $\mathbf{X}^{\text{DS}}$ 、 $\mathbf{Y}^{\text{DS}}$ 分别为 DN 投资变量集合和运行变量集合; ζ 为协调规划时运行阶段的不确定性变量; $\mathbf{A}$ 、 $\mathbf{B}$ 、 $\mathbf{C}$ 、 $\mathbf{D}$ 、 $\mathbf{E}$ 和 $\mathbf{f}$ 、 $\mathbf{g}$ 分别为 DN 规划模型中变量的系数矩阵和系数向量; $P_{s,t}^{\text{D},\text{E}}$ 为 DN 和 ES 的交换功率; $\hat{P}^e$ 为迭代求解中的一致性变量; $E_{\zeta}[Q(\mathbf{x}^{\text{DS}}, \zeta)]$ 为基于不确定性的期望成本, 期望通过不确定性分布的概率加权得到。

假设通过 N 个离散场景 $\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_N$ 表示光伏出力和负荷的不确定性, 每个场景的发生概率分别为 $p_1, p_2, \dots, p_N$, 则期望成本表示为:

$$Q(\mathbf{x}^{\text{DS}}, \zeta) = \min_{\mathbf{y}(\zeta)} [f_{\text{ope}}(\mathbf{x}^{\text{DS}}, \mathbf{y}^{\text{DS}}, \zeta)] \quad (41)$$

$$E_{\zeta}[f_{\text{ope}}(\mathbf{x}^{\text{DS}}, \zeta)] = \sum_{s=1}^N p_s Q(\mathbf{x}^{\text{DS}}, \zeta_s) = Q(\mathbf{x}^{\text{DS}}, p_1 \zeta_1 + p_2 \zeta_2 + \dots + p_N \zeta_N) \quad (42)$$

式中: $f_{\text{ope}}(\cdot)$ 为运行成本具体形式; $\mathbf{y}(\zeta)$ 表示在不同 ζ 实现下的运行决策。

同样地, ES 运行模型的不确定性形式如下:

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{y}^{\text{ES}} \in \mathbf{Y}^{\text{ES}}} E_{\zeta}[f_{\text{ope}}(\mathbf{y}^{\text{ES}}, \zeta)] \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{F}\mathbf{y}^{\text{ES}} \leq \mathbf{n} \\ \mathbf{G}\mathbf{y}^{\text{ES}} = \mathbf{H}\zeta \\ P_{s,t}^{\text{E},\text{D}} = \hat{P}^e \end{cases} \end{cases} \quad (43)$$

$$E_{\zeta}[f_{\text{ope}}(\mathbf{y}^{\text{ES}}, \zeta)] = \sum_{s=1}^N p_s Q(\mathbf{y}^{\text{ES}}, \zeta_s) = Q(\mathbf{y}^{\text{ES}}, p_1 \zeta_1 + p_2 \zeta_2 + \dots + p_N \zeta_N) \quad (44)$$

式中: $\mathbf{y}^{\text{ES}}$ 为 ES 的运行变量, 包含各机组的运行功率以及 DN 的交换功率; $\mathbf{Y}^{\text{ES}}$ 为 ES 运行变量集合; $\mathbf{F}$ 、 $\mathbf{G}$ 、 $\mathbf{H}$ 和 $\mathbf{n}$ 为 ES 运行模型中变量系数向量; $P_{s,t}^{\text{E},\text{D}}$ 为 ES 和 DN 的交换功率。

3.2 基于 ATC 算法的求解方法

本文采用 ATC 算法处理 DN 和 ES 作为不同利益

主体之间的协调规划运行问题^[31]。将共识约束分别替换为惩罚成本格式,分别添加到目标函数中。相应的惩罚成本分别显示为:

$$C_{\text{Ope}}^{\text{DS,pe}}(y^{\text{DS,e}}, \hat{y}^e) = \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \left(\rho^{\text{DS}} \|y^{\text{DS,e}} - \hat{y}^e\| + \gamma \|y^{\text{DS,e}} - \hat{y}^e\|_2^2 \right) \quad (45)$$

$$C_{\text{Ope}}^{\text{ES,pe}}(y^{\text{ES,e}}, \hat{y}^e) = \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \left(\rho^{\text{ES}} \|y^{\text{ES,e}} - \hat{y}^e\| + \gamma \|y^{\text{ES,e}} - \hat{y}^e\|_2^2 \right) \quad (46)$$

