



计及先进绝热压缩空气储能系统热电协同的虚拟电厂多目标优化调度研究

韩爱明, 陈晓弢, 阮雨, 海昕, 朱昱豪
(青海大学能源与电气工程学院, 青海 西宁 810016)

摘要: 针对现有虚拟电厂在热电协同调度方面的欠缺导致的运行成本与碳排放高等问题, 本文提出了含先进绝热压缩空气储能系统(AA-CAES)的虚拟电厂热电协同调度模型, 通过挖掘其“储能—产热—用热”的闭环耦合特性, 旨在降低系统的运行成本与碳排放。模型以光伏、风电、微型燃气轮机、蓄电池、储热罐与AA-CAES为核心设备, 构建电-热-气多能流协同框架, 详细刻画压缩储能过程中热回收与放热需求的交互约束, 并以系统运行总成本与碳排放量最小化为双目标。选取青海某地工业园区典型日数据为算例, 设置有无AA-CAES的对比场景, 采用增广 ϵ -约束与熵权-TOPSIS贯序决策算法分别求解出有无先进绝热压缩空气储能的虚拟电厂模型对应的总成本与碳排放的双重最优解进行对比。结果表明, 配置AA-CAES后, 最优折中方案在总成本降低5.1%、购电成本优化5.0%的同时实现碳排放下降15.8%, 夜间弃风电量得到全额消纳, 燃气轮机供热高峰负荷占比大幅下降, 实现了经济性与低碳性的协同提升, 为青海工业型虚拟电厂的高效低碳调度提供理论与工程参考。

关键词: 虚拟电厂; 先进绝热压缩空气储能; 多目标优化; 热电协同

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0322

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (XXXX) XX-1-13

Considering the combined heat and power synergy of advanced adiabatic compressed air energy storage system in multi-objective optimal scheduling of virtual power plant

HAN Aiming, CHEN Xiaotao, RUAN Yu, HAI Xin, ZHU Yuhao

(School of Energy and Electrical Engineering, Qinghai University, Xining 810016, Qinghai, China)

Abstract: Addressing the deficiencies in existing virtual power plants regarding coordinated heat-power dispatch, which lead to high operational costs and carbon emissions, this paper proposes a coordinated heat-power dispatch model for virtual power plants incorporating an advanced adiabatic compressed air energy storage (AA-CAES) system. By exploring the closed-loop coupling characteristics of "energy storage – heat production – heat utilization," the model aims to reduce system operational costs and carbon emissions. The model takes photovoltaic systems, wind turbines, micro gas turbines, batteries, thermal storage tanks, and AA-CAES as core components, establishing an electricity-heat-gas multi-energy flow

收稿日期: 2026-04-15; 修改稿日期: 2026-05-09。

基金项目: 青海大学科研实力提升项目(2025KTSQ28)。

第一作者: 韩爱明(2001—), 男, 硕士研究生, 研究方向为压缩空气储能系统, E-mail: YS240858080516@qhu.edu.cn; 通信作者: 陈晓弢, 教授, 研究方向为新型储能技术、综合能源系统优化调度, E-mail: chenxiaotao@qhu.edu.cn。

引用本文: 韩爱明, 陈晓弢, 阮雨, 等. 计及先进绝热压缩空气储能系统热电协同的虚拟电厂多目标优化调度研究[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-13.

Citation: HAN Aiming, CHEN Xiaotao, RUAN Yu, et al. Considering the combined heat and power synergy of advanced adiabatic compressed air energy storage system in multi-objective optimal scheduling of virtual power plant[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-13.

coordination framework. It elaborately characterizes the interactive constraints between heat recovery and heat release demand during the compression energy storage process and adopts the minimization of total operational cost and carbon emissions as dual objectives. Using typical daily data from an industrial park in Qinghai Province as a case study, comparative scenarios with and without AA-CAES are established. The augmented ϵ -constraint method combined with the entropy-weighted TOPSIS sequential decision-making algorithm is employed to derive the dual-optimal solutions for total cost and carbon emissions in VPP models with and without AA-CAES, respectively, for comparison. The results indicate that after configuring AA-CAES, the optimal compromise solution achieves a 5.1% reduction in total cost and a 5.0% optimization in electricity purchase cost, while carbon emissions decrease by 15.8%. Nighttime curtailed wind power is fully absorbed, and the share of gas turbine peak heating load decreases significantly, achieving a synergistic improvement in both economic efficiency and low-carbon performance. This provides theoretical and engineering references for the efficient and low-carbon dispatch of industrial virtual power plants in Qinghai.

Keywords: virtual power plant; advanced adiabatic compressed air energy storage; multi-objective optimization; combined heat and power synergy

在“双碳”目标推动下,我国电力系统正加速向以新能源为主体转型。风电、光伏大规模并网虽然让能源结构更绿色,但也因其间歇性给电力平衡带来挑战^[1-2]。青海省地处青藏高原东北部,海拔高、气温低,供暖期长达6个月以上,属于典型的高寒长供暖期地区。该地区风能、太阳能资源极为丰富,新能源装机占比已超过60%,是我国重要的清洁能源基地,同时集聚了电解铝、铁合金等高耗能产业,形成了“高比例绿电供应”与“高刚性用能需求”并存的典型场景。然而,长供暖期带来的持续热负荷需求与新能源出力的波动性、反调峰特性相互叠加,导致电力系统面临严峻的弃风弃光问题,尤其在冬季夜间风电大发时段,消纳矛盾尤为突出。

虚拟电厂^[3-4](virtual power plant, VPP)通过通信技术,对各类型分布式电源、可控负荷、储能装置等进行集中管理并实现智能化调度,能够实现多种能源形式之间的深度耦合与灵活调配,在青海具有广阔的应用前景。然而,现有虚拟电厂的调度研究多聚焦于电力侧的平衡^[5-7],在面向青海省高寒、长供暖期的典型场景时,传统虚拟电厂暴露出蓄电池与储热罐各自为政、微型燃气轮机被迫同时承担电力调峰与基础供热任务,导致系统严重依赖高碳燃气热源,长时弃风弃光现象频繁,储热罐热

源不足,推高了运行成本与碳排放。

为破解这一困境,亟需引入一种兼具长时储能与热电联供能力的新型储能技术。近年来,先进热压缩空气储能技术(advanced adiabatic compressed air energy storage, AA-CAES)因其储能容量大、寿命长、环境友好、并具有天然的热电联供潜力等优势,在虚拟电厂中的应用前景广阔^[8]。相比传统储能系统,AA-CAES兼具大容量储电与中品位储热功能^[9-11],可在压缩阶段将弃风弃光电转化为压缩热并储存,实现电力充放与热力存取的完全解耦。在供热阶段辅助燃气轮机承担基础供热任务,在缺电阶段实现长时放电,并与蓄电池形成“短时平抑+长时移峰”的互补储能体系。文献[12]集成了太阳能和压缩空气储能,当燃气轮机额定容量为2MW时,与压缩空气储能联合运行的混合能源系统可节约27.8%的成本,但该系统对热电耦合关系的处理仍停留在“储电”层面,未能实现电力充放与热力存取的完全解耦。文献[13]构建了一个涵盖多类能源耦合设备及储能装置的虚拟电厂优化调度模型。该模型充分考虑了电、热、冷多种能源的互补特性,在经济性方面表现优异。但其热电协同的灵活性受限于传统CCHP系统的物理耦合结构且仅以经济成本最小化为目标,未纳入碳排放约束,已无法满足当前低碳发展的需求。文献

