

# 基于可逆固体氧化物燃料电池的综合能源站容量优化配置

杨威,王越,张曦,张安安,张承乾,雷宪章

(西南石油大学 电气信息学院,四川 成都 610500)

**摘要:**针对综合能源系统清洁能源消纳问题,提出一种考虑设备效率退化的可逆固体氧化物燃料电池综合能源站容量优化配置方法。基于可逆固体氧化物燃料电池运行特性提出综合能源站架构,并建立能源站设备数学模型和效率退化模型;在充分考虑能源站设备效率退化的情况下,以能源站全生命周期净现值最大为目标建立系统氢储能容量优化配置模型,并利用改进遗传粒子群优化算法和CPLEX工具箱对模型进行求解。算例分析验证了所提方法的有效性和合理性。

**关键词:**可逆固体氧化物燃料电池;综合能源站;容量配置;氢储能;效率退化

**中图分类号:**TM73;TK01

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202310027

## 0 引言

在“双碳”目标下,以风电、光伏为代表的清洁能源装机容量迅速增加,预计到2060年我国新能源发电量将达到总发电量的50%<sup>[1-2]</sup>。受清洁能源装机容量和出力特性的双重影响,电力系统清洁能源消纳压力越发凸显。储能是清洁能源消纳机制中的重要一环,是保障电力系统安全性以及提升清洁能源发电经济性的有效途径<sup>[3]</sup>。研究新型储能技术在电力系统中的应用具有重要意义。氢储能可通过电解水制氢和氢能发电与清洁能源直接耦合,充分实现电能与氢能的协同互补,是一种理想的清洁能源消纳方式<sup>[4]</sup>。氢储能应用的关键在于如何提升制氢与氢能发电的能效水平,实现清洁电能的高效利用。目前相对成熟的质子交换膜电解槽(proton exchange membrane electrolyzer, PEM)和碱性燃料电池(alkaline fuel cell, AFC)对清洁能源的利用能效不高,会影响系统整体效益<sup>[5]</sup>。可逆固体氧化物燃料电池(reversible solid oxide fuel cell, RSOC)可实现电氢间的双向高效转换,是一种极具发展潜力的新型氢储能技术路线。

国内外学者对氢储能在综合能源系统中的配置问题已开展大量研究。文献[6]基于电解槽和氢燃料电池构建氢储能综合能源系统,以系统总运行成本最优为目标对系统储能设备容量进行优化配置。文献[7]充分考虑氢储能运行过程中的动态热平衡

对容量配置的影响,提出一种降低储能系统投资成本的分布鲁棒容量优化配置方法。文献[8]提出一种基于氢储能的冷、热、电联供综合能源系统,对系统的容量配置与最优运行方式进行研究,并提出一种能源系统混合运营策略,提高了系统氢供应能力。文献[9]将氢储能与海上风电相结合,提升海上风电消纳率,增强系统能源供应稳定性。但上述文献综合能源系统中的电氢转换设备效率较低,无法实现清洁能源的高效消纳。

国内外学者对基于RSOC的清洁能源消纳方案也已进行探索。文献[10]设计一种基于RSOC、有机朗肯循环、氢储能装置和吸收式制冷装置的冷、热、电三联供系统,该系统的电解水制氢效率可达88.82%。文献[11]将RSOC作为多能耦合核心设备,对天然气、风电、燃气轮机热电联产等异质能源进行耦合,发现该多能耦合系统在高达56.9%的新能源渗透率下能维持稳定。文献[12]利用RSOC氢储能系统实现海水淡化与风电场辅助系统电力供应。文献[13]提出基于RSOC的一体化能源站构想,并对能源站内的RSOC和储氢库进行容量规划。文献[14]将RSOC应用于微电网中,以微电网系统投资回收期最短为目标对系统内各设备容量进行优化配置,结果表明该微电网投资回收期为6~10 a。

上述研究极少考虑设备长期运行的出力退化效应,这导致容量配置方案过于乐观,在实际运行中难以达到预期经济效益<sup>[15-17]</sup>。为此,本文首先构建基于RSOC的综合能源站(integrated energy station based on reversible solid oxide fuel cells, IES-RSOC),并建立能源站设备的数学模型和效率退化模型;然后,在充分考虑设备效率退化的情况下,建立能源站容量优化配置模型;最后,考虑容量配置与运行优化的交互耦合关系,将能源站容量优化配置模型转化为上、下双层优化问题进行求解,其中上层容量配置模型以能源站生命周期净现值(net

收稿日期:2023-07-26;修回日期:2023-10-24

在线出版日期:2023-11-07

基金项目:四川省科技计划资助项目(2022YFG0123);智能电网四川省重点实验室开放基金项目(2022-IEPGKLS-P-KFYB02)  
Project supported by the Science and Technology Program of Sichuan Province (2022YFG0123) and the Open Fund Program of Intelligent Electric Power Grid Key Laboratory of Sichuan Province (2022-IEPGKLS-P-KFYB02)

present value, NPV)最大为目标,利用改进遗传粒子群优化算法(hybrid genetic algorithm and particle swarm optimization, HGAPSO)对模型进行求解,下层运行优化模型以能源站日运行成本最小为目标,利用CPLEX工具箱对模型进行求解,上、下层循环迭代至满足收敛条件,得到能源站氢储能设备容量配置方案,并分析该配置方案的可行性和有效性。

## 1 IES-RSOC 架构

RSOC可在固体氧化物燃料电池(solid oxide fuel cell, SOFC)与固体氧化物电解池(solid oxide electrolytic cell, SOEC)2种模式(简称SOFC模式和SOEC模式)间正逆双向运行:在SOFC运行模式下,可将储存在燃料中的化学能高效地转化成电能与优质热能;在SOEC运行模式下,可利用各种可再生能源提供的热能和电能将水蒸气高效电解为氢气和氧气。基于此,本文提出IES-RSOC结构,如图1所示,该系统由风电、光伏发电、RSOC、电制热装置、储热(thermal energy storage, TES)装置、储氢(hydrogen energy storage, HES)装置等组成。RSOC可通过自身多能耦合特性结合储能设备对不同种类的能源进行耦合,提高能源站的清洁能源消纳能力和能源供应稳定性。能源站可向用户提供电能和氢能,能源站运行策略为:当清洁能源出力充足时,SOEC与电制热装置将超发电能转化为氢能储存在HES装置中;当清洁能源出力不足时,SOFC将氢能转化为电能和热能,电能供应负荷需求,热能则储存在TES装置中。能源站与区域电网和输氢网络存在一定的能量交互能力,可在一定范围内灵活购售电能和氢气。

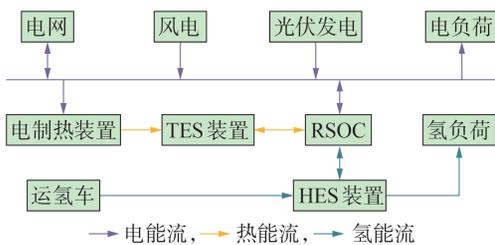


图1 IES-RSOC 结构图

Fig.1 Structure diagram of IES-RSOC

## 2 关键设备模型的构建

### 2.1 能源站设备出力模型

能源站各设备出力特性用式(1)表示。

$$P_{k,j}^{out,t} = \eta_{k,j}^t P_{k,j}^{in,t} \quad (1)$$

式中: $k \in \{\text{RSOC, PV, WIN, PTH, TES, HES}\}$ ,分别表示RSOC、光伏发电、风电、电制热装置、TES装置和HES装置; $t$ 为设备运行时刻; $j \in \{\text{pe, th, hy}\}$ ,分别表示电能、热能和氢能; $P_{k,j}^{in,t}$ 为 $t$ 时刻设备 $k$ 的能源 $j$ 输入

功率; $\eta_{k,j}^t$ 为 $t$ 时刻设备 $k$ 转化能源 $j$ 的效率,随着运行年限的增加,设备效率逐渐降低; $P_{k,j}^{in,t}$ 为 $t$ 时刻设备 $k$ 的能源 $j$ 输入功率。

### 2.2 RSOC 模型

#### 2.2.1 RSOC 能量转换模型

RSOC在SOFC模式下输出的电、热功率简化表达式<sup>[18]</sup>分别为:

$$\begin{cases} P_{\text{SOFC, pe}}^t = L_{\text{H}_2} m_{\text{SOFC, H}_2}^t \eta_{\text{SOFC, pe}}^t \\ P_{\text{SOFC, th}}^t = L_{\text{H}_2} m_{\text{SOFC, H}_2}^t \eta_{\text{SOFC, th}}^t \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{\text{SOFC, pe}}^t$ 、 $P_{\text{SOFC, th}}^t$ 、 $m_{\text{SOFC, H}_2}^t$ 分别为 $t$ 时刻SOFC的发电功率、产热功率和耗氢速率; $L_{\text{H}_2}$ 为氢高热值; $\eta_{\text{SOFC, pe}}^t$ 为 $t$ 时刻SOFC的电效率; $\eta_{\text{SOFC, th}}^t$ 为 $t$ 时刻SOFC的热效率。

