

含碳-绿色证书联合交易机制的综合能源系统 日前优化调度

骆 钊¹,秦景辉¹,梁俊宇²,沈 赋¹,刘泓志¹,赵 明²,王菁慧¹

(1. 昆明理工大学 电力工程学院,云南 昆明 650500;2. 云南电网有限责任公司电力科学研究院,云南 昆明 650217)

摘要:随着能源互联和低碳电力的持续推进,综合能源系统(IES)将成为节能减排的重要载体。结合碳排放权交易(CET)和绿色证书交易(GCT)机制,提出含碳-绿色证书联合交易机制的IES优化运行模型。在分析CET和GCT机制的基础上,搭建碳-绿色证书联合交易市场框架,打破传统碳和绿色证书市场交易的壁垒;综合考虑IES的购电成本、购气成本、设备运行维护成本,建立考虑条件风险价值的碳-绿色证书联合交易模型,并将其引入IES运行优化模型中。算例结果表明:在IES中考虑CET和GCT机制具有较高的经济性与可行性,可提高可再生能源消纳率并减少系统碳排放量。

关键词:低碳;综合能源系统;碳交易;绿色证书交易;运行优化

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202109042

0 引言

习近平主席在2020年第七十五届联合国大会上承诺,我国将于2030年左右使二氧化碳排放达到峰值并争取尽早实现,使非化石能源占一次能源消费比重达到20%左右,努力争取2060年前实现碳中和^[1]。国家发改委、国家能源局在“十三五”规划中明确制定了能源发展目标和电力发展目标,旨在增加非化石能源发电占比,依靠清洁能源初步构建现代能源体系^[2]。

综合能源系统IES(Integrated Energy System)通过对能源的产生传输、分配转换、存储消费等环节进行协调和优化,整合冷、热、电、天然气等多种能源,实现多能源间的协调规划、优化运行,最终形成能源产、供、销一体化,是实现减排目标的重要技术手段之一^[3]。考虑节能减排的IES调度运行和模型方法的研究已取得了一定进展。文献[4]构建以发电燃煤成本与碳排放成本最小为目标的合同电量节能模型,分析碳排放权交易CET(Carbon Emission Trading)下2种节能调度模式对火电的影响;文献[5]提出一种以系统综合成本最小为目标,考虑多能负

荷不确定性的区域电气IES分布鲁棒扩展规划模型;文献[6]考虑电力、天然气等相关约束,建立以系统投资成本最小为目标的气电互联IES长期协调规划模型;文献[7]在计算负荷节点和线路等效传输功率的基础上将有损网络转换为无损网络,补充并完善碳排放流理论;文献[8]在低碳经济理念的基础上将阶梯型CET引入电力系统经济调度中,建立含CET的大规模储能-抽蓄复合优化调度模型;文献[9]考虑多能园区实时环境约束,将历史碳排放量分解为多能园区碳排放量约束,建立含多能园区新型城镇环境约束的优化调度模型。现有研究在IES中考虑的CET模型较为简单,且没有考虑可再生能源出力不确定性导致交易存在的市场风险,因此有必要深化CET模型以及引入市场风险度量方法。

可再生能源配额制RPS(Renewable Portfolio Standard)和绿色证书交易GCT(Green Certificate Trading)机制为提高可再生能源发电消纳率以及降低碳排放提供了新的途径。文献[10]建立含CET机制和电转气设备的电-气-热IES模型,比较不同CET机制下系统的低碳性和经济性;文献[11]基于合作博弈论构建可再生能源发电商与配电商的绿色证书双边交易模型,定量计算GCT机制实现社会福利最大化的基准参数;文献[12]提出综合考虑能源和绿色证书市场日前预测和实时分析两阶段均衡模型,考虑可再生能源发电的不确定性,利用强对偶定理和二元展开方法将模型进行线性化求解。目前IES中的高占比可再生能源面临消纳率低的问题,政府出台了一系列政策来解决该问题,其中包括RPS和GCT机制^[13]。相较于传统的电价补贴政策,RPS和GCT机制是另一种选择,其实质是将可再生能源政府财政直补方式逐渐过渡到市场化补贴方式^[14]。

收稿日期:2021-06-08;**修回日期:**2021-08-14

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51907084);云南省应用基础研究计划资助项目(2101AT070080);昆明理工大学高层次人才平台建设项目(KKZ7202004004);云南电网有限责任公司科技项目(YNKJXM20190087)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51907084), Applied Basic Research Foundation of Yunnan Province(2101AT070080), High Level Platform Construction Project of Kunming University of Science and Technology(KKZ7202004004) and the Science and Technology Project of Yunnan Power Grid Co.,Ltd.(YNKJXM20190087)

CET 和 GCT 机制两者互补,是兼顾电力经济和节能减排的重要手段,可有效减少电力系统的碳排放,系统为获得绿色证书收益会优先消纳可再生能源,从而减少燃气轮机的碳排放量。这既节省了碳配额,又可将剩余碳排放量进行交易获得碳收益,因此有必要将 CET 和 GCT 机制引入 IES 中。

鉴于此,本文提出含碳-绿色证书联合交易机制的 IES 优化运行模型。首先,分析 CET 和 GCT 机制以及在 IES 中实施该机制的可行性,现阶段 IES 中可再生能源占比较高,具备实施 CET 和 GCT 机制的基础;其次,建立计及 CET 和 GCT 机制的联合交易市场价值风险模型,并将其融入 IES 优化模型中,比较不同案例下模型的经济性,CET 和 GCT 机制的引入可提高可再生能源消纳率并降低系统运行成本;最后,研究不同的 CET 价格、绿色证书价格以及天然气价格对 IES 运行成本的影响,为 CET 和 GCT 价格制定及机制落地提供参考。

1 碳-绿色证书联合交易概念

1.1 CET 机制

CET 机制指通过建立合法的 CET 认定机制并允许对其进行买卖,实现控制碳排放量的交易机制^[15]。企业根据政府或者监管部门制定的碳配额调节生产计划。若该过程中产生的碳排放量高于碳配额,则需要从 CET 市场中购买碳排放量;若碳排放量低于碳配额,则可出售多余的碳排放量,获得相应收益。

1.2 GCT 机制

GCT 是对可再生能源发电商颁发的一种凭证,证明发电商有部分电力源于可再生能源^[16]。GCT 机制是保证 RPS 有效贯彻的配套措施,实施 RPS 和 GCT 机制的目的是将可再生能源发电由政府直补方式逐渐过渡到市场化补贴方式^[17]。

1.3 碳-绿色证书联合交易市场

为了完善 CET 市场和 GCT 机制,提高市场交易的灵活性,本文设计碳-绿色证书联合交易市场框架,如图 1 所示。交易流程为:IES 向行政监管部门提出申请,待监管部门审核合格后参与 GCT,监管部门为各 IES 分配不同的碳配额和可再生能源配额;满足配额要求的 IES 在 GCT 平台和 CET 平台上出售绿色证书和碳配额量,不满足配额制要求的 IES 或其他机构可在平台上购买绿色证书和碳配额量,以免被惩罚;IES 确定交易量和交易价格后,在各平台上进行交易结算,获得相应收益。