[14]通过在区域综合能源系统中集成压缩空气储能设备,利用其高储能密度的特性对电力侧进行削峰填谷,能够提升可再生能源的利用率,同时减少系统总运行成本。然而,该研究的热力系统建模仍主要围绕传统区域供热网络的管道储能特性展开,未充分刻画压缩空气储能系统自身在电热转换过程中的深度耦合关系,缺乏与蓄电池等短时储能的互补协同。

基于上述研究,本文提出一种含先进绝热压缩空气储能的虚拟电厂优化调度方法,针对青海高寒长供暖期典型场景,构建了计及AA-CAES热电协同的虚拟电厂多目标优化调度模型。首先,基于AA-CAES的电热耦合机理,对AA-CAES的热-电耦合过程进行建模,明确了压缩热回收与储热罐的交互机理。接着以运行成本和碳排放最小化为目标,采用增广 ε -约束与熵权-TOPSIS贯序算法选出最优折中方案。最后,通过仿真算例与传统虚拟电厂方案进行对比,验证了加入AA-CAES后,虚拟电厂的运行成本和碳排放均显著降低,为青海省的工业型

虚拟电厂的高效协同调度提供理论支撑与工程参考。

1 计及AA-CAES的虚拟电厂系统结构

本文构建的计及AA-CAES的虚拟电厂系统,以青海高比例风光资源、高耗能工业负荷为应用场景,聚合光伏、风机、微型燃气轮机、AA-CAES、蓄电池、储热罐等分布式能源单元,形成电-热-气多能耦合的综合能源架构。系统以虚拟电厂控制平台为调度核心,通过电力流、热力流、天然气流的多能协同,依托AA-CAES的长时储电与热电耦合特性,实现风光资源的跨时段消纳、电-热负荷的协同削峰填谷,有效破解源荷时空错配难题,同步提升虚拟电厂的经济性、低碳性与运行稳定性,为高比例新能源接入下虚拟电厂的优化运行提供了系统架构支撑。虚拟电厂多能流模型框架如图1所示:

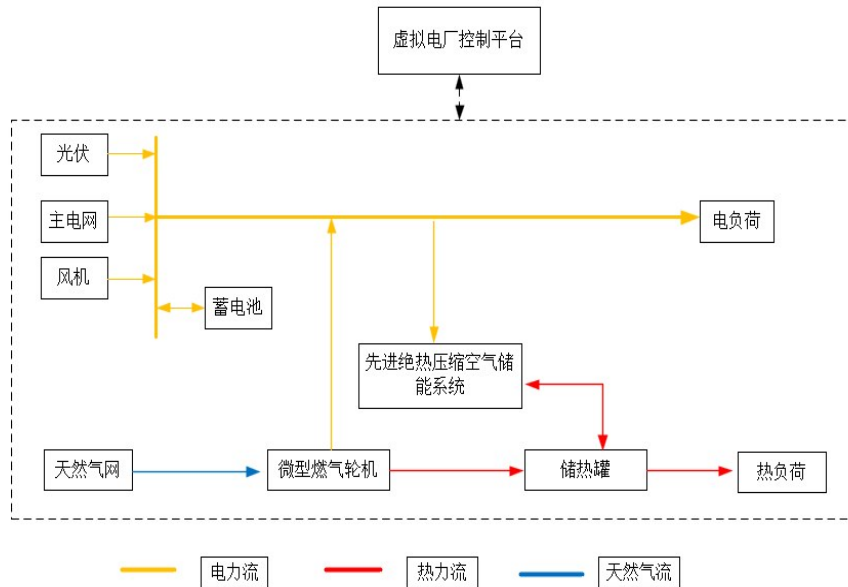


图1 虚拟电厂多能流模型框架

Fig 1 Multi-energy flow model framework of the virtual power plant

2 虚拟电厂多目标优化模型

2.1 目标函数

本文以可再生能源优先消纳为原则,构建以运行成本最小化和碳排放最小化为目标的优化模型,

在削减系统总运行成本的同时,兼顾可再生能源消纳及碳排放问题,实现资源的最大化利用^[15]。

目标一,虚拟电厂的运行总成本 f_1 可分解为以下五个部分^[16-17],分别对应不同的成本/收益来源:

1. 可再生能源发电运维成本

$$C_{ren} = \sum_{t=1}^T (k_{pv} P_{pv}(t) + k_{wt} P_{wt}(t)) \quad (1)$$

其中: k_{pv} 、 k_{wt} 分别是光伏、风电运维成本系数 (元/kWh)、 $P_{pv}(t)$ 、 $P_{wt}(t)$ 分别是 t 时段光伏、风电预测出力 (kW)。

2. 燃气轮机发电成本

$$C_{gt} = \sum_{t=1}^T k_{gt} P_{gt}(t) \quad (2)$$

其中: k_{gt} 为燃气轮机单位发电成本 (元/kWh)、 $P_{gt}(t)$ 为 t 时段燃气轮机出力 (kW)。

3. 储能系统运维成本

$$C_{sto} = \sum_{t=1}^T \left[k_{caes} (P_{caes}^c(t) + P_{caes}^d(t)) + k_{bat} (P_{bat}^c(t) + P_{bat}^d(t)) + k_{hs} (H_{hs}^c(t) + H_{hs}^d(t)) \right] \quad (3)$$

其中: k_{caes} 、 k_{bat} 、 k_{hs} 分别是压缩空气储能、蓄电池、储热罐运维成本系数 (元/kWh)、 $P_{caes}^c(t)$ 、 $P_{caes}^d(t)$ 分别是压缩空气储能充、放电功率 (kW)、 $P_{bat}^c(t)$ 、 $P_{bat}^d(t)$ 分别是蓄电池充、放电功率 (kW)、 $H_{hs}^c(t)$ 、 $H_{hs}^d(t)$ 分别是储热罐充、放热功率 (kW)。

4. 与电网交互净成本

$$C_{grid} = \sum_{t=1}^T [\pi_{buy}(t) P_{buy}(t) - \pi_{sell}(t) P_{sell}(t)] \quad (4)$$

其中: $\pi_{buy}(t)$ 、 $\pi_{sell}(t)$ 分别是 t 时段购电、售电价 (元/kWh)、 $P_{buy}(t)$ 、 $P_{sell}(t)$ 分别是 t 时段购电、售电功率 (kW)。

5. 售热收益

$$R_{heat} = \sum_{t=1}^T \pi_{heat} H_{sell}(t) \quad (5)$$

其中: π_{heat} 为固定售热价格 (元/kWh)、 $H_{sell}(t)$ 为 t 时段售热功率 (kW)。

综上所述, 目标一的总成本表达式:

$$f_1 = C_{ren} + C_{gt} + C_{sto} + C_{grid} - R_{heat} \quad (6)$$

目标二, 考虑到碳排放指标, 建立计及系统碳排放的目标函数为:

$$f_2 = \lambda_{gt} \sum_{t=1}^T P_{gt}(t) + \lambda_{grid} \sum_{t=1}^T P_{buy}(t) \quad (7)$$

式中: λ_{gt} 为燃气轮机碳排放系数 (吨/kWh)、 $P_{gt}(t)$ 为 t 时段燃气轮机出力 (kW)、 λ_{grid} 为购电碳排放系数 (吨/kWh)、 $P_{buy}(t)$ 为 t 时段购电功率 (kW)。