RSOC在SOEC模式下消耗的电、热功率简化表达式<sup>[18]</sup>分别为:

$$\begin{cases} P_{\text{SOEC, pe}}^t + P_{\text{SOEC, th}}^t = L_{\text{H}_2} m_{\text{SOEC, H}_2}^t / \eta_{\text{SOEC, el}}^t \\ P_{\text{SOEC, th}}^t = P_{\text{SOEC, pe}}^t \eta_{\text{SOEC, th}}^t \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{\text{SOEC, pe}}^t$ 、 $P_{\text{SOEC, th}}^t$ 、 $m_{\text{SOEC, H}_2}^t$ 分别为 $t$ 时刻SOEC的耗电功率、耗热功率和产氢速率; $\eta_{\text{SOEC, th}}^t$ 为 $t$ 时刻SOEC的耗热系数; $\eta_{\text{SOEC, el}}^t$ 为 $t$ 时刻SOEC的电解效率。

#### 2.2.2 RSOC 效率退化模型

RSOC效率退化主要受运行模式和电池材料固有特性的影响。SOFC模式下效率退化的主要原因是碳沉积和杂质中毒,其中碳沉积引发的催化剂失活和微观结构损坏是退化的主导因素。SOEC模式下效率退化的主要原因是结构劣化和共电解导致的积碳。另外,2种模式下的不同降解机制存在交互作用,而RSOC的双向操作可缓解效率退化<sup>[19]</sup>。

上述退化效应可大致分为可逆退化与不可逆退化2种,其中可逆退化可通过RSOC的双向操作在一定程度上进行缓解,不可逆退化则会随着RSOC的运行使效率持续降低<sup>[20-21]</sup>。假设RSOC在不同运行模式下均匀退化,以RSOC单次完成SOEC运行和SOFC运行行为周期。SOEC和SOFC运行平均效率退化率(average efficiency degradation rate, AEDR)分别为:

$$\eta_{\text{SOEC, de}}^{\text{ave}, \Delta t_1} = (\eta_{\text{SOEC}}^t - \eta_{\text{SOEC}}^{t+\Delta t_1}) / \Delta t_1 \quad (4)$$

$$\eta_{\text{SOFC, de}}^{\text{ave}, \Delta t_2} = (\eta_{\text{SOFC}}^{t+\Delta t_1} - \eta_{\text{SOFC}}^{t+\Delta t_1+\Delta t_2}) / \Delta t_2 \quad (5)$$

$$\Delta t = \Delta t_1 + \Delta t_2 \quad (6)$$

式中: $\Delta t$ 为RSOC单个运行周期; $\Delta t_1$ 为SOEC运行时长; $\Delta t_2$ 为SOFC运行时长; $\eta_{\text{SOEC, de}}^{\text{ave}, \Delta t_1}$ 为SOEC运行 $\Delta t_1$ 时间的AEDR; $\eta_{\text{SOEC}}^t$ 为 $t$ 时刻SOEC的效率; $\eta_{\text{SOFC, de}}^{\text{ave}, \Delta t_2}$ 为SOFC运行 $\Delta t_2$ 时间的AEDR; $\eta_{\text{SOFC}}^{t+\Delta t_1}$ 为 $t+\Delta t_1$ 时刻SOFC的效率。

RSOC在 $\Delta t$ 运行周期内的AEDR如式(7)所示,平均效率退化情况如式(8)所示。

$$\eta_{\text{RSOC,de}}^{\text{ave},\Delta t} = (\eta_{\text{SOEC,de}}^{\text{ave},\Delta t_1} + \eta_{\text{SOFC,de}}^{\text{ave},\Delta t_2}) / \Delta t \quad (7)$$

$$\eta_{\text{RSOC}}^{t+\Delta t} = \eta_{\text{RSOC}}^t - \Delta t \eta_{\text{RSOC,de}}^{\text{ave},\Delta t} \quad (8)$$

式中: $\eta_{\text{RSOC,de}}^{\text{ave},\Delta t}$ 为RSOC运行 $\Delta t$ 时间的AEDR; $\eta_{\text{RSOC}}^t$ 为 $t$ 时刻RSOC的效率。

### 2.3 储能装置模型

IES-RSOC中存在TES、HES这2种储能设备,其运行特性类似,储能充放电过程用式(9)描述。

$$E_s^{t+1} = E_s^t + \eta_{s,\text{ch}} P_{s,\text{ch}}^t - P_{s,\text{dis}}^t / \eta_{s,\text{dis}} \quad (9)$$

式中: $s \in \{\text{TES}, \text{HES}\}$ ;  $E_s^t$ 为 $t$ 时刻储能设备 $s$ 的储能;  $\eta_{s,\text{ch}}$ 为储能设备 $s$ 的充能效率;  $P_{s,\text{ch}}^t$ 为 $t$ 时刻储能设备 $s$ 的充能功率;  $P_{s,\text{dis}}^t$ 为 $t$ 时刻储能设备 $s$ 的放能功率;  $\eta_{s,\text{dis}}$ 为储能设备 $s$ 的放能效率。

## 3 IES-RSOC 容量优化配置模型

从能源站NPV和运行成本2个方面建立双层优化配置模型。上层模型以能源站NPV最大为目标进行容量配置,下层模型以运行成本最小为目标实现优化运行。

### 3.1 上层容量配置模型

#### 3.1.1 目标函数

能源站NPV由运营收入、运行成本、总投资、设备残值四部分构成。目标函数为:

$$\max F_{\text{up}} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T \frac{C_{\text{in}}^{d,t} - C_{\text{op}}^{d,t}}{(1+v)^d} + C_{\text{eq},D} - C_{\text{inv}} \quad (10)$$

式中: $F_{\text{up}}$ 为能源站NPV; $D$ 为能源站生命周期; $T$ 为年运行时长; $C_{\text{in}}^{d,t}$ 为能源站第 $d$ 年 $t$ 时刻的运营收入; $C_{\text{op}}^{d,t}$ 为能源站第 $d$ 年 $t$ 时刻的运行成本; $v$ 为贴现率; $C_{\text{eq},D}$ 为能源站的设备残值; $C_{\text{inv}}$ 为能源站总投资。

#### 1) 运营收入。

能源站运营收入包括本地负荷供应收益和附加收益两部分。本地负荷供应收益包括本地售电和售氢收益,附加收益包括余电上网收益和售氧收益。运营收入 $C_{\text{in}}^t$ 的表达式为:

$$C_{\text{in}}^t = c_{1,\text{pe}} P_{1,\text{pe}}^t + c_{1,\text{hy}} P_{1,\text{hy}}^t + c_{\text{ox}} P_{\text{ox}}^t + c_{\text{out}} P_{\text{out}}^t \quad (11)$$

式中: $c_{1,\text{pe}}$ 、 $c_{1,\text{hy}}$ 、 $c_{\text{ox}}$ 、 $c_{\text{out}}$ 分别为售电、售氢、售氧和余电上网价格; $P_{1,\text{pe}}^t$ 、 $P_{1,\text{hy}}^t$ 、 $P_{\text{ox}}^t$ 、 $P_{\text{out}}^t$ 分别为 $t$ 时刻的电负荷、氢负荷、售氧量和上网功率。

#### 2) 运行成本。

能源站运行成本包括购能费用、运维费用和惩罚成本三部分。购能费用包括购电、购氢和购水费用,惩罚成本包括弃风弃光惩罚成本、切负荷惩罚成本和购氢惩罚成本。运行成本 $C_{\text{op}}^t$ 的表达式为:

$$\begin{cases} C_{\text{op}}^t = C_{\text{be}}^t + C_{\text{pu}}^t + C_{\text{ma}}^t \\ C_{\text{be}}^t = c_{\text{in}}^t P_{\text{in}}^t + c_w \sigma_w P_{\text{SOEC,pe}}^t \\ C_{\text{pu}}^t = \varepsilon_{\text{cl}} P_{\text{cl,loss}}^t + \varepsilon_{\text{dl}} P_{\text{pe,loss}}^t + \varepsilon_{\text{hy}} c_{1,\text{hy}} P_{\text{hy,buy}}^t \\ C_{\text{ma}}^t = \sum c_{f,\text{ma}} P_f^t + \sum \max(0, c_{s,\text{ma}} (E_s^{t+1} - E_s^t)) \end{cases} \quad (12)$$