2 碳-绿色证书成本模型

2.1 CET 成本

现阶段国内主要采用免费分配方法来分配碳配额。本文采用基准线法和预分配的方法确定 IES 中无偿碳配额^[18]。IES 中的碳排放源主要包括燃气轮

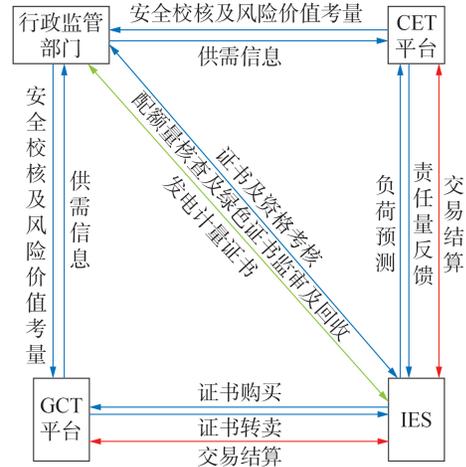


图1 碳-绿色证书联合交易市场框架
Fig.1 Market framework of carbon-green certificate coordinated trading

机和燃气锅炉,其免费碳配额由式(1)确定。

$$\begin{cases} C_L = C_q + C_h \\ C_q = P_g^t B_g F_e F_r F_f \\ C_h = Q_b^t B_h \end{cases} \quad (1)$$

式中: C_L 为免费碳配额; C_q 为燃气轮机碳配额; C_h 为燃气锅炉碳配额; P_g^t 为 t 时刻燃气轮机的发电功率; B_g 为燃气轮机碳排放基准,单位为 $t / (MW \cdot h)$; F_e 为燃气轮机冷却方式修正系数,水冷方式下其值为1,气冷方式下其值为1.05; F_r 为燃气轮机供热量修正系数,可由 $1 - 0.22\alpha_{CT}$ 计算得到, α_{CT} 为热电比; F_f 为燃气轮机负荷(出力)系数修正系数; Q_b^t 为 t 时刻燃气锅炉输出功率; B_h 为燃气锅炉碳排放基准,单位为 t / GJ 。

IES 的实际碳排放量 C_p 由燃气轮机和燃气锅炉的出力决定^[19],具体如式(2)所示。

$$C_p = \sum_{i=1}^h [a_1 + b_1 P_g^i + c_1 (P_g^i)^2] + \sum_{i=1}^h [a_2 + b_2 Q_b^i + c_2 (Q_b^i)^2] \quad (2)$$

式中: a_1, b_1, c_1 为燃气轮机碳排放计算系数; a_2, b_2, c_2 为燃气锅炉碳排放计算系数; h 为调度总时刻数, $h=24$ 。

阶梯型 CET 成本计算模型^[20]为:

$$C_{CO_2} = \begin{cases} \lambda(C_p - C_L) & C_p \leq C_L + d \\ \lambda d + (1 + \lambda)\lambda(C_p - C_L - d) & C_L + d < C_p \leq C_L + 2d \\ (2 + \sigma)\lambda d + (1 + 2\sigma)\lambda(C_p - C_L - 2d) & C_L + 2d < C_p \leq C_L + 3d \\ (3 + \sigma)\lambda d + (1 + 3\sigma)\lambda(C_p - C_L - 3d) & C_L + 3d < C_p \leq C_L + 4d \\ (4 + \sigma)\lambda d + (1 + 4\sigma)\lambda(C_p - C_L - 4d) & C_p > C_L + 4d \end{cases} \quad (3)$$

式中： C_{CO_2} 为IES的CET成本； λ 为市场上的CET价格； d 为碳排放量区间长度； σ 为各阶梯CET价格增长幅度，每上升一个阶梯，CET价格增长 $\sigma\lambda$ 。 $C_p < C_l$ 时， C_{CO_2} 为负，表示CET带来收益。

2.2 GCT模型

按照1.1节介绍的可再生能源消纳量和配额量的关系，设计GCT交易模型如式(4)所示。

$$C_{gre} = \begin{cases} \frac{P_w - P_{res}}{1000} c_{gre}^b - C_f (P_{res} - P_w) & P_w < P_{res} \\ \frac{P_w - P_{res}}{1000} c_{gre}^s & P_w \geq P_{res} \end{cases} \quad (4)$$

式中： c_{gre}^b 、 c_{gre}^s 分别为购买、出售绿色证书的价格； P_w 为可再生能源实际消纳量； P_{res} 为可再生能源日配额量； C_f 为惩罚系数。本文设计的CET和GCT属于日前小时级市场，即IES根据每小时所获得的绿色证书数量和碳配额量参与市场交易。

2.3 碳-绿色证书联合交易风险度量

本文基于以下2点考量，引入条件风险价值CVaR (Condition Value at Risk)方法来量化碳-绿色证书联合交易的市场风险程度^[21]：CVaR由风险价值VaR (Value at Risk)发展而来，在碳-绿色证书联合交易问题中，交易收入能够度量交易量波动风险的影响，反映“增加新能源消纳”和“避免配额标准惩罚”的矛盾关系，是适用于CVaR的建模对象；CVaR能够反映碳-绿色证书联合交易决策结果的所有潜在损失，且模型不需要决策收益符合正态分布等对称性分布，在碳-绿色证书联合交易风险度量中表现出极大的优势。

CET方*i*的市场风险 θ_i^{CVaR} 为：

$$\theta_i^{CVaR} = f(x, \zeta) = \min \left[\zeta + \frac{1}{1-\varphi} \sum_{z=1}^H (-xk_p^z - \zeta)^+ \right] \quad (5)$$

式中： $f(x, \zeta)$ 为构造的辅助函数， x 为CET方交易量， ζ 的优化结果定义为CET成本的VaR值； φ 为置信度； H 为历史交易数据组数； k_p^z 为第*z*组*M*个历史交易数据 K_{p1} 、 K_{p2} 、 \dots 、 K_{pM} 下CET方*i*的综合指标，*M*由调度时长决定，历史交易数据可向交易监管部门申请得到，并非实际投入市场的运行数据，不同地区的历史交易数据加权重不同。

假定共有*g*个CET方，其在交易市场的整体风险为：

$$\theta^{CVaR} = \min \sum_{i=1}^g \theta_i^{CVaR} \quad (6)$$

CET方参与交易的市场风险度量约束如下。

1) 风险值约束。

$$-xk_p^z - \zeta \leq S_z \quad (7)$$

2) 风险值非负约束。

$$S_z \geq 0 \quad z=1, 2, \dots, H \quad (8)$$

式中： S_z 为市场中允许的风险值限值，CET方*i*在第*z*组历史交易数据下的风险值不得大于该值。

同理，GCT风险度量值可表示为：

$$\phi_i^{CVaR} = f(y, \gamma) = \min \left[\gamma + \frac{1}{1-\beta} \sum_{j=1}^D (-ye_p^j - \gamma)^+ \right] \quad (9)$$

式中： $f(y, \gamma)$ 为构造的辅助函数， y 为绿色证书交易数量， γ 的优化结果定义为GCT成本的VaR值； β 为置信度； D 为历史交易数据组数； e_p^j 为第*j*组*N*个历史交易数据 e_{p1} 、 e_{p2} 、 \dots 、 e_{pN} 下GCT方*i*的综合指标，*N*由调度时长决定，历史交易数据可向交易监管部门申请得到，并非实际投入市场的运行数据，不同地区的历史交易数据加权重不同。