2.2 约束条件

本节给出虚拟电厂优化调度模型的核心约束条件, 共归纳为五个主要方面, 每个方面以一组数学

表达式表示。

(1) 电功率平衡

$$P_{gt}^{wt} + P_{gt}^{pv} + P_{gt}^{gt} + P_{gt}^{caes,dis} + P_{gt}^{bat,dis} + P_{gt}^{buy} = L_t^{elec} + P_{gt}^{caes,ch} + P_{gt}^{bat,ch} + P_{gt}^{sell} \quad (8)$$

其中: P_{gt}^{wt} 为时段的风电出力, P_{gt}^{pv} 为时段 t 的光伏出力, P_{gt}^{gt} 为时段 t 的微型燃气轮机发电功率, $P_{gt}^{caes,dis}$ 为时段 t 压缩空气储能放电功率, $P_{gt}^{bat,dis}$ 为时段 t 蓄电池放电功率, P_{gt}^{buy} 为时段 t 从电网购电功率, L_t^{elec} 为时段 t 的电负荷, $P_{gt}^{caes,ch}$ 为时段 t 压缩空气储能充电功率, $P_{gt}^{bat,ch}$ 为时段 t 蓄电池充电功率, P_{gt}^{sell} 为时段 t 向电网售电功率。

(2) 热负荷平衡

$$H_{gt}^{gt} + H_{gt}^{caes} + H_{gt}^{dis} = H_{gt}^{caes,demand} + H_{gt}^{ch} + H_{gt}^{sell} \quad (9)$$

$$H_{gt}^{gt} = \alpha_{gt} P_{gt}^{gt}, \quad H_{gt}^{caes} = \alpha_{caes} P_{gt}^{caes,ch}, \quad H_{gt}^{caes,demand} = \beta_{caes} P_{gt}^{caes,dis} \quad (10)$$

其中: H_{gt}^{gt} 为时段燃气轮机热电联产产生的热功率, H_{gt}^{caes} 为时段 t 压缩空气储能充电过程中回收的热功率, H_{gt}^{dis} 为时段 t 储热罐放热功率, $H_{gt}^{caes,demand}$ 为时段 t 压缩空气储能放电所需的热功率, H_{gt}^{ch} 为时段 t 储热罐充热功率, H_{gt}^{sell} 为时段 t 对外售热功率, α_{gt} 为燃气轮机热电比 (kW 热/kW 电), α_{caes} 压缩空气储能充电热回收系数 (kW 热/kW 电), β_{caes} 压缩空气储能放电热需求系数 (kW 热/kW 电)。需要说明的是, 式 (10) 中 AA-CAES 的热回收系数与放热需求系数取为定值, 这是为保持调度模型线性可求解而参照同类研究进行的合理简化, 能够刻画系统的核心热电耦合特征。AA-CAES 实际运行中上述系数存在变工况特性。

(3) 各单元运行约束

微型燃气轮机:

$$P_{gt}^{min} \leq P_{gt}^{gt} \leq P_{gt}^{max}, \quad -R_{gt} \leq P_{gt}^{gt} - P_{gt}^{gt-1} \leq R_{gt} \quad (11)$$

其中: P_{gt}^{min} 为微型燃气轮机最小技术出力, P_{gt}^{max} 为微型燃气轮机最大出力, R_{gt} 爬坡速率限制 (最大功率变化量)。

储能系统动态方程:

$$SOC_{t+1}^s = SOC_t^s + \frac{\eta_{ch}^s P_{t,ch}^{s,ch} - \frac{P_{t,dis}^s}{\eta_{dis}^s}}{E_s^{cap}}, \quad s \in \{caes, bat, H\} \quad (12)$$

其中: s 是储能设备类型, 可取值 $caes$ (压缩空气储能)、 bat (蓄电池)、 H (储热罐)。 SOC_t^s 设备时段 t 开始时的荷电状态 (无量纲, $0 \sim 1$), SOC_{t+1}^s 设备 s 在时段 $t+1$ 开始时的荷电状态, η_{ch}^s

设备s的充电（充热）效率， η_{dis}^s 设备s的放电（放热）效率， $P_t^{s, ch}$ 设备s在时段t的充电（充热）功率， $P_t^{s, dis}$ 设备s在时段t的放电（放热）功率， E_s^{cap} 设备s的额定容量。各设备之间通过效率系数在功率层面建立转换关系，从而间接反映电与热的品位差异。

(4) 电网交互约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{buy} \leq P_{grid}^{max} u_t^{buy} \\ 0 \leq P_t^{sell} \leq P_{grid}^{max} u_t^{sell} \\ u_t^{buy} + u_t^{sell} \leq 1 \end{cases} \quad (13)$$

其中： P_{grid}^{max} 是与电网交互的最大功率（购电或售电的上限）， u_t^{buy} 二进制变量，1表示时段t从电网购电，0表示不购电， u_t^{sell} 二进制变量，1表示时段t向电网售电，0表示不售电，约束 $u_t^{buy} + u_t^{sell} \leq 1$ 保证同一时段不能同时购电和售电。

(5) 储热罐运行约束

$$\begin{cases} 0 \leq H_{ch}(t) \leq H_{max, ch} \cdot u_{H, ch}(t) \\ 0 \leq H_{dis}(t) \leq H_{max, dis} \cdot u_{H, dis}(t) \\ u_{H, ch}(t) + u_{H, dis}(t) \leq 1 \\ SOC_H(t+1) = SOC_H(t) + \frac{\eta_{H, ch} H_{ch}(t) - H_{dis}(t)/\eta_{H, dis}}{H_{cap}} \\ SOC_H^{min} \leq SOC_H(t) \leq SOC_H^{max} \\ 0 \leq H_{sell}(t) \leq H_{sell}^{max} \\ H_{caes}^{dem}(t) \leq H_{gt}(t) + H_{caes}^{rec}(t) + H_{dis}^{tank}(t) \end{cases} \quad (14)$$

其中： $H_{ch}(t)$ 和 $H_{dis}(t)$ 分别为充热功率和放热功率， $u_{H, ch}(t)$ 、 $u_{H, dis}(t)$ 为二进制变量，用于避免同时充放热。 $SOC_H(t)$ 是t时的储热状态， $\eta_{H, ch}$ 、 $\eta_{H, dis}$ 为充放热效率； SOC_H^{min} 和 SOC_H^{max} 分别是为储热罐最小、最大允许储热状态（分别取0.1和0.9）， H_{sell}^{max} 为最大售热功率， H_{sell}^t 为时段t的售热功率。 $H_{caes}^{dem}(t)$ 是CAES放电所需热量，热量供给优先级约束，保证CAES放电热需求优先满足。

3 基于增广ε-约束与熵权-TOPSIS贯序决策算法的多目标求解

虚拟电厂的优化调度是典型的多目标优化问题：经济性目标（总成本最小）与低碳性目标（碳排放最小）相互冲突，通常不存在使所有目标同时达到最优的唯一解。为此，本文采用“先求解、后决策”的两阶段贯序策略：首先利用增广ε-约束法生成均匀分布的Pareto最优解集；然后采用熵权-TOPSIS法从解集中客观筛选出最优折中方案。两

阶段通过决策矩阵衔接，实现求解与评价的分离，避免了主观赋权对帕累托前沿生成的影响。

3.1 增广ε-约束法生成Pareto解集

增广ε-约束法^[18-20]（Augmented ε-Constraint Method）是一种精确求解多目标优化问题的经典方法，其核心思想是将多目标问题转化为一系列单目标子问题，通过遍历不同的约束阈值生成Pareto最优解集。相较于传统的加权求和法，该方法能有效处理目标函数数量纲不一致及非凸Pareto前沿的问题，且生成的解集分布更加均匀。