式中: ρ^{DS} 、 ρ^{ES} 分别为DN和ES中的一阶拉格朗日乘子; $y^{\text{DS,e}}$ 、 $y^{\text{ES,e}}$ 分别为DN和ES中的交换功率; $\hat{y}^e$ 为迭代交换功率。

更新后的ATC算法交换功率表达式和约束条件分别如式(47)和式(48)所示。

$$\hat{y}^e(n+1) = \frac{y^{\text{DS,e}}(n) + y^{\text{ES,e}}(n)}{2} \quad (47)$$

$$\begin{cases} \max |y^{\text{DS,e}}(n) - \hat{y}^e(n)| \leq \delta \\ \max |y^{\text{ES,e}}(n) - \hat{y}^e(n)| \leq \delta \end{cases} \quad (48)$$

式中: δ 为收敛度参数。

ATC算法中更新的一阶和二阶乘法器用于获得更好的收敛性,具体表示为:

$$\begin{cases} \rho^{\text{DS}}(n+1) = \rho^{\text{DS}}(n) + 2\gamma^2(n)(y^{\text{DS,e}}(n) - \hat{y}^e(n)) \\ \rho^{\text{ES}}(n+1) = \rho^{\text{ES}}(n) + 2\gamma^2(n)(y^{\text{ES,e}}(n) - \hat{y}^e(n)) \\ \gamma(n+1) = \beta \cdot \gamma(n) \end{cases} \quad (49)$$

式中: γ 为二阶拉格朗日乘子; β 为ATC算法参数。

ES支撑下的DN低碳规划模型可以通过调用GUROBI来寻找最优解。首先,初始化DN侧与ES侧的惩罚因子、共识变量、步长参数及迭代步数。其次,根据式(47)更新共识变量。上层子问题以DN规划总成本最小为目标函数求解,得到DN侧的最优交换功率;下层子问题以ES运行总成本最小为目标函数求解,得到ES侧的最优交换功率。最后,根据式(48)计算上、下层子问题求解得到的交换功率与共识变量之间的偏差,判断是否收敛。当 $\delta < 0.01$ 时,认为上、下层交换功率已实现协调一致,算法终止并输出最终规划结果;否则,根据式(49)更新惩罚因子,并返回共识变量更新步骤,进行下一轮迭代,直至满足收敛条件或最大迭代次数为止。详细求解流程见附录A图A1。

4 算例分析

4.1 算例参数

本文采用改进的IEEE 33节点DN进行算例分析。DN低碳规划模型中DN从上级电网、ES的购电价格分别为166 \$/(MW·h)、93.67 \$/(MW·h),政府对可再生能源的补贴价格为62 \$/(MW·h),ES

从DN的购电价格为172.86 \$/(MW·h)。

候选线路参数和ES中各机组设备参数分别见附录A表A1和表A2,模型中的其他参数见附录A表A3。ES和DN的贴现率为0.08^[32]。不确定性处理模型中共设置12个典型场景,各典型场景的概率设置为[0.085, 0.077, 0.085, 0.082, 0.085, 0.082, 0.085, 0.085, 0.082, 0.085, 0.082, 0.085]。ATC算法的最大迭代次数设置为100,收敛精度为 10^{-2} ,拉格朗日乘子及惩罚因子见附录A图A1。

