



计及全生命周期碳成本的园区综合能源系统优化规划方法

方仍存¹, 杨洁¹, 周奎², 黄滔², 吕风波²

(1. 国网湖北省电力有限公司经济技术研究院, 湖北 武汉 430070;
2. 清华四川能源互联网研究院, 四川 成都 610213)

摘要: 建立综合能源系统是实现“双碳”目标的有效途径之一, 其规划、建设及运行需要兼顾经济成本与低碳效益。为了全面评估综合能源系统的综合效益, 提出一种将能源和设备在生产制造、运输、运行等全生命周期过程中的碳排放成本纳入优化目标的规划方法。对某园区综合能源系统进行逐时仿真优化, 通过分析不同碳成本情景对综合能源系统综合效益的最优配置和运行方案的影响, 为综合能源系统的设计规划提供一定参考。

关键词: 综合能源系统; 全生命周期; 碳成本; 情景分析; 规划仿真

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202106002

0 引言

面对温室气体排放带来的全球气候变化, 中国确立了在 2030 年实现“碳达峰”和在 2060 年实现“碳中和”的目标^[1]。电力发展第十四个五年规划指出, 中国电力发展要减少高排放的传统电力比例, 要以环境保护和碳减排为前提, 加快低碳清洁电力的建设脚步。中国电力行业目前产生的碳排放量占全国所有行业碳排放总量 4 成左右^[2], 高排放化石能源的使用是电力行业碳排放的主要来源之一, 因此, 在保障电力行业安全、可靠、经济发展的前提下, 大力发展清洁能源, 增加电力能源结构中清洁能源的比例, 是实现“双碳”目标的关键途径之一^[3]。

综合能源系统 (integrated energy systems, IES) 的输入包含煤、电、天然气等多种能源, 系统充分考虑能源存在互补的特性, 利用能量梯级利用的原理对能源进行分级利用^[4], 使能源在生产、运输、使用等环节实现统一规划, 大大提高了能源的利用效率^[5]。而实现“双碳”目标不仅

需要节能, 还需要减少高排放化石能源使用, 提高绿色低碳清洁能源的供能比例。IES 可以对能源供给侧和需求侧的负荷进行预测, 对系统的能源供给进行合理调整, 可以安全、稳定地提高系统对清洁能源的消纳能力^[6]。随着碳达峰、碳中和目标的提出, 对 IES 的低碳性要求也应进一步提高。在保证综合能源系统稳定可靠运行的前提下, 消纳更多的低碳可再生能源, 是系统实现低碳运行的方法之一。在可再生能源供给能力超过负荷需求时, IES 可将多出的能源利用储能设备储存起来, 提高系统的灵活性和可再生能源的消纳能力, 从而使系统的碳排放得到降低。

目前国内 IES 的优化目标主要考虑经济性和环保性 2 个方面。文献^[7]将购电费和购气费最小作为经济性优化目标, 环保性优化目标仅考虑燃气燃烧排放 CO₂ 的量最小。文献^[8-10]引入碳税和阶梯式碳交易价格, 将 CO₂ 排放转化为碳成本, 但仅考虑了系统直接产生的 CO₂。文献^[11]考虑了全生命周期碳排放, 但未考虑储能设备废弃回收阶段产生的碳排放。

生命周期评价 (life cycle assessment, LCA) 最早是欧美国家利用能量守恒定律和物质守恒定律, 20 世纪 70 年代对工业产品进行从生产制造到回收或废弃的全生命周期研究的一种评价方法^[12]。

收稿日期: 2021-06-14; **修回日期:** 2022-06-24。

基金项目: 国家电网有限公司科技项目 (微电网互联互动及配电网组网形态研究, 52153820000H)。



本文将在考虑 IES 设备初始投资成本、运维成本、能源购置成本等经济优化目标的基础上,结合碳交易价格,将能源和储能设备在生产、运输、运行和废弃的全生命周期碳排放转化为碳排放成本纳入优化目标中,分析在考虑全生命周期碳成本后,对系统优化结果的影响^[13]。

1 综合能源系统碳排放量分析方法

IES 的总碳排放量包括系统中直接或间接产生的碳排放,综合能源系统包含源网荷储多环节,涉及多个碳排放源,测算碳排放常用的实测法与物料衡算法的实施存在难度,因此,本文利用排放系数法对系统中会产生碳排放碳源的碳排放因子进行测算。

某种能源或设备在生产活动中直接或间接向大气中排放 CO₂ 的强度即为该物质的碳排放因子。通常,光伏、风电等能源在运行阶段未直接排放 CO₂,此阶段认为其碳排放强度为零,但其在制造、运输、回收等阶段还是会产生碳排放,因此,考虑 LCA 时需要将此部分碳排放计算在内。

(1) 传统方法。

碳排放量传统计算方法将外网购电与外网购气作为两大碳源,系统总碳排放量等于所有能源的消耗量乘以其排放因子的总和,其计算公式为

$$N_{\text{CO}_2} = \sum_{c=1}^B \sum_{t=1}^M \lambda_c P_{c,t}^{\text{CO}_2} \Delta t \quad (1)$$

式中: N_{CO_2} 为实际碳排放量; B 为碳排放设备数量; M 为调度周期时段数; λ_c 为第 c 个设备消耗能源的碳排放系数; $P_{c,t}^{\text{CO}_2}$ 为 t 时刻第 c 个碳排放设备的输出功率。

(2) 基于 LCA 的碳排放计算方法。

除了能源直接使用过程中产生的碳排放, LCA 还要考虑能源或设备在其生产、运输、废弃等过程中直接或间接产生的碳排放,在分析系统碳排放时,需要引入 LCA 能源链碳排放分析方法,评定包含能源或设备直接投入产生、系统运行或能源转换过程,及其伴随活动间接产生的碳排放。

在计量 IES 的碳排放时,将 IES 中的各类能源按照其流动顺序划分成能源链,再将能源流动过程进行简化,然后将各种能源消耗或转换过程中

所产生的碳排放进行计量,发电侧主要计量来源为煤电、新能源发电、天然气,用电侧主要来自储能,而能源在输配过程中的碳排放暂不考虑。

全生命周期碳排放计算公式为

$$C_a = C_1 + C_2 + \dots + C_p \quad (2)$$

式中: C_a 为系统考虑直接和间接碳排放的碳排放总量;各个源碳分别在各碳排放环节中对应的碳排放量为 C_1, C_2, \dots, C_p ; p 为碳源数量。

2 基于 LCA 的碳排放系数测算

(1) 煤电 LCA 碳排放。

煤炭的开采环节、运输环节和燃煤发电 3 个环节的碳排放为煤电的 LCA 碳排放主要组成部分^[14]。其中,开采环节的耗能会产生碳排放;将开采出的煤炭运往燃煤发电厂的运输环节,其使用的交通工具消耗的能源会直接产生碳排放;燃煤发电环节的碳排放主要来自发电过程中煤燃烧及燃烧后废弃物处理带来的直接和间接碳排放。

(2) 风力和光伏发电 LCA 碳排放。

设备的生产建设环节和出厂运输环节是风电和光伏设备的 LCA 碳排放主要来源,其运行维护环节运输、替换备件和设备运检的耗能也会产生碳排放,但此部分的碳排放量相较 LCA 的碳排放量非常小,在计算过程中通常忽略不计。关于风电、光伏的 LCA 碳排放,已有较多文献进行过研究^[15-18],此次研究参考文献^[17],风电的 LCA 碳排放系数设定为排放 CO₂ 9.5 g/(kW·h),光伏为 86 g/(kW·h)。