考虑本文构建的双目标优化问题，将经济性目标（总成本最小化）记为主目标 f_1 ，碳排放最小化记作次目标 f_2 。首先分别求解两个单目标优化问题，确定各目标函数的取值范围。求解以下两个问题：

$$\begin{aligned} f_1^{min} &= \min \{ f_1(x) : x \in \Omega \} \\ f_2^{min} &= \min \{ f_2(x) : x \in \Omega \} \end{aligned} \quad (15)$$

进一步，计算在 f_1 取最小值时 f_2 的值 f_2^{max} ，以及在 f_2 取最小值时 f_1 的值 f_1^{max} ：

$$\begin{aligned} f_2^{max} &= \min \{ f_2(x) : f_1(x) = f_1^{min}, x \in \Omega \} \\ f_1^{max} &= \min \{ f_1(x) : f_2(x) = f_2^{min}, x \in \Omega \} \end{aligned} \quad (16)$$

由此确定次目标 f_2 的取值范围为 $[f_2^{min}, f_2^{max}]$ ，范围长度为 $r_2 = f_2^{max} - f_2^{min}$ 。

将次目标的取值范围等分为N个区间，生成N+1个约束阈值：

$$\varepsilon_k = f_2^{min} + \frac{k}{N} \cdot r_2, \quad k = 0, 1, \dots, N \quad (17)$$

本文取N=20，即生成21个均匀分布的ε值。

遍历所有 $k = 0, 1, \dots, N$ ，求解各子问题后，即可获得一组Pareto最优解集 $\{(f_1^{(k)}, f_2^{(k)})\}$ 。该解集的两个端点分别对应单目标优化的最优解，中间点反映了经济性与低碳性之间的不同权衡关系。

3.2 熵权-TOPSIS法筛选最优折中方案

增广ε-约束法生成的Pareto解集包含多个非支配解，各解在经济性与低碳性之间呈现不同的权衡关系。为从解集中筛选出最优折中方案，本文采用熵权-TOPSIS法^[21-22]进行多属性决策。该方法结合了熵权法的客观赋权优势和TOPSIS法的排序能力，能够科学地评价各方案的优劣，避免主观因素对决策结果的影响。

设Pareto解集中共有m个可行解，每个解包含两个评价指标：总成本 f_1 和碳排放量 f_2 。构建初始决策矩阵 $X = [x_{pq}]_{m \times 2}$ ，其中 x_{p1} 表示第p个解的

总成本, x_{p2} 表示第 p 个解的碳排放量。

由于两个指标均为成本型指标 (越小越优), 采用极差法进行标准化处理, 以消除量纲和数量级的影响:

$$y_{pq} = \frac{\max(x_q) - x_{pq}}{\max(x_q) - \min(x_q)}, \quad p = 1, \dots, m, \quad q = 1, 2 \quad (18)$$

式中: $\max(x_q)$ 和 $\min(x_q)$ 分别为第 q 个指标的最大值和最小值; y_{pq} 为标准化后的指标值, 取值均在 $[0, 1]$ 区间内。

首先计算第 q 个指标下第 p 个解的贡献度:

$$p_{pq} = \frac{y_{pq}}{\sum_{p=1}^m y_{pq}} \quad (19)$$

当 $y_{pq}=0$ 时, 令 $p_{pq} \ln p_{pq}$ 。然后计算第 q 个指标的信息熵:

$$e_q = -\frac{1}{\ln m} \sum_{p=1}^m p_{pq} \ln p_{pq} \quad (20)$$

信息熵 e_q 反映了指标数据的离散程度, e_q 越大表示数据越集中, 信息量越小。据此计算第 q 个指标的差异系数:

$$g_q = 1 - e_q \quad (21)$$

则第 q 个指标的权重为:

$$w_q = \frac{g_q}{\sum_{q=1}^2 g_q} \quad (22)$$

将标准化矩阵与指标权重相乘, 得到加权标准化矩阵:

$$v_{pq} = w_q \cdot y_{pq} \quad (23)$$

正理想解 V^+ 由各指标的最大值构成, 负理想解 V^- 由各指标的最小值构成:

$$\begin{aligned} V^+ &= (\max_p v_{p1}, \max_p v_{p2}) \\ V^- &= (\min_p v_{p1}, \min_p v_{p2}) \end{aligned} \quad (24)$$

计算各方案与正负理想解的欧氏距离

$$\begin{aligned} d_p^+ &= \sqrt{\sum_{q=1}^2 (v_{pq} - V_q^+)^2} \\ d_p^- &= \sqrt{\sum_{q=1}^2 (v_{pq} - V_q^-)^2} \end{aligned} \quad (25)$$

综合评价度 (相对贴近度) 为:

$$C_p = \frac{d_p^-}{d_p^+ + d_p^-} \quad (26)$$

$C_p \in [0, 1]$, C_p 越大表示方案越优。选取 C_p 最大的方案作为最优折中调度方案。

3.3 贯序求解流程

上述两阶段算法的整体流程如图 2 所示。第一阶段通过增广 ϵ -约束法遍历不同的碳排放约束阈值, 求解一系列单目标优化问题, 得到 Pareto 解集; 第二阶段将 Pareto 解集作为候选方案, 通过熵权法客观计算总成本与碳排放的权重, 再利用 TOPSIS 法计算各方案的相对贴近度, 最终输出贴近度最大的方案作为最优折中解。该流程实现了从多目标优化到最优决策的自动化贯序处理。

4 算例分析

4.1 数据与算例设置

本文选取青海某地工业园区 2024 年 1 月典型日的源荷数据作为算例分析的数据支撑。该地区属高寒长供暖期地区, 冬季是热电耦合矛盾最为突出、弃风现象最为严重的时段, 以此场景验证 AA-CAES 的热电协同效果最具针对性和说服力, 符合本文的研究定位。该区域工业用能特征显著, 能够有效反映工业负荷需求的变化规律; 同时, 区域内风电与光伏出力数据具备典型的地域特性, 为研究提供了具有代表性和参考价值的原始数据。调度周期设定为 24 小时, 时间分辨率为 1 小时, 以满足调度方案的时效性要求与精细化建模精度。使用 Matlab 中的 YALMIP 工具箱, 结合 CPLEX12.10 求解器进行求解。

1. 典型日的风光出力及电热工业负荷

光伏出力呈现明显的昼间峰值特征, 峰值出现在中午前后; 风电出力受气象条件影响呈现波动性, 夜间出力相对较高; 热负荷与电负荷曲线高峰时段出现在上午至傍晚, 与高耗能企业的生产规律相符。图 3 展示了典型日的风光出力及电热负荷曲线。

2. 虚拟电厂构成与设备参数

本文研究的虚拟电厂包含光伏、风电、微型燃气轮机、先进绝热压缩空气储能、蓄电池及储热罐等多种资源。系统各设备参数详见表 1。

由表 1 可知, 储热罐容量与 CAES 额定容量的配置满足典型日储放热需求, 同时压缩机额定出口温度与膨胀机最低入口温度之间存在足够的温差裕度, 保证了在所研究的典型日调度周期内, 储热介质温度不会衰减至膨胀机允许入口温度以下。