式中: $C_{\text{be}}^t$ 为 $t$ 时刻的购能费用; $C_{\text{pu}}^t$ 为 $t$ 时刻的惩罚成本; $C_{\text{ma}}^t$ 为 $t$ 时刻的运维成本; $c_{\text{in}}^t$ 为 $t$ 时刻的分时电价; $c_w$ 为水单价; $\sigma_w$ 为电解水耗水系数; $P_{\text{in}}^t$ 为 $t$ 时刻的能源站购电功率; $\varepsilon_{\text{cl}}$ 、 $\varepsilon_{\text{dl}}$ 、 $\varepsilon_{\text{hy}}$ 分别为弃风弃光惩罚系数、切负荷惩罚系数和购氢惩罚系数; $P_{\text{cl,loss}}^t$ 、 $P_{\text{pe,loss}}^t$ 、 $P_{\text{hy,buy}}^t$ 分别为 $t$ 时刻的弃风弃光功率、切负荷量和购氢量; $P_f^t$ 为 $t$ 时刻设备 $f$ 的输出功率, $f \in \{\text{RSOC}, \text{PV}, \text{WIN}, \text{PTH}\}$ ;  $c_{f,\text{ma}}$ 、 $c_{s,\text{ma}}$ 分别为设备 $f$ 和设备 $s$ 的运维单价。

#### 3) 总投资。

能源站总投资与设备投资有关,设备投资包含能源站初期设备购置投资和RSOC电堆更换投资两部分。因RSOC电堆寿命往往比能源站生命周期短,当RSOC电堆寿命结束时,能源站会更换新的电堆。将电堆更换情况折算到系统初始投资中,能源站总投资<sup>[22]</sup>为:

$$\begin{cases} C_{\text{inv}} = (n \eta_{\text{stack}} c_{\text{RSOC,buy}} N_{\text{RSOC}} + \sum c_{k,\text{buy}} N_k) / \sigma \\ n = \text{floor}(D / D_{\text{RSOC}}) \end{cases} \quad (13)$$

式中: $n$ 为在能源站全生命周期中更换RSOC电堆的次数; $\eta_{\text{stack}}$ 为RSOC电堆价格占整个RSOC系统价格的比例; $c_{k,\text{buy}}$ 为设备 $k$ 的单价; $N_k$ 为设备 $k$ 的设计容量; $\sigma$ 为设备投资占总投资的比例; $\text{floor}(\cdot)$ 表示向下取整; $D_{\text{RSOC}}$ 为RSOC电堆寿命。

#### 4) 设备残值。

能源站生命周期结束后,废弃设备回收会产生残值<sup>[23]</sup>,即:

$$C_{\text{eq},D} = \eta_{\text{eq, re}} C_{\text{inv}} / (1+v)^D \quad (14)$$

式中: $\eta_{\text{eq, re}}$ 为设备残值率。

#### 3.1.2 约束条件

为保证能源站安全稳定运行,对各类设备设置安全运行容量限制,即:

$$\begin{cases} P_{f,\text{min}} \leq P_f^t \leq P_{f,\text{max}} \\ E_{s,\text{min}} \leq E_s^t \leq E_{s,\text{max}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{f,\text{max}}$ 、 $P_{f,\text{min}}$ 分别为设备 $f$ 的容量上、下限; $E_{s,\text{max}}$ 、 $E_{s,\text{min}}$ 分别为设备 $s$ 的储能量上、下限。

### 3.2 下层运行优化模型

以能源站日运行成本 $F_{\text{down}}$ 最小为目标建立下层优化模型,目标函数为:

$$\min F_{\text{down}} = \sum_{t=1}^{24} C_{\text{op}}^t \quad (16)$$

能源站优化运行约束条件包括电、热、氢能量平衡约束,储能装置充放电约束,RSOC运行约束以及联络线功率约束,具体如附录A式(A1)—(A8)所示。

### 3.3 模型求解

本文利用HGAPSO和CPLEX工具箱求解上述

容量配置问题。HGAPSO通过将遗传算法(genetic algorithm, GA)变异思想引入粒子群优化(particle swarm optimization, PSO)算法,在一定程度上解决了传统PSO算法收敛精度低且易陷入局部最优的问题,易获得更优解。HGAPSO粒子速度与位置更新方法如附录A式(A9)~(A12)所示。基于HGAPSO和CPLEX工具箱的容量配置问题求解流程如附录A图A1所示。

## 4 算例分析

### 4.1 算例设置

考虑到当前电氢综合能源系统使用的主流电氢转换设备为PEM与AFC<sup>[24]</sup>,设置IES-RSOC与传统电氢综合能源站(integrated energy station based on PEM and AFC, IES-PEM-AFC)2种方案进行对比,以验证本文所提模型的有效性,具体设置如下。

#### 1) 方案1: IES-RSOC。

IES-RSOC中配置的设备有RSOC、TES和HES。基于典型季节的清洁能源出力及负荷数据进行综合能源站的容量优化配置。能源站中电制热设备为满足RSOC冷启动需求的附属设备,不对其进行容量配置,取其容量为RSOC容量的1.3倍<sup>[25]</sup>。清洁能源出力及负荷数据如附录A图A2所示,光伏基准功率为800 kW,风电基准功率为1500 kW,电负荷基准值为1500 kW·h,氢负荷基准功率为448 m<sup>3</sup>/h。各能源价格如附录A图A3所示。光伏、风电的效率退化曲线如附录A图A4所示。系统各环节运行参数如附录A表A1~A3所示。

#### 2) 方案2: IES-PEM-AFC。

IES-PEM-AFC中配置的设备包括PEM、AFC和HES。清洁能源出力与负荷数据同方案1,系统结构及运行方式如附录B图B1所示,系统运行相关参数如附录B表B1所示。

考虑到实际系统中的设备运行特性,IES-RSOC容量配置基于以下假设进行:仅考虑风电、光伏发电和RSOC的效率退化;考虑到本文所设计的能源站中SOFC使用氢气作为燃料,效率退化受积碳效应影响较小,另外,RSOC主要运行在SOEC模式,SOFC对效率退化影响较小,因此,忽略退化机制间的相互影响,假设RSOC效率以均匀速率退化。

### 4.2 最优容量配置方案

表1为利用不同优化算法所求得的IES-RSOC最优容量配置方案,其中HGAPSO相较于PSO算法配置结果的最大偏差仅为0.9%,相较于GA配置结果的最大偏差仅为0.94%,这说明了本文所采用的HGAPSO的有效性。图2为不同优化算法的迭代求解过程。由图可知,HGAPSO的收敛速度介于GA与PSO算法收敛速度之间,且HGAPSO获得了更优解,

这说明HGAPSO在一定程度上增强了PSO算法的全局搜索能力弱以及解决了GA的早熟收敛问题。

表1 IES-RSOC最优容量配置方案  
Table 1 Optimal capacity configuration scheme of IES-RSOC

算法	最优容量		
	RSOC / kW	TES / kW	HES / m <sup>3</sup>
HGAPSO	420.6	812.1	803.8
PSO	422.8	819.5	800.6
GA	424.8	807.9	802.7

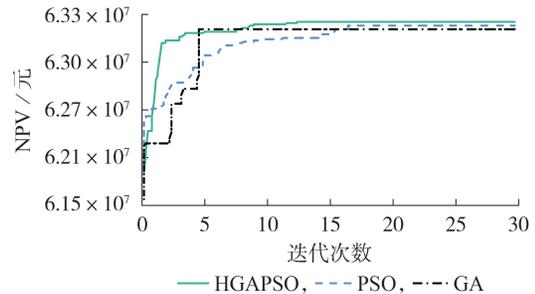


图2 不同优化算法的迭代求解过程

Fig.2 Iterative solution process of different optimization algorithms

IES-PEM-AFC的容量优化配置结果如附录B表B2所示。结合表1对比分析可知,IES-RSOC系统的RSOC配置容量介于IES-PEM-AFC系统PEM与AFC配置容量之间,这是由于IES-RSOC制氢和发电使用的均是RSOC,在容量配置过程中制氢容量需求和发电容量需求会相互制约,而IES-PEM-AFC使用不同的设备制氢和发电,在容量配置过程中设备间的影响较小,另外,IES-RSOC中的电制热设备和RSOC均会消纳清洁能源,进一步约束了系统RSOC的配置容量,从而使其RSOC容量小于PEM容量。

### 4.3 能源站综合效益分析

#### 4.3.1 经济效益分析

RSOC效率退化速度随着电池结构以及材料的不同而存在显著差异,不同AEDR下的RSOC电氢转换效率如附录A图A5所示<sup>[21]</sup>。由图可知,AEDR对RSOC具有效率和寿命上的双重影响:一方面,AEDR越高,RSOC退化速度越快,寿命越短,例如,当AEDR为0.6%/kh时,RSOC电堆寿命可达9 a,当AEDR为1.4%/kh时,RSOC电堆寿命仅为4 a;另一方面,AEDR越高,RSOC在同一时期的效率越低,例如,AEDR分别为0.6%/kh和0.9%/kh时,RSOC电堆在第4年的产氢耗能分别为4.36、5.36 kW·h/m<sup>3</sup>。