假定共有*v*个GCT方，其进入交易市场的整体风险为：

$$\phi^{CVaR} = \min \sum_{i=1}^v \phi_i^{CVaR} \quad (10)$$

GCT方参与交易市场风险度量约束如下。

1) 风险值约束。

$$-ye_p^j - \gamma \leq R_j \quad (11)$$

2) 风险值非负约束。

$$R_j \geq 0 \quad j=1, 2, \dots, D \quad (12)$$

式中： R_j 为市场中允许的风险值限值，GCT方*i*在第*j*组历史交易数据下的风险值不得大于该值。

综上，本文将碳、绿色证书市场风险分别乘以一个风险偏好系数来表示考虑市场风险价值的交易成本，即：

$$\begin{cases} C_{CO_2}^{CVaR} = \Gamma \theta^{CVaR} \\ C_{gre}^{CVaR} = L \phi^{CVaR} \end{cases} \quad (13)$$

式中： $C_{CO_2}^{CVaR}$ 为IES考虑市场风险的CET成本，单位为元； C_{gre}^{CVaR} 为考虑市场风险的绿色证书收益，单位为元； Γ 和*L*分别为碳、绿色证书市场风险偏好系数。

3 含碳-绿色证书联合交易的IES优化模型

本文建立基于能源集线器的IES如图2所示^[22]。其中能量输入为电网、燃气轮机、风电、光伏和天然气；能量转化设备为燃气锅炉、电制冷机、余热回收装置；能量存储设备为蓄电池、储热装置和储气装置。下文具体介绍含碳-绿色证书联合交易的IES优化调度详细模型。

3.1 目标函数

对于含CET和GCT机制的并网运行IES，考虑到配额制要求和存在的市场风险，将2.3节中考虑CVaR的碳-绿色证书联合交易模型引入IES优化模型中，以购电成本、购气成本、CET成本、绿色证书收

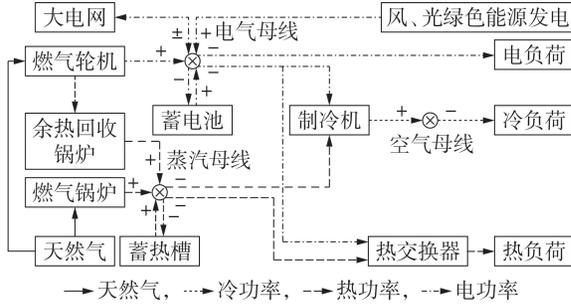


图2 IES结构图

Fig.2 Structure diagram of IES

益和系统中其他设备运维成本最小为目标函数:

$$\min C = C_e + C_{gas} + C_{es} + C_{hs} + C_{CO_2}^{CVaR} - C_{gre}^{CVaR} \quad (14)$$

式中: C 为 IES 运行成本, 单位为元; C_e 为购电成本, 单位为元; C_{gas} 为购气成本, 单位为元; C_{es} 为蓄電池运行维护成本, 单位为元; C_{hs} 为储热设备运行维护成本, 单位为元。

购电成本为:

$$C_e = \sum_{t=1}^h c_{grid}^t P_{grid}^t \Delta t \quad (15)$$

式中: c_{grid}^t 为 t 时刻系统的购电价格; P_{grid}^t 为 t 时刻 IES 的购电功率; Δt 为调度时长。

购气成本为:

$$C_{gas} = c_{gas} \sum_{t=1}^h \left(\frac{P_g^t}{\eta_g} + \frac{Q_b^t}{\eta_b} \right) \Delta t \quad (16)$$

式中: c_{gas} 为天然气单位热值价格; η_g 、 η_b 分别为燃气轮机和燃气锅炉的效率。

假设蓄電池的单次充、放电成本相同, 购买成本为 $C_{purchase}$, 无损坏情况下使用次数为 M_{cycles} , 则其单次完全充、放电成本 C_r 为:

$$C_r = \frac{C_{purchase}}{M_{cycles}} \quad (17)$$

则蓄電池运行维护成本为:

$$C_{es} = \sum_{t=1}^h C_r \frac{P_{es,c}^t / P_{es,d}^t}{C_{capacity}} \quad (18)$$

式中: $C_{capacity}$ 为蓄電池容量; $P_{es,c}^t$ 、 $P_{es,d}^t$ 分别为 t 时刻蓄電池的充、放电功率。

储热设备运行维护成本为:

$$C_{hs} = \sum_{t=1}^h c_{hs}^t (Q_{hs,c}^t + Q_{hs,d}^t) \Delta t \quad (19)$$

式中: c_{hs}^t 为 t 时刻储热设备的运行维护成本; $Q_{hs,c}^t$ 、 $Q_{hs,d}^t$ 分别为 t 时刻储热设备的充、放热功率。

3.2 约束条件

1) 绿色证书市场最低售价应为可再生能源电价附加资金补贴的资金现值, 最高售价不应高于对应电量的可再生能源上网电价与燃气轮机标杆电价差值, 则绿色证书市场最低、最高售价限额分别为:

$$c_{gre}^{\min} = \frac{1000(s_i - c)}{(1+r_i)^{h_i+d_i}} \quad (20)$$

$$c_{gre}^{\max} = 1000(s_i - c) \quad (21)$$

式中: c_{gre}^{\min} 、 c_{gre}^{\max} 分别为市场最低、最高售价限额; s_i 为 GCT 方 i 证书上网电价; c 为燃气轮机标杆电价; r_i 为第 i 种绿色能源折现率; h_i 为第 i 种绿色能源电价附加资金补贴结算周期; d_i 为第 i 种绿色能源电价附加资金补贴金额延期支付周期。

2) 绿色证书配额约束。

$$\sum_{i=1}^v G\alpha_i P_i - G_{gre} = G \sum_{i=1}^v \eta_i P_{i0} \quad (22)$$

式中: G 为量化系数, 即生产单位绿色电能可获得绿色证书数量; α_i 为 GCT 方 i 在给定时间内可再生能源发电占比; P_i 为 GCT 方 i 实际发电量; G_{gre} 为绿色证书数量; η_i 为 GCT 方 i 初始分配电量; P_{i0} 为 GCT 方 i 初始分配电量。

3) 电气母线平衡约束。

$$P_{grid}^t + P_g^t + P_{pv}^t + P_{wt}^t + P_{es,d}^t = L_e^t + P_{ec}^t + P_{es,c}^t \quad (23)$$

式中: P_{pv}^t 为 t 时刻光伏的发电功率; P_{wt}^t 为 t 时刻风机的发电功率; $P_{es,d}^t$ 为 t 时刻蓄電池的放电功率; L_e^t 为 t 时刻电负荷; P_{ec}^t 为 t 时刻电制冷机功率; $P_{es,c}^t$ 为 t 时刻蓄電池的充电功率。

4) 热水母线平衡约束。

$$\eta_{wh} Q_{wh}^t = L_h^t \quad (24)$$

式中: η_{wh} 为余热锅炉的效率; Q_{wh}^t 为 t 时刻余热锅炉的功率; L_h^t 为 t 时刻热负荷功率。

5) 冷负荷功率平衡约束。

$$\eta_{ec} P_{ec}^t + \eta_{ac} P_{ac}^t = L_c^t \quad (25)$$

式中: η_{ec} 为电制冷机的制冷系数; η_{ac} 为吸附式制冷机的制冷系数; P_{ac}^t 为 t 时刻吸附式制冷机的功率; L_c^t 为 t 时刻冷负荷功率。

