

考虑可逆固体氧化物电池的虚拟电厂分布鲁棒优化运行

王秋杰^{1,2}, 冷子豪^{1,2}, 谭洪^{1,2}, 翁汉珺^{1,2}, 李振兴^{1,2}, 陈涛³

(1. 三峡大学 电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 2. 三峡大学 新能源微电网湖北省协同创新中心, 湖北 宜昌 443002; 3. 东南大学 电气工程学院, 江苏 南京 210018)

摘要:电-氢混合储能是建设新型电力系统的有效途径,传统电-氢转化方向单一,且未对电-氢转换中的热损失过程进行精确建模。为此,提出一种考虑可逆固体氧化物电池(RSOC)的虚拟电厂(VPP)分布鲁棒优化运行方法。根据Butler-Volmer方程和法拉第定律,分析 H_2 流量与RSOC电功率之间的关系,建立RSOC的2种工作模式的等效物理模型;以VPP运行总成本最小化为目标函数,采用条件风险价值(CVaR)衡量VPP运行的尾部风险,建立基于CVaR的VPP优化运行模型;通过Kullback-Leibler散度量化分布函数与参考分布之间的距离,建立风电出力和负荷波动的分布函数集合。通过算例仿真验证所提模型的经济性和有效性。

关键词:虚拟电厂;电-氢转换;可逆固体氧化物电池;条件风险价值;分布鲁棒优化

中图分类号: TM734

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202408004

0 引言

为了适应未来能源转型形势,发展高比例可再生能源已成为国家能源战略的重要组成部分^[1]。预计到2030年,可再生能源发电将占新增发电能力的80%,在全球电力结构中的份额将从目前的30%左右上升至50%左右^[2]。虚拟电厂(virtual power plant, VPP)通过先进的信息技术,将各类分布式电源、储能系统、负荷聚合成一个整体参与电力市场交易,一方面解决了削峰填谷、可再生能源发电波动问题,另一方面实现了资源的优化利用。此外,相较于传统储能,氢储能具有安全性较好、储能规模大、效率高等优势,是未来储能发展的关键^[3-4]。因此,电力系统亟需提出考虑风电、负荷不确定性和氢储能的VPP优化运行方法。

为了实现能源低碳转型发展, H_2 作为清洁能源,已有诸多学者对含氢储能系统的优化运行问题进行了研究。文献[5-6]通过电解水制氢平抑可再生能源出力的波动性,提高新能源消纳水平,补偿系统低谷调节时的功率需求。文献[7]利用电热氢转换技术,提出以电热氢多源储能系统代替电池储能系统,实现了多种储能方式协同提升电网的调节灵活性。文献[8]建立了一个电转氢和热模型,通过调节碱性电解槽的温度,输出不同的氢功率和热功率,耦合电制热和电制氢过程,在生产 H_2 的同时向区域供热。

收稿日期:2024-02-26;修回日期:2024-07-04

在线出版日期:2024-08-15

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52307109);湖北省自然科学基金创新发展联合基金资助项目(2024AFD362)

Projects supported by the National Natural Science Foundation of China(52307109) and Hubei Province Natural Science Foundation Innovation and Development Joint Fund (2024AFD362)

上述文献主要是对电解槽、氢燃料电池或电转气单向转换设备展开研究,尚未考虑电-氢双向耦合设备,对能量利用效率挖掘不充分。因此,在考虑氢储能系统的同时,如何将电-氢双向耦合设备纳入氢储能系统尤为重要^[9]。

可逆固体氧化物电池(reversible solid oxide cell, RSOC)具有电-氢双向高效转换特性,被认为是一种极具发展潜力的新型氢储能技术路线^[10]。文献[11]根据RSOC的正逆双向转化特性,建立了能量转换模型和效率退化模型,并在此基础上优化了系统氢储能的容量配置。文献[12]考虑RSOC的动态切换,建立了发电厂的电-氢能源存储模型,在满足当地公共交通和电力生产需求的同时,显著降低了碳排放量。文献[13]考虑RSOC的热回收能力和动态工作模式切换,提出了改进的RSOC模型,有效地协调和优化了微电网内电-氢-热多能量流的协同作用。但上述研究只采用简单系数对电-氢-热转换关系进行建模,热损失与反应 H_2 量呈线性关系,电-氢转换设备在面对不同的负荷需求时无法工作于最优转换效率。

针对上述问题,本文提出一种考虑RSOC的VPP分布鲁棒优化运行模型。建立电-氢双向转换二次函数模型,使电-氢转化效率随时间序列变化,工作于最优转换效率,降低运行成本。基于Kullback-Leibler(KL)散度构建风电、负荷预测误差的置信域,并利用条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)量化尾部风险。最后通过算例仿真分析,验证所提模型的经济性和有效性。

1 RSOC模型

1.1 RSOC的工作模式

RSOC是一种能量转换装置,由于化学性质可

逆,其具有双向可操作性^[14]。RSOC通过调节注入气体组分、电流方向实现固体氧化物电解池(solid oxide electrolytic cell, SOEC)和固体氧化物燃料电池(solid oxide fuel cell, SOFC)双模式的灵活切换。

RSOC的工作机制如图1所示。当RSOC处于SOFC工作模式时,SOFC将O₂还原为带负电荷的氧离子,氧离子穿过电解液层与进料燃料发生反应,产生水蒸气,将化学燃料直接转化为电能。当RSOC处于SOEC工作模式时,H₂O会在燃料电极层被电解为H₂和氧离子,氧离子在穿过电解液层后被氧化为O₂,其反应过程与SOFC状态完全相反。假设在内部重整过程中,所有的CO、CH₄、CO₂通过位移反应完全转化,处于平衡状态,只有H₂参与电化学反应。

1.2 RSOC等效物理模型

1.2.1 外特性分析

RSOC的主流建模思想是依据Butler-Volmer方程和欧姆定律建立活化过电压、浓度过电压、欧姆过电压的计算模型^[15],将气体种类浓度、电池组件温度、平均电流密度等变量与电池的电势相关联,利用该电池电势计算电能消耗。可逆电势和电流通过电池时发生的所有不可逆损失的总和为氧化物电池的损耗。

氧化物电池内部包括质量平衡和能量平衡,通过法拉第定律联系反应物的流量和电化学反应电流,建立RSOC的外特性模型,假定只有H₂被电化学反应转化,则能斯特方程可以表示为:

$$\begin{cases} E_{\text{Nernst}} = -\frac{\Delta g_f}{n_e F} - \frac{RT}{n_e F} \ln \frac{p_{\text{H}_2} p_{\text{O}_2}^{0.5}}{p_{\text{H}_2\text{O}}} \\ E_{\text{cell}} = \begin{cases} E_{\text{Nernst}} + (\Delta E_{\text{act}} + \Delta E_{\text{conc}} + \Delta E_{\text{ohm}}) & \text{SOEC 模式} \\ E_{\text{Nernst}} - (\Delta E_{\text{act}} + \Delta E_{\text{conc}} + \Delta E_{\text{ohm}}) & \text{SOFC 模式} \end{cases} \\ I = JA = nFf_{\text{H}_2} A \\ P_r = UI \end{cases} \quad (1)$$