4.2 不同方案结果对比分析

为验证考虑多类型ES共享运行的DN低碳规划模型,分析ZCES CCER收益共享和NCES等效碳排放权共享对规划模型的影响,设置以下4种方案进行对比分析。

方案1:DN规划和多类型ES运行协同优化,不考虑ZCES CCER收益共享和NCES等效碳排放权共享。

方案2:DN规划和多类型ES运行协同优化,但仅考虑NCES与HCES共享等效碳排放权。

方案3:DN规划和多类型ES运行协同优化,但仅考虑ZCES与HCES共享CCER收益。

方案4:DN规划和多类型ES运行协同优化,同时考虑ZCES CCER收益共享和NCES等效碳排放权共享。

不同方案下DN的规划成本和ES的运行成本结果分别如表1和表2所示,详细的投资和运行成本等数据分别如附录B表B1和表B2所示,不同方案下DN的规划方案和拓扑结构分别如附录B表B3和图B1所示。表1中:总成本=运行成本+投资成本+碳排放成本-系统收入。表2中:总成本=运行成本+碳排放成本-系统收入。光伏预测出力如附录C图C1所示,电力负荷和冷负荷分别如附录C图C2和图C3所示。

表1 不同方案下DN规划结果

Table 1 DN planning results under different scenarios

方案	运行成本/\$	投资成本/\$	碳排放成本/\$	系统收入/\$	总成本/\$
1	4.2601×10 ⁶	1.178×10 ⁵	1.6355×10 ⁶	9.670×10 ⁴	5.9168×10 ⁶
2	4.2894×10 ⁶	1.143×10 ⁵	1.6589×10 ⁶	7.560×10 ⁴	5.9870×10 ⁶
3	4.1886×10 ⁶	1.192×10 ⁵	1.5708×10 ⁶	1.717×10 ⁵	5.7069×10 ⁶
4	4.1587×10 ⁶	1.125×10 ⁵	1.5504×10 ⁶	1.730×10 ⁵	5.6486×10 ⁶

表2 不同方案下ES运行结果

Table 2 ES Operation results under different scenarios

方案	运行成本/\$	碳排放成本/\$	系统收入/\$	总成本/\$
1	1.8848×10 ⁶	5.91×10 ⁴	7.1410×10 ⁵	1.2298×10 ⁶
2	1.9074×10 ⁶	0	5.5910×10 ⁵	1.2763×10 ⁶
3	1.4123×10 ⁶	4.84×10 ⁴	1.0146×10 ⁶	4.4610×10 ⁵
4	1.3775×10 ⁶	0	9.6630×10 ⁵	4.1120×10 ⁵

相较于方案1,方案2中ES的总成本增加了 $\$4.65 \times 10^4$,其主要原因在于HCES提供的烟气余热被NCES利用,降低了NCES的电耗,进而减少了用电需求。HCES最小运行功率维持不变,ZCES自发自用电量下降,在年自发自用电量占发电量比例不低于50%的政策约束下,可上网电量减少,其售电收入和CCER收益减少,同时弃光成本上升。夜间,随着NCES电耗的下降,HCES的运行功率和碳排放量随之减少,导致NCES形成的等效碳排放权收益下降。HCES依靠碳配额与NCES共享的等效碳排放权实现碳中和,碳排放成本降为0。但方案2中DN总成本增加 $\$7.02 \times 10^4$,这是因为ZCES日间可上网电量的下降减少了DN可购入的清洁电量,为满足负荷需求,DN增加从上级电网购买的燃煤电量,使运行购电成本和运行碳排放成本上升,同时可再生能源补贴收入降低。

与方案1相比,方案3中ES的运行成本减少了 $\$4.725 \times 10^5$,系统收入增加了 $\$3.005 \times 10^5$,总成本降低了 $\$7.837 \times 10^5$ 。这是由于ZCES通过将获得的CCER收益与HCES共享,对其发电权收益损失进行补偿,从而激励HCES主动让渡发电空间。同时,储冷罐在日间光伏出力较大时刻处于充冷状态,在夜间冷负荷高峰时刻处于放冷状态,起到一定的冷能时移的作用。随着ZCES自发自用功率增加,其可获得的上网电量增加,进而获得更高的售电收益和CCER收益,同时弃光惩罚成本显著降低。HCES在日间为ZCES让渡发电空间,不仅能够获得CCER共享收益,其运行成本和碳排放量也同时下降。由于HCES碳排放量的减少,NCES的运行功率和运行成本也相应降低。