6) 蒸汽母线平衡约束。

$$\eta_{wh} Q_{wh}^t + Q_b^t + Q_{hs,d}^t = Q_{hx}^t + Q_{hs,c}^t \quad (26)$$

式中: Q_{hx}^t 为 t 时刻换热设备的功率。

7) 天然气流量平衡约束。

$$Q_{w,s,n}^t + (Q_{s,h,n}^{t,in} - Q_{s,h,n}^{t,out}) - Q_{l,n}^t = \sum (F_{nm}^{t,out} - F_{nm}^{t,in}) \quad (27)$$

式中: $Q_{w,s,n}^t$ 为 t 时刻气源注入节点 n 的天然气量; $Q_{s,h,n}^{t,in}$ 、 $Q_{s,h,n}^{t,out}$ 分别为 t 时刻储气罐的注入和输出量; $Q_{l,n}^t$ 为 t 时刻节点 n 的天然气负荷; $F_{nm}^{t,out}$ 、 $F_{nm}^{t,in}$ 分别为 t 时刻管道 $n-m$ 间天然气的流出和流入量。

8) 天然气管道约束。

$$F_{nm}^t | F_{mn}^t | = s_{nm} \left[(\pi_n^t)^2 - (\pi_m^t)^2 \right] \quad (28)$$

式中: F_{nm}^t 、 F_{mn}^t 分别为 t 时刻管道 $n-m$ 间天然气的流量、反向流量; s_{nm} 为与管道参数和气体密度有关的常数; π_n^t 、 π_m^t 分别为 t 时刻节点 n 和 m 的压力值。

9) 天然气-热量转换约束。

$$P_{\text{gas}}^t = H_{\text{gas}} Q_{\text{gas}}^t \quad (29)$$

式中: P_{gas}^t 为 t 时刻天然气功率; H_{gas} 为天然气热值; Q_{gas}^t 为 t 时刻天然气流量。

10) 燃气轮机热电平衡约束。

$$\alpha_g P_g^t = \frac{1}{\eta_{\text{wh}}} Q_{\text{wh}}^t \quad (30)$$

式中: α_g 为燃气轮机的热电比。

11) 蓄电池运行约束。

$$\begin{cases} U_{\text{es},c}^t P_{\text{ec},c}^t \leq P_{\text{es},c}^t \leq U_{\text{es},c}^t P_{\text{es},c}^{\text{max}} \\ U_{\text{es},d}^t P_{\text{es},d}^t \leq P_{\text{es},d}^t \leq U_{\text{es},d}^t P_{\text{es},d}^{\text{max}} \\ W_{\text{es}}^t = W_{\text{es}}^{t-1} (1 - \sigma_{\text{es}}) + (\eta_{\text{es},c} P_{\text{es},c}^t - P_{\text{es},d}^t / \eta_{\text{es},d}) \Delta t \\ W_{\text{es}}^{\text{min}} \leq W_{\text{es}}^{t+1} \leq W_{\text{es}}^{\text{max}} \\ U_{\text{es},d}^t + U_{\text{es},c}^t \in (0, 1) \end{cases} \quad (31)$$

式中: $P_{\text{es},c}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{es},c}^{\text{min}}$ 分别为 t 时刻蓄电池充电功率的上、下限; $P_{\text{es},d}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{es},d}^{\text{min}}$ 分别为 t 时刻蓄电池放电功率的上、下限; $U_{\text{es},c}^t$ 、 $U_{\text{es},d}^t$ 分别为 t 时刻蓄电池充、放电状态标记位, 其值为 0 分别表示停止充、放电, 为 1 分别表示进行充、放电; W_{es}^t 为 t 时刻蓄电池储存的电能; σ_{es} 为蓄电池自放电率; $\eta_{\text{es},c}$ 、 $\eta_{\text{es},d}$ 分别为蓄电池的充、放电效率; $W_{\text{es}}^{\text{max}}$ 、 $W_{\text{es}}^{\text{min}}$ 分别为蓄电池储能的上、下限。

12) 燃气轮机运行约束。

$$\begin{cases} P_g^t = F_g^t \eta_g \\ U_g^t P_g^{\text{min}} \leq P_g^t \leq U_g^t P_g^{\text{max}} \end{cases} \quad (32)$$

式中: F_g^t 为 t 时刻燃气轮机输入的燃料耗量; U_g^t 为 t 时刻燃气轮机开、停机标记位, 其值为 0 表示停机, 为 1 表示开机; P_g^{max} 、 P_g^{min} 分别为 t 时刻燃气轮机功率的上、下限。

13) 购电功率约束。

$$0 \leq P_{\text{grid}}^t \leq P_{\text{grid}}^{\text{max}} \quad (33)$$

式中: $P_{\text{grid}}^{\text{max}}$ 为系统向电网购电的上限值。

14) 储热设备运行约束。

$$\begin{cases} U_{\text{hs},c}^t Q_{\text{hs},c}^t \leq Q_{\text{hs},c}^t \leq U_{\text{hs},c}^t Q_{\text{hs},c}^{\text{max}} \\ U_{\text{hs},d}^t Q_{\text{hs},d}^t \leq Q_{\text{hs},d}^t \leq U_{\text{hs},d}^t Q_{\text{hs},d}^{\text{max}} \\ W_{\text{hs}}^t = W_{\text{hs}}^{t-1} (1 - \sigma_{\text{hs}}) + (\eta_{\text{hs},c} Q_{\text{hs},c}^t + Q_{\text{hs},d}^t / \eta_{\text{hs},d}) \Delta t \\ W_{\text{hs}}^{\text{min}} \leq W_{\text{hs}}^{t+1} \leq W_{\text{hs}}^{\text{max}} \\ U_{\text{hs},d}^t + U_{\text{hs},c}^t \in (0, 1) \end{cases} \quad (34)$$

式中: $Q_{\text{hs},c}^{\text{max}}$ 、 $Q_{\text{hs},c}^{\text{min}}$ 分别为 t 时刻储热设备充热功率的上、下限; $Q_{\text{hs},d}^{\text{max}}$ 、 $Q_{\text{hs},d}^{\text{min}}$ 分别为 t 时刻储热设备放热功率的上、下限; $U_{\text{hs},c}^t$ 、 $U_{\text{hs},d}^t$ 分别为 t 时刻储热设备充、放热状态标记位, 其值为 0 分别表示停止充、放热, 为 1 分别表示进行充、放热; W_{hs}^t 为 t 时刻储热设备储存的电能; σ_{hs} 为储热设备自放热率; $\eta_{\text{hs},c}$ 、 $\eta_{\text{hs},d}$ 分别为储热设备的充、放热效率; $W_{\text{hs}}^{\text{max}}$ 、 $W_{\text{hs}}^{\text{min}}$ 分别为储热设备功率的上、下限。

15) 光伏、风电出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{pv}}^t \leq P_{\text{pv}}^{\text{p}} \\ 0 \leq P_{\text{wt}}^t \leq P_{\text{wt}}^{\text{p}} \end{cases} \quad (35)$$