式中: E_{Nernst} 为能斯特电压; E_{cell} 为电堆的外部电压; ΔE_{act} 、 ΔE_{conc} 、 ΔE_{ohm} 分别为活化过电压、浓差过电压、

欧姆过电压; Δg_f 为燃料气体的吉布斯自由能; F 为法拉第常量; R 为理想气体常数; T 为反应温度; p_{H_2} 、 $p_{\text{H}_2\text{O}}$ 、 p_{O_2} 分别为H₂、水蒸气、O₂的分压; J 为电流密度; f_{H_2} 为单位面积H₂流量; P_r 为RSOC输出电功率; n 为RSOC片数; A 为RSOC面积; I 为RSOC电流; U 为RSOC电压; n_e 为H₂的原子个数,取值为2。

文献[16]对SOFC、SOEC在不同温度环境下的功率密度变化和电池内部组分变化进行了分析,根据实验运行情况拟合了RSOC功率密度与电流密度之间的关系,如式(2)所示。

$$\begin{cases} \omega = \alpha J^2 + \beta J \\ J = nFf_{\text{H}_2} \end{cases} \quad (2)$$

式中: ω 为RSOC功率密度; α 、 β 为拟合曲线的二次函数系数。由此可构建RSOC在2种工作模式下的能量转换关系。

功率密度 ω 乘以RSOC面积 A 可以得到RSOC输出电功率 P_r 与H₂流量之间的关系,如式(3)所示。

$$P_r = \omega A = \alpha J^2 A + \beta JA \quad (3)$$

联立式(1)和式(3)可以得到:

$$\begin{cases} P_r = \frac{\alpha n^2 F^2}{M_{\text{H}_2}^2 A} m_{\text{H}_2}^2 + \frac{\beta n F}{M_{\text{H}_2}} m_{\text{H}_2} \\ m_{\text{H}_2} = F_{\text{H}_2} M_{\text{H}_2} = f_{\text{H}_2} M_{\text{H}_2} A \end{cases} \quad (4)$$

式中: m_{H_2} 为H₂参与反应的质量; M_{H_2} 为H₂的摩尔质量,单位为g/mol; F_{H_2} 为H₂参与反应的物质的量,单位为mol。

1.2.2 等效物理模型

基于1.2.1节中的RSOC外特性分析,构建RSOC等效物理模型的转换方程^[17]。RSOC的电化学反应包含电、热、气3种能量流,将RSOC构建为一种氢燃料电池或电解池与内置可变电阻的串联组合,可得:

$$\Delta H = \Delta G \pm \Delta Q \quad (5)$$

式中: ΔH 为燃料气体的焓变; ΔG 为电化学反应吉布斯自由能; ΔQ 为反应过程中的热量损失,其正负与燃料气体和电流方向有关。

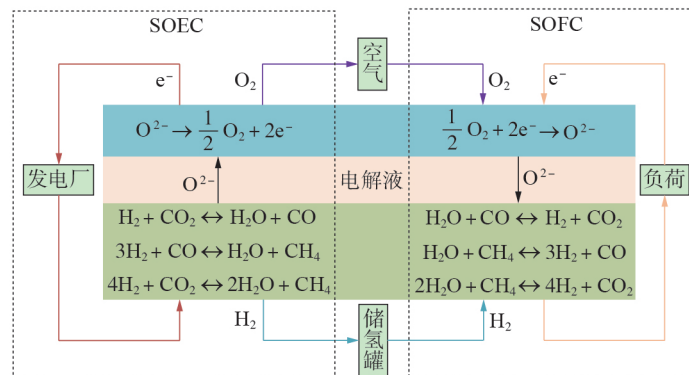


图1 RSOC的工作机制

Fig.1 Working mechanism of RSOC

SOFC的等效物理模型见图2。 H_2 从储氢罐流出,通过氢燃料电池将化学能转化为电能,再经过可变电阻产生一定的热量损失,最后流向负荷。

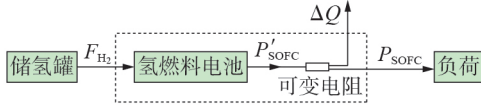


图2 SOFC的等效物理模型

Fig.2 Equivalent physical model of SOFC

氢燃料电池的输出电功率 P'_{SOFC} 在数值上等于 H_2 燃烧的焓变,即:

$$P'_{SOFC} = L_{H_2} m_{H_2, SOFC} \quad (6)$$

式中: L_{H_2} 为 H_2 的热值; $m_{H_2, SOFC}$ 为SOFC模式消耗的 H_2 质量。

RSOC电流 I 如式(1)所示,则电化学反应过程中的热能损失 Q_{SOFC} 可表示为:

$$\begin{cases} Q_{SOFC} = I^2 r = n^2 F^2 F_{H_2}^2 r \\ r = \kappa_1 A \end{cases} \quad (7)$$

式中: r 为可变电阻; κ_1 为SOFC电阻密度。

SOFC输出电功率 P_{SOFC} 可建模为内部电功率与化学反应热能变化之和,能量转换方程如式(8)所示。

$$P_{SOFC} = P'_{SOFC} - Q_{SOFC} = \eta_{SOFC} L_{H_2} m_{H_2, SOFC} - \frac{n^2 F^2 \kappa_1 A}{M_{H_2}^2} m_{H_2, SOFC}^2 \quad (8)$$

式中: η_{SOFC} 为氢燃料电池效率。

SOEC的等效物理模型见图3。电能经过可变电阻产生一定的热量损失,电解池将电能转化为 H_2 ,最后流向储氢罐。与SOFC模式同理,SOEC的能量转换方程为:

$$P_{SOEC} = P'_{SOEC} + Q_{SOEC} = \eta_{SOEC} L_{H_2} m_{H_2, SOEC} + \frac{n^2 F^2 \kappa_2 A}{M_{H_2}^2} m_{H_2, SOEC}^2 \quad (9)$$

式中: P_{SOEC} 为SOEC输出电功率; P'_{SOEC} 为电解池的电功率; Q_{SOEC} 为SOEC等效电阻的发热量; η_{SOEC} 为电解池效率; κ_2 为SOEC电阻密度; $m_{H_2, SOEC}$ 为SOEC模式产生的 H_2 质量。

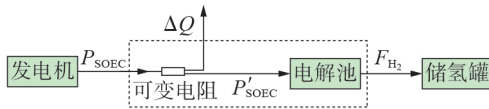


图3 SOEC的等效物理模型

Fig.3 Equivalent physical model of SOEC

2 考虑RSOC的VPP分布鲁棒优化运行模型

2.1 VPP运行框架

本文构建的VPP运行结构框架如附录A图A1

所示。VPP考虑与外部电网的能量交互,内部设备包括RSOC设备、传统发电厂、风电发电厂、蓄电池、储氢罐,电力市场向VPP提供能源交易价格,VPP通过对上述设备的合理调控,在满足负荷需求的同时,向电力市场进行“能源套现”。RSOC设备在能量价格较高或者负荷需求较高时,将 H_2 转化为电能,在风电富余时,将电能转换为 H_2 进行储存,通过RSOC设备的电-氢双向转换特性,使得电-氢转换效率始终处于最优值,以获取利润,降低VPP运行成本。