(3) 天然气发电 LCA 碳排放。

油田天然气和煤制天然气是目前所使用天然气的 2 种主要类型。油田天然气在开采、运输和使用环节会产生碳排放,煤制天然气 LCA 碳排放须考虑煤炭的开采、运输、转换运输和使用环节,因此,油田天然气和煤制天然气的碳排放系数分别为 0.48 kg/(kW·h) 和 0.54 kg/(kW·h)^[19]。参考中国现阶段天然气市场所使用的天然气类型结构,设定油田天然气占 30%、煤制天然气占 70% 的占比结构,加权得到天然气的 LCA 碳排放系数为 522 g/(kW·h)^[20]。

(4) 储能设备 LCA 碳排放。

储能设备在使用和废弃回收阶段会产生较多



的碳排放，故对于 IES 在计量总碳排放总量时，此部分碳排放也应包含在内。因此，将储能设备全生命周期边界确定为计及生产、建设、运输以及运行回收的过程^[21]，即

$$E_{peg} = \sum_{i=1}^n c_g \left[\frac{(1+u_i)m_{c,i}}{e_{c,i}} + \frac{m_{ct,i}}{e_{ct,i}} + \sum_{j=1}^J \frac{m_{p,j,i}}{e_{p,j,i}} \right] \quad (3)$$

$$E_{teg} = \sum_{i=1}^n \frac{m_{t,i}}{e_{t,i}} c_g \quad (4)$$

$$E_{oeg} = s(E_{peg} + E_{teg}) \quad (5)$$

$$E_{reg} = \sum_{i=1}^n c_g r_{ig} l_i \quad (6)$$

$$s = \frac{365m}{n} \quad (7)$$

式中： E_{peg} 为储能电池在生产环节的碳排放系数； E_{teg} 为储能电池在运输环节的碳排放系数； E_{oeg} 为储能电池在运行环节的碳排放系数； E_{reg} 为储能电池在废弃回收环节产生的碳排放系数； u_i 为电池在生产环节所用第 i 种原材料在加工过程中的损耗系数； c_g 为电池电量与电池能耗之间的折算系数； n 为生产所需材料的种类数量； $m_{c,i}$ 为电池在生产环节所用第 i 种原材料在获取过程中产生的碳排放系数； $e_{c,i}$ 为原材料 i 自身所含能量的强度； $m_{ct,i}$ 为电池在生产环节所用第 i 种原材料的碳排放系数； $e_{ct,i}$ 为原材料 i 在运输到工厂环节消耗能量的系数； $m_{p,j,i}$ 为电池在制造过程中第 j 项制造工艺所需第 i 种制造材料的碳排放系数； $e_{p,j,i}$ 为工艺 j 所需的材料本身所含能量的强度； J 为电池在制造过程中工艺环节数量； $m_{t,i}$ 为电池在出厂运输阶段第 i 种材料或组件运输所用交通工具消耗能源产生的碳排放强度； $e_{t,i}$ 为原材料 i 或组件运输所用交通工具耗费能源的能量强度； r_{ig} 为电池废弃回收阶段将第 i 种材料或组件运往废弃回收工厂单位距离消耗能源的碳排放强度； l_i 为电池在废弃回收阶段第 i 种材料或组件运往废弃回收工厂的运输距离； s 为运行环节的替换系数； m 为日充放电次数。

储能系统实际运行寿命与其所选电池型号、调频参与量等均有关。本文以某种典型磷酸铁锂电池参数对园区储能设备碳排放进行建模，此场景下，电池放电深度（DOD）为 80%，

充放电效率为 90%，预计循环寿命 $n=2500$ 次，日充放电次数 $m=1$ ，得到替换系数近似为 0.15，通过计算得到设备在使用过程中碳排放系数 E_{oeg} 为 $13.7 \text{ g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。

储能设备废弃物一般委托相关公司进行专业处理，一般分为集中填埋和金属回收，为简化计算，假定储能设备废弃物统一由园区 200 km 外站点委托处理，进一步得到电储能设备在废弃过程中产生的碳排放系数为 $7 \text{ g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。最终得到储能设备 LCA 碳排放系数为 $112 \text{ g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。

基于上述分析，计算得到各类型碳源在各环节的碳排放系数如表 1 所示。

表 1 IES 各碳源在各环节的碳排放系数
Table 1 Carbon emission coefficients of IES carbon sources in each link

环节	碳源碳排放系数/(g·(kW·h) ⁻¹)				
	煤电	风电	光伏	气电	储能
建设运输	119.2	9.5	86.0	165.0	91.3
运行	856.0	0	0	357.0	20.7
全环节	975.2	9.5	86.0	522.0	112.0

3 综合能源系统低碳优化规划模型

综合能源系统的本质是多元能源供给与多样化能源需求的紧密联系，能源设备包含光伏、风电、热泵、燃气轮机、空调、储能等，这些设备涵盖了能源生产、能源转换、能源消费多个环节，技术架构如图 1 所示。该架构能够准确刻画

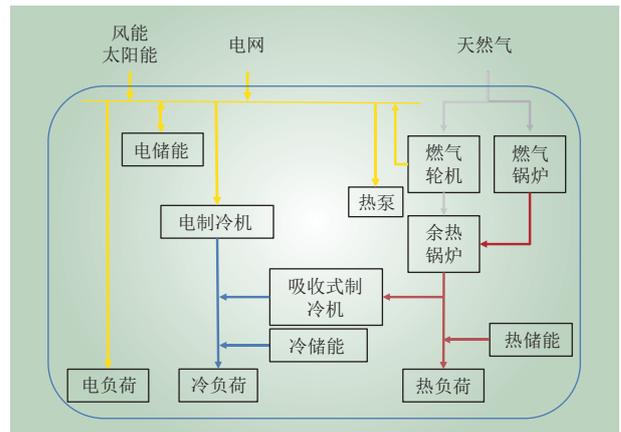


图 1 综合能源系统技术架构
Fig. 1 IES technology architecture



综合能源系统在不同环节的能量流动和转换关系，但结构相对复杂，在优化求解时既需要在不同环节之间寻求，同时也需要在同一环节内的不同技术路径间寻优，建模和仿真运行较为困难，在考虑全局的情况下，很难得到最优的规划方案。

3.1 优化规划目标

目前综合能源系统的优化研究大多以由年化投资成本、设备运维成本和消耗能源成本组成的系统年总成本最小作为优化目标，即

$$\min f = C_{\text{capital}} + C_{\text{O\&M}} + C_{\text{fuel}} \quad (8)$$

式中： C_{capital} 为系统投资的年化投资成本； $C_{\text{O\&M}}$ 为系统在生产运行过程中设备运维产生的年维护成本； C_{fuel} 为系统所使用能源的年费用，分别为

$$C_{\text{capital}} = \sum_k C_{\text{Inv}k} \cdot C_{\text{Cap}k} \cdot \frac{I}{1 - (1 + I)^{-Y_k}} \quad (9)$$

$$C_{\text{O\&M}} = \sum_f \left(C_{\text{OM}1} \cdot \sum_m \sum_h e_{f,m,h}^{\text{g,in}} \cdot d_m \right) + \sum_k C_{\text{OM}2} \cdot C_{\text{Cap}k} \quad (10)$$

$$C_{\text{fuel}} = \sum_f \sum_m \sum_h e_{f,m,h}^{\text{g,in}} \cdot P_{f,h} \cdot d_m \quad (11)$$