3. 分时电价

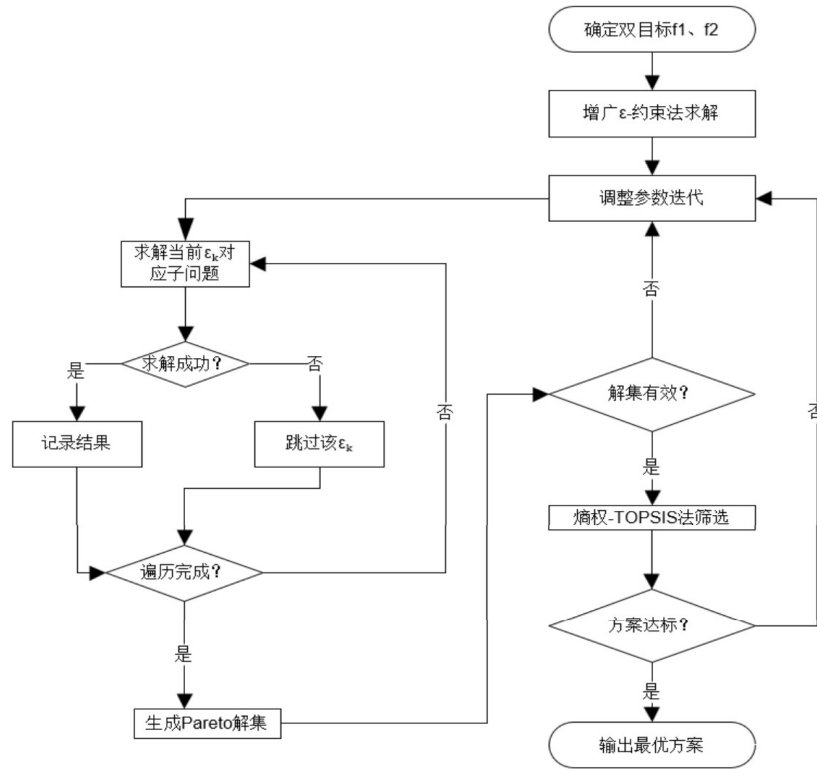


图2 基于增广 ϵ -约束法与熵权-TOPSIS法的多目标求解流程

Fig 2 Multi-objective solution process based on augmented ϵ -constraint method and entropy weight TOPSIS method

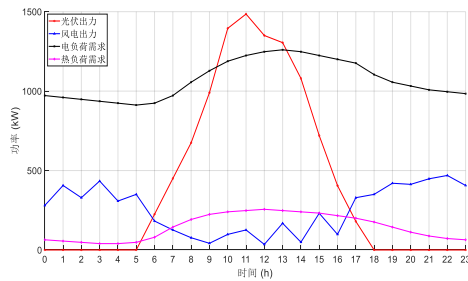


图3 典型日的风光出力及电热负荷曲线

Fig 3 wind and solar power output and electricity/heat load curves on a typical day

依据青海省高耗能企业分时电价政策，采用分时购售电价。平段基准电价为0.4元/kWh，低谷时段下浮65%，高峰时段上浮63%，第一季度尖峰时段上浮100%。售电价格按购电价格的80%，主要是参考当前我国分布式电源参与电力市场交易时普遍存在的价差现状：虚拟电厂作为用户侧资源聚合体，其向电网售电的结算价格通常低于同期购电电价，价差反映了输配电价、辅助服务费用、交易损耗等因素。参照青海省最新的工商业分时电价政策及相关研究文献，80%的比例是一个较为合理的

表1 系统各设备参数

Table 1 Parameters of system equipment

设备	参数	取值
光伏发电机组	装机容量/kW	2000
	运维成本/(元/kWh)	0.024
风力发电机组	装机容量/kW	800
	运维成本/(元/kWh)	0.015
微型燃气轮机	最大发电功率/kW	400
	发电成本(含燃料费)/(元/kWh)	0.55
	碳排放系数/(吨/kWh)	0.0005
	最大充放电功率/kW	300
AA-CAES	额定容量/kWh	2000
	运维成本/(元/kWh)	0.008
蓄电池储能	最大充放电功率/kW	250
	额定容量/kWh	800
储热罐	运维成本/(元/kWh)	0.02
	最大充/放热功率/kW	100
外部电网购电	额定储热容量/kWh	800
	运维成本/(元/kWh)	0.01
外部电网购电	购电碳排放系数/(吨/kWh)	0.0002

假设参数。具体各时段电价如图4示。

4.2 场景设置及分析

为系统评估AA-CAES对虚拟电厂经济与低碳

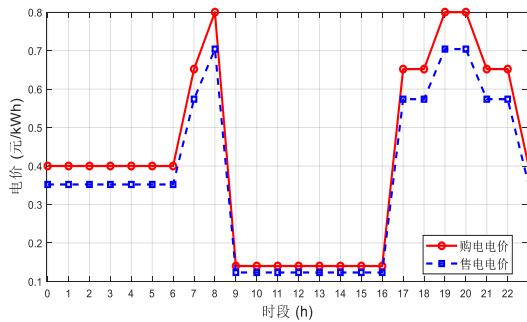


图4 分时电价图
Fig 4 Time-of-use electricity price

运行的协同优化效果，本文设置6组对比场景，分别围绕无AA-CAES与含AA-CAES两种配置，开

展总成本最低、碳排放最低及最优折中三类目标下的仿真分析。其余场景设置如表2所示，各场景仿真结果如表3所示。

表2 场景设置
Table 2 Scenario setting

场景	无AA-CAES	含AA-CAES	总成本最低	碳排放最少	最优方案
场景1	√		√		
场景2	√			√	
场景3	√				√
场景4		√	√		
场景5		√		√	
场景6		√			√

表3 各场景仿真数据

Table 3 Simulation data for each scenario

类别	运行方案	总成本/元	运行成本/元	购电成本/元	售电收入/元	售电量/kwh	碳排放/t
无AA-CAES	1.总成本最小	5152.64	3585.38	2139.54	572.28	2294.3	4.0250
	2.碳排放最低	5348.17	3089.70	2839.54	215.56	1749.6	3.7753
	3.最优方案	5329.64	3100.06	2610.61	381.02	1971.5	3.8253
含AA-CAES	4.总成本最小	4436.40	3883.11	1151.97	629.41	961.3	3.7220
	5.碳排放最低	5148.35	2511.46	3009.29	0	0	3.1658
	6.最优方案	5059.72	2561.74	2480.99	0	0	3.2215

结果表明，配置AA-CAES后，系统在三种典型调度目标下均实现了总成本降低与碳排放减少的双重收益，但内在驱动机制存在明显差异：在总成本最小目标下，储能通过“低储高发”套利使购电成本骤降46.16%，带动总成本下降13.90%，同时碳排放同步降低7.53%；在碳排放最低目标下，系统为深度脱碳在低碳时段大量购电存储，虽使购电成本小幅增加5.98%，但储能替代了高峰时段的高碳排放机组出力，运行成本压缩近18.7%，最终总成本仍下降3.74%，而碳排放降幅达到最高的16.14%；在多目标最优方案下，储能优先满足自身负荷平抑曲线，未参与售电套利，购电成本优化4.97%，总成本降低5.06%，而碳排放降幅仍高达15.78%，几乎与纯低碳目标持平。可见，AA-CAES的灵活时移能力使系统无论偏向经济性还是低碳性均能获得优于无储能基准的综合效益，尤其通过合理的多目标协同调度，可在较小经济代价下逼近深度减排效果，是实现电力系统经济-低碳双维提升的关键灵活性资源。