2.2 约束条件

VPP运行模型的约束条件包括传统发电厂运行约束、储能设备充放电约束、储氢罐充放氢约束、风电机组运行约束、RSOC运行约束、市场交易约束等,具体表达式见附录A式(A1)~(A6)。RSOC设备输出电功率与 H_2 质量的关系如式(8)和式(9)所示。

2.3 目标函数

传统的场景法难以解决模型在极端场景下风电出力和负荷波动较严重的问题,运用金融学中的CVaR理论构建不确定集波动风险评估指标,量化VPP在极端场景下的风险损失,衡量模型在不同场景下的综合运行成本。风险价值(value at risk, VaR)反映了投资组合在给定的置信度下潜在的最大损失。CVaR表示在一定的置信条件下,投资组合的损失可能大于给定VaR的最大损失,弥补了VaR无法度量尾部风险的缺陷,度量风险更准确。VaR可表示为:

$$\psi(x, \delta_{VaR}) = \int_{F(x, y) \leq \delta_{VaR}} \rho(y) dy \quad (10)$$

式中: x 为决策变量; $F(x, y)$ 为损失函数; $\psi(x, \delta_{VaR})$ 为损失函数 $F(x, y)$ 不大于边界值 δ_{VaR} 的分布函数; $\rho(y)$ 为不确定集 y 的概率。

由于VaR忽略了置信度 α 下分位点后的风险信息,存在尾部风险问题, CVaR衡量超过 δ_{VaR} 的损失值可以表示为:

$$B_{CVaR} = \frac{1}{1-\alpha} \int_{F(x, y) \geq \delta_{VaR}} F(x, y) \rho(y) dy \quad (11)$$

式中: B_{CVaR} 为置信度 α 下的CVaR值。

式(11)含积分项,无法直接求解,推导CVaR变换函数 $F_\alpha(x, \delta_{VaR})$ 为:

$$\begin{cases} F_\alpha(x, \delta_{VaR}) = \delta_{VaR} + \frac{1}{1-\alpha} \int [F(x, y) - \delta_{VaR}]^+ \rho(y) dy \\ [F(x, y) - \delta_{VaR}]^+ = \max \{ F(x, y) - \delta_{VaR}, 0 \} \end{cases} \quad (12)$$

对上述变换函数 $F_\alpha(x, \delta_{VaR})$ 进行离散化,可得:

$$F_\alpha(x, \delta_{VaR}) = \delta_{VaR} + \frac{\rho(s)}{1-\alpha} \sum_{s=1}^S [F(x, y_s) - \delta_{VaR}]^+ \quad (13)$$

式中: S 为场景总数; y_s 为场景 s 中的变量; $\rho(s)$ 为场景 s 出现的概率。

VPP的运行模型旨在最小化一天内VPP的运行总成本,包括RSOC的启动成本、传统发电厂的启动成本和发电成本、能源市场的购售能成本。基于上述CVaR的约束条件,VPP运行模型可表示为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \left\{ \sum_{s=1}^S (B_s + LB_s^{\text{CVaR}}) \right\} \\ \text{s.t.} \left\{ \begin{array}{l} B_s = \sum_{t=1}^{T^*} [c_r (y_{s,t}^{\text{SOFC}} + y_{s,t}^{\text{SOEC}}) + c_t u_{s,t}^c + c_v P_{s,t}^c - c_l P_{s,t}^e] \\ B_s^{\text{CVaR}} = \delta_{\text{VaR}} + \frac{\rho(s)Z_s}{1-\alpha} \\ Z_s \geq 0 \\ Z_s \geq -\delta_{\text{VaR}} + B_s \\ \text{式(8)、(9)、(A1)—(A6)} \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (14)$$

式中: T^* 为优化运行周期,本文中为24h; $y_{s,t}^{\text{SOFC}}$ 、 $y_{s,t}^{\text{SOEC}}$ 分别为场景 s 下 t 时刻SOFC、SOEC的启动状态变量,若启动则取值为1,若未启动则取值为0; $u_{s,t}^c$ 为场景 s 下 t 时刻传统发电机组的状态变量,若运行则取值为1,若停机则取值为0; $P_{s,t}^c$ 为场景 s 下 t 时刻传统发电厂的发电功率; $P_{s,t}^e$ 为场景 s 下 t 时刻VPP与能量市场的交易功率; B_s 为场景 s 下VPP的运行成本; c_r 为RSOC的启动成本; c_t 、 c_v 分别为传统发电厂的固定成本、发电成本; c_l 为能量市场的价格; B_s^{CVaR} 为场景 s 下的CVaR; L 为风险偏好因子, L 取值越大,表示VPP的运行决策越保守; Z_s 为求解式(13)的辅助变量。

3 模型求解

考虑风力发电和负荷波动具有不确定性,式(14)所示VPP运行模型可以采用分布鲁棒优化^[18]方法处理不确定集,即不确定集 ζ 在最坏分布下仍有不小于 $1-\beta$ 的概率满足最低成本要求,如式(15)所示。

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{x \in X} \{ f(x) \} \\ \text{s.t.} \quad p_{r-p} \{ F(x, \zeta) < 0 \} \geq 1 - \beta \end{array} \right. \quad (15)$$

式中: $f(x)$ 、 $F(x, \zeta)$ 分别为目标函数和含随机变量的约束条件; X 为决策变量集合; P 为不确定集 ζ 的概率分布; p_{r-p} 为分布 P 下满足含随机变量约束条件的概率,表示分布鲁棒机会约束规划; β 为不满足最低成本要求的概率,即置信度。

采用KL散度^[19]度量不确定集的概率分布函数与参考分布之间的距离,概率分布函数 P 与参考分布 P_0 之间的距离 $D_{\text{KL}}(P \| P_0)$ 可以定义为:

$$D_{\text{KL}}(P \| P_0) = \int P(\zeta) \ln \frac{P(\zeta)}{P_0(\zeta)} d\zeta \leq \eta \quad (16)$$

式中: η 为不确定集的概率分布与参考分布之间的最大距离,即相似程度,距离越大,则相似程度越小,

参考分布与不确定集概率分布之间的误差越大; $p(\zeta)$ 为在分布 P 下的密度函数; $p_0(\zeta)$ 为参考分布 P_0 下的密度函数。

当采用KL散度量2个分布之间的距离时,在满足式(16)所示条件下有无穷多不确定集分布函数,无法直接求解,将式(15)所示问题等效为式(17)所示机会约束规划。

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{x \in X} \{ f(x) \} \\ \text{s.t.} \left\{ \begin{array}{l} p_{r-p_0} \{ F(x, \zeta) \leq 0 \} \geq 1 - \bar{\beta} \\ \bar{\beta} = \sup_{\tau > 0} \left(\frac{e^{-\tau} (\tau + 1)^\beta - 1}{\tau} \right) \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (17)$$