式中: P_{pv}^{p} 、 P_{wt}^{p} 分别为 t 时刻光伏、风电单元的预测出力。

16) 能量转换装置电制冷机、吸附式制冷机、余热锅炉、电热锅炉以及热交换器的约束分别为:

$$P_{\text{ec}}^t X_{\text{ec}} = P_{\text{ec-ex}}^t \quad (36)$$

$$\begin{cases} P_{\text{ac}}^t = \omega P_{\text{wh-ex}}^t \\ P_{\text{ac}}^t X_{\text{ac}} = P_{\text{ac-ex}}^t \end{cases} \quad (37)$$

$$P_{\text{eh}}^t X_{\text{eh}} = P_{\text{eh-ex}}^t \quad (38)$$

$$P_{\text{hx}}^t X_{\text{hx}} = P_{\text{hx-ex}}^t \quad (39)$$

式中: X_{ec} 为电制冷机制冷系数; $P_{\text{ec-ex}}^t$ 为 t 时刻电制冷机转换后的电功率; ω 为余热烟气分配系数; $P_{\text{wh-ex}}^t$ 为 t 时刻余热锅炉转换后的热功率; X_{ac} 为吸附式制冷机制冷系数; $P_{\text{ac-ex}}^t$ 为 t 时刻吸附式制冷机转换后的冷功率; X_{eh} 为电热锅炉制热系数; $P_{\text{eh-ex}}^t$ 为 t 时刻电热锅炉转换后的热功率; P_{hx}^t 为 t 时刻热交换器消耗的电功率; X_{hx} 为热交换器制热系数; $P_{\text{hx-ex}}^t$ 为 t 时刻热交换器转换后的热功率。

4 算例分析

4.1 基础数据

为了验证所提优化模型的有效性, 选择某地区 IES 进行算例分析, 算例中的设备容量及参数如附录 A 表 A1 所示。为衡量所提模型的长期效益, 本文选取春、夏、秋、冬四季的典型日进行分析比较。设置日前调度为 24 个时段, 调度时长为 1 h。求解时将系统碳排放量进行分段线性化处理, 将每个区间的调度模型转换为混合整数线性规划 MILP (Mixed Integer Linear Programming) 问题。本文采用 YALMIP+CPLEX 进行仿真求解。

考虑到 GCT 机制处于发展阶段, 设定绿色证书价格为 100 元 / 本, CET 价格为 0.15 元 / kg, 惩罚费用为绿色证书价格或 CET 价格的 3 倍。系统的冷、热、电负荷如附录 A 图 A1 所示, 光伏、风机数据如附录 A 图 A2 所示, 实时电价数据如附录 A 图 A3 所示。天然气价格为 0.35 元 / (kW·h)。

4.2 IES 优化结果分析

本文建立 5 个场景来分析所提含碳-绿色证书联合交易机制的 IES 优化模型的经济性: 场景 I 中 IES 不考虑 CET 和 GCT; 场景 II 中 IES 仅考虑 GCT, 不考虑 CET; 场景 III 中 IES 仅考虑 CET, 不考虑 GCT; 场景 IV 中 IES 同时考虑 CET 和 GCT; 场景 V 中 IES 不仅考虑 CET 和 GCT 且考虑 CET 和 GCT 的市场风险 (CVaR)。冬季算例调度结果如表 1 所示。其他季节算例调度结果见附录 A 表 A2。以冬季典型日为例对调度结果展开分析。

由表 1 可知: 与场景 I 相比, 场景 II—V 的 IES 运行成本分别降低了 10 389.79、4 542.78、15 475.70、13 972.22 元; 与仅考虑 GCT 的场景 II 相比, 场景 IV

表1 冬季算例调度结果

Table 1 Scheduling results of case in winter

| 场景 | 无CET和GCT的系统费用/元 | 碳收益/元 | 绿色证书收益/元 | IES运行成本/元 |
|-----|-----------------|---------|----------|-----------|
| I | 46335.78 | 0 | 0 | 46335.78 |
| II | 45899.24 | 0 | 9953.25 | 35945.99 |
| III | 46979.25 | 5186.25 | 0 | 41793.00 |
| IV | 46542.71 | 5403.76 | 10278.87 | 30860.08 |
| V | 46542.71 | 4953.51 | 9225.64 | 32363.56 |

绿色证书收益增加了325.62元,IES运行成本降低了14.1%;与仅考虑CET的场景III相比,场景IV的碳收益增加了217.51元,IES运行成本降低了26.2%;场景IV的系统运行整体经济性最佳,这是由于考虑CET和GCT机制后,系统可通过提高可再生能源消纳来获得绿色证书和碳收益;与场景IV相比,场景V的碳收益减少了450.25元,绿色证书收益减少了1053.23元,IES运行成本增加了1503.48元,这是由于引入CVaR后,由于可再生能源出力的不确定性,系统减少了对其消纳,且系统对市场风险有一定程度的厌恶,虽然引入CVaR导致IES运行成本增加,但尚可接受。由此可见,CET和GCT有良好的节能减排作用,将其引入IES中有较好的经济性与可行性。

4.3 CET价格和排放量对IES运行成本的影响

图3为阶梯型CET价格对IES运行成本的影响。由图可知:在CET价格由0增至0.25元/kg的过程中,系统的外购能源成本增加,IES运行成本随之增加;在CET价格由0.25元/kg增至0.50元/kg的过程中,系统外购能源由电力转向天然气,系统的外购能源成本增加,系统的碳排放量曲线下降速度变缓,这是由于较高的CET价格激励系统限制碳排放量,CET价格越高,系统对碳排放量的约束越强,带来的碳收益增加,IES运行成本随之降低。

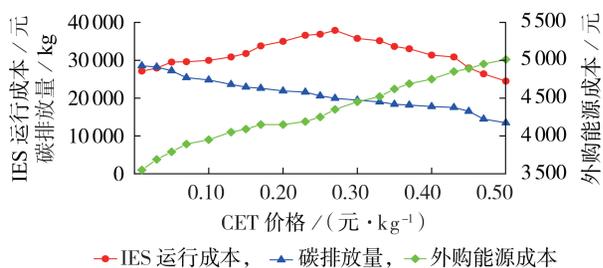


图3 CET价格对IES运行成本的影响

Fig.3 Impact of CET price on operation cost of IES

图4为不同场景下燃气机组(燃气锅炉+燃气轮机)的功率。图中:场景I中燃气机组优先发电以及保证供热平衡,机组功率较多;场景II中系统提高了对可再生能源的消纳,燃气机组功率开始减少,并带来额外的绿色证书收益;场景III中系统加强碳排放量约束,进一步减少了燃气机组功率,并带来了绿色证书收益;场景IV中系统加强对碳排放量的约束,且

增加对可再生能源电量的消纳,燃气机组功率达到最低;场景V中由于可再生能源出力的不确定性,系统减少了对其消纳,电、热负荷由燃气机组承担,燃气机组功率有所增加,但仍低于场景III中功率值,保证了系统运行的环保性。

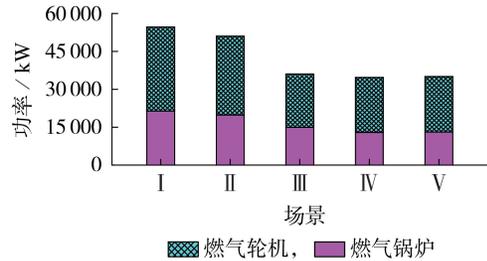


图4 燃气机组功率

Fig.4 Power of gas-fired units

4.4 绿色证书-天然气价格对IES运行成本的影响

图5为绿色证书-天然气价格对IES运行成本的影响。由图可以得出如下结论。

1)当购气价格由0.25元/kg增至0.35元/kg、绿色证书价格为50~70元/本时,IES运行成本增长速度较快,这是由于较低绿色证书价格对IES运行成本的影响较小,系统主要以燃气发电为主。而当绿色证书价格为80~100元/本时,较高的绿色证书价格平抑了系统的购气成本,IES运行成本增长趋势趋于平缓。