4.3 AA-CAES 热电联供对VPP调度运行影响

4.3.1 AA-CAES 储电效果

由图5和图6可知，在未配置AA-CAES的场景中，虚拟电厂仅依靠微型燃气轮机、蓄电池及电网购售电维持电力平衡，受限于蓄电池短时、小容量储能特性，系统呈现明显的源荷错配特征。0:00—8:00为夜间用电低谷时段，电负荷维持在较低区间，而风电出力处于较高水平，大量风电无法被就地消纳，只能通过向电网售电外送，甚至出现严重弃风现象。9:00—16:00进入日间工业生产高峰，电负荷快速上升，光伏出力开始拉升，风电出力下降，供电缺口扩大，系统被迫依赖微型燃气轮机满功率发电与高峰时段高价购电进行补充，导致购电成本与碳排放同步上升。16:00—24:00负荷逐步回落，光伏出力逐渐降低，风电出力上升，但风电出力仍存在间歇性波动，系统仍需频繁调整购电与燃气轮机出力，整体运行稳定性较差。由此可见，无AA-CAES时虚拟电厂无法实现新能源的跨时段消纳，长期处于“夜间弃风、白天购电”的运行状态，经济性与低碳性难以兼顾。

由图7和图8可知，在配置AA-CAES后，虚

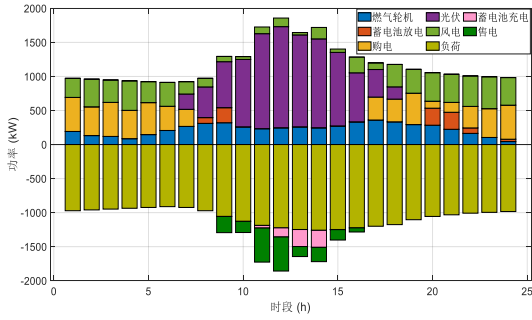


图5 无AA-CAES电负荷平衡示意图

Fig 5 Schematic diagram of electric load balancing without AA-CAES

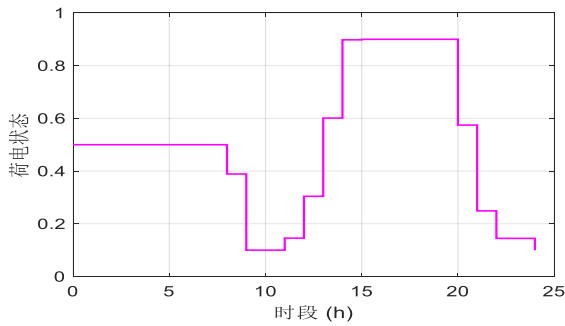


图6 无AA-CAES的蓄电池荷电状态图

Fig 6 Battery state of charge diagram without AA-CAES

拟电厂的储电能力与源荷平衡特性得到根本性改善。0:00—8:00 夜间风电富余时段，AA-CAES 进入充电储电阶段，直接吸收夜间无法就地消纳的富余风电进行压缩储能，将原本弃风或低价外送的电能转化为压缩空气势能存储，实现风电全额就地消纳。9:00—16:00 日间用电高峰时段，AA-CAES 由充电转为放电状态，将夜间存储的清洁电能平稳释放，有效填补电负荷高峰带来的供电缺口，大幅替代燃气轮机发电与高峰购电。以熵权-TOPSIS 最优折中方案为例，加入 AA-CAES 后，系统购电成本由 2610.61 元降至 2480.99 元，下降 4.97%；总成本由 5329.64 元降至 5059.72 元，下降 5.06%；碳排放由 3.8253 t 降至 3.2215 t，下降 15.78%，实现了经济性与低碳性的同步提升。16:00—24:00 负荷回落阶段，AA-CAES 可根据实时电负荷灵活调整充放电功率，继续平抑负荷波动，避免燃气轮机频繁启停，进一步提升系统运行平稳性。与此同时，AA-CAES 的加入有效减轻了蓄电池的运行压力，优化了储能系统整体运行特性。无 AA-CAES 时，

蓄电池需承担主要调峰任务，全天处于深度充放电循环状态，荷电状态波动幅度大、设备损耗高；配置 AA-CAES 后，蓄电池仅作为短时功率缓冲单元，荷电状态波动范围显著收窄，运行更加平稳，设备寿命与系统可靠性得到提升。

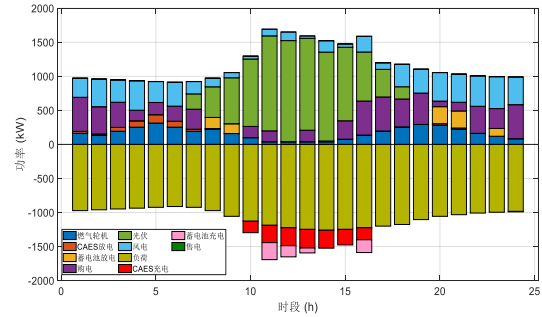


图7 含AA-CAES的电负荷平衡示意图

Fig 7 Schematic diagram of electric load balancing with AA-CAES

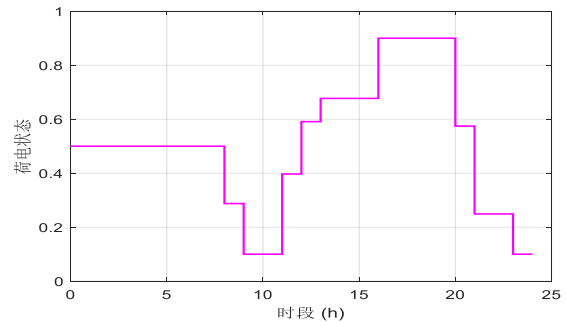


图8 含AA-CAES的蓄电池荷电状态图

Fig 8 Battery state of charge diagram with AA-CAES

4.3.2 AA-CAES 协同供热效果

由图9和图10可知，无 AA-CAES 场景下，系统热源结构高度单一，全时段热负荷完全依赖燃气轮机产热满足，储热罐仅能作为燃气轮机的配套调峰装置，承担全量余热存储任务；0—8 h 为夜间热负荷低谷期，外部热负荷维持在低位，燃气轮机在满足基础热负荷的同时产热；储热罐由初始 0.5 的储热状态开始持续充热，至 9 h 时储热状态快速攀升至 0.9 左右，达到近满充水平，储热罐容量利用率接近 90%。9—16 h 为日间热负荷高峰期，外部热负荷骤升，燃气轮机产热功率达到 200 kw，成为唯一核心热源；储热罐同步进入深度放热阶段，至 15 h 时储热状态已降至 0.1 以下，部分时段甚至接近 0 的放空状态，全程经历 0.5→0.9→0.1 的大

跨度循环,充放热深度差达0.8,热损耗显著增加。16—24 h热负荷逐步回落,储热罐仅进行小幅充放热调节,最终稳定在0.1~0.2的低储热区间。此模式下,燃气轮机高峰负荷占比达100%,能源利用效率低,且夜间富余风电仅能单一发电消纳,无法实现热电协同利用,弃风风险与碳排放问题并存。