式中: \sup 为取上限函数; τ 为函数 \sup 的附属变量。

根据Bernstein逼近,式(17)所示问题的凸近似问题等价于:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{x \in X} \{ f(x) \} \\ \text{s.t.} \quad \inf_{\alpha^* > 0} \left(\alpha^* \ln E_{p_0} [e^{F(x, \zeta)/\alpha^*}] - \alpha^* \ln \bar{\beta} \right) \leq 0 \end{array} \right. \quad (18)$$

式中: \inf 为取下限函数; $E_{p_0}[\cdot]$ 为期望函数; α^* 为 \inf 函数的附属变量。

当风电功率和负荷波动误差满足正态分布时,风电功率 P_t^w 和负荷需求 P_t^l 可分别表示为:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_t^w - P_t^{w_a} - \mu^w + \sqrt{-2 \ln(\bar{\beta} \sigma_w^2)} \leq 0 \\ -P_t^l + P_t^l + \mu^D + \sqrt{-2 \ln(\bar{\beta} \sigma_D^2)} \leq 0 \end{array} \right. \quad (19)$$

式中: $P_t^{w_a}$ 、 P_t^D 分别为 t 时刻风电功率、负荷预测值; μ^w 、 μ^D 分别为风电功率、负荷预测误差参考分布的期望; σ_w 、 σ_D 分别为风电功率、负荷预测误差参考分布的标准差。

4 算例分析

4.1 基本参数

本文算例的VPP包含1座传统发电厂、1座风力发电厂、1台蓄电池、1台RSOC设备以及1个储氢罐,以24h为一个周期对VPP进行优化运行。能源市场的最大可交易功率为50MW,VPP内部储电设备的充放电效率为0.9,传统燃料电池和电解槽的转换效率为0.8,传统发电厂的固定成本、发电成本分别为200、450元,RSOC的启动成本为200元, H_2 的最大流量为1000kg。分时电价见附录A表A1。风电功率和负荷预测值可参考文献[20]。所有模型和算法在MATLAB R2021a软件上编程实现,并调用Gurobi10.0.3求解器进行求解。

4.2 VPP运行结果分析

设置4种场景,假设4种场景出现的概率均为0.25,VPP内部设备的运行结果和市场交易结果如图4所示,图中电力市场交易功率为正值表示从市

场购电,为负值表示VPP向市场售电。由图可知,电力市场交易价格在09:00—11:00、19:00—23:00处于峰值,4种场景都趋向于在高电价时段通过SOFC将储存的 H_2 转化为电能,同时蓄电池放电,促进VPP出售能量,从而降低VPP的总运行成本。当风力发电厂和传统发电厂的发电不能满足负荷峰值需求时,通过从电力市场购电来满足负荷需求。在场景2、3中,00:00—07:00电价谷时段的风电功率不足以满足负荷需求,且此时电价低于传统发电厂的发电成本,所以VPP从电力市场购电,而没有通过传统发电厂发电。市场电价在24:00时刻处于谷值,此时VPP通过向电网购电来满足蓄电池和储氢罐的最低储能限制要求。

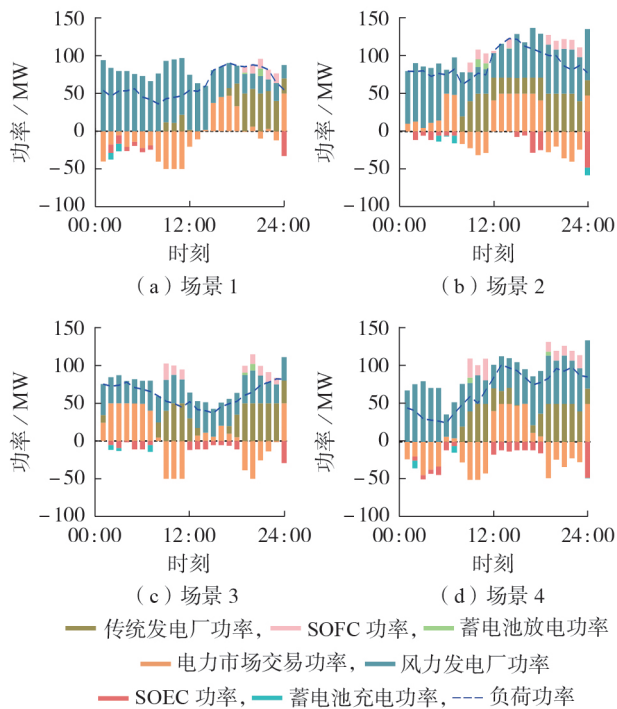


图4 VPP优化运行结果

Fig.4 Optimal operation results of VPP

4.3 RSOC对VPP运行的影响

本节设置3个方案分析RSOC设备对VPP运行结果和市场交易结果的影响:①方案1,无电-氢转换设备;②方案2,含传统电-氢转换设备;③方案3,含RSOC设备。

方案1和方案3中VPP与电力市场的交易结果如图5所示,图中功率为正值表示向电力市场售电,为负值表示从电力市场购电。由图可知,方案3中,VPP与市场交易较频繁,VPP作为售电方可提供更多的电量。可通过计算VPP与市场交易量和电价的乘积,得到蓄电池、储氢罐、分时电价的削峰填谷效应,方案1通过市场获利4.8124万元,方案3通过市场获利6.0903万元,相比方案1获利增加了26.55%。

VPP在风电水平较高时段以及电价峰时段向电力市场售电,在电价谷时段以及发电量不足以供给负荷时段从电力市场购电。

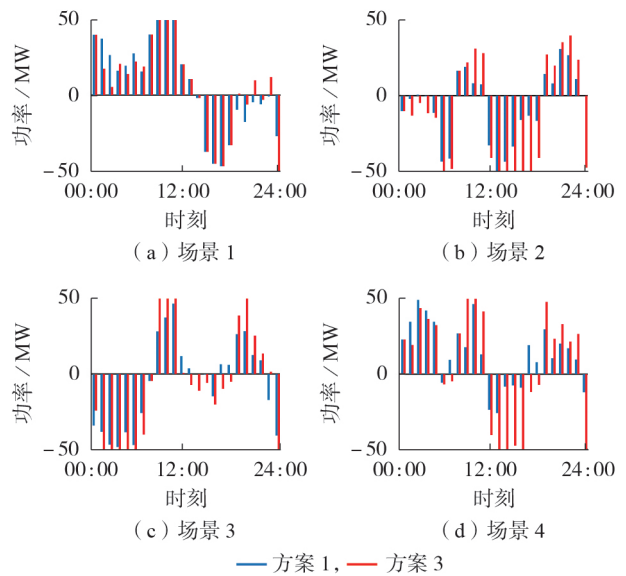


图5 方案1和方案3中VPP与电力市场的交易结果

Fig.5 Trading results between VPP and electricity market in Scheme 1 and Scheme 3

方案1和方案3中蓄电池的电量如图6所示。由图可知,方案3中的蓄电池电量波动范围较大,通过RSOC的电-氢转换作用,增强了VPP的电能输出能力,促进VPP利用分时电价以获利。