方案3中DN的总成本减少了 $\$2.099 \times 10^5$,这说明考虑ZCES CCER收益共享可以降低DN的规划成本。DN可从ZCES购买的清洁能源增加,能够获得更多的可再生能源补贴收入。同时,减少了从上级电网购买的燃煤电量,降低了运行成本和碳排放成本。由于HCES进行了发电让渡,在傍晚用电高峰但光伏出力减小的时候,ZCES需要先满足本地负荷,上网电量有限,同时需要从DN购电,导致变电站投资容量增大,投资成本增多。

在方案3的基础上,方案4进一步考虑了NCES的等效碳排放权共享,使得DN的运行成本和投资成本比方案1分别降低了 $\$1.014 \times 10^5$ 和 $\$9.6 \times 10^3$,总成本降低了 $\$4.32 \times 10^4$ 。由图3可知:方案3和方案4中DN和ES的交互功率呈现相似的趋势:ES在电能供应不足时从DN购买电能,在ZCES光伏出力较高时段(8—18 h),将过剩的清洁能源出售给DN。通过共享CCER收益,HCES为ZCES让渡发电上网空间。从附录C图C4所示的变电站负荷中可

看出,方案4中DN变电站的峰值负荷降低,特别是在18 h,负荷从方案3中的4.53 MW降低到4.21 MW。具体原因分析如下。

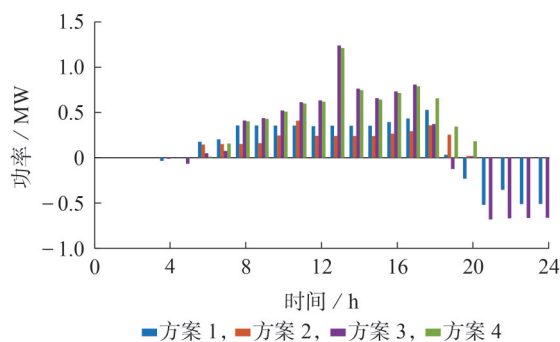


图3 DN和ES的交换电功率

Fig.3 Electric power exchange between DN and ES

方案4的电功率、冷功率分布情况分别如附录C图C5、C6所示。方案4考虑NCES的等效碳排放权后,NCES利用HCES提供的烟气余热降低电耗,使得日间ZCES出力功率和上网功率减少,获得的售电功率和CCER收益降低。在夜间,NCES的低电耗和等效碳排放权支持HCES以高功率运行,同时实现碳中和,并减少从DN的购电。但DN在夜间减少的燃煤电量大于日间减小购买的清洁电量,DN变电站的运行成本降低,进而减少了DN的运行碳排放成本。同时,在日负荷最大且ZCES发电电量有限的情况下,使得ZCES上网电量达到最大,降低变电站的配置容量。

方案4中DN的总碳排放成本从方案1的 $\$1.6355 \times 10^6$ 降低至 $\$1.5504 \times 10^6$ 。这是由于DN可以从ZCES购买清洁能源,减少从上游电网购买的燃煤电力,来满足DN的负荷需求。一方面,ZCES提供的清洁能源减少了变电站设备容量,有效减少了设备投资带来的材料碳排放。另一方面,由于清洁能源的接入,DN从上游电网购买的燃煤发电功率减少,运行碳排放成本也相应降低。

方案4中ES的碳平衡情况如附录C图C7所示。0—5 h,电制冷机由HCES供能,依靠碳配额实现碳中和。6—18 h,电制冷机由ZCES与HCES供能,HCES让渡发电空间,依靠碳配额实现碳中和。19—24 h,HCES高负荷运行,依靠碳配额和NCES的等效碳排放权实现碳中和。