式中：年化投资成本是将设备总投资成本分摊到设计寿命的每一年计算得出的。 $C_{\text{Inv}k}$ 为第 k 种设备的单位投资成本； $C_{\text{Cap}k}$ 为第 k 种设备建设规模； Y_k 为设备的寿命； I 为折旧率，在本研究中设为 10%； $C_{\text{OM}1}$ 为设备单位运行成本； $e_{f,m,h}^{\text{g,in}}$ 为该种能源逐时消耗量； d_m 为 m 月的天数； f 表示一次能源的不同类型； m 表示不同的月份； h 表示一天当中的某一个小时； $C_{\text{OM}2}$ 为设备年固定维护单位成本； $P_{f,h}$ 为逐时的能源价格。

以往研究中，运维成本主要考虑燃料/电力成本，以及系统的检修运维等。随着碳达峰、碳中和目标的提出，在“双碳”目标推动能源转型的背景下，利用市场手段减少碳排放备受关注，碳排放成本也应纳入 IES 规划优化的目标函数中。

碳交易机制将一定碳排放额度分配到每个碳排放源上，超出其配额的排放企业需要进行购买，当碳排放额度有富余时，也可出售这部分额度进行获利，企业考虑到碳排放成本会自发进行节能减排。

本研究结合碳交易机制，将碳排放成本引入综合能源系统总成本中，为开展兼顾经济性和低

碳性的综合能源系统优化设计提供创新思路。

IES 碳交易成本为

$$C_{\text{CO}_2} = S_{\text{CO}_2,t} (E_{\text{total}} - E_{\text{rate}}) \quad (12)$$

式中： $S_{\text{CO}_2,t}$ 为 t 时段交易周期内碳交易的价格； E_{total} 为系统总排放； E_{rate} 为碳源给定的碳排放配额。

综上，IES 优化目标函数在现有年总成本的基础上增加了碳交易成本，即

$$\min f = C_{\text{capital}} + C_{\text{O\&M}} + C_{\text{fuel}} + C_{\text{CO}_2} \quad (13)$$

3.2 数学模型及边界条件

对于上述建模遇到的难点，可利用能量集线器（energy hub, EH）进行解决。EH 调控着系统的经济调度和潮流优化，协调系统内的设备和元件，作为转换站为系统中不同能源间的相互转换提供了场所^[22]。用数学函数集来描述能量集线器中输入能源到输出能源关系为

$$\begin{pmatrix} E_1^{\text{in}} \\ E_2^{\text{in}} \\ \vdots \\ E_N^{\text{in}} \end{pmatrix} = \mathbf{T} \begin{pmatrix} E_1^{\text{out}} \\ E_2^{\text{out}} \\ \vdots \\ E_M^{\text{out}} \end{pmatrix} \quad (14)$$

式中： E_i^{in} 为 EH 的能源输入； E_i^{out} 为 EH 的能源输出； \mathbf{T} 为 $N \times M$ 矩阵； N 、 M 分别为 EH 的输入、输出数量。

EH 是各异质能源转换过程中的核心环节，上接能源的输入端，下接能源的输出端，控制着电、气、热等能源的转换关系。在 EH 能源流动网络建立规划的模型，通过控制各类能源的转换，在保证用户负荷需求的前提下，完成对系统能源规划的优化。

IES 中的能量流动包含能量的生产、转换、传输、存储等环节。

(1) 能量生产。

IES 的能量生产设备可将一次能源转换为电能供给用户或上网，如光伏和风机。每种一次能源都被相应的能源生产技术所消耗，每一时刻每种一次能源的消耗量总和是所有相应能源技术的能源消耗量之和，即

$$e_{f,m,h}^{\text{g,in}} = \sum_t e_{t,f,m,h}^{\text{g,in}} \quad (15)$$

式中： $e_{t,f,m,h}^{\text{g,in}}$ 为 t 时段某种能源消耗量。

太阳能、风能的消耗量受到当地的资源可获得量的限制，不可超过该时刻最大的资源可获得



量。上述关系可表示为

$$e_{f,m,h}^{g,\text{in}} \leq e_{f,m,h}^{\text{max}} \quad (16)$$

式中： $e_{f,m,h}^{\text{max}}$ 为一次能源某时刻的最大可获得量。

(2) 能量转换。

IES 中电制冷机可将电能转换成冷能，且设备在能量转换过程中存在一定的效率，一般在设备稳定运行时其效率变化幅度不大，因此可将能量转换环节的数学模型为

$$q_t^{\text{out}} = q_t^{\text{in}} \eta(P) \quad (17)$$

式中： q_t^{out} 、 q_t^{in} 分别为能源转换设备 t 的输出和输入； $\eta(P)$ 为设备能量转换效率，能量转换效率与设备工况中蒸发温度和冷凝温度有关，利用逆卡诺进行分析，即

$$\eta(P) = \frac{M_1 M_2 (S_1 + S_2)}{(M_1^{0.5} + M_2^{0.5})} \left(T_1 + \frac{T_2}{1 + \lambda^{-1}} \right) \quad (18)$$

式中： M_1 、 M_2 分别为 2 个热源间的传热系数； T_1 、 T_2 分别为 2 个热源的温度，K； S_1 、 S_2 分别为高、低温侧散热器换热面积， m^2 ； λ 为逆卡诺循环的制冷系数。

逆卡诺循环制冷系数为

$$\eta_2 = 11.58 \left(\frac{1}{D} \right)^{0.2} \left(\frac{2}{T_e - T_c - 546.3} \right)^{0.181} \quad (19)$$

式中： T_e 为制冷机的蒸发温度，K； T_c 为制冷机的冷凝温度，K； D 为蒸汽管道的最外层保温层直径，m。

某些能源转换设备，比如热泵/制冷机，通常在冬季和夏季会有不同的工作模式，即供热工况和制冷工况，且不同工况下的工作能效（COP）不同。其输入输出关系为

$$e_{t_{\text{er}},m,h}^{\text{c,out}} = \sum_{e_{\text{ct}}} e_{e_{\text{ct}},\text{sec},m,h}^{\text{c,in}} \left(j_{m,h}^{\text{heating}} \eta_{e_{\text{ct}},\text{sec},t_{\text{er}}}^{\text{heating}} + j_{m,h}^{\text{cooling}} \eta_{e_{\text{ct}},\text{sec},t_{\text{er}}}^{\text{cooling}} \right) \quad (20)$$

式中： t_{er} 指代不同的三次能源载体，即热、电和冷， $t_{\text{er}} \in \{p,h,c\}$ ， c 指代冷； $e_{t_{\text{er}},m,h}^{\text{c,out}}$ 为在能源转换环节产生的三次能源载体的产量； $\eta_{e_{\text{ct}},\text{sec},t_{\text{er}}}^{\text{heating}}$ 和 $\eta_{e_{\text{ct}},\text{sec},t_{\text{er}}}^{\text{cooling}}$ 为能源转换技术在供热模式和制冷模式下的性能系数； $j_{m,h}^{\text{heating}}$ 和 $j_{m,h}^{\text{cooling}}$ 是 0-1 变量，表明热泵/制冷机是在何种工况下运行。

(3) 能量传输。

IES 的能量传输主要有电和热 2 种，IES 的电

力在传输阶段的损失可以忽略，因此其能量传输环节的损失主要考虑热能^[23]。

热网模型主要是对热能损耗建模。根据热稳态传热基本原理，热能损耗为

$$\Delta Q = 2\pi \frac{T_H - T_e}{\Sigma R} l \quad (21)$$

式中： ΔQ 为传输中的管道热损失； T_H 为供水温度； T_e 为热网管道周围各类介质的平均温度； R 为根据热网管道保温措施确定的单位管道长度的平均热阻； l 为热网供能管道的长度。