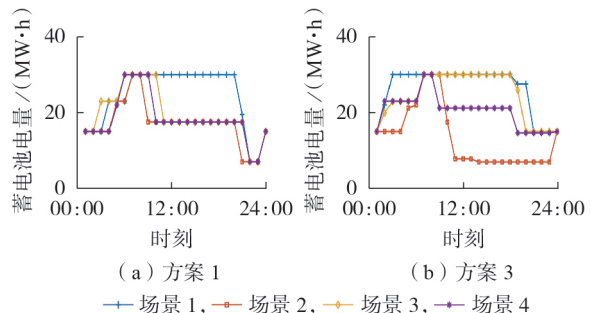


图6 方案1和方案3中蓄电池的电量

Fig.6 Stored energy of battery in Scheme 1 and Scheme 3

方案2和方案3的电-氢转换结果如图7所示,储氢罐中的 H_2 质量变化体现了电-氢转换关系,储氢质量的变化斜率表示转换效率,斜率越大,则转换效率越高。由图可知,相较于方案2,方案3的电-氢转换效率较高,电损耗较小,转换频率更高。图7(b)中储氢罐中 H_2 质量减小表示RSOC处于SOFC模式,消耗 H_2 转化为电能,储氢罐中 H_2 质量增大表示RSOC处于SOEC模式,将电能转化为 H_2 进行储存。在场景1、4下,00:00—07:00时段的风力发电量高于负荷需求,可将富余的风电转化为 H_2 进行储存,

并向电力市场售电以获取利润。在场景2、3下,在电价较低的00:00—07:00时段,从电力市场购电并转化为 H_2 ,在负荷高峰时段供给SOFC产电。电力市场交易价格在09:00—11:00、19:00—23:00时段处于峰值,故在4种场景下RSOC都处于SOFC模式,VPP将 H_2 转化为电能,并出售给电力市场以获取利润,从而减小总运行成本。

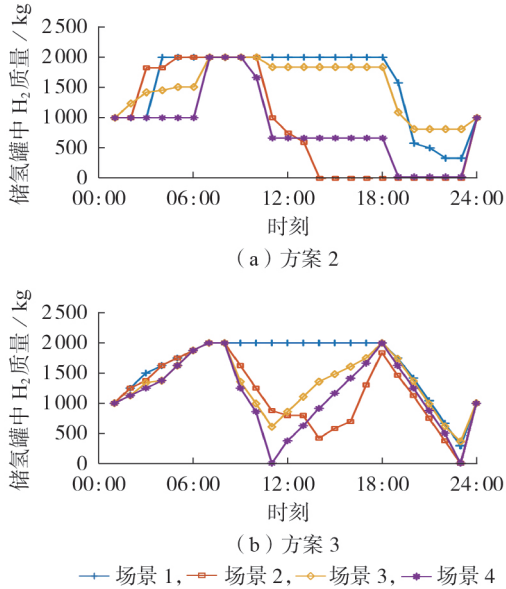


图7 方案2和方案3的电-氢转换结果

Fig.7 Electricity-hydrogen conversion results of Scheme 2 and Scheme 3

不同方案的VPP运行成本如表1所示。方案1中不含电-氢转换设备,其市场获利最低,VPP运行成本最高。相比于方案1,方案2中含有电-氢转换设备,加强了VPP的储能能力,提高了能源套现能力,所以方案2的市场获利和运行成本均优于方案1,运行成本降低了7.39%。此外,由于方案2中的传统电-氢转换设备以固定转换效率运行,电解池和燃料电池无法工作在最优转换效率,而方案3中的RSOC设备具有可变电-氢转换效率特性,始终工作于最优状态,所以方案3的运行成本最低,运行成本比方案2降低了10.97%。

表1 不同方案的VPP运行成本

Table 1 VPP operating cost of different schemes

方案	市场获利 / 万元	运行成本 / 万元
1	4.8124	20.301
2	5.3104	18.801
3	6.0903	16.738

4.4 RSOC运行参数的灵敏度分析

ROSC的工作过程可分为可变电阻热损失过程和电解池/燃料电池能量转换过程。本节通过调节RSOC电阻密度、电解池/氢燃料电池效率对VPP

运行成本进行灵敏度分析。

SOFC电阻密度 κ_1 、SOEC电阻密度 κ_2 与VPP总运行成本的关系如图8所示。由图可知, κ_1 、 κ_2 取值变大,VPP总运行成本增加。由于SOFC电阻密度 κ_1 、SOEC电阻密度 κ_2 决定了电-氢转换过程中可变电阻的热损失量,当电池面积一定时,电阻密度越高,产生的热量损失越多,会造成额外的VPP运行成本。

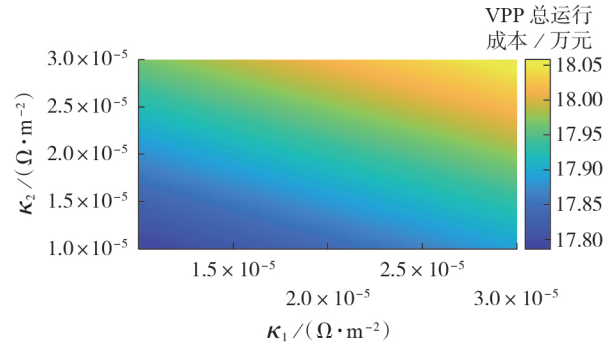


图8 不同电阻密度下的VPP总运行成本

Fig.8 VPP total operating cost under different resistance densities

此外,氢燃料电池效率 η_{SOFC} 、电解池效率 η_{SOEC} 分别直接反映了 H_2 燃烧产电、电解水产氢的效率,其对VPP总运行成本的影响如表2所示。由表可知: η_{SOFC} 越大,单位质量 H_2 燃烧产生的能量越多,经过可变电阻热损失后放出的能量越大,VPP运行成本越低; η_{SOEC} 越大,电解单位质量 H_2 所需的能量越多,VPP运行成本越高。

表2 η_{SOFC} 和 η_{SOEC} 对VPP总运行成本的影响

Table 2 Influence of η_{SOFC} and η_{SOEC} on VPP total operating cost

η_{SOEC}	VPP总运行成本 / 万元			
	$\eta_{SOFC}=0.6$	$\eta_{SOFC}=0.7$	$\eta_{SOFC}=0.8$	$\eta_{SOFC}=0.9$
1.1	19.552	19.119	18.675	17.945
1.2	19.714	19.291	18.867	18.358
1.3	19.871	19.458	19.046	18.632
1.4	20.020	19.618	19.215	18.812

4.5 CVaR和鲁棒风险系数对VPP运行成本的影响

不同风险偏好因子 L 取值下的VPP总运行成本如附录B表B1和图B1所示。当 L 取较小值时,表示投资者为风险偏好型,VPP希望以较大的风险换取较高的收益;当 L 取较大值时,表示VPP为风险规避型,运行策略较保守。引入CVaR后,随着 L 取值增大,运行风险费用减小,VPP总运行成本增加,这说明VPP对风险的厌恶程度加深,运行趋于保守。 L 取值越大,VPP倾向于选择相对保守的运行策略,减小运行风险费用以降低运行风险,所以VPP总运行成本越大。