综上所述,考虑多类型ES共享运行,有助于提高DN规划和ES运行的低碳经济性,实现共赢。

4.3 算法收敛性分析

本文采用ATC算法求解考虑多类型ES共享的DN低碳规划模型,迭代收敛情况见附录C图C8。

各个方案在求解难度上接近,在16次迭代后逐步收敛,交互功率误差降低到 10^{-2} 的范围内,表明算

法可以快速稳定地逼近最优解。由此得知,ATC算法在求解本文考虑多类型ES共享运行的DN低碳规划模型方面具有良好的收敛性。

4.4 关键参数对规划的影响

4.4.1 不同CCER收益共享程度对规划的影响

在本文中,DSF最大值 $\sigma_{\max}$ 的设定对CCER收益共享有较大的影响。 $\sigma_{\max}$ 设定过大或过小,均会导致共享效果较差,DN规划总成本偏高。在方案4下分别将 $\sigma_{\max}$ 设定为0.3、0.35、0.4、0.45、0.5、0.55、0.6进行对比,研究不同收益共享程度对规划的影响。运行结果如附录C图C9(a)所示。在不同 $\sigma_{\max}$ 取值下,DN规划总成本与ZCES CCER收益呈现出显著的非线性变化特征。随着 $\sigma_{\max}$ 由0.3逐步增大,系统总成本整体呈下降趋势,而CCER收益明显提升,表明共享程度的适度放宽有助于增强ZCES减排能力,同时提升系统经济性。当 $\sigma_{\max}$ 进一步增大至较高水平时,DN规划总成本出现上升,ZCES CCER收益开始下降,说明过高的共享程度导致ES出力方案不合理,对降低DN规划成本和提升减排收益的边际作用减弱。

可见, $\sigma_{\max}$ 的制定需要综合考虑多方因素,一方面需要尽量降低DN规划总成本,提升ZCES减排能力,另一方面要防止 $\sigma_{\max}$ 过大导致不合理的ES出力方案,降低系统经济性和低碳性。

4.4.2 不同CCER价格对规划的影响

CCER价格对DN规划成本及ZCES CCER收益的影响如附录C图C9(b)所示。从整体趋势来看,CCER价格与DN规划成本呈反比关系,与ZCES CCER收益呈正比关系。这是因为CCER价格的增加,ZCES出售CCER获得的收益增加,进而可以激励HCES让渡更多的发电空间,DN可购买更多的清洁电量,总成本降低。

4.4.3 不同碳排放权交易价格对规划的影响

碳排放权交易价格对DN规划成本的影响如附录C图C10所示。从整体趋势来看,碳排放权交易价格与DN规划成本呈正比关系。这是因为随着碳排放权交易价格的提升,DN的材料碳排放成本和运行碳排放成本增加。

5 结论

本文提出了一种考虑多类型ES共享运行的DN低碳规划模型,算例结果表明:

1)HCES与ZCES CCER收益共享机制和NCES的等效碳排放权共享机制可降低整体系统碳排放量并提升能源利用率;

2)考虑多类型ES的低碳共享可以进一步促进ES运行与DN规划的低碳经济性,更有效地提升DN规划的经济性和环境效益;

3)本文采用ATC算法求解考虑ES共享的DN低

碳规划模型,能够在有限迭代次数内收敛;