拥有多层保温材料覆盖的架空蒸汽管道平均热阻 R 为

$$R = \left(\frac{1}{\pi d \eta_1} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\pi \eta_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{\pi D \eta_2} \right) / l \quad (22)$$

式中： d 为蒸汽管道的内径，m； η_1 、 η_2 分别为管道内壁和管道保温材料外表面对流系数， $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ ； η_i 为各保温层材料的导热系数， $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ ； d_i 为各保温层的直径，m。

管道内壁对流换热系数为

$$\eta_1 = 0.032 Re^{0.8} Pr^{0.4} \left(\frac{\varepsilon}{d} \right) \quad (23)$$

式中： Re 为雷诺数； Pr 为普朗特数； ε 为管道内壁粗糙程度。

最外层保温层外表面的对流换热系数为

$$\eta_2 = 11.58 \left(\frac{1}{D} \right)^{0.2} \left(\frac{2}{T_1 - T_2 - 546.3} \right)^{0.181} \cdot (T_s - T_{\text{en}})^{0.266} (1 + 2.86V)^{0.5} \quad (24)$$

式中： T_s 为管道各段蒸汽温度，K； T_{en} 为环境温度，K； V 为管道最外层所在环境风速，m/s。

(4) 能量存储。

储能设备可实现 IES 能量转换和存储，是系统安全稳定运行的保障之一，在能源转换过程中，产生的能量等于储能设备的输出能量与其净储能量之和，储能设备的净储能量来自输出能量与其储存能量之差。储能设备的能量平衡式为

$$e_{t_{\text{er}},m,h}^{\text{s,out}} = e_{t_{\text{er}},m,h}^{\text{s,in}} + e_{t_{\text{er}},m,h}^- - e_{t_{\text{er}},m,h}^+ \quad (25)$$

式中： $e_{t_{\text{er}},m,h}^{\text{s,out}}$ 为储能设备时段 h 的出口能量； $e_{t_{\text{er}},m,h}^{\text{s,in}}$ 为储能设备时段 h 入口能量； $e_{t_{\text{er}},m,h}^-$ 为储能设备时段 h 释放的能量； $e_{t_{\text{er}},m,h}^+$ 为时段 h 储存到储能设备的能量。

随着净储能量的变化，储能设备中的总储能



量也会随之发生变化, 即

$$E_{ter,m,h+1} = E_{ter,m,h} + (e_{ter,m,h}^+ - e_{ter,m,h}^-) / \eta_{es,ter} \geq 0 \quad (26)$$

式中: $E_{ter,m,h}$ 为某时刻储能设备蕴含的能量; $\eta_{es,ter}$ 为储能设备的效率。储能环节出口的能量必须大于每一时刻的终端需求。

3.3 模型求解

基于上述参数, 本文采用树状求解的方法将优化过程分解成若干个子问题, 来求解本文中的混合整数规划问题。基于在边界条件内的初始变量值, 除去所有的整数约束, 得到线性规划原始变量的线性规划松弛, 当满足所有的整数约束时, 得到最优解, 运算结束。如果结果不满足所有的整数约束, 将对这个未满足约束的变量继续进行树状操作。

在不同情景下对建立的综合能源系统低碳规划优化模型进行求解, 具体流程如图 2 所示, 其步骤如下。

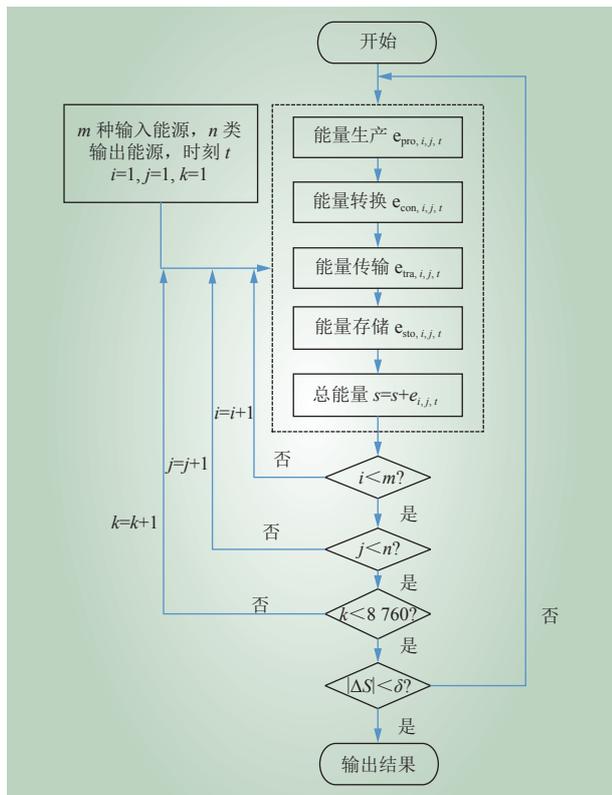


图 2 优化规划模型求解流程
Fig. 2 Solving process of optimal planning model

- (1) 确定输入能源和输出能源种类;
- (2) 计算单位时间 t 时, 第 i 种输入能源在生产、转换、传输和存储各阶段的输出能量;

(3) 计算一年 8760 h 各能源环节总的输出能量 S , 当相邻结果 $|\Delta S|$ 小于误差值 δ 时, 输出最优结果。

4 算例分析

为深入分析全生命周期碳成本对园区综合能源系统规划设计的影响, 本文进行了差异化的情景设置, 分析不同情景对模型求解的影响。

4.1 情景设置

情景 1: 通常在 IES 优化模型的设计过程中, 优化目标仅考虑主要设备投资成本、能源消耗成本 (燃料消耗和购电成本) 和设备运维成本, 不考虑碳排放/碳交易成本。

情景 2: 将碳排放/碳交易成本纳入综合能源系统优化规划设计的目标函数中, 考虑由燃料直接排放、外部电源间接排放带来的相应成本。燃料排放碳排放系数从《省级温室气体清单编制指南 (试行)》(2011) 中得到, 然后根据当地电网发电能源结构计算出外部电源发电间接的碳排放系数。

情景 3: 将碳排放/碳交易成本纳入综合能源系统优化规划设计的目标函数中, 其中系统的碳排放考虑全生命周期视角。考虑能源和储能设备在生产、运输和运行过程中的全生命周期碳排放, 同样折算成碳排放成本计算到系统成本中。

具体各情景下成本计算组成情况如表 2 所示。

表 2 各情景下成本计算组成
Table 2 Cost composition in each scenario

设定情景	投资成本	能源成本	运维成本	直接碳排放成本	LCA碳排放成本
1	√	√	√	×	×
2	√	√	√	√	×
3	√	√	√	√	√

4.2 参数设定

本文算例为华中地区某个含有冷、热、电 3 种负荷的典型园区 IES, 该园区占地面积约 13 万 m^2 , 该地区年光伏利用小时数约为 1056 h, 风机年利用小时数约为 1915 h, 电力供应来自外部电网、园区屋顶光伏和园区风机, 制热设备主要是燃气锅炉和热泵, 制冷设备为热泵和电压缩制冷机。该系统能量生产设备、能量转换设备和

储能设备的设备参数见表 3，系统拓扑如图 3 所示。

表 3 综合能源系统设备参数
Table 3 IES equipment parameters

设备名称	成本/(元·(kW·h) ⁻¹)		效率
	投资成本	运维成本	
光伏	4000	0.005	—
风机	3000	0.005	—
燃气锅炉	130	0.050	0.9
电压缩制冷机	1100	0.050	4
热泵	3000	0.050	热4, 冷5
储能电池	2000	0.010	0.9