不同置信水平 β 和 η 下的VPP总运行成本如附录B表B2所示。由表可知, η 和 β 增大,表征风电出力和负荷不确定波动程度增大,即VPP对风险偏好的程度降低,需要通过传统发电和从电力市场购电来平衡风电出力和负荷的预测偏差,导致VPP总运行成本增加。

不同KL散度参数对风电消纳的影响如附录B图B2所示。由图可知, β 和 η 越小,风电出力波动范围越小,弃风量越少,说明KL散度距离越小,不确定波动程度越小,风电消纳能力越强。

5 结论

为了考虑风电和负荷的不确定性以及电-氢双向转换设备对VPP运行的影响,本文提出了考虑RSOC的VPP分布鲁棒优化运行模型。通过算例仿真分析可得如下主要结论。

1)基于Butler-Volmer方程和法拉第定律,建立了可实现电-氢双向转换的电池模型。与不含电-氢转换设备的系统相比,含RSOC设备的VPP与市场的交易利润提升了26.55%,运行成本降低了7.39%;与传统电-氢转换设备相比,含RSOC设备的VPP与市场的交易利润提升了14.69%,运行成本降低了10.97%。

2)RSOC电阻密度越大,电-氢转换过程中的热损失越大,VPP的额外运行成本越高;RSOC设备的电解池/氢燃料电池效率反映了单位质量 H_2 与电量之间的转换关系,会影响RSOC的电-氢转换效率,进而影响VPP总运行成本。

3)随着风险偏好因子的增大,运行风险费用逐渐减小,VPP运行决策趋于保守,总运行成本增加。KL散度距离表征风电和负荷的波动程度,距离越大,VPP运行鲁棒性越强,总运行成本越高。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] TAN Hong, WEI Yan, REN Zhouyang, et al. A robust dispatch model for integrated electricity and heat networks considering price-based integrated demand response[J]. *Energy*, 2022, 239: 121875.
- [2] IEA. World energy outlook 2023[EB/OL]. [2024-02-26]. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>.
- [3] 郜捷,宋洁,王剑晓,等. 支撑中国能源安全的电氢耦合系统形态与关键技术[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(19): 1-15. GAO Jie, SONG Jie, WANG Jianxiao, et al. Form and key technologies of integrated electricity-hydrogen system supporting energy security in China[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(19): 1-15.
- [4] 潘光胜,顾钟凡,罗恩博,等. 新型电力系统背景下的电制氢技术分析与发展[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(10): 1-13. PAN Guangsheng, GU Zhongfan, LUO Enbo, et al. Analysis and prospect of electrolytic hydrogen technology under back-
- ground of new power systems[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(10): 1-13.
- [5] 葛淑娜,张彩玲,王爽,等. 计及氢能多元利用和绿证-碳联合交易的综合能源系统优化运行[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(12): 231-237. GE Shuna, ZHANG Cailing, WANG Shuang, et al. Optimal operation of integrated energy system considering multi-utilization of hydrogen energy and green certification-carbon joint trading[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(12): 231-237.
- [6] 羨一鸣,安之,刘斯伟,等. 面向高比例新能源接入的电氢耦合系统设想及分析[J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(4): 1-8. XIAN Yiming, AN Zhi, LIU Siwei, et al. Assumption and analysis of electricity-hydrogen coupling system for high proportion of new energy[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(4): 1-8.
- [7] 滕云,王泽镛,金红洋,等. 用于电网调节能力提升的电热氢多源协调储能系统模型[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(24): 7209-7217, 7494. TENG Yun, WANG Zedi, JIN Hongyang, et al. A model and coordinated optimization for the multi-energy storage system of electricity heat hydrogen to regulation enhancement of power grid[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(24): 7209-7217, 7494.
- [8] LI J R, LIN J, SONG Y H, et al. Operation optimization of power to hydrogen and heat(P2HH) in ADN coordinated with the district heating network[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2019, 10(4): 1672-1683.
- [9] 高赐威,王崑,陈涛. 基于可逆固体氧化物电池的电氢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.
- [10] HUTTY T D, DONG S Y, BROWN S. Suitability of energy storage with reversible solid oxide cells for microgrid applications[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 226: 113499.
- [11] 杨威,王越,张曦,等. 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[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(12): 93-100. YANG Wei, WANG Yue, ZHANG Xi, et al. Optimal capacity configuration of integrated energy station based on reversible solid oxide fuel cell[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(12): 93-100.
- [12] BUFFO G, FERRERO D, SANTARELLI M, et al. Energy and environmental analysis of a flexible power-to-x plant based on reversible solid oxide cells (rSOCs) for an urban district[J]. *Journal of Energy Storage*, 2020, 29: 101314.
- [13] HUANG C J, STRBAC G, ZONG Y, et al. Modeling and optimal operation of reversible solid oxide cells considering heat recovery and mode switching dynamics in microgrids[J]. *Applied Energy*, 2024, 357: 122477.
- [14] XING X T, LIN J, BRANDON N, et al. Time-varying model predictive control of a reversible-SOC energy-storage plant based on the linear parameter-varying method[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(3): 1589-1600.
- [15] ROKNI M. Analysis of a polygeneration plant based on solar energy, dual mode solid oxide cells and desalination[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(35): 19224-19243.
- [16] CHEN Yu, WU Xiaogang, HU Haoran, et al. System level

- performance analysis and parameter optimization of hydrogen production based on solid oxide electrolytic cell[J]. *Applied Energy*, 2023, 347: 121329.
- [17] 黄祯媛,高赐威,陈涛,等. 基于可逆固体氧化物电池的气电双向耦合统一调度优化[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(5): 1860-1872.
HUANG Zhenyuan, GAO Ciwei, CHEN Tao, et al. Unified scheduling optimization of gas-electric bidirectional coupled system based on reversible solid oxide cells[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(5): 1860-1872.
- [18] YANG Lun, XU Yinliang, SUN Hongbin, et al. Tractable convex approximations for distributionally robust joint chance-constrained optimal power flow under uncertainty[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022, 37(3): 1927-1941.
- [19] CHEN Yuwei, GUO Qinglai, SUN Hongbin, et al. A distributionally robust optimization model for unit commitment based on Kullback-Leibler divergence[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(5): 5147-5160.
- [20] YAN N, MA G C, LI X J, et al. Low-carbon economic dispatch method for integrated energy system considering seasonal carbon flow dynamic balance[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023, 14(1): 576-586. a waste-to-energy plant[J]. *Energy*, 2021, 227: 120407.