鉴于AEDR对ROSC电氢转换效率的显著影响,基于上文配置结果,对RSOC设置不同的AEDR,分析能源站综合效益变化情况,如图3所示。由图可知,随着AEDR的增加,能源站NPV呈下降趋势,总

投资呈上升趋势,投资回收期从 4.5 a 上升至 5.7 a,运行成本在一定范围内波动,这是由于 AEDR 与能源站生命周期内更换电堆的次数直接相关,AEDR 越高,RSOC 电堆退化越快,能源站生命周期内更换的电堆越多,能源站总投资越高,总投资的增加会导致能源站 NPV 下降,进而延长能源站的投资回收期。对于相同的电堆更换范围,例如,AEDR 取值为 0.9% / kh 与 1.1% / kh 之间时,能源站总投资相同,能源站投资回收期波动较小。结合能源站的运行成本变化可知,RSOC 效率退化导致的电堆更换附加投资是使能源站投资回收期延长的主要原因。

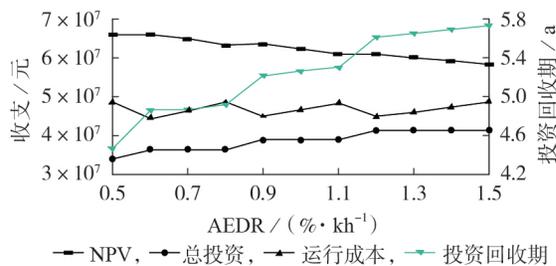


图3 不同衰退速率下的能源站经济效益  
Fig.3 Economic benefit of energy station under different recession rates

IES-PEM-AFC 经济效益如附录 B 表 B3 所示。结合图 3 可知:当 RSOC 的 AEDR 为 1.3% / kh 时,2 种系统的 NPV 相近;在 NPV 相近时,相较于 IES-PEM-AFC,IES-RSOC 的运行成本更低,但初始投资更高,投资回收期更长,这说明 IES-RSOC 的经济效益获取能力更强。因此,当以 NPV 为目标进行容量优化配置时,要使 IES-RSOC 达到与 IES-PEM-AFC 相当的经济效益,就需将 RSOC 的 AEDR 控制在 1.3% / kh 以内。

#### 4.3.2 运行效益分析

为更直观呈现经济总量相差较小情况下 2 种配置方案内部效益的差异,将 RSOC 的 AEDR 设为 1.3% / kh,其他参数保持不变,分别对 2 种配置方案进行模拟,结果如表 2 所示。由表可知,相较于 IES-PEM-AFC,IES-RSOC 的售电量增加了 13.6%,购电量增加了 0.7%,产氢量增加了 6.0%,购氢量降低了 19.1%,切负荷量降低了 6.5%,实现了清洁能源的全额消纳,这是由于 RSOC 转换效率更高,制得等量氢气的耗电更少,在清洁能源出力丰富时有更多的电

表 2 2 种配置方案的运行效益对比

Table 2 Comparison of operational benefits between two configuration schemes

方 案	售电量 / (kW·h)	购电 量 / (kW·h)	产氢量 / kg	购氢量 / kg	弃风弃 光量 / (kW·h)	切负荷 量 / (kW·h)
1	5.460×10 <sup>6</sup>	2.472×10 <sup>7</sup>	1.248×10 <sup>6</sup>	3.292×10 <sup>5</sup>	0	2.379×10 <sup>5</sup>
2	4.808×10 <sup>6</sup>	2.455×10 <sup>7</sup>	1.177×10 <sup>6</sup>	4.068×10 <sup>5</sup>	1.011×10 <sup>4</sup>	2.544×10 <sup>5</sup>

能可以出售,在清洁能源出力不足时也可供应更多的负荷需求。但 ROSC 容量比 AFC 容量小,发电能力相对较差,购电量小幅增加。总体而言,IES-RSOC 的效益指标更优,对清洁能源的消纳能力更强。

考虑到能源站生命周期较长,为更直观分析 RSOC 在能源站生命周期中的运行特性,选取能源站前、中、后期(第 1、10、20 年)的典型运行场景来分析能源站各设备的运行情况。能源站运行前、中、后期各季典型日的供电情况如图 4 以及附录 A 图 A6、A7 所示。储能装置运行情况如附录 A 图 A8、A9 所示。

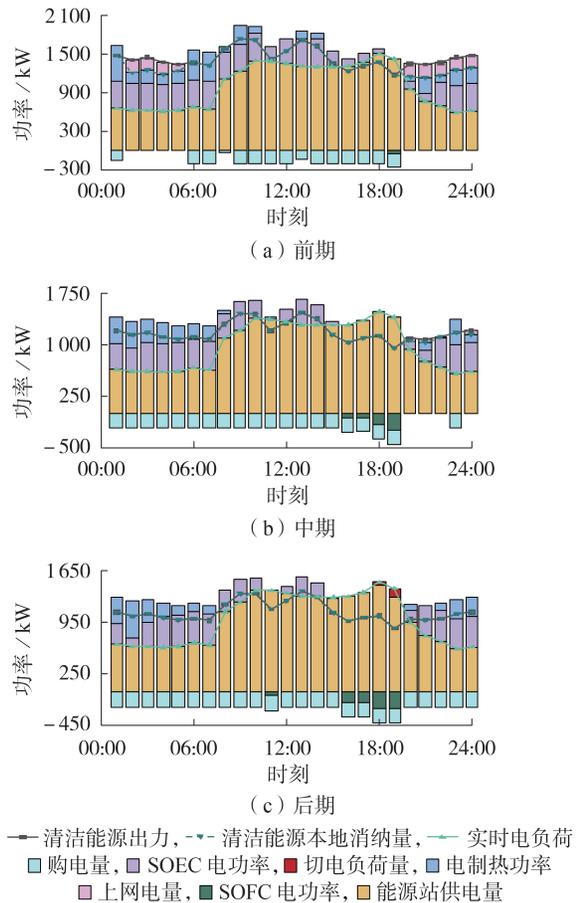


图 4 生命周期夏季典型日的供电情况

Fig.4 Power supply situation of typical day in summer during life cycle

由图 4(a)与图 A8(a)、A9(a)可知:在能源站生命周期前期,典型日夜间的清洁能源出力充足,能源站在夜间负荷低谷期除供应电、氢负荷外,还进行制热、TES、制氢、储氢以及上网售电;在典型日日间,由于清洁能源出力不足以及负荷增加,能源站会通过外购电能满足能源站负荷供应需求,19:00 时能源站外购电能达到联络线最大功率限制,RSOC 以 SOFC 模式运行发电,直至 20:00 时电负荷需求降低,RSOC 恢复为 SOEC 模式运行。

由图 4(b)与图 4(c)可知:在能源站生命周期的

中、后期,发电设备效率降低,清洁能源出力下降,能源站停止向外售电,同时购电量显著增加;在中期16:00—19:00和后期11:00、16:00—19:00,联络线外购电量达到容量最大值限制,RSOC以SOFC模式运行发电,在后期18:00和19:00,能源站出力不能满足电负荷需求,部分电负荷被切除。

结合图4和图A6、A7可知,由于各季节清洁能源出力与负荷需求不同,能源站在各季节的售电量与购电量也存在差异,其中冬季上网电量最多,购电量最少,RSOC一直处于SOEC运行模式。

结合图A8、A9可知:能源站在夏季、过渡季、冬季的氢储量峰值分别出现在07:00、08:00、06:00,3类典型日前、中期氢储量峰值相近,后期氢储量峰值降低,这是由于前、中期清洁能源出力充足,能源站主要通过SOEC电解水储氢间接供应氢负荷,间接供应需要通过HES装置储存中转,储量更大,后期清洁能源出力降低,SOEC电解电能主要来自清洁能源与购电,此时,能源站更倾向于不经储存直接供应氢能,氢储量峰值相应减小;前、中、后期夏季TES装置达峰时间较为分散且峰值持续时间较短,过渡季与冬季TES装置达峰时间较为集中且峰值持续时间较长;夏季TES装置达峰随着时间的推移而前移,这是由于随着能源站运行时间的增加,清洁能源出力下降,能源站在夜间低电价时进行购电储能。综上所述:对于氢能,清洁能源制氢更经济;对于热能,在夜间电价低时购电制热储存更经济。

总体而言:在能源站运行前期,清洁能源发电量充足,RSOC主要运行在SOEC模式,同时可通过在低电网电价时购电制氢和TES装置进行套利,进一步降低系统运行成本;在能源站运行中、后期,清洁能源发电量略显不足,RSOC在SOEC与SOFC这2种模式下交替运行以满足负荷需求。

#### 4.4 容量配置关键因素影响分析

##### 4.4.1 购氢惩罚系数对容量配置的影响

能源站氢供应能力不足时会向外界购氢,购氢惩罚成本即为该部分氢能购置费用。购氢成本与能源站氢的产储量直接相关:购氢成本过低会导致能源站直接向外界购氢,使电氢转换设备的配置过少,造成弃风弃光;购氢成本过高则会使电氢转换设备配置过多,造成资源浪费。