2)当购气价格由0.35元/kg增至0.40元/kg、绿色证书价格为70元/本,及购气价格由0.40元/kg增至0.45元/kg、绿色证书价格为80元/本时,IES运行成本上升速度较快,说明此时IES运行成本对绿色证书价格的变化十分敏感。

3)当购气价格由0.40元/kg增至0.50元/kg、绿色证书价格为50~70元/本时,IES运行成本上升速度较快,这是由于较高的购气成本和较低绿色证书收益会导致IES运行成本上升。

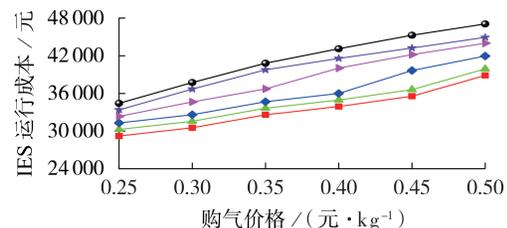


图5 绿色证书-天然气价格对IES运行成本的影响

Fig.5 Impact of green certificate-gas price on operation cost of IES

4.5 碳-天然气价格对IES运行成本的影响

图6为碳-天然气价格对IES运行成本的影响。由图可以得出如下结论。

1)天然气价格的变化会影响系统CET成本的相对权重。当系统的购气价格不变时,IES运行成本随着CET价格的增加而降低,这是由于当系统的CET价格较高时,CET成本的相对权重较高,IES运行成本降低。

2)当CET价格不变时,IES运行成本随着购气价格的增加而增加。当购气价格由0.25元/kg增至0.40元/kg时,IES运行成本上升趋势较快,说明此时天然气价格对系统CET成本相对权重的影响较为明显;而当购气价格由0.40元/kg增至0.55元/kg时,随着CET价格的增加,IES运行成本变化趋势平缓,说明CET成本的相对权重与购气价格变化的影响逐渐达到平衡。

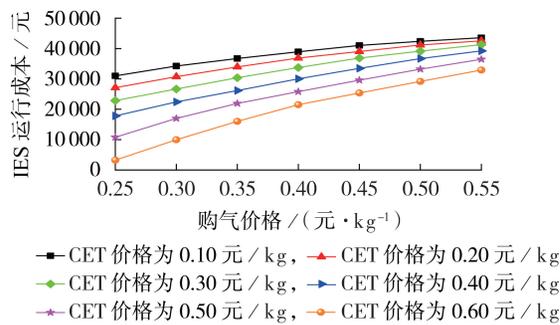


图6 碳-天然气价格对IES运行成本的影响

Fig.6 Impact of carbon-gas price on operation cost of IES

5 结论

本文基于CET和GCT机制,建立IES中考虑CVaR的碳-绿色证书联合交易低碳经济调度模型。综合考虑CET和GCT的特点,比较不同调度模型的结果并分析不同CET价格和绿色证书价格对系统运行成本的影响,主要结论如下:

1)CET和GCT机制以市场化的方式实现节能减排,使得IES为实现自身利益最大化而优先考虑消纳可再生能源电量,具有良好的经济性与可行性;

2)IES参与碳和绿色证书市场风险会影响自身收益,可再生能源出力的不确定性导致GCT数量的变化,对绿色证书收益影响较大;

3)在IES中实施CET和GCT机制,充分考虑CET和GCT相互激励和互补特性,符合国家“双碳”战略目标,算例证明了该模型在经济和环保上的优越性。

综上所述,CET和GCT不仅契合国家“双碳”目标、优化能源结构以及保护环境气候等政策要求,而且算例结果可进一步为CET和GCT机制的制度建设和定价提供参考。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 张希良,姜克隽,赵英汝,等. 促进能源气候协同治理机制与路

径跨学科研究[J]. 全球能源互联网,2021,4(1):1-4.

ZHANG Xiliang,JIANG Kejun,ZHAO Yingru,et al. Boost interdisciplinary research on development pathway and synergy governance of energy and climate[J]. Journal of Global Energy Interconnection,2021,4(1):1-4.

[2] 本刊讯. 中央经济工作会议确定:2021年要抓好八项重点任务[J]. 中国建材,2021,70(1):16.

[3] 鞠平,沈斌,吴峰. 综合能源电力系统的在线分布互联建模研究[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):11-14.

JU Ping,SHEN Fu,WU Feng. Research on distributed and interconnected online modeling of PS-IE[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(6):11-14.

[4] 檀勤良,丁毅宏. 考虑碳交易的火电节能调度优化模型及应对模式[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):175-181,188.

TAN Qinliang,DING Yihong. Optimal energy-saving dispatching model for thermal power considering carbon trading and its coping mode[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(7):175-181,188.

[5] 魏震波,郭毅,魏平校,等. 考虑传输线重构的电气综合能源系统分布鲁棒扩展规划模型[J]. 电力自动化设备,2021,41(2):16-23.

WEI Zhenbo,GUO Yi,WEI Ping'an,et al. Distribution robust expansion planning model for integrated natural gas and electric power systems considering transmission switching[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(2):16-23.

[6] 刘天琪,曾红,何川,等. 考虑电转气设备和风电场协同扩建的气电互联综合能源系统规划[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):144-151.

LIU Tianqi,ZENG Hong,HE Chuan,et al. Planning of integrated gas and electricity system considering coordinated expansion of power-to-gas facilities and wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):144-151.

[7] 冯欣,杨军. 考虑网络损耗的碳排放流理论改进与完善[J]. 电力自动化设备,2016,36(5):81-86.

FENG Xin,YANG Jun. Improvement and enhancement of carbon emission flow theory considering power loss[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(5):81-86.

[8] 车泉辉,吴耀武,祝志刚,等. 基于碳交易的含大规模光伏发电系统复合储能优化调度[J]. 电力系统自动化,2019,43(3):76-82,154.

CHE Quanhui,WU Yaowu,ZHU Zhigang,et al. Carbon trading based optimal scheduling of hybrid energy storage system in power systems with large-scale photovoltaic power generation[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(3):76-82,154.

[9] 顾海飞,喻洁,李扬,等. 环境约束下含多能园区的新型城镇双层组合优化经济调度[J]. 中国电机工程学报,2020,40(8):2441-2453.

GU Haifei,YU Jie,LI Yang,et al. Bi-level joint optimization economic dispatch of new-type town with multi-energy parks under environmental constraints[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(8):2441-2453.

[10] 崔杨,曾鹏,仲悟之,等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备,2021,41(3):10-17.

CUI Yang,ZENG Peng,ZHONG Wuzhi,et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(3):10-17.