作者简介:

王秋杰(1988—),男,副教授,博士,主要研究方向为综合能源系统优化运行与规划、弹性配电网等(**E-mail**: wangqiujie@ctgu.edu.cn);

冷子豪(2000—),男,硕士研究生,主要研究方向为虚拟电厂优化调度(**E-mail**: lengzihaoism@foxmail.com);

谭洪(1991—),男,博士,通信作者,主要研究方向为综合能源系统优化运行与规划、电力市场等(**E-mail**: tanhong@ctgu.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Distributionally robust optimal operation of virtual power plant considering reversible solid oxide cells

WANG Qiujie^{1,2}, LENG Zihao^{1,2}, TAN Hong^{1,2}, WENG Hanli^{1,2}, LI Zhenxing^{1,2}, CHEN Tao³

(1. School of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;

2. Hubei Collaborative Innovation Center for New Energy Microgrid, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;

3. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210018, China)

Abstract: Electricity-hydrogen hybrid energy storage is an effective way to realize the construction of new power system. The direction of traditional electricity-hydrogen conversion is single and the heat loss process in the electricity-hydrogen conversion is not accurately modeled. Therefore, a distributionally robust optimal operation method of virtual power plant (VPP) considering reversible solid oxide cells (RSOCs) is proposed. According to Butler-Volmer equation and Faraday law, the relationship between H_2 flow and RSOC power is analyzed and the equivalent physical models of the two RSOC working modes are established. Taking the minimum total operation cost of VPP as the objective function, conditional value at risk (CVaR) is used to measure the tail risk of VPP operation and the optimal operation model of VPP based on CVaR is established. The distance between the distribution function and the reference distribution is quantified by the Kullback-Leibler divergence, and the distribution function sets of wind power output and load fluctuation are established. The economy and effectiveness of the proposed model are verified by simulation examples.

Key words: virtual power plants; electricity-hydrogen conversion; reversible solid oxide cells; conditional value at risk; distributionally robust optimization

附录 A

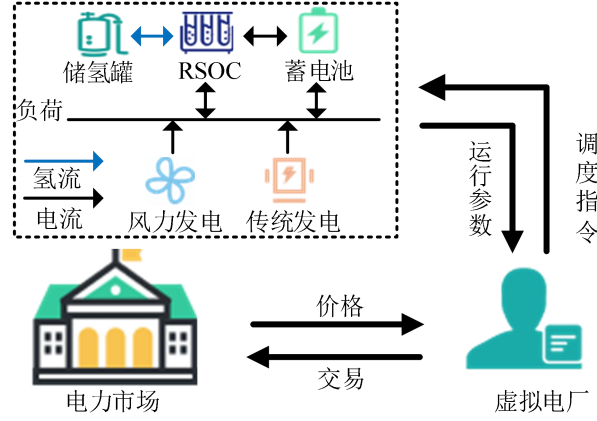


图 A1 VPP 运行框架

Fig.A1 Operation framework of VPP

1) 功率平衡约束。

$$P_t^W + P_t^C + P_t^{SD} - P_t^{SC} + P_t^{SOFC} - P_t^{SOEC} - P_t^E - P_t^L = 0 \quad (A1)$$

式中： P_t^W 为风电功率； P_t^C 为传统发电厂发电功率； P_t^E 为 VPP 与能量市场的交易功率； P_t^L 为需求负荷； P_t^{SC} 、 P_t^{SD} 分别为蓄电池的充、放电功率； P_t^{SOFC} 、 P_t^{SOEC} 分别为 RSOC 在 SOFC、SOEC 模式下的电功率。

2) 能量市场交易约束。

$$-P_{\max}^E \leq P_t^E \leq P_{\max}^E \quad (A2)$$

式中： P_{\max}^E 为 VPP 与能量市场交易功率上限；当 $P_t^E < 0$ 时，表示 VPP 从市场购电， $P_t^E > 0$ 时，表示 VPP 向市场售电。

3) RSOC 运行约束。

$$\begin{cases} y_t^{\text{SOFC}} - z_t^{\text{SOFC}} = u_t^{\text{SOFC}} - u_{t-1}^{\text{SOFC}} \\ y_t^{\text{SOEC}} - z_t^{\text{SOEC}} = u_t^{\text{SOEC}} - u_{t-1}^{\text{SOEC}} \\ y_t^{\text{SOFC}} + z_t^{\text{SOEC}} \leq 1 \\ y_t^{\text{SOFC}} + z_t^{\text{SOEC}} \leq 1 \\ u_t^{\text{SOFC}} + u_t^{\text{SOEC}} \leq 1 \end{cases} \quad (A3)$$

式中： y_t^{SOFC} 、 y_t^{SOEC} 分别为 SOFC、SOEC 的启动状态变量，取值为 1 表示启动，取值为 0 表示不启动； z_t^{SOFC} 、 z_t^{SOEC} 分别为 SOFC、SOEC 的停机状态变量，取值为 1 表示停机，取值为 0 表示不停机，SOFC 和 SOEC 的启动状态和停机状态不能同时进行； u_t^{SOFC} 、 u_t^{SOEC} 分别为 SOFC 和 SOEC 的启运行状态变量，为 1 表示处于工作状态，为 0 表示处于关机状态，RSOC 的 2 种工作状态不能同时进行。

4) 蓄电池充放电约束。

$$\begin{cases} u_t^{\text{SC}} P_{\min}^{\text{SC}} \leq P_t^{\text{SC}} \leq u_t^{\text{SC}} P_{\max}^{\text{SC}} \\ u_t^{\text{SC}} + u_t^{\text{SD}} \leq 1 \\ S_t = S_{t-1} + \eta^{\text{SC}} P_t^{\text{SC}} - \eta^{\text{SD}} P_t^{\text{SD}} \\ S_{\min} \leq S_t \leq S_{\max} \end{cases} \quad (A4)$$

式中： P_{\max}^{SC} 、 P_{\min}^{SC} 分别为蓄电池的充电功率上、下限； P_{\max}^{SD} 、 P_{\min}^{SD} 分别为蓄电池的放电功率上、下限； u_t^{SC} 、 u_t^{SD} 分别为蓄电池充、放电状态变量，当 $u_t^{\text{SC}} = 1$ 时，蓄电池处于充电状态，当 $u_t^{\text{SD}} = 1$ 时，蓄电池处于放电状态，蓄电池不能同时充放电； S_t 为蓄电池剩余电量； S_{\max} 、 S_{\min} 分别为蓄电池电量上、下限； η^{SC} 、 η^{SD} 分别为蓄电池充、放电效率。

5) 储氢罐的充放约束。

$$\begin{cases} u_t^{\text{SOFC}} m_{\min}^{\text{H}_2, \text{SOFC}} \leq m_t^{\text{H}_2, \text{SOFC}} \leq m_{\max}^{\text{H}_2, \text{SOFC}} \\ u_t^{\text{SOFC}} m_{\min}^{\text{H}_2, \text{SOEC}} \leq m_t^{\text{H}_2, \text{SOEC}} \leq m_{\max}^{\text{H}_2, \text{SOEC}} \\ M_t^{\text{tk}} - M_{t-1}^{\text{tk}} = m_t^{\text{H}_2, \text{SOEC}} - m_t^{\text{H}_2, \text{SOFC}} \\ M_{\min}^{\text{tk}} \leq M_t^{\text{tk}} \leq M_{\max}^{\text{tk}} \end{cases} \quad (\text{A5})$$