购氢惩罚系数对容量配置的影响如图5所示。由图可知:购氢惩罚系数从1.0增至2.5时,3种设备容量均呈上升趋势,其中HES装置对购氢惩罚系数更为敏感,这是由于在RSOC容量配置较低时,HES装置的储量直接影响典型日的氢供应能力,此时SOEC的直接电解供氢能力较弱,更需要通过储氢进行氢间接供应;购氢惩罚系数从2.5增至4.0时,RSOC容量与TES装置容量均呈先上升后下降的趋

势,而HES装置容量则逐渐下降,这是由于当RSOC配置容量增加时,能源站氢直接供应能力增强,氢间接供应需求降低,对HES装置的容量需求下降,当RSOC配置容量降低时,HES装置容量也开始缓慢下降;TES装置容量变化趋势与RSOC容量变化趋势相同是由于TES装置与RSOC运行密切相关。

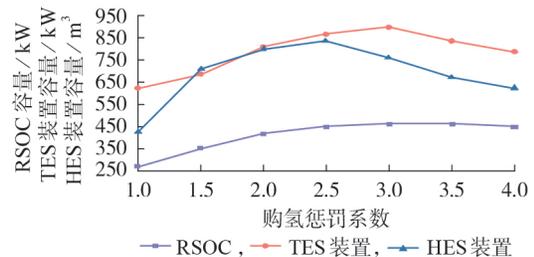


图5 购氢惩罚系数对容量配置的影响

Fig.5 Impact of hydrogen purchase penalty coefficient on capacity configuration

##### 4.4.2 联络线容量对容量配置的影响

联络线容量对能源站容量配置的影响主要体现在能源站可通过余电上网和购电套利带来额外收益。保持能源站其他参数不变,改变能源站与电网间的联络线容量,观察容量配置变化情况。

联络线容量限制对容量配置的影响如图6所示。由图可知,随着联络线容量的增加,各设备的配置容量均呈先上升后下降的趋势,这是由于在联络线容量较低时,能源站通过增加储能设备容量满足负荷供应需求和购电套利,设备配置容量随着联络线容量的增加而增加,而在联络线容量高于350 kW后,联络线电量与清洁能源出力已能满足大部分负荷需求,购电套利收益也逐渐不能抵扣设备容量成本,此时能源站对各储能设备的需求开始降低,配置容量开始降低。

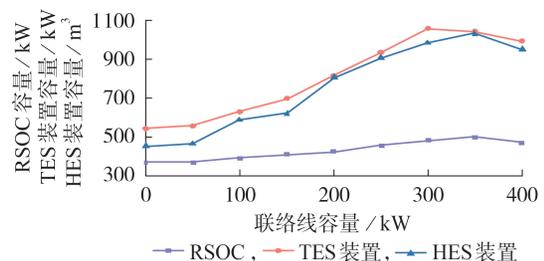


图6 联络线容量限制对容量配置的影响

Fig.6 Impact of tie-line capacity limitation on capacity configuration

## 5 结论

本文构建IES-RSOC,充分考虑设备效率退化情况,对能源站HES容量进行优化配置,根据配置结果分析IES-RSOC综合效益及关键因素对容量配置的影响,得到如下结论。

1)RSOC效率退化导致的电堆更换是能源站经济效益降低的主要原因。

2)要使 IES-RSOC 达到与主流 IES-PEM-AFC 相当的经济效益,就需将 RSOC 效率退化速度控制在 1.3% / kh 以内。

3)基于全生命周期运行的分析可知:在能源站生命周期前期,清洁能源出力充足,RSOC 主要运行在 SOEC 模式;在能源站生命周期中、后期,清洁能源出力不足,RSOC 在 SOFC 与 SOEC 这 2 种模式下切换交替运行,协调满足能源站负荷需求。

4)购氢惩罚系数与联络线容量对容量配置均有显著影响,在进行容量配置时应充分考虑综合能源站与能源主网的交互条件,尽可能提高能源站的综合效益。

随着我国能源体系的完善,综合能源系统多能耦合将更加紧密,后续笔者将对 RSOC 的电、热、氢多能耦合运行盈利模式进行研究。另外,本文未考虑 RSOC 负荷状态对其效率退化的影响,后续笔者也将考虑上述因素进行相关研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

#### 参考文献:

[ 1 ] 李晖,刘栋,姚丹阳. 面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J]. 中国电机工程学报,2021,41(18):6245-6259.  
LI Hui, LIU Dong, YAO Danyang. Analysis and reflection on the development of power system towards the goal of carbon emission peak and carbon neutrality [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6245-6259.

[ 2 ] 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):2806-2819.  
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): 2806-2819.

[ 3 ] KRISHAN O, SUHAG S. An updated review of energy storage systems: classification and applications in distributed generation power systems incorporating renewable energy resources [J]. International Journal of Energy Research, 2019, 43(12): 6171-6210.

[ 4 ] ZHANG F, ZHAO P C, NIU M, et al. The survey of key technologies in hydrogen energy storage [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2016, 41(33): 14535-14552.

[ 5 ] 胡兵,徐立军,何山,等. 碳达峰与碳中和目标下 PEM 电解水制氢研究进展[J]. 化工进展,2022,41(9):4595-4604.  
HU Bing, XU Lijun, HE Shan, et al. Researching progress of hydrogen production by PEM water electrolysis under the goal of carbon peak and carbon neutrality [J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2022, 41(9): 4595-4604.

[ 6 ] 熊宇峰,陈来军,郑天文,等. 考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):31-38.  
XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics [J]. Electric Power Automation Equip-

ment, 2021, 41(9): 31-38.

[ 7 ] 司杨,陈来军,陈晓波,等. 基于分布鲁棒的风-氢混合系统氢储能容量优化配置[J]. 电力自动化设备,2021,41(10):3-10.  
SI Yang, CHEN Laijun, CHEN Xiaotao, et al. Optimal capacity allocation of hydrogen energy storage in wind-hydrogen hybrid system based on distributionally robust [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 3-10.

[ 8 ] WANG J S, XUE K, GUO Y J, et al. Multi-objective capacity programming and operation optimization of an integrated energy system considering hydrogen energy storage for collective energy communities [J]. Energy Conversion and Management, 2022, 268: 116057.

[ 9 ] 李梓丘,乔颖,鲁宗相. 海上风电-氢能系统运行模式分析及配置优化[J]. 电力系统自动化,2022,46(8):104-112.  
LI Ziqiu, QIAO Ying, LU Zongxiang. Operation mode analysis and configuration optimization of offshore wind-hydrogen system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 104-112.

[ 10 ] RAJSINGH U, SAIKAUSHIK A, SEKHAR BHOGILLA S. A novel renewable energy storage system based on reversible SOFC, hydrogen storage, Rankine cycle and absorption refrigeration system [J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2022, 51: 101978.

[ 11 ] LUO Y, SHI Y X, ZHENG Y, et al. Reversible solid oxide fuel cell for natural gas / renewable hybrid power generation systems [J]. Journal of Power Sources, 2017, 340: 60-70.

[ 12 ] LAMAGNA M, FERRARIO A M, ASTIASO GARCIA D, et al. Reversible solid oxide cell coupled to an offshore wind turbine as a poly-generation energy system for auxiliary backup generation and hydrogen production [J]. Energy Reports, 2022, 8: 14259-14273.

[ 13 ] 高赐威,王崑,陈涛. 基于可逆固体氧化物电池的电气一体化能源站容量规划[J]. 中国电机工程学报,2022,42(17):6155-6170.  
GAO Ciwei, WANG Wei, CHEN Tao. Capacity planning of electric-hydrogen integrated energy station based on reversible solid oxide battery [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(17): 6155-6170.

[ 14 ] RISPOLI N, VITALEF, CALIFANOF, et al. Constrained optimal design of a reversible solid oxide cell-based multiple load renewable microgrid [J]. Journal of Energy Storage, 2020, 31: 101570.

[ 15 ] MA M Y, MA J Y, WANG H Y, et al. PV module life prediction based on coupled failure model [J]. Microelectronics Reliability, 2022, 138: 114739.

[ 16 ] STAFFELL I, GREEN R. How does wind farm performance decline with age [J]. Renewable Energy, 2014, 66: 775-786.

[ 17 ] SAMPATHKUMAR S N, AUBIN P, COUTURIER K, et al. Degradation study of a reversible solid oxide cell (rSOC) short stack using distribution of relaxation times (DRT) analysis [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(18): 10175-10193.

[ 18 ] CALIFANO M, SORRENTINO M, ROSEN M A, et al. Optimal heat and power management of a reversible solid oxide cell based microgrid for effective techno-economic hydrogen consumption and storage [J]. Applied Energy, 2022, 319: 119268.