[11] CHEN C,ZHU Y,ZENG X T,et al. Analyzing the carbon mitigation potential of tradable green certificates based on a TGC-FFSRO model: a case study in the Beijing-Tianjin-Hebei region,China[J]. Science of the Total Environment,2018,630:

- 469-486.
- [12] GUO H Y, CHEN Q X, XIA Q, et al. Modeling strategic behaviors of renewable energy with joint consideration on energy and tradable green certificate markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(3): 1898-1910.
- [13] 仇知, 王蓓蓓, 贲树俊, 等. 计及不确定性的区域综合能源系统双层优化配置规划模型[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 176-185.
- QIU Zhi, WANG Beibei, BEN Shujun, et al. Bi-level optimal configuration planning model of regional integrated energy system considering uncertainties[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 176-185.
- [14] 安学娜, 张少华, 李雪. 考虑绿色证书交易的寡头电力市场均衡分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 84-89.
- AN Xuena, ZHANG Shaohua, LI Xue. Equilibrium analysis of oligopolistic electricity markets considering tradable green certificates[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 84-89.
- [15] 国家能源局. 推动氢能发展 尽快出台可再生能源配额制度[EB/OL]. (2019-03-08)[2021-06-07]. http://www.nea.gov.cn/2019-03/08/c_137877887.htm.
- [16] 张晓辉, 闫柯柯, 卢志刚, 等. 基于碳交易的含风电系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2013, 37(10): 2697-2704.
- ZHANG Xiaohui, YAN Keke, LU Zhigang, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatching for power grid integrated with wind power system[J]. Power System Technology, 2013, 37(10): 2697-2704.
- [17] 张翔, 陈政, 马子明, 等. 适应可再生能源配额的电力市场交易体系研究[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2682-2690.
- ZHANG Xiang, CHEN Zheng, MA Ziming, et al. Study on electricity market trading system adapting to renewable portfolio standard[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2682-2690.
- [18] 国家发改委应对气候变化司. 2019—2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案(发电行业)[EB/OL]. (2020-09-01)[2021-06-07]. <http://www.tanjiaoyi.com/article-31852-1.html>.
- [19] 丁涛, 郭庆来, 柏瑞, 等. 考虑风电不确定性的区间经济调度模型及空间分支定界法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3707-3714.
- DING Tao, GUO Qinglai, BO Rui, et al. Interval economic dispatch model with uncertain wind power injection and spatial branch and bound method[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3707-3714.
- [20] 秦婷, 刘怀东, 王锦桥, 等. 基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 8-13, 22.
- QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 8-13, 22.
- [21] 卫志农, 陈好, 黄文进, 等. 考虑条件风险价值的虚拟电厂多电源容量优化配置模型[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 39-46.
- WEI Zhinong, CHEN Yu, HUANG Wenjin, et al. Optimal allocation model for multi-energy capacity of virtual power plant considering conditional value-at-risk[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 39-46.
- [22] 梅建春, 卫志农, 张勇, 等. 电-气互联综合能源系统多时间尺度动态优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 36-42.
- MEI Jianchun, WEI Zhinong, ZHANG Yong, et al. Dynamic optimal dispatch with multiple time scale in integrated power and gas energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 36-42.

作者简介:



骆 钊

骆 钊(1986—),男,云南镇雄人,副教授,博士,主要研究方向为区块链、电力市场、能源互联网、人工智能在电力系统中的应用(E-mail: waiting.1986@live.com);

秦景辉(1996—),男,江苏徐州人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统运行优化(E-mail: JingHui@stu.kust.edu.cn);

沈 赋(1988—),男,云南昆明人,讲师,博士,通信作者,主要研究方向为综合能源系统建模、电网运行与调度等(E-mail: shenfu@kust.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

Day-ahead optimal scheduling of integrated energy system with carbon-green certificate coordinated trading mechanism

LUO Zhao¹, QIN Jinghui¹, LIANG Junyu², SHEN Fu¹, LIU Hongzhi¹, ZHAO Ming², WANG Jinghui¹

(1. Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China;

2. Electric Power Research Institute of Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650217, China)

Abstract: With the continuous advancement of energy interconnection and low-carbon electricity, IES (Integrated Energy System) will become an important carrier for energy conservation and emission reduction. Combining CET (Carbon Emission Trading) and GCT (Green Certificate Trading) mechanism, an optimal operation model of IES containing carbon-green certificate coordinated trading mechanism is proposed. A market framework of carbon-green certificate coordinated trading mechanism is constructed based on the analysis of CET and GCT mechanism, which breaks the barriers of traditional carbon and green certificate market trading. Comprehensively considering the electricity purchasing cost, gas purchasing cost and device operation and maintenance cost of IES, a carbon-green certificate coordinated trading model with conditional value at risk is built, which is introduced into the operation optimization model of IES. Case results show that it is of high economy and feasibility to consider CET and GCT mechanism in IES, which can increase the consumption rate of renewable energy and reduce system carbon emission.

Key words: low-carbon; integrated energy system; carbon trading; green certificate trading; operation optimization

附录 A:

表 A1 系统内设备容量及参数

Table A1 Capacity and parameters of equipments in system

| 设备 | 参数 | 数值 |
|-------|---------------------------|-----------|
| 微型燃机 | P_{g1} | 1000 kW |
| | P_{g2} | 1200 kW |
| | P_{g3} | 4500 kW |
| | η_g | 0.3 |
| 燃气锅炉 | Q_b | 6500 kW |
| | η_b | 0.9 |
| 蓄电池 | P_{es} | 2500 kW |
| | $P_{es,cmin}$ | 0.4SOC |
| | $P_{es,cmax}$ | 0.2SOC |
| | $\eta_{es,c}/\eta_{es,d}$ | 0.95 |
| | σ_{es} | 0.04 |
| 储热装置 | Q_{hs} | 50 000 kW |
| | $Q_{hs,cmin}$ | 2 000 kW |
| | $Q_{hs,cmax}$ | 2 000 kW |
| | $\eta_{hs,c}/\eta_{hs,d}$ | 0.89 |
| | σ_{hs} | 0.06 |
| 余热锅炉 | Q_{wh} | 5 500 kW |
| | η_{wh} | 0.76 |
| 电制冷机 | P_{ec} | 1 800 kW |
| | X_{ec} | 4 |
| 电热锅炉 | Q_{eh} | 2 000 kW |
| | X_{eh} | 0.96 |
| 热交换器 | Q_{hx} | 2 000 kW |
| | η_{hx} | 0.9 |
| 光伏 | P_{pv} | 6 700 kW |
| 风机 | P_{wt} | 6 000 kW |
| 风险偏好值 | Γ | 0.15 |
| | L | 0.15 |
| 热电比 | α_g | 1.7 |