式中： $m_{\max}^{\text{H}_2, \text{SOFC}}$ 、 $m_{\min}^{\text{H}_2, \text{SOFC}}$ 分别为 SOFC 状态下 H_2 流量上、下限； $m_t^{\text{H}_2, \text{SOFC}}$ 为 SOFC 状态消耗的 H_2 量； $m_{\max}^{\text{H}_2, \text{SOEC}}$ 、 $m_{\min}^{\text{H}_2, \text{SOEC}}$ 分别为 SOEC 状态下 H_2 流量上、下限； $m_t^{\text{H}_2, \text{SOEC}}$ 为 SOEC 状态产生的 H_2 量； M_t^{tk} 为储氢罐剩余 H_2 量； M_{\max}^{tk} 、 M_{\min}^{tk} 分别为储氢罐 H_2 上、下限。

6) 传统发电厂运行约束。

$$\begin{cases} P_{\min}^{\text{C}} u_t^{\text{C}} \leq P_t^{\text{C}} \leq P_{\max}^{\text{C}} u_t^{\text{C}} \\ P_t^{\text{C}} - P_{t-1}^{\text{C}} \leq R_{\text{u}}^{\text{C}} u_{t-1}^{\text{C}} \\ P_{t-1}^{\text{C}} - P_t^{\text{C}} \leq R_{\text{d}}^{\text{C}} u_{t-1}^{\text{C}} \end{cases} \quad (\text{A6})$$

式中： P_{\max}^{C} 、 P_{\min}^{C} 分别为传统发电厂发电功率上、下限； R_{u}^{C} 、 R_{d}^{C} 分别为传统发电厂的上、下爬坡功率； u_t^{C} 为传统发电厂发电状态变量，当 $u_t^{\text{C}} = 1$ 时，传统发电机组发电，当 $u_t^{\text{C}} = 0$ 时，传统发电机组停机。

表 A1 分时电价

Table A1 Time of use electricity price

时段	价格/(元/MW)	
谷段	00:00—07:00	240
平段	08:00,12:00—18:00	450
峰段	09:00—11:00,19:00—23:00	675

附录 B

表 B1 VPP 运行成本对比

Table B1 Comparison of VPP operating costs

L	B_{CVaR} /万元	B_s /万元	总成本/万元
0.1	0.9562	16.022	16.118
0.4	0.9410	16.575	16.763
0.6	0.9292	16.637	17.194
0.9	0.8361	16.702	17.455
1.2	0.8089	16.732	17.703
1.5	0.8045	16.738	17.945
1.8	0.7870	16.769	18.186
2.0	0.7473	16.844	18.339

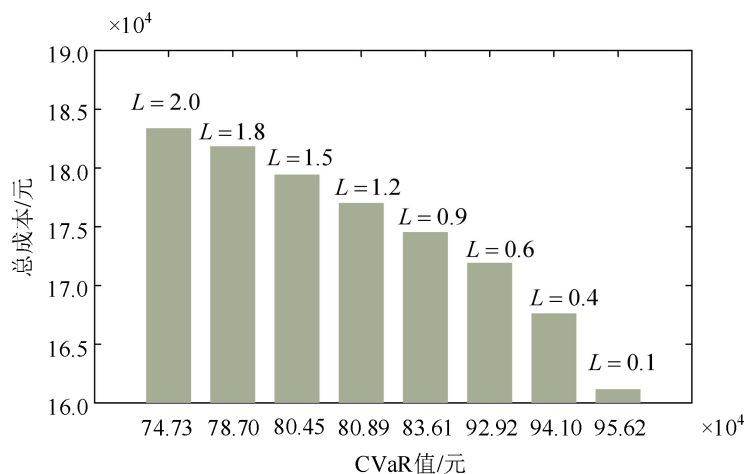


图 B1 不同风险偏好对 VPP 总运行成本的影响

Fig.B1 Impact of different risk preferences on VPP total operating costs

表 B2 VPP 总运行成本对比
Table B2 Comparison of VPP total operating cost

置信水平	总成本/万元		
	$\eta=0.01$	$\eta=0.05$	$\eta=0.1$
0.95	13.670	17.945	21.676
0.90	9.673	12.743	15.288

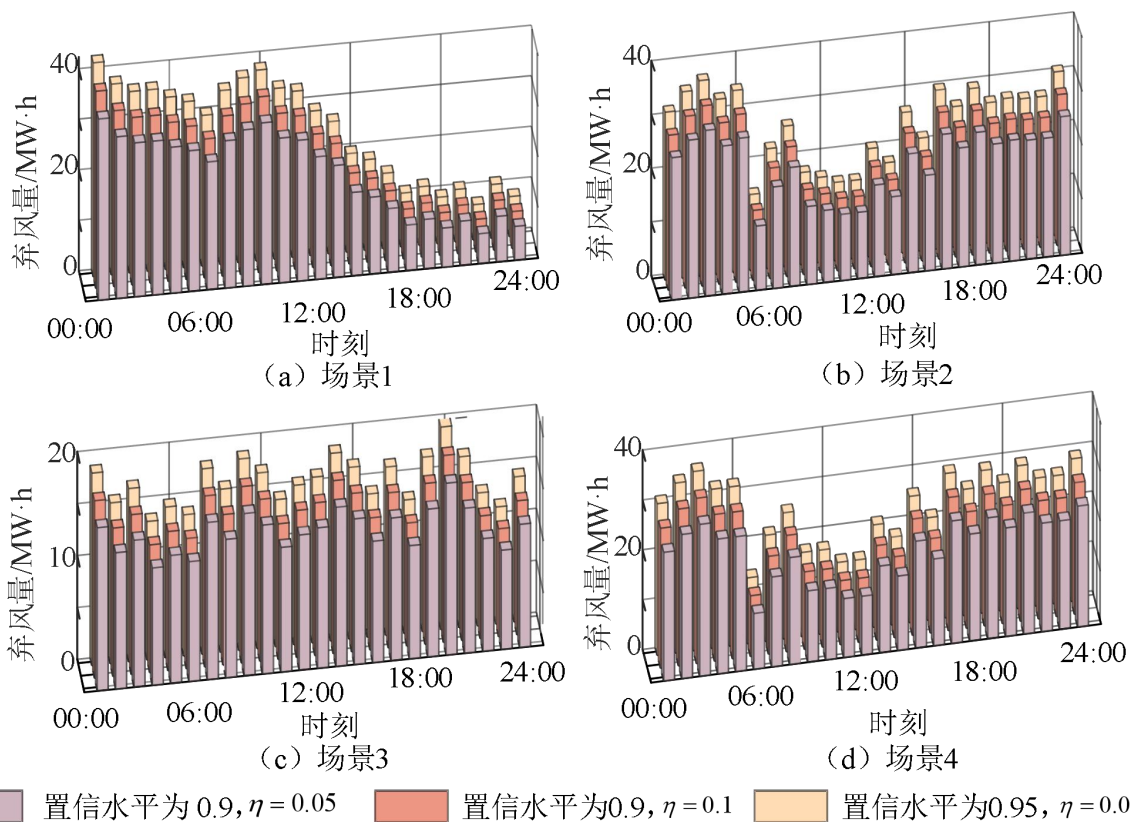


图 B2 弃风情况对比

Fig.B2 Wind curtailment comparison