[ 19 ] YANG C, GUO R, JING X H, et al. Degradation mechanism and modeling study on reversible solid oxide cell in dual-mode-a review [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(89): 37895-37928.

[ 20 ] CUI T H, LYU Z W, HAN M F, et al. Performance evolution analysis of a solid oxide cell operated in fuel-cell, electrolysis and cycle modes [J]. Energy Conversion and Manage-

- ment, 2022, 262: 115657.
- [21] MUKERJEE S, LEAH R, SELBY M, et al. Solid oxide fuel cell lifetime and reliability [M]. London, UK: Elsevier, 2017: 173-191.
- [22] AMINYAVARI M, MAMAGHANI A H, SHIRAZI A, et al. Exergetic, economic, and environmental evaluations and multi-objective optimization of an internal-reforming SOFC-gas turbine cycle coupled with a Rankine cycle [J]. Applied Thermal Engineering, 2016, 108: 833-846.
- [23] FANG R M. Life cycle cost assessment of wind power-hydrogen coupled integrated energy system [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(56): 29399-29408.
- [24] 朱显辉, 胡旭, 师楠, 等. 考虑氢储动态效率的电氢耦合微网长期容量优化 [J]. 高电压技术, 2023, 49(3): 1128-1139.  
ZHU Xianhui, HU Xu, SHI Nan, et al. Long-term capacity optimization of electrohydrogen coupled microgrid considering dynamic efficiency of hydrogen storage [J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(3): 1128-1139.
- [25] ZHANG Z H, ZHOU J, ZONG Z, et al. Development and modelling of a novel electricity-hydrogen energy system based on reversible solid oxide cells and power to gas technology [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(52): 28305-28315.

#### 作者简介:

杨 威(1990—), 男, 副教授, 博士, 研究方向为电动汽车与电网互动、综合能源系统、天然气压力能综合利用等 (E-mail: yangwei\_scu@126.com);

王 越(1997—), 男, 硕士研究生, 通信作者, 研究方向为综合能源系统优化运行 (E-mail: 17740276561@163.com);

张 曦(1990—), 男, 博士, 研究方向为主动配电网规划与运行 (E-mail: xizhang\_edu@outlook.com)。

(编辑 王锦秀)

## Optimal capacity configuration of integrated energy station based on reversible solid oxide fuel cell

YANG Wei, WANG Yue, ZHANG Xi, ZHANG An'an, ZHANG Chengqian, LEI Xianzhang  
(School of Electrical Engineering and Information, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

**Abstract:** Aiming at the problem of clean energy consumption in integrated energy system, an optimal capacity configuration method for integrated energy station of reversible solid oxide fuel cell is proposed considering the efficiency degradation of equipment. An architecture of integrated energy station is proposed based on the operational characteristic of reversible solid oxide fuel cell, and the mathematical model and efficiency degradation model of the equipments in energy station are established. Under the condition of fully considering the efficiency degradation of equipment in energy station, an optimal capacity configuration model of system hydrogen storage is established with the goal of maximum net present value of energy station of the entire life cycle, and an improved genetic particle swarm optimization algorithm and CPLEX toolbox are used to solve the model. The effectiveness and rationality of the proposed method are verified by example analysis.

**Key words:** reversible solid oxide fuel cell; integrated energy station; capacity configuration; hydrogen energy storage; efficiency degradation

## 附录 A

优化运行约束:

1) 能源站电、热、氢能量平衡约束

$$P'_{PV} + P'_{WIN} + P'_{SOFC,pe} + P'_{in} + P'_{pe,loss} - \quad (A1)$$

$$P'_{SOEC,pe} - P'_{PTH} - P'_{out} - P'_{cl,loss} = P'_{l,pe}$$

$$\begin{cases} E'^{t+1}_{TES} = E'^t_{TES} + \eta_{TES,ch} P'_{TES,ch} - P'_{TES,di} / \eta_{TES,di} \\ P'_{TES,di} + \eta_{PTH} P'_{PTH} + P'_{SOFC,th} = P'_{SOEC,th} + P'_{TES,ch} \end{cases} \quad (A2)$$

$$\begin{cases} E'^{t+1}_{HES} = E'^t_{HES} + \eta_{HES,ch} P'_{HES,ch} - P'_{HES,di} / \eta_{HES,di} \\ P'_{HES,dis} + m'_{SOEC,H_2} + P'_{hy,buy} = P'_{HES,ch} + P'_{l,hy} + m'_{SOFC,H_2} \end{cases} \quad (A3)$$

式中:  $\eta_{PTH}$  为电制热设备效率。

2) 储能装置充放能约束

$$\begin{cases} 0 \leq P'_{ch} \leq u' P'_{ch,max} \\ 0 \leq P'_{di} \leq (1-u') P'_{di,max} \end{cases} \quad (A4)$$

式中:  $u' = 0$  或  $1$  为充放能约束参数。

3) RSOC 运行约束

RSOC 在较低负荷状态下运行时效率极低, 爬坡能力较差, 为保证 RSOC 灵活高效运行, 限制 RSOC 投运基准功率。RSOC 出力与爬坡约束、运行状态约束如下式所示。

$$\begin{cases} P_{SOFC,min} \leq P'_{SOFC,pe} + P'_{SOFC,te} \leq P_{SOFC,max} \\ \Delta P_{SOFC,down} \leq P'_{SOFC,pe} - P'_{SOFC,pe} \leq \Delta P_{SOFC,up} \end{cases} \quad (A5)$$

$$\begin{cases} P_{SOEC,min} \leq P'_{SOEC,pe} \leq P_{SOEC,max} \\ \Delta P_{SOEC,down} \leq P'_{SOEC,pe} - P'_{SOEC,pe} \leq \Delta P_{SOEC,up} \end{cases} \quad (A6)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P'_{SOFC,pe} \leq w' P'_{SOFC,max} \\ 0 \leq P'_{SOEC,pe} \leq (1-w') P'_{SOEC,max} \end{cases} \quad (A7)$$

式中:  $\Delta P_{SOFC,down}$ 、 $\Delta P_{SOFC,up}$  分别为 SOFC 爬坡功率上下限;  $\Delta P_{SOEC,down}$ 、 $\Delta P_{SOEC,up}$  分别为 SOEC 爬坡功率上下限;  $w' = 0$  或  $1$  为 RSOC 运行状态约束参数。

4) 联络线功率约束

$$\begin{cases} P_{in,min} \leq P'_{in} \leq P_{in,max} \\ P_{out,min} \leq P'_{out} \leq P_{out,max} \end{cases} \quad (A8)$$

式中:  $P_{in,max}$ 、 $P_{in,min}$  分别为能源站联络线购电功率的上下限;  $P_{out,max}$ 、 $P_{out,min}$  分别为能源站联络线售电功率的上下限。

模型求解流程如图 A1 所示, 具体求解步骤如下:

1) 初始化相关参数, 种群个体数, 粒子最大速度, 进化代数  $g\_max$ ;

2) 令  $g=1$ ;

3) 判断迭代次数, 若小于最大迭代次数, 转步骤 4, 否则转步骤 10;

4) 调用下层模型计算粒子适应度;

5) 选取种群前 1/5 个体粒子按式 (A11) 进行变异, 调用下层模型计算新粒子适应度;

6) 变异后粒子适应度是否更优, 若是, 转置步骤 7, 否, 取消变异, 转至步骤 8;

7) 用变异后粒子替代原粒子;

8) 按式 (A9)、(A10) 更新粒子速度与位置;

9) 令  $g=g+1$ , 转至步骤 3;

10) 输出所求得的最优解配置方案。

PSO 算法位置和速度更新公式如下。

$$v'_{i,d} = wv^n_{i,d} + c_1 r_1 (p^n_{i,d} - x^n_{i,d}) + \quad (A9)$$

$$c_2 r_2 (p^n_{g,d} - x^n_{i,d})$$

$$x'_{i,d} = x^n_{i,d} + v'_{i,d} \quad (A10)$$

式中:  $v'_{i,d}$ 、 $p'_{i,d}$  为粒子群中第  $i$  个粒子的  $d$  维向量的速度与位置;  $p^n_{i,d}$ 、 $p^n_{g,d}$  分别为粒子最优位置与粒子群最优位置;  $x^n_{i,d}$  为第  $i$  个粒子的  $d$  维向量;  $w$  为惯性因子;  $c_1$ 、 $c_2$  为学习因子;  $r_1$ 、 $r_2$  为  $(0, 1)$  上的随机数。

GA 变异公式如下。

$$x^{n+1} = x^n (1 + Gau(\mu, \sigma)) \quad (A11)$$

式中:  $x^{n+1}$  为变异后的新个体;  $x^n$  为待变异分量;