4)DSF最大值的制定需考虑多方因素,合理的设定对保障系统经济性与低碳性具有重要意义。

本文ES共享与运行模型较粗糙,未来将进一步在DN规划中融入ES共享与运行过程的精细化机理模型。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 张智刚,康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报,2022,42(8):2806-2818.
Zhang Zhigang,Kang Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE,2022,42(8):2806-2818.
- [2] 孙晓荣,尤咏,潘学萍,等. 计及碳市场和绿证市场的配电网投资效益动态评估[J]. 电力自动化设备,2024,44(5):103-111.
Sun Xiaorong,You Yong,Pan Xueping,et al. Dynamic evaluation of investment benefit for distribution network considering carbon market and green certificate market[J]. Electric Power Automation Equipment,2024,44(5):103-111.
- [3] 舒印彪,赵勇,赵良,等. “双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径[J]. 中国电机工程学报,2023,43(5):1663-1671.
Shu Yinbiao,Zhao Yong,Zhao Liang,et al. Study on low carbon energy transition path toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE,2023,43(5):1663-1671.
- [4] Jia J D,Li H Q,Wu D,et al. Multi-objective optimization study of regional integrated energy systems coupled with renewable energy, energy storage, and inter-station energy sharing[J]. Renewable Energy,2024,225:120328.
- [5] 陈鑫,王果,闵永智,等. 计及低碳与经济的配电网源-网-荷-储协同规划模型[J]. 电力系统保护与控制,2025,53(7):1-15.
Chen Xin,Wang Guo,Min Yongzhi,et al. A source-network-load-storage collaborative planning model for a distribution network considering low carbon and economy[J]. Power System Protection and Control,2025,53(7):1-15.
- [6] He S J,Gao H J,Chen Z,et al. Low-carbon distribution system planning considering flexible support of zero-carbon energy station[J]. Energy,2022,244:123079.
- [7] Yang Y,Qiu J,Zhang C X. Distribution network planning towards a low-carbon transition:a spatial-temporal carbon response method[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2024,15(1):429-442.
- [8] Meng Q W,Guo M,Zhao R,et al. Research on low carbon power system planning method for offshore oilfield considering wind power and carbon capture,utilization and storage[J]. Electric Power Systems Research,2025,248:111907.
- [9] 程杉,程颖,贺彩,等. 考虑不确定性的配电网-多综合能源系统分布式协同规划[J]. 电力自动化设备,2024,44(11):24-32.
Cheng Shan,Cheng Ying,He Cai,et al. Distributed collaborative planning of distribution network-multiple integrated energy system considering uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment,2024,44(11):24-32.
- [10] Mao J C,Jafari M,Botterud A. Planning low-carbon distributed power systems:evaluating the role of energy storage[J]. Energy,2022,238:121668.
- [11] 王丹阳,张沈习,程浩忠,等. 考虑数据中心用能时空可调的多区域能源站协同规划[J]. 电力系统自动化,2023,47(3):77-85.