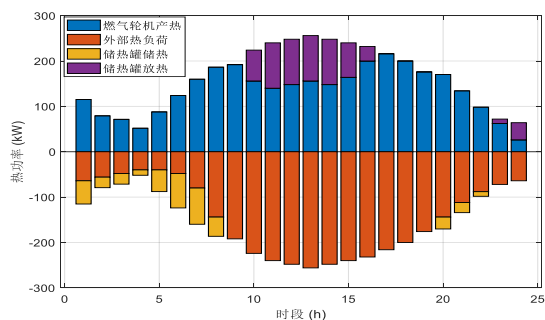


图9 无AA-CAES的热负荷平衡示意图

Fig 9 Schematic diagram of heat load balancing without AA-CAES

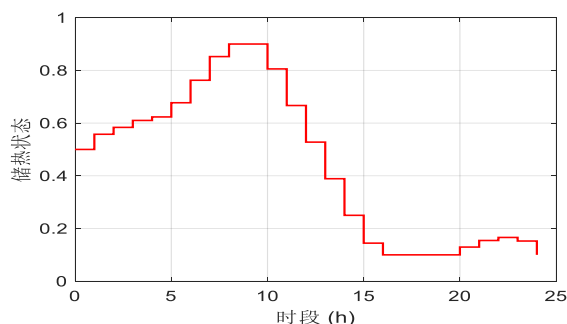


图10 无AA-CAES的储热罐状态示意图

Fig 10 Heat storage tank status diagram without AA-CAES

由图11和图12可知,配置AA-CAES后,系统通过热电协同深度耦合:0—8 h夜间充电阶段,AA-CAES以夜间富余风电为能源进行空气压缩,回收压缩过程中产生的余热,直接接入供热系统或存储至储热罐,替代燃气轮机完成夜间基础热负荷供应;此阶段储热罐维持在0.5的初始储热状态,无持续充热过程,储热罐负荷状态由无AA-CAES场景的0.5→0.9降至0.5稳态,运行强度降低60%以上。9—16 h日间放电与热负荷高峰阶段,AA-CAES膨胀释放存储的压缩空气,一方面发电填补日间电负荷缺口,另一方面释放供热余热,与储热罐放热、燃气轮机产热协同满足热负荷需求;此时燃气轮机产热功率由无AA-CAES场景的200kW降

至60kW,高峰占比降至30%,储热罐呈阶梯式平稳放热,放热速率放缓,至16 h时稳定在0.1左右的低储热状态,全程无满充运行,充放热深度差缩减至0.4,较无AA-CAES场景降低50%。16—24 h热负荷回落阶段,AA-CAES减少供热出力,储热罐仅维持微幅调节,最终稳定在0.1左右,运行波动进一步减小。

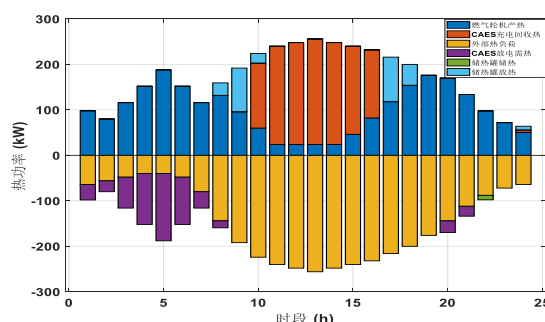


图11 含AA-CAES的热负荷平衡示意图

Fig 11 Heat load balancing diagram with AA-CAES

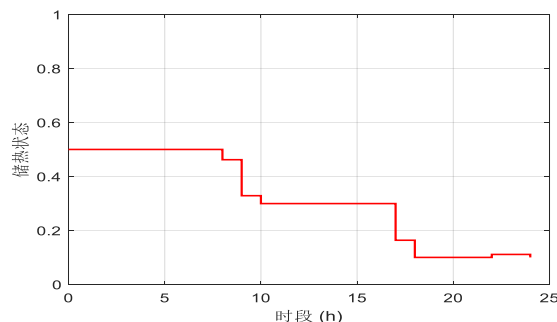


图12 含AA-CAES的储热罐状态示意图

Fig 12 Heat storage tank status diagram with AA-CAES

4.3.3 AA-CAES放电与供热需求的时间同步性

进一步分析AA-CAES电出力与热出力的动态关联。由图13可知,放电电功率曲线(蓝线)与放电需求热曲线(橙线)在9:00—16:00完全同步,同起同落;充电电功率曲线(绿线)与充电回收热曲线(红线)在0:00—4:00和22:00—24:00也完全同步。这种严格的时间耦合关系源于AA-CAES的热力学工作特性——压缩过程必然产热,膨胀过程必然吸热,二者不存在独立的调节自由度。本算例中,放电需求热与放电电功率的比值恒定为1.05,充电回收热与充电电功率的比值恒定为1.13,与式(10)设定的系数一致,验证了模型对

AA-CAES 热电耦合特性刻画的正确性。

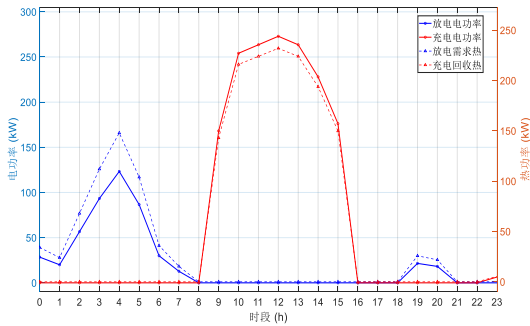


图 13 AA-CAES 放电功率与释热功率同步关系
Fig.13 Synchronization relationship between AA-CAES discharge power and heat release power

5 结论

本文针对高寒长供暖期地区虚拟电厂存在的热电协同不足、弃风消纳困难、运行成本高、碳排放量大等问题，构建了计及 AA-CAES 热电协同的虚拟电厂多目标优化调度模型，以运行成本与碳排放最小化为双目标，采用增广 ε -约束法与熵权-TOPSIS 法进行求解与决策，并以青海某工业园区典型日数据开展算例分析，得到以下结论：

1. AA-CAES 可有效破解源荷时空错配与弃风难题：利用夜间低谷富余风电进行压缩储电，白天高峰时段放电供能，实现风电跨时段高效消纳，显著降低弃风电量与弃风损失，同时平抑电负荷峰谷波动，提升虚拟电厂供电稳定性与新能源利用率。

2. AA-CAES 实现热电协同深度耦合：通过充电阶段回收压缩余热、放电阶段补充供热，并结合储热罐形成“AA-CAES+燃气轮机+储热罐”多元协同供热体系，大幅降低对微型燃气轮机的热源依赖，提升系统综合能源利用率，同步改善供电与供热可靠性。

3. 系统经济性与低碳性实现双重提升：对比无 AA-CAES 场景，配置 AA-CAES 后在总成本最小场景下总成本降低 13.9%、购电成本下降 46.2%、碳排放同步降低 7.5%；在碳排放最低场景下碳排放进一步降低 16.1%，总成本亦下降 3.7%；最优折中方案则在总成本降低 5.1%、购电成本优化 5% 的同时，碳排放下降 15.8%，有效打破了经济性与低碳性之间的相互制约，验证了 AA-CAES 在多目标协调调度中的显著协同增益。

4. AA-CAES 能够充分发挥长时储能与热电联

供优势，所建多目标优化模型与求解方法可有效支撑虚拟电厂高效低碳调度，为我国高寒地区、高比例新能源基地的工业型虚拟电厂优化运行提供理论依据与技术参考。

需要指出，当前模型为保持线性结构和可求解性，未引入温度状态变量与品位约束，默认储热温度品位始终满足膨胀机入口要求，这与实际运行中温度分层及衰减过程存在差异。未来研究可从模型精细化与应用场景深化两个维度进一步拓展。在模型精细化方面，一是可采用分段线性化或数据驱动方法刻画 AA-CAES 压缩热回收量与膨胀吸热量随储气压力、功率水平及环境温度的非线性变化特性；二是可引入基于储热温度的精细化状态变量与焓效率约束，替代本文为保持模型线性而采用的有效供热系数，以更精确地描述不同温度品位热量的储存、传递与利用过程，从热力学本质上完善热电耦合建模。在应用场景深化方面，可进一步考虑风电、光伏出力的不确定性，拓展至多时间尺度调度框架，并融入市场化交易机制，同时开展覆盖全年的多季节、多场景年度尺度分析，以全面提升模型在复杂环境下的适应性与工程实用价值。