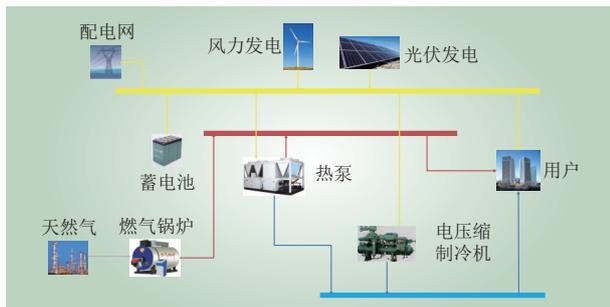


图 3 综合能源系统拓扑
Fig. 3 IES Topology

系统外购电价格采用当地分时电价，具体价格如表 4 所示。

表 4 分时电价
Table 4 Time-of-use electricity price

用电状态	时段	电价/(元·(kW·h) ⁻¹)
峰	10:00—14:00, 18:00—20:00	1.40
平	07:00—09:00, 15:00—17:00, 21:00—22:00	0.87
谷	00:00—06:00, 23:00—00:00	0.37

电价方面，情景 2 仅考虑直接排放，外部电源调研当地发电能源构成，其中，煤电占总发电量的 60.3%，天然气发电占 12.1%，风力和光伏发电分别占 7.8% 和 11.2%，再结合表 1 运行发电环节各类型发电的碳排放系数计算出外购电直接的碳排放系数为 0.5594 kg/(kW·h)，碳价参考北京地区价格设定为 50 元/t 时，折算碳交易成本为 0.5594×50/1000=0.0280 元/(kW·h)。情景 3 考虑发电 LCA 排放，根据表 1 全环节碳排放系数结合发电能源结构加权，计算得出外购电的 LCA 碳排放系数为 0.6616 kg/(kW·h)，折算成碳交易成本为

0.0331 元/(kW·h)。

天然气方面，天然气价格参考当地价格取 2.28 元/m³，情景 2 考虑天然气燃烧（燃气锅炉）过程的碳排放成本，天然气平均热值和其单位热值的含碳量分别参考《综合能耗计算通则》（GB/T 2589—2008）和《省级温室气体清单编制指南》（发改办气候〔2011〕1041 号），设定为 38931 kJ/m³ 和 15.3 t/TJ，碳氧化率为 99%，计算得出天然气碳排放系数为 2.16 kg/m³，热值为 3.6×10⁶ J/(kW·h)，根据文献 [23]，锅炉效率取 90%，得到产生 1 kW·h 热量需要燃烧天然气 0.1027 m³，在碳价为 50 元/t 时，得到天然气直接碳排放成本为 0.108 元/m³。情景 3 考虑天然气从开采运输到被燃气锅炉使用的全过程，天然气发电开采和运输环节的碳排放为 165 g/(kW·h)，按照 60% 的天然气发电效率折算，需要消耗天然气 0.169 m³/(kW·h)，通过换算得到天然气在开采运输环节排放的 CO₂ 将消耗 0.976 kg/m³，综上，情景 3 中天然气作为能源在燃气锅炉中燃烧时的 LCA 碳排放系数为 3.136 kg/m³，对应的碳排放成本为 0.1568 元/m³。

在此次研究边界条件下产生热量需要消耗的天然气为 0.1027 m³/(kW·h)，该区域年热负荷为 5138160 kW，若由燃气锅炉供热，设备设计容量为 3000 kW，设备投资 39 万元，按照燃气锅炉的设计寿命 20 年计算，得到燃气锅炉直接的供热成本为 0.2881 元/(kW·h)；情景 2 在情景 1 基础上增加天然气燃烧直接排放的碳成本 0.108 元/m³，即为 0.0111 元/(kW·h)，得到情景 2 下燃气锅炉供热成本为 0.2992 元/(kW·h)；情景 3 考虑天然气 LCA 碳排放成本 0.1568 元/m³，即为 0.0161 元/(kW·h)，情景 3 下燃气锅炉供热成本为直接供热成本与情景 3 碳排放成本之和，即 0.3042 元/(kW·h)。

参考中国光伏行业协会《中国光伏产业发展路线图》，光伏的度电成本取 0.4669 元/(kW·h)，根据表 1，得到光伏全环节排放系数为 86 g/(kW·h)，在碳价为 50 元/t 时，即碳排放成本为 0.0043 元/(kW·h)，将这两部分成本总加得到光伏 LCA 度电成本为 0.4721 元/(kW·h)。

参考文献 [24] 中对 II 类风力资源地区的研究，设定当地风机度电成本为 0.4279 元/(kW·h)。风机 LCA 碳排放系数 9.5 g/(kW·h)，即碳排放成本约为 0.0005 元/(kW·h)，得到风机 LCA 度电成本



为 0.4284 元/(kW·h)。

热泵方面, 该区域年热负荷 5 138 160 kW, 若由热泵供热, 热泵设计容量为 3 000 kW, 此时热泵初始设备投资为 900 万元, 按照热泵设计寿命 20 年计算, 电价单价简化为分时电价加权平均值 0.881 元/(kW·h), 热泵供热效率 COP 为 4, 得到热泵直接供热成本为 0.2921 元/(kW·h)。

此次研究的磷酸铁锂蓄电池参考文献 [25] 度电成本取 1.02 元/(kW·h), 结合表 1 储能电池全环节碳排放系数, 在碳价为 50 元/t 时, 储能电池 LCA 碳排放成本约为 0.0056 元/(kW·h), 将此部分碳成本与电池度电成本相加, 得到蓄电池 LCA 度电成本为 1.0256 元/(kW·h)。

综上, 得到各碳源不同情景下的成本如表 5 所示。

表 5 各碳源不同情景下成本

Table 5 Cost of each carbon source under different scenarios

情景	成本/(元·(kW·h) ⁻¹)				
	燃气锅炉供热	光伏	风电	热泵供热	储能电池
1	0.2881	0.4669	0.4279	0.2921	1.0200
2	0.2992	0.4669	0.4279	0.2991	1.0200
3	0.3042	0.4712	0.4284	0.3004	1.0256

4.3 结果分析

为了研究在计算不同情景下碳排放成本对系统的影响, 本文建立了基于 3 种情景条件下的综合能源仿真拓扑, 得到以系统的经济性和环保性为优化目标的仿真结果。通过比较 3 种情景下的仿真结果, 分析在考虑不同碳成本对优化方案设备设计容量和年出力的影响。

情景 1 仅考虑投资成本、能源成本和运维成本, 此时燃气锅炉供热成本低于热泵, 且燃气锅炉和电压压缩制冷机初始设备投资成本远小于热泵。仿真结果中系统供热和供冷分别由初始投资成本低的燃气锅炉和电压压缩制冷机提供。情景 1 下各设备设计容量和年出力情况如表 6 所示。

情景 2 成本在情景 1 的基础上, 考虑了直接碳排放成本, 包含天然直接燃烧和外部电能发电间接带来碳排放的成本, 此时燃气锅炉与热泵的供热成本接近。因为热泵能效更高, 所以在进行环保性优化时, 综合初始投资成本考虑, 供能方