- Wang Danyang, Zhang Shenxi, Cheng Haozhong, et al. Coordinated planning of multi-regional energy stations considering spatio-temporal adjustment of energy consumption in data centers[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(3): 77-85.
- [12] Xiang S Z, Xu D, Wang P D, et al. Optimal expansion planning of 5G and distribution systems considering source-network-load-storage coordination[J]. Applied Energy, 2024, 366: 123372.
- [13] Liu Z X, Wu J, Cui S T, et al. An energy collaboration framework considering community energy storage and photovoltaic charging station clusters[J]. Journal of Energy Storage, 2025, 116: 115976.
- [14] 高伟凯, 何川, 刘天琪, 等. 考虑微电网联盟协调运行的用户侧共享储能多计费方式博弈定价方法[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(9): 16-23.
- Gao Weikai, He Chuan, Liu Tianqi, et al. Multi-package game pricing method of user-side shared energy storage considering coordinated operation of microgrid alliance[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 16-23.
- [15] 杨昭, 艾欣. 考虑电能共享的综合能源楼宇群分布式优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3769-3776.
- Yang Zhao, Ai Xin. Distributed optimal scheduling for integrated energy building clusters considering energy sharing[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3769-3776.
- [16] 严嘉鑫, 范宏, 贾庆山, 等. 计及共享氢储能和虚拟储能的多园区综合能源系统协同规划[J]. 智慧电力, 2025, 53(6): 10-18.
- Yan Jiaxin, Fan Hong, Jia Qingshan, et al. Collaborative planning of multi-park integrated energy systems considering shared hydrogen energy storage and virtual energy storage[J]. Smart Power, 2025, 53(6): 10-18.
- [17] 王杰, 贾宏杰, 靳小龙, 等. 基于电-氢-热P2P交易的分布式智能电网低碳优化运行方法[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(9): 40-51.
- Wang Jie, Jia Hongjie, Jin Xiaolong, et al. Low-carbon operation optimization method for distributed smart grid based on electricity-hydrogen-heat peer-to-peer trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(9): 40-51.
- [18] 李宏仲, 孙孟珊, 魏静怡. 不同交易模式下日前电碳耦合市场运行策略[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(7): 148-155, 164.
- Li Hongzhong, Sun Mengshan, Wei Jingyi. Operation strategy of day-ahead electricity-carbon coupling market under different trading modes[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(7): 148-155, 164.
- [19] 陈颖伦, 夏沛, 张晓星, 等. 考虑CCER机制的碳市场中风-火电装机容量发展趋势[J]. 高电压技术, 2025, 51(6): 3021-3031.
- Chen Yinglun, Xia Pei, Zhang Xiaoxing, et al. Development trend of wind-thermal installed capacity in carbon market considering CCER mechanism[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(6): 3021-3029.
- [20] Su X, Zhang Q, Fu Z, et al. The coordinated multi-energy trading framework for integrated energy systems considering electricity-hydrogen trading and carbon emission flow[J]. Energy, 2025, 339: 139145.
- [21] 李鹏, 刘浩, 李雨薇. 考虑两阶段碳交易的多园区综合能源微电网混合博弈优化运行方法[J]. 电工技术学报, 2025, 40(15): 4788-4803.
- Li Peng, Liu Hao, Li Yuwei. Multi-park integrated energy microgrids hybrid game optimization strategy considering two-stage carbon trading[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(15): 4788-4803.
- [22] 万屹, 侯慧, 戈翔迪, 等. 考虑碳排放多级利用的综合能源系统两阶段混合博弈共赢策略[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(5): 69-79.
- Wan Yi, Hou Hui, Ge Xiangdi, et al. Two-stage mixed-game win-win strategy for integrated energy system considering multi-stage utilization of carbon emission[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(5): 69-79.
- [23] 王宇航, 曾平良, 陈哲, 等. 考虑电-证耦合交易的微网联盟低碳优化调度策略[J/OL]. 电力系统自动化, 2025-09-08: 1-14. <https://doi.org/10.7500/AEPS20250310008>.
- [24] 刘自发, 张子腾. 考虑多主体博弈的配电网源网荷储协同规划[J]. 电网技术, 2023, 47(12): 5046-5056.
- Liu Zifa, Zhang Ziteng. Collaborative planning of distribution network source-network-load-storage considering multi-agent game[J]. Power System Technology, 2023, 47(12): 5046-5056.
- [25] 曾国钧, 伍广斌, 黄文歆, 等. 基于分时碳交易的配用电系统两阶段低碳优化[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(8): 96-105.
- Zeng Guojun, Wu Guangbin, Huang Wenxin, et al. Two-stage low-carbon optimization of power distribution and consumption system based on time-of-use carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(8): 96-105.
- [26] 李咸善, 杨华, 张远航, 等. 考虑CCER机制的虚拟电厂电碳市场运营策略[J/OL]. 现代电力, 2025-03-25: 1-13. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0244>.
- [27] 杨易达, 高红均, 刘挺坚, 等. 考虑CCER收益共享激励火电机组深度调峰的电力系统低碳调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(9): 121-128.
- Yang Yida, Gao Hongjun, Liu Tingjian, et al. Low carbon dispatch of power system considering CCER revenue sharing incentive for deep peak-shaving of thermal power units[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 121-128.
- [28] 朱文韬, 杜振, 张杨, 等. 燃煤烟气固体吸附二氧化碳捕集技术研究进展[J]. 热力发电, 2025, 54(6): 64-78.
- Zhu Wentao, Du Zhen, Zhang Yang, et al. Research progress on solid adsorption carbon dioxide capture technology for coal-fired flue gas[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(6): 64-78.
- [29] Zhao Y M, Wang D, Wang X L. Research on investment decision-making of energy storage power station projects in industrial and commercial photovoltaic systems based on government subsidies and revenue sharing[J]. Energy, 2025, 336: 138407.
- [30] 王明博, 李刚, 李亚鹏, 等. 计及不同交易方式的梯级水电站的中长期合约电量分解方法[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(7): 2514-2526.
- Wang Mingbo, Li Gang, Li Yapeng, et al. Decomposition method for medium and long-term contract of cascaded hydropower considering multiple trading modes[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(7): 2514-2526.
- [31] Yan X Y, Gao C W, Meng J, et al. An analytical target cascading method-based two-step distributed optimization strategy for energy sharing in a virtual power plant[J]. Renewable Energy, 2024, 222: 119917.
- [32] Wang C L, Liu C M, Zhou X L, et al. Flexibility-based expansion planning of active distribution networks considering optimal operation of multi-community integrated energy systems[J]. Energy, 2024, 307: 132601.