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.
- [2] LI H, LIU D, YAO D Y. Research and judgment on the development of China's power system towards the goal of carbon peak and carbon neutrality [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6245-6259. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.210050.
- [3] 卓振宇,张宁,谢小荣,等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171-191.
- [4] ZHUO Z Y, ZHANG N, XIE X R, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [5] 周晓倩,艾芊. 配电网与多微网联合分布式鲁棒经济调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(7): 23-30.
- [6] ZHOU X Q, AI Q. Combined distributed robust economic dispatch of distribution network and multiple microgrids [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(7): 23-30.
- [7] 潘凯岩,胡林麟,吴俊越,等. 面向综合能源协调的虚拟电厂调控平台设计与规划优化[J]. 可再生能源, 2024, 42(01): 127-135.
- [8] PAN K Y, HU L L, WU J Y, et al. Design and planning optimization of virtual power plant control platform for integrated energy coordination [J]. Renewable Energy Resources, 2024, 42(1): 127-135.
- [9] Zhang F, Gong Y, Zhang X, et al. A multi-objective stochastic

- optimization model for combined heat and power virtual power plant considering carbon recycling and utilizing[J]. *Frontiers in Energy Research*, 2024.DOI:10.3389/fenrg.2024.1363360.
- [6] 祁兵,彭浩宇,李彬,等.基于多代理强化学习的虚拟电厂参与调峰市场的优化策略[J]. *现代电力*, 1-13[2026-04-13]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0123>.
- QI B, PENG H Y, LI B, et al. Optimization strategy for virtual power plant participating in peak regulation market based on multi-agent reinforcement learning [J]. *Modern Electric Power*, 1-13 [2026-04-13]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0123>.
- [7] 霍非凡,吕游,田禾露,等.基于多源不确定性与参数在线校正的虚拟电厂多时间尺度自适应调度方法[J]. *分布式能源*, 1-12[2026-03-17]. <https://doi.org/10.16513/J.2096-2185.DE.25100518>.
- HUO F F, LYU Y, TIAN H L, et al. Multi-time scale adaptive scheduling method for virtual power plant based on multi-source uncertainty and online parameter correction [J]. *Distributed Energy*, 1-12 [2026-03-17]. <https://doi.org/10.16513/J.2096-2185.DE.25100518>.
- [8] 张玮灵,古含,章超,等.压缩空气储能技术经济特点及发展趋势[J]. *储能科学与技术*, 2023, 12(04):1295-1301.DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0645.
- ZHANG W L, GU H, ZHANG C, et al. Techno-economic characteristics and development trends of compressed air energy storage technology [J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2023, 12(4): 1295-1301. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0645.
- [9] 尹俊杰,徐卫君,李建林,等.先进绝热压缩空气储能多能流优化调度模型[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46 (23):59-68.
- YIN J J, XU W J, LI J L, et al. Multi-energy flow optimal scheduling model for advanced adiabatic compressed air energy storage [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(23): 59-68.
- [10] 王慧敏,张勇传,陈海焱,等.智能电网中的综合能源系统综述[J]. *中国电机工程学报*, 2010, 30(36):1-7.
- WANG H M, ZHANG Y C, CHEN H Y, et al. Review of integrated energy systems in smart grid [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2010, 30(36): 1-7.
- [11] 吴俊勇,郝亮亮,刘艳章.先进绝热压缩空气储能系统热电协同运行机理[J]. *储能科学与技术*, 2023, 12 (04):1205-1214.
- WU J Y, HAO L L, LIU Y Z. Thermoelectric cooperative operation mechanism of advanced adiabatic compressed air energy storage system [J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2023, 12(4): 1205-1214.
- [12] Yang Cheng, Wang Xusheng, Huang Manman, et al. Design and simulation of gas turbine-based CCHP combined with solar and compressed air energy storage in a hotel building[J]. *Energy and Buildings*, 2017, 153: 412-420.
- [13] 周亦洲,孙国强,黄文进,等.多区域虚拟电厂综合能源协调调度优化模型[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(23):6780-6790.
- ZHOU Y Z, SUN G Q, HUANG W J, et al. Optimal model of integrated energy coordinated dispatch for multi-regional virtual power plants [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(23): 6780-6790.
- [14] Li Rui, Chen Laijun, Yuan Tiejiang, et al. Optimal dispatch of zero-carbon-emission micro Energy Internet integrated with non-supplementary fired compressed air energy storage system[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2016, 4(4): 566-580.
- [15] 陈皓,张宁,康重庆.考虑碳约束的虚拟电厂经济调度模型[J]. *电网技术*, 2020, 44 (08):2901-2910.
- CHEN H, ZHANG N, KANG C Q. Economic dispatch model of virtual power plant considering carbon constraints [J]. *Power System Technology*, 2020, 44(8): 2901-2910.
- [16] 李鹏,徐青山,赵波,等.计及需求响应的综合能源系统多目标优化调度[J]. *电力自动化设备*, 2017, 37(1):103-110.
- LI P, XU Q S, ZHAO B, et al. Multi-objective optimal dispatch of integrated energy system considering demand response [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2017, 37(1): 103-110.
- [17] 袁晓冬,王丹,李扬,等.计及电热耦合的综合能源系统多目标优化调度[J]. *电工技术学报*, 2021, 36 (12):2510-2520.
- YUAN X D, WANG D, LI Y, et al. Multi-objective optimal dispatch of integrated energy system considering electro-thermal coupling [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(12): 2510-2520.
- [18] 赵晋泉,叶宇峰,李欢.电气互联系统多目标优化调度的凸松弛方法[J]. *电工技术学报*, 2021, 36 (09):1850-1860.
- ZHAO J Q, YE Y F, LI H. Convex relaxation method for multi-objective optimal dispatch of integrated electricity and gas system [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(9): 1850-1860.
- [19] 梅生伟,李瑞,陈来军,等.先进绝热压缩空气储能技术研究进展及展望[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(10): 2893-2907, 3140. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.172138.
- MEI S W, LI R, CHEN L J, et al. Research progress and prospect of advanced adiabatic compressed air energy storage technology [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(10): 2893-2907, 3140. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.172138.
- [20] 宋依群,刘阳,李碧君.基于增广 ϵ -约束法的风储联合系统多目标优化[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(19):65-73.
- SONG Y Q, LIU Y, LI B J. Multi-objective optimization of wind-storage combined system based on augmented ϵ -constraint method [J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(19): 65-73.
- [21] 张华煜,陈上,朱彤,等.含有绝热压缩空气储能的分布式能源系统供能特性研究[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(S1): 142-150. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.180314.
- ZHANG H Y, CHEN S, ZHU T, et al. Study on energy supply characteristics of distributed energy system with adiabatic compressed air energy storage [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(S1): 142-150. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.180314.
- [22] 李艳杰,张粒子,李波.熵权-TOPSIS法在配电网多目标规划中的应用[J]. *电网技术*, 2018, 42(07):2210-2217.
- LI Y J, ZHANG L Z, LI B. Application of entropy weight-TOPSIS

method in multi-objective planning of distribution network [J].

Power System Technology, 2018, 42(7): 2210-2217.