$Gau(\mu, \sigma)$  为满足高斯分布的随机变量。

粒子速度和位置会因算法迭代不断改变, 为使粒子速度和位置不超出边界, 设置约束如下。

$$\begin{cases} v_{min} \leq v_i \leq v_{max} \\ x_{min} \leq x_i \leq x_{max} \end{cases} \quad (A12)$$

式中:  $v_{max}$ 、 $v_{min}$  分别为粒子速度上下限;  $x_{max}$ 、 $x_{min}$  分别为粒子位置上下限。

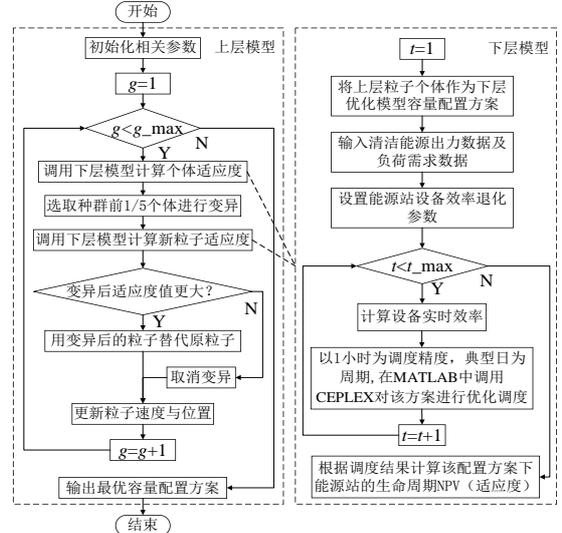


图 A1 优化配置模型求解流程图

Fig.A1 Optimization configuration model solution flowchart

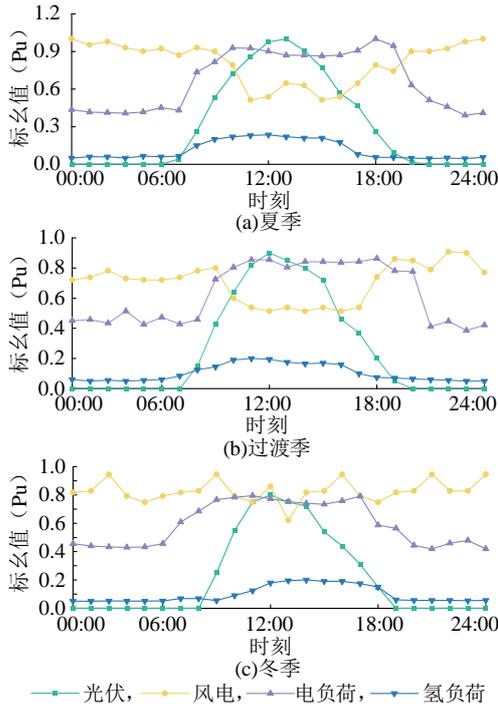


图 A2 各季节典型可再生能源预测出力曲线及负荷曲线  
Fig. A2 Typical renewable energy forecast output curve and load curve for each season

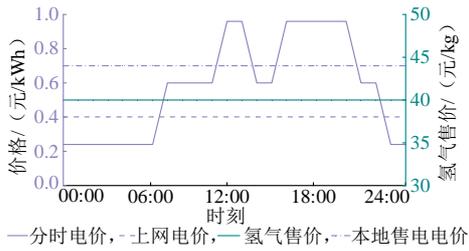


图 A3 典型日氢价、本地电价、分时电价与上网电价  
Fig. A3 Typical daily hydrogen price, local electricity price, time of use electricity price, and grid electricity price

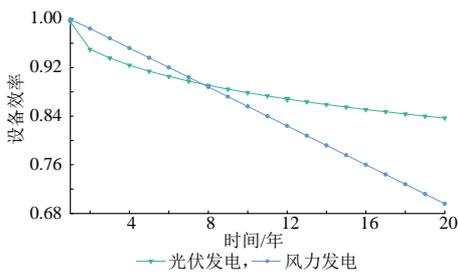


图 A4 光伏与风力发电效率衰退曲线  
Fig. A4 Efficiency decline curve of photovoltaic and wind power generation

表 A1 IES-RSOC 综合能源站技术参数  
Table A1 Technical parameters of IES-RSOC integrated energy station

技术参数	参数值
RSOC 的 AEDR/(% kh <sup>-1</sup> )	1
SOFC 热效率	0.23
SOFC 电效率	0.58
SOEC 耗热系数	0.40
SOEC 电解效率	0.84
TES 装置放热效率	0.866
TES 装置充电效率	0.866
HES 放氢效率	1
HES 充氢效率	1
IES-RSOC 设计寿命/a	20
贴现率	3%
能源站设备投资占比	0.7
设备残值率	0.05
电制热设备效率	0.95
电解水转换系数/(kW h kg <sup>-1</sup> )	0.136
水单价/(元 kg <sup>-1</sup> )	0.002
氧单价/(元 kg <sup>-1</sup> )	0.477
弃风弃光惩罚系数	0.2
抛负荷惩罚系数	6
购氢惩罚系数	2
联络线购电容量下限/kW	-200
联络线购电容量上限/kW	200
氢高热值/(kJ g <sup>-1</sup> )	143
惯性因子	1
学习因子 c <sub>1</sub>	1.49445
学习因子 c <sub>2</sub>	1.49445
粒子速度上限	10
粒子速度下限	-10
高斯分布参数μ	0
高斯分布参数σ	1

表 A2 IES-RSOC 设备经济参数<sup>[18]</sup>

Table A2 IES-RSOC equipment economic parameters<sup>[18]</sup>

设备	投资成本	运维费用
RSOC 系统	10691 元/kW	0.010 元/kW
风力发电	8461 元/kW	0.011 元/kW
光伏发电	6239 元/kW	0.013 元/kW
电制热设备	1000 元/kW	0.010 元/kW
HES	272.7 元/m <sup>3</sup>	0.0831 元/m <sup>3</sup>
TES 装置	458 元/kW	0.0047 元/kW

表 A3 IES-RSOC 待定设备技术参数

Table A3 Technical parameters of IES-RSOC pending equipment

设备	容量范围	出力范围/p.u.	爬坡范围/p.u.
RSOC	[0 800] kW	[0.1 1]	[-0.667 0.667]
HES	[0 1000] m <sup>3</sup>	[0.05 0.95]	[0.1 0.95]
TES 装置	[0 1000] kW	[0.1 1]	[0 1]

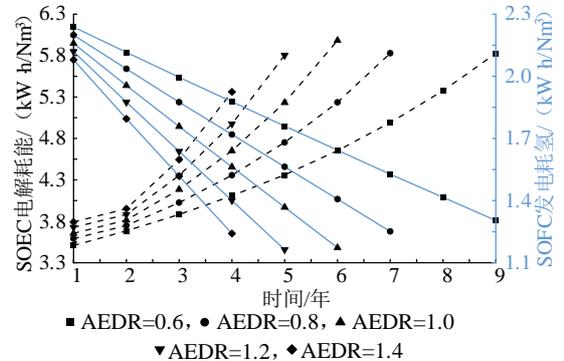
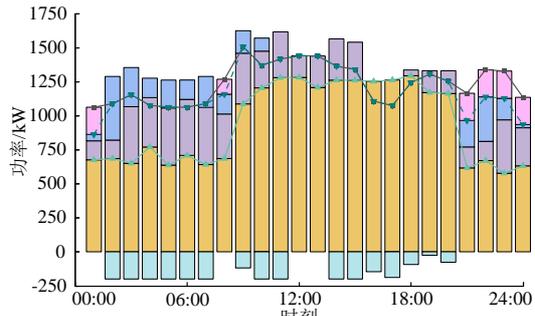
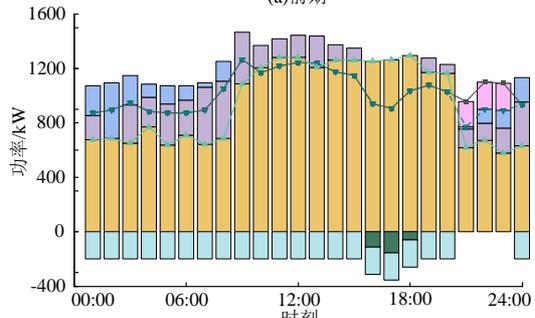


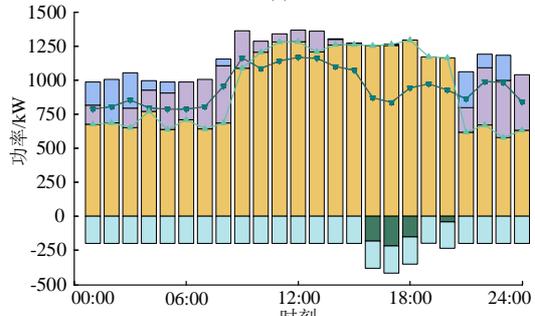
图 A5 不同 AEDR 下 RSOC 效率变化情况  
Fig. A5 Changes in RSOC efficiency under different AEDR conditions