作者简介:

田浩(2002—),男,硕士研究生,主要研究方向为配电网规划(E-mail: tianhao209@stu.scu.edu.cn);

贺帅佳(1994—),男,副研究员,博士,通信作者,主要研究方向为智能电网规划运行、需求响应等(E-mail: shuaijiahe@scu.edu.cn)。

(编辑 任思思)

Low-carbon planning method for distribution system considering multi-energy station sharing

Tian Hao, He Shuaijia, Liu Junyong, Liu Youbo

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

Abstract: To address both the heterogeneity of carbon emissions and the complexity of sharing among multiple types of energy stations (ESs), a low-carbon planning method for distribution network (DN) is proposed, which considers low-carbon sharing among high-carbon, zero-carbon and negative-carbon ESs. A sharing operation model for multi-type ESs is established based on carbon market policy, in which high-carbon ESs share Chinese certified emission reduction revenues with zero-carbon ESs, and share equivalent carbon emission allowances with negative-carbon ESs. Considering the energy coupling relationship between ES and DN, a low-carbon DN planning model supported by ES sharing is established. The model aims to maximize the total system profit while comprehensively considering the DN costs for investment, operation and carbon emission, and the synergistic operational benefits of ESs. To address the fact that the DN and ES belong to different stakeholders, the analytical target cascading algorithm is employed to solve the proposed planning model. Case studies based on a modified IEEE 33-node system verify that the proposed method can effectively reduce DN investment costs and carbon emission level while enhancing the overall operational benefits of multiple types of ESs.

Key words: distribution system; low-carbon planning; energy station; carbon trading; benefit sharing; analytical target cascading algorithm

(上接第70页 continued from page 70)

Optimal scheduling of multi-energy complementary power generation system integrating exergy efficiency and inertia compensation

Liu Peijin¹, Jiao Yuchan¹, Wei Ping², Dang Jialu¹, Feng Hanyun¹, Sun Yige¹

(1. School of Mechanical and Electrical Engineering, Xi'an University of Architecture and Technology, Xi'an 710055, China; 2. Northwest Branch of State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, China)

Abstract: To address the issues of “prioritizing energy quantity over energy quality” in multi-energy complementary power generation system and the insufficient grid inertia caused by the grid-connection of high proportion of wind and solar power, a multi-objective optimization scheduling method integrating exergy efficiency and inertia compensation is proposed. A multi-dimensional energy efficiency evaluation model based on thermodynamic exergy is constructed to lay a foundation for the realization of quantity-quality coordinated optimization. An equivalent inertia model containing concentrated solar power and advanced adiabatic compressed air energy storage is established to quantify the inertia support capability. Furthermore, the frequency inertia constraint and inertia compensation mechanism based on the system's maximum rate of change of frequency (RoCoF) and the frequency nadir are introduced. A multi-objective optimization model is constructed to maximize exergy efficiency and minimize the comprehensive cost of carbon emissions and inertia compensation, and an improved multi-objective sparrow search algorithm is adopted for solution. Case studies and simulations are carried out based on the modified IEEE 39-bus system to validate the effectiveness of the proposed method. The results show that compared with the traditional economic-oriented scheduling methods, the proposed optimal scheduling method can increase the system exergy efficiency by 3.87% while reducing carbon emissions by 34.87%, and reduce the duration of insufficient inertia from 87.5% of the whole day to 0. At the same time, it improves the utilization rate of renewable energy units with high exergy efficiency and promotes the cascade utilization of energy.

Key words: multi-energy complementary power generation system; exergy efficiency; inertia compensation; multi-objective optimal scheduling; carbon emissions; multi-objective sparrow search algorithm