表 6 情景 1 各设备设计容量和年出力

Table 6 Design capacity and annual output of each equipment in scenario 1

设备名称	设计容量/kW	年出力/(万kW·h)
光伏	230.00	24.20
风机	165.00	31.60
燃气锅炉	3 000.00	513.82
电压压缩制冷机	1 500.00	262.30
热泵	0	0 (制热), 0 (制冷)
储能电池	477.62	219.40

面增加了 1 000 kW 热泵进行供热和供冷, 燃气锅炉设计容量减少 250 kW, 年出力减少 19.27%, 电压压缩制冷机设计容量减少 500 kW, 年出力减少 49.83%。系统电能消耗增加, 增加了光伏和风机的设计容量和年出力, 考虑系统经济性, 减少了储能电池的设计容量。情景 2 各设备设计安装容量和年出力情况如表 7 所示。

表 7 情景 2 各设备设计容量和年出力

Table 7 Design capacity and annual output of each equipment in scenario 2

设备名称	设计容量/kW	年出力/(万kW·h)
光伏	360.00	38.00
风机	429.00	82.20
燃气锅炉	2 750.00	414.82
电压压缩制冷机	1 000.00	131.60
热泵	500.00	99.00 (制热), 130.72 (制冷)
储能电池	466.18	20.10

情景 3 在情境 2 的基础上, 考虑了全生命周期的碳排放成本, 包含能源和设备在生产、运输和运行过程中的碳排放成本, 此时热泵供热成本低于燃气锅炉。情景 3 较情景 2 光伏设计容量增加 109 kW, 年出力增加 30.16%, 风机设计容量增加 411 kW, 年出力增加 95.75%, 燃气锅炉和电压压缩制冷机设计容量分别减少 1 750 kW 和 500 kW, 且供热和供冷均主要由热泵提供。由于储能碳成本再次增加, 优化结果进一步减少储能的设计容量。情景 3 各设备设计安装容量和年出力情况如表 8 所示。各情景下设备装机容量以及年出力情况如图 4 和图 5 所示。

情景 1 年化初始投资成本为 65.67 万元, 情景 2 和情景 3 初始投资成本均有增加, 分别为 82 万元



表 8 情景3各设备设计容量和年出力
Table 8 Design capacity and annual output of each equipment in scenario 3

设备名称	设计容量/kW	年出力/(万kW·h)
光伏	469.00	49.46
风机	840.00	160.91
燃气锅炉	1000.00	125.48
电压压缩制冷机	500.00	27.50
热泵	3000.00	388.34 (制热), 234.82 (制冷)
储能电池	444.73	19.91

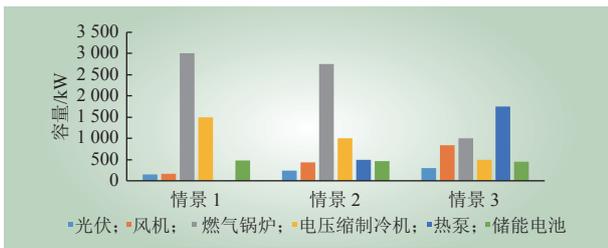


图 4 各情景下设备设计容量

Fig. 4 Equipment design capacity under each scenario

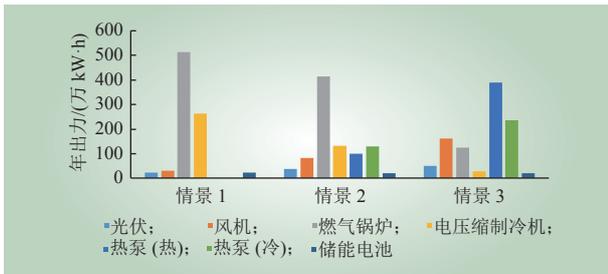


图 5 各情景下设备年出力情况

Fig. 5 Annual equipment output under each scenario

和 95.74 万元，虽然初始投资成本有所增加，但是年运维成本逐渐减少，3 种情景年运维成本分别为 30.84 万元、27.22 万元和 17.31 万元，且年 CO₂ 排放量也逐渐减少，分别为 9 699.88 t、9 197.14 t 和 8 537.81 t，如图 6 所示。

综上，在当前边界条件和碳价情境下，在考虑全生命周期碳排放成本时，系统倾向于使用初始投资成本高、但效率更高的热泵，减少燃气锅炉供热比例，从而降低天然气消耗成本和碳排放成本，并增加光伏和风机建设规模，提高这两种清洁能源的供能比例，减少外部电网供能比例，从而减少购电成本。

本文对不同季节典型日系统供能组成进行对

比，图 7 展示了 1 月典型日 3 种情景系统热能供需组成。从图 7 中可以看出，系统逐渐倾向于使用初始投资成本更高、但能效更高的热泵进行供热，而燃气锅炉的供热比例逐渐减少。

图 8 展示了 4 月典型日不同情景系统电能供需组成。从图 8 中可以看出，系统逐渐减少了电网购电比例，电量缺口由新增的光伏和风机这两种清洁能源提供。

图 9 展示了 7 月典型日不同情景系统冷能供需组成。从图 9 中可以看出，系统逐渐减少了电压压缩制冷机的供能比例，冷能缺口由初始投资成

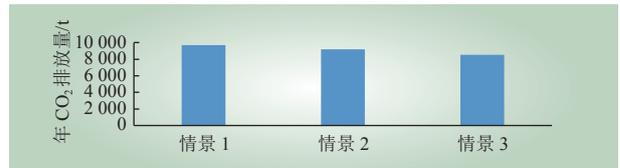


图 6 各情景年 CO₂ 排放量

Fig. 6 Annual CO₂ emissions in each scenario

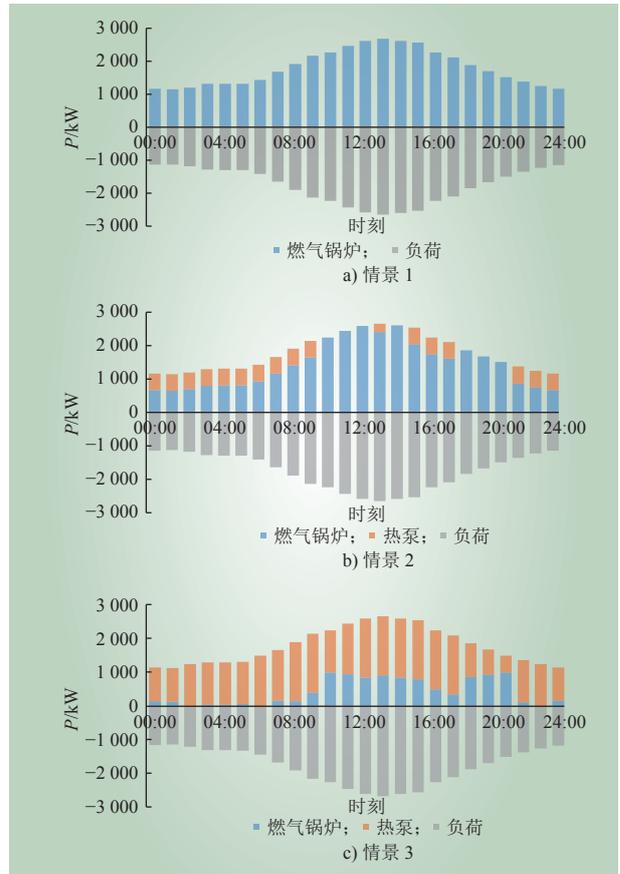


图 7 1 月典型日不同情景热能供需

Fig. 7 Heating demand and supply in a typical day of January under different scenarios

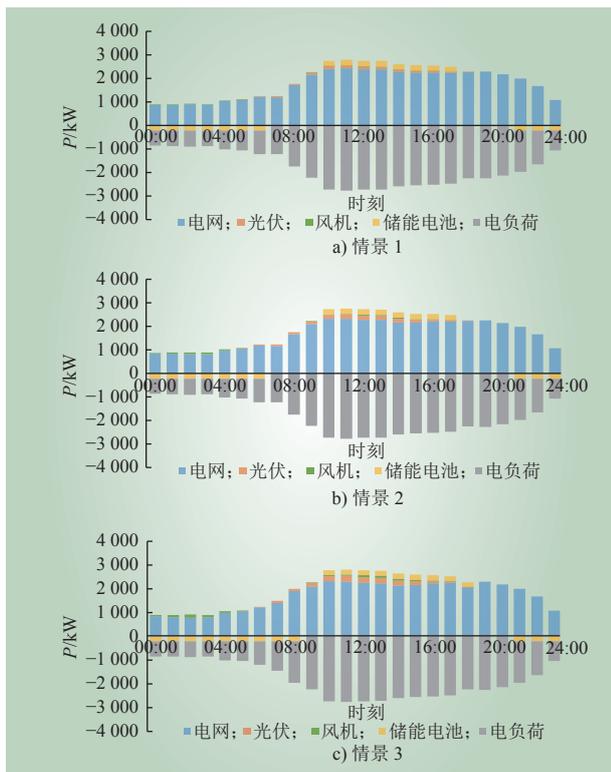


图 8 4月典型日不同情景电能供需

Fig. 8 Electricity demand and supply in a typical day of April under different scenarios

本更高但能效也更高的热泵提供。

此外, 本文在情景 3 算例的基础上建立了补充算例, 将储能电池的充放电效率由 90% 提高至 92%, 间接将储能电池的度电成本由 1.025 6 元/(kW·h) 降至 1.003 4 元/(kW·h), 降低了 2.16%。仿真结果中储能设计容量提高至 450.45 kW·h, 较情景 3 增加了 1.29%。年出力 200 750 kW·h, 较情景 3 增加了 0.83%。通过提高储能的充放电效率, 间接降低了储能的度电成本, 仿真结果提高了储能的设计容量, 符合预期系统优化目标设定。

5 结论

本文建立了 IES 低碳规划优化模型, 在满足供需能量平衡的基础上, 考虑系统内能源和储能的 LCA 碳排放成本, 得到各情境不同边界条件下的最优配置和规划方案。

(1) 本文提出的 IES 优化方案在满足不同季节、不同工况下的能量供需平衡需求的前提下, 通过仿真运行优化得到更为经济和低碳的配置和

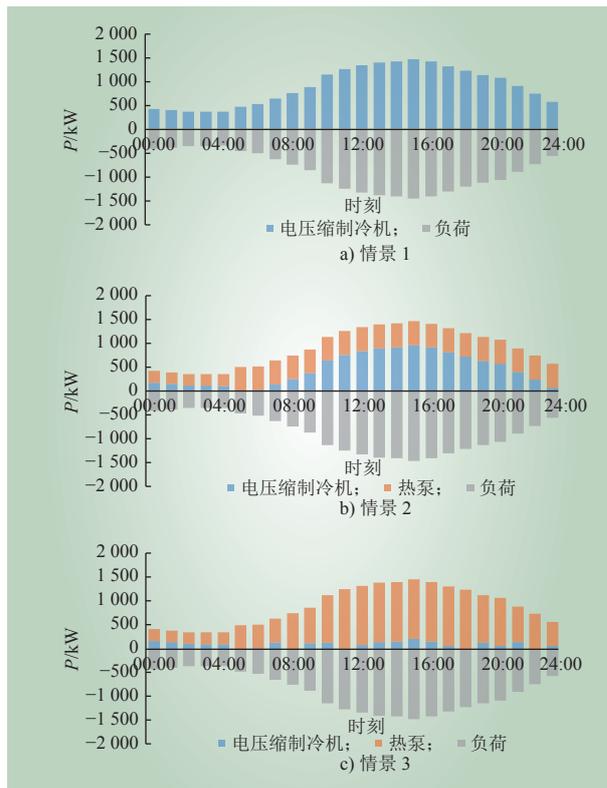


图 9 7月典型日不同情景冷能供需

Fig. 9 Cold demand and supply in a typical day of July under different scenarios

规划方案, 在保证系统安全稳定运行的同时, 让系统获得更高的经济和环保效益。

(2) 本文充分考虑了园区综合能源系统所使用的能源和设备 LCA 的碳排放, 对 IES 的低碳发展具备一定参考价值, 且有较强的适用性。通过改变储能的充放电效率, 间接降低储能设备的全生命周期碳成本, 验证了系统的灵敏度。

参考文献:

[1] 高虎. 着力推进能源高质量发展 加快能源绿色低碳智能化转型: 深入学习贯彻党的十九届五中全会精神 [J]. 中国能源, 2020, 42(12): 4-7,20.
GAO Hu. Promote high-quality energy development and accelerate energy green low-carbon and intelligent transformation[J]. Energy of China, 2020, 42(12): 4-7,20.

[2] 徐进. 我国电力“十四五”规划的重要任务与底层逻辑 [J]. 能源, 2021(1): 33-36.

[3] 曾鸣, 申炜杰. 如何在保证能源安全与经济的前提下顺利实现双碳目标?[N]. 国家电网报, 2021-06-07(2).

- [4] 廖宗毅, 万文略, 陈曦. 考虑价格引导机制的园区综合能源系统日前优化调度方法 [J]. *南方电网技术*, 2021, 15(9): 53–60, 68.
LIAO Zongyi, WAN Wenlue, CHEN Xi. Day-ahead optimal scheduling method of park integrated energy system considering price guidance mechanism[J]. *Southern Power System Technology*, 2021, 15(9): 53–60, 68.
- [5] 陈皓勇, 陈思敏, 陈锦彬, 等. 面向综合能源系统建模与分析的能量网络理论 [J]. *南方电网技术*, 2020, 14(2): 62–74.
CHEN Haoyong, CHEN Simin, CHEN Jinbin, *et al.* Energy network theory for modeling and analysis of integrated energy systems[J]. *Southern Power System Technology*, 2020, 14(2): 62–74.
- [6] 张运洲, 张宁, 代红才, 等. 中国电力系统低碳发展分析模型构建与转型路径比较 [J]. *中国电力*, 2021, 54(3): 1–11.
ZHANG Yunzhou, ZHANG Ning, DAI Hongcai, *et al.* Model construction and pathways of low-carbon transition of China's power system[J]. *Electric Power*, 2021, 54(3): 1–11.
- [7] 赵永凯, 王靖韬, 赵维, 等. 计及多目标的园区级综合能源系统协同优化模型研究 [J]. *电力信息与通信技术*, 2021, 19(11): 123–130.
ZHAO Yongkai, WANG Jingtao, ZHAO Wei, *et al.* Multi-objective optimization of park-level integrated energy system: model and analysis[J]. *Electric Power Information and Communication Technology*, 2021, 19(11): 123–130.
- [8] 尚敬福, 马克睿, 花志浩, 等. 计及碳排放的综合能源系统优化调度及仿真实现 [J]. *供用电*, 2021, 38(11): 77–84.
SHANG Jingfu, MA Kerui, HUA Zhihao, *et al.* Optimal scheduling and simulation of integrated energy system considering carbon emission[J]. *Distribution & Utilization*, 2021, 38(11): 77–84.
- [9] 臧宝志, 吴长龙, 朱宏光, 等. 考虑环保与可靠性成本的园区综合能源系统经济运行技术 [J]. *分布式能源*, 2020, 5(4): 18–27.
ZANG Baozhi, WU Changlong, ZHU Hongguang, *et al.* Economic operation technology of integrated community energy system considering environmental protection and reliability cost[J]. *Distributed Energy*, 2020, 5(4): 18–27.
- [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] 王泽森, 石岩, 唐艳梅, 等. 考虑 LCA 能源链与碳交易机制的综合能源系统低碳经济运行及能效分析 [J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(6): 1614–1626, 1858.
WANG Zesen, SHI Yan, TANG Yanmei, *et al.* Low carbon economy operation and energy efficiency analysis of integrated energy systems considering LCA energy chain and carbon trading mechanism[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(6): 1614–1626, 1858.
- [12] 惠婧璇, 万里扬. 生命周期评价方法及应用于我国可再生能源领域研究进展 [J]. *中国能源*, 2020, 42(3): 42–47, 24, 33.
HUI Jingxuan, WAN Liyang. Life cycle assessment and its applying to renewable energy research in China[J]. *Energy of China*, 2020, 42(3): 42–47, 24, 33.
- [13] 孙莉莉. 关于发电能源成本研究: 基于生命周期评价理论的分析 [J]. *价格理论与实践*, 2018(5): 151–154.
SUN Lili. Research on power generation cost: based on the analysis of life cycle assessment theory[J]. *Price: Theory & Practice*, 2018(5): 151–154.
- [14] 夏德建, 任玉珑, 史乐峰. 中国煤电能源链的生命周期碳排放系数计量 [J]. *统计研究*, 2010, 27(8): 82–89.
XIA Dejian, REN Yulong, SHI Lefeng. Measurement of life-cycle carbon equivalent emissions of coal-energy Chain[J]. *Statistical Research*, 2010, 27(8): 82–89.
- [15] 杨东, 刘晶茹, 杨建新, 等. 基于生命周期评价的风力发电机碳足迹分析 [J]. *环境科学学报*, 2015, 35(3): 927–934.
YANG Dong, LIU Jingru, YANG Jianxin, *et al.* Carbon footprint of wind turbine by life cycle assessment[J]. *Acta Scientiae Circumstantiae*, 2015, 35(3): 927–934.
- [16] 贾亚雷, 王继选, 韩中合, 等. 基于 LCA 的风力发电、光伏发电及燃煤发电的环境负荷分析 [J]. *动力工程学报*, 2016, 36(12): 1000–1009.
JIA Yalei, WANG Jixuan, HAN Zhonghe, *et al.* Analysis on environmental load of wind, PV and coal-fired power generation based on life cycle assessment[J]. *Journal of Chinese Society of Power Engineering*, 2016, 36(12): 1000–1009.
- [17] 郭敏晓. 风力、光伏及生物质发电的生命周期 CO₂ 排放核算 [D]. 北京: 清华大学, 2012.
GUO Minxiao. The life cycle accounting of CO₂ Emissions for wind, PV and biomass power generation in China[D]. Beijing: Tsinghua University, 2012.
- [18] 翁琳, 陈剑波. 光伏系统基于全生命周期碳排放量计算的环境与经济效益分析 [J]. *上海理工大学学报*, 2017, 39(3): 282–288.
WENG Lin, CHEN Jianbo. Environmental and economic analysis on the carbon dioxide emissions calculation in the life cycle of a photovoltaic system[J]. *Journal of University of Shanghai for Science and Technology*, 2017, 39(3): 282–288.



- [19] 付子航. 煤制天然气碳排放全生命周期分析及横向比较 [J]. *天然气工业*, 2010, 30(9): 100–104,130.
FU Zihang. Life cycle assessment of carbon emission from synthetic natural gas(SNG) and its horizontal comparison analysis[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(9): 100–104,130.
- [20] 樊金璐, 吴立新, 任世华. 碳减排约束下的燃煤发电与天然气发电成本比较研究 [J]. *中国煤炭*, 2016, 42(12): 14–17,23.
FAN Jinlu, WU Lixin, REN Shihua. Comparative study of cost in coal-fired power and natural gas power under carbon emissions constraint[J]. *China Coal*, 2016, 42(12): 14–17,23.
- [21] 谭艳秋. 电力系统应用中电池储能系统的生命周期温室气体影响分析 [D]. 南京: 南京大学, 2017.
TAN Yanqiu. Life cycle greenhouse gas impacts of battery energy storage systems in power system applications[D]. Nanjing: Nanjing University, 2017.
- [22] 李晓露, 单福州, 宋燕敏, 等. 考虑热网约束和碳交易的多区域综合能源系统优化调度 [J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(19): 52–59,131.
LI Xiaolu, SHAN Fuzhou, SONG Yanmin, *et al.* Optimal dispatch of multi-region integrated energy systems considering heating network constraints and carbon trading[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(19): 52–59,131.
- [23] 董美智, 刘大为, 柳乃明. 北京市供热锅炉能效现状分析 [J]. *节能与环保*, 2020(9): 28–30.
DONG Meizhi, LIU Dawei, LIU Naiming. Analysis of energy efficiency of heating boiler in Beijing[J]. *Energy Conservation and Environmental Protection*, 2020(9): 28–30.
- [24] 贺婷婷, 赵晓丽. 风力发电的成本效益分析: 以张家口为例 [J]. *中外能源*, 2019, 24(5): 21–25.
HE Tingting, ZHAO Xiaoli. Cost-benefit analysis of wind power generation —taking Zhangjiakou as an example[J]. *Sino-Global Energy*, 2019, 24(5): 21–25.
- [25] 傅旭, 李富春, 杨欣, 等. 基于全寿命周期成本的储能成本分析 [J]. *分布式能源*, 2020, 5(3): 34–38.
FU Xu, LI Fuchun, YANG Xin, *et al.* Cost analysis of energy storage based on life cycle cost[J]. *Distributed Energy*, 2020, 5(3): 34–38.

作者简介:

方仍存 (1980—), 男, 博士, 高级工程师, 从事配电网及能源互联网规划研究, E-mail: hustfrc@163.com;

黄滔 (1993—), 男, 通信作者, 助理工程师, 从事综合能源系统建模仿真及优化控制研究, E-mail: 398603212@qq.com。

(责任编辑 张重实)

An Optimal Planning Method for Park IES Considering Life Cycle Carbon Cost

FANG Rengcun¹, YANG Jie¹, ZHOU Kui², HUANG Tao², LV Fengbo²

(1. State Grid Hubei Electric Power Company Economic and Technical Research Institute, Wuhan 430070, China;

2. Tsinghua Sichuan Energy Internet Research Institute, Chengdu 610213, China)

Abstract: Integrated energy system (IES) is one of the effective ways to achieve the “dual carbon” goal, and its planning, construction and operation need to take into account economic costs and low-carbon benefits. In order to comprehensively evaluate the comprehensive IES benefits, a planning method is proposed that incorporates the carbon emission cost of energy and equipment in the life cycle process of manufacturing, transportation, operation into the optimization goal. A hourly simulation and optimization is carried out for a park IES, and an analysis is made on the influence of different carbon cost scenarios on the IES optimal configuration and operation schemes. The proposed method can provide a reference for IES design and planning.

This work is supported by Science and Technology Project of SGCC(Research on Interconnection and Interaction of Microgrid and Network Form of Distribution Network, No.52153820000H).

Keywords: integrated energy system; life cycle; carbon cost; scenario analysis; planning simulation