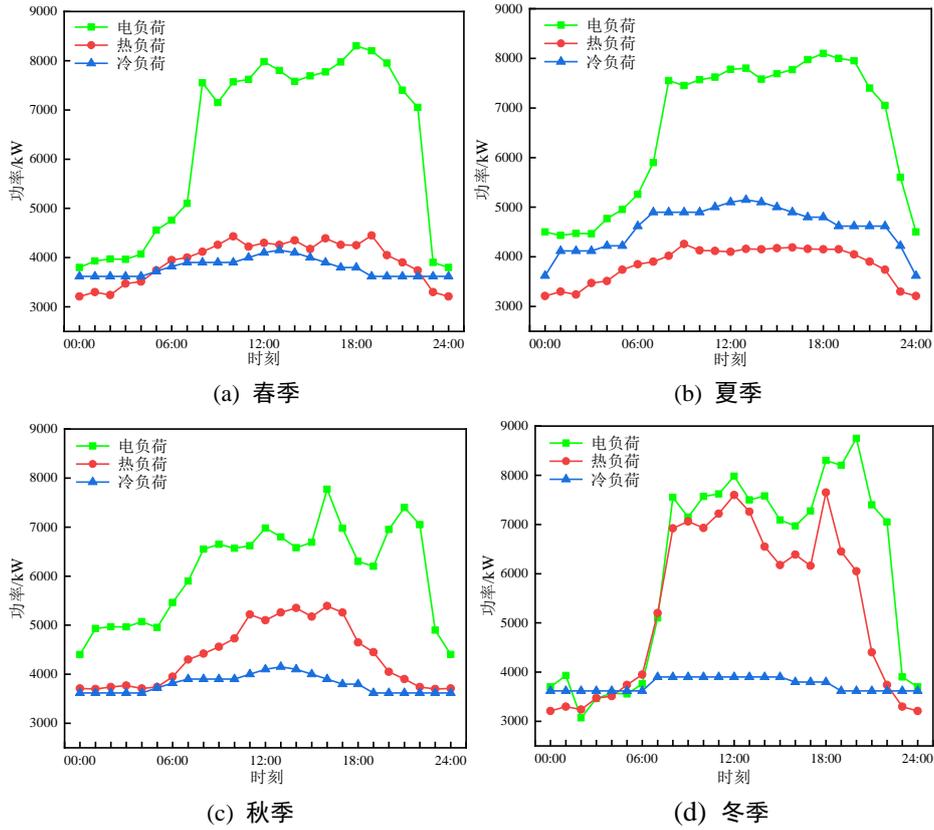


图 A1 冷热电负荷实时功率

Fig.A1 Real-time power of cooling, heating and electric loads

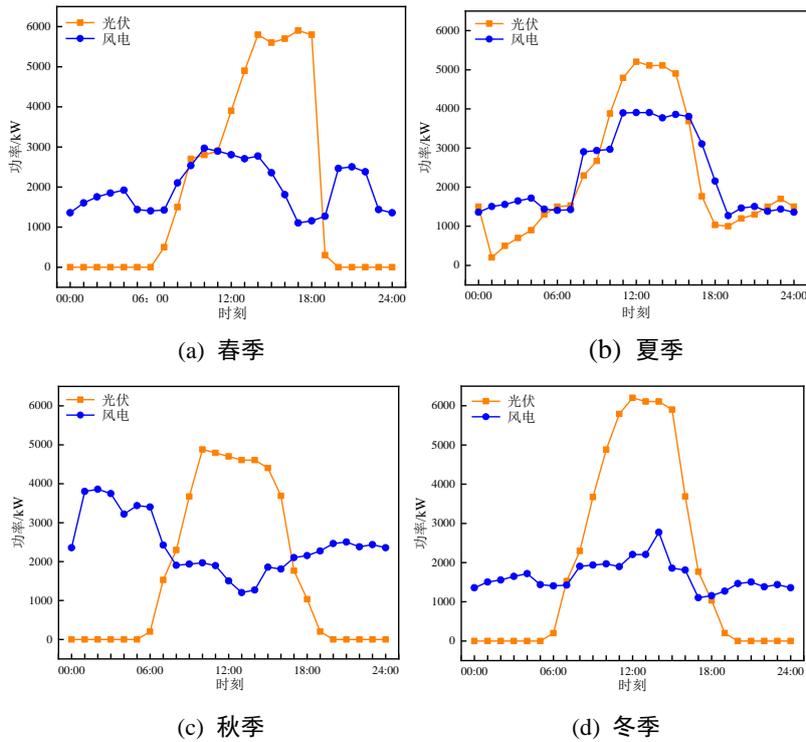


图 A2 风电-光伏实时出力

Fig.A2 Wind power-PV real-time output

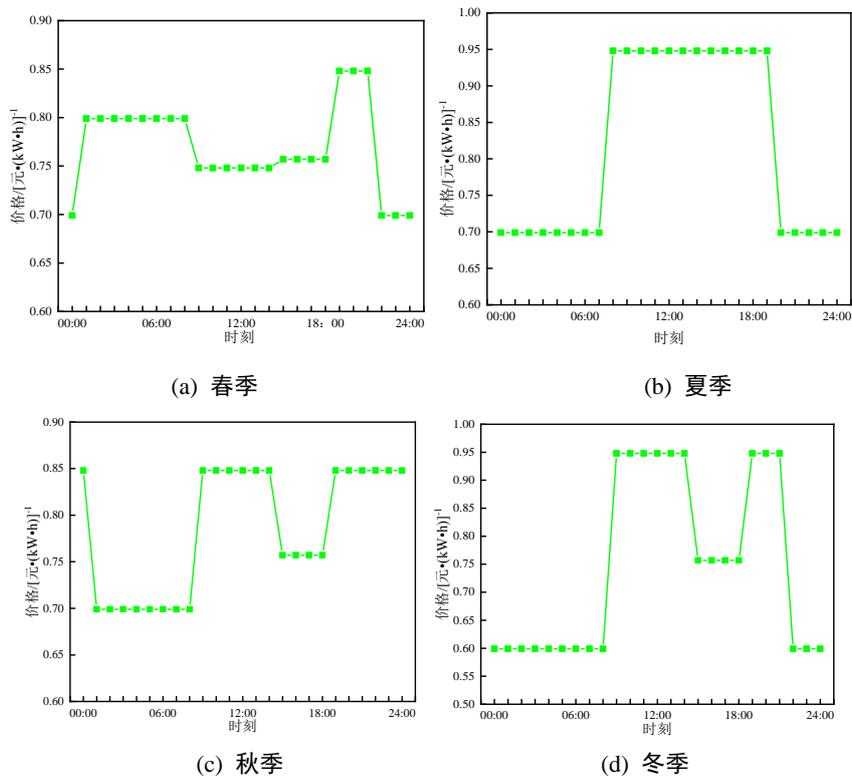


图 A3 分时电价

Fig.A3 TOU price

表 A2 不同季节算例调度结果

Table A2 Scheduling results of case under different seasons

| 季节 | 算例 | 运行成本/元 | 碳收益/元 | 绿色证书收益/元 | 总费用/元 |
|----|-----|-----------|----------|-----------|-----------|
| 春季 | I | 49 092.70 | 0 | 0 | 49 092.70 |
| | II | 49 042.20 | 0 | 10 410.66 | 38 631.54 |
| | III | 50 026.76 | 5 823.23 | 0 | 44 203.53 |
| | IV | 50 528.58 | 5 885.65 | 10 900.56 | 33 742.37 |
| | V | 50 528.58 | 5 594.72 | 10 175.54 | 34 758.32 |
| 夏季 | I | 53 695.19 | 0 | 0 | 53 695.19 |
| | II | 52 930.31 | 0 | 9 915.25 | 43 015.06 |
| | III | 54 601.29 | 6 922.76 | 0 | 47 678.53 |
| | IV | 54 986.65 | 7 007.68 | 10 980.57 | 36 998.40 |
| | V | 54 986.65 | 6 813.25 | 10 185.64 | 37 987.76 |
| 秋季 | I | 44 586.56 | 0 | 0 | 44 586.56 |
| | II | 44 270.72 | 0 | 9 887.12 | 34 383.60 |
| | III | 45 548.43 | 5 843.22 | 0 | 39 705.21 |
| | IV | 46 664.91 | 5 958.68 | 11 200.98 | 29 502.25 |
| | V | 46 664.91 | 5 703.49 | 10 385.57 | 30 575.85 |