(a)前期



(b)中期

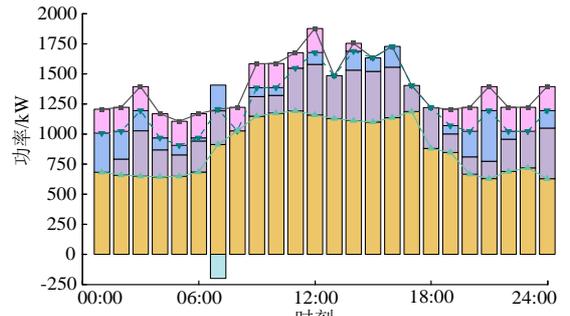


(c)后期

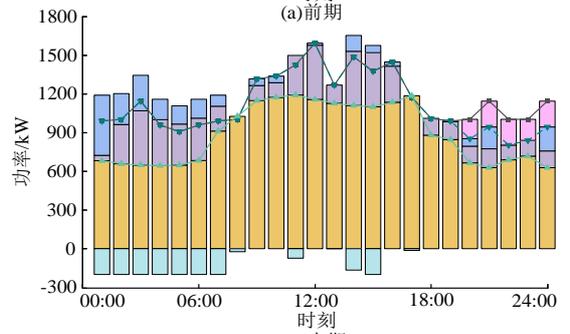
— 清洁能源出力, - - - 清洁能源本地消纳量, — 实时电负荷  
 □ 购电量, □ SOEC电功率, ■ 切电负荷量, □ 电制热功率  
 □ 上网电量, ■ SOFC电功率, □ 能源站供电量

图 A6 生命周期过渡季典型日供电情况分析

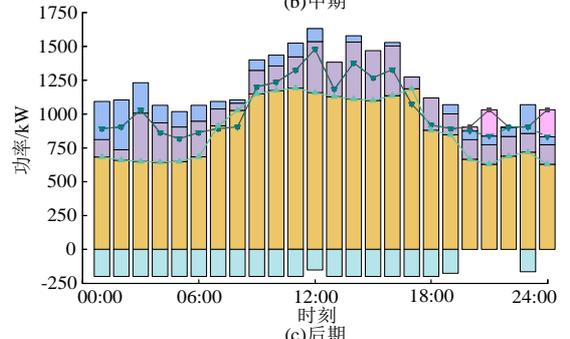
Fig.A6 Analysis of typical daily power supply during the transition season of the life cycle



(a)前期



(b)中期

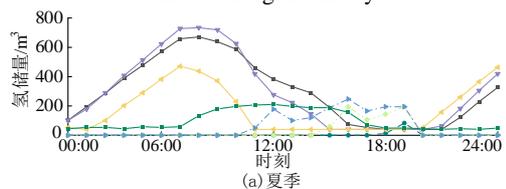


(c)后期

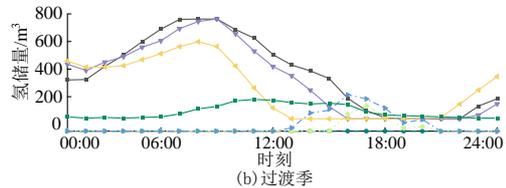
— 清洁能源出力, - - - 清洁能源本地消纳量, — 实时电负荷  
 □ 购电量, □ SOEC电功率, ■ 切电负荷量, □ 电制热功率  
 □ 上网电量, ■ SOFC电功率, □ 能源站供电量

图 A7 生命周期冬季典型日供电情况分析

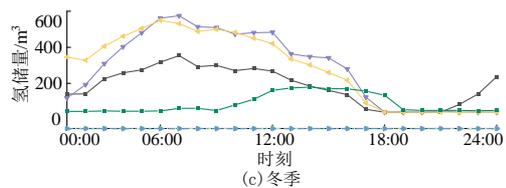
Fig.A7 Analysis of typical daily power supply situation in winter during the life cycle



(a)夏季



(b)过渡季



(c)冬季

— 前期氢储量, - - - 前期购氢量, — 中期氢储量, - - - 中期购氢量  
 — 后期氢储量, - - - 后期购氢量, — 氢负荷

图 A8 生命周期各典型日氢储量变化情况

Fig.A8 Changes in hydrogen reserves during typical daily life cycles

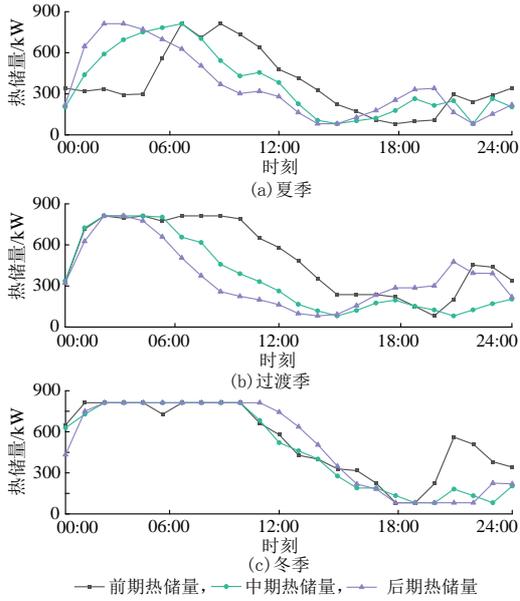


图 A9 生命周期各典型日热储量变化情况

Fig.A9 Changes in typical daily heat storage during the life cycle

## 附录 B

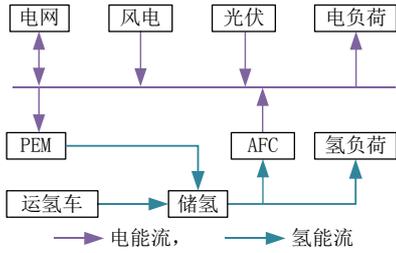


图 B1 IES-PEM-AFC 结构图

Fig. B1 IES-PEM-AFC structured diagram

IES-PEM-AFC 运行策略为：当清洁能源出力充足时，PEM 将超发电能转化为氢能储存在 HES 中；当清洁能源出力不足时，AFC 将氢能转化为电能和热能，供应负荷需求。能源站与区域电网和输氢网络存在一定能量交互能力，可在一定范围内灵活购售电能和氢气。

表 B1 IES-PEM-AFC-AFC 待定设备技术参数

Table B1 Technical parameters of IES-PEM-AFC-AFC pending equipment

设备	容量范围	投资成本/ 元	运维费用/ (元 kW <sup>-1</sup> )	效率	衰退速率/ (% kh <sup>-1</sup> )
PEM	[0 800]kW	6360	0.045	0.7	0.16
AFC	[0 600]kW	3000	0.029	0.47	0.34
HES	[0 1000]m <sup>3</sup>	3054	-	1	-

表 B2 IES-PEM-AFC 最优容量配置方案

Table B2 IES-PEM-AFC optimal capacity configuration scheme

算法	PEM/kW	AFC/kW	HES/m <sup>3</sup>
HGAPSO	650.9	381.8	949.7

表 B3 IES-PEM-AFC 经济效益

Table B3 IES-PEM-AFC economic benefits

NPV/元	投资成本/元	运行成本/元	投资回收期/a
6.062×10 <sup>7</sup>	3.403×10 <sup>7</sup>	5.587×10 <sup>7</sup>	4.672

PEM 模型：

PEM 的响应时间短，非常适用于与风光电场构成氢储能系统，其简化模型可表示为。

$$\begin{cases} P'_{\text{PEM,pe}} = m'_{\text{PEM,H}_2} L_{\text{hv}} + P'_{\text{PEM,th}} \\ \eta_{\text{PEM}} = m'_{\text{PEM,H}_2} L_{\text{hv}} / P'_{\text{PEM,pe}} \end{cases} \quad (\text{B1})$$

式中： $P'_{\text{PEM,pe}}$  为电解槽吸收电功率； $m'_{\text{PEM,H}_2}$  为电解槽产氢速率； $P'_{\text{PEM,th}}$  为电解槽产热功率； $\eta_{\text{PEM}}$  为电解槽效率。

AFC 模型：

AFC 的工作温度与 PEM 相匹配，便于系统热管理与协调备用工况保温，其基本模型表示为。

$$\begin{cases} P'_{\text{AFC,pe}} + P'_{\text{AFC,th}} = L_{\text{hv}} m'_{\text{AFC,H}_2} \\ \eta'_{\text{AFC}} = P'_{\text{AFC,pe}} / (L_{\text{hv}} m'_{\text{AFC,H}_2}) \end{cases} \quad (\text{B2})$$

式中： $P'_{\text{AFC,pe}}$  为燃料电池发出电功率； $m'_{\text{AFC,H}_2}$  为燃料电池耗氢速率； $P'_{\text{AFC,th}}$  为燃料电池产热功率； $\eta'_{\text{AFC}}$  为燃料